

**PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
DELLA VALLE D'AOSTA AL 2030**

PEAR VDA 2030



Versione: ottobre 2023

Riproduzione autorizzata citando la fonte



**Assessorato Sviluppo economico, Formazione e Lavoro, Trasporti e Mobilità sostenibile
Dipartimento Sviluppo economico ed energia**

P.zza della Repubblica, 15 11100 – Aosta

Redazione del documento a cura di:



Finaosta S.p.A. - COA energia

Via Festaz, 22 - 11100 - Aosta

Con la collaborazione di:

Politecnico di Torino nell'ambito della regia complessiva dell'Energy Center



**Politecnico
di Torino**



**ENERGY
CENTER**

“Pour ce qui est de l’avenir, il ne s’agit pas de le prévoir, mais de le rendre possible.”
Antoine de Saint Exupéry, Citadelle, 1948

SOMMARIO

PREMESSA	7
EXECUTIVE SUMMARY	10
1. IL CONTESTO.....	27
1.1 Sviluppo sostenibile	28
1.2 Lotta ai cambiamenti climatici.....	33
1.3 Transizione ecologica	40
1.4 Economia circolare.....	42
1.5 Smart Villages e Green Communities	44
1.6 Digitalizzazione	46
1.7 Ricerca e innovazione	52
1.8 Pandemia da COVID-19 e Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).....	56
1.9 Fondi EU.....	69
1.10 La crescita economica sostenibile	76
2. IL CONTESTO ENERGETICO SOVRAREGIONALE	77
2.1 Sistema energetico internazionale: stato attuale e previsioni.....	77
2.2 Sistema energetico nazionale	84
2.3 Crisi energetica	89
2.3.1 Andamento dei prezzi.....	90
2.3.2 Consumi energetici delle famiglie e povertà energetica	94
2.4 Quadro regolatorio	96
2.4.1 Strategia energetica	96
2.4.2 Efficienza energetica	99
2.4.3 Sviluppo delle FER.....	105
2.4.4 Mobilità sostenibile	110
2.5 Reti e infrastrutture	115
3. IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE	124
3.1 Pianificazione energetica regionale fino al 2020 e il relativo sistema di monitoraggio	124
3.2 Reti e infrastrutture energetiche	126
3.2.1 Rete elettrica	126
3.2.2 Rete di ricarica dei veicoli elettrici.....	131
3.2.3 Rete del gas metano.....	131

3.2.4	Reti di teleriscaldamento.....	132
3.2.5	Altre infrastrutture.....	133
3.3	I Bilanci Energetici Regionali.....	134
3.3.1	Disponibilità interna lorda: produzione, esportazione e importazione	134
3.3.2	Trasformazioni.....	138
3.3.3	Fonti energetiche rinnovabili (FER) secondo la metodologia EUROSTAT.....	138
3.3.4	Consumi finali	139
3.4	Monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi del PEAR VDA 2020	148
4.	GLI OBIETTIVI DI PIANO.....	151
5.	LO SCENARIO LIBERO	155
5.1.	Produzione locale da FER	155
5.2.	Consumi Finali	158
5.3.	Emissioni di gas climalteranti (GHGs).....	163
5.4.	Confronto con gli obiettivi del PEAR VDA 2030	164
5.5.	Proiezione al 2040 e posizionamento rispetto all'obiettivo <i>Fossil Fuel Free</i>.....	165
6.	LE AZIONI.....	168
	ASSE 1 – RIDUZIONE DEI CONSUMI	170
	C 01 SETTORE RESIDENZIALE.....	172
	C 02 SETTORE TERZIARIO	181
	C 03 SETTORE INDUSTRIALE E AGRICOLO	190
	C 04 SETTORE TRASPORTI	197
	ASSE 2 - AUMENTO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	205
	F 01 IDROELETTRICO	208
	F 02 FOTOVOLTAICO	212
	F 03 EOLICO.....	218
	F 04 SOLARE TERMICO	220
	F 05 POMPE DI CALORE.....	222
	F 06 BIOMASSA	225
	F 07 BIOGAS	231
	ASSE 3 – RETI E INFRASTRUTTURE	236
	R 01 RETE ELETTRICA.....	238
	R 02 RETE DI RICARICA VEICOLI ELETTRICI	241
	R 03 RETE GAS NATURALE.....	244
	R 04 RETI DI TELERISCALDAMENTO.....	247

R 05 RETE DIGITALE	249
R 06 RETE DI GESTIONE DELLA RISORSA IDRICA	251
ASSE 4 - PERSONE.....	254
P 01 GOVERNANCE.....	257
P 02 PIANI DI AZIONE PER L'ENERGIA SOSTENIBILE E IL CLIMA	258
P 03 MONITORAGGIO	259
P 04 PUBBLICA AMMINISTRAZIONE - FORMAZIONE.....	260
P05 NETWORK.....	261
P 06 SEMPLIFICAZIONE AMMINISTRATIVA	262
P 07 INFORMAZIONE E SENSIBILIZZAZIONE	263
P 08 COMUNITÀ ENERGETICHE E AUTOCONSUMO COLLETTIVO	264
P 09 PROFESSIONISTI E IMPRESE – FORMAZIONE, SISTEMI DI GESTIONE E LABEL.....	265
P 10 SCUOLE	266
P 11 POVERTÀ ENERGETICA	267
P 12 RICERCA, SVILUPPO E INNOVAZIONE	268
7. SCENARIO DI PIANO E CONCLUSIONI	269
7.1 Produzione locale da FER	269
7.2 Disponibilità interna lorda.....	272
7.3 Riduzione dei consumi	272
7.4. Emissioni di GHGs	277
7.5. Proiezione al 2040.....	278
7.6. Conclusioni	280
APPENDICE 1 – ACRONIMI.....	
APPENDICE 2 – BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA.....	
APPENDICE 3 – NORMATIVA.....	
ALLEGATO 1 – LINEE GUIDA PER LO SVILUPPO DELL'IDROGENO IN VALLE D'AOSTA	

PREMESSA

Il **Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)** è lo strumento di pianificazione regionale in materia di energia, con finalità di indirizzo per tutti i settori che generano flussi energetici sul territorio. A partire dall'analisi dei **Bilanci Energetici Regionali (BER)**, che restituiscono sinteticamente le caratteristiche del sistema energetico esistente, il **PEAR** definisce gli obiettivi di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (**FER**) nel rispetto delle strategie di livello superiore (europeo e nazionale) e in coerenza con le pianificazioni regionali negli altri settori.

L'obbligo di redazione del **PEAR** da parte di Regioni e Province Autonome è stato introdotto, a livello normativo, dall'art. 5 della *L. 10/1991* ed è richiamato, a livello regionale, dagli articoli 25 e 27 della *l.r. 13/2015*, la quale prevede che il **PEAR** venga approvato dal Consiglio regionale su proposta della Giunta regionale e che venga aggiornato periodicamente con riferimento all'evolversi delle condizioni che influenzano il sistema energetico regionale.

In Valle d'Aosta, l'approvazione del primo **PEAR** risale al 1998 (*d.C.r. 3126/1998*), a cui hanno fatto seguito, nel 2003, l'aggiornamento relativo al periodo 2001-2010 (*d.C.r. 3146/2003*) e, nel 2014, quello relativo al periodo 2011-2020 (*d.C.r. 727/2014*). La validità del precedente **PEAR** è pertanto terminata e il presente elaborato (**PEAR VDA 2030**) costituisce il documento di pianificazione aggiornato per l'arco temporale 2021-2030.

Rispetto ai Piani precedenti, il **PEAR VDA 2030** si pone in un contesto storico particolarmente complesso, sia da un punto di vista ambientale, sia socio-economico.

Il più alto punto di riferimento a cui ispirare il nuovo Piano è l'**Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile**, il programma d'azione sottoscritto nel 2015 dai 193 Paesi membri dell'ONU, nel quale vengono definiti 17 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (**SDGs**) e 169 target da raggiungere entro il 2030, per rispondere alle principali sfide mondiali in ambito ambientale, economico e sociale. Peraltro, a gennaio 2023 è stata approvata la **Strategia Regionale di Sviluppo Sostenibile (SRSvs Vda 2030)** che declina tali principi sul territorio regionale.

Parallelamente, gli ambiziosi impegni internazionali presi nel 2015 con l'**Accordo di Parigi**, volti a contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2 gradi Celsius rispetto ai livelli pre-industriali, costituiscono una "sfida globale" di lotta ai cambiamenti climatici alla quale occorre fornire un "contributo locale". In questo contesto, la Valle d'Aosta si è posta un obiettivo particolarmente sfidante, ovvero quello di raggiungere un livello di decarbonizzazione quasi completo al 2040, come delineato nella **Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040 (d.G.r. 151/2021)**, rispetto alla quale il **PEAR VDA 2030** si pone come principale "step di verifica intermedio" al 2030. Successivamente, con *d.G.r. 1557/2021*, è stata approvata anche la **Strategia Regionale di adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC)**, con la quale il **PEAR VDA 2030** dovrà raccordarsi. A questi obiettivi già di per sé sfidanti, si sono sovrapposte le profonde criticità derivanti dalla **pandemia mondiale da COVID-19** e, successivamente, dall'avvio del **conflitto russo-ucraino**. Per quanto possibile, il documento cerca di prendere in considerazione gli impatti di questo contesto storico senza precedenti.

La radicalità e la rilevanza della transizione in atto impongono obiettivi sfidanti e un cambio di paradigma nel settore energetico che porti la Valle d'Aosta verso un progressivo abbandono dei combustibili fossili e verso l'autonomia energetica.

Il **PEAR VDA 2030** è caratterizzato, inoltre, da una **maggiore trasversalità** rispetto ai Piani precedenti. Le analisi, che in precedenza erano focalizzate principalmente sulle catene di consumo stazionarie, prendono ora in considerazione anche **i trasporti**, in ragione della loro incidenza rilevante sui consumi della regione. Il **PEAR VDA 2030** non si sostituisce alle singole pianificazioni di settore, ma vuole dare l'indicazione della misura in cui ogni ambito deve contribuire affinché il sistema energetico regionale, nel suo complesso, possa raggiungere i target attesi. Occorre infatti considerare che tale obiettivo è strettamente dipendente dalle misure che verranno attuate nelle diverse aree (civile, trasporti, industria e agricoltura).

Le azioni del **PEAR VDA 2030** vengono delineate secondo **4 ASSI**:

- **ASSE 1 – RIDUZIONE DEI CONSUMI**: facendo proprio il principio di **Energy Efficiency First**¹, più volte richiamato nei documenti eurocomunitari come uno dei pilastri fondamentali non solo per raggiungere gli obiettivi climatici dell'**UE**, ma anche per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili provenienti dall'estero e

¹ Rif. *CE Energy Efficiency First principle*

umentare la sicurezza dell'approvvigionamento, il [PEAR VDA 2030](#) delinea, nei diversi settori, le azioni volte alla diminuzione dei consumi, sia mediante un utilizzo razionale dell'energia e interventi di miglioramento dell'efficienza di conversione energetica, sia mediante il processo di transizione termico-elettrica dei consumi.

- **ASSE 2 – INCREMENTO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI:** nonostante la situazione virtuosa dovuta alla grande produzione idroelettrica, la Valle d'Aosta sarà chiamata a concorrere agli ambiziosi obiettivi di nuova potenza [FER](#) installata, il cui meccanismo di ripartizione tra le Regioni è attualmente in discussione nell'ambito dei tavoli di coordinamento con il Ministero competente.
- **ASSE 3 – RETI E INFRASTRUTTURE:** le azioni delineate negli Assi precedenti devono essere accompagnate da un adeguato coordinamento con lo sviluppo e la gestione delle reti e delle infrastrutture (es: rete elettrica, rete gas), anche volto ad un aumento della loro resilienza in relazione ai cambiamenti climatici, in quanto le stesse costituiscono condizione abilitante per la transizione energetica.
- **ASSE 4 – PERSONE:** come indicato nei capisaldi delle direttive "rinnovabili" ([Direttiva 2018/2001/CE](#), "[RED II](#)") e "mercato" ([Direttiva 2019/944/CE](#), "[IEM](#)"), l'accelerazione richiesta rispetto ai trend registrati finora comporta imprescindibilmente un ruolo attivo e consapevole delle persone. In tale ottica, il [PEAR VDA 2030](#) vuole promuovere azioni volte all'*engagement* della società, in termini di migliore capacità di governance da parte della Pubblica Amministrazione e delle istituzioni e di coinvolgimento attivo della popolazione e del tessuto produttivo.

L'innovazione e la ricerca, temi fondamentali nel processo di transizione energetica del prossimo decennio, costituiscono elementi da tenere in considerazione trasversalmente per tutti gli assi di intervento sopra descritti, dal punto di vista tecnologico e infrastrutturale, ma anche, non meno importante, culturale, metodologico e di processo. In questo contesto, il vettore *idrogeno* è oggetto di un approfondimento specifico² al fine di individuare le linee guida di sviluppo sul territorio regionale, in particolare nei settori *hard-to-abate*, ovvero dove le tecnologie tradizionali non riescono a raggiungere l'obiettivo di decarbonizzazione.

Nel dettaglio, il presente elaborato, che costituisce il Piano Energetico Ambientale Regionale ([PEAR VDA 2030](#)), è strutturato come segue:

- **CAPITOLO 1 - IL CONTESTO:** sintesi dei principali accordi, strategie e piani, a diverse scale di riferimento (internazionale, europeo, nazionale e regionale), ritenuti significativi per lo sviluppo del [PEAR VDA 2030](#);
- **CAPITOLO 2 - IL CONTESTO ENERGETICO SOVRAREGIONALE:** descrizione del sistema energetico a scala sovrapregionale, dell'andamento dell'attuale crisi energetica, del quadro regolatorio e dello sviluppo di reti e infrastrutture;
- **CAPITOLO 3 - IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE:** descrizione di reti e infrastrutture, dei bilanci energetici regionali e del raggiungimento degli obiettivi della precedente pianificazione;
- **CAPITOLO 4 – GLI OBIETTIVI DI PIANO:** definizione degli obiettivi del [PEAR VDA 2030](#);
- **CAPITOLO 5 – SCENARIO LIBERO:** descrizione della probabile evoluzione del sistema energetico ipotizzato a partire dagli andamenti dei dati storici e dallo stato attuale delle politiche e interventi già in essere;
- **CAPITOLO 6 – LE AZIONI:** schede di dettaglio degli assi di intervento;
- **CAPITOLO 7 – SCENARIO DI PIANO E CONCLUSIONI:** descrizione dell'evoluzione del sistema energetico a seguito delle azioni delineate nel capitolo 6 e conclusioni;
- **ALLEGATO 1 - Linee guida per lo sviluppo dell'idrogeno in Valle d'Aosta**, per fornire alcune prime considerazioni sullo sviluppo che la filiera idrogeno potrebbe avere sul territorio regionale.

Inoltre, il [PEAR](#), ai sensi dall'art. 6, c. 1 della [l.r. 12/2009](#), rientra tra i piani e i programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale ed è quindi oggetto di **Valutazione Ambientale Strategica (VAS)**. Il presente documento è corredato, dunque, dal **Rapporto Ambientale**, in cui sono individuati, descritti e valutati gli effetti significativi che l'attuazione del Piano potrebbe avere sull'ambiente e sul patrimonio culturale e vengono descritti i diversi scenari ipotizzati nella costruzione del PEAR. Il Rapporto Ambientale, a sua volta, ha in allegato la **Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA)**, procedura di natura "preventiva" alla quale sono sottoposti i piani, i

² Rif. [PEAR VDA 2030](#): Allegato 1 - Linee Guida per lo Sviluppo dell'Idrogeno in Valle d'Aosta

programmi, gli interventi e le attività che possono potenzialmente avere un impatto sui siti appartenenti alla rete Natura 2000³ e il **Piano di monitoraggio**, volto a definire le misure che verranno messe in atto per monitorare, anche attraverso la definizione di opportuni indicatori, il grado di raggiungimento degli obiettivi e definire eventuali azioni correttive.

Per agevolare la lettura e l'approfondimento degli argomenti affrontati dal **PEAR VDA 2030** sono stati effettuati collegamenti ipertestuali che consentono di accedere direttamente alla documentazione di riferimento (evidenziati all'interno del documento tramite sottolineatura) e sono stati indicati con l'utilizzo del carattere **blu** gli acronimi presenti nel testo ai quali è stata dedicata una specifica Appendice.

La normativa è stata citata nel testo in forma abbreviata, a cui è stato associato un collegamento ipertestuale per accedere direttamente all'atto normativo completo pubblicato su web. La denominazione completa di ogni norma citata è comunque stata inserita nell'apposita Appendice (Appendice 3 - Normativa).

In particolare, al fine di rendere più evidenti alcune informazioni ritenute rilevanti, le stesse vengono evidenziate nel testo come indicato in TABELLA 1.

	Azioni di innovazione e ricerca
	Buone pratiche
	Finanziamento PNRR
	Finanziamento PR FESR

TABELLA 1 - Simboli utilizzati nella descrizione delle azioni

Si sottolinea che i seguenti documenti:

- **Appendice 1 – Acronimi;**
- **Appendice 2 - Bibliografia e Sitografia;**
- **Appendice 3 – Normativa**

contengono i riferimenti richiamati in tutti i documenti del **PEAR VDA 2030** e sono pertanto da considerare a supporto e completamento degli stessi.

Tutti i documenti sono stati redatti, sotto coordinamento e indirizzo del Dipartimento sviluppo economico ed energia della Regione autonoma Valle d'Aosta, dal **COA energia** di Finaosta S.p.A., con il supporto dell'Energy Center del Politecnico di Torino.

³ Rif. art. 6 comma 3 della Direttiva 92/43/CEE (cosiddetta Direttiva Habitat)

EXECUTIVE SUMMARY

L'obbligo di redazione del *Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)* da parte di Regioni e Province Autonome è stato introdotto, a livello normativo, dall'art. 5 della L. 10/1991 ed è richiamato, a livello regionale, dagli articoli 25 e 27 della *l.r. 13/2015*, la quale prevede che il *PEAR* venga approvato dal Consiglio regionale su proposta della Giunta regionale e che venga aggiornato periodicamente con riferimento all'evolversi delle condizioni che influenzano il sistema energetico regionale.

I precedenti PEAR

L'approvazione del primo *PEAR* della Valle d'Aosta risale al 1998 (*d.C.r. 3126/1998*), a cui hanno fatto seguito, nel 2003, l'aggiornamento relativo al periodo 2001-2010 (*d.C.r. 3146/2003*) e, nel 2014, quello relativo al periodo 2011-2020 (*d.C.r. 727/2014*). La validità del precedente *PEAR* è pertanto terminata e il presente elaborato (*PEAR VDA 2030*) costituisce il documento di pianificazione fino al 2030.

La Road Map Fossil Fuel Free 2040

La Valle d'Aosta ha assunto come obiettivo fondamentale e caratterizzante delle proprie politiche settoriali la riduzione delle emissioni di *GHGs*. La Regione, infatti, si è posta l'obiettivo di rendere il proprio territorio Fossil Fuel Free entro il 2040, con un'accelerazione ancora più sfidante rispetto al livello europeo per cui l'obiettivo di neutralità carbonica è fissato per il 2050. Tale percorso, avviato nella seduta del 18 dicembre 2018 dal Consiglio regionale, ha portato all'approvazione, con *d.G.r. 151/2021*, della *Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040 - Linee guida per la decarbonizzazione*. Tale documento fornisce le linee di indirizzo per raggiungere un obiettivo di riduzione delle emissioni di *GHGs* al 2040 del 75% rispetto ai valori del 2017, anno in cui è stata prodotta una certificazione ufficiale delle emissioni del territorio regionale, da usare come baseline di confronto. La Roadmap costituisce un quadro di riferimento per le pianificazioni regionali, in particolare per il *PEAR VDA 2030*.

Sommario relazione tecnica illustrativa

La relazione tecnica illustrativa del *PEAR VDA 2030* è strutturata come segue:

- **CAPITOLO 1 – IL CONTESTO:** sintesi dei principali accordi, strategie e piani, a diverse scale di riferimento (internazionale, europeo, nazionale e regionale), ritenuti significativi per lo sviluppo del *PEAR VDA 2030*;
- **CAPITOLO 2 - IL CONTESTO ENERGETICO SOVRAREGIONALE:** descrizione del sistema energetico a scala sovraregionale, dell'andamento dell'attuale crisi energetica, del quadro regolatorio e dello sviluppo di reti e infrastrutture;
- **CAPITOLO 3 - IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE:** descrizione di reti e infrastrutture, dei bilanci energetici regionali e del raggiungimento degli obiettivi della precedente pianificazione;
- **CAPITOLO 4 – GLI OBIETTIVI DI PIANO:** definizione degli obiettivi del *PEAR VDA 2030*;
- **CAPITOLO 5 – SCENARIO LIBERO:** descrizione della probabile evoluzione del sistema energetico ipotizzato a partire dagli andamenti dei dati storici e dallo stato attuale delle politiche e interventi già in essere;
- **CAPITOLO 6 – LE AZIONI:** schede di dettaglio degli assi di intervento;
- **CAPITOLO 7 – SCENARIO DI PIANO E CONCLUSIONI;**
- **ALLEGATO 1 - Linee guida per lo sviluppo dell'idrogeno in Valle d'Aosta,** per fornire alcune prime considerazioni sullo sviluppo che la filiera idrogeno potrebbe avere sul territorio regionale.

Sintesi del documento

Il contesto

La relazione tecnica illustrativa del *PEAR VDA 2030* si compone di una prima parte (rif. Cap.1) in cui viene analizzato il complesso contesto di piani, accordi e strategie che, agendo a diverse scale territoriali e sui vari aspetti dello sviluppo sostenibile, influenza sia gli obiettivi di piano sia le azioni volte al raggiungimento degli stessi.

In particolare, a livello internazionale, il principale riferimento sullo sviluppo sostenibile è dato dall'*Agenda 2030 delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile - Trasformare il nostro mondo*, sottoscritta nel 2015 dai 193 Paesi membri dell'*ONU*. In essa vengono definiti 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (*SDGs*), che mirano a rispondere a

sfide globali relative alla dimensione sociale, economica e ambientale. A gennaio 2023 è stata approvata la **Strategia Regionale di Sviluppo Sostenibile (SRSvs Vda 2030)** che declina tali principi sul territorio regionale.

Nell'ambito del contrasto ai cambiamenti climatici, l'**Accordo di Parigi** del 2015 definisce l'obiettivo di lungo termine di contenimento dell'aumento della temperatura media globale al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi per limitare l'aumento a 1,5°C entro fine secolo rispetto ai livelli pre-industriali. A livello europeo, è stato sancito l'obiettivo di neutralità climatica ("Net Zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di riduzione delle emissioni di GHGs del 55% entro il 2030 rispetto ai valori del 1990. In parallelo agli sforzi volti alla **mitigazione** dei cambiamenti climatici è emersa la necessità di **adattamento** agli stessi, attraverso lo sviluppo di sistemi resilienti e il miglioramento della capacità di prevedere e gestire i cambiamenti in corso. A livello regionale, in particolare, con [d.G.r. 1557/2021](#) è stata approvata anche la **Strategia Regionale di adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC)**, con la quale il **PEAR VDA 2030** deve raccordarsi.

In virtù degli impegni ambientali assunti a livello europeo, sono numerosi i fondi specifici di finanziamento gestiti direttamente dalla Commissione europea attraverso i programmi tematici orientati alla crescita, all'occupazione, allo sviluppo rurale, alla cooperazione, alla ricerca e all'innovazione.

Per far fronte alla crisi economica dovuta alla pandemia, è poi stato varato lo strumento finanziario denominato **NextGenerationEU (NGEU)**, il più grande pacchetto a sostegno dell'economia mai finanziato dall'**UE**, al cui interno trova copertura il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**. Il **PNRR**, dal valore complessivo di 235 miliardi di euro, definisce il programma di investimenti disegnato per rendere l'Italia un Paese più equo, verde e inclusivo, con un'economia più competitiva, dinamica e innovativa, nel quale le Missioni **M2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica** e **M3 - Infrastrutture per una mobilità sostenibile** rivestono, complessivamente, un ruolo preponderante.

Il contesto energetico sovraregionale

L'analisi del **sistema energetico sovraregionale** (rif. Cap.2) illustra l'andamento storico di consumi e produzioni e le previsioni future a livello mondiale, da cui emerge chiaramente la distanza tra i trend in essere e gli obiettivi posti dalla comunità internazionale. Questo scostamento dovrà essere colmato attraverso l'innovazione tecnologica e la consapevolezza circa l'urgenza di fronteggiare il cambiamento climatico, nonché attraverso la creazione di un quadro normativo che renda disponibili fondi e incentivi per la transizione energetica. A tal proposito sono già numerose le **misure incentivanti** e le **detrazioni fiscali** messe a disposizione a livello nazionale nei diversi ambiti di intervento della transizione energetica:

- per favorire l'efficienza energetica (es: Ecobonus, Superbonus, Bonus casa, Conto termico, Titoli di Efficienza Energetica - Certificati Bianchi, ecc...);
- per lo sviluppo delle **FER**. Sono disponibili, o sono in corso di definizione, incentivi volti: allo sviluppo degli impianti a servizio delle Comunità Energetiche Rinnovabili, alla sperimentazione dell'agrivoltaico, alla produzione di biometano, all'installazione di impianti innovativi e all'installazione di pannelli fotovoltaici sui fabbricati delle aziende agricole;
- per decarbonizzare il settore dei trasporti, rendendo il trasporto locale più sostenibile, favorendo la ricerca e lo sviluppo nel settore automotive, nonché il rinnovo dei mezzi di trasporto pubblico locale, la conversione dei mezzi verso veicoli a basse emissioni e lo sviluppo della mobilità ciclistica e della micromobilità elettrica.

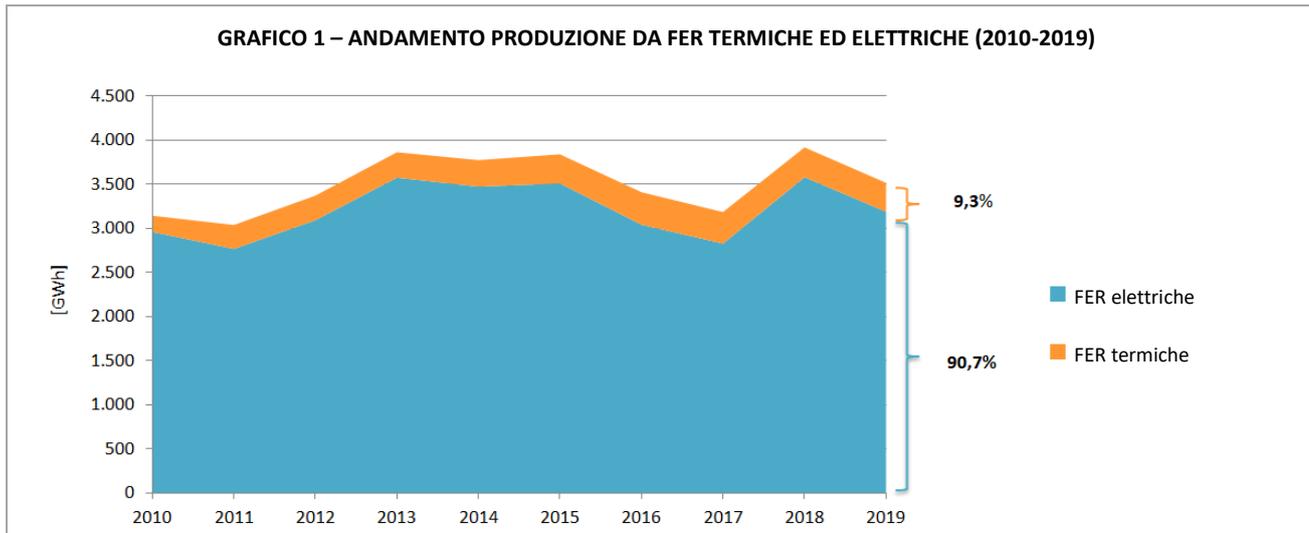
Un ruolo fondamentale nel processo di transizione energetica lo svolgono, come rimarcato anche a livello europeo, le **reti** e le **infrastrutture**. La rete elettrica e la rete gas, in particolare, hanno un ruolo centrale sia per abilitare la penetrazione delle **FER**, sia per il potenziale futuro trasporto di idrogeno.

Il sistema energetico regionale

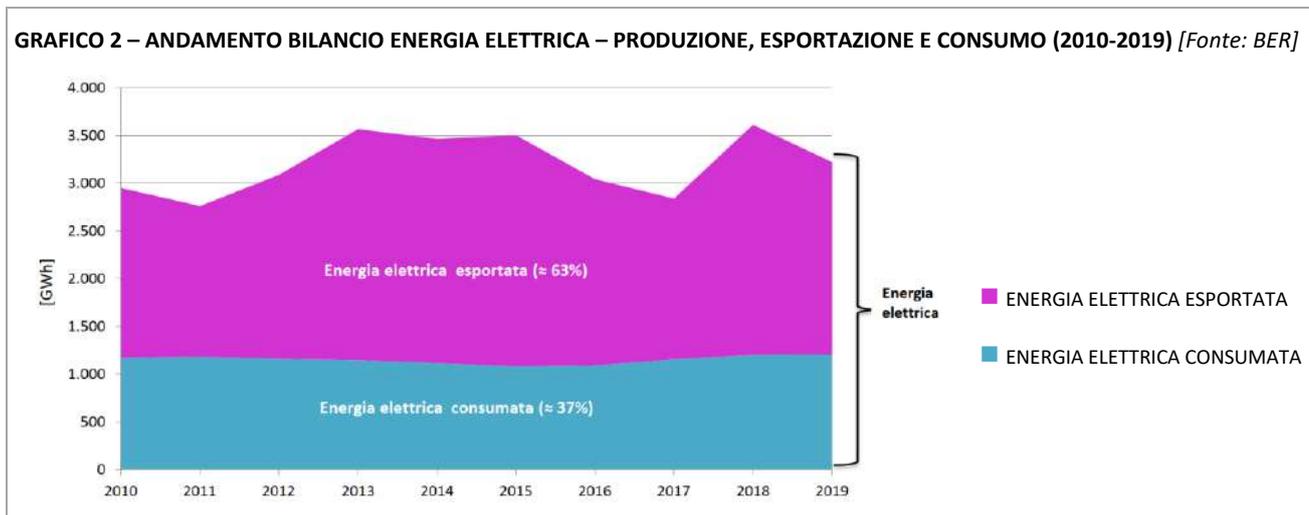
L'analisi del **sistema energetico regionale** (rif. Cap.3) si basa sui dati elaborati dal monitoraggio del sistema energetico regionale al 2019, anno preso come riferimento sia perché l'aggiornamento completo al 2020 non era compatibile con i tempi di redazione del **PEAR VDA 2030**, sia per non tenere in considerazione come base per gli scenari futuri l'anno della pandemia da **COVID-19**, in quanto sarebbe risultato statisticamente non rappresentativo. Oltre alle valutazioni sul raggiungimento degli obiettivi della precedente fase di pianificazione, vengono forniti i dati

relativi alle diverse voci che compongono il Bilancio Energetico Regionale: produzione⁴, disponibilità interna lorda⁵ e consumi⁶ suddivisi in base ai settori economici, alle fonti e ai vettori energetici. Viene, inoltre, descritto lo sviluppo delle infrastrutture energetiche presenti sul territorio in quanto la loro evoluzione è una condizione essenziale per rispondere alle nuove esigenze della transizione energetica.

Il sistema energetico valdostano è caratterizzato da alcune peculiarità che lo rendono unico sul panorama nazionale. Al 2019 la **produzione** complessiva è pari a circa **3.514 GWh**, costituita per il 100% da *fonti energetiche rinnovabili (FER)*, di cui il 90,7% derivanti da *fonti energetiche rinnovabili elettriche (FER el)* e il restante 9,3% da *fonti energetiche rinnovabili termiche* quali la biomassa, il solare termico, la quota rinnovabile delle pompe di calore e il biogas (rif. [GRAFICO 1](#)).



Una quota importante della produzione di energia elettrica regionale (circa il 63%), è destinata all'exportazione mentre la restante quota viene utilizzata per coprire i consumi locali (rif. [GRAFICO 2](#)).



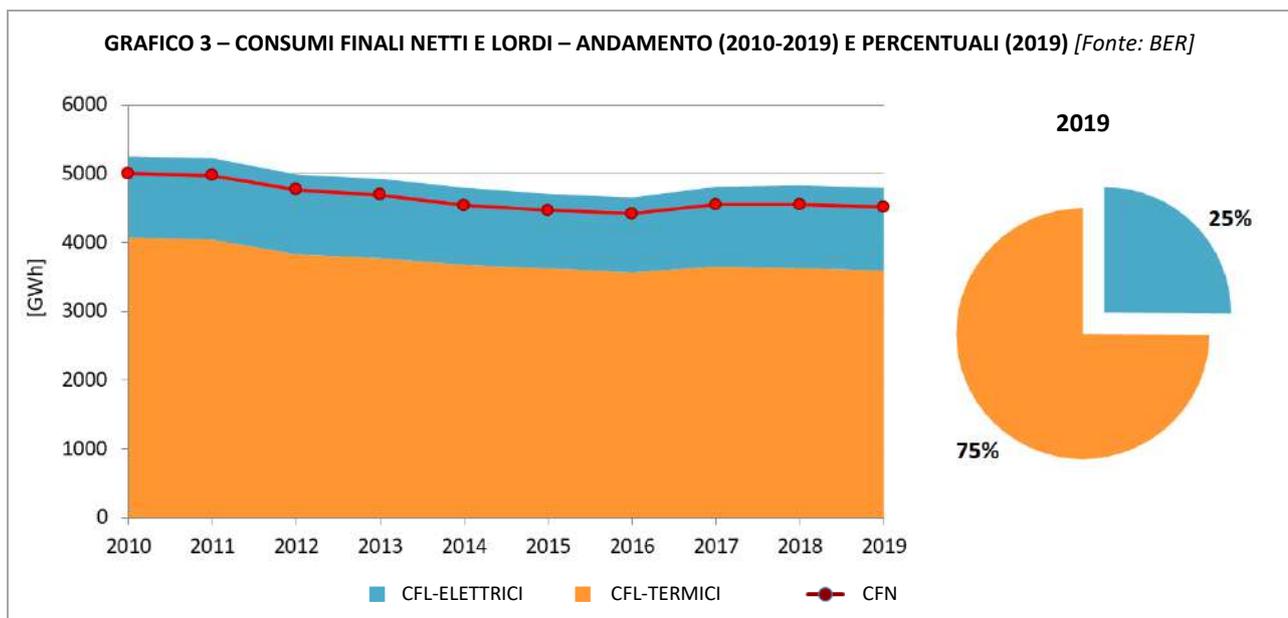
⁴ Con il termine **produzione** (o produzione locale) si intende l'utilizzo di fonti energetiche presenti sul territorio regionale, indipendentemente dalla finalità (uso diretto/trasformazione in energia elettrica o calore).

⁵ Con il termine **disponibilità interna lorda** si intende l'insieme delle risorse energetiche disponibili per le diverse finalità (uso diretto o trasformazione), indipendentemente dalla provenienza (somma di importazione e produzione, al netto delle eventuali esportazioni).

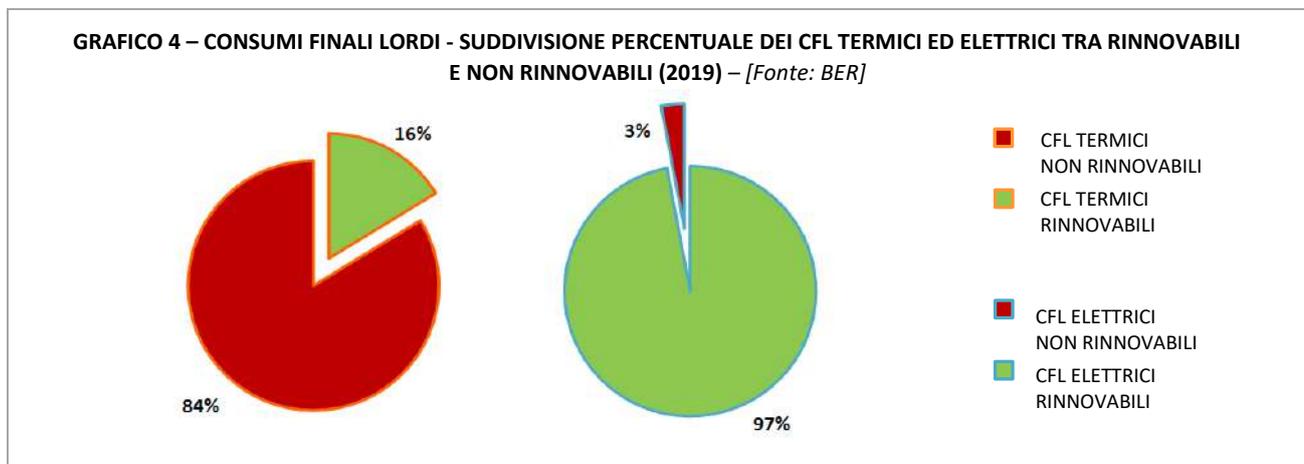
⁶ I consumi vengono distinti nel documento in **consumi finali lordi (CFL)** e **consumi finali netti (CFN)**, rispettivamente al lordo e al netto delle perdite di rete (elettrica e del gas naturale) e degli ausiliari di produzione.

Si sottolinea il fatto che, sebbene la Valle d'Aosta abbia, a livello complessivo annuo, un profilo energetico caratterizzato da un marcato surplus di produzione elettrica, vi possono essere dei momenti nel corso dell'anno in cui il fabbisogno energetico complessivo risulta prevalente rispetto alla produzione, per via della non contestualità tra produzione e consumi e si ricorre pertanto all'importazione di energia elettrica dall'esterno. Occorre inoltre evidenziare la forte variabilità della produzione idroelettrica, con differenze di produzione tra anni successivi anche dell'ordine del 20%, dipendente principalmente dalle condizioni idrologiche.

Al 2019 i consumi finali lordi (CFL) sono pari a 4.796 GWh, di cui il 75% termici (CFL-TER) e il 25% elettrici (CFL-EL) (rif. GRAFICO 3). Tali percentuali diventano, rispettivamente, 79% e 21% se rapportati ai consumi finali netti (CFN).

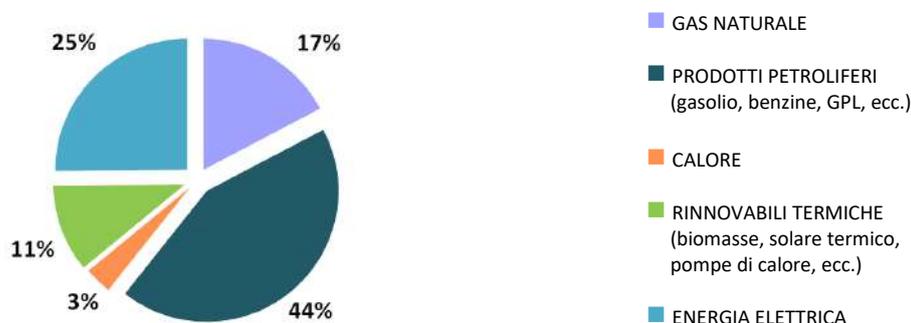


Complessivamente i consumi finali lordi sono coperti per il 63,4% da fonti energetiche non rinnovabili e per il 36,6% da FER. Tali percentuali diventano, rispettivamente, 67% e 33% se rapportati ai consumi finali netti (CFN). Risulta interessante analizzare separatamente CFL termici e CFL elettrici: si osserva che la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili è estremamente diversa nei due casi: se per l'energia elettrica il contributo delle FER è preponderante (97%), il settore termico è ancora largamente dipendente dalle fonti fossili (84%) e le FER incidono solo per il 16% (rif. GRAFICO 5).



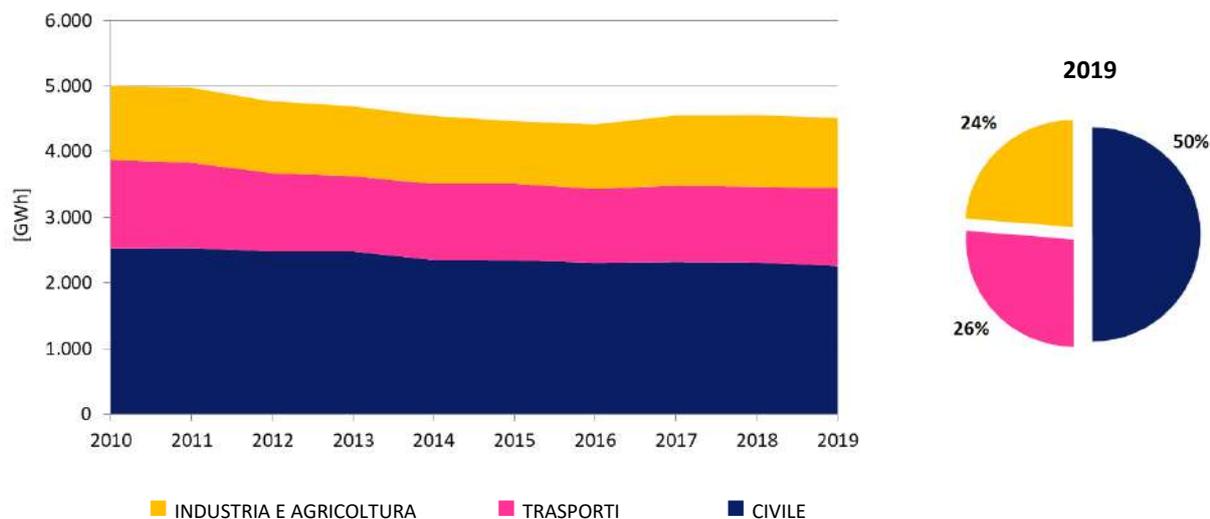
Più nel dettaglio, i consumi finali lordi sono costituiti al 44% da prodotti petroliferi, al 25% da energia elettrica, al 17% da gas naturale, al 3% da calore⁷ (teleriscaldamento) e all' 11% da fonti rinnovabili termiche (rif. [GRAFICO 5](#)).

GRAFICO 5 – DISTRIBUZIONE PERCENTUALE DEI CONSUMI FINALI LORDI TRA VETTORI (2019) [Fonte: BER]



Per quanto riguarda la suddivisione dei consumi nei diversi settori, si utilizzano i **consumi finali netti (CFN)**. Al 2019 i **CFN** sono imputabili per il 50% al settore civile, per il 26% al settore dei trasporti e per il restante 24% al settore industriale/agricolo (rif. [GRAFICO 6](#)).

GRAFICO 6 – CONSUMI FINALI NETTI – SUDDIVISIONE PER SETTORI – ANDAMENTO 2010-2019 E PERCENTUALI AL 2019 [Fonte: BER]



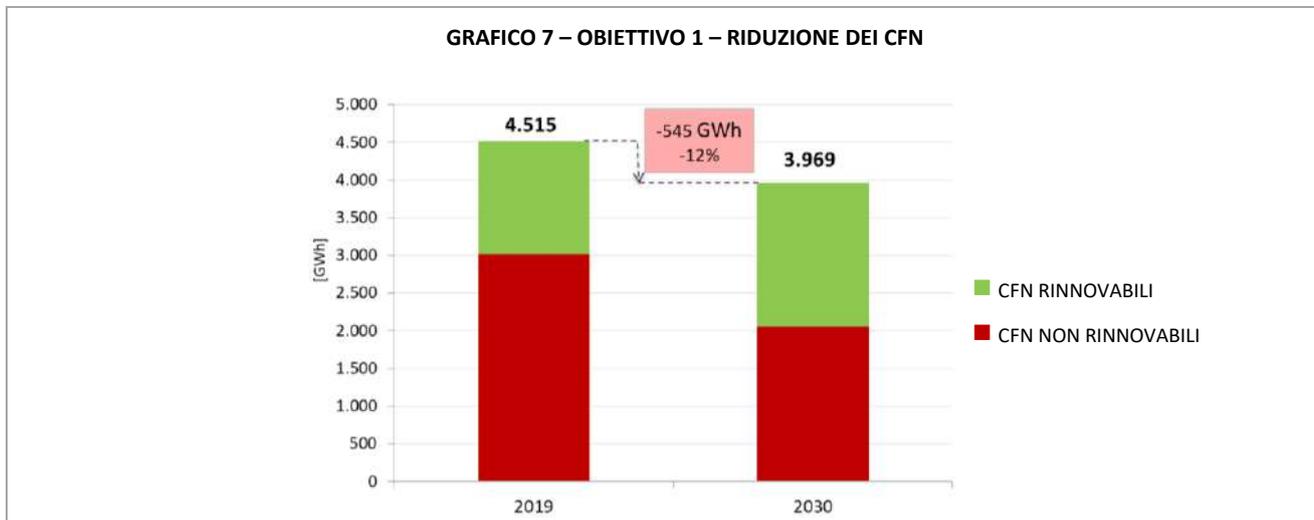
Gli obiettivi di piano

Gli **obiettivi di piano** (rif. Cap.4) derivano dagli impegni assunti a livello europeo e nazionale e dallo sfidante obiettivo, individuato dalla *Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040*, di progressivo abbandono delle fonti fossili e raggiungimento della neutralità climatica al 2040, in anticipo di dieci anni rispetto ai target europei. Vengono definiti tre obiettivi quantitativi per il 2030, strettamente connessi tra loro ma complementari, di seguito riportati.

⁷ Si intende il calore distribuito da reti di teleriscaldamento.

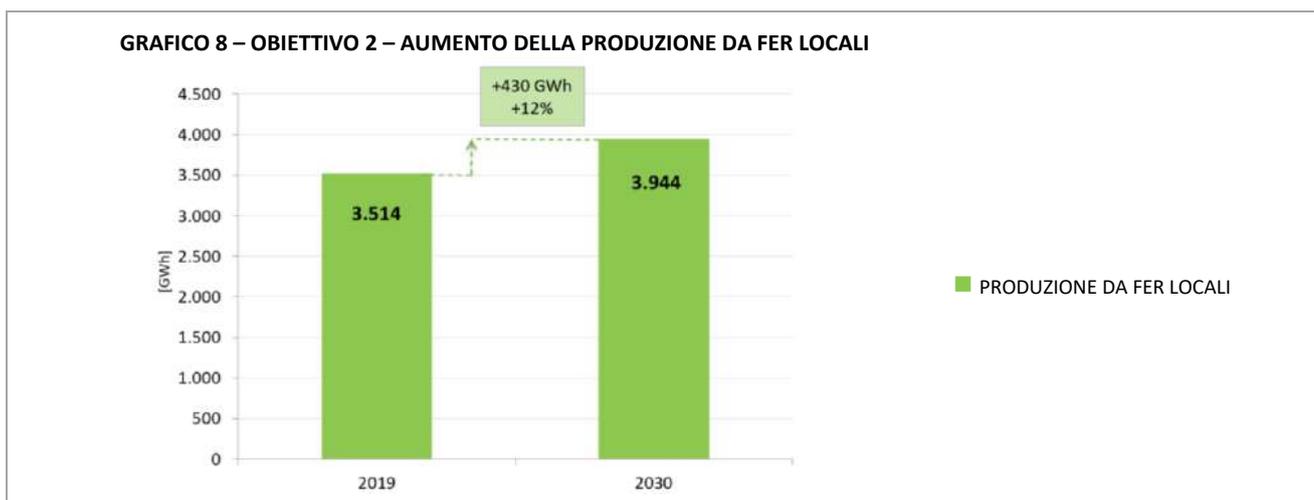
1) Obiettivo efficienza energetica

Coerentemente con il principio europeo *Energy efficiency first* che si basa sull'assunto che "la miglior energia rinnovabile è quella non consumata", il **PEAR VDA 2030** si pone un obiettivo di riduzione dei consumi finali netti (CFN) del 12% al 2030 rispetto ai valori del 2019 (rif. [GRAFICO 7](#)).



2) Obiettivo di incremento della produzione da FER

Il **PEAR VDA 2030** si pone l'obiettivo di aumentare la produzione locale da **FER** del 12% al 2030 rispetto ai valori del 2019, attraverso la nuova installazione sia di **FER** termiche sia di **FER** elettriche (rif. [GRAFICO 8](#)). Tale obiettivo è stato definito valutando sia la necessità di incrementare, nei consumi termici, l'utilizzo di **FER** in sostituzione delle fonti fossili, sia l'obbligo introdotto dall'art. 20, comma 2 del D.Lgs. 199/2021 in riferimento agli obiettivi nazionali di nuova installazione di potenza elettrica da **FER**. Tale previsione normativa, seppur non abbia oggi riscontro nel decreto attuativo che dovrà individuare numericamente il contributo di ogni Regione⁸, prevede una *ripartizione dell'obiettivo nazionale, in termini di nuova potenza da installare, fra Regioni e Province autonome*. A livello italiano il target di nuova potenza elettrica da installare entro il 2030 è fissato dal **PTE** a 70-75 GW, valore che potrà essere rivisto con l'aggiornamento del **PNIEC**.



⁸ L'obiettivo delineato potrebbe pertanto dover essere rivisto in base ai contenuti del Decreto di attuazione dell'art. 20, comma 2 del D.Lgs. 199/2021.

3) Obiettivo di riduzione delle emissioni di GHGs

Il *PEAR VDA 2030* costituisce un traguardo intermedio rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione e di progressivo abbandono dei combustibili fossili che la Valle d'Aosta si è posta al 2040. L'impatto del settore energetico⁹, principalmente correlato all'uso di combustibili fossili, è predominante sul totale del quadro emissivo regionale ed è responsabile del 78% delle emissioni complessive rilevate al 2017¹⁰. Rispetto pertanto a tali emissioni, l'obiettivo è ottenere al 2030 una riduzione del 34% (rif. *GRAFICO 9*).



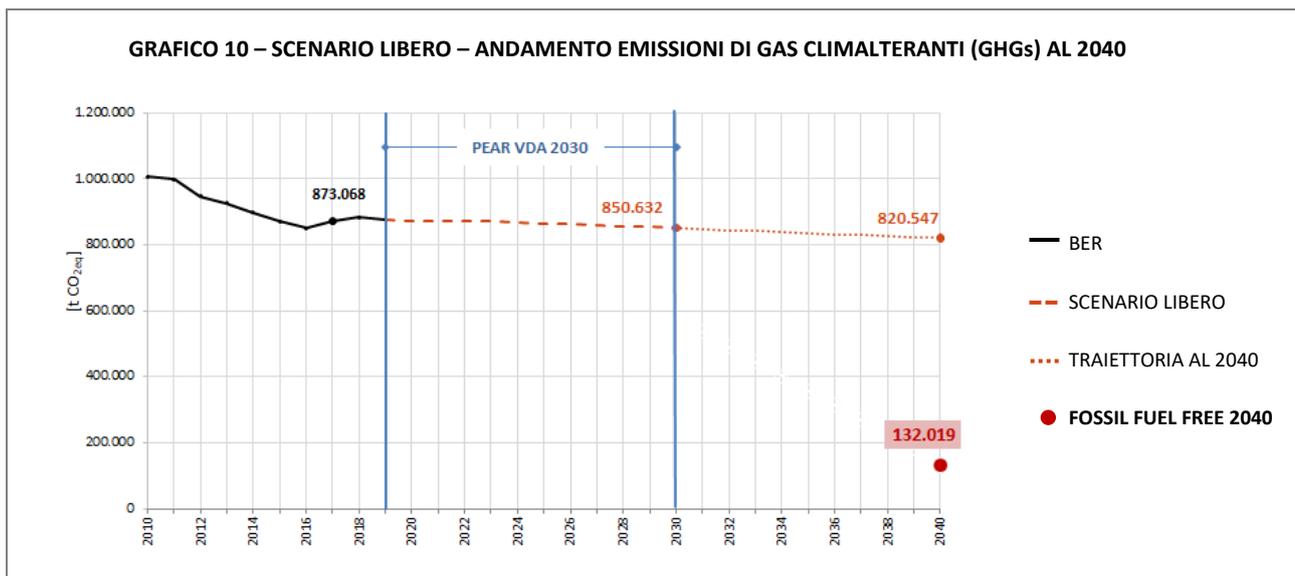
Il raggiungimento di tali obiettivi quantitativi andrà perseguito anche tenendo in considerazione i driver di sviluppo qualitativi che vengono più volte richiamati all'interno del *PEAR VDA 2030*.

Lo scenario libero

In base all'andamento di produzioni e consumi degli ultimi anni, è stato valutato lo **scenario libero** (rif. Cap.5) ovvero la probabile evoluzione del sistema energetico regionale sulla base dei trend registrati con le politiche energetiche esistenti e dei progetti già in corso di realizzazione, in termini di produzione da *FER*, consumi ed emissioni. Al fine di una migliore correlazione con l'obiettivo individuato dalla *Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040*, è stata effettuata una proiezione anche al 2040 che, nonostante sia caratterizzata da incertezza maggiore, in particolare in un ambito contraddistinto da una rapida e significativa evoluzione tecnologica, mostra il possibile scostamento con tale obiettivo qualora il sistema energetico fosse caratterizzato dai trend di sviluppo finora riscontrati (rif. *GRAFICO 11*). Dal confronto di tale scenario con gli obiettivi di piano è emersa, quindi, la necessità di una forte accelerazione del processo di transizione energetica.

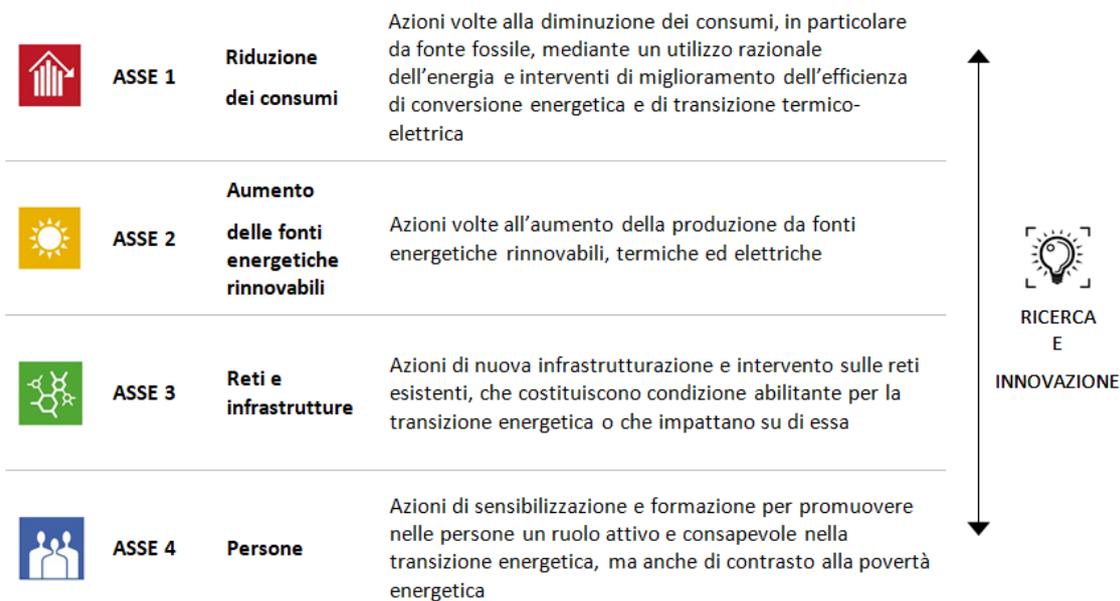
⁹ Si intendono tutti i settori che generano flussi energetici sul territorio e pertanto tutte le emissioni generate dalle trasformazioni energetiche e dai settori che consumano energia. Sono pertanto escluse le emissioni generate da attività agricole, di allevamento e dalla gestione dei rifiuti, nonché una quota parte delle emissioni del settore industriale, dovute a particolari lavorazioni che utilizzano additivi e refrigeranti. Per maggiori informazioni rif. Capitolo 3.3.1 del Rapporto Ambientale.

¹⁰ Viene preso a riferimento il 2017, l'anno utilizzato come baseline dalla RoadMap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040.



Le azioni

Sulla base di queste considerazioni sono state definite le **azioni di Piano** (rif. Cap.6) suddivise in **quattro assi** di intervento, trasversalmente ai quali si inserisce il tema della ricerca e dell’innovazione, fondamentale nel processo di transizione energetica.



I primi due assi sono direttamente collegati, da un punto di vista quantitativo, agli obiettivi di piano, mentre i secondi due sono condizioni abilitanti per il raggiungimento degli obiettivi stessi. Gli investimenti per il potenziamento di reti e infrastrutture energetiche sono, infatti, essenziali per consentire lo sviluppo di nuova generazione distribuita e per la decarbonizzazione di alcuni settori (civile e trasporti). Analogamente, è fondamentale creare un contesto favorevole all’innovazione e al cambiamento consapevole e pertanto l’Asse 4 è dedicato alle persone, fulcro della transizione energetica e condizione abilitante per la stessa.



ASSE 1 – RIDUZIONE DEI CONSUMI

Le azioni di riduzione della domanda di energia sono suddivise in quattro ambiti di intervento corrispondenti ai settori **residenziale**, **terziario**, **industria/agricoltura** e **trasporti**. Per ogni settore sono stati definiti gli obiettivi in termini di riduzione dei consumi e sono state individuate le possibili azioni da mettere in atto. Tuttavia, pur rispondendo principalmente al target di riduzione dei consumi finali netti (**CFN**), l'obiettivo della Regione Valle d'Aosta è quello di intraprendere il percorso di progressivo e rapido abbandono dei combustibili fossili, ai quali prioritariamente devono essere indirizzati gli sforzi. Particolare importanza rivestono dunque le azioni volte all'**elettrificazione dei consumi termici** in quanto il vettore elettrico costituisce il principale driver per la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili. Le azioni sono dettagliatamente descritte all'interno di apposite schede dedicate a ognuno dei quattro settori, di seguito riepilogate:



SCHEDE

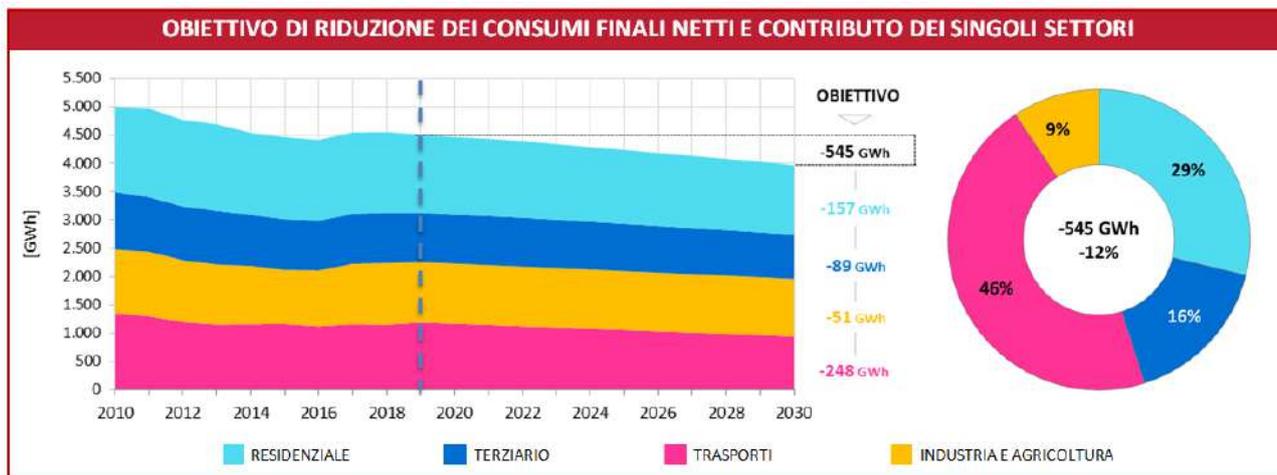
 <p>C_01 SETTORE RESIDENZIALE</p>	<p>Interventi di riqualificazione importante degli edifici più energivori, buone pratiche di utilizzo e gestione del sistema edificio-impianto e fuel switching ovvero sostituzione degli impianti alimentati da fonti fossili con altri energeticamente più efficienti e alimentati da FER.</p> <p>Le misure devono portare prioritariamente alla realizzazione di riqualificazioni complessive e contestuali del sistema edificio-impianto, avendo cura di dare priorità agli edifici ricadenti nelle classi energetiche peggiori (E, F e G), coerentemente con gli indirizzi europei.</p> <p>In tale contesto possono trovare applicazione alcune buone pratiche come gli edifici "a energia quasi zero" e soluzioni innovative quali gli edifici passivi.</p> <p>Riduzione del fabbisogno energetico del parco edilizio del 20%.</p> <p>Incremento del calore da teleriscaldamento del +25%;</p> <p>Sostituzione delle caldaie a gasolio delle centrali di teleriscaldamento con impianti a gas naturale nei comuni oggetto di metanizzazione e recupero dei cascami termici dello stabilimento siderurgico (CAS) nella centrale di teleriscaldamento di Aosta.</p>
 <p>C_02 SETTORE TERZIARIO</p>	<p>Interventi di riqualificazione importante degli edifici più energivori, buone pratiche di utilizzo e gestione del sistema edificio-impianto e fuel switching che, complessivamente, portano a una riduzione complessiva del fabbisogno energetico del parco edilizio del 20%. Incremento del calore da teleriscaldamento del +29%, sostituzione delle caldaie a gasolio delle centrali di teleriscaldamento con impianti a gas naturale nei comuni oggetto di metanizzazione e recupero dei cascami termici dello stabilimento siderurgico (CAS) nella centrale di teleriscaldamento di Aosta.</p> <p>Interventi sull'illuminazione pubblica e di sostituzione di mezzi "non road".</p> <p>Ruolo guida della PA.</p> <p>L'insieme degli interventi sopra descritti porta a un decremento del 55% dei consumi di gasolio e GPL e del 30% di quelli di metano.</p> <p>Molte delle considerazioni riportate per il settore residenziale valgono anche per il settore terziario (attività commerciali, piccole attività artigianali, servizi, pubblica amministrazione e strutture ricettive). Il ruolo di guida della Pubblica Amministrazione (PA) è fondamentale in questo settore, in particolare per quanto riguarda la diffusione di buone pratiche. La PA si deve pertanto porre l'obiettivo della riqualificazione del patrimonio edilizio pubblico, avendo cura di non tralasciare altre misure di riduzione dei consumi quali ad esempio l'efficientamento dell'illuminazione pubblica.</p>
 <p>C_03 SETTORE INDUSTRIALE E AGRICOLO</p>	<p>Prime applicazioni pilota dell'idrogeno nei settori hard-to-abate in cui le tecnologie attuali di decarbonizzazione risultano di difficile applicazione.</p> <p>Interventi di riqualificazione importante degli edifici, efficientamento dei processi produttivi, fuel switching degli impianti e sostituzione dei mezzi "non road"</p> <p>Complessivamente, portano a una riduzione del 55% dei consumi di gasolio e GPL e del 10% di metano.</p>



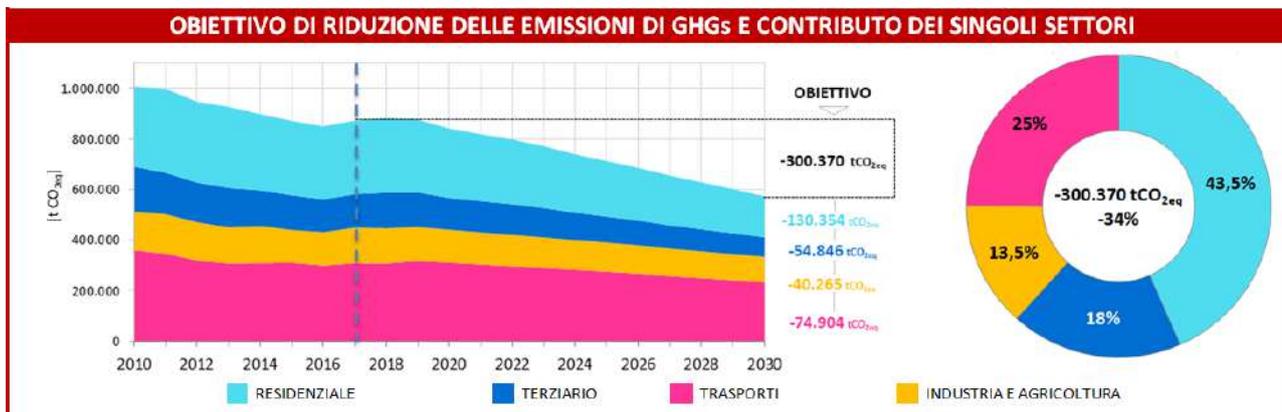
C_04 SETTORE DEI TRASPORTI

- a. *Riduzione utilizzo mezzi privati* - interventi di riduzione della domanda di mobilità individuale con auto privata del 10% rispetto ai valori del 2019;
- b. *Fuel switching - veicoli privati e flotta PA*: Incremento delle sostituzioni di veicoli privati e della PA con veicoli elettrici (circa 15.000 nuove vetture effettivamente circolanti al 2030);
- c. *Fuel switching - treno e trasporto pubblico locale (TPL)*: Intervento di elettrificazione della tratta ferroviaria Aosta-Pont-Saint-Martin (dal 2027) e di sostituzione di circa 20 autobus con veicoli a idrogeno.

Complessivamente le azioni devono portare a una riduzione dei **CFN** di 545 GWh rispetto al 2019 (-12%) e delle emissioni di **GHGs** di 300.370 tCO_{2eq} rispetto al 2017 (-34%).



D.



Al settore civile (residenziale e terziario) e al settore dei trasporti viene richiesto un contributo alla riduzione dei consumi confrontabile, mentre il settore industriale, negli ambiti hard-to-abate, risulta più difficile da “aggredivere” con le tecnologie attuali e pertanto viene ipotizzato un contributo inferiore. A parità di riduzione dei consumi, però, nel settore civile le potenzialità di riduzione delle emissioni sono maggiori, a fronte di una maggiore facilità nella penetrazione delle **FER** a copertura dei consumi (rif. [TABELLA 2](#)).

RIEPILOGO DEL CONTRIBUTO DEI SINGOLI SETTORI AGLI OBIETTIVI DI PEAR						
SETTORE	RIDUZIONE CFN (RISPETTO AL 2019)			RIDUZIONE EMISSIONI DI GHGs (RISPETTO AL 2017)		
	[GWh]	PERCENTUALE	CONTRIBUTO ALL'OBIETTIVO	[tCO _{2eq}]	PERCENTUALE	CONTRIBUTO ALL'OBIETTIVO
RESIDENZIALE	-157	-11%	29%	-130.354	-45%	43,5%
TERZIARIO	-89	-10%	16%	-54.846	-42%	18%
INDUSTRIA/AGRICOLTURA	-51	-5%	9%	-40.265	-29%	13,5%
TRASPORTI	-248	-21%	46%	-74.904	-24%	25%
TOTALE	-545	-12%	100%	-300.370	-34%	100%

TABELLA 2 - Riepilogo degli obiettivi di riduzione dei consumi per i singoli settori



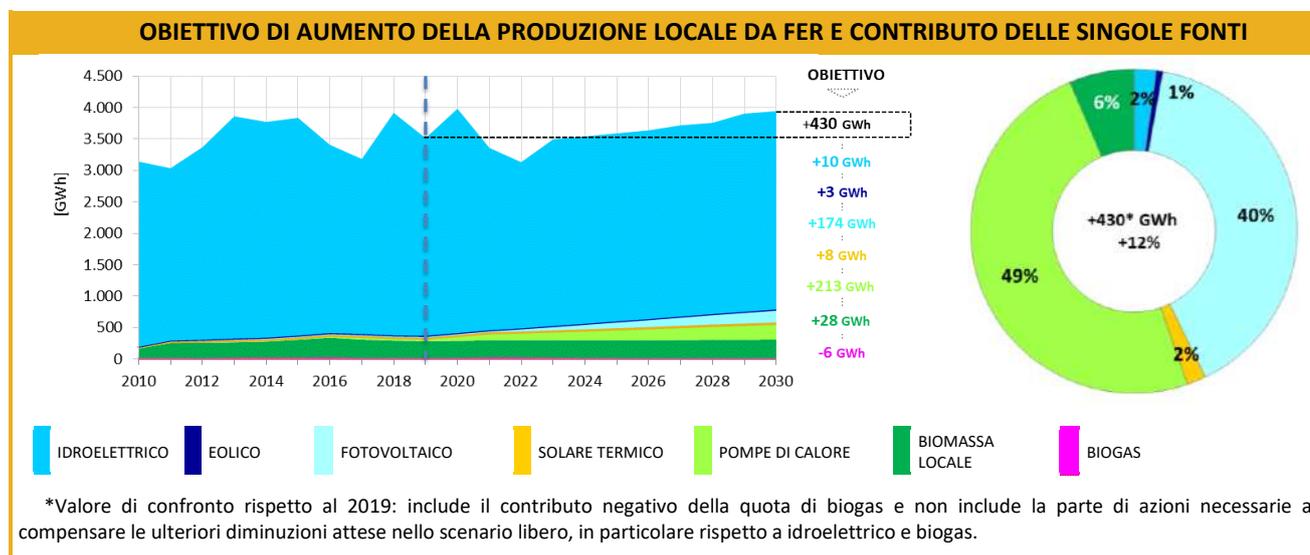
ASSE 2 - AUMENTO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Il progressivo abbandono delle fonti fossili deve passare tramite la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili (FER). È dunque necessario incrementare la produzione sia di energia termica (FER termiche), sia di elettricità (FER elettriche). Alle singole fonti è stata dedicata una scheda di approfondimento in cui sono analizzate le produzioni storiche, i possibili sviluppi, le innovazioni e l'obiettivo di produzione al 2030, come riepilogate di seguito.

SCHEDE	
 F_01 IDROELETTRICO	<p>È prevedibile, ma non quantificabile, una minor produzione dell'intero comparto idroelettrico esistente dovuta principalmente ai cambiamenti climatici e all'applicazione dei valori di deflusso ecologico in corso di definizione. Nonostante l'ormai elevato utilizzo del potenziale idroelettrico del territorio, vi sono ancora una serie di progettualità che possono essere strategiche.</p> <p>Per l'arco temporale di piano si ipotizza la realizzazione di nuovi impianti per 13,7 MW e il ripotenziamento di impianti esistenti per 15,4 MW.</p>
 F_02 FOTOVOLTAICO	<p>Si tratta della fonte energetica su cui le politiche nazionali puntano maggiormente per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e su cui si svilupperanno principalmente le comunità energetiche rinnovabili.</p> <p>Installazione di nuovi impianti per circa 156 MW (raggiungendo una saturazione del 45% del potenziale su copertura dell'intero territorio regionale) con una produzione aggiuntiva stimata di 173,9 GWh (+644,2% rispetto al 2019).</p>
 F_03 EOLICO	<p>Seppur non vi siano le condizioni di ventosità tali da rendere particolarmente interessante la tecnologia in regioni alpine come la Valle d'Aosta, non si esclude la realizzazione di piccole installazioni o l'individuazione di alcuni siti idonei all'installazione di impianti dell'ordine del MW. Si ipotizza la realizzazione di nuovi impianti per circa 2,2 MW con produzione aggiuntiva stimata di 3,3 GWh (+62% rispetto al 2019).</p>
 F_04 SOLARE TERMICO	<p>Non rientra tra le fonti che modificano sostanzialmente gli scenari di piano, ma viene prevista comunque una sua integrazione e diffusione, in particolare in ambito civile. Installazione di nuovi impianti per una superficie aggiuntiva di circa 14.500 m² pari a 8,2 GWh (+42,8% rispetto al 2019).</p>
 F_05 POMPE DI CALORE	<p>Si tratta del driver principale per la decarbonizzazione del settore civile, in particolare in associazione al fotovoltaico. Installazione di nuovi impianti con una quota di energia da FER aggiuntiva pari a +186,8 GWh (+695,5% rispetto al 2019). Maggior utilizzo della pompa di calore del teleriscaldamento di Aosta (+25,9 GWh).</p>
 F_06 BIOMASSA	<p>L'utilizzo della biomassa risulta già piuttosto elevato, ma utilizzato principalmente in apparecchi secondari poco efficienti e utilizzando elevati quantitativi di biomassa importata. Viene affrontato principalmente il tema della sostenibilità dell'uso della biomassa e lo sviluppo della filiera locale, nonché l'orientamento della domanda verso sistemi di combustione più efficienti.</p> <p>Sviluppo della filiera regionale/approvigionamenti da filiera corta con maggior utilizzo di biomassa locale (+28 GWh; +10,5% rispetto al 2019). Disponibilità interna lorda in leggera decrescita per efficientamento impianti (-7,3 GWh pari a -1,4% rispetto al 2019).</p>
 F_07 BIOGAS	<p>L'impianto principale attualmente presente è quello che utilizza il biogas della discarica di Brissogne che risulta però in progressivo esaurimento. Realizzazione di un nuovo impianto di produzione di biogas da FORSU e valutazione circa nuove possibilità di sviluppo di una filiera di produzione di biogas.</p>

Le valutazioni hanno tenuto in considerazione sia la necessità di incrementare, nei consumi termici, l'utilizzo di **FER** in sostituzione delle fonti fossili, sia l'obbligo introdotto dall'art. 20, comma 2 del D.Lgs. 199/2021 in riferimento agli obiettivi nazionali di nuova installazione di potenza elettrica da **FER**. Tale previsione normativa, seppur non abbia oggi riscontro nel decreto attuativo che dovrà individuare numericamente il contributo di ogni Regione¹¹, prevede una *ripartizione dell'obiettivo nazionale, in termini di nuova potenza da installare, fra Regioni e Province autonome*. A livello nazionale, il target di nuova potenza elettrica da installare entro il 2030 è attualmente fissato dal **PTE** a 70-75 GW, valore che potrà essere rivisto con l'aggiornamento del **PNIEC**.

L'obiettivo di incremento della produzione locale da **FER** al 2030 è in buona parte da ricondurre all'idroelettrico (+219 GWh), seguito da pompe di calore (+213 GWh) e fotovoltaico (+174 GWh). Sull'idroelettrico occorre specificare che il valore di 219 GWh è stato considerato in via molto cautelativa, ma potrebbe ragionevolmente arrivare a valori pari a 280 GWh e, nel caso di valutazioni ambientali positive per un certo numero di impianti e di realizzazioni tempestive degli stessi, anche a valori di oltre 350 GWh. Tale scenario sarebbe peraltro auspicabile alla luce dell'obiettivo particolarmente sfidante in capo al fotovoltaico sul quale pende, peraltro, l'incertezza normativa in ambito CER, che potrebbe pregiudicare lo sviluppo di tale fonte.



¹¹ L'obiettivo delineato potrebbe pertanto dover essere rivisto in base ai contenuti del Decreto di attuazione dell'art. 20, comma 2 del D.Lgs. 199/2021.



ASSE 3 – RETI E INFRASTRUTTURE

Reti e infrastrutture rappresentano un elemento cardine del processo di transizione energetica, il loro sviluppo è una condizione abilitante per il processo di decarbonizzazione dell'economia. Vengono prese in considerazione le reti direttamente a servizio della transizione energetica, in particolare: Azioni di nuova infrastrutturazione o interventi sulle reti esistenti, al fine di creare le condizioni abilitanti per la transizione energetica.

SCHEDE

 <p>R_01 RETE ELETTRICA</p>	<p>La RETE ELETTRICA dovrà far fronte sia ai maggiori carichi derivanti dalla progressiva elettrificazione dei consumi termici, sia alla crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili e decentralizzate. Pertanto saranno necessarie azioni di estensione, potenziamento e smartizzazione della rete esistente (installazione di nuovi contatori 2G, realizzazione di nuove cabine, ecc.) coerente con le azioni delineate nello scenario di piano.</p>
 <p>R_02 RETE DI RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI</p>	<p>Lo sviluppo della RETE DI RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI è condizione necessaria alla diffusione dei veicoli elettrici i quali sono l'elemento cardine per la decarbonizzazione dei trasporti. Azioni di nuova installazione di colonnine diffuse sul territorio regionale.</p>
 <p>R_03 RETE GAS NATURALE</p>	<p>Lo sviluppo della RETE DEL GAS NATURALE può sembrare contraddittorio con una strategia di decarbonizzazione; tuttavia, il processo di metanizzazione permette, nel breve periodo, la sostituzione dei combustibili fossili più inquinanti (gasolio, olio combustibile e GPL) e, in una visione di più lungo periodo, occorre altresì considerare che la rete gas potrà veicolare progressivamente quote crescenti di gas di origine non fossile, quali il biometano e l'idrogeno. Sviluppo della rete di gas naturale esistente secondo progettualità in corso (gara d'ambito e iniziative private).</p>
 <p>R_04 RETI DI TELERISCALDAMENTO</p>	<p>Sviluppo delle reti di teleriscaldamento sulla base dei nuovi allacci pianificati oltre a quelli in corso di realizzazione.</p>
 <p>R_05 RETE DIGITALE</p>	<p>Seppur meno direttamente correlata al settore energetico, gli interventi in ambito di competenze digitali, servizi e dati e delle relative infrastrutture (in particolare fibra ottica) sono fondamentali per abilitare le azioni di piano.</p>
 <p>R_06 RETE RISORSA IDRICA</p>	<p>Seppur meno direttamente correlata al settore energetico, gli interventi di razionalizzazione e ottimizzazione dei diversi usi della risorsa idrica in adattamento ai cambiamenti climatici sono fondamentali per abilitare alcune azioni di piano.</p>



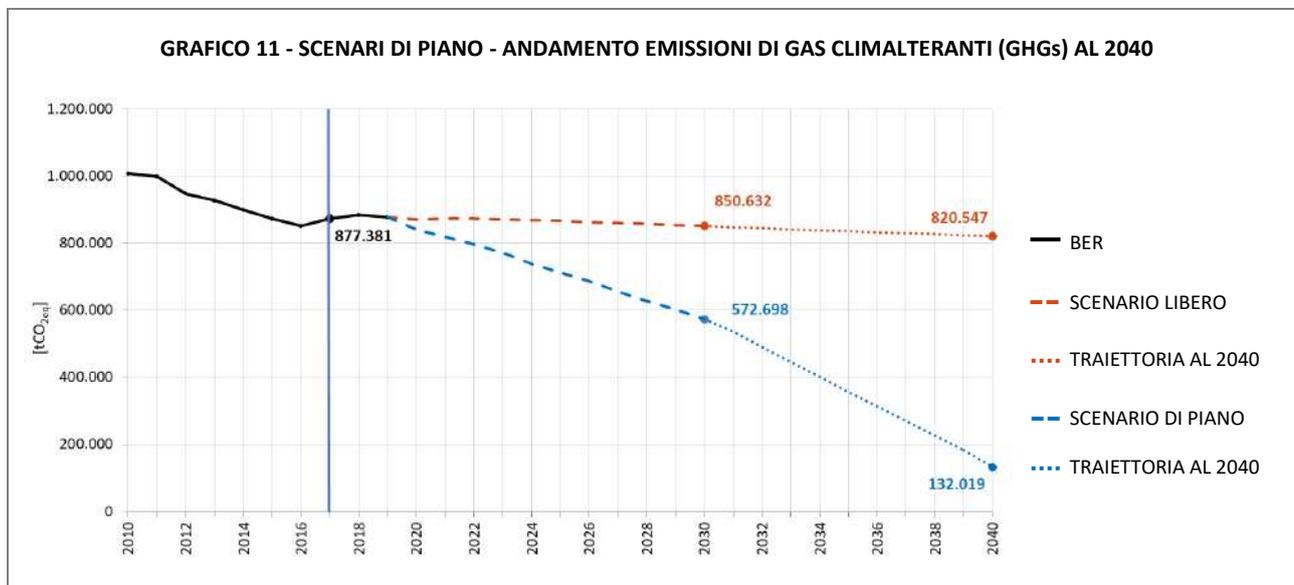
ASSE 4 - PERSONE

Per mettere in atto le azioni descritte negli assi precedenti, è fondamentale creare un contesto favorevole all'innovazione e al cambiamento consapevole, coinvolgendo e formando le persone, intese nell'accezione più completa del termine (amministratori e dipendenti della Pubblica Amministrazione, cittadini, professionisti, operatori economici, ragazzi, ...).

SCHEDE	
 P_01 GOVERNANCE	Aumento dell'efficienza e dell'efficacia delle azioni in materia di energia, attraverso l'istituzione di tavoli di lavoro.
 P_02 PAESC	Supportare l'adesione dei Comuni valdostani al Patto dei Sindaci per il Clima & l'Energia (Patto dei Sindaci) e la redazione dei Piani di Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC).
 P_03 MONITORAGGIO	Aumentare l'affidabilità, la capillarità e la fruibilità, anche digitalizzata, dei dati energetici.
 P_04 PUBBLICA AMMINISTRAZIONE - FORMAZIONE	Aumentare le competenze specifiche nel settore energia dei diversi soggetti operanti nell'ambito della Pubblica Amministrazione.
 P_05 NETWORK	Aumentare la rete di contatti e la collaborazione a livello nazionale ed europeo con enti/istituzioni in ambito energetico.
 P_06 SEMPLIFICAZIONE AMMINISTRATIVA	Adeguamento e, ove possibile, semplificazione normativa in materia di energia, con l'obiettivo di migliorare l'efficacia e la correlazione con gli altri settori.
 P_07 INFORMAZIONE E SENSIBILIZZAZIONE	Realizzare un sistema di accesso alle informazioni efficace, smart, diffuso e completo, sensibilizzare il territorio e promuovere un ruolo proattivo dei cittadini.
 P_08 COMUNITÀ ENERGETICHE E AUTOCONSUMO COLLETTIVO	Sostenere la realizzazione di forme di autoconsumo collettivo e la nascita e lo sviluppo di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).
 P_09 PROFESSIONISTI E IMPRESE – FORMAZIONE, SISTEMI DI GESTIONE E LABEL	Accrescere le competenze degli attori coinvolti nelle attività inerenti al settore energia e incentivare l'adesione a protocolli per il miglioramento continuo degli aspetti energetici/ambientali nelle imprese.
 P_10 SCUOLE	Sensibilizzare le nuove generazioni sulla transizione energetica e creare competenze specifiche attraverso azioni rivolte al sistema educativo di istruzione e di formazione
 P_11 POVERTÀ ENERGETICA	Monitoraggio e contrasto alla povertà energetica
 P_12 RICERCA, SVILUPPO E INNOVAZIONE	Promuovere attività di ricerca, sviluppo e innovazione nell'ambito del sistema produttivo regionale

Lo scenario al 2030 e conclusioni

I risultati attesi dalle azioni individuate nei 4 assi sono stati riepilogati nello **scenario di piano al 2030** (rif. Cap.7), in termini di produzione locale da **FER**, disponibilità interna lorda, consumi finali lordi (**CFL**) e netti (**CFN**), nonché emissioni di **GHGs**. Analogamente allo scenario libero, è stato delineata la proiezione al 2040, in modo da individuare l'ulteriore accelerazione necessaria per raggiungere l'obiettivo Fossil Fuel Free.



Se verranno raggiunti gli obiettivi del **PEAR VDA 2030**, nel settore energetico si otterrà una riduzione del 34% delle emissioni di gas climalteranti rispetto al 2017. Per arrivare all'obiettivo fissato per il 2040, l'abbattimento delle emissioni dovrà essere più repentino nel decennio successivo in cui si dovrà ottenere un'ulteriore riduzione del 51%, al fine di raggiungere, al 2040, una riduzione complessiva dell'85%, coerente con quanto richiesto dalla RoadMap Fossil Fuel Free (rif. [GRAFICO 11](#)).

Allegato 1 - Linee guida per lo sviluppo dell'idrogeno in Valle d'Aosta

Il vettore **idrogeno** è oggetto, tramite un allegato dedicato, di un approfondimento specifico al fine di individuare le linee guida di sviluppo sul territorio regionale, in particolare nei settori hard-to-abate, ovvero dove le tecnologie tradizionali non riescono a raggiungere l'obiettivo di decarbonizzazione. La filiera dell'idrogeno è al centro della strategia di decarbonizzazione e di sviluppo industriale dell'Unione Europea e dei relativi programmi di sostegno alla transizione energetica, in particolare nell'ambito dei progetti di ricerca e innovazione.

Prospettive e potenziali applicazioni dell'idrogeno nella transizione energetica

L'idrogeno verde, prodotto tramite energia elettrica rinnovabile e a partire dall'acqua, è un vettore energetico, cioè un mezzo per immagazzinare e trasportare l'energia disponibile ove occorra. Il suo utilizzo deve essere visto come complementare al percorso di **"elettrificazione dei consumi"**, cioè risulta opportuno e in alcuni casi necessario, laddove l'alimentazione elettrica, per ragioni tecniche ed economiche, non riesca a soddisfare alcuni segmenti della domanda (es: settori hard-to-abate quali l'industria siderurgica, l'aviazione, il trasporto merci e quello marittimo, ...) o per offrire servizi al sistema elettrico (es: intercettazione dell'overgeneration da **FER** e sector coupling).

Affinché l'uso dell'idrogeno possa essere considerato effettivamente sostenibile, deve essere garantito il **principio di addizionalità**, ovvero aumentare la capacità produttiva da fonti rinnovabili per garantire una generazione addizionale da dedicare all'idrogeno. Nei casi in cui sia possibile un uso diretto dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, infatti, quest'ultima non deve essere deviata sulla produzione di idrogeno, in quanto l'elettrificazione diretta degli usi finali è, in linea generale, più efficace in termini di obiettivi di decarbonizzazione.

Prospettive di sviluppo e possibili applicazioni dell'idrogeno in Valle d'Aosta

L'importante sovrapproduzione elettrica che caratterizza la Valle d'Aosta deve, in via prioritaria, essere adoperata per l'elettrificazione dei consumi. Tuttavia la nuova potenza installata da **FER**, in particolare da fonti non programmabili, può rappresentare un'opzione per la produzione di idrogeno, nel rispetto del principio di addizionalità.

In particolare, nell'ambito del **PNRR - Missione 2 Rivoluzione verde e transizione ecologica - Componente 2 Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile - Investimento 3.1. Produzione in aree industriali dismesse**, sono stati stanziati per la Valle d'Aosta 14.000.000 € e su tale misura è stata recentemente approvata la graduatoria dei progetti ammissibili a finanziamento.

Nel settore industriale, rispetto ad altre realtà, la Valle d'Aosta non è caratterizzata da industrie che utilizzano, a oggi, idrogeno come materia prima e quindi la domanda attuale è praticamente assente. Tuttavia, tale vettore potrà risultare utile nella decarbonizzazione dei processi produttivi hard-to-abate (es: acciaieria **CAS**), che risultano di difficile elettrificazione. È ipotizzabile, a tal proposito, l'uso dell'idrogeno in sostituzione del gas naturale, ma le problematiche di natura tecnica richiedono innovazioni che in molti casi sono tuttora in fase di studio e sviluppo.

Nel settore civile l'elettrificazione dei consumi è attualmente la strada preferenziale, tuttavia l'impiego dell'idrogeno come accumulo stagionale potrebbe permettere il sector coupling tra produzione elettrica e consumo termico. Inoltre, l'immissione dell'idrogeno in blending nella rete di gas naturale può contribuire alla progressiva decarbonizzazione di tali consumi.

Il settore dei trasporti risulta forse l'ambito in cui più facilmente si possono prospettare importanti applicazioni dell'idrogeno nel breve periodo. L'idrogeno non sembra essere il vettore preferenziale per sostituire i combustibili fossili nella mobilità privata, ambito in cui i mezzi elettrici consentono autonomie già adeguate. Al contrario, nel trasporto pubblico su gomma, considerando la natura delle tratte valdostane, l'uso di mezzi a idrogeno a celle a combustibile (**FCEV**) sembra essere più concorrenziale rispetto al vettore elettrico. Trattandosi di una tecnologia di recente introduzione sul mercato, è necessario il sostegno pubblico per dare il via alle prime applicazioni pratiche e lanciare uno sviluppo più strutturato di tutta la filiera. A valere sulla misura **PNRR - Obiettivo M2C2 – 3.3 Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale**, volto a sviluppare stazioni di rifornimento sul territorio nazionale, un operatore economico ha ottenuto il finanziamento per realizzare un primo distributore in Valle d'Aosta.

In un contesto così innovativo risulta altresì importante investire sul capitale umano. Si ritiene importante l'istituzione di un apposito gruppo di lavoro per garantire la governance, supportare gli stakeholders, mettere in atto attività di formazione, favorendo la ricerca e lo sviluppo anche all'interno di network e programmi a scala sovraregionale.

Valutazione ambientale strategica (VAS)

L'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale (**PEAR VDA 2030**) è soggetto a Valutazione Ambientale Strategica (**VAS**), in quanto rientra tra i piani che possono avere effetti significativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale. La procedura di **VAS**, metodologicamente e proceduralmente integrata nell'iter di costruzione del **PEAR VDA 2030**, è dunque funzionale al perseguimento della sostenibilità ambientale, attraverso l'individuazione, la descrizione e la valutazione degli effetti significativi che le azioni di piano potrebbero avere sull'ambiente, sull'uomo, sul patrimonio culturale e su quello paesaggistico, nonché proponendo eventuali misure di mitigazione, ove necessario. A tale fine, a supporto della redazione del **PEAR VDA 2030** è stato pertanto redatto il **Rapporto Ambientale**, corredato da:

- *Valutazione di Incidenza (VincA)*, al fine di guidare le scelte della pianificazione verso una maggiore considerazione delle esigenze di conservazione dei *Siti Natura 2000 (SN2000)* nel caso di interferenze con le stesse (Rif. Allegato 1 al Rapporto Ambientale);
- *Piano di Monitoraggio*, specifiche misure di monitoraggio volte a controllare il grado di raggiungimento degli obiettivi e valutare gli effetti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione del **PEAR** (Rif. Allegato 2 al Rapporto Ambientale).

Come descritto nel **Rapporto Ambientale**, nel processo di costruzione del **PEAR VDA 2030** sono stati valutati tre diversi **scenari alternativi**:

- lo **scenario libero**, consistente nella naturale evoluzione del sistema energetico sulla base dei **trend attuali**;

- lo **scenario moderato**, ovvero una strategia volta a raggiungere al 2030 il target che era stato individuato nel *Quadro per l'energia e il clima 2021-2030* il quale prevedeva una riduzione delle emissioni di **GHGs** del **40%** rispetto al 1990;
- lo **scenario sostenuto**, ovvero un'ipotesi di marcata accelerazione della transizione energetica, ipotizzando al 2030 una riduzione delle emissioni di **GHGs** del **55%** rispetto al 1990, in linea con i nuovi obiettivi previsti dal Green Deal¹² europeo.

Le tre alternative così individuate sono state declinate nelle singole azioni di piano, per ognuna delle quali si sono valutati i risultati energetici e gli impatti, positivi e negativi, arrecati sulle varie componenti ambientali (come analizzate nell'Appendice 2 e riepilogate nel cap. 4 del Rapporto Ambientale). Dalla valutazione delle alternative è nato lo **scenario di piano** che, scartato lo scenario libero in quanto non coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, è risultato essere una versione "intermedia" tra lo scenario moderato e lo scenario sostenuto. Gli impatti dello scenario di piano sono poi stati sottoposti ad apposita valutazione di sostenibilità, tramite l'uso di una matrice coassiale riepilogativa e l'applicazione, per le singole componenti ambientali, del modello **DPSIR**. Tale modello prevede che, a partire dalle analisi dei **determinanti** ovvero delle azioni di piano, vengano valutate le **pressioni** che si generano e che a loro volta influenzano lo **stato** della componente ambientale in esame, provocando sulla stessa degli **impatti** a cui vengono fornite apposite **risposte**.

A completamento della valutazione sono state effettuate:

- le analisi di **coerenza esterna** per il confronto degli obiettivi del **PEAR VDA 2030** con le strategie, i piani e i programmi a livello internazionale, europeo, nazionale e regionale ritenuti significativi;
- l'analisi di **coerenza interna** per la valutazione dell'idoneità degli assi di intervento con gli obiettivi di piano;
- la **valutazione degli effetti sovraregionali e transfrontalieri** dalla quale non sono emersi effetti negativi per i territori contermini.

Inoltre, il **PEAR VDA 2030** rientra tra i piani "per i quali, in considerazione dei possibili effetti sulle finalità di conservazione dei siti designati come zone di protezione speciale per la conservazione degli uccelli selvatici (**ZPS**) e quelli classificati come siti di importanza comunitaria per la protezione degli habitat naturali e della flora e della fauna selvatica (**SIC**), si ritiene necessaria la valutazione di incidenza ai sensi dell'articolo 7 della l.r. 8/2007". In ottemperanza a tale normativa, è stata pertanto condotta la **Valutazione di Incidenza Ambientale (VInCA)**, riportata in Allegato 1 al Rapporto Ambientale.

In ultimo, il Rapporto Ambientale si pone l'obiettivo di impostare adeguatamente il monitoraggio del piano, al fine di controllare l'effettivo perseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale e il controllo degli effetti delle azioni, attraverso un idoneo **Piano di Monitoraggio** e un selezionato sistema di indicatori ambientali di riferimento, sulla cui base verranno redatti i Monitoraggi periodici del **PEAR VDA 2030**.

¹² COM(2020)562 e Regolamento 2021/1119 del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per la neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 ("Normativa europea sul clima")

1. IL CONTESTO

Il contesto in cui si inserisce il **PEAR VDA 2030** è particolarmente complesso. Le sfide urgenti e inderogabili che deve affrontare il Pianeta da un punto di vista ambientale e la sovrapposizione della pandemia mondiale da **COVID-19** e del conflitto russo-ucraino hanno comportato una complessa architettura di piani, programmi e strategie (rif. **FIGURA 1**), i cui obiettivi tra il 2030 e il 2050 potranno essere verosimilmente raggiunti unicamente se verranno messe in campo azioni che comportano crescita economica, resilienza ambientale al cambiamento climatico e soddisfazione sociale.

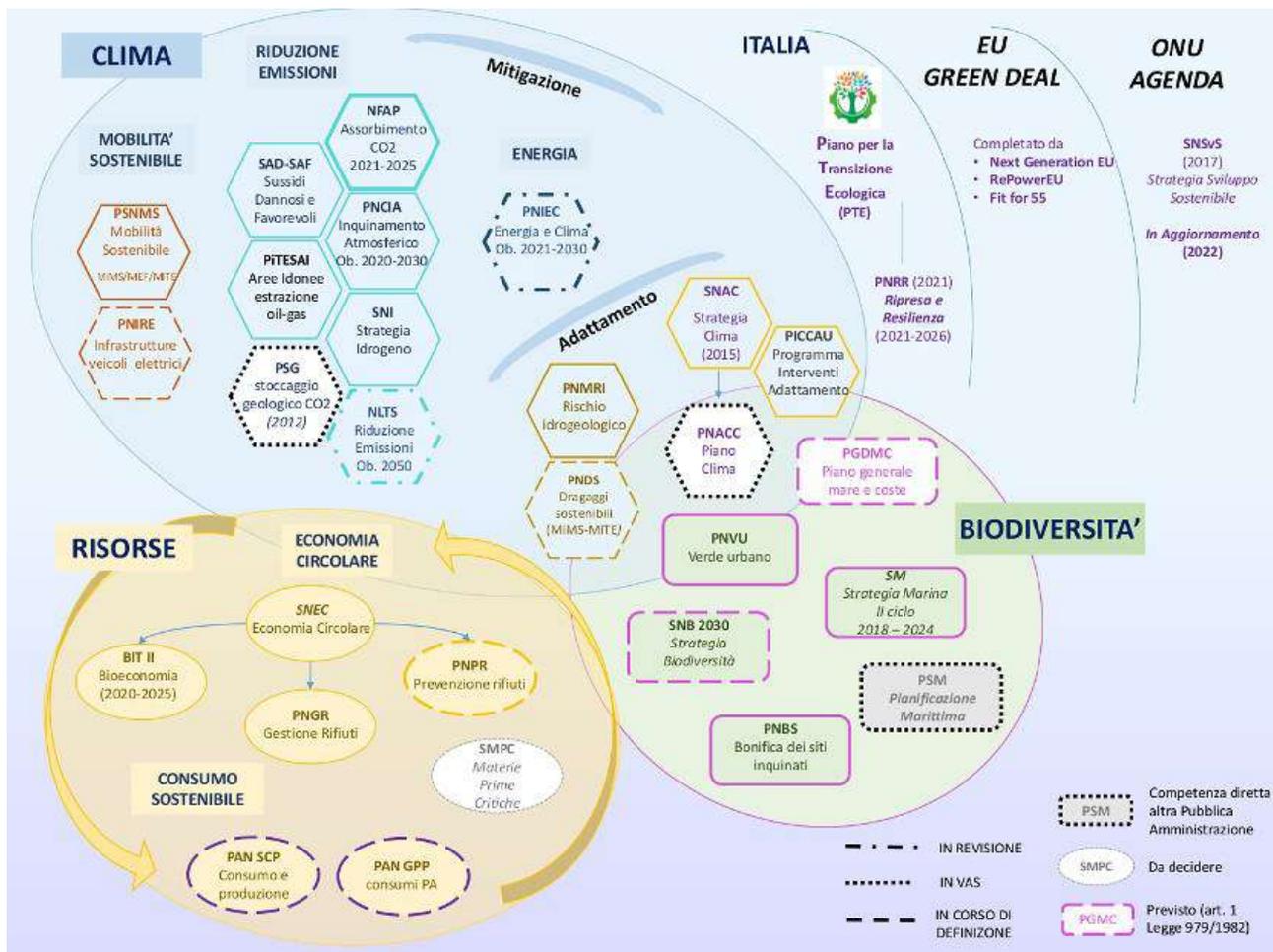


FIGURA 1 – Piani, programmi e strategie volti alla salvaguardia dell’ambiente [Fonte: MITE]

In questo capitolo verranno quindi brevemente riepilogati, a diverse scale di riferimento (internazionale, europeo, nazionale e regionale), i principali elementi che condizionano il **PEAR VDA 2030**.

1.1 Sviluppo sostenibile

Il contesto internazionale

Per “Sviluppo Sostenibile” si intende quello sviluppo “che consente alla generazione presente di soddisfare i propri bisogni senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri”, come definito dal *Rapporto Bruntland* del 1987, tuttora considerato un caposaldo della riflessione sulle questioni ambientali e sulla loro connessione con gli squilibri socioeconomici a livello globale (rif. FIGURA 2).

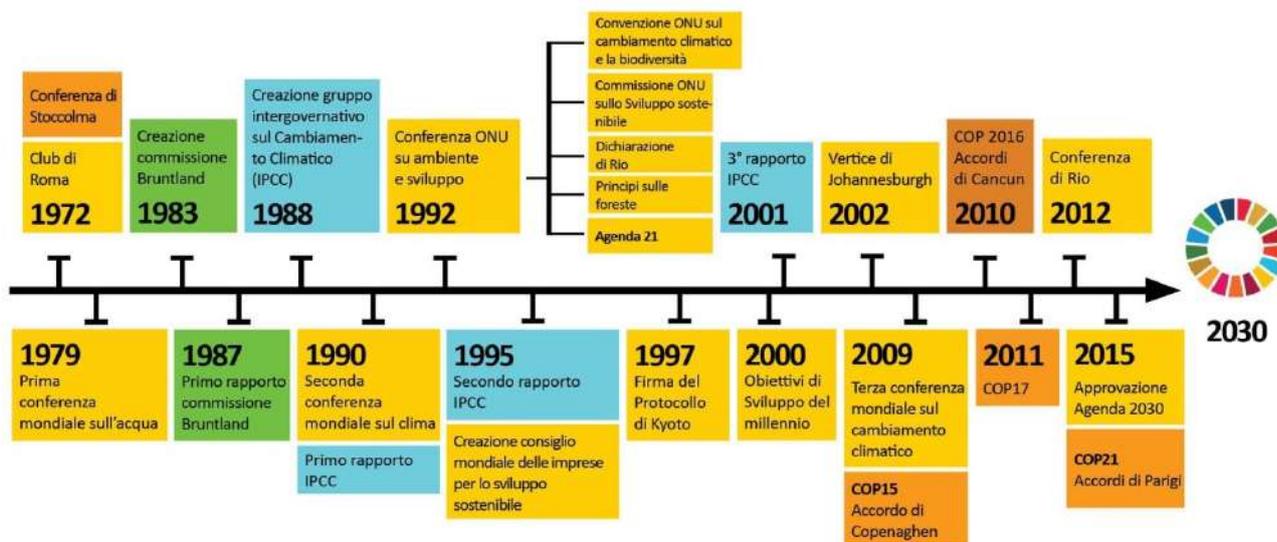


FIGURA 2 – Le tappe di avvicinamento verso lo Sviluppo Sostenibile [Fonte: ASviS]

A livello internazionale, il principale riferimento sullo sviluppo sostenibile è dato dall’*Agenda 2030 delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile - Trasformare il nostro mondo*¹³, il risultato di un lungo percorso politico che restituisce un quadro di riferimento ispirato all’integrazione e al bilanciamento delle tre dimensioni – ambientale, economica, e sociale - della sostenibilità. L’Agenda, sottoscritta il 25 settembre 2015 dai 193 Paesi membri dell’*ONU*, costituisce un piano di azione per le Persone, il Pianeta, la Prosperità e la Pace, da sostenere con un rafforzamento del Partenariato internazionale (5P). Vengono definiti **17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs)**, che mirano a rispondere a sfide globali relativi alla dimensione sociale (inclusione, istruzione, lavoro dignitoso, povertà), economica (produzione e consumi sostenibili, economia circolare) e ambientale (biodiversità, Smart City, cambiamenti climatici, resilienza) (rif. FIGURA 3).



FIGURA 3 – Rappresentazione grafica dei SDGs [Fonte: ONU]

¹³ Rif. ONU 2015

Gli **SDGs** sono declinati in un più ampio programma di azione composto da 169 target che i Paesi aderenti si sono impegnati a raggiungere entro il 2030 e rappresentano il **nuovo riferimento d'azione** per governi nazionali, pubbliche amministrazioni, imprese e società civile.

Il contesto nazionale

A livello nazionale, lo strumento di coordinamento dell'attuazione dell'*Agenda 2030* è la **Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS)**, che riprende e fa propri questi obiettivi. Nata come aggiornamento della *Strategia Nazionale di azione ambientale* approvata nel 2002, la **SNSvS** ne amplia l'ambito di azione al fine di includere tutte le dimensioni della sostenibilità, formulando scelte strategiche e obiettivi nazionali articolati all'interno delle sopra indicate **5P** (*Personae, Pianeta, Pace, Prosperità, Partnership*). A questi sono stati affiancati i cosiddetti **Vettori di sostenibilità** (rif. **FIGURA 4**), leve trasversali di azione per avviare, guidare, gestire e monitorare l'integrazione della sostenibilità nelle politiche, nei piani e nei progetti, ovvero:

- la **coerenza delle politiche per lo sviluppo sostenibile**, sul tema della visione e della costruzione del futuro, oltre che della valutazione delle politiche pubbliche e del monitoraggio, anche attraverso la costruzione di una serie minima di indicatori in grado di tracciare il progresso dato dalle politiche pubbliche in Italia;
- la **cultura per la sostenibilità**, a cui tendere attraverso azioni di educazione, formazione, informazione e comunicazione;
- la **partecipazione per lo sviluppo sostenibile** che, oltre a individuare le modalità per portare avanti il Forum per lo sviluppo sostenibile, include il tema della collaborazione e dei partenariati con e tra le istituzioni.



FIGURA 4 – I vettori di sostenibilità nella **SNSvS** e gli ambiti di azione in cui sono articolati [Fonte: **MITE**]

La Strategia prevede una serie di indicatori di monitoraggio per verificare il raggiungimento degli obiettivi stessi. In particolare, grazie all'utilizzo di indici compositi costruiti utilizzando oltre cento indicatori, è possibile avere un'indicazione sintetica della situazione nazionale rispetto ai 17 Goals dell'*Agenda 2030* (rif. **FIGURA 5**).

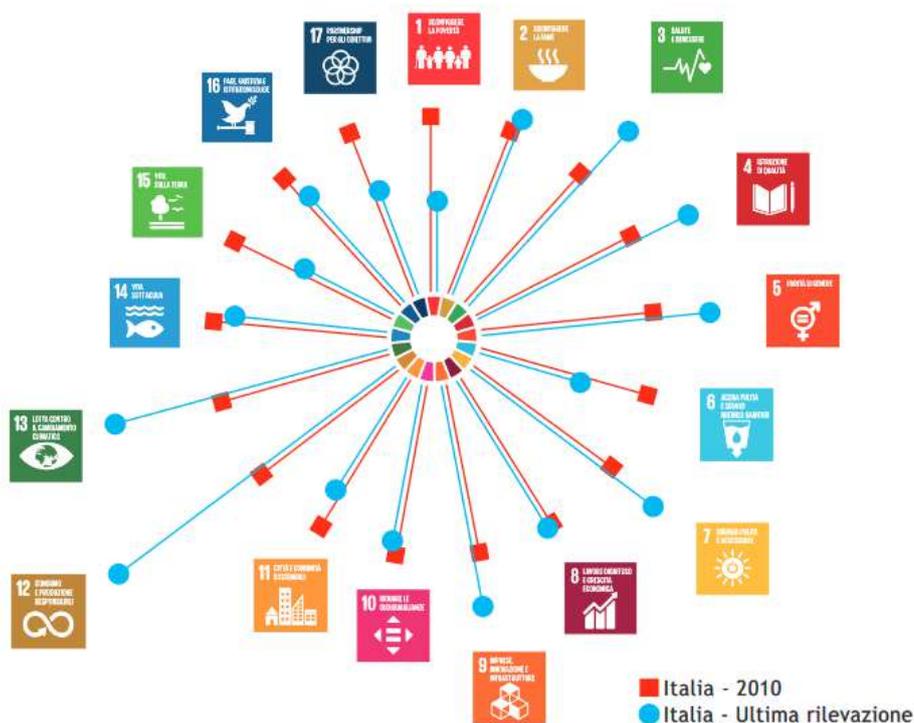


FIGURA 5 – Monitoraggio SNSvS rispetto ai 17 Goal dell’Agenda 2030 [Fonte: ASviS 2022]

Il contesto regionale

La Valle d’Aosta, nel mese di ottobre 2021, con approvazione del Consiglio regionale¹⁴, si è dotata del **Quadro Strategico regionale di Sviluppo sostenibile 2030 (QSRsVs)**, un documento programmatico unitario, coerente con gli indirizzi e le politiche europee e nazionali, che individua le linee di indirizzo per i Fondi europei e i programmi cofinanziati dall’UE nel periodo 2021/2027. Il QSRsVs, seppur non previsto espressamente dall’impianto regolamentare europeo, ha costituito uno strumento intermedio tra l’Accordo di partenariato nazionale e i Programmi, orientando la programmazione delle risorse gestite dall’Amministrazione regionale verso i cinque grandi obiettivi strategici di policy (OP) declinati a livello regionale (rif. FIGURA 6):

- Valle d’Aosta più intelligente;
- Valle d’Aosta più Verde;
- Valle d’Aosta più connessa;
- Valle d’Aosta più sociale;
- Valle d’Aosta più vicina ai cittadini.



FIGURA 6 – Strategia Regionale di Sviluppo sostenibile – Obiettivi Prioritari [Fonte: RAVA]

¹⁴ Rif. d.C.r. 894/XVI/2021

In questa cornice si inserisce anche il ***Patto per una Valle d'Aosta sostenibile al 2030***, approvato dalla Giunta regionale¹⁵ e presentato a novembre 2021, in cui i soggetti firmatari concordano e si impegnano reciprocamente, ciascuno per il proprio ambito di competenza, alla realizzazione di iniziative e attività direttamente relazionate ai 5 obiettivi di policy del **QSRSvs** e volte a intraprendere un percorso comune per migliorare il benessere e la qualità di vita delle persone.

Il **QSRSvs** ha rappresentato anche un'attività propedeutica alla predisposizione della **Strategia Regionale di Sviluppo Sostenibile della Valle d'Aosta (SRSvs Vda 2030)** integrata con il Quadro strategico regionale, il cui percorso si è concluso con l'approvazione in Consiglio regionale nel gennaio del 2023¹⁶. La **SRSvs Vda 2030**, riprendendo gli obiettivi strategici definiti nel **QSRSvs**, analizzando i punti di forza e le criticità emerse dal posizionamento regionale rispetto ai 17 **SDGs** dell'Agenda 2030 e integrando i contributi del Forum di consultazione avviato con la società civile e con i principali stakeholders regionali, declina in modo più strutturato e puntuale i target attesi e le modalità per il raggiungimento degli stessi. L'efficacia delle misure adottate verrà valutata anche grazie a un apposito sistema di monitoraggio, al fine di garantire un continuo miglioramento rispetto agli indirizzi di Sviluppo Sostenibile.

Nella **SRSvs Vda 2030**, approvata a gennaio 2023, è illustrato lo stato di avanzamento e l'andamento della Regione rispetto agli **obiettivi quantitativi posti a livello nazionale/regionale e/o sovranazionale fissati al 2030**: nella tabella sottostante è riassunto il quadro di sintesi che emerge rispetto ai 20 Target quantitativi attualmente individuati per la Regione. All'interno della **TABELLA 3** sono presentati i Target, il Goal a cui fanno riferimento, la fonte in cui è stato individuato ciascun obiettivo, il valore più aggiornato dell'indicatore di impatto associato e la valutazione dei trend di breve e di lungo periodo.

SDG	INDICATORE E TARGET	FONTE OBIETTIVO	Valore ultimo annodisponibile	Breve periodo	Lungo periodo
Goal 1	Target 1.2 - Entro il 2030 ridurre del 20% il numero di persone a rischio di povertà o esclusione sociale rispetto al 2019	Pilastro Europeo dei diritti sociali	8,1 % (2019)	↑	↑
Goal 2	Target 2.4a - Entro il 2030 ridurre del 20% l'utilizzo di fertilizzanti distribuiti in agricoltura rispetto al 2020	Strategia europea dal produttore al consumatore	0,06 quintali per ha (2020)	↓	↑
Goal 3	Target 3.6 - Entro il 2030 dimezzare i feriti per incidenti stradali rispetto al 2019	Una mobilità sostenibile per l'Europa: sicura, interconnessa e pulita	22,2 per 10.000 abitanti (2020)	↓	↓
Goal 4	Target 4.1b - Entro il 2030 ridurre al di sotto della quota del 15% gli studenti che non raggiungono il livello sufficiente di competenza alfabetica (18-19 anni)	Spazio europeo dell'istruzione	26,4 % (2021)	:	:
Goal 6	Target 6.3 - Entro il 2027 garantire lo stato di qualità ecologica elevata o buona per tutti i corpi idrici superficiali	Direttiva quadro sulle acque	95,4 % (2019)	:	:
Goal 6	Target 6.4 - Entro il 2030 raggiungere la quota del 90% dell'efficienza delle reti di distribuzione dell'acqua potabile	Giudizio esperti ASVIS	77,9 % (2018)	↓	↑
Goal 7	Target 7.2 - Entro il 2030 raggiungere la quota del 40% di energia da fonti rinnovabili	Nuova direttiva europea sulle energie rinnovabili	84,1 % (2018)	raggiunto	raggiunto
Goal 7	Target 7.3 - Entro il 2030 ridurre del 14,4% i consumi finali lordi di energia rispetto al 2019	Revisione della Direttiva sull'efficienza energetica	29,3 ktep per 10.000 abitanti (2019)	↑	:
Goal 8	Target 8.5 - Entro il 2030 raggiungere la quota del 78% del tasso di occupazione (20-64 anni)	Pilastro Europeo dei diritti sociali	72,4 % (2020)	↑	↓
Goal 9	Target 9.5a - Entro il 2030 raggiungere la quota del 3% del PIL dedicato alla ricerca e sviluppo	Area Europa per la ricerca	0,5 % (2019)	↓	↓
Goal 9	Target 9.c - Entro il 2026 garantire a tutte le famiglie la copertura della rete Gigabit	Italia a 1 Giga	10,4 % (2019)	:	:

¹⁵ Rif. d.G.r. 1335/2021

¹⁶ Rif. d.C.r. del 11/01/2023 - Oggetto n. 2120/XVI - approvazione della "Strategia regionale di sviluppo sostenibile della Valle d'Aosta 2030 integrata con il Quadro strategico regionale"

Goal 8	Target 8.5 - Entro il 2030 raggiungere la quota del 78% del tasso di occupazione (20-64 anni)	Pilastro Europeo dei diritti sociali	72,4 % (2020)		
Goal 9	Target 9.5a - Entro il 2030 raggiungere la quota del 3% del PIL dedicato alla ricerca e sviluppo	Area Europa per la ricerca	0,5 % (2019)		
Goal 9	Target 9.c - Entro il 2026 garantire a tutte le famiglie la copertura della rete Gigabit	Italia a 1 Giga	10,4 % (2019)	:	:
Goal 10	Target 10.4 - Entro il 2030 ridurre l'indice di disuguaglianza del reddito disponibile ai livelli osservati nel migliore dei Paesi europei	Confronto con il migliore dei paesi europei (Francia)	3,3s80/s20 (2019)	raggiunto	raggiunto
Goal 11	Target 11.2a - Entro il 2030 aumentare del 26% i posti-km per abitante offerti dal trasporto pubblico rispetto al 2004	Indicazione metodologica Eurostat	669 posti - Km per abitante (2019)		
Goal 11	Target 11.6 - Entro il 2030 ridurre i superamenti del limite di PM10 al di sotto di 3giorni l'anno	Organizzazione mondiale della sanità	5 giorni massimi di superamento (2020)		
Goal 12	Target 12.4 - Entro il 2030 ridurre la quota di rifiuti urbani prodotti pro-capite del 27% rispetto al 2003	Pacchetto europeo sull'economia circolare	613 kg/ab.*anno (2020)		
Goal 13	Target 13.2 - Entro il 2030 ridurre le emissioni di CO2 e di altri gas climalteranti del 55% rispetto al 1990	Legge europea per il clima	9,4 ton CO2 pro-capite (2019)		
Goal 15	Target 15.3 - Entro il 2050 azzerare l'aumento del consumo di suolo annuo	Tabella di marcia verso un'Europa efficiente nell'uso delle risorse	11,1 ha per 100.000 abitanti (2020)		:
Goal 15	Target 15.5 - Entro il 2030 raggiungere la quota del 30% delle aree terrestri protette	Strategia europea sulla biodiversità	13,3 % (2019)		:
Goal 16	Target 16.3 - Entro il 2030 azzerare il sovraffollamento negli istituti di pena	Giudizio esperti ASVIS	78 % (2021)	raggiunto	raggiunto
Goal 16	Target 16.7 - Entro il 2030 ridurre la durata media dei procedimenti civili ai livelli osservati nella migliore delle regioni italiane	Confronto con il best performer regionale (Piemonte)	157 giorni (2021)	raggiunto	raggiunto

Simbolo Confronto con target


Progressi significativi: il rapporto tra tasso di crescita osservato (*actual*) e desiderato (*required*) è superiore al 95%



Progressi moderati: il rapporto tra tasso di crescita osservato e desiderato è compreso tra 60% e 95%;



Progressi insufficienti: il rapporto tra tasso di crescita osservato e desiderato è compreso tra 0% e 60%;



Allontanamento dal target: il rapporto tra tasso di crescita osservato e desiderato è inferiore allo 0%.

:

Serie storica dei dati necessaria per una valutazione con il sistema delle frecce non disponibile

TABELLA 3 – Posizionamento della Valle d'Aosta rispetto ai 20 Target al 2030 [Fonte: [SRSvs Vda 2030](#)]

1.2 Lotta ai cambiamenti climatici

Il contesto internazionale

L'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ha ufficializzato un surriscaldamento del pianeta dell'ordine di 1°C (nel range 0,8÷1,2°C) rispetto alle temperature registrate nell'era preindustriale, con un trend di crescita di circa +0,2°C per decade¹⁷. Nelle "warming stripes", visualizzazione ideata nel 2018 dal climatologo inglese Ed Hawkins, si possono osservare le righe, che rappresentano gli anni, colorate con tonalità diverse di rosso o blu a seconda dello scostamento della temperatura in più o in meno dalla media (con un range di ± 0,6 °C per il livello globale e di ± 1,5 °C per il livello europeo e italiano). Nella FIGURA 7 si evince agevolmente l'accelerazione registrata nel rialzo delle temperature negli ultimi 30 anni.

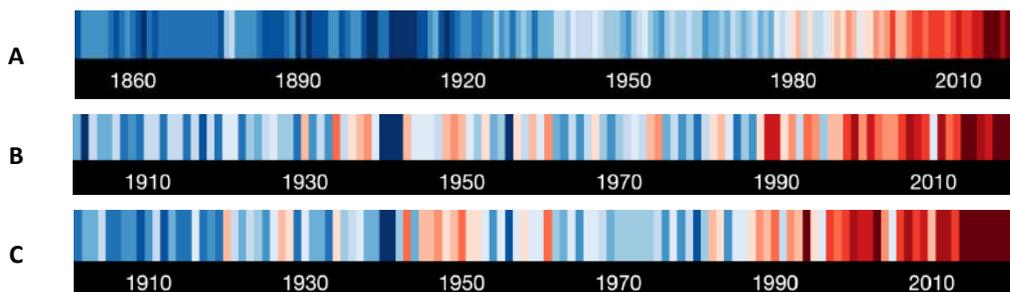


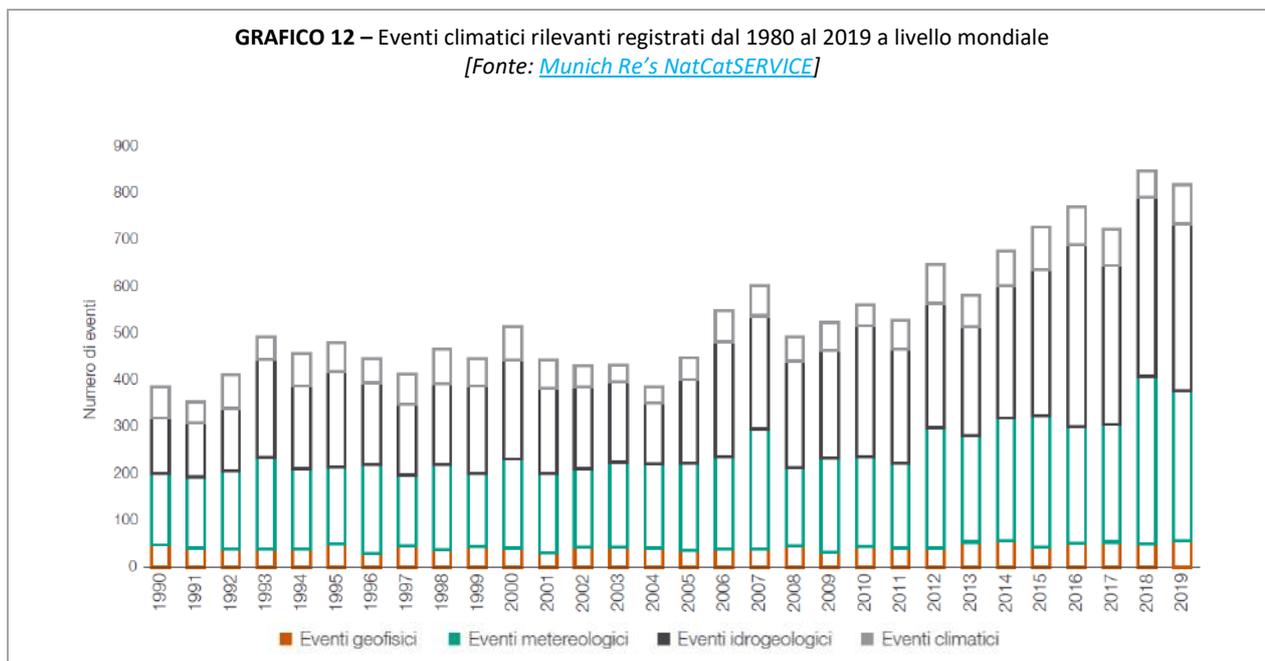
FIGURA 7 – #ShowYourStripes – evoluzione delle temperature a livello globale (A), europeo (B) e italiano (C)

[Fonte: #ShowYourStripes]

Sempre secondo l'IPCC, il riscaldamento globale sta provocando trasformazioni senza precedenti, talvolta irreversibili. I cambiamenti climatici portano, infatti, all'aumento della frequenza e dell'intensità dei **fenomeni meteorologici estremi** (comprese le ondate di calore marine) con effetti critici e costi enormi per la natura e le persone, anche in termini di capacità di produzione alimentare. Nel periodo 1990-2019 si sono verificati oltre quindicimila eventi catastrofici di natura geofisica, meteorologica, idrogeologica e climatica, con la perdita di oltre 1,5 milioni di vite umane e danni a economie e territori stimati in oltre 5.200 miliardi di dollari¹⁸ (rif. GRAFICO 12).

GRAFICO 12 – Eventi climatici rilevanti registrati dal 1980 al 2019 a livello mondiale

[Fonte: Munich Re's NatCatSERVICE]

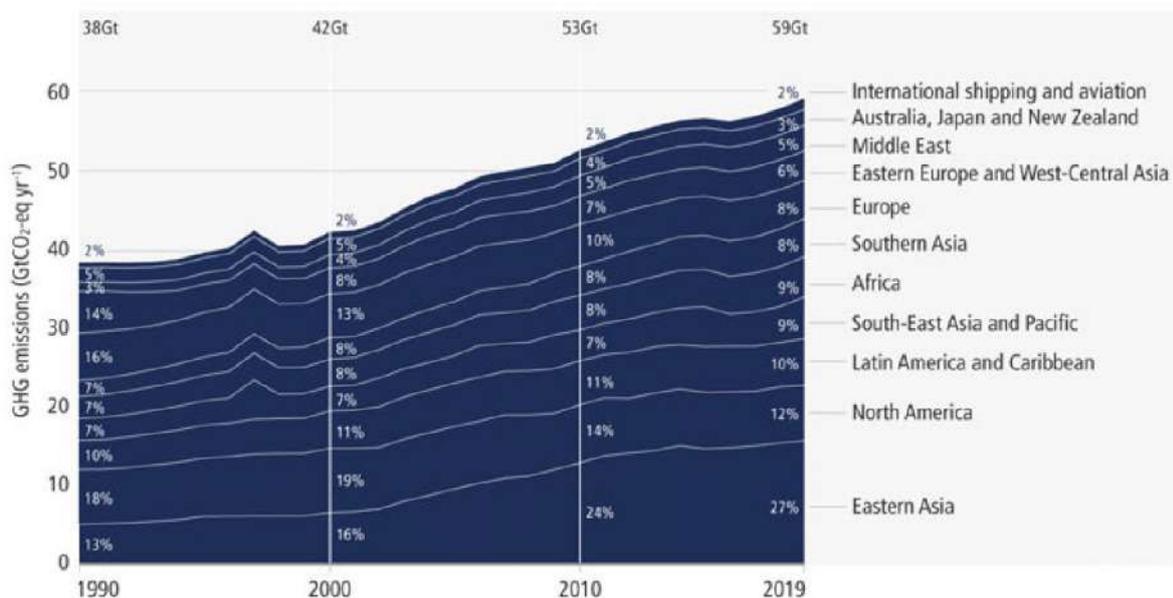


¹⁷ Rif. IPCC 2018

¹⁸ Rif. Munich Re's NatCatSERVICE, 2020

Tuttavia, secondo la comunità scientifica, gli scenari futuri sono fortemente dipendenti dall'azione umana, attribuendo la principale causa dell'incremento delle temperature medie globali all'aumento delle emissioni di gas climalteranti (*GHGs*) in atmosfera di origine antropica registrate nell'ultimo secolo (rif. [GRAFICO 13](#)).

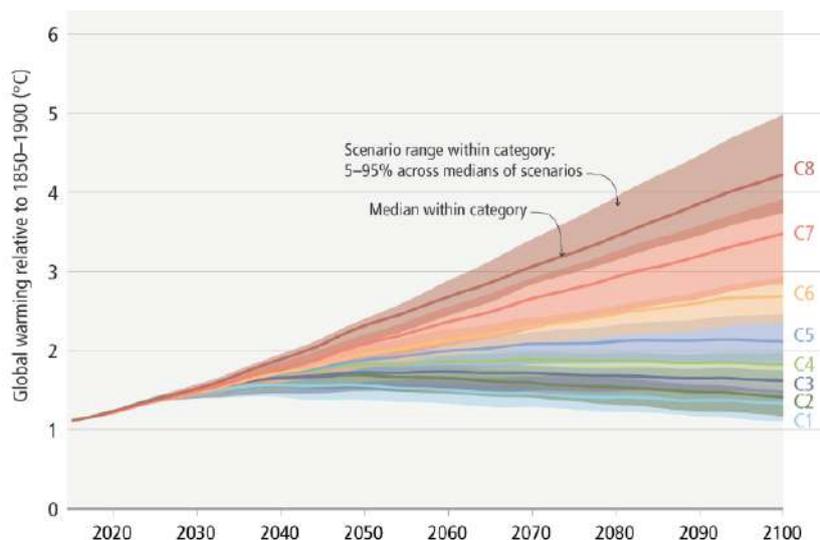
GRAFICO 13 – EMISSIONI NETTE GLOBALI DI GAS SERRA DI ORIGINE ANTROPICA PER REGIONE [Fonte: IPCCa 2022]



Una riduzione immediata, rapida e su vasta scala delle emissioni di *GHGs* può limitare i cambiamenti climatici e i loro effetti. L'ultimo rapporto dell'*IPCC* riporta le previsioni di incremento di temperatura in base a otto scenari emissivi, dal C1, in cui sono considerate riduzioni di gas climalteranti più ottimistiche che portano al raggiungimento degli 1,6°C di global warming per poi attestarsi a 1,2-1,4°C nel 2100, a quelli dal C5 al C8 che prevedono un riscaldamento globale di 2,5°C, 3°C, 4°C e di nuovo 4°C ma con un aumento ulteriore oltre il 2100 (rif. [GRAFICO 14](#)).

GRAFICO 14 – IPOTESI DI EVOLUZIONE DEL RISCALDAMENTO GLOBALE IN BASE A DIVERSI SCENARI EMISSIVI (DA C1 A C8)

[Fonte: IPCC 2022a]



Dal punto di vista normativo, la *Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici* (*UNFCC*) costituisce il principale accordo internazionale sull'azione per il clima adottato al Vertice sulla Terra di Rio de Janeiro nel 1992. L'*UNFCC*, attualmente ratificata da 197 Parti, rappresenta lo strumento con cui i paesi collaborano al fine di limitare l'aumento della temperatura globale (**mitigazione dei cambiamenti climatici**) e in cui compare per la prima

volta il concetto di “**adattamento ai cambiamenti climatici**”¹⁹, cioè l’obiettivo di accrescere la capacità dei Paesi di adeguarsi agli effetti avversi che ne conseguono. Dal 1995, anno in cui si è svolta la prima *Conferenza delle Parti (COP)*, questo tema ha acquisito un’importanza sempre crescente ed è aumentata la consapevolezza di quanto sia fondamentale investire anche sull’adattamento, a fronte delle difficoltà riscontrate a livello globale nell’implementazione delle politiche di mitigazione.

Nel dicembre del 2015, alla *COP21* svoltasi nella capitale francese, viene siglato l’**Accordo di Parigi**, tappa fondamentale dei negoziati climatici, che definisce l’obiettivo di lungo termine di contenimento dell’aumento della temperatura media globale al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi per limitare l’aumento a 1,5°C entro fine secolo rispetto ai livelli pre-industriali. L’accordo prevede, accanto alle misure di mitigazione, anche la messa in atto di misure per l’adattamento al cambiamento climatico. Al momento dell’adesione all’Accordo, ogni Paese è tenuto a predisporre e comunicare il proprio *Contributo Determinato a livello Nazionale (NDC)* con l’obbligo di mettere in atto misure per il suo raggiungimento.

Alla *COP26*, tenutasi a Glasgow dal 31 ottobre al 12 novembre 2021, sono stati fatti notevoli progressi su una serie di temi importanti per sconfiggere la crisi climatica e 151 paesi (tra i quali Stati Uniti e Cina) hanno presentato *NDC* nuovi o aggiornati. Secondo la *Climate Action Tracker (CAT)*, che monitora l’azione per il clima dal 2009, tuttavia, i progressi verso l’obiettivo concordato a livello globale rischiano di non essere sufficienti, soprattutto a causa della lentezza con cui i contributi proposti vengono poi tradotti in politiche concrete.

La 27° Conferenza delle Parti (*COP27*) della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, tenutasi a Sharm el-Sheikh, in Egitto, nel mese di novembre 2022, mira a una rinnovata cooperazione internazionale, per realizzare gli obiettivi dell’Accordo di Parigi e garantire la sicurezza delle persone e del pianeta. La conferenza si inserisce in un contesto geopolitico internazionale segnato profondamente dal proliferare di crisi globali e dall’aumento preoccupante della frequenza di eventi meteorologici estremi che stanno duramente colpendo il pianeta. Tra i punti salienti del *Piano di attuazione di Sharm el-Sheikh*, approvato dalla *COP27*, vi è la decisione di stanziare un fondo (*Loss and Damage*), con cui indennizzare le nazioni più povere della terra e più a rischio per via dei cambiamenti climatici, oltre al riconoscimento del fatto che limitare il riscaldamento globale a 1,5° C richiede riduzioni rapide, profonde e durature delle emissioni globali di gas a effetto serra del 43% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2019.

Il 13 aprile 2013 è stata presentata la prima **Strategia Europea sull’Adattamento ai Cambiamenti Climatici**, che aveva la finalità di promuovere e supportare le azioni di adattamento negli Stati Membri, prioritariamente nei settori più vulnerabili, nonché di assicurare processi decisionali informati, colmando le lacune conoscitive in materia di adattamento attraverso la creazione, con il supporto dell’*Agenzia Europea per l’Ambiente*, della piattaforma *Climate-Adapt*. Alla fine del 2017, l’*UE* aveva ridotto le sue emissioni di quasi il 22% rispetto ai livelli del 1990²⁰, raggiungendo il suo obiettivo di riduzione delle emissioni per il 2020. Ciò nonostante, nel dicembre del 2019 i leader dell’UE hanno approvato il **Green Deal Europeo**²¹, un programma di iniziative politiche per gli anni 2019-2024 basato su una visione ambiziosa secondo la quale l’*UE*, entro il 2050, intende ridurre drasticamente le sue emissioni di *GHGs* e individuare le modalità per compensare le emissioni rimanenti e inevitabili, con l’obiettivo di conseguire un saldo netto di emissioni pari a zero (rif. *FIGURA 8*). Il raggiungimento di tali obiettivi deve avvenire attraverso una transizione equa per tutti, competitiva, efficiente in termini di costi e sostenibile, che trasformi i problemi ambientali e climatici in opportunità.

Per quanto riguarda il settore energetico, anche attraverso la revisione delle leggi vigenti aventi un impatto sul clima e l’introduzione di nuove norme su tematiche strategiche (es: economia circolare), il *Green Deal europeo* si concentra su tre principi fondamentali:

- dare la priorità all’efficienza energetica, migliorare il **rendimento energetico degli edifici** e sviluppare un settore energetico basato principalmente sulle **fonti rinnovabili**;
- garantire un approvvigionamento energetico dell’*UE* sicuro e a prezzi accessibili;
- sviluppare un mercato dell’energia pienamente integrato, interconnesso e digitalizzato.

¹⁹ Rif. *UNFCCC 1992*, art. 4, commi b ed e

²⁰ Rif. <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/>

²¹ Rif. *COM(2019) 640 final*

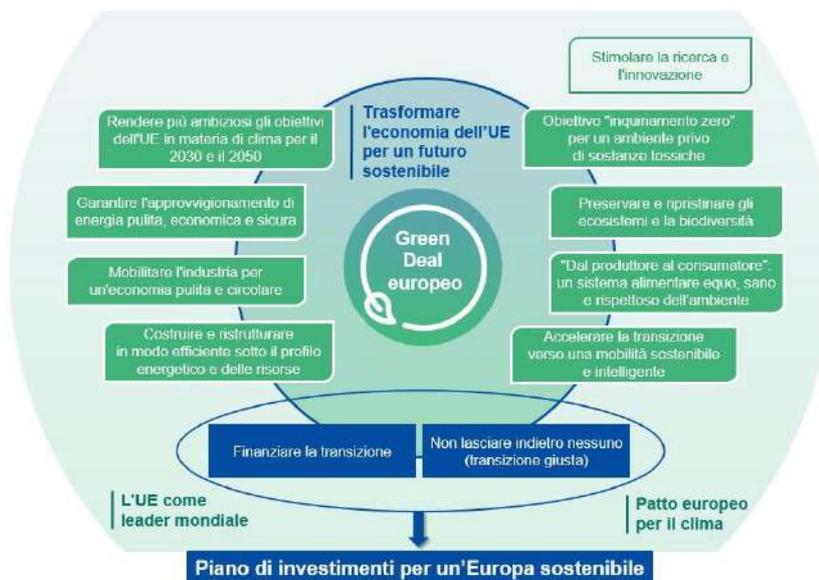


FIGURA 8 – Il piano di investimenti del Green Deal europeo [Fonte: COM(2019) 640 final]

Nel febbraio 2021 è stata poi adottata la nuova **Strategia europea di adattamento ai cambiamenti climatici**²², volta a realizzare la trasformazione dell'Europa in un'Unione resiliente ai cambiamenti climatici entro il 2050 basandosi su quattro priorità:

- migliorare le conoscenze scientifiche e gestire le incertezze (*adattamento più intelligente*), ottimizzando l'accesso e la qualità dei dati in materia di clima;
- sviluppare politiche di sostegno a tutti i livelli e su tutti i settori (*adattamento più sistemico*), attraverso l'ottimizzazione di strategie e piani attuativi di adattamento degli Stati membri; il monitoraggio, la comunicazione e la valutazione per misurare i progressi compiuti; la promozione della resilienza locale e individuale in maniera giusta ed equa anche attraverso strumenti quali il *Patto dei sindacati per il clima e l'energia*; l'integrazione della resilienza climatica nei quadri di bilancio nazionali; la promozione di soluzioni per l'adattamento basate sulla natura;
- accelerare l'adattamento a livello trasversale (*adattamento più rapido*), velocizzando l'introduzione delle soluzioni più opportune e riducendo i rischi legati al clima con investimenti in infrastrutture resilienti;
- intensificare le azioni internazionali in materia di adattamento, promuovendo la cooperazione tra paesi su più livelli.

Il 30 giugno 2021, alla luce degli impegni politici europei di aumentare la propria ambizione in questo ambito, è stato emanato il Regolamento 2021/1119²³ del Parlamento e del Consiglio europeo in cui è stato sancito l'**obiettivo di neutralità climatica ("Net Zero") entro il 2050** e l'obiettivo intermedio di **riduzione delle emissioni di GHGs del 55% entro il 2030 rispetto ai valori del 1990**, con un incremento sostanziale rispetto a quanto precedentemente fissato per il medesimo orizzonte temporale (una riduzione delle emissioni pari al 40% al 2030).

Il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha poi presentato il pacchetto di proposte **Fit For 55**²⁴ (rif. FIGURA 9), volto a "concretizzare" il Green Deal europeo attraverso una trasformazione dell'economia e della società, che deve avvenire in modo sostenibile e coordinato tra i diversi settori e con una revisione complessiva del quadro normativo (rif. Cap. 2.4.).

²² Rif. COM(2021) 82 final

²³ Rif. Regolamento 2021/1119/UE

²⁴ Rif. COM(2021) 550 final

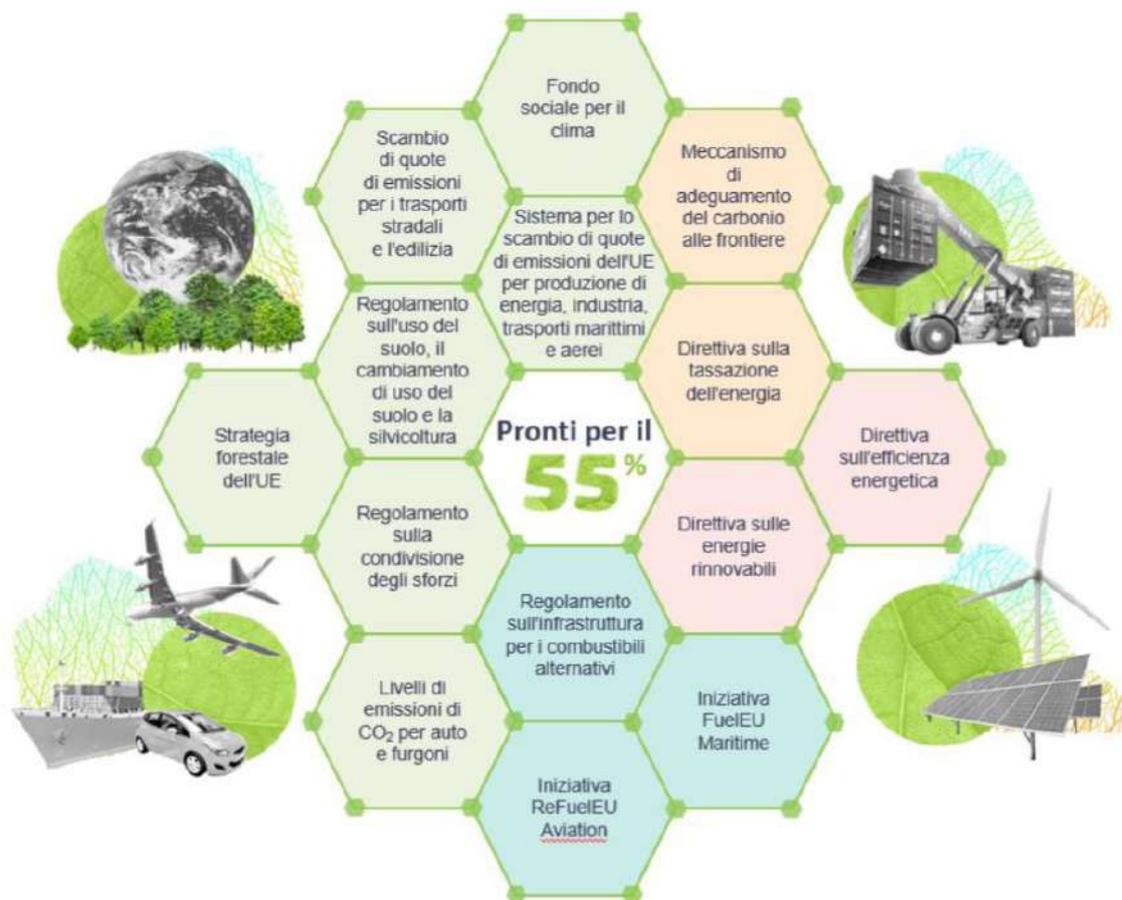


FIGURA 9 – Architettura del Fit for 55 - Unione europea, 2021 [Fonte: [COM\(2021\) 550 final](#)]

Il contesto nazionale

A livello italiano, nel 2007 si è tenuta la prima *Conferenza Nazionale sui Cambiamenti Climatici*, focalizzata sulle conseguenze dei cambiamenti climatici e sulle possibili misure finalizzate a limitare o evitare danni e/o beneficiare di eventuali opportunità favorevoli.

Nel 2012, a seguito dell'impulso dato a livello europeo, il *Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare*²⁵ (*MATTM*), ha avviato il percorso di predisposizione della **Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (SNACC)**, approvata poi con *d.dir. 86/2015*. Il documento fornisce la visione strategica nazionale su come affrontare gli impatti dei cambiamenti climatici e rappresenta un quadro di riferimento per le misure e le politiche di adattamento da attuare mediante piani di azione settoriali.

Il *Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC)*, pubblicato il 28 dicembre 2022 dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (*MASE*) per essere sottoposto alla consultazione pubblica, è finalizzato a fornire una migliore specificazione dei contenuti della Strategia, ad aggiornare il complesso quadro di riferimento conoscitivo nazionale sull'adattamento e a supportare le diverse istituzioni, in particolare Regioni e enti locali, nella definizione di propri percorsi settoriali e locali di adattamento, anche in relazione alle criticità che le connotano maggiormente.

In particolare il *PNACC* individua:

- scenari climatici di riferimento alla scala distrettuale/regionale;
- propensione al rischio;
- impatti e vulnerabilità settoriali;
- azioni di adattamento settoriali;

²⁵ Successivamente Ministero della Transizione Ecologica (*MITE*) e ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica (*MASE*)

- ruoli per l'attuazione delle azioni e delle misure di adattamento nonché strumenti di coordinamento tra i diversi livelli di governo del territorio;
- stima delle risorse umane e finanziarie necessarie;
- indicatori di efficacia delle azioni di adattamento;
- modalità di monitoraggio e valutazione degli effetti delle azioni di adattamento.

Il contesto regionale

Nell'ambito del contesto europeo e nazionale sopra descritto, la Valle d'Aosta ha assunto come obiettivo fondamentale e caratterizzante delle proprie politiche settoriali la riduzione delle emissioni di **GHGs**, della vulnerabilità territoriale e dei rischi correlati ai cambiamenti climatici.

La Regione, infatti, si è posta l'obiettivo di rendere il proprio territorio Fossil Fuel Free entro il 2040, con un'accelerazione ancora più sfidante rispetto agli obiettivi posti a livello europeo. Tale percorso, avviato nella seduta del 18 dicembre 2018 dal Consiglio regionale, ha portato all'approvazione, con d.G.r. 151/2021, della **Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040 - Linee guida per la decarbonizzazione**. Tale documento fornisce le linee di indirizzo per raggiungere un obiettivo di riduzione delle emissioni di **GHGs** al 2040 del 75% rispetto ai valori del 2017, anno in cui è stata prodotta una certificazione ufficiale delle emissioni del territorio regionale, da usare come baseline di confronto²⁶. La **Roadmap** costituisce un quadro di riferimento per le altre pianificazioni regionali, in particolare per il **PEAR VDA 2030**, come verrà meglio specificato in seguito.

Successivamente, con d.G.r. 1557/2021, è stata approvata la **Strategia Regionale di adattamento ai Cambiamenti Climatici (SRACC)**, sviluppata considerando le linee di indirizzo europee, i contenuti della **SNACC**, i risultati di studi effettuati a livello locale nell'ambito del progetto Interreg **ALCOTRA AdaPT Mont-Blanc**²⁷, nonché la **Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040** sopra richiamata.

La **SRACC**, che rappresenta la prima fase della pianificazione regionale di adattamento al cambiamento climatico, considera l'arco temporale tra il 2021 e il 2030, allineato al periodo di riferimento della **SrSvS VdA 2030**, durante il quale dovranno essere progressivamente aggiornate le programmazioni di settore e le pianificazioni locali. Il documento dovrà, inoltre, essere aggiornato con cadenza quinquennale in funzione dei risultati ottenuti e dell'evoluzione del quadro conoscitivo, scientifico e degli indirizzi europei e nazionali che saranno costantemente monitorati dalla struttura di governance.

La strategia parte dalla considerazione che il cambiamento climatico in corso ha impatti ancora più evidenti nelle aree di montagna come la Valle d'Aosta, registrando un riscaldamento maggiore rispetto ad altre parti del pianeta. Viene infatti evidenziato come nelle Alpi, dal periodo preindustriale, le temperature medie annue sono aumentate di circa 2°C, più del doppio di quanto misurato a livello globale e in Valle d'Aosta, in particolare, si è verificato un riscaldamento di circa 1,7°C rispetto al periodo 1974-1995.

La **SRACC** sviluppa, quindi, un'analisi delle sfide di adattamento di nove settori ambientali e socio-economici regionali fortemente influenzati dagli impatti dei cambiamenti climatici. Per ogni settore sono presentate le aree prioritarie di intervento, gli obiettivi specifici di adattamento e gli assi strategici per il conseguimento di tali obiettivi (rif. **FIGURA 10**).

²⁶ Rif. **Rapporto Ambientale**, cap 3.3

²⁷ Rif. **ALCOTRA 2020**



FIGURA 10 – Settori della SRACC della Valle d'Aosta [Fonte: [SRACC 2021](#)]

Analogamente al percorso nazionale, anche l'attuazione della [SRACC](#) si configura come prima fase per la definizione di un *Piano Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PRACC)*, in fase di elaborazione, che descriverà puntualmente misure e azioni da realizzare.

1.3 Transizione ecologica

Il 1° marzo 2021 viene istituito il *Ministero della Transizione Ecologica (MITE)*²⁸ che, accorpando le competenze del *Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare* con quelle relative alla politica energetica²⁹, si pone tra gli obiettivi principali quello di coordinare il *Piano di Transizione Ecologica (PTE)* (rif. FIGURA 11). La legge istitutiva del *MITE* prevede inoltre la formazione del *Comitato Interministeriale per la Transizione Ecologica (CITE)*, che coordina anche le politiche di raccordo tra *PNRR* e Green Deal e i percorsi di attuazione e revisione della *SNSvS*.



FIGURA 11 – Il Piano per la Transizione Ecologica [Fonte: CITE]

Il *PTE*, approvato ai sensi dell'articolo 57-bis del *D.Lgs. 152/2006*, è stato pubblicato l'8 marzo 2022³⁰ e ha lo scopo di agire su cinque macro obiettivi condivisi a livello europeo:

1. neutralità climatica;
2. azzeramento dell'inquinamento;
3. adattamento ai cambiamenti climatici;
4. ripristino della biodiversità e degli ecosistemi;
5. transizione verso l'economia circolare e bioeconomia.

Il Piano si sviluppa secondo un approccio sistemico, orientato alla decarbonizzazione ma anche, con una visione olistica e integrata, alla conservazione della biodiversità e alla preservazione dei servizi ecosistemici, integrando la salute e l'economia e perseguendo la qualità della vita e l'equità sociale. In particolare, aggiorna la visione nazionale agli impegni europei in tema di decarbonizzazione di seguito riepilogati (rif. FIGURA 12).

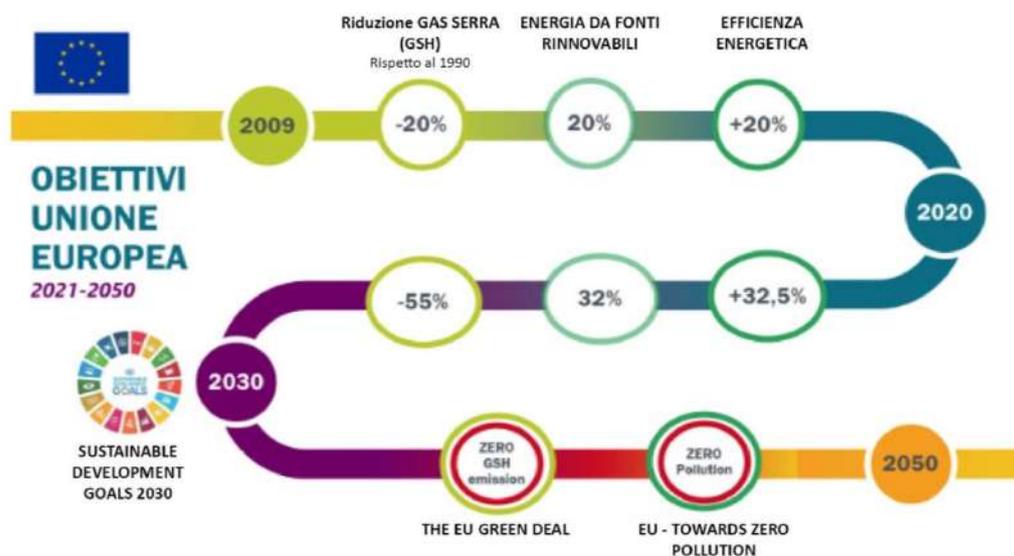


FIGURA 12 – Roadmap obiettivi europei di decarbonizzazione - [Fonte: Elaborazione COA energia da PTE]

²⁸ Ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica (*MASE*)

²⁹ Rif. *D.L. 22/2021*

³⁰ Rif. *Delibera 1/2022*.

Di seguito si riportano, in sintesi, le misure volte a trasformare, ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Piano, il sistema energetico:

Elettrificazione	Il sistema energetico sarà orientato sempre più all'elettrificazione con una quota che dovrà progressivamente raggiungere e superare il 50%.
Rinnovabili	L'apporto delle FER alla generazione elettrica dovrà raggiungere almeno il 72% al 2030 e coprire al 2050 quote prossime al 100% del mix primario complessivo.
Reti	Le reti di trasmissione e distribuzione e gli accumuli dovranno essere opportunamente potenziati e ottimizzati.
Comunità energetiche	La diffusione delle comunità energetiche dovrà essere incoraggiata, unitamente al connesso ruolo di <i>prosumer</i> , semplificando le procedure di connessione alla rete.
Idrogeno, bioenergie e cattura gas climalteranti	Nei settori industriali a più alta intensità di emissioni, l'utilizzo di idrogeno, bioenergie e cattura dei gas climalteranti servirà ad avvicinare gli obiettivi di decarbonizzazione. Un'attenzione particolare andrà rivolta inoltre ai settori agricolo e forestale vista la loro importanza determinante per l'economia nazionale e la loro potenzialità in termini di stoccaggio di carbonio e di riduzione delle emissioni.
Trasporti	Sia la Strategia europea che le misure nazionali sono volte a riportare la mobilità all'interno di un quadro sostenibile, con almeno 30 milioni di veicoli elettrici in Europa e 6 milioni in Italia al 2030 . Di rilievo, in prospettiva, anche l'obiettivo "net zero" per trasporto navale e aereo e la spinta su alta velocità e traffico merci su rotaia. Un peso analogo dovranno avere idrogeno, biocarburanti e carburanti sintetici a impatto zero.
Qualità dell'aria	Molte misure previste dal PNRR sono volte a rispettare gli obiettivi di riduzione degli inquinanti al 2030 stabiliti dalla Direttiva National Emission Ceilings (<i>NEC</i>) ³¹ e dal Piano Toward Zero Pollution ³² della Commissione europea per accelerare il rientro nei limiti di qualità dell'aria nel più breve tempo possibile attraverso un approccio multisettoriale e multilivello. Un'attenzione particolare sarà riservata all'impiego di biomasse, neutre dal punto di vista climatico, secondo il principio dell'"uso a cascata".
Bioeconomia circolare e bioenergie	Il Piano punta anche al potenziamento della bioeconomia circolare, in particolare alla valorizzazione delle biomasse e della frazione organica dei rifiuti per il recupero di materia, delle colture non alimentari e delle colture in secondo raccolto per la produzione di energia, di bioprodotto e di biocarburanti, con chiari benefici produttivi, ambientali e climatici. Di particolare interesse in questo senso sono i progetti lanciati dal PNRR delle "Isole verdi" e delle "Comunità verdi".

Il successo della transizione ecologica dipenderà sia dalla capacità della pubblica amministrazione, delle imprese e del no-profit di lavorare in sinergia e secondo norme più semplici ed efficienti, sia dalla capacità di comunicare ed educare tutta la popolazione a una partecipazione collettiva per la realizzazione di un pieno sviluppo sostenibile.

³¹ Rif. *Direttiva (UE) 2016/2284*

³² Rif. *COM(2021) 400*

1.4 Economia circolare

Con l'aumento demografico e la rapida crescita economica previsti per il 2050, la domanda di risorse naturali, in particolare di materie prime, continuerà a crescere in maniera esponenziale nei prossimi decenni. Tale tendenza determinerà anche un aumento degli impatti ambientali e climatici qualora non si adottino politiche e misure per un uso più efficiente delle risorse. In questo contesto, un aspetto cruciale è quello della più razionale e sostenibile gestione delle risorse naturali, tema caratterizzato da una doppia dimensione:

- a monte (*upstream*), è opportuno gestire le risorse in modo più efficiente, ovvero aumentandone la produttività nei processi di produzione e consumo, riducendo gli sprechi, mantenendo il più possibile il valore dei prodotti e dei materiali;
- a valle (*downstream*), occorre evitare che tutto ciò che ancora intrinsecamente possiede una residua utilità non venga smaltito in discarica ma sia recuperato e reintrodotta nel sistema economico.

Questi due aspetti costituiscono l'essenza dell'economia circolare, che mira, attraverso l'innovazione tecnologica e una migliore gestione dei rifiuti, a rendere le attività economiche più efficienti e meno impattanti per l'ambiente. Al fine di gestire in modo più razionale ed efficiente le risorse materiali ed energetiche è necessario un sistema coerente di strumenti regolatori ed economici e il coinvolgimento e la condivisione di tutti i componenti del sistema sociale (imprese, pubblica amministrazione, consumatori/cittadini, associazioni).

Il contesto internazionale

A livello internazionale, il concetto di *efficienza delle risorse* è stato sviluppato in numerose iniziative in diversi ambiti³³. L'*Agenda 2030 delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Sostenibile* (in particolare gli *SDGs* 11 e 12) e l'*Accordo di Parigi* sui cambiamenti climatici rappresentano due fondamentali contributi per guidare la transizione verso un modello di sviluppo economico che abbia come obiettivo non solo redditività e profitto, ma anche progresso sociale e salvaguardia dell'ambiente. Il *Green Deal europeo* ha portato al centro delle politiche comunitarie anche l'economia circolare, dando un ulteriore impulso verso il passaggio a un sistema di consumi e di produzione in cui il rifiuto viene minimizzato e valorizzato in modo intelligente ed efficiente (rif. FIGURA 13).

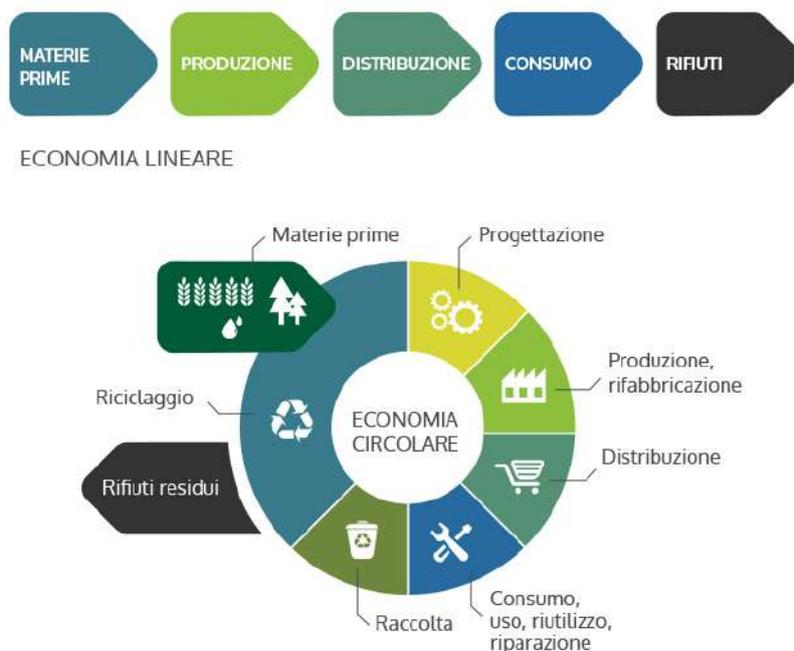


FIGURA 13 – Dall'economia lineare all'economia circolare - [Fonte: [MiTE](#)]

³³ OCSE, UNEP International Resource Panel (UNEP-IRP) e G7/G8/G20, Global Alliance GACERE e Commissione Tecnica ISO 323 Standard Economia Circolare

In particolare, si pone l'attenzione sulla domanda di **materie prime critiche (CRMs)**, quali rame, terre rare, cobalto e litio, indispensabili per la realizzazione delle tecnologie verdi (impianti eolici, batterie, ecc...) e quindi per la transizione ecologica (rif. Cap. 1.3).

Il nuovo *Piano d'azione per l'economia circolare (CEAP)*³⁴ adottato dalla Commissione Europea nel 2020, insieme alla nuova strategia industriale, si pone l'obiettivo di modernizzare e rendere l'economia dell'**UE** adatta a sostenere un futuro verde e inclusivo, rafforzare l'uso efficiente delle risorse e la competitività a lungo termine, proteggendo al contempo l'ambiente. Il **CEAP** individua un'ampia gamma di misure, non solo legislative, per l'intero ciclo dei prodotti, dalla progettazione al riciclo, con l'obiettivo di ridurre l'impronta complessiva della produzione e del consumo dell'**UE**, a dissociare la crescita economica dall'uso delle risorse e a contribuire in modo significativo al raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050.

La crisi derivante dalla pandemia **COVID-19** e dal conflitto russo-ucraino hanno amplificato il messaggio del **CEAP** sulla necessità di ripensare gli attuali modelli di produzione e consumo e di ridurre la dipendenza dell'**UE** dall'importazione di materie prime. Hanno anche dimostrato l'importanza di investire in settori economici e infrastrutture che possano avere un impatto positivo diretto sulla salute umana e sull'ambiente. Un quadro solido e integrato di policy per la sostenibilità dei prodotti, incentrato sulla progettazione ecologica e sulla circolarità dei processi di produzione e consumo, insieme all'attenzione per le catene del valore più strategiche e a misure più efficaci di prevenzione e gestione dei rifiuti, ha un grande potenziale per la creazione di posti di lavoro nell'**UE** e per la promozione dell'innovazione e dell'imprenditorialità.

Il contesto nazionale

L'Italia si è dotata di specifiche strategie settoriali programmatiche in coerenza con gli obiettivi di sostenibilità definiti a livello internazionale ed europeo³⁵, all'interno delle quali si inserisce la *Strategia nazionale per l'Economia Circolare (SEC)*, approvata con *D.M. 259/2022*, un documento programmatico all'interno del quale sono individuate le azioni, gli obiettivi e le misure che si intendono perseguire nella definizione delle politiche istituzionali volte ad assicurare un'effettiva transizione verso un'economia di tipo circolare. Con la **SEC** si intende, in particolare, definire i nuovi strumenti amministrativi e fiscali per potenziare il mercato delle materie prime seconde, affinché siano competitive in termini di disponibilità, prestazioni e costi rispetto alle materie prime vergini. A tal fine, la Strategia agisce sulla catena di acquisto dei materiali (*Criteri Ambientali Minimi per gli acquisti verdi nella Pubblica Amministrazione*), sui criteri per la cessazione della qualifica di rifiuto (*End of Waste*), sulla responsabilità estesa del produttore e sul ruolo del consumatore, sulla diffusione di pratiche di condivisione e di "prodotto come servizio". La **SEC**, inoltre, costituisce uno strumento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica e definisce una roadmap di azioni e di target misurabili al 2035.

Il contesto regionale

A livello regionale, nell'ambito della *SRSvs Vda 2030*, l'obiettivo strategico *Valle d'Aosta più verde* dedica particolare attenzione al tema dell'economia circolare proponendo un modello economico alternativo che, attraverso la riduzione della produzione di rifiuti e il miglioramento della qualità della raccolta, consenta di prolungare l'uso produttivo dei materiali: un modello orientato quindi al riutilizzo, alla riparazione e al riciclo dei materiali, nonché a promuovere iniziative volte alla riduzione dello spreco alimentare. Il *Piano regionale di gestione dei rifiuti 2022/26*, approvato con *l.r. 4/2022*, persegue gli obiettivi del pacchetto sull'economia circolare della Commissione europea prevedendo azioni specifiche volte alla prevenzione e riduzione dei rifiuti e a portare il riciclo di materia a regime almeno al 65% e la raccolta differenziata almeno all'80% nel 2026..

³⁴ Rif. *COM(2020) 98 final*

³⁵ Rif. *Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvs)*, *Strategia Nazionale per la Biodiversità (SNB)*, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*, *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)*, *Piano per la Transizione Ecologica (PTE)*, *Piano d'azione della Strategia Italiana sulla Bioeconomia*, *Programma Nazionale di Gestione dei Rifiuti (PNGR)*, *Tavolo nazionale di lavoro Materie Prime Critiche e Piattaforma Nazionale del Fosforo*, ...

1.5 Smart Villages e Green Communities

Seppur non vi sia una definizione rigida di **Smart Village**, il concetto nasce in ambito europeo, essendo stato lanciato dalla Commissione europea nel 2017 e successivamente promosso dall'*Action Group 5 - Connectivity and Accessibility* della *Strategia Macroregionale Alpina (EUSALP)*, come trasposizione del concetto di *Smart City*, in un primo momento mutuandone i contenuti, per poi adattarli, nel corso degli anni, alla specificità dei territori rurali e montani. Queste aree sono considerate più fragili, in quanto le numerose sfide imposte dai cambiamenti socio-economici e ambientali hanno su di esse conseguenze più significative rispetto alle aree maggiormente urbanizzate. Secondo la *Rete Europea per lo Sviluppo Rurale (RESR)*, gli *Smart Villages* si possono definire "comunità rurali che usano soluzioni innovative per aumentare la propria resilienza, a partire dai punti di forza e dalle opportunità locali". Essi si basano su un approccio partecipativo con l'obiettivo di sviluppare una strategia che possa migliorare le loro condizioni economiche, sociali e ambientali, utilizzando anche le soluzioni offerte dalle tecnologie digitali (rif. [FIGURA 14](#)).

In riferimento all'Agenda 2030, gli *Smart Villages* rientrano a pieno titolo nel **SDG11 - Sustainable Cities and Communities** e hanno intersezioni importanti con gli **SDG8 - Decent work and economic growth** e **SDG9 - Industry, Innovation and Infrastructure**.

Una declinazione degli *Smart Villages* può essere perciò quella delle **Green Community (GC)**, termine introdotto dall'art. 72 della [L 221/2015](#) e poi esplicitamente richiamato in alcuni dei Piani di Recupero e Resilienza europei, incluso quello italiano. La norma individua il valore dei territori rurali e di montagna che intendono utilizzare in modo equilibrato le risorse principali di cui dispongono (in primo luogo acqua, boschi e paesaggio), e aprire un nuovo rapporto sussidiario e di scambio con le comunità urbane e metropolitane, in modo da poter impostare un piano di sviluppo sostenibile nei seguenti campi:

- gestione integrata e certificata del patrimonio agro-forestale, anche tramite lo scambio dei crediti derivanti dalla cattura dell'anidride carbonica, la gestione della biodiversità e la certificazione della filiera del legno;
- gestione integrata e certificata delle risorse idriche;
- produzione di energia da fonti rinnovabili locali, attraverso microimpianti idroelettrici e cogenerazione, l'impiego di biomasse, biogas, biometano e fonte eolica;
- sviluppo di un turismo sostenibile, capace di valorizzare le produzioni locali;
- costruzione e gestione sostenibile del patrimonio edilizio e delle infrastrutture di una montagna moderna;
- efficienza energetica e integrazione intelligente degli impianti e delle reti;
- sviluppo sostenibile delle attività produttive (*zero waste production*);
- integrazione dei servizi di mobilità;
- sviluppo di un modello di azienda agricola sostenibile, energeticamente indipendente attraverso la produzione e l'uso di energia da fonti rinnovabili nei settori elettrico, termico e dei trasporti.

Nell'ambito più ampio degli *Smart Villages* e delle *Green Communities* potranno rientrare gli sviluppi di progetti di *Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)* e le *Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC)* (rif. Cap. 2.4.3).

A **livello regionale**, il concetto di *Smart Villages* è stato preso in considerazione nelle attività preparatorie alla Programmazione Europea 2021-2027, con specifico riferimento all'indirizzamento delle stesse in una logica di transizione smart dei territori di montagna, cogliendo appieno le opportunità delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione. È stata condotta un'approfondita ricognizione conoscitiva degli attori e dei fabbisogni regionali (*smartness assessment*), strutturata nelle dimensioni di Economy, Environment, Governance, Living, Mobility e People, sulla base della quale sono state delineate le principali direttrici di intervento *Smart Villages*, unitamente alla proposta di specifiche misure a livello regionale e locale e al recepimento dell'approccio *Smart Villages* come una delle priorità del quadro strategico regionale per il nuovo periodo di programmazione.

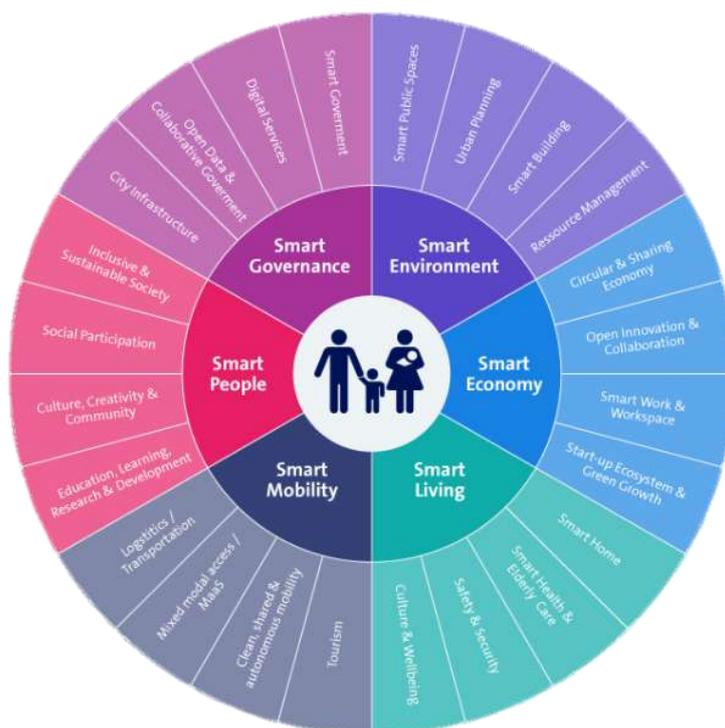


FIGURA 14 – L'approccio Smart Villages [Fonte: [Poliedra](#)]

Si specifica che il «Village» non è stato interpretato in senso amministrativo (Comune), bensì come un'area omogenea dal punto di vista socioeconomico, demografico e funzionale che può, ad esempio, coincidere con una vallata o una Unité de Communes.

All'interno della dimensione **Smart Environment**, in particolare, è stata evidenziata la necessità di incentivare la sostenibilità nella produzione di energia e l'indipendenza energetica regionale e locale, attraverso il sostegno alla nascita di **CER** locali, anche con iniziative di formazione specifica (figura del prosumer e incremento della competenza sugli aspetti economici, legali e amministrativi sul tema) e in sinergia con altre azioni di alfabetizzazione digitale.

1.6 Digitalizzazione

Il contesto europeo

La **Prima Agenda Digitale Europea (ADE)** del 2010³⁶ costituiva una delle sette iniziative della Strategia Europea 2020³⁷, nella quale viene stabilito un ruolo chiave delle Tecnologie delle Informazioni e delle Comunicazioni (**TIC**) per il conseguimento degli obiettivi di ripresa economica e sostenibilità che l'Europa si era prefissata per il periodo 2010-2020 (rif. **FIGURA 15**). Obiettivi dell'*agenda digitale* sono quelli di creare un mercato digitale unico basato su Internet veloce e superveloce che incrementi l'interoperabilità di investimenti sulle reti per ridurre la frammentazione del mercato interno, implementare l'alfabetizzazione digitale e le competenze informatiche oltre che sviluppare ricerca e innovazione nel settore.



FIGURA 15 – Circolo virtuoso dell'economia digitale [Fonte: Agenda Digitale Europea]

La strategia mirava soprattutto a massimizzare il potenziale di crescita dell'economia digitale promuovendo le competenze, digitalizzando l'industria e i servizi, sviluppando l'Intelligenza Artificiale (**IA**) e modernizzando i servizi pubblici. Per il raggiungimento di tali obiettivi sono stati previsti dei pacchetti legislativi che hanno riguardato ad esempio lo sviluppo delle reti di trasmissione, la tutela dei consumatori e delle imprese e la sicurezza informatica.

Nel 2015 la **Strategia per il mercato unico digitale** ha ulteriormente sviluppato l'agenda digitale, stabilendo disposizioni specifiche mirate a garantire un ambiente digitale equo, aperto e sicuro quali:

- migliorare l'accesso dei consumatori e delle imprese ai beni e servizi digitali in tutta Europa;
- creare un contesto favorevole affinché le reti e i servizi digitali possano svilupparsi;
- massimizzare il potenziale di crescita dell'economia digitale.

Nel **2020** la **Seconda Agenda Digitale Europea** (che copre il periodo 2020-2030) si è incentrata sui profondi cambiamenti introdotti dalle tecnologie digitali sul ruolo essenziale svolto dai servizi e dai mercati digitali e sulle nuove ambizioni dell'**UE** in campo tecnologico e geopolitico. Tale strategia si basa su due importanti comunicazioni strategiche *Plasmare il futuro digitale dell'Europa*, e il *Decennio digitale europeo* e si è concentrata su **tre obiettivi chiave nel settore digitale**:

- una tecnologia al servizio delle persone;
- un'economia equa e competitiva;
- una società aperta, democratica e sostenibile.

³⁶ Comunicazione della commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni "Un'agenda digitale europea" [COM\(2010\)245](#). L'agenda fa seguito alla "Strategia di Lisbona" adottata dal Consiglio europeo straordinario del marzo 2000 che si basava su un obiettivo strategico per l'Unione europea di rafforzare l'occupazione, le riforme economiche e la coesione sociale nel contesto di un'economia fondata sulla conoscenza.

³⁷ La Strategia Europea 2020 mira a fare in modo che la ripresa economica dell'UE si accompagni a una serie di riforme che stabiliscano fondamenta solide per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva.

Tra le priorità per l'attuale decennio figurano lo sviluppo della computazione quantistica, una strategia e politica commerciale in materia di *blockchain*, l'intelligenza artificiale antropocentrica e affidabile, i semiconduttori (sviluppo di normativa europea sui semiconduttori), la sovranità digitale, la cibersicurezza, la connettività Gigabit, il 5G e il 6G, gli spazi e le infrastrutture europei dei dati, nonché la definizione di norme tecnologiche globali.

Il 9 marzo 2021 l'UE ha proposto una *Bussola per il digitale 2030*³⁸ con quattro importanti obiettivi digitali da conseguire entro il 2030 in merito a competenze, infrastrutture, imprese e servizi pubblici:

- **competenze:** almeno l'80 % degli adulti dovrebbe disporre delle competenze digitali di base nell'UE;
- **imprese:** il 75 % delle imprese dovrebbe utilizzare servizi di cloud computing, big data e intelligenza artificiale; oltre il 90 % delle piccole e medie imprese dell'UE dovrebbe raggiungere almeno un livello di base di intensità digitale;
- **infrastruttura:** tutte le famiglie europee dovrebbero essere coperte da una rete Gigabit e tutte le zone abitate dal 5G; nell'UE dovrebbero essere installati 10.000 nodi periferici a impatto climatico zero e altamente sicuri e l'Europa dovrebbe disporre del suo primo computer quantistico;
- **servizi pubblici:** tutti i principali servizi pubblici dovrebbero essere disponibili online; tutti i cittadini avranno accesso alle loro cartelle cliniche elettroniche e l'80% dei cittadini dovrebbe utilizzare una soluzione di identità elettronica.

Questi obiettivi hanno dato l'avvio alla definizione di una serie di regolamenti e a un programma di finanziamenti definiti dal *Programma europeo digitale*, che ha previsto una dotazione finanziaria di 7,5 miliardi di euro per il **periodo 2021-2027** e fornirà finanziamenti strategici per progetti relativi al calcolo ad alte prestazioni, intelligenza artificiale, cybersicurezza, competenze digitali avanzate e garanzia di un ampio utilizzo delle tecnologie digitali in tutta l'economia e la società, anche mediante i poli dell'innovazione digitale.

Tale fondo sarà integrato da altri programmi dell'UE, quali *Orizzonte Europa*, *Il meccanismo per collegare l'Europa per l'infrastruttura digitale*, il *Dispositivo per la ripresa e la resilienza* e il *Dispositivo dei fondi strutturali*. Il *Regolamento (UE) 694/2021* prevede, inoltre, che nell'ambito dei rispettivi fondi per la ripresa economica dalla pandemia per *COVID-19*, gli Stati membri destinino almeno il 20% degli stessi a progetti volti a digitalizzare l'economia e la società.

Il contesto nazionale

Nel quadro dell'*Agenda Digitale Europea*, l'Italia con il *D.L. 05/2012*³⁹ ha sviluppato l'*Agenda Digitale Italiana*, una strategia nazionale per raggiungere gli obiettivi indicati dall'Agenda europea. L'*Agenda Digitale Italiana* è stata elaborata in collaborazione con la Conferenza delle Regioni e delle Province Autonome e ha visto la predisposizione di due importanti documenti strettamente correlati:

- *Strategia per la Crescita Digitale 2014-2020*;
- *Strategia italiana per la banda ultralarga (Strategia BUL)*.

Lo Stato si avvale inoltre dell'*Agenzia per l'Italia digitale (AgID)*⁴⁰ che ha il compito di garantire la realizzazione degli obiettivi dell'*Agenda digitale italiana* e contribuire alla diffusione dell'utilizzo delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione, favorendo l'innovazione e la crescita economica.

La *Strategia per la crescita digitale 2014-2020* (approvata nel marzo 2015), tracciava una prima roadmap di digitalizzazione del Paese ponendo come obiettivi quello di determinare il progressivo *switch off* dell'opzione analogica, progettando la digitalizzazione della pubblica amministrazione, sviluppare competenze digitali nelle imprese e fra i cittadini, rendere più efficiente il sistema Paese, coordinando in materia unitaria la programmazione e gli investimenti pubblici in innovazione digitale.

³⁸ Rif. *COM(2021) 118 final*

³⁹ Il *D.L. 05/2012*, all'articolo 47 "*Agenda digitale italiana*" riporta che nel quadro delle indicazioni dell'agenda digitale europea il governo persegue l'obiettivo di favorire lo sviluppo di servizi digitali e potenziare la connettività a banda larga.

⁴⁰ L'*Agenzia per l'Italia digitale* è stata istituita con il *D.L. 83/2012* "*Misure urgenti per la crescita del paese*" i compiti e le funzioni sono disciplinati dal *D.L. 179/2012* e dal *D.L. 52/2012*.

La *Strategia Italiana per la banda ultra larga*, approvata nel marzo 2015, ha costituito il quadro di riferimento principale per le iniziative pubbliche, anche a livello regionale e di enti locali, a sostegno dello sviluppo delle reti a banda ultra larga. L'obiettivo principale della Strategia è creare un'infrastruttura pubblica di telecomunicazioni coerente con gli obiettivi dell'Agenda Digitale Europea al fine di ridurre il gap infrastrutturale e di mercato esistente in alcune aree del Paese, ma anche di avere entro il 2020 una connettività di 30 Mbps su tutto il territorio nazionale e almeno il 50% di sottoscrittori con connettività superiore a 100 Mbps.

Considerata la valenza trasversale della strategia nazionale e la necessità di un rapido sviluppo delle azioni in essa contenute, il *D.L. 22/2021* istituisce il *Comitato Interministeriale per la Transizione Digitale (CITD)* che richiede un coordinamento tra le diverse amministrazioni centrali e locali e il coinvolgimento di soggetti a vario titolo.

Il 25 maggio 2021 il *CITD* approva la *Strategia italiana per la Banda Ultralarga – “Verso la Gigabit Society”* che definisce le azioni necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di trasformazione digitale prefissati anche a livello europeo al 2030 (rif. *COM(2021) 118 final*). La nuova Strategia prevede, rispetto a quella del 2015, cinque ulteriori *Piani di intervento pubblico* per coprire le aree geografiche in cui l'offerta di infrastrutture e servizi digitali ad altissima velocità sono assenti o insufficienti. L'obiettivo concreto è di portare la connettività a 1 Gbit/s su tutto il territorio nazionale entro il 2026, in anticipo rispetto agli obiettivi europei fissati al 2030.

Tali progetti vengono in parte supportati dal *PNRR* che destina il 27% delle risorse alla transizione digitale (di cui 6,7 miliardi di euro per progetti relativi alla banda ultralarga⁴¹).

Sul *Portale dedicato* vengono aggiornati gli stati di avanzamento dei Bandi di Gara e lo stato di sviluppo della rete oltre che tutte le informazioni e disposizioni normative sulla tematica (rif. *FIGURA 16*).

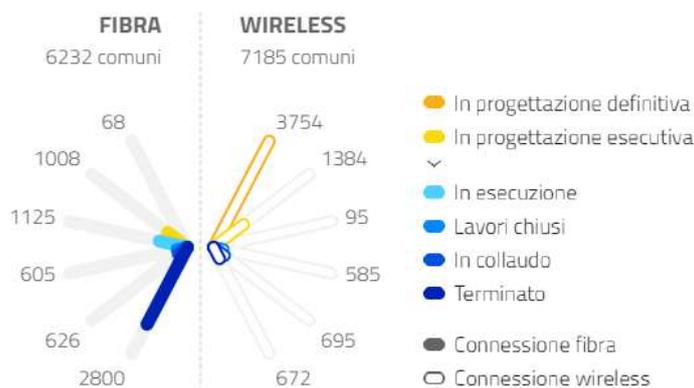


FIGURA 16 – Stato avanzamento dei lavori di installazione della fibra ottica e wireless nei comuni (fine 2022)

[Fonte: *Banda ultra larga*]

Inoltre, il *Ministro per l'innovazione tecnologica e transizione digitale (MITD)*, all'interno di *Italia domani*, ha promosso *Italia digitale 2026*, il piano d'investimenti per la digitalizzazione del paese secondo gli obiettivi dell'*Agenda Digitale italiana* e in attuazione di quella Europea, che utilizza e integra i fondi del *PNRR* destinati alla digitalizzazione. Vengono così ben definiti e individuati gli obiettivi da perseguire nei prossimi anni, potendo contare non solo sulle risorse rese disponibili dal *PNRR*, ma anche su altre risorse europee e regionali.

⁴¹ La gestione dei bandi e delle iniziative viene affidata a livello nazionale a Infratel (società del gruppo Invitalia) che si occupa di assegnare le risorse pubbliche tramite procedura di gara, assicura il pronto avvio delle misure, coordina e verifica le esecuzioni delle attività affidate agli aggiudicatari (rif. *INFRADEL 2022*).

Il contesto regionale

La *l.r. 16/1996*, al primo comma dell'articolo 1, prevede che il Consiglio regionale approvi un **piano pluriennale** volto a:

- promuovere e sostenere lo sviluppo della società dell'informazione e della conoscenza in ambito regionale a fini di progresso sociale e di miglioramento della qualità della vita, favorendo la piena parità di accesso alle tecnologie dell'informazione e della comunicazione;
- favorire il processo di innovazione organizzativa e tecnologica degli enti pubblici territoriali valdostani in un contesto organizzato di cooperazione istituzionale;
- sviluppare, modernizzare e diffondere gli strumenti, le tecnologie telematiche e i sistemi informativi nell'ambito dell'Amministrazione regionale.

Il 22 maggio 2019 il Consiglio regionale approva un piano pluriennale per l'innovazione tecnologica (*Piano Pluriennale 2019-2021 – Linee guida Agenda digitale VdA*)⁴² che, nell'ambito del contesto europeo e nazionale dell'agenda digitale, definisce delle linee di intervento e di programmazione 2019/2021 in merito allo sviluppo dell'infrastruttura digitale, alla diffusione delle competenze tecnologiche e alla crescita digitale in continuità con la passata programmazione⁴³.

La medesima *l.r. 16/1996* prevede, inoltre, che a seguito dell'approvazione dei Piani Pluriennali la Giunta regionale adotti dei piani operativi annuali, che individuino azioni e specifici interventi nell'ambito delle linee strategiche dei Piani Pluriennali e forniscano indicazioni sugli importi impegnati.

Le azioni intraprese nell'ambito dell'*Agenda Digitale* in Valle d'Aosta riguardano le medesime sei priorità strategiche già previste nella passata programmazione 2014-2018, ovvero:

- **cittadinanza digitale**, con particolare focus sulla preconditione rappresentata dall'amministrazione digitale senza carta e dall'attuazione dei concetti "*digital by default*" e "*open data by default*"⁴⁴, che hanno perseguito l'obiettivo generale di semplificazione della pubblica amministrazione e dei suoi rapporti con l'esterno. È previsto che vengano realizzati servizi, procedure e interazioni esclusivamente digitali condividendo banche dati e processi tra Regione e altre pubbliche amministrazioni (locali e nazionali), anche tramite apparati mobili (app/webapp/QRcode), attività di supporto per lo sviluppo del sistema di conoscenze territoriali (*SCT*), evoluzione e implementazione dei sistemi informativi regionali;
- **competenze e inclusione digitale**, ovvero la realizzazione di servizi on-line che consentano all'utenza di presentare domande completamente telematiche ammodernando il rapporto pubblico privato;
- **crescita digitale**, che ha previsto l'implementazione di servizi verso le imprese, in materia di lavoro, quali per esempio lo sportello unico degli enti locali (*SUEL*), l'evoluzione del sito *Partout* e la revisione e implementazione dei siti e portali turistici regionali.
- **intelligenza diffusa nelle città e nelle aree interne**, attraverso processi di smart cities and communities, sostegno alla social innovation, servizi per l'infomobilità e la qualità della vita. Gli interventi hanno permesso la diffusione dei servizi della c.d. "smart economy", con particolare riferimento alla smart mobility (trasporti e infomobilità) e allo smart living (servizi culturali e attrattive turistiche, attraverso portali e APP/WEB APP). Sono stati garantiti il funzionamento, l'assistenza e il supporto ai sistemi diffusi sul territorio, tra cui Infomobilità, Videosorveglianza territoriale e Reti di georeferenziazione *GNSS*.
- **salute digitale**, che prevede la creazione di strumenti a supporto della gestione dei flussi socio-sanitari e l'evoluzione del Fascicolo Sanitario Elettronico.
- **infrastrutturazione digitale** (reti a banda larga, ultra larga, datacenter, infrastruttura dati, nuovo programma cloud, processi di consolidamento e razionalizzazione dell'infrastruttura tecnologica pubblica), che ha

⁴² Rif. d.C.r. 649/2019

⁴³ Rif. Piano pluriennale 2014-2018 – Linee guida per l'Agenda digitale in Valle d'Aosta

⁴⁴ "Digital by default": i servizi devono essere erogati in primo luogo sui canali digitali; "Open data by default": tutti i dati e documenti che le pubbliche amministrazioni pubblicano con qualsiasi modalità, senza l'espressa adozione di una licenza d'uso, si intendono rilasciati come dati aperti

riguardato l'attuazione dell'iniziativa *VdA Broadbusiness*⁴⁵ ovvero la realizzazione di una rete di oltre 700 km di fibra ottica a servizio del territorio regionale. La stessa infrastruttura è stata sia concessa a diversi operatori sul mercato, sia è stata utilizzata per consentire, attraverso la società inhouse della Regione Valle d'Aosta *In.Va. S.p.A.* che opera nel settore dell'*ICT (In.Va.)*, la realizzazione di una rete a beneficio della pubblica amministrazione locale che collega le principali sedi pubbliche sul territorio (rif. [FIGURA 17](#)).

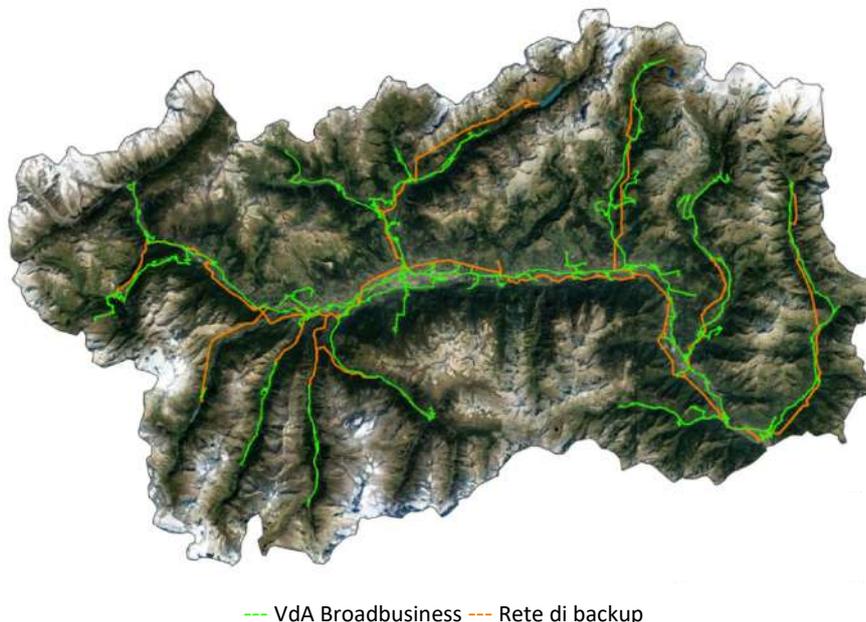


FIGURA 17 - Reti di fibra ottica (progetto Broadbusiness e rete di backup) [Fonte: Geoportale VdA]

Da un punto di vista normativo, al fine di agevolare lo sviluppo della fibra ottica sul territorio, la [l.r. 30/2021](#), in attuazione dell'art. 11 del [D.Lgs. 33/2016](#), ha previsto procedure semplificate per la realizzazione di infrastrutture di comunicazione in fibra ottica.⁴⁶ Nel 2017, la medesima iniziativa *VdA Broadbusiness* ha consentito l'estensione della rete wi-fi regionale con 600 hot spot Wi-Fi distribuiti sul territorio regionale operativi in banda ultra larga ad almeno 300 Mbps (rif. [FIGURA 18](#)).

⁴⁵ *VdA Broadbusiness* è un bando del 06/04/2013 che prevede la progettazione definitiva ed esecutiva delle opere di realizzazione di fibra ottica sull'intero territorio regionale nonché la gestione, manutenzione e commercializzazione dell'infrastruttura di rete realizzate. Tale iniziativa è stata finanziata a valere sui programmi dei fondi strutturali dell'Unione europea. Il programma regionale *FESR 2021-2027* prevede di potenziare le infrastrutture del territorio e consentire la copertura del territorio con la banda larga/ultralarga anche in alcune zone scoperte (es. piccoli villaggi, case sparse) e il rafforzamento delle infrastrutture di rete in fibra ottica propedeutiche all'erogazione di servizi ad alta capacità trasmissiva (*VHCN*)

⁴⁶ La [d.G.r. 128/2022](#) ha predisposto delle linee guida per la presentazione delle istanze e segnalazioni inerenti alla realizzazione di reti di comunicazione in fibra ottica.

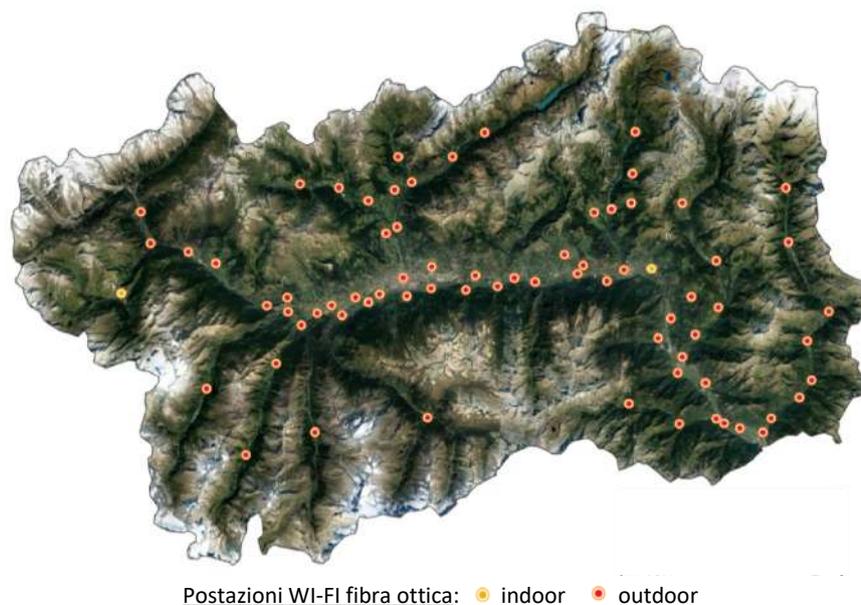


FIGURA 18 - Postazioni Wifi (indoor e outdoor) [Fonte: Geoportale VdA]

Nel corso del 2018 è stato, inoltre, realizzato un *Data Center Unico Regionale (DCUR)*, finanziato dai fondi *FESR 2014/2020*, con lo scopo di offrire agli enti pubblici della Valle d'Aosta un'infrastruttura che li metta in condizione di rispettare quanto previsto dal *Piano di razionalizzazione dei data center della PA italiana*. Il *DCUR* consente di fornire alla *PA* dei servizi di Cloud, gestione dei dati degli enti, servizi di housing e hosting, servizi di software e macchine virtuali oltre che servizi di gestione sistemistica. Negli anni a seguire sono stati effettuati ulteriori investimenti relativi al *DCUR* al fine di potenziare l'infrastruttura in termini di Business continuity e cybersecurity a supporto delle esigenze di digitalizzazione della *PA* locale ed erogazione di servizi digitali a cittadini e imprese.

Per quanto riguarda l'infrastrutturazione del territorio per dare copertura con segnale digitale terrestre sono proseguiti gli interventi con il *Piano straordinario sul digitale terrestre* che ha permesso di installare tra il 2014 e 2016 ulteriori postazioni di telecomunicazione e realizzare interventi aggiuntivi. Sulle nuove infrastrutture sono stati concessi spazi agli operatori di radio-telecomunicazione, così da estendere il servizio telefonico e la relativa connettività mobile. È stata, inoltre, curata la gestione delle postazioni radiotelevisive facenti capo all'Amministrazione regionale e la rete di trasporto del segnale televisivo in tecnica digitale.

1.7 Ricerca e innovazione

Il contesto europeo

In ambito europeo la Commissione ha posto in evidenza nella Comunicazione [COM\(2019\) 640 final](#) l'importanza della ricerca e dell'innovazione tecnologica ai fini del perseguimento degli obiettivi del Green Deal europeo. In particolare risulta determinate, secondo la Commissione, incrementare significativamente la diffusione di nuove tecnologie al fine di mantenere il vantaggio competitivo vantato dall'[UE](#) attraverso la creazione di catene del valore nuove e innovative.

La nuova *Agenda europea per l'innovazione*, approvata con la Comunicazione della Commissione [COM\(2022\) 332 final](#) in sinergia con il piano *RePowerEU*, pone poi l'accento sulla necessità di sostenere gli sforzi degli Stati membri volti a mettere in comune le risorse incentrate su tecnologie pionieristiche e su innovazione lungo le catene del valore dell'energia solare ed eolica e delle pompe di calore.

Un importante e ulteriore apporto sarà inoltre fornito dall'*Istituto europeo di innovazione e tecnologia* che continuerà a promuovere la cooperazione tra istituti di istruzione superiore, istituti di ricerca e imprese che si occupano di cambiamenti climatici, energia sostenibile, alimenti per il futuro e trasporti urbani intelligenti, integrati e rispettosi dell'ambiente.

Nell'ambito dei fondi a gestione diretta da parte della Commissione europea per il settennio di programmazione 2021/2027, *Horizon Europe* rappresenta il Programma Faro per la mobilitazione degli investimenti nazionali pubblici e privati in materia di ricerca e innovazione. In particolare, una delle principali novità del Programma *Horizon Europe*, ovvero il *Consiglio Europeo per l'Innovazione (European Innovation Council - EIC)*, supporterà le Start-up e le [PMI](#) ad alto potenziale al fine di metterle nelle condizioni di perseguire innovazioni pionieristiche, adatte a essere estese rapidamente ai mercati mondiali nell'interesse del Green Deal. Tale iniziativa conta su un budget di 10 miliardi di euro per il periodo 2021-2027 e persegue principalmente due obiettivi: da un lato individuare, sviluppare e promuovere innovazioni ad alto rischio, in particolare innovazioni dirompenti e altamente tecnologiche con un grande potenziale di creazione di nuovi mercati e in grado di contribuire ad affrontare le sfide globali e, dall'altro, supportare i rapidi processi di crescita di imprese innovative, soprattutto [PMI](#) e startup, accompagnarle durante il loro percorso di sviluppo, dall'idea iniziale fino all'approdo sul mercato, anche facendo leva sul coinvolgimento del capitale privato e sugli investimenti. Il *Consiglio Europeo per l'Innovazione* sostiene tutte le fasi dell'innovazione, dalla ricerca e sviluppo alla base delle tecnologie rivoluzionarie, alla validazione e dimostrazione delle tecnologie dirompenti in grado di soddisfare le reali esigenze, allo sviluppo e scaling up delle start-up e delle [PMI](#). Il supporto finanziario è garantito da tre strumenti:

- sovvenzioni a sostegno della ricerca avanzata nei primi stadi di sviluppo di tecnologie *breakthrough/game-changing* (Pathfinder);
- sovvenzioni per trasformare i risultati della ricerca in opportunità di innovazione (Transition);
- finanziamenti misti (*grant + equity*) a supporto di singole imprese che intendano sviluppare e far crescere innovazioni rivoluzionarie ad alto rischio e ad alto impatto (Accelerator).

Gli strumenti di sostegno finanziario, che prevedono un rimborso che può andare dal 70 al 100% dei costi totali diretti dei progetti finanziati, sono rivolti sia a persone fisiche sia a organizzazioni di ricerca e imprese in forma singola o associata.

Infine, nell'ambito dei fondi europei a gestione indiretta per la Programmazione 2021-2027 è stato rafforzato il concetto di "specializzazione intelligente" già integrato nella politica di coesione 2014-2020. Il [Regolamento\(UE\) 2021/1060](#) che reca le disposizioni comuni applicabili al Fondo europeo di sviluppo regionale, al Fondo sociale europeo Plus, al Fondo di coesione, al Fondo per una transizione giusta, al Fondo europeo per gli affari marittimi, la pesca e l'acquacoltura, e le regole finanziarie applicabili a tali fondi e al Fondo Asilo, migrazione e integrazione, al Fondo Sicurezza interna e allo Strumento di sostegno finanziario per la gestione delle frontiere e la politica dei visti, ha in tal senso stabilito (Allegato IV) che la Strategia di specializzazione intelligente per la ricerca e l'innovazione ([S3](#)) e in particolare il buon funzionamento della sua governance, costituisce una delle condizioni abilitanti per l'accesso alle risorse del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale ([FESR](#)).

Il contesto nazionale

In ambito nazionale il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (*PNIEC*) pone tra gli obiettivi generali perseguiti dal Paese quello di "accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità di forniture basate in modo crescente su energia rinnovabile in tutti i settori d'uso e favoriscano il riorientamento del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni di carbonio che trovino opportunità anche nella domanda indotta da altre misure di sostegno".

Tra le misure orizzontali individuate dal Piano vi sono la costituzione di una governance che consenta, tra l'altro, il coordinamento delle attività per la ricerca e l'innovazione, la promozione diretta di attività di ricerca, anche attraverso il coinvolgimento dei gestori delle reti, e l'integrazione di nuove tecnologie nel sistema energetico, a partire da quelle dell'informazione, per agevolare la generazione distribuita, la sicurezza, la resilienza, l'efficienza energetica, nonché la partecipazione attiva dei consumatori ai mercati energetici. Nel *PNIEC* sono inoltre esplicitati i criteri cui si ispirerà l'azione su ricerca e innovazione nel settore energetico: "la finalizzazione delle risorse e delle attività allo sviluppo di processi, prodotti e conoscenze che abbiano uno sbocco nei mercati aperti dalle misure di sostegno all'utilizzo delle tecnologie per le rinnovabili, l'efficienza energetica e le reti; l'integrazione sinergica tra sistemi e tecnologie; vedere il 2030 come una tappa del percorso di decarbonizzazione profonda, su cui l'Italia è impegnata coerentemente alla Strategia di lungo termine al 2050, nella quale si ipotizzano ambiziosi scenari di riduzione delle emissioni fino alla neutralità climatica, in linea con gli orientamenti comunitari".

Con riguardo alla Struttura amministrativa per l'attuazione delle politiche nazionali per l'energia e il clima, nell'ambito della ricerca, spiccano la società Ricerca sul Sistema Energetico (*RSE*) incardinata nel gruppo Gestore dei Servizi Energetici (*GSE*), l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (*ENEA*) e l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (*ISPRA*).

Anche la Strategia Nazionale di Specializzazione Intelligente, che persegue l'obiettivo di creare nuove catene del valore che, partendo dalla ricerca e sviluppo, arrivino fino alla generazione di prodotti e servizi innovativi e allo sviluppo delle tecnologie abilitanti (*key enabling technologies*), individua tra le Aree Tematiche l'energia e, in particolare, tra le traiettorie di sviluppo identifica le tecnologie per le smart grid, le fonti rinnovabili e la generazione distribuita.

Il contesto regionale

Come anticipato, la *S3* è lo strumento attraverso il quale le Regioni e le Province autonome devono individuare obiettivi, priorità e azioni in grado di massimizzare gli effetti degli investimenti in ricerca e innovazione, concentrando gli interventi nei propri punti di forza, in accordo alle esigenze imprenditoriali ed evitando la duplicazione e la frammentazione degli sforzi, e ne costituisce, pertanto, la cornice programmatica per l'utilizzo delle risorse dei fondi europei.

A livello regionale, in attuazione delle linee di indirizzo dell'UE, è stata sviluppata nel periodo 2014-2020 la prima *Strategia regionale di specializzazione intelligente (Smart Specialization Strategy - S3 VdA)*, aggiornata per il periodo 2021-2027 (rif. *d.G.r. 1673/2021*). Si tratta di uno strumento dinamico che evolve con lo sviluppo e le esigenze del territorio. La *S3* rappresenta, pertanto, uno strumento di ausilio per pianificare e dare impulso alla modernizzazione economica della regione e delinea le scelte "specifiche" su limitate priorità di intervento entro cui concentrare gli investimenti che possono rappresentare ambiti di potenziale sviluppo e che possono sostenere la transizione economica, favorendo opportunità di mercato nell'ambito di nuove catene del valore quali il green e il digitale.

In continuità con quanto previsto dalla *S3 VdA 2014-2020* gli ambiti di specializzazione prioritari per lo sviluppo della Regione Valle d'Aosta sono individuati nella *Montagna d'Eccellenza*, *Montagna Intelligente* e *Montagna Sostenibile*.

Rientrano, in particolare, tra le priorità sulle quali si intende investire con la programmazione 2021-2027 al fine di rafforzare la crescita e la competitività delle imprese e diffondere l'innovazione: la digitalizzazione, la transizione industriale attraverso le nuove tecnologie, l'Industria 4.0, e quindi Big Data, *IoT* e intelligent manufacturing insieme ai

temi della sostenibilità, anche attraverso azioni di transizione verso forme di produzione a minore impatto energetico e ambientale, declinata nelle diverse traiettorie che includono ambiti diversificati, tra i quali il monitoraggio e la tutela del territorio, il cambiamento climatico, l'energia e la mobilità sostenibile, l'economia verde e circolare, congiuntamente ai temi della salute, lo sviluppo di competenze, per un efficace funzionamento dell'intera filiera delle politiche dell'innovazione, con il contributo del *FESR* e del *FSE*, garantendo l'individuazione di professionalità complementari, ricercatori ad alta specializzazione scientifica e figure professionali che fungano da raccordo tra imprese, soprattutto piccole e poco attrezzate, e mondo della ricerca, della formazione, della finanza e della proprietà intellettuale.

In alcuni ambiti la regione presenta vantaggi competitivi, anche grazie agli investimenti già realizzati e che dovranno essere rafforzati (es. nelle infrastrutture di ricerca e tecnologiche nonché alle reti di relazioni con organismi di ricerca extra regionali). Risultano, tuttavia, alcune distanze da colmare con le altre Regioni nelle attività di ricerca e sviluppo che, se non colmate, nel medio-lungo periodo potrebbero portare a un rallentamento della competitività. La *S3 VdA* riporta un elenco, non esaustivo, di azioni, integrato anche nei programmi *FESR* e *FSE+* 2021-2027, che intende perseguire per rafforzare il sistema regionale di innovazione, a sostegno sia delle piccole e medie (*MPMI*) sia delle grandi imprese, supportando la collaborazione tra imprese e tra queste e le strutture di ricerca.

A tal fine la *S3 VDA* si propone, tra l'altro, di:

- promuovere l'avvio di processi di aggregazione o di innovazione organizzativa tra *PMI* innovative, condizione necessaria per raggiungere economie di scala sufficienti a operare nei settori innovativi e della ricerca e per verticalizzarne risultati e applicazioni in direzione dei mercati di sbocco;
- rafforzare i processi di collaborazione tra imprese, Università e centri di ricerca e le attività di trasferimento tecnologico;
- favorire la nascita di nuovi centri di ricerca e il potenziamento di quelli esistenti, grazie alla crescita della specializzazione e della professionalità degli operatori del settore e valorizzare i risultati dei progetti di ricerca;
- stimolare la cooperazione interregionale sia a livello nazionale sia a livello europeo tra imprese;
- rafforzare la consapevolezza delle imprese sia attraverso azioni di orientamento e divulgazione, al fine di sviluppare un'adeguata consapevolezza tra le imprese stesse rispetto all'importanza dell'innovazione e delle opportunità offerte dalle nuove tecnologie, sia con azioni di accompagnamento alla trasformazione digitale per i piccoli operatori economici attraverso una rete di centri diffusa sul territorio con servizi di animazione digitale (sul modello dei "digital innovation hub");
- supportare gli investimenti delle imprese attraverso incentivi e servizi specialistici volti a favorire l'innovazione di prodotto e processo, l'attrazione degli investimenti sul territorio e l'internazionalizzazione del sistema produttivo;
- promuovere l'adozione di nuovi modelli produttivi e organizzativi incentrati sulla sostenibilità e sull'economia circolare, più efficienti da un punto di vista energetico-ambientale, dell'uso dell'acqua e di materie prime;
- valorizzare in termini di competitività lo sviluppo di tecniche innovative a ridotto impatto ambientale.

Occorre sviluppare la capacità di cogliere le opportunità offerte dai comparti della green economy, centrati sulla sostenibilità di progetti e attività, su investimenti soft, su nuove competenze e sull'identità del territorio, opportunità che risiedono nei più tradizionali ambiti delle energie rinnovabili o del risparmio energetico ma possono toccare anche altre attività produttive in alcuni comparti specifici, l'agricoltura, le public utilities, la bio-edilizia, i servizi professionali *green-oriented* (servizi tecnici e di progettazione), ecc..

La crescita correlata ai nuovi investimenti in tecnologie di prodotto e processo, nonché alle nuove forme di integrazione tra esse, richiederà anche una riorganizzazione degli strumenti di finanziamento, della governance e delle politiche di tassazione alle diverse scale territoriali, prevedendo azioni per favorire l'accesso al credito e la finanziabilità delle iniziative nel settore energetico, assicurando una programmazione strutturata e duratura delle diverse tipologie di incentivi a disposizione evitando, ove possibile, la sovrapposizione delle misure su scala diversa (es. fondi nazionali, bandi regionali).

La *S3* della Regione Valle d'Aosta risulta pienamente coerente con la *RoadMap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040*, in quanto la Strategia stessa individua l'ambito tematico "Montagna sostenibile", entro il quale risulterà possibile finanziare iniziative e operazioni nell'ambito dei Programmi a cofinanziamento europeo (con particolare

riferimento ai Programmi cofinanziati dal [FESR](#)), direttamente e indirettamente connesse al raggiungimento dell'obiettivo di massimizzare l'ottenimento di certificazioni "carbon neutral" da parte di imprese, enti locali e organismi operanti sul territorio regionale. L'ambito tematico *Montagna sostenibile* ricomprende, infatti, le attività target caratterizzate dalla vocazione naturalmente green del territorio di montagna valdostano per favorire lo sviluppo di un'offerta di prodotti e servizi ambientalmente, energeticamente e paesaggisticamente sostenibile, che garantiscano opportunità di crescita economica a ridotto consumo energetico e ambientale.

Nel dettaglio, tenendo anche conto delle specificità del tessuto produttivo esistente, i settori specifici individuati nell'area tematica sono: Energia ed efficienza energetica (energie rinnovabili e risparmio energetico); Agricoltura e ambiente (anche nell'ottica di valorizzazione della filiera corta e dell'agricoltura smart), Economia circolare (per ridurre l'impatto ambientale, economico e sociale), Mobilità sostenibile e Salute.

Rimandando al documento della [S3 VdA](#) e ai suoi monitoraggi periodici per un'analisi più completa, di seguito le principali traiettorie di sviluppo individuate nell'ambito dell'area tematica *Montagna Sostenibile* che risultano più direttamente correlate al [PEAR](#):

- Tecnologie e sistemi per incrementare l'efficienza energetica;
- Tecnologie e sistemi per la produzione, trasmissione e gestione di energia da fonti rinnovabili;
- Tecnologie e sistemi relativi alla filiera dell'idrogeno;
- Infrastrutture energetiche, interconnessioni e smart energy systems, ivi inclusi sistemi di accumulo;
- Tecnologie e soluzioni nel campo dell'adattamento climatico;
- Nuovi modelli di business circolari e sostenibili (sharing models, pay per use, product-as-service, reverse logistic, ...);
- Valorizzazione degli scarti delle filiere produttive;
- Mezzi, tecnologie e soluzioni per la mobilità sostenibile, autonoma, individuale, collettiva e delle merci;
- Mezzi, tecnologie e soluzioni per la gestione dei comprensori sciistici.

Anche il Quadro strategico regionale di sviluppo sostenibile, il documento di riferimento regionale per la programmazione dei fondi europei a gestione regionale per il periodo 2021-2027, individua nell'ambito dell'obiettivo di policy 1 – Valle d'Aosta più intelligente- una strategia complessiva volta a indirizzare gli investimenti verso tre ambiti strettamente connessi tra loro: ricerca e innovazione, digitalizzazione e competitività, che favoriranno, ciascuno, interventi specifici volti a superare i gap esistenti e orientare lo sviluppo in chiave sostenibile.

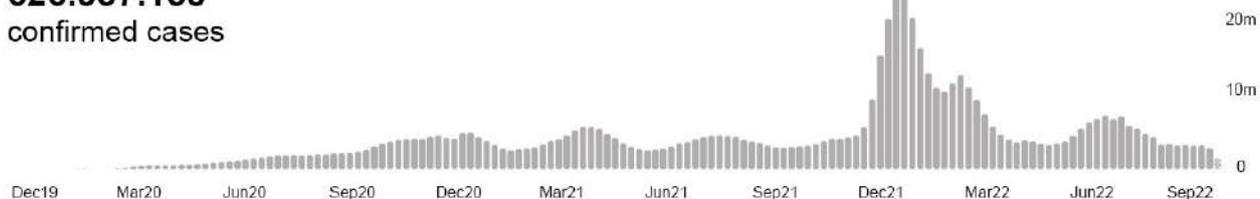
1.8 Pandemia da COVID-19 e Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il contesto internazionale

L'epidemia da *CoronaVirus Disease (COVID-19)*, iniziata a dicembre 2019 con l'identificazione dei primi casi e dichiarata pandemia l'11 marzo 2020 dall'*Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS)*, ha investito la quasi totalità dei territori al mondo (rif. [FIGURA 19](#)).

Global situation

626.337.158
confirmed cases



6.566.610
deaths

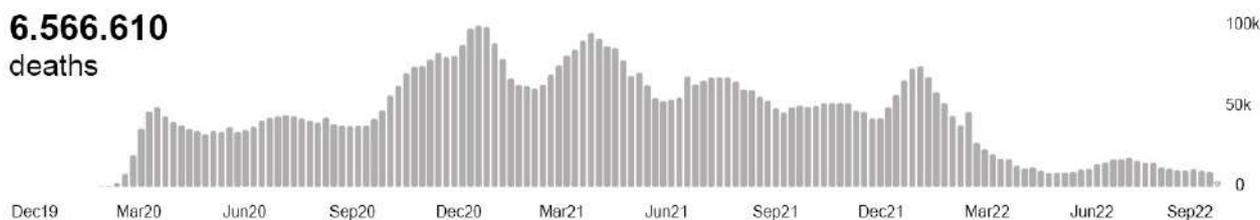


FIGURA 19 – Numero di casi accertati [milioni] e di morti [migliaia] di COVID-19 per settimana nel mondo al 29/10/2022

[Fonte: Rielaborazione COA energia da [World Health Organisation](#)]

Tutti i governi, nell'ambito di un più ampio quadro di coordinamento internazionale, hanno sviluppato una risposta di contrasto al *COVID-19* su larga scala, attraverso molteplici misure definite a livello nazionale e attuate in raccordo con le amministrazioni territoriali. Tali restrizioni hanno comportato, seppur con tempistiche e intensità differenti nei diversi Paesi, obblighi di permanenza a casa, chiusura di scuole e di attività economiche e commerciali, cancellazioni/restrizioni per assembramenti e raduni pubblici, chiusure di trasporti pubblici, restrizioni sui movimenti verso altri paesi, ecc...

In generale, le misure di lockdown hanno avuto impatti positivi sul piano sanitario, in termini di riduzione della velocità di trasmissione del virus, ma anche dal punto di vista ambientale. La sospensione delle attività economiche e la riduzione del traffico hanno, infatti, limitato le emissioni di gas climalteranti e di altri inquinanti, con un conseguente miglioramento della qualità dell'aria, di mari e fiumi.

Per contro, tali misure hanno avuto un impatto fortemente negativo a livello sociale ed economico, determinando una crisi senza precedenti e una brusca rottura con il passato. Secondo le stime del *Fondo Monetario Internazionale (FMI)*, nel 2020 il *Prodotto Interno Lordo (PIL)* mondiale è diminuito del 3,3% e ha costituito la più forte contrazione dalla Seconda Guerra Mondiale, mentre il commercio si è ridotto dell'8,9%⁴⁷. La crisi ha colpito soprattutto le fasce più deboli della popolazione e i paesi più vulnerabili, accrescendo i rischi di un aumento delle disuguaglianze nei prossimi anni. Secondo la Banca Mondiale la pandemia ha arrestato, per la prima volta da oltre vent'anni, il trend in atto di riduzione del numero di persone in povertà estrema.

I dati di monitoraggio degli *SDGs*⁴⁸ mostrano, inoltre, come la pandemia da *COVID-19* abbia avuto e stia continuando ad avere un impatto grave sui progressi verso gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile.

⁴⁷ Rif. [BANCA D'ITALIA 2020](#)

⁴⁸ Rif. [ASviS 2022](#)

Il contesto europeo

Durante le diverse ondate della pandemia, quasi tutti gli Stati europei hanno adottato lockdown generalizzati e restrizioni che hanno determinato un impatto economico significativo: il *PIL* dell'area Euro ha segnato la contrazione più pesante dall'avvio dell'Unione monetaria. La dinamica dell'attività economica ha rispecchiato l'andamento dell'epidemia e delle conseguenti misure di contenimento.⁴⁹

La Commissione europea, il Parlamento europeo e i leader dell'*UE*, facendo seguito a tale crisi europea, hanno concordato un piano di ripresa volto a riparare i danni economici e sociali causati dall'emergenza sanitaria e a gettare le basi per rendere le economie e le società dei Paesi europei più sostenibili, resilienti e preparate alle sfide e alle opportunità della transizione ecologica e digitale.

Con l'avvio del periodo di programmazione 2021-2027 e il potenziamento mirato del bilancio a lungo termine dell'*UE*, l'attenzione è stata posta sulla nuova politica di coesione e sullo strumento finanziario denominato NextGenerationEU (*NGEU*), uno strumento temporaneo pensato per stimolare una "ripresa sostenibile, uniforme, inclusiva ed equa", volta a garantire la possibilità di fare fronte a esigenze impreviste, il più grande pacchetto a sostegno dell'economia mai finanziato dall'*UE*.

L'intera iniziativa della Commissione europea è strutturata su tre pilastri:

1. Sostegno agli Stati membri per investimenti e riforme;
2. Rilanciare l'economia dell'*UE* incentivando l'investimento privato;
3. Trarre insegnamento dalla crisi.

Ripartizione di <i>NGEU</i>	
Dispositivo europeo per la ripresa e la resilienza (<i>RRF</i>)	723,8 mld di €
- di cui prestiti	385,8 mld di €
- di cui sovvenzioni	338,0 mld di €
REACT-EU	50,6 mld di €
Orizzonte Europa	5,4 mld di €
Fondo InvestEU	6,1 mld di €
Sviluppo rurale	8,1 mld di €
Fondo per una transizione giusta (<i>JTF</i>)	10,9 mld di €
RescEU	2,0 mld di €
TOTALE	806,9 mld di €

TABELLA 4 – Quadro finanziario pluriennale 2021-2027 e NextGenerationEU⁵⁰ - [Fonte: [Commissione europea](#)]

Il pilastro centrale (rif. TABELLA 4) è costituito dal *Dispositivo per la ripresa e la resilienza - Recovery and Resilience Facility (RRF)* che, tra i vari obiettivi, si propone di sostenere interventi che contribuiscano ad attuare l'*Accordo di Parigi* e gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite, in coerenza con il Green Deal europeo.

Il *Recovery Assistance for Cohesion and the Territories of Europe (REACT-EU)*, invece, è un programma di finanziamento completamente nuovo rispetto ai programmi 2014-2020 che amplia la dotazione totale dei Fondi strutturali e di investimento.

Il contesto nazionale

L'Italia è stata colpita dalla pandemia in una fase in cui l'economia già dava segnali di rallentamento. Il *PIL* italiano ha registrato, nel 2020, il calo più pesante dalla Seconda Guerra Mondiale (-8,9%), dovuto alla generalizzata caduta delle attività, delle esportazioni e degli afflussi turistici; nonché alla riduzione della mobilità e dei consumi e alle ripercussioni dell'incertezza sugli investimenti delle imprese. La riduzione del reddito disponibile è stata ampia e assai

⁴⁹ Rif. *BANCA D'ITALIA 2020*

⁵⁰ Tutti gli importi sono espressi in euro a prezzi correnti.

eterogenea tra le famiglie: la flessione, tuttavia, è stata nel complesso molto minore di quella del *PIL*, grazie agli interventi di sostegno, in larga parte introdotti in via straordinaria e temporanea.

Il 13 luglio 2021 è stato approvato⁵¹ il **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**, dal titolo “Italia domani”, dal valore complessivo di 235 miliardi di euro (PNRR - 191,5 Mld €, ReactEU - 13,0 Mld € e Fondo Complementare - 30,6 Mld €), che definisce il programma di investimenti disegnato per rendere l'Italia un Paese più equo, verde e inclusivo, con un'economia più competitiva, dinamica e innovativa. I progetti di investimento del PNRR sono suddivisi in 16 componenti, raggruppate a loro volta in 6 Missioni, come riportato in **FIGURA 20**.



FIGURA 20 – Allocazione delle risorse del PNRR nelle differenti Missioni [Fonte: PNRR]

Missione		Descrizione	Fondi (Mld di €)	
M1		DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE, COMPETITIVITÀ, CULTURA E TURISMO	Sostiene la transizione digitale del Paese, nella modernizzazione della pubblica amministrazione, nelle infrastrutture di comunicazione e nel sistema produttivo . Ha l’obiettivo di garantire la copertura di tutto il territorio con reti a banda ultra-larga, migliorare la competitività delle filiere industriali, agevolare l’internazionalizzazione delle imprese . Investe, inoltre, sul rilancio di due settori che caratterizzano l’Italia: il turismo e la cultura .	
			PNRR	TOTALE
			40,29	49,82
Componenti e relativi obiettivi generali				
M1C1	Digitalizzazione, innovazione e sicurezza nella PA		9,72	11,15
	<ul style="list-style-type: none"> • Digitalizzare la Pubblica Amministrazione italiana con interventi tecnologici ad ampio spettro accompagnati da riforme strutturali • Abilitare gli interventi di riforma della PA investendo in competenze e innovazione e semplificando in modo sistematico i procedimenti amministrativi (riduzione di tempi e costi) • Sostenere gli interventi di riforma della giustizia attraverso investimenti nella digitalizzazione e nella gestione del carico pregresso di cause civili e penali 			

⁵¹ Rif. Decisione di Esecuzione del Consiglio 10160/21

	Digitalizzazione, innovazione e competitività nel sistema produttivo	23,89	30,57
M1C2	<ul style="list-style-type: none"> Favorire la transizione digitale e l'innovazione del sistema produttivo incentivando gli investimenti in tecnologie avanzate, ricerca e innovazione Realizzare investimenti per le connessioni ultraveloci in fibra ottica 5G Rafforzare la partecipazione allo sviluppo dell'economia dello spazio e i sistemi di osservazione della Terra per il monitoraggio dei territori Promuovere lo sviluppo e la competitività delle imprese italiane anche sui mercati internazionali, anche attraverso strumenti finanziari innovativi 		
	Turismo e cultura 4.0	6,68	8,13
M1C3	<ul style="list-style-type: none"> Incrementare il livello di attrattività turistica e culturale del Paese, modernizzando le infrastrutture materiali e immateriali del patrimonio storico artistico Migliorare la fruibilità della cultura e l'accessibilità turistica attraverso investimenti digitali e investimenti volti alla rimozione delle barriere fisiche e cognitive al patrimonio Rigenerare i borghi attraverso la promozione della partecipazione alla cultura, il rilancio del turismo sostenibile e la tutela e la valorizzazione dei parchi e giardini storici Migliorare la sicurezza sismica e la conservazione dei luoghi di culto e assicurare il ricovero delle opere d'arte coinvolte da eventi calamitosi Rinnovare e modernizzare l'offerta turistica anche attraverso la riqualificazione delle strutture ricettive e il potenziamento delle infrastrutture e dei servizi turistici strategici Supportare la transizione digitale e verde nei settori del turismo e della cultura Sostenere la ripresa dell'industria turistica culturale e creativa 		

Missione		Descrizione	Fondi (Mld di €)	
M2		RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA	PNRR	TOTALE
			59,46	69,93
Componenti e relativi obiettivi generali				
M2C1	Agricoltura sostenibile ed economia circolare		5,27	6,97
	<ul style="list-style-type: none"> Miglioramento della capacità di gestione efficiente e sostenibile dei rifiuti e avanzamento del paradigma 			

	dell'economia circolare <ul style="list-style-type: none"> Sviluppo di una filiera agroalimentare sostenibile, migliorando le prestazioni ambientali e la competitività delle aziende agricole Sviluppo di progetti integrati (circularità, mobilità, rinnovabili) su isole e comunità 		
M2C2	Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile	23,78	25,36
	<ul style="list-style-type: none"> Incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione; Potenziamento e digitalizzazione delle infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da FER e aumentarne la resilienza a fenomeni climatici estremi; Promozione della produzione, distribuzione e degli usi finali dell'idrogeno, in linea con le strategie comunitarie e nazionali; Sviluppo di un trasporto locale più sostenibile, non solo ai fini della decarbonizzazione ma anche come leva di miglioramento complessivo della qualità della vita (riduzione inquinamento dell'aria e acustico, diminuzione congestioni e integrazione di nuovi servizi); Sviluppo di una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione. 		
M2C3	Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici	15,36	22,24
	<ul style="list-style-type: none"> Aumento dell'efficiamento energetico del parco immobiliare pubblico e privato Stimolo agli investimenti locali, creazione di posti di lavoro, promozione della resilienza sociale ed integrazione delle energie rinnovabili 		
M2C4	Tutela del territorio e della risorsa idrica	15,05	15,36
	<ul style="list-style-type: none"> Rafforzamento della capacità previsionale degli effetti del cambiamento climatico tramite sistemi avanzati ed integrati di monitoraggio e analisi Prevenzione e contrasto delle conseguenze del cambiamento climatico sui fenomeni di dissesto idrogeologico e sulla vulnerabilità del territorio Salvaguardia della qualità dell'aria e della biodiversità del territorio attraverso la tutela delle aree verdi, del suolo e delle aree marine Garanzia della sicurezza dell'approvvigionamento e gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche lungo l'intero ciclo 		

Missione			Descrizione	Fondi (Mld di €)	
M3		INFRASTRUTTURE PER UNA MOBILITÀ SOSTENIBILE	Si pone l'obiettivo di rafforzare ed estendere l'alta velocità ferroviaria nazionale e potenziare la rete ferroviaria regionale, con una particolare attenzione al Mezzogiorno. Potenzia i servizi di trasporto merci secondo una logica intermodale in relazione al sistema degli aeroporti. Ottimizzazione e la digitalizzazione del traffico aereo. Punta a garantire l'interoperabilità della piattaforma logistica nazionale (PNL) per la rete dei porti.	PNRR	TOTALE
				25,40	31,46
Componenti e relativi obiettivi generali					

M3C1	Rete ferroviaria ad alta velocità/capacità e strade sicure	24,77	27,97
	<ul style="list-style-type: none"> Decarbonizzazione e riduzione delle emissioni attraverso il trasferimento del traffico passeggeri e merci dalla strada alla ferrovia Aumento della connettività e della coesione territoriale attraverso la riduzione dei tempi di viaggio Digitalizzazione delle reti di trasporto Aumento della competitività dei sistemi produttivi, in particolare del Sud, attraverso il miglioramento dei collegamenti ferroviari 		
M3C2	Transizione energetica e mobilità sostenibile	23,78	25,36
	<ul style="list-style-type: none"> Potenziamento della competitività del sistema portuale italiano in una dimensione di sostenibilità e sviluppo delle infrastrutture intermodali sulla base di una pianificazione integrata Miglioramento della sostenibilità ambientale, resilienza ai cambiamenti climatici ed efficientamento energetico dei porti Digitalizzazione della catena logistica e del traffico aereo Riduzione delle emissioni connesse all'attività di movimentazione delle merci 		

Missione		Descrizione	Fondi (Mld di €)		
M4		ISTRUZIONE E RICERCA	Punta a colmare le carenze strutturali , quantitative e qualitative, dell'offerta di servizi di istruzione nel nostro Paese, in tutto il ciclo formativo. Prevede l'aumento dell' offerta di posti negli asili nido , favorisce l' accesso all'università , rafforza gli strumenti di orientamento e riforma il reclutamento e la formazione degli insegnanti . Include anche un significativo rafforzamento dei sistemi di ricerca di base e applicata e creare nuovi strumenti per il trasferimento tecnologico , per innalzare il potenziale di crescita.	PNRR	TOTALE
			30,88	33,81	
Componenti e relativi obiettivi generali					
M4C1	Potenziamento dell'offerta dei servizi di istruzione dagli asili nido all'università		19,44	20,89	
	<ul style="list-style-type: none"> Aumentare significativamente l'offerta di posti negli asili nido e nelle scuole dell'infanzia e l'offerta del tempo pieno nella scuola primaria; Consolidare e rendere generale l'uso dei test <i>PISA/INVALSI</i>; Ridurre gradualmente i tassi di abbandono scolastico nella scuola secondaria; Incrementare il numero di iscritti e di diplomati negli <i>ITS</i>, riformandone la missione; Rivedere l'organizzazione e innovare il sistema dell'istruzione; Favorire l'accesso all'Università, rendere più rapido il passaggio al mondo del lavoro e rafforzare gli strumenti di orientamento nella scelta del percorso universitario; Riformare i processi di reclutamento e di formazione degli insegnanti; Ampliare le competenze scientifiche, tecnologiche e linguistiche degli studenti, degli insegnanti e dei docenti, con particolare attenzione alla capacità di comunicare e risolvere i problemi; Riformare e aumentare i dottorati di ricerca, garantendo una valutazione continua della loro qualità. 				
M4C2	Dalla ricerca all'impresa		11,44	12,92	
	<ul style="list-style-type: none"> Rafforzare la ricerca e favorire la diffusione di modelli innovativi per la ricerca di base e applicata condotta in 				

	<p>sinergia tra università e imprese;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sostenere i processi per l'innovazione e il trasferimento tecnologico; • Potenziare le infrastrutture di ricerca, il capitale e le competenze di supporto all'innovazione.
--	---

Missione			Descrizione	Fondi (Mld di €)	
M5		INCLUSIONE E COESIONE	<p>Investe nelle infrastrutture sociali, rafforza le politiche attive del lavoro e sostiene il sistema duale e l'imprenditoria femminile. Migliora il sistema di protezione per le situazioni di fragilità sociale ed economica, per le famiglie, per la genitorialità. Promuove inoltre il ruolo dello sport come fattore di inclusione. Un'attenzione specifica è riservata alla coesione territoriale, col rafforzamento delle Zone Economiche Speciali e la Strategia nazionale delle aree interne. Potenzia il Servizio Civile Universale e promuove il ruolo del terzo settore nelle politiche pubbliche.</p>	PNRR	TOTALE
				19,86	29,88

Componenti e relativi obiettivi generali

M5C1	Politiche per il lavoro	6,66	12,63
	<ul style="list-style-type: none"> • Potenziare le politiche attive del mercato del lavoro (ALMPs) e la formazione professionale: Sostenere l'occupabilità di lavoratori in transizione e disoccupati, mediante l'ampliamento delle misure di politica attiva del lavoro, nell'ambito del nuovo "Programma Nazionale per la Garanzia Occupabilità dei Lavoratori", e promuovere la revisione della governance del sistema di formazione professionale in Italia, attraverso l'adozione del "Piano Nazionale Nuove Competenze". • Rafforzare Centri per l'Impiego (Public Employment Services - PES): Promuovere interventi di capacity building a supporto dei Centri per l'Impiego, con l'obiettivo di fornire servizi innovativi di politica attiva, anche finalizzati alla riqualificazione professionale (upskilling e reskilling), mediante il coinvolgimento di stakeholder pubblici e privati, aumentando la prossimità ai cittadini e favorendo la costruzione di reti tra i diversi servizi territoriali. • Favorire la creazione di imprese femminili e l'introduzione della certificazione della parità di genere. Realizzare la piena emancipazione economica e sociale della donna nel mercato del lavoro, prevedendo una sistematizzazione e ristrutturazione degli attuali strumenti di sostegno, con una visione più aderente ai fabbisogni delle donne, attraverso una strategia integrata di investimenti di carattere finanziario e di servizi di supporto per la promozione dell'"imprenditorialità femminile". L'introduzione di un sistema nazionale di certificazione della parità di genere mira ad affiancare le imprese nella riduzione dei divari nella crescita professionale delle donne e alla trasparenza salariale. • Promuovere l'acquisizione di nuove competenze da parte delle nuove generazioni: favorire il matching tra il sistema di istruzione e formazione e il mercato del lavoro, mediante il rafforzamento del "Sistema Duale" e dell'istituto dell'apprendistato, e il potenziamento del "Servizio Civile Universale" per i giovani tra i 18 e i 28 anni. 		
M5C2	Infrastrutture sociali, famiglie, comunità e terzo settore	11,22	12,84
	<ul style="list-style-type: none"> • Rafforzare il ruolo dei servizi sociali territoriali come strumento di resilienza, mirando alla definizione di modelli personalizzati per la cura delle famiglie, delle persone di minore età, degli adolescenti e degli anziani, così come delle persone con disabilità; • Migliorare il sistema di protezione e le azioni di inclusione a favore di persone in condizioni di estrema emarginazione (es. persone senza dimora) e di deprivazione abitativa attraverso una più ampia offerta di strutture e servizi anche temporanei; • Integrare politiche e investimenti nazionali per garantire un approccio multiplo che riguardi sia la disponibilità di 		

	<p>case pubbliche e private più accessibili, sia la rigenerazione urbana e territoriale;</p> <ul style="list-style-type: none"> Riconoscere il ruolo dello sport nell'inclusione e integrazione sociale come strumento di contrasto alla marginalizzazione di soggetti e comunità locali 		
M5C3	Interventi speciali per la coesione territoriale	1,98	4,41
	<ul style="list-style-type: none"> Rafforzamento della Strategia nazionale per le aree interne, attraverso misure a supporto del miglioramento dei livelli e della qualità dei servizi scolastici, sanitari e sociali Valorizzazione economica e sociale dei beni confiscati alle mafie Potenziamento degli strumenti di contrasto alla dispersione scolastica e dei servizi socio-educativi ai minori Riattivazione dello sviluppo economico attraverso il miglioramento delle infrastrutture di servizio delle Aree ZES funzionali ad accrescere la competitività delle aziende presenti e l'attrattività degli investimenti 		

Missione		Descrizione	Fondi (Mld di €)	
M6		SALUTE	È focalizzata su due obiettivi: il rafforzamento della prevenzione e dell'assistenza sul territorio, con l'integrazione tra servizi sanitari e sociali, e l'ammodernamento delle dotazioni tecnologiche del Servizio Sanitario Nazionale (SSN), Potenzia il Fascicolo Sanitario Elettronico e lo Sviluppo della telemedicina. Sostiene le competenze tecniche, digitali e manageriali del personale del sistema sanitario, oltre a promuovere la ricerca scientifica in ambito medico e sanitario	
			PNRR	TOTALE
			15,63	20,23
Componenti e relativi obiettivi generali				
M6C1	Reti di prossimità, strutture e telemedicina per l'assistenza sanitaria territoriale		7,00	9,00
	<ul style="list-style-type: none"> Potenziare il SSN, allineando i servizi ai bisogni delle comunità e dei pazienti, anche alla luce delle criticità emerse durante l'emergenza pandemica. Rafforzare le strutture e i servizi sanitari di prossimità e i servizi domiciliari. Sviluppare la telemedicina e a superare la frammentazione e la mancanza di omogeneità dei servizi sanitari offerti sul territorio. Sviluppare soluzioni di telemedicina avanzate a sostegno dell'assistenza domiciliare. 			
M6C2	Innovazione, ricerca e digitalizzazione del servizio sanitario nazionale		8,63	11,23
	<ul style="list-style-type: none"> Sviluppare una sanità pubblica che valorizzi gli investimenti nel sistema salute in termini di risorse umane, digitali, strutturali, strumentali e tecnologici. Rafforzare la ricerca scientifica in ambito biomedico e sanitario. Potenziare e innovare la struttura tecnologica e digitale del SSN a livello Centrale e Regionale, al fine di garantire un'evoluzione significativa delle modalità di assistenza sanitaria, migliorando la qualità e la tempestività delle cure; valorizzando il ruolo del paziente come parte attiva del processo clinico-assistenziale; e garantendo una maggiore capacità di governance e programmazione sanitaria guidata dalla analisi dei dati, nel pieno rispetto della sicurezza e della tutela dei dati e delle informazioni. 			

Il più ampio stanziamento di risorse è previsto per la *Missione 2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica*, alla quale è destinato più del 31% dell'ammontare complessivo del Piano.

Le linee di intervento del **PNRR** sono accompagnate da una *strategia di riforme* che vogliono potenziare equità, efficienza e competitività del Paese. Le riforme sono parte integrante del Piano perché fondamentali per l'attuazione degli interventi e si suddividono in tre tipologie:

- **orizzontali**, ovvero trasversali a tutte le Missioni del Piano, in quanto migliorano l'equità, l'efficienza, la competitività e il clima economico del Paese;
- **abilitanti**, ossia interventi funzionali a garantire l'attuazione del Piano e a migliorare la competitività;
- **settoriali**, ovvero innovazioni normative, che accompagnano gli investimenti delle singole Missioni, per introdurre regimi regolatori e procedurali più efficienti nei rispettivi ambiti.

Il *Dispositivo per la ripresa e la resilienza*⁵² stabilisce che tutte le misure del *PNRR* debbano soddisfare il principio di “non arrecare danno significativo agli obiettivi ambientali”. Tale vincolo si traduce in una valutazione di conformità degli interventi al principio del *Do No Significant Harm (DNSH)*, declinato sui sei obiettivi ambientali individuati nell'Accordo di Parigi. In particolare, un'attività economica arreca un danno significativo:

- alla **mitigazione dei cambiamenti climatici**, se porta a significative emissioni di *GHGs*;
- all'**adattamento ai cambiamenti climatici**, se determina un maggiore impatto negativo del clima attuale e futuro, sull'attività stessa o sulle persone, sulla natura o sui beni;
- all'**uso sostenibile o alla protezione delle risorse idriche e marine**, se è dannosa per il buono stato dei corpi idrici (superficiali, sotterranei o marini) determinandone il loro deterioramento qualitativo o la riduzione del potenziale ecologico;
- all'**economia circolare, inclusa la prevenzione, il riutilizzo e il riciclaggio dei rifiuti**, se porta a significative inefficienze nell'utilizzo di materiali recuperati o riciclati, a incrementi nell'uso diretto o indiretto di risorse naturali, all'incremento significativo di rifiuti, al loro incenerimento o smaltimento, causando danni ambientali significativi a lungo termine;
- alla **prevenzione e riduzione dell'inquinamento**, se determina un aumento delle emissioni di inquinanti nell'aria, nell'acqua o nel suolo;
- alla **protezione e al ripristino di biodiversità e degli ecosistemi**, se è dannosa per le buone condizioni e la resilienza degli ecosistemi o per lo stato di conservazione degli habitat e delle specie, comprese quelle di interesse per l'Unione europea.

Il *Regolamento (UE) 2020/852* e il *Regolamento Delegato 2021/2139* descrivono i criteri generali affinché ogni singola attività economica non determini un “danno significativo”, contribuendo quindi agli obiettivi di mitigazione, adattamento e riduzione degli impatti e dei rischi ambientali. In base a queste disposizioni gli investimenti e le riforme del *PNRR* non devono, ad esempio:

- produrre significative emissioni di gas a effetto serra, tali da non permettere il contenimento dell'innalzamento delle temperature di 1,5 C° fino al 2030. **Sono pertanto escluse iniziative connesse con l'utilizzo di fonti fossili**;
- essere esposte agli eventuali **rischi indotti dal cambiamento del Clima** (es: innalzamento dei mari, siccità, alluvioni, esondazioni dei fiumi, nevicate abnormi);
- compromettere lo **stato qualitativo delle risorse idriche** con una indebita pressione sulla risorsa;
- **utilizzare in maniera inefficiente** materiali e risorse naturali e **produrre rifiuti** pericolosi per i quali non è possibile il recupero;
- **introdurre sostanze pericolose**, quali ad esempio quelle elencate nell'*Authorization List del Regolamento Reach*⁵³;
- **compromettere i siti** ricadenti nella rete *Natura 2000*.

Oltre al principio generale sopra descritto, almeno il 37% delle risorse complessive del Piano è destinato a contribuire alla transizione ecologica e alla mitigazione dei cambiamenti climatici, come definito dall'obiettivo ambientale “*tagging climatico*”.

⁵² Regolamento UE 241/2021

⁵³ Rif. Regolamento (CE) n. 1907/2006



FIGURA 21 – Criteri di valutazione degli interventi del PNRR [Fonte: [DNSH](#)]

I criteri tecnici riportati nelle valutazioni [DNSH](#), opportunamente rafforzati da una puntuale e approfondita applicazione dei criteri tassonomici di sostenibilità degli investimenti, costituiscono elementi guida lungo tutto il percorso di realizzazione degli investimenti e delle riforme del [PNRR](#) (rif. [FIGURA 21](#)). Nella fase attuativa, infatti, sarà necessario dimostrare che le misure sono state effettivamente realizzate senza arrecare un danno significativo agli obiettivi ambientali, sia in sede di monitoraggio e rendicontazione dei risultati degli interventi, sia in sede di verifica e controllo della spesa e delle relative procedure a monte.

Il contesto regionale

La frenata dell'economia regionale a seguito della pandemia è avvenuta mentre il sistema economico regionale operava un'uscita rallentata dalla crisi, iniziata nel 2008 e mai superata completamente: nel triennio precedente l'insorgere dell'emergenza sanitaria, infatti, l'economia valdostana procedeva con un lento recupero dopo avere attraversato sei anni consecutivi di contrazione. Per il 2020 i dati mostrano risultati negativi, anche se con differenze significative tra i diversi comparti economici (settore primario: -3,8%, industria: -14,2%, costruzioni: -5,9%; servizi: -9%). Nel complesso, il costante calo delle imprese sta determinando una sensibile riduzione delle dimensioni del sistema produttivo. Tra il 2007 e il 2020 il numero delle imprese si è, infatti, complessivamente contratto di quasi 2.000 unità (-15,1%) con in media circa 970 cessazioni di attività a fronte di circa 780 nuove imprese nate ogni anno.

Durante il lockdown della primavera 2020 le unità locali sospese sono state circa il 52% del totale,⁵⁴ corrispondenti a circa 6.200 unità, di cui oltre due terzi operanti nel settore terziario. Il turismo, settore trainante dell'economia regionale negli ultimi anni, ha registrato nel 2020 un calo di circa il 39% delle presenze (e del 42,7% in termini di arrivi) rispetto alla media dello stesso periodo del triennio 2017-2019.

Le difficoltà economiche conseguenti alla pandemia hanno portato anche a un marcato peggioramento delle condizioni del mercato del lavoro: nel 2020 l'occupazione in Valle d'Aosta è diminuita in termini tendenziali del -1,9%, corrispondente a circa un migliaio di occupati in meno rispetto ai valori medi del triennio precedente (2017-2019). Malgrado gli ammortizzatori sociali e il blocco dei licenziamenti abbiano permesso di sostenere l'occupazione, la sospensione delle attività ha fortemente pregiudicato l'avvio di nuovi rapporti di lavoro, in particolare di quelli a termine e delle loro possibili proroghe o trasformazioni in contratti a tempo indeterminato.

La pandemia ha, inoltre, rafforzato un andamento demografico recessivo sottolineando una situazione che ormai può definirsi di crisi demografica. Nel 2020 in Valle d'Aosta si stima, inoltre, che le famiglie in condizione di povertà relativa fossero il 5,4% del totale, un valore decisamente inferiore alla media nazionale (10,1%), ma in crescita in ragione della forte crisi economica generata dalla pandemia.

Al fine di cogliere tutte le opportunità derivanti dal [PNRR](#) per migliorare il quadro socioeconomico valdostano sopra descritto, la Regione Valle d'Aosta ha istituito⁵⁵ la *Cabina di regia regionale per il PNRR* per porre in essere tutte le azioni necessarie per l'attuazione del Piano stesso e garantire il monitoraggio dell'avanzamento degli interventi oltre a una Task force, presieduta dal Segretario Generale della Regione e composta dai dirigenti delle Strutture organizzative dirigenziali di primo e di secondo livello interessati dalla realizzazione degli interventi, che potrà, altresì, operare, in relazione ai singoli progetti, in sottogruppi attraverso la costituzione di specifici Tavoli tematici.

⁵⁴ Nel totale sono esclusi alcuni settori economici, tra cui agricoltura, settore finanziario e settore pubblico.

⁵⁵ d.G.r. 591/2021

È stata, inoltre, istituita⁵⁶ la struttura organizzativa *Semplificazione, supporto procedimentale e progettuale per l'attuazione del PNRR in ambito regionale*, alla quale è assegnata la responsabilità dell'attuazione del progetto di assistenza tecnica del PNRR per il supporto alla gestione delle procedure complesse, oltre che il monitoraggio sullo stato di avanzamento degli interventi di carattere territoriale e il necessario raccordo informativo con le strutture regionali e gli enti locali coinvolti nell'attuazione dei progetti.

Si riporta, di seguito, un elenco non esaustivo delle misure disponibili per la Valle d'Aosta, aggiornato a gennaio 2023, con azioni già avviate e in corso di realizzazione, altre in fase di progettazione, alcune a regia regionale, altre nazionale e con beneficiari diversi; alcune misure hanno rilevanza, diretta o indiretta, per il *PEAR VDA 2030*, rimandando, per successivi aggiornamenti, al canale tematico specifico *PNRR* del sito istituzionale della Regione Valle d'Aosta.

	M1	DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE, COMPETITIVITÀ, CULTURA E TURISMO	
Misura Componente Investimento	Titolo progetto		Importo
M1C1	Progetto bandiera		6.000.000,00
M1C1 – 2.2.1	Task force 1000 esperti		4.861.000,00
M1C3	Protezione e valorizzazione dell'architettura e del paesaggio rurale		2.444.149,47
M1C1 – 1.7.2	Rete dei punti di facilitazione digitale		235.730,00
M1C1	Potenziamento resilienza cyber per la PA locale della Valle d'Aosta		920.000,00
M1C1	Cyber awareness e formazione specialistica per la PA locale della Valle d'Aosta		430.000,00

	M2	RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA	
Componente - investimento	Titolo progetto		Importo
M2C1 – 1.1	Impianto di compostaggio con sezione aerobica e anaerobica		15.962.015,00
M2C1 – 1.1	Realizzazione di nuovo impianto di trattamento e recupero dei fanghi da acque reflue		10.000.000,00
M2C2 – 3.1	Produzione di idrogeno nelle aree industriali dismesse		14.000.000,00
M2C2 – 3.3	Realizzazione distributore a idrogeno		-
M2C2 – 1.2	Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo		18.131.777,00
M2C4 – 2.1	Interventi di sistemazione idraulica dei torrenti Berruard e Buthier di Ollomont		7.093.150,64
M2C4 – 2.1	Interventi di mitigazione dei rischi naturali sulla Dora Baltea in comune di Donnas		3.400.000,00
M2C4 – 2.1	Investimenti in fognatura e depurazione		3.132.000,00
M2C4 – 3.4	Bonifica del "suolo dei siti orfani"		2.100.000,00
M2C4 – 2.1.a	Realizzazione delle opere paravalanghe nel bacino di Veynes-Pezon		1.585.618,11
M2C4 – 2.1.a	Intervento di mitigazione del rischio sulla SR 17		1.310.000,00
M2C4 – 2.1.a	Interventi di protezione dalla caduta massi dalla parete rocciosa in loc. Bedeugaz di Saint Denis		1.178.467,67
M2C4 – 2.1.a	Realizzazione opere paramassi in località Tache – primo lotto		1.166.974,80
M2C4 – 2.1.a	Intervento di mitigazione del rischio di caduta massi da falesia rocciosa incombente su abitazioni a margine nord della Frazione di Lillaz (primo lotto)		980.000,00
M2C4 – 2.1.a	Opere di mitigazione del rischio di caduta massi a monte della SR 23 in loc. Fenille in Comune di		882.051,00

⁵⁶ d.Gr. 1399/2021

	Valsavarenche	
M2C4 – 2.1.a	Lavori di bonifica e messa in sicurezza delle pareti rocciose sovrastanti la frazione Leverogne in Comune di Arvier	765.816,11
M2C4 – 2.1.a	Mitigazione del rischio di crolli lapidei in localita Pre-Neuf (area sportiva)	743.470,85
M2C4 – 2.1.a	Lavori di realizzazione delle opere paravalanghe in loc. Balmes - Parchet	733.120,00
M2C4 – 2.1.a	Interventi di protezione dalla caduta massi dal versante a monte dell'abitato di Steina e della SR 44	610.000,00
M2C4 – 2.1.a	Regimazione delle acque meteoriche raccolte nel versante a monte della loc. di Stigliano Inferiore	380.000,00
	M3	INFRASTRUTTURE PER UNA MOBILITÀ SOSTENIBILE
Componente - investimento	Titolo progetto	Importo
-	n.d.	-
	M4	ISTRUZIONE E RICERCA
Componente - investimento	Titolo progetto	Importo
-	Ampliamento dell'ala ovest dell'edificio scolastico sito in via Chavanne ad Aosta	620.070,16
	M5	INCLUSIONE E COESIONE
Componente - investimento	Titolo progetto	Importo
M5C1	GOL - Garanzia Occupabilità Lavoratori	9.240.000,00
M5C1	Piano potenziamento CPI	1.781.190,18
M5C1	Stazioni di posta	1.090.000,00
M5C1	Percorsi di autonomia per persone con disabilità I	715.000,00
M5C1	Percorsi di autonomia per persone con disabilità II	715.000,00
M5C1	Sistema Duale	841.200,00
M5C2	Autonomia degli anziani non autosufficienti	2.460.000,00
M5C2	Housing temporaneo	710.000,00
M5C2	Rafforzamento dei servizi sociali domiciliari per garantire la dimissione anticipata assistita e prevenire l'ospedalizzazione	330.000,00
M5C2	Sostegno alle capacità genitoriali e prevenzione della vulnerabilità delle famiglie e dei bambini	211.500,00
M5C2	Rafforzamento dei servizi sociali e prevenzione del fenomeno del burn out tra gli operatori	210.000,00
M5C3 - 1	Area Grand paradis: Lavori di manutenzione straordinaria di manufatti stradali lungo la S.R. n. 23 e la S.R. n. 24	
M5C3 - 1	Area Bassa Valle: Lavori di risanamento del viadotto al km 8+919 della S.R. n. 2 in Comune di Pont Boset	
M5C3 - 1	Area Bassa Valle: Lavori di manutenzione straordinaria S.R. n. 33 del Col di Joux	
M5C3 - 1	Area Bassa Valle: Lavori di manutenzione straordinaria lungo la S.R. n. 45 della Val d'Ayas	
M5C3 - 1	Area Bassa Valle: Lavori di manutenzione straordinaria lungo la S.R. n. 44 della Valle del Lys	
M5C3 - 1	Area Grand paradis: Lavori di adeguamento della S.R. n. 23 della Valsavarenche, dal KM 13+710 al KM 13+890, località Reverse, nel comune di Valsavarenche	

M5C3 - 1	Area Grand paradis: Lavori di manutenzione straordinaria lungo la S.R. 24 di Rhemes		
M5C3 - 1	Area Grand paradis: Lavori di manutenzione straordinaria lungo le gallerie Montmayeur e Dar della SR 25 della Valgrisenche		
M5C3 - 1	Area Grand paradis: Lavori di risanamento del viadotto al KM 0,+000 della R.R. n. 23 in Comune di Villeneuve		
M5C3 - 1	Area Bassa Valle: Lavori di manutenzione straordinaria lungo la S.R. 2 di Champorcher		
 M6 SALUTE			
Componente - investimento	Titolo progetto		Importo
M6C1 - 1.3	Ospedale di Comunità		1.905.585,00
M6C1 - 1.2	Device per la Centrale Operativa Territoriale Aosta		96.640,00
M6C1 - 1.1	Casa della Comunità Aosta		516.176,00
M6C1 - 1.1	Casa della Comunità Donnas		1.303.117,00
M6C2 - 1.1	Digitalizzazione DEA I e II livello -Adeguamento network dell'Azienda USL della Valle d'Aosta		400.000,00
M6C1 - 1.1	Casa della Comunità Chatillon		820.571,00
M6C1 - 1.1	Casa della comunità Morgex		850.166,00
M6C1 - 1.2	Centrale Operativa Territoriale Aosta		168.150,00
M6C1 - 1.2	Interconnessione Aziendale per la Centrale Operativa Territoriale Aosta		71.071,46
M6C2 - 1.1	Grandi apparecchiature		1.900.000,00
M6C2 - 1.1	Digitalizzazione DEA I e II livello		1.833.313,03
M6C2 - 1.2	Verso un ospedale sicuro e sostenibile		1.175.192,00
M6C2 - 1.1	Grandi apparecchiature -Acquisto di n. 1 Tomografo computerizzato (CT SCAN) 128 strati		366.000,00
M6C2 - 1.1	Digitalizzazione DEA I e II livello - Adeguamento centralino dell'Azienda USL della Valle d'Aosta		280.000,00
M6C2 - 1.1	Digitalizzazione DEA I e II livello - Acquisizione computer ad utilizzo dell'Azienda USL della Valle d'Aosta		250.000,00
M6C2 - 2.2b	Corso di formazione in infezioni ospedaliere		228.098,78
M6C2 - 2.2	Borse di studio aggiuntive in formazione di medicina generale		75.535,56
M6C2 - 1.3.2	Reingegnerizzazione NSIS		57.739,33
M6C2	Adozione e utilizzo FSE da parte delle Regioni		1.302.304,19

1.9 Fondi EU

Il contesto europeo

Come anticipato al Cap. 1.8, a seguito della pandemia livello europeo è stato concordato un piano di ripresa volto a riparare i danni economici e sociali causati dall'emergenza sanitaria e a gettare le basi per rendere le economie e le società dei Paesi europei più sostenibili, resilienti e preparate alle sfide e alle opportunità della transizione ecologica e digitale. Come indicato, con l'avvio del periodo di programmazione 2021-2027, l'attenzione è stata posta sulla nuova politica di coesione e sullo strumento finanziario denominato *NextGenerationEU (NGEU)*, uno strumento temporaneo pensato per stimolare una "ripresa sostenibile, uniforme, inclusiva ed equa", il più grande pacchetto a sostegno dell'economia mai finanziato dall'UE, all'interno del quale la transizione ecologica rappresenta uno dei pilastri fondamentali e che prevede sostegni agli Stati membri per riforme e investimenti e un rilancio dell'economia dell'UE incentivando l'investimento privato. Nello stesso capitolo si è fatto riferimento al *Dispositivo per la ripresa e la resilienza - Recovery and Resilience Facility (RRF)* e al *Recovery Assistance for Cohesion and the Territories of Europe (REACT-EU)*. Altri riferimenti alle strategie e ai piani europei connessi alle attività del PEAR sono contenuti nel Cap. 2.3, in particolare il piano *RePowerEU*.

Accenniamo di seguito brevemente all'organizzazione della gestione dei fondi dell'UE, inquadrando in questi i piani e gli strumenti citati in precedenza e facendo qualche ulteriore approfondimento, senza essere esaustivi in materia e rinviando per approfondimenti ai siti specifici dell'EU, dei ministeri competenti, dell'Agenzia di Coesione e del canale europa del sito regionale.

Occorre premettere che tutti i programmi finanziati dal bilancio dell'UE rientrano in uno dei tre tipi di modalità di attuazione, a seconda della natura dei finanziamenti:

- *gestione diretta*: il finanziamento dell'UE è gestito direttamente dalla Commissione europea;
- *gestione concorrente*: i finanziamenti sono gestiti congiuntamente dalla Commissione europea e dalle autorità nazionali;
- *gestione indiretta*: i finanziamenti sono gestiti da organizzazioni partner o da altre autorità all'interno o all'esterno dell'UE.

Pertanto, se da un lato l'UE eroga finanziamenti per un programma o un progetto specifico, dall'altro non è sempre direttamente coinvolta nella gestione.

Nella *gestione diretta*, la Commissione europea è direttamente responsabile di tutte le fasi dell'attuazione di un programma:

- pubblicazione degli inviti a presentare proposte;
- valutazione delle proposte presentate;
- firma delle convenzioni di sovvenzione;
- controllo dell'esecuzione dei progetti;
- valutazione dei risultati;
- erogazione dei finanziamenti.

Tali compiti sono svolti dai servizi della Commissione, presso la sede centrale della Commissione, presso le delegazioni dell'UE o tramite le agenzie esecutive dell'UE; non sono coinvolti terzi. I programmi attuati in regime di gestione diretta rappresentano circa il 20% del bilancio dell'UE per il periodo 2021-2027.

Lo scopo dei Programmi tematici è quello di dare attuazione alle politiche dell'Unione europea in varie aree tematiche, attraverso la cooperazione tra soggetti appartenenti a più Paesi dell'Unione (e anche a Paesi terzi). La definizione dei programmi tematici (e di conseguenza, la scelta delle proposte progettuali finanziabili) costituisce un atto politico dell'Unione europea, rispecchiano infatti le priorità della Commissione europea. Essi, inoltre, richiedono ai potenziali beneficiari uno sforzo in ottica transnazionale: è normalmente opportuno coinvolgere partner appartenenti a più Paesi e dimostrare che il progetto è in grado di produrre un impatto sull'insieme dell'UE.

I programmi tematici rivestono notevole importanza, non solo per la possibilità di acquisizione di risorse finanziarie volte a sostenere l'attuazione delle politiche europee, ma soprattutto per l'opportunità di realizzare progetti a

carattere innovativo nonché per condividere e scambiare esperienze con altre realtà europee, attraverso la costituzione di partenariati e la partecipazione a reti.

Tra i principali programmi tematici per il periodo 2021/27 ricordiamo, nell'ambito della *ricerca e innovazione* il programma *Horizon Europe 2021-2027*, già citato al Cap. 1.7 e, nell'ambito *ambiente e cambiamenti climatici*, il programma *Life* e il programma *REACT-EU* sopra riportato.

Gran parte dei fondi provenienti da Next Generation EU sono attuati in regime di gestione diretta, in particolare il succitato dispositivo per la ripresa e la resilienza (*RRF*), che mette a disposizione degli Stati membri prestiti e sovvenzioni per sostenere riforme e investimenti.

Data la sua natura eccezionale, l'attuazione dell'*RRF* segue procedure specifiche. I fondi sono erogati direttamente agli Stati membri sulla base dei progressi compiuti nell'attuazione dei piani nazionali per la ripresa e la resilienza (*PNRR*). I piani devono affrontare efficacemente le sfide individuate nel semestre europeo, in particolare le raccomandazioni specifiche per paese adottate dal Consiglio. Inoltre devono includere misure per affrontare le sfide e cogliere i benefici delle transizioni verde e digitale (cfr. Cap. 1.8).

Nell'ambito della *gestione concorrente*, sia la Commissione europea sia le autorità nazionali degli Stati membri, ad esempio i ministeri e le istituzioni pubbliche, sono responsabili della gestione di un determinato programma. È gestito in questo modo circa il 70% dei programmi dell'UE.

Si tratta di una politica con obiettivi di medio termine che coinvolge diversi livelli di governo (centrali e locali) e attribuisce un ruolo formale e fondamentale al partenariato economico e sociale, finanziando piani, programmi e singoli progetti a titolarità sia centrale, sia regionale o locale.

La **politica di coesione** ha lo scopo di incrementare le opportunità di sviluppo economico e sociale per contribuire a ridurre i divari e le disparità tra territori, agendo in particolare nelle aree meno sviluppate e per le comunità e persone più fragili. Trae fondamento sia dal Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (art. 174), sia dalla Costituzione italiana (art. 3, comma 2 e art. 119, comma 5), che richiedono interventi speciali per promuovere uno sviluppo armonico e per rimuovere gli squilibri economici e sociali.

Essa è promossa e sostenuta dall'Unione europea, dalla fine degli anni '80, con i *Fondi strutturali*, che finanziano programmi con una gestione condivisa tra Stato Membro e Commissione e richiedono un cofinanziamento nazionale assicurato, per la maggior parte, dal Fondo nazionale di rotazione per l'attuazione delle politiche comunitarie. A tali risorse si aggiungono quelle del *Fondo Sviluppo e Coesione*, attivo dalla metà del 1998, che rispondono a un principio di addizionalità rispetto alle risorse ordinariamente messe a disposizione di tutti i territori, per consentire alle aree più arretrate di colmare ritardi e divari di sviluppo.

La politica di coesione è organizzata, sia a livello europeo sia nazionale, per cicli di programmazione pluriennale. L'impianto strategico generale di ciascun ciclo è definito dal documento di orientamento generale, attualmente denominato *Accordo di Partenariato*, che fa da cornice alle programmazioni svolte a livello nazionale e regionale. In tale documento vengono stabilite le priorità di investimento e l'articolazione delle risorse in programmi. A livello nazionale le Delibere del Comitato interministeriale per la programmazione economica e lo sviluppo sostenibile (*CIPRESS*) sono gli atti di riferimento per la programmazione delle risorse dedicate. Vi sono poi norme e regolamenti, comunitari e nazionali, che definiscono impostazione generale, modalità di attuazione, monitoraggio, valutazione e trasparenza. A partire dal ciclo di programmazione 2007-2013, a livello europeo, due sono i macro Obiettivi della politica di coesione: l'attuale *Obiettivo investimenti per la crescita e l'occupazione*, su cui si concentra la maggiore dotazione di risorse, e l'*Obiettivo Cooperazione Territoriale Europea*.

Nel quadro della politica di coesione, tra le principali novità della programmazione 2021-2027 si segnala l'introduzione del *Just transition fund (JTF)*, nuovo strumento per il sostegno di territori che fanno fronte a gravi sfide socioeconomiche derivanti dal processo di transizione verso la neutralità climatica e la European Urban Initiative. In particolare, quest'ultima riguarda il *Nuovo Bauhaus europeo (NEB)*, che collega le politiche del Green Deal europeo agli spazi e alle esperienze di vita ed esprime l'ambizione dell'UE di creare luoghi, prodotti e stili di vita sostenibili, inclusivi e partecipativi. Il programma è riservato alle autorità urbane, che hanno la possibilità di sperimentare soluzioni innovative per la creazione di questi spazi. Le città potranno quindi sviluppare progettazioni per la rigenerazione di spazi urbani, per affrontare la crisi sanitaria, la necessaria digitalizzazione, per rispondere alle disuguaglianze sociali, ai cambiamenti demografici, ai cambiamenti climatici e al degrado ambientale.

Si riassumono, nel seguito, i principali programmi a gestione concorrente finanziati con fondi europei, e cofinanziati con fondi statali e regionali, pensati per permettere a cittadini, imprese, enti pubblici e privati di realizzare i loro progetti di crescita e sviluppo:

- Programma regionale (PR) FESR 2021/27;
- Programma regionale (PR) FSE+ 2021/27;
- Programma di sviluppo rurale (FEASR) 2021/27;
- Programmi di Cooperazione territoriale europea, transfrontaliera, transnazionale e interregionale (CTE) tra cui:
 - Interreg Italia-Francia (Alcotra);
 - Interreg Italia-Svizzera;
 - Interreg Spazio alpino;
 - Interreg Europa centrale;
 - Interreg Mediterraneo;
- Interventi cofinanziati dal Fondo per lo sviluppo e la coesione (FSC) 2021/27.

Nella **gestione indiretta**, i programmi di finanziamento sono attuati in tutto o in parte con il sostegno di altri enti, ad esempio autorità nazionali o organizzazioni internazionali. La maggior parte del bilancio dell'UE destinato agli aiuti umanitari e allo sviluppo internazionale, ad esempio, è attuata in regime di gestione indiretta.

In questa modalità di gestione la Commissione delega compiti di esecuzione del bilancio a diversi tipi di partner esecutivi, ad esempio:

- paesi terzi o organismi da questi designati;
- organizzazioni internazionali quali la famiglia delle Nazioni Unite (ONU), la Banca mondiale, il Fondo monetario internazionale (FMI);
- la Banca Europea degli Investimenti (BEI) o il Fondo Europeo degli investimenti (FEI);
- organismi degli Stati membri quali le agenzie nazionali Erasmus+, le agenzie di sviluppo degli Stati membri, le banche nazionali di promozione.

Tra gli esempi figurano il sostegno finanziario per combattere l'epidemia di Ebola in Africa occidentale e il terremoto in Nepal nel 2015. I programmi attuati in regime di gestione indiretta rappresentano circa il 10% del bilancio complessivo dell'UE.

Il contesto nazionale

La **Politica di Coesione**, finanziata da risorse nazionali ed europee, è un unicum nel mondo di azioni dirette a colmare la disparità di sviluppo fra le regioni degli Stati membri dell'Unione Europea. Riconosciuta nei Trattati come bene pubblico europeo e accolta nella nostra costituzione nell'art.119, la Politica di coesione è volta a rafforzare la coesione economica, sociale e territoriale. Al raggiungimento di tale obiettivo concorrono gli altri livelli di governo nazionali. Le politiche di coesione si rivolgono a cittadini e imprese nella loro vita di tutti i giorni e nei loro bisogni fondamentali, dal lavoro alla sicurezza, dalla qualità dell'ambiente alla mobilità, dall'istruzione alla cultura, dalla ricerca all'inclusione sociale.

La politica di coesione interessa tutto il territorio nazionale ma il suo peso finanziario è più rilevante nel Mezzogiorno, dove si concentrano le assegnazioni di risorse sia dei Fondi strutturali comunitari, sia dei Fondi nazionali per la coesione (l'80% delle risorse).

A livello nazionale le Delibere del Comitato interministeriale per la programmazione economica e lo sviluppo sostenibile (CIPESS) sono gli atti di riferimento per la programmazione delle risorse dedicate alle politiche di coesione.

Il CIPESS, ex CIPE, infatti, svolge funzioni di coordinamento in materia di programmazione politica, economica nazionale, nonché di coordinamento della politica economica nazionale con le politiche comunitarie ed è chiamato a definire le linee di sviluppo politico economico e internazionale in ambito nazionale, comunitario individuando gli indirizzi e gli obiettivi prioritari di sviluppo economico e sociale delineando le linee di sviluppo necessarie per il conseguimento degli obiettivi prefissati.

Vi sono poi norme e regolamenti, comunitari e nazionali, che definiscono impostazione generale, modalità di attuazione, monitoraggio, valutazione e trasparenza.

All' Agenzia per la Coesione Territoriale, sotto la diretta vigilanza del Presidente del Consiglio dei Ministri, è affidata, in Italia, l'azione di programmazione, coordinamento, sorveglianza e sostegno della politica di coesione. L'Agenzia, istituita nel 2014, rappresenta un elemento cardine per il miglioramento della gestione dei fondi dell'UE da parte dell'Italia: non è solo un organo di controllo dell'attuazione delle politiche di coesione, ma in primo luogo è un alleato delle Amministrazioni centrali e regionali e degli Enti locali nella realizzazione delle politiche stesse.

A luglio 2022 Bruxelles ha approvato, con Decisione di esecuzione della Commissione Europea, l' *Accordo di partenariato 2021-27* dell'Italia, il documento di programmazione dei fondi europei della Politica di Coesione, da cui discendono i Programmi operativi nazionali e regionali e di conseguenza i bandi per l'accesso ai finanziamenti.

L'Accordo di partenariato 2021-2027 vale in tutto circa 75,3 miliardi di euro, di cui 43,1 miliardi di fondi europei e i restanti 32,2 miliardi di cofinanziamento nazionale e rappresenta il documento di orientamento strategico per la programmazione in particolare delle risorse del *Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR)*, del *Fondo sociale europeo Plus (FSE+)*, del Fondo per una transizione giusta (Just Transition Fund – *JTF*), delle risorse assegnate all'Italia nell'ambito dell'Obiettivo *Cooperazione territoriale europea (CTE)* per la nuova generazione di programmi *Interreg* e per il *Fondo europeo per gli affari marittimi, la pesca e l'acquacoltura (FEAMPA)*.

Al fine di rafforzare le sinergie e le complementarità nel raggiungimento degli obiettivi comuni di coesione, la dotazione finanziaria relativa al ciclo di programmazione 2021-2027 è impiegata in coerenza anche con le politiche di investimento e di riforma previste nel *Piano Nazionale per la Ripresa e la Resilienza (PNRR)*, nonché con le missioni previste nel Piano Sud 2030, fermi restando i principi di complementarità e addizionalità. Gli interventi sono attuati utilizzando lo strumento del *Piano Sviluppo e Coesione (PSC)*. Le aree tematiche che caratterizzano il *PSC*, individuate dall'articolo 2 della Delibera CIPESS n. 2/2021 sono state confermate anche per il ciclo di programmazione 2021-2027, in ragione della loro esaustività e per rendere più agevole il confronto con la programmazione dei precedenti cicli. Nel marzo del 2022, sul sito del Dipartimento per le politiche di coesione, è stato pubblicato il documento che definisce gli Obiettivi Strategici FSC 2021-2027 per ciascuna delle 12 aree tematiche.

Il *Fondo per lo sviluppo e la coesione (FSC)* è, congiuntamente ai *Fondi strutturali europei*, lo strumento finanziario principale attraverso cui vengono attuate le politiche per lo sviluppo economico, sociale e territoriale e la rimozione degli squilibri economici e sociali. Il *FSC* trae origine dai Fondi per le aree sottoutilizzate (*FAS*), istituiti con la legge finanziaria per il 2003; con il *d.lgs. 88/2011*, il *FAS* ha assunto la denominazione di Fondo per lo sviluppo e la coesione (*FSC*) ed è stato finalizzato a dare unità programmatica e finanziaria all'insieme degli interventi aggiuntivi a finanziamento nazionale, rivolti al riequilibrio economico e sociale tra le diverse aree del Paese. Il *FSC* ha carattere pluriennale in coerenza con l'articolazione temporale della programmazione dei Fondi strutturali dell'Unione europea, garantendo l'unitarietà e la complementarità delle procedure di attivazione delle relative risorse con quelle previste per i fondi comunitari. In particolare, l'intervento del Fondo è finalizzato al finanziamento di progetti strategici, sia di carattere infrastrutturale sia di carattere immateriale, di rilievo nazionale, interregionale e regionale. Relativamente al ciclo di programmazione 2021/27, la legge di bilancio 2021 ha disposto una prima assegnazione di risorse aggiuntive in favore del Fondo per lo sviluppo e la coesione, nell'importo di 50 miliardi destinate esclusivamente a sostenere interventi per lo sviluppo; successivamente, la legge di bilancio 2022 ha disposto un rifinanziamento del FSC di 23,5 miliardi, per le annualità dal 2022 al 2029.

La strategia sostenuta dall' *Accordo di Partenariato 2021-2027* indirizza i fondi resi disponibili dall'Unione europea e dal cofinanziamento nazionale, verso interventi rivolti al conseguimento dei traguardi europei per un' **economia climaticamente neutra** (*Green Deal*) e per una **società più giusta e inclusiva** (*Social Pillar*), in coerenza con l'adesione all' *Agenda ONU 2030* e con la *Strategia Nazionale per lo sviluppo sostenibile*.

All'Accordo di Partenariato sono collegati, a valere sui Fondi *FESR*, *FSE Plus* e *JTF*, 10 programmi nazionali e 38 programmi regionali, cofinanziati a valere sui Fondi Strutturali, di cui 4 plurifondo *FESR/FSE+* (Basilicata, Calabria, Molise e Puglia), in corso di definizione e negoziato con la Commissione europea. Il Fondo per una transizione giusta (*JTF*) cofinanzia un unico Programma Nazionale Just Transition Fund Italia. Sul sito del Dipartimento per le politiche di coesione della Presidenza del Consiglio dei Ministri è disponibile l' *Accordo di Partenariato 2021-2027*.

I Programmi sono suddivisi come segue:

- 17 Programmi Regionali cofinanziati dal Fondo europeo di sviluppo regionale (*FESR*);
- 17 Programmi Regionali cofinanziati dal Fondo sociale europeo plus (*FSE+*);

- 4 Programmi Regionali plurifondo cofinanziati dal Fondo europeo di sviluppo regionale (*FESR*) e dal Fondo sociale europeo plus (*FSE+*);
- 3 Programmi Nazionali (PN) cofinanziati dal Fondo europeo di sviluppo regionale (*FESR*);
- 1 Programma Nazionale (PN) cofinanziato dal Fondo sociale europeo plus (*FSE+*);
- 5 Programmi Nazionali (PN) plurifondo cofinanziati dal Fondo europeo di sviluppo regionale (*FESR*) e dal Fondo sociale europeo plus (*FSE+*);
- 1 Programma Nazionale Just Transition Fund Italia cofinanziato dal Fondo per una transizione giusta (*JTF*).

A questi si aggiungono 10 Programmi a titolarità italiana nell'ambito dell'obiettivo della Cooperazione Territoriale Europea (CTE), oltre a altri 9 Programmi cui l'Italia partecipa sempre nell'ambito di tale obiettivo.

La gestione dei Programmi Operativi è attribuita alle Autorità di Gestione (*AdG*) che possono delegare l'esecuzione di specifiche sezioni del Programma a organismi intermedi. Il Regolamento (UE) 1060/2021 stabilisce che i Programmi Operativi siano sottoposti a verifiche periodiche da parte di un organismo appositamente istituito, che prende il nome di Comitato di sorveglianza. Il Comitato, che include rappresentanti del partenariato economico e sociale, si riunisce periodicamente per valutare l'attuazione del programma e i progressi compiuti nel conseguimento dei suoi obiettivi.

I dati relativi ai singoli progetti finanziati dalla *politica di coesione* 2021-2027 alimentano il Sistema Nazionale di Monitoraggio da cui è possibile avere informazioni sul relativo stato di attuazione e sono dinamicamente navigabili sul portale nazionale [OpenCoesione](#).

La *Strategia nazionale per le aree interne* (*SNAI*) rappresenta una politica nazionale innovativa di sviluppo e coesione territoriale che mira a contrastare la marginalizzazione e i fenomeni di declino demografico propri delle aree interne del nostro Paese. Tale strategia ha sviluppato nuove modalità di governance locale multilivello volte ad affrontare, attraverso l'adozione di un approccio integrato orientato alla promozione e allo sviluppo locale, le sfide demografiche e dare risposta ai bisogni di territori caratterizzati da importanti svantaggi di natura geografica o demografica, spesso distanti dai centri principali di offerta dei servizi essenziali e sovente abbandonati a loro stessi, che però coprono complessivamente il 60% dell'intera superficie del territorio nazionale.

Su tali luoghi la Strategia nazionale punta a intervenire, investendo sulla promozione e sulla tutela della ricchezza del territorio e delle comunità locali, valorizzandone le risorse naturali e culturali, creando nuovi circuiti occupazionali e nuove opportunità.

Essa si basa sul presupposto che le aree distanti dai "poli urbani" presentano maggiori problemi di accesso ai servizi essenziali (istruzione, sanità e mobilità) ed è diretta a sostenere la promozione di progetti di sviluppo locale a favore di tali aree. Alle aree è richiesto di definire una strategia, articolata in progetti di sviluppo locale (che sono finanziati dai Programmi *FESR*, *FSE+*, *FEASR* e *FSC*) e progetti in materia di servizi (sostenuti, invece, da risorse nazionali), che siano espressione diretta delle istanze del territorio. Tale approccio impone di avviare un'interazione, il più possibile duratura, che coinvolga le amministrazioni locali, le Autorità di gestione dei Programmi a cofinanziamento europeo e statale, i dirigenti regionali interessati e, soprattutto, gli operatori e attori del territorio⁵⁷.

La procedura che porta al finanziamento dei singoli progetti sul territorio si articola in tre fasi principali:

1. Selezione delle aree, attraverso una procedura di istruttoria pubblica, svolta congiuntamente da tutte le Amministrazioni centrali presenti all'interno del Comitato Tecnico Aree Interne e dalla Regione o Provincia autonoma interessata;
2. approvazione della Strategia d'area da parte del Dipartimento per le Politiche di Coesione;
3. sottoscrizione dell'Accordo di Programma Quadro, attraverso cui le Amministrazioni Centrali, le Regioni e i territori assumono gli impegni per l'attuazione degli obiettivi definiti nelle Strategie d'area.

Il contesto regionale

In linea con l'impostazione scelta dall'Unione Europea, che per il ciclo di programmazione 2021/2027 ha adottato come riferimento di programmazione strategica l'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile e il *Green Deal* e, in continuità con la Strategia regionale adottata per il periodo 2014-2020, lo sviluppo sostenibile, inteso nelle sue diverse accezioni, ambientale, sociale ed economica, rappresenta il principio cardine del *Quadro Strategico Regionale* di

⁵⁷ Per approfondimenti, vedasi sito web [Politiche coesione](#) e [Agenzia coesione](#).

Sviluppo Sostenibile 2030 (QSRsVs), lo strumento programmatico intermedio tra l'Accordo di partenariato e i Programmi, adottato a livello regionale nel 2021.

Tale documento delinea il quadro all'interno del quale indirizzare l'insieme dei fondi europei e nazionali 2021-2027 e orienta la programmazione delle risorse gestite dall'amministrazione regionale verso i cinque grandi obiettivi strategici, definiti anche come Obiettivi di policy (*OP*), proposti dall'Europa e declinati a livello regionale:

- Un'Europa più intelligente - Valle d'Aosta più intelligente;
- Un'Europa più verde - Valle d'Aosta più verde;
- Un'Europa più connessa- Valle d'Aosta più connessa;
- Un'Europa più sociale - Valle d'Aosta più sociale;
- Un'Europa più vicina ai cittadini - Valle d'Aosta più vicina ai cittadini.

I cinque *OP* risultano fortemente interconnessi con i 17 Obiettivi di sviluppo sostenibile dell'Agenda 2030. L'*OP Valle d'Aosta più verde* riprende l'obiettivo del raggiungimento entro il 2040 dell'obiettivo *Fossil fuel free*, e tutte le tematiche specifiche del settore ambiente ed energia, come il cambiamento climatico, la biodiversità, l'economia circolare, la decarbonizzazione ecc. facendo esplicito riferimento ai piani di settore, come il *PEAR*. Declina quindi alcune linee d'intervento della strategia dell'*OP* come:

- l'efficiamento energetico degli edifici pubblici;
- l'efficiamento energetico dei processi produttivi;
- la promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili;
- la mobilità sostenibile;
- la gestione della risorsa idrica;
- l'aumento della resilienza del territorio⁵⁸.

Tra i principali programmi finanziati da fondi europei, statali e regionali approvati per il periodo 2021-2027 a livello regionale, merita un approfondimento il **Programma regionale (PR) FESR 2021/27 della Regione autonoma Valle d'Aosta**, in quanto contiene azioni che possono concorrere al raggiungimento degli obiettivi del *PEAR*. Il programma è stato approvato con Decisione di esecuzione della Commissione europea C (2022) 6593, in data 12 settembre 2022, per un valore complessivo di 92.489.293,00 euro, e prevede di sostenere, nel prossimo settennio, tre Obiettivi strategici:

- **OP 1 – Un'Europa più competitiva e intelligente**, al fine di:
 - sviluppare e rafforzare le capacità di ricerca e di innovazione e l'introduzione di tecnologie avanzate;
 - permettere ai cittadini, alle imprese, alle organizzazioni di ricerca e alle autorità pubbliche di cogliere i vantaggi della digitalizzazione;
 - rafforzare la crescita sostenibile e la competitività delle PMI e la creazione di posti di lavoro nelle PMI, anche grazie agli investimenti produttivi;
 - rafforzare la connettività digitale.
- **OP 2 – Un'Europa resiliente, più verde e a basse emissioni di carbonio**, al fine di:
 - promuovere l'efficienza energetica e ridurre le emissioni di gas a effetto serra;
 - promuovere le energie rinnovabili in conformità della direttiva (UE) 2018/2001, compresi i criteri di sostenibilità ivi stabiliti;
 - promuovere l'adattamento ai cambiamenti climatici, la prevenzione dei rischi di catastrofe e la resilienza, prendendo in considerazione approcci ecosistemici;
 - promuovere la mobilità urbana multimodale sostenibile quale parte della transizione verso un'economia a zero emissioni nette di carbonio.
- **OP 4 – Un'Europa più sociale**, al fine di:
 - rafforzare il ruolo della cultura e del turismo sostenibile nello sviluppo economico, nell'inclusione sociale e nell'innovazione sociale.

⁵⁸ Per approfondimenti sulla programmazione europea a livello regionale è possibile consultare il [canale tematico Europa](#) del sito istituzionale regionale.

La strategia del Programma e la sua declinazione sono il risultato, da un lato, di un percorso che ha visto il coinvolgimento delle strutture regionali e del partenariato istituzionale, economico, sociale e ambientale, della società civile e dei cittadini, nell'ambito della definizione del *Quadro strategico regionale di Sviluppo sostenibile 2030*, dall'altro del rispetto delle disposizioni regolamentari, che impongono l'uso delle risorse con precise concentrazioni tematiche.

Il Programma *FESR 2021/27*, tenuto conto di ciò, attribuisce circa il 90,75% delle risorse FESR, al netto delle risorse assegnate all'assistenza tecnica, all'OP 1 - *Un'Europa più competitiva e intelligente* e all'OP 2 - *Un'Europa resiliente, più verde e a basse emissioni di carbonio* e più precisamente:

- 42% circa all'OP 1 - *Un'Europa più competitiva e intelligente*;
- 48,75% circa all'OP 2 - *Un'Europa resiliente, più verde e a basse emissioni di carbonio*.

Le risorse residuali, pari al 9,25%, sono destinate alla valorizzazione della cultura e del turismo nell'ambito dell'OP4 - *Un'Europa più sociale e inclusiva*.

Con d.G.r. n. 1211 in data 17 ottobre 2022, la Giunta regionale ha preso atto della Decisione di esecuzione della Commissione europea che approva il Programma.

Le azioni del *FESR 2021/2027* connesse all'attuazione del PEAR sono riportate nel documento negli assi corrispondenti, con la dotazione finanziaria corrispondente e una breve descrizione.

1.10 La crescita economica sostenibile

Un modello di crescita sostenibile deve basarsi sulla piena integrazione dei fattori ambientali, sociali e di governance (Environment, Social e Governance - *ESG*) e questo comporta la necessità di attuare una profonda innovazione nel paradigma della crescita economica tradizionale.

I temi *ESG* sono da tempo all'attenzione del mondo della finanza: modelli di business sostenibili degli intermediari possono a loro volta agevolare l'evoluzione dell'economia e della società nel suo complesso verso standard virtuosi di inclusione sociale, tutela dell'ambiente, resilienza a shock esterni e interni. Quel che cambia rispetto al passato è la priorità che i temi *ESG*, in particolare in riferimento ai temi ambientali, hanno assunto nell'agenda politica globale e, di riflesso, la maggiore consapevolezza da parte di tutti gli stakeholders della loro centralità nell'assicurare la sostenibilità dei modelli di business.

In particolare, nonostante le politiche in tema di mitigazione e adattamento al cambiamento climatico siano principalmente in capo alle autorità governative, è ormai evidente il ruolo centrale del sistema finanziario, sia per la crescente necessità di gestire i nuovi rischi che ne derivano, sia quale canale di indirizzamento degli ingenti investimenti necessari per la transizione verso sistemi economici maggiormente sostenibili.

Già nel 2015 il Financial Stability Board (*FSB*) ha istituito la Task Force on Climate-related Financial Disclosure (*TCFD*) per analizzare i rischi finanziari legati ai cambiamenti climatici e aumentare la consapevolezza delle imprese finanziarie sul tema. La *TCFD* ha poi pubblicato, su tale tematica, una serie di raccomandazioni che sono diventate un punto di riferimento internazionale per varie giurisdizioni, tra le quali l'Unione europea.

Analogamente, il Network for Greening the Financial System (*NGFS*) ha sviluppato raccomandazioni, linee guida e scenari climatici a supporto delle banche, per l'integrazione dei fattori climatici e ambientali nelle proprie attività, ivi incluse le procedure di gestione del rischio.

La Commissione Europea ha pubblicato, nel 2018, un Piano d'Azione per la finanza sostenibile, in cui sono state individuate le misure per rafforzare il ruolo del settore finanziario nella transizione verso un'economia sostenibile in termini sociali e ambientali, tra le quali, in particolare, il Regolamento (UE) 2020/852 (EU Taxonomy Regulation) e il Regolamento (UE) 2019/2088 (Sustainable Finance Disclosure Regulation - *SFDR*). La Commissione Europea ha altresì adottato un pacchetto di misure volte a favorire i flussi di capitale verso attività sostenibili.

Inoltre, nel 2021, la European Banking Authority (*EBA*) ha pubblicato gli "Orientamenti *EBA* in merito a concessione e monitoraggio dei prestiti" e il "Report on *ESG risk management and supervision*", volti a considerare i fattori *ESG* e i rischi a essi associati nelle attività di gestione del rischio di credito degli intermediari finanziari, nonché darne una definizione comune e identificarne le metodologie di gestione e inclusione nelle attività delle banche.

Le banche utilizzano i criteri *ESG* in diversi modi: per vagliare le società e investimenti, per impegnarsi con le aziende su questioni legate al cambiamento climatico o ai diritti umani, oltre che per le attività di valutazioni del rischio.

Nonostante alcune difficoltà nell'implementazione degli *ESG* causate dalla mancanza di dati e di standardizzazione del reporting sempre più istituti bancari stanno iniziando a utilizzare i criteri *ESG* nel loro processo decisionale di investimento e nei propri modelli di business, anche a fronte di un forte aumento della domanda di prodotti "sostenibili" da parte degli investitori.

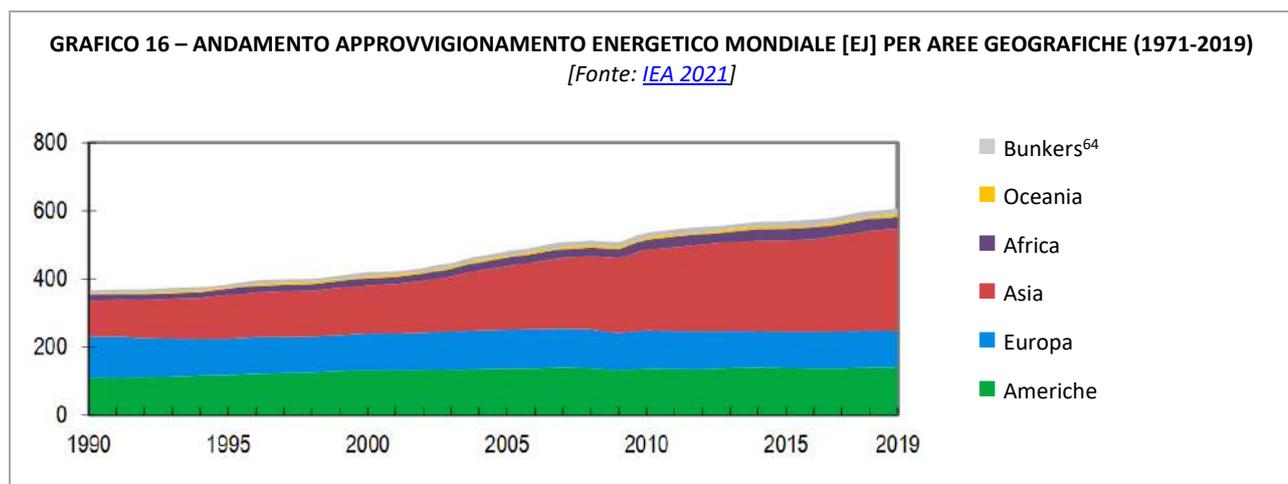
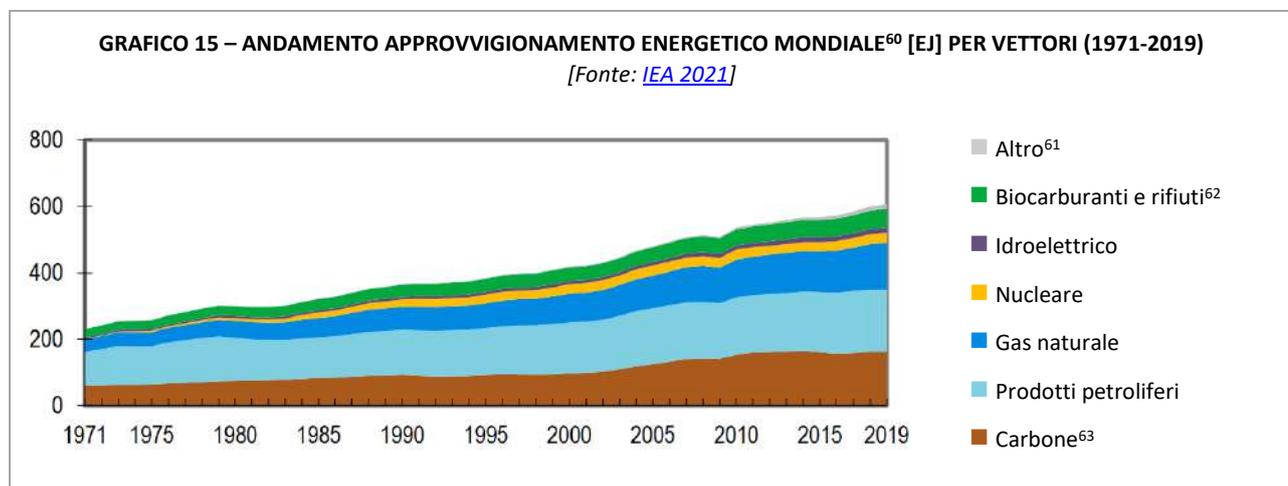
2. IL CONTESTO ENERGETICO SOVRAREGIONALE

Mai come in questo periodo, il *PEAR* risente del contesto energetico mondiale e deve tenere in considerazione gli indirizzi e le politiche energetiche di rango superiore. In questo capitolo si riporta, in breve, l'andamento del sistema energetico a scala internazionale e nazionale, i principali scenari prospettati e la recente evoluzione della crisi energetica. Inoltre, viene fatto un breve cenno agli indirizzi di pianificazione energetica nazionali, al quadro regolatorio in essere e alle strategie di sviluppo delle reti nazionali che, pur nella rapida mutevolezza derivante dall'accelerazione impressa alla transizione energetica, definiscono i *driver* su cui viene costruito il *PEAR VDA 2030*.

Il contesto energetico regionale, che rappresenta la base numerica per la definizione degli scenari al 2030, verrà invece analizzato in modo più esaustivo nel successivo capitolo 3.

2.1 Sistema energetico internazionale: stato attuale e previsioni

Il sistema energetico internazionale presenta un trend di incremento della richiesta energetica in costante aumento, registrando al 2019 valori di circa 606 EJ⁵⁹, aumentati del 238% in 50 anni, con netta predominanza delle fonti fossili (rif. [GRAFICO 15](#)). Lo stesso grafico, suddiviso per aree geografiche anziché per vettori, mostra l'incremento che caratterizza i Paesi Asiatici con il raggiungimento della quota del 49,4 % sul totale (rif. [GRAFICO 16](#)).



⁵⁹ 1 ExaJoule (EJ) = 10¹⁸ Joule

⁶⁰ I dati comprendono l'aviazione internazionale e i bunker marittimi internazionali.

⁶¹ Include fonti geotermiche, solari, eoliche, maree/onde/oceani, calore e altre fonti

⁶² Nel termine, tradotto da "biofuels and waste", rientrano anche le biomasse

⁶³ Nella voce "carbone" sono compresi la torba e gli scisti bituminosi.

⁶⁴ Include aviazione internazionale e bunker marittimi internazionali

Per quanto riguarda gli ultimi due anni, le statistiche ufficiali⁶⁵ riportano che la domanda di **prodotti petroliferi** a livello mondiale è cresciuta nel 2021 di 5,6 Mb/g⁶⁶, recuperando solo parzialmente la diminuzione registrata nel periodo della pandemia e rimanendo inferiore ai livelli precedenti alla stessa (97,5 Mb/g a fronte dei 100,4 Mb/g del 2019): le ondate **COVID-19** e, nella seconda parte dell'anno, i prezzi del petrolio in salita hanno attenuato il trend di crescita.

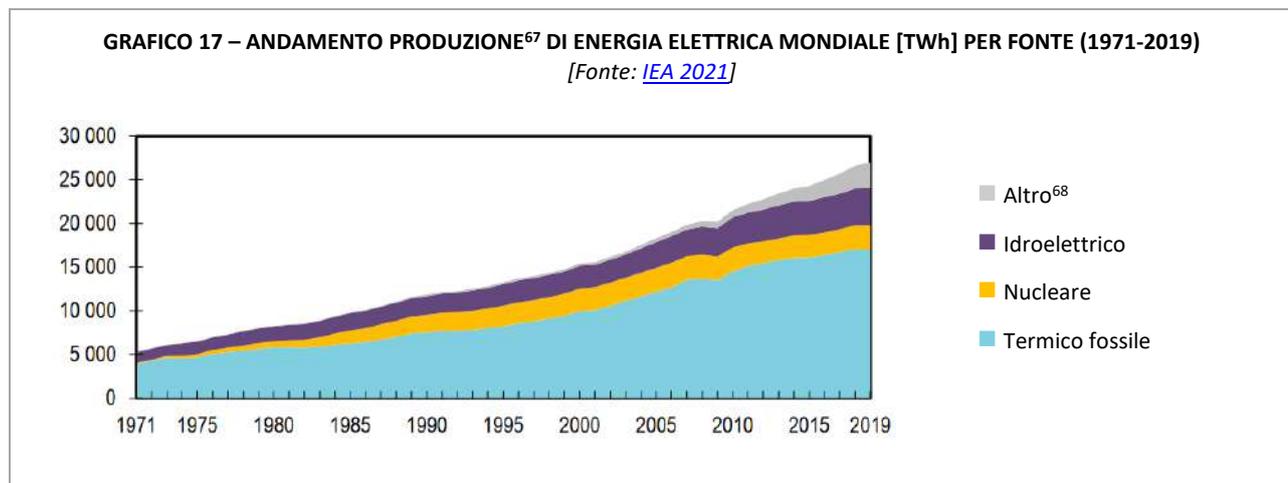
La ripresa della domanda di **kerosene avio** rimane bassa, anche per cambiamenti comportamentali, soprattutto delle strategie aziendali, mentre la domanda di benzina è particolarmente elevata, probabilmente per maggiore uso dell'auto privata rispetto ai mezzi pubblici successiva all'allentamento delle restrizioni **COVID-19**. La Cina, unico paese a registrare una crescita anche nell'anno della pandemia, segna aumenti importanti anche nel 2021.

A livello di offerta, la crescita USA (+0,2 Mb/g) è penalizzata da alcuni eventi climatici estremi e dalle politiche delle compagnie *oil&gas* che rallentano i nuovi investimenti: il bilancio mondiale nel 2021 chiude con un deficit di offerta di -2,3 Mb/g, con scorte inferiori alla media dell'ultimo quinquennio.

Nel 2021 il **gas naturale** ha registrato consumi mondiali in aumento del 4,5% rispetto all'anno precedente, recuperando il calo registrato nel 2020: la crescita è imputabile principalmente al primo semestre 2021 ed è dovuta al rilancio dell'attività economica e a un inverno più freddo della stagione precedente, eccezionalmente mite, mentre ha subito un arresto nel secondo semestre, anche per l'inasprimento dei prezzi spot del gas in Europa e in Asia, che ha comportato i primi tagli alla domanda soprattutto nei settori maggiormente *price sensitive*.

A livello mondiale permane un ruolo importante del **carbone**, in particolare nella produzione di energia elettrica, con importazioni in forte crescita nei Paesi asiatici ma anche in alcuni Stati dell'area europea, in particolare Paesi Bassi, Spagna, Regno Unito e Germania.

Per quanto riguarda la **produzione di energia elettrica**, si evidenzia un trend di crescita ancora più marcato dei precedenti, con una crescita del 439% rispetto al 1971 (rif. [GRAFICO 17](#)).



⁶⁵ Rif. [MiTE 2022](#)

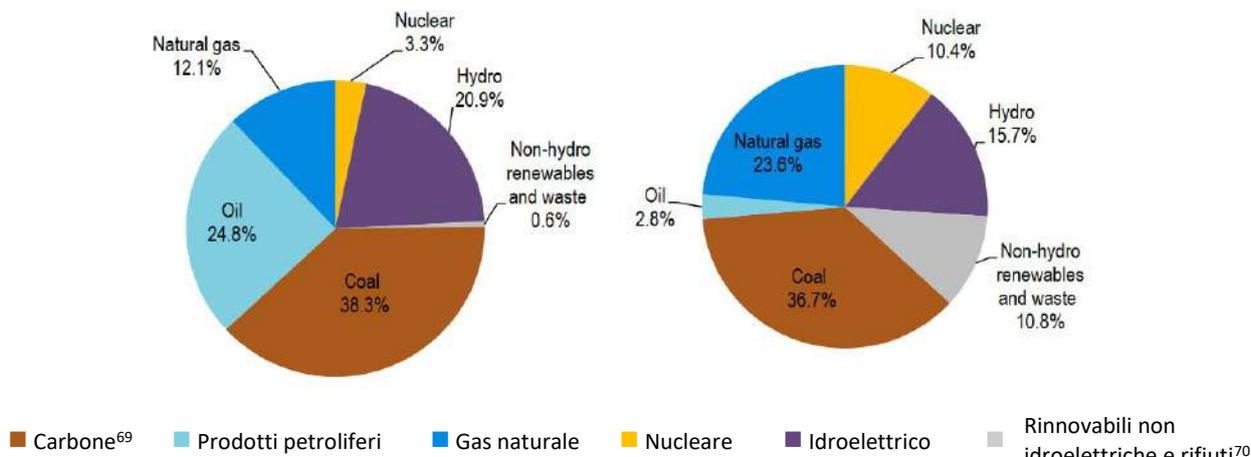
⁶⁶ Milioni di Barili giorno – 1 barile di petrolio = 159 litri

⁶⁷ Esclude la produzione di energia elettrica da accumulo con pompaggio

⁶⁸ Include geotermico, solare, eolico, maree/onde/oceano, biocarburanti, rifiuti, calore e altro

GRAFICO 18 – PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MONDIALE – RIPARTIZIONE PERCENTUALE PER FONTE (1971;2019)

[Fonte: IEA 2021]

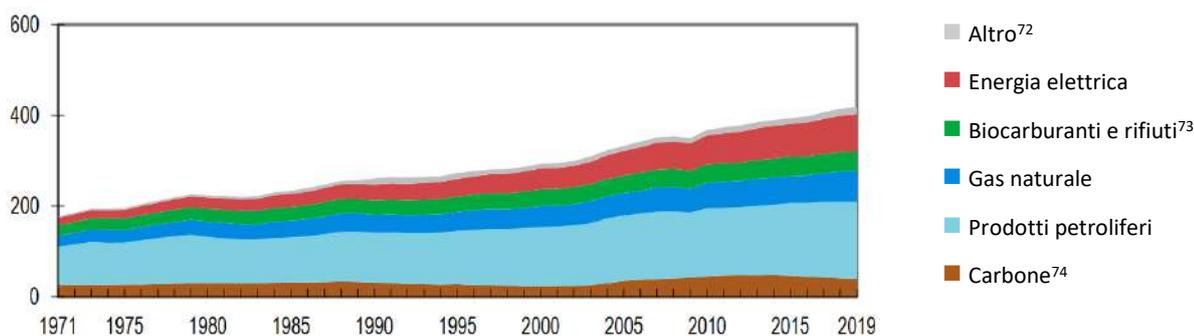


La crescita registrata nella produzione da **FER** è, tuttavia accompagnata da un'analogha crescita nel settore della generazione tradizionale, pur con un maggiore sbilanciamento verso il gas naturale rispetto ai prodotti petroliferi (rif. **GRAFICO 18**). Il settore delle **FER EL** nel 2021 ha raggiunto valori stimati⁷¹ di circa 3.064 GW, registrando un nuovo record di incremento di potenza installata (+257 GW, di cui 133 GW di fotovoltaico, 93 GW di eolico e 19 GW di idroelettrico). In Europa la capacità incrementale è stata di 32,4 GW, con un ruolo importante di Germania, Paesi Bassi, Spagna e Francia. La produzione globale di elettricità da **FER** ha raggiunto circa 7.900 TWh, di cui 4.300 TWh da idroelettrico, 1.500 TWh da eolico e 600 TWh da fotovoltaico.

Anche a livello di **consumi finali**, si registra un andamento in costante e forte crescita, con un aumento del 215% dal 1971, da 194 EJ a 418 EJ (rif. **GRAFICO 19**).

GRAFICO 19 – ANDAMENTO CONSUMI FINALI [EJ] MONDIALI PER FONTE (1971-2019)

[Fonte: IEA 2021]



Si nota in particolare come le **FER TER** risultino ancora residuali sul complessivo, a fronte di un trend in marcato aumento dei **consumi elettrici**, peraltro supportato dal trend di immatricolazioni dei **veicoli elettrici** che continua a registrare incrementi esponenziali, arrivando a un totale di circa 16,5 milioni di veicoli elettrici tra *Battery Electric*

⁶⁹ Nella voce "carbone" sono compresi la torba e gli scisti bituminosi.

⁷⁰ Include geotermico, solare, eolico, maree/onde/oceano, biocarburanti, rifiuti, calore e altro

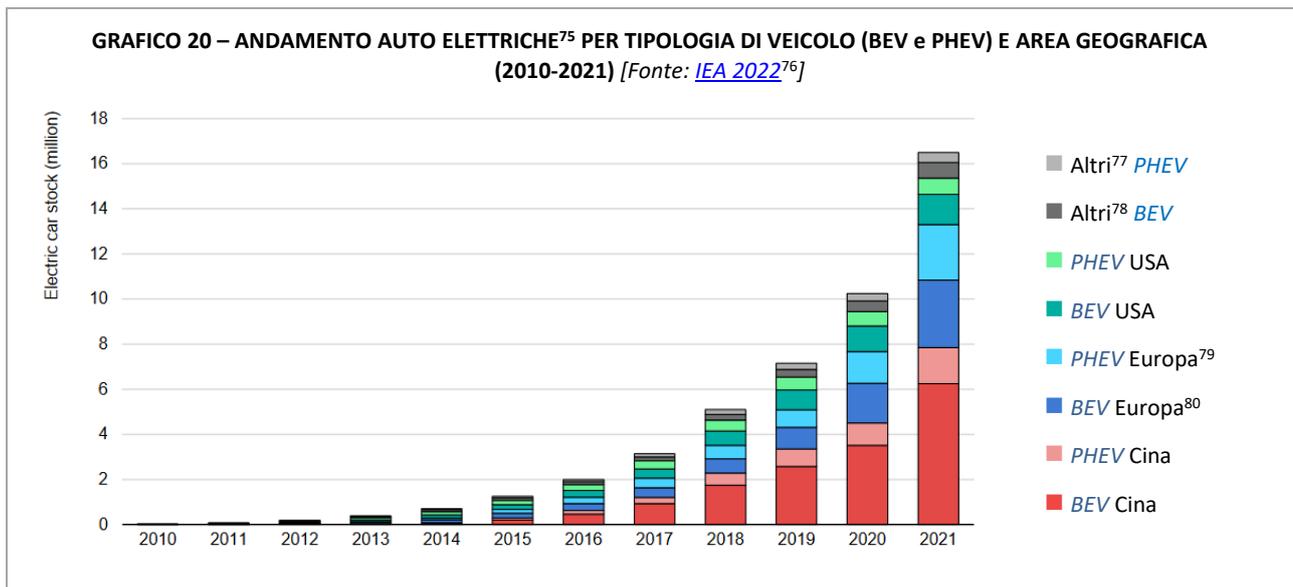
⁷¹ Rif. **IRENA 2022**

⁷² Include fonti geotermiche, solari, eoliche, maree/onde/oceani, calore e altre fonti

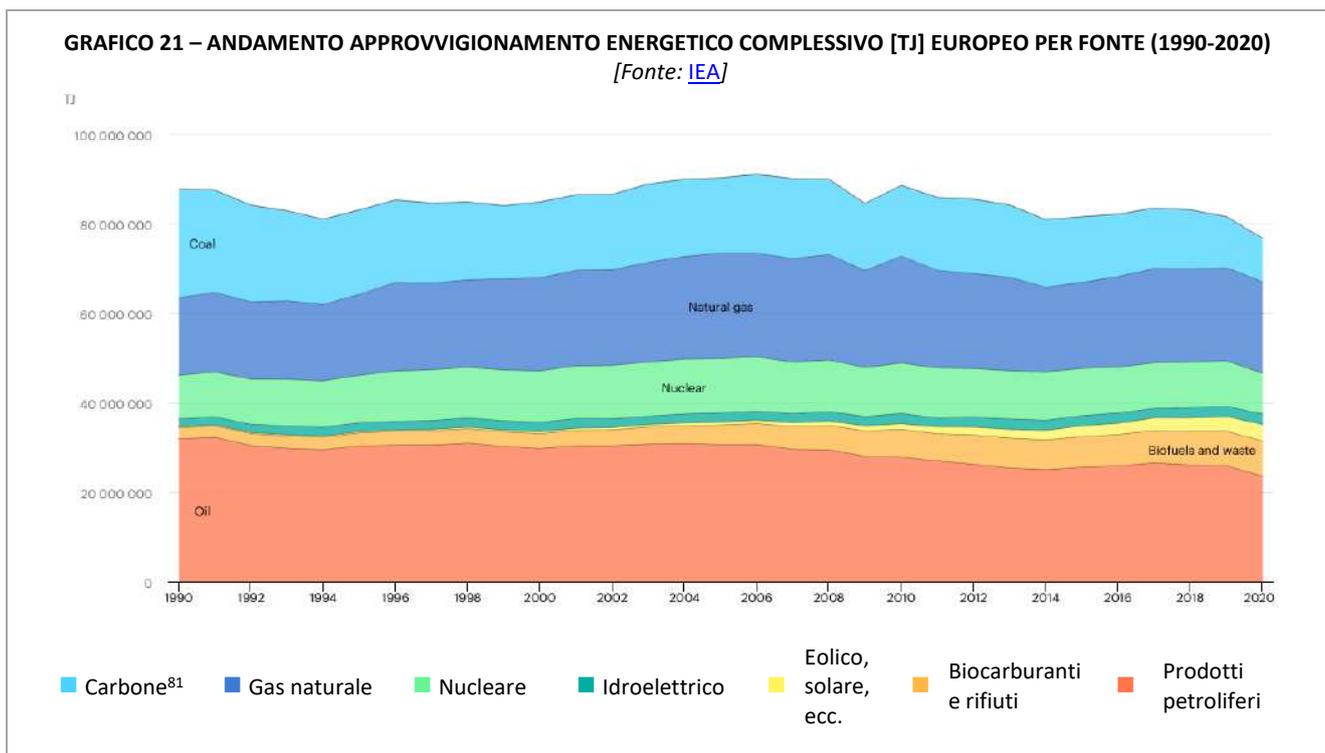
⁷³ I dati sono stati stimati per un certo numero di paesi.

⁷⁴ Nella voce "carbone" sono compresi la torba e gli scisti bituminosi.

Vehicle (BEV) e Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEV), sia per le politiche adottate in molti Paesi (incentivi e restrizioni), sia per l'incremento dell'offerta di modelli (rif. [GRAFICO 20](#)).



Per quanto riguarda l'Europa, senza entrare nel dettaglio, la situazione registrata è complessivamente analoga, con trend di discesa dei consumi non compatibili con gli obiettivi di decarbonizzazione fissati (rif. [Cap.1](#)) e un incremento di FER che, seppur importante, non raggiunge ancora livelli significativi rispetto al totale (rif. [GRAFICO 21](#)).



⁷⁵ Lo stock di auto elettriche in questa figura si riferisce ai veicoli leggeri per il trasporto passeggeri

⁷⁶ Analisi dell'IEA basata sui contributi dei diversi Paesi, integrata da ACEA; CAAM; EAFO; EV Volumes; Marklines

⁷⁷ "Altro" include Australia, Brasile, Canada, Cile, India, Giappone, Corea, Malesia, Messico, Nuova Zelanda, Sudafrica e Thailandia.

⁷⁸ Ut supra

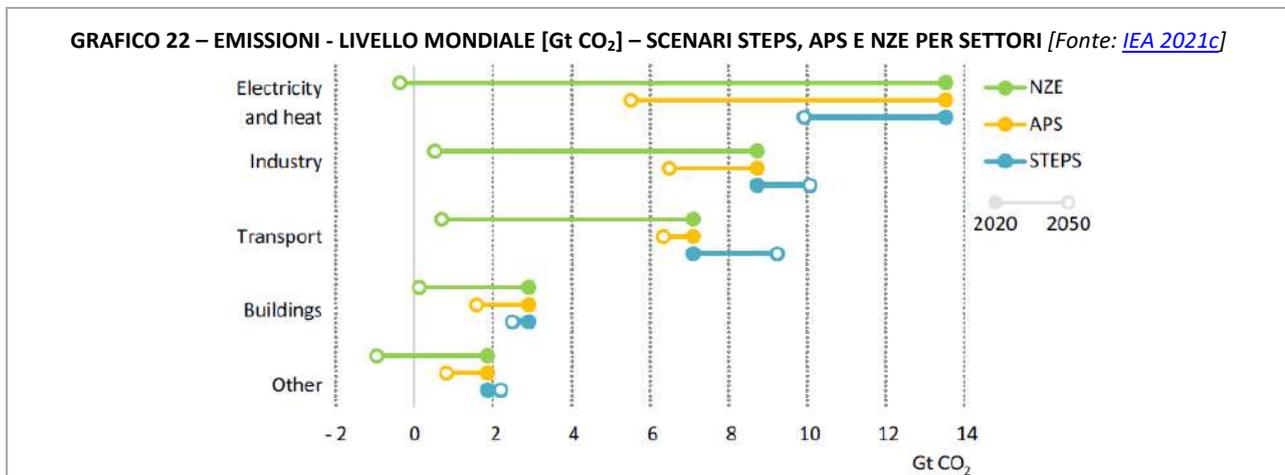
⁷⁹ "Europa" comprende gli Stati dell'UE, Norvegia, Islanda, Svizzera e Regno Unito

⁸⁰ Ut supra

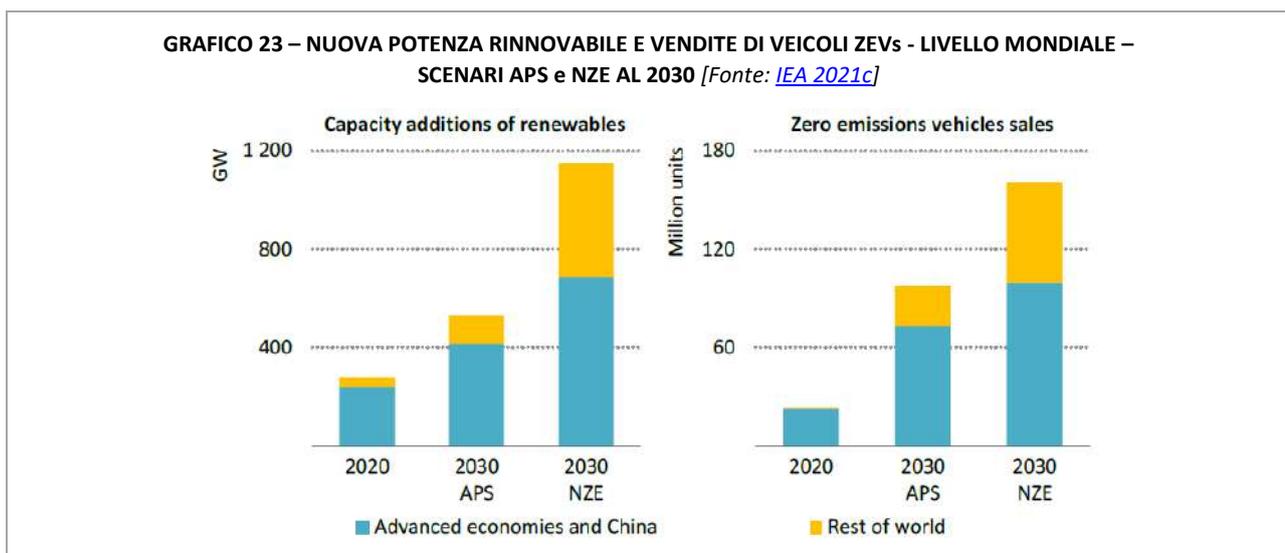
⁸¹ Nella voce "carbone" sono compresi la torba e gli scisti bituminosi.

A livello internazionale, l'*IEA*⁸² delinea tre scenari (rif. [GRAFICO 22](#)):

- **STEPS**: *Stated Policies Scenario*, ovvero lo scenario che segue l'andamento delle politiche energetiche attuali;
- **APS**: *Announced Pledges Scenario*, basato sul raggiungimento degli obiettivi internazionali in tema di cambiamento climatico e qualità dell'aria (NDCs⁸³ – rif. Cap. 1.2);
- **NZE**: *Net Zero Emissions by 2050 Scenario*, volto a raggiungere emissioni quasi nulle al 2050.



Dall'analisi si evince chiaramente la differenza tra i trend in essere e gli obiettivi posti dalla comunità internazionale e, pertanto, gli sforzi necessari. Tuttavia, da questa sfida senza precedenti emerge anche che un nuovo tipo di economia si sta affacciando, supportata da forti azioni politiche a livello internazionale, dall'innovazione tecnologica e dalla crescente consapevolezza circa l'urgenza di fronteggiare il cambiamento climatico. Sempre secondo *IEA*, la "clean electrification" sta diventando fondamentale e si ipotizza che nello scenario *NZE* la quota di consumi coperta da energia elettrica passi dall'attuale 20% al 50% (30% nello scenario *APS*): la crescita dell'elettricità prodotta da *FER* deve essere accompagnata, oltre che da investimenti sulle reti di trasmissione, da politiche di shift dei consumi da termico a elettrico, in particolare nel settore dei trasporti. In particolare, *IEA* stima che la generazione elettrica da *FER* continui a crescere con ritmi sostenuti, ipotizzando il raggiungimento, al 2026, di 4.800 GW installati e una produzione di circa 11.300 TWh, scenario⁸⁴ in cui il fotovoltaico dovrebbe rappresentare circa il 60% delle nuove installazioni (rif. [GRAFICO 23](#)).

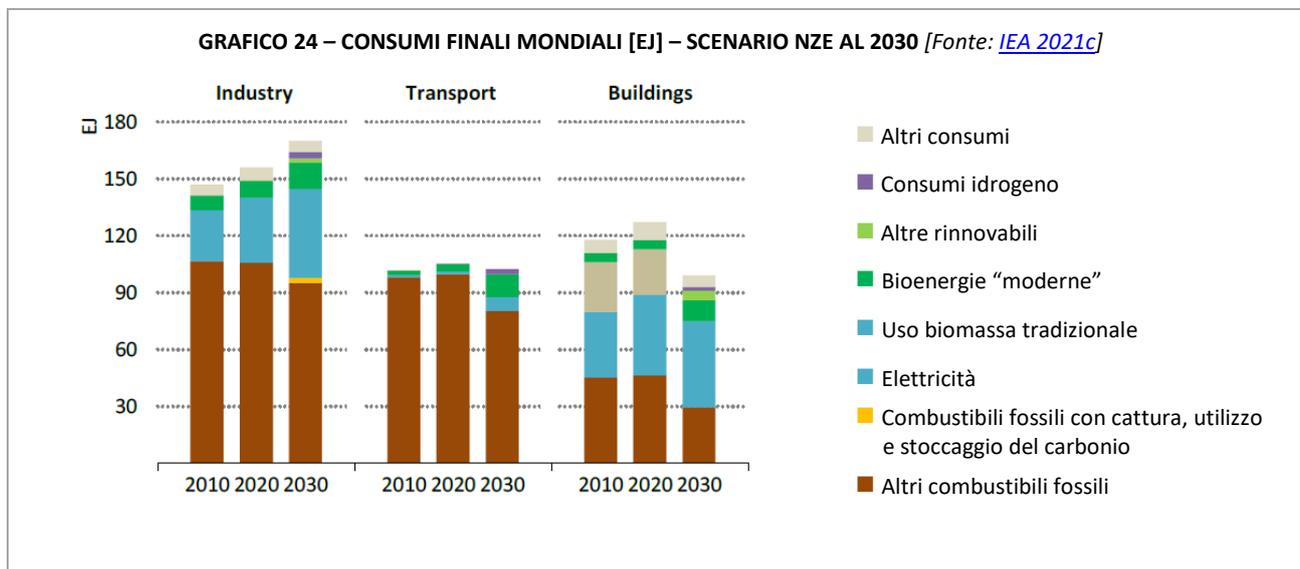


⁸² Rif. [IEA 2021a](#)

⁸³ *Nationally determined contributions, ovvero piano non vincolanti avanzati dai governi di tutto il mondo in termini di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra*

⁸⁴ Rif. [IEA 2021b](#)

Parallelamente, viene posta l'attenzione sulle misure di efficienza energetica, senza le quali i consumi mondiali potrebbero essere un terzo più alti rispetto al 2030 e su quelle di riduzione delle emissioni del metano (rif. [GRAFICO 24](#)).



Tuttavia, se le azioni sopra descritte avranno il peso più rilevante nel prossimo decennio, non possono, da sole, far transitare il sistema energetico mondiale verso i livelli *NZE* desiderati per il 2050. L'*IEA* stima che almeno la metà della riduzione delle emissioni attesa per il 2050 potrà arrivare da **tecnologie attualmente allo stadio dimostrativo/prototipale**, in particolare per quanto riguarda i settori *hard to abate* (industria pesante e trasporti di lunga distanza, dove l'elettrificazione non risulta una scelta "applicabile"). Inoltre, l'accelerazione richiesta nel processo di transizione energetica comporterà un incremento notevole della domanda di alcune materie prime, come litio, nichel, cobalto, manganese e grafite (batterie), rame e alluminio (reti elettriche), terre rare (magneti delle turbine eoliche e dei motori elettrici). Le principali tecnologie alla base del processo di transizione energetica necessitano, infatti, di elevate quantità di materie prime rispetto all'equivalente fossile (rif. [TABELLA 5](#)).

	Rame	Nichel	Cobalto	Litio	Terre rare	Cromo	Zinco	Alluminio	Platino
Eolico	●	●	●	●	●	●	●	●	●
FV	●	●	●	●	●	●	●	●	●
CSP	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Idroelettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Bioenergie	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Geotermoelettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Veicoli elettrici e accumuli	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Reti elettriche	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Idrogeno	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Nucleare	●	●	●	●	●	●	●	●	●

TABELLA 5 – Impiego delle materie critiche nelle diverse tecnologie: l'intensità del colore indica il livello di impiego della risorsa [Fonte: Elaborazione GSE su [IEA 2022b](#) e [EC 2020](#)]

A livello europeo periodicamente viene aggiornata la lista delle *materie critiche*, ovvero fondamentali da un punto di vista economico e caratterizzate da un elevato rischio di approvvigionamento. Tali materie prime risentono di un rischio geopolitico, correlato alla localizzazione geografica poco distribuita, alla volatilità dei prezzi, come avvenuto

recentemente in seguito alla repentina ripresa economica globale post-pandemia, nonché alle problematiche fisiche specifiche dei diversi materiali (depauperamento dei giacimenti, riduzione della qualità degli stessi, ecc.) (rif. FIGURA 22).

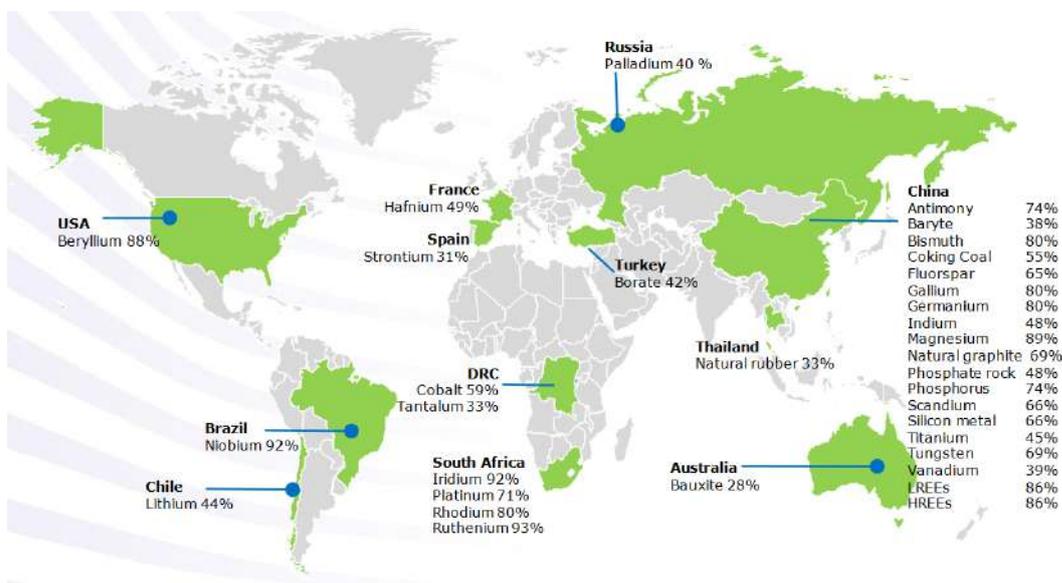
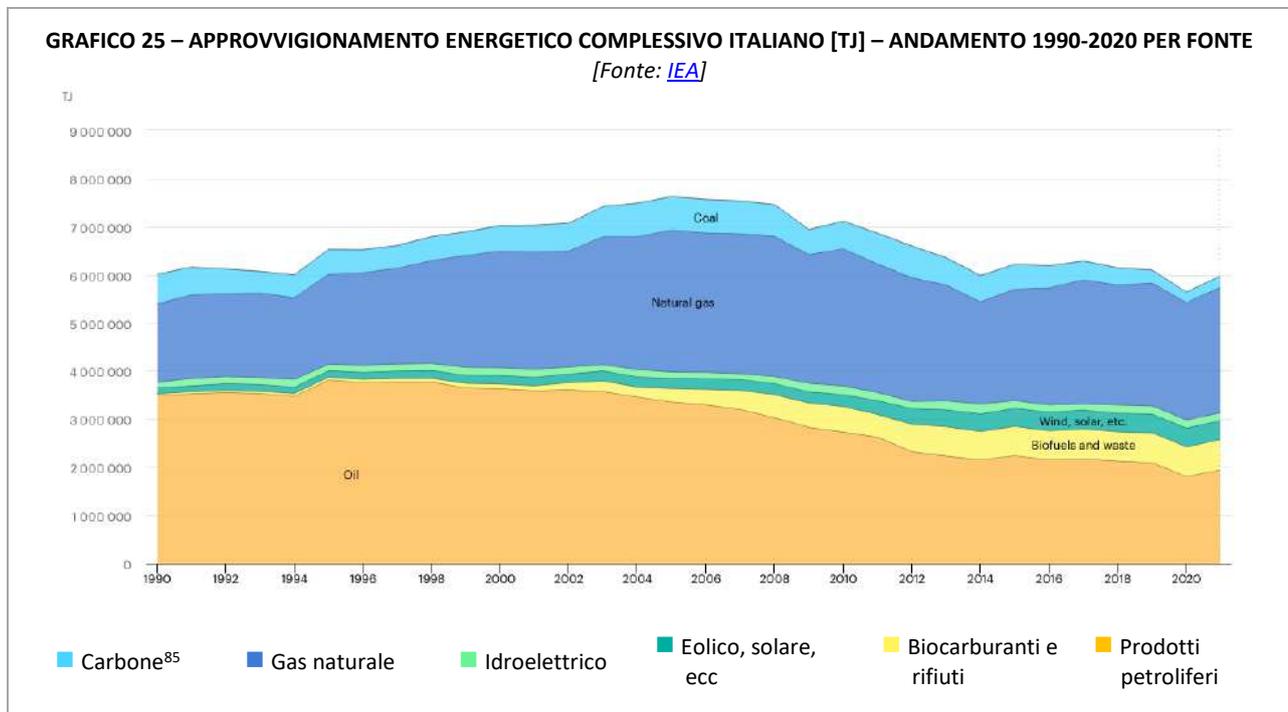


FIGURA 22 – Principali paesi fornitori di materie prime critiche all'UE [Fonte: EC 2020]

Nelle aree geografiche a forte necessità di import, come l'Europa, si punta al riciclo e al recupero delle materie prime, per cercare di mitigare il disallineamento tra domanda e offerta, attraverso l'uso circolare delle risorse, i prodotti sostenibili e l'innovazione, nonché a diversificare gli approvvigionamenti strategici.

2.2 Sistema energetico nazionale

Il sistema energetico italiano presenta, a partire dal 2006, una buona riduzione delle fonti fossili e del carbone e una significativa penetrazione delle FER, tuttavia tale trend di decrescita è dovuto non solo alle politiche di risparmio energetico attuate, ma anche alle crisi economiche attraversate successivamente al 2008 (rif. [GRAFICO 25](#)).



Dopo l’impatto della pandemia, la disponibilità energetica lorda nazionale è risultata, nel 2021, pari a 153.024 ktep (rif. [TABELLA 6](#)). Il rapporto tra le importazioni nette e la disponibilità interna lorda, che rappresenta un indicatore del grado di dipendenza del Paese dall’estero, è aumentato e si attesta al 74,9% al 2021, rappresentativo quindi della scarsa autosufficienza energetica della nazione.

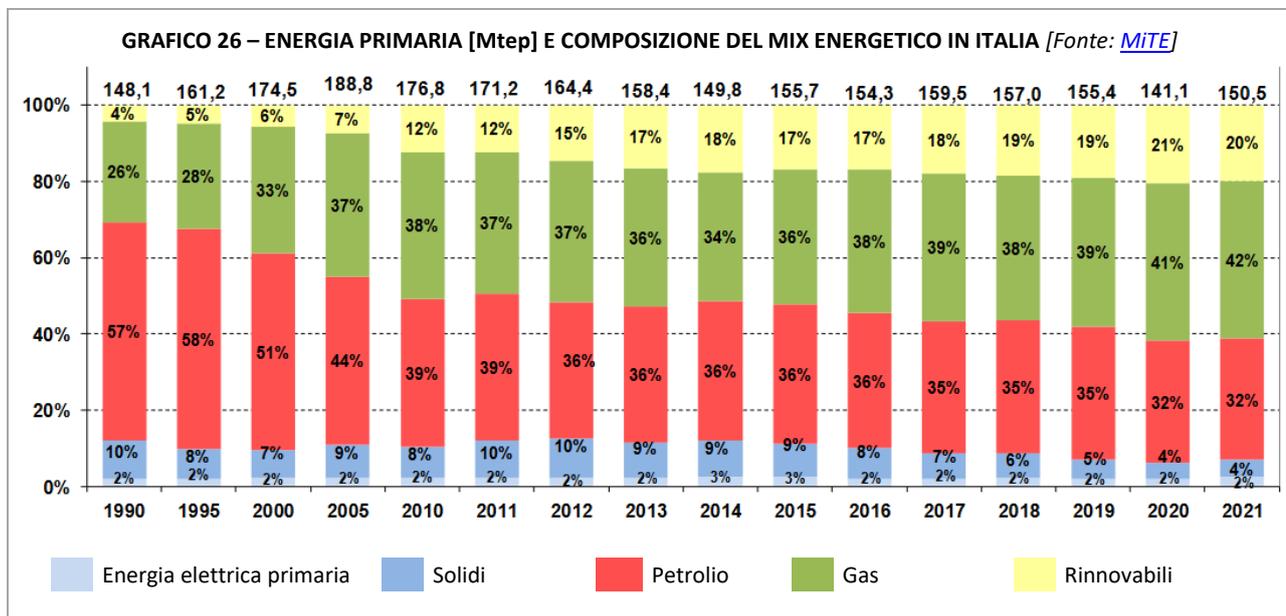
Disponibilità Interna Lorda [ktep]									
	2020	2021*							
	Totale	Combustibili solidi	Prodotti petroliferi	Gas naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica	Totale
+ Produzione	37.673	-	4.922	2.689	27.635	1.157	-	-	36.402
+ Saldo importazioni	131.128	5.572	71.664	59.783	2.840	-	-	4.004	143.863
- Saldo esportazioni	25.329	187	26.778	1.264	709	-	-	324	29.263
+ Variazioni scorte	564	168	522	1.303	28	-	-	-	2.021
= Disponibilità energetica lorda	144.035	5.552	50.330	62.511	29.794	1.157	-	3.680	153.024

(*) Dati provvisori

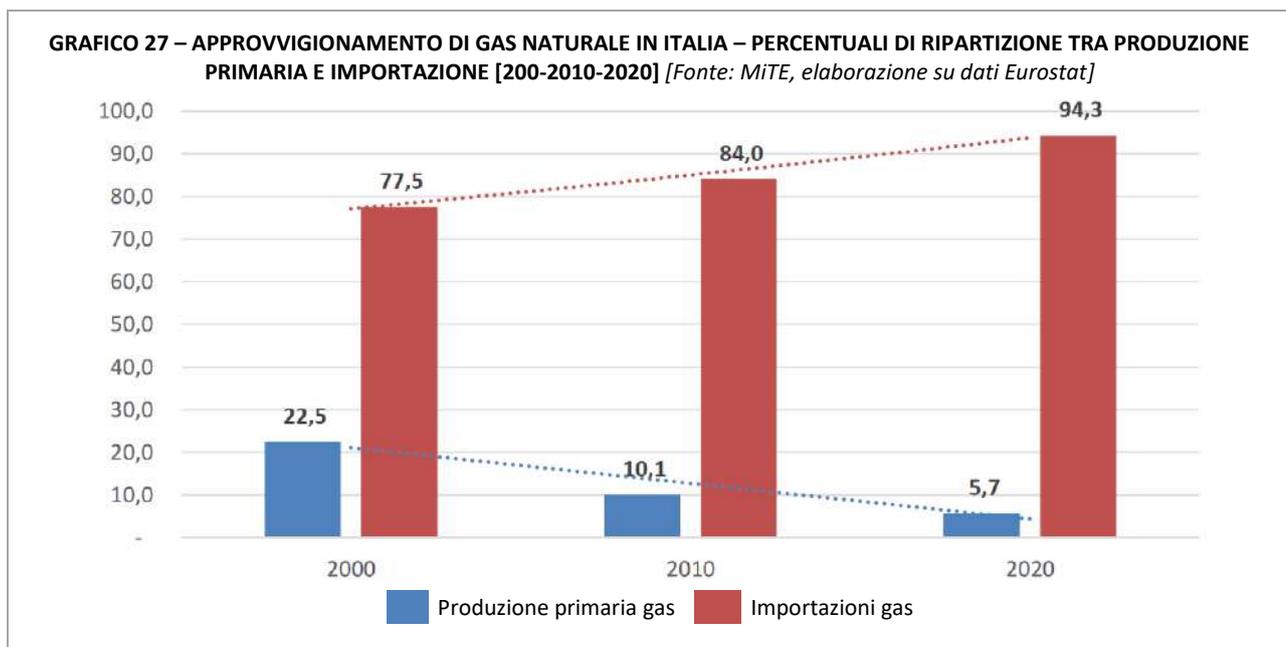
TABELLA 6 - Bilancio dell’energia in Italia – Disponibilità interna lorda [Fonte: rielaborazione dati MITE-Bilancio Energetico Nazionale]

⁸⁵ Nella voce “carbone” sono compresi la torba e gli scisti bituminosi.

La domanda di energia primaria è scesa dai 188,8 Mtep del 2005 ai 150,5 Mtep del 2021, con un decremento medio annuo del 2%. Dopo il calo anomalo registrato nel 2020, il 2021 è stato l'anno del grande rialzo dei consumi energetici con una crescita dell'8% rispetto al 2020, nonostante l'aumento senza precedenti dei prezzi di elettricità e gas (rif. [GRAFICO 26](#)).



Il **gas naturale** riveste un'importanza fondamentale nel mix energetico nazionale, in cui si è affermato per la versatilità di utilizzo e per la comodità tipica dei servizi a rete, decretando, assieme all'emergere delle **FER**, nel periodo che va dal 2000 al 2020, una progressiva riduzione nelle importazioni di petrolio e prodotti petroliferi (da 109.732 ktep a 65.725 ktep) e di carbone. Nell'approvvigionamento del gas naturale si evidenzia la crescente rilevanza delle importazioni per il soddisfacimento del fabbisogno nazionale e la decrescita progressiva della produzione primaria, che, se nel 2000 copriva il 22,5% del fabbisogno, nel 2020 raggiunge appena il 5,7% dello stesso, comportando complessivamente un'accresciuta dipendenza energetica dall'estero (rif. [GRAFICO 27](#)).



Come rappresentato nella successiva [TABELLA 7](#), per quanto riguarda la richiesta di **energia elettrica**, nel 2021 la stessa si è attestata su un valore di circa 317,6 TWh, in crescita rispetto all'anno precedente ma inferiore ai livelli pre-

pandemia. Il fabbisogno è stato soddisfatto principalmente dalla produzione nazionale (86,5%) che, al netto dell'energia assorbita per servizi ausiliari e pompaggi, è stata pari a 274,8 TWh. Il maggior apporto alla produzione lorda (284,7 TWh) è rappresentato dal termoelettrico non rinnovabile (59,7%), alimentato principalmente a gas naturale. Nel 2021, le FER hanno visto una diminuzione del ruolo dell'idroelettrico (15,7%), dovuta al calo e alla diversa distribuzione delle precipitazioni e un forte incremento di eolico e fotovoltaico (complessivamente 16,1%).

Bilancio Energia Elettrica [TWh]						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Produzione lorda di energia elettrica (a)	288,0	294,0	288,0	292,0	278,6	284,7
-idroelettrica (a)	42,4	36,2	48,8	46,3	47,6	44,7
-geotermoelettrica	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
-rifiuti urbani, biomasse, eolico, solare e altre rinnovabili	59,4	61,5	59,5	63,4	63,3	64,1
-termoelettrica tradizionale	179,9	190,1	173,6	176,2	161,7	170,0
Saldo import-export	37,0	37,8	43,9	38,1	32,2	42,8
Disponibilità lorda	325,0	331,8	331,9	330,1	310,8	327,5
Assorbimenti dei servizi ausiliari e perdite di pompaggio	10,7	11,3	10,5	10,5	9,6	9,9
Energia Elettrica richiesta	314,3	320,5	321,4	319,6	301,2	317,6

(*) Dati provvisori

(a) al netto della produzione da apporti di pompaggio

TABELLA 7 - Bilancio di copertura dell'energia elettrica (TWh) [Fonte: TERNA]

Le FER elettriche stanno confermato il loro ruolo fondamentale sul bilancio elettrico della nazione: l'incidenza sul Consumo Interno Lordo di energia elettrica (CIL), come evidenziato in TABELLA 8, si attesta a circa il 35%.

FER, CIL [TWh] e FER/CIL [%]								
Fonte	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Idraulica	58,5	45,5	42,4	36,2	48,8	46,3	47,6	44,7
Eolica	15,2	14,8	17,7	17,7	17,7	20,2	18,8	20,8
Solare	22,3	22,9	22,1	24,4	22,7	23,7	24,9	25
Geotermica	5,9	6,2	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9
Bioenergie (**)	18,7	19,4	19,5	19,4	19,2	19,6	19,6	18,3
Totale FER	120,7	108,9	108	103,9	114,4	115,8	116,9	114,7
CIL - Consumo Interno Lordo (***)	321,8	327,9	325,0	331,8	331,9	330,2	310,8	327,5
FER/CIL	37,5%	33,2%	33,2%	31,3%	34,5%	35,1%	37,6%	35,0%

(*) Dati provvisori

(**) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

(***) Il CIL è pari alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo scambi con l'estero ed è qui considerato al netto degli apporti da pompaggio. Per l'energia elettrica, tale grandezza corrisponde alla disponibilità lorda.

TABELLA 8 – Produzione lorda di energia elettrica da FER in Italia (TWh) [Fonte: TERNA, GSE]

Analizzando il settore elettrico, risulta utile un approfondimento specifico relativo al periodo del lockdown del 2020: in quel periodo, infatti, il crollo della domanda di elettricità ha portato a un conseguente balzo in avanti della quota FER sul totale consumato, con un aumento della quota generata da sole, vento e acqua al 55% dei consumi elettrici nazionali e con la definitiva dismissione degli impianti a carbone (circa 7,2 GW di potenza). In particolare, domenica 5 aprile 2020 è stata una giornata particolarmente significativa: alla bassa domanda tipica di una domenica

di primavera, ulteriormente ridotta a causa del lockdown, si è accompagnata una sostenuta produzione da FER e in particolare da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). Nello specifico, si è arrivati ad una quota di produzione media oraria del 70% da rinnovabili, principalmente da sole e vento. Questa giornata è quindi risultata, molto più della media annuale, prossima alla situazione di un sistema elettrico fortemente decarbonizzato, complice anche il basso prezzo del gas di quel periodo che ha ridotto ai minimi termini la produzione da carbone, simulando una sorta di “phase-out” e portando in evidenza i problemi da gestire in termini di rete elettrica.

Per quanto riguarda le FER termiche, si assiste a un incremento delle stesse, che si attestano a 458.262 TJ al 2021 (rif. TABELLA 9).

Energia termica da FER in Italia [TJ]								
Fonte	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Solare	7.519	7.955	8.383	8.745	9.151	9.550	9.895	10.239
Geotermica	5.424	5.558	6.032	6.272	6.242	6.347	5.885	5.884
Bioenergie (**)	295.056	325.757	317.664	343.385	322.297	324.814	315.243	338.069
Pompe di Calore (***)	108.010	108.208	109.219	110.966	108.696	104.606	103.638	104.070
Totale FER termiche	416.009	447.477	441.298	469.368	446.386	445.316	434.662	458.262
-di cui consumi diretti	375.468	409.580	402.376	429.187	406.549	403.445	393.372	417.277
-di cui produzione di calore derivato	40.541	37.897	38.922	40.181	39.837	41.871	41.290	40.985

(*) Stime preliminari

(**) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

(***) Alimentate da fonte aerotermica, geotermica o idrotermica.

TABELLA 9 – Energia termica da FER in Italia [TJ] [Fonte: rielaborazione dati GSE]

Nel settore dei trasporti, il consumo dei biocarburanti è aumentato, in particolare negli ultimi tre anni (rif. TABELLA 10). La tipologia di materia prima utilizzata è, invece, riportata nel GRAFICO 28.

Biocarburanti immessi in consumo in Italia [Mtep]								
Fonte	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*
Biodiesel (**)	1,06	1,14	1,01	1,03	1,22	1,25	1,24	1,39
Bioetanolo e bio-ETBE (***)	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03
Biometano	-	-	-	-	-	0,04	0,08	0,14
Totale	1,06	1,16	1,04	1,06	1,25	1,32	1,35	1,55

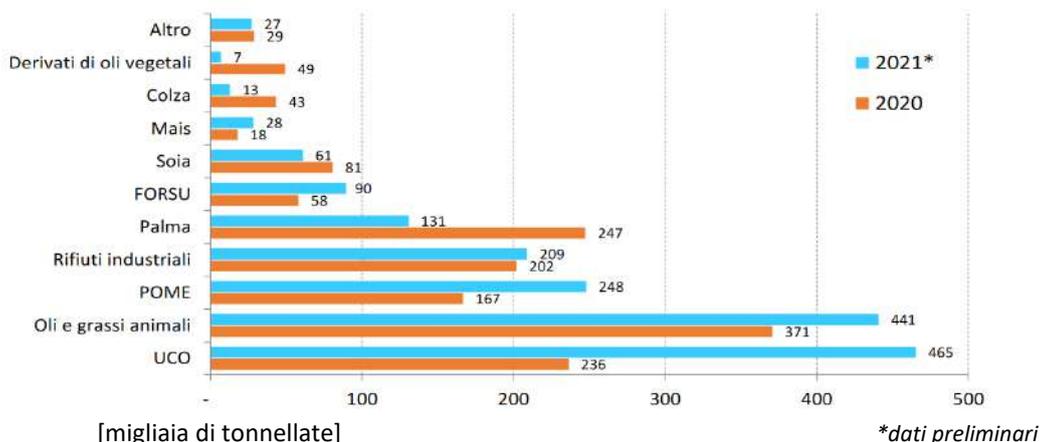
(*) Dati preliminari

(**) Biomasse solide, bioliquidi, biogas e frazione rinnovabile dei rifiuti

(***) Alimentate da fonte aerotermica, geotermica o idrotermica.

TABELLA 10 – Biocarburanti immessi in consumo in Italia [Mtep] [Fonte: rielaborazione dati GSE]

GRAFICO 28 – BIOCARBURANTI IMMESSI IN CONSUMO IN ITALIA PER MATERIA PRIMA [2020-2021] [Fonte: MiTE]



In Italia si è raggiunto un totale di 260.222 immatricolazioni di veicoli elettrici, di cui 118.034 BEV e 114.247 PHEV (rif. TABELLA 11).

Consistenza parco veicolare elettrico e relativi consumi di energia elettrica su strada					
	2017	2018	2019	2020	2021*
Parco veicolare alimentato ad energia elettrica(**)	20.070	30.426	49.949	113.169	260.222
-di cui autovetture BEV (elettriche pure)	7.560	12.156	22.728	53.079	118.034
-di cui autovetture PHEV (ibride plug-in)	5.268	9.871	16.313	43.720	114.247
-di cui altri veicoli (motocicli, autocarri, filobus, autobus)	7.242	8.399	10.908	16.370	27.941
Energia elettrica su strada (***) [ktep]	7,1	8,5	11,7	16,4	37,9

(*) Dati preliminari
 (**) Elaborazioni GSE su dati ACI, ANFIA, Aziende di trasporto pubblico locale
 (***) Comprende: motocicli, autovetture BEV, autovetture PHEV, autocarri, autobus, filobus

TABELLA 11 – Consistenza parco veicolare elettrico in Italia e relativi consumi di energia elettrica su strada

[Fonte: rielaborazione dati GSE]

Complessivamente, in Italia, nel 2021, il consumo finale energetico è aumentato dell'11,4% rispetto al 2020, arrivando a 114.781 ktep, da attribuire principalmente al settore trasporti (35.366 ktep) e al settore residenziale (33.165 ktep) (rif. TABELLA 12).

Consumi finali di energia [ktep]									
	2020	2021*							
	Totale	Combustibili solidi	Prodotti petroliferi	Gas naturale	Rinnovabili e bioliquidi	Rifiuti non rinnovabili	Calore derivato	Energia elettrica	Totale
Industria	23.861	444	1.866	8.863	421	282	2.788	10.792	25.456
Trasporti	28.976	-	31.848	1.146	1.415	-	-	957	35.366
Residenziale	30.656	-	1.962	17.668	6.867	-	889	5.779	33.165
Servizi	16.558	-	564	7.109	2.597	-	297	6.989	17.556
Agricoltura, Pesca e Altro	3.006	-	2.388	161	82	-	30	577	3.238
Consumo finale	103.057	444	38.628	34.947	11.382	282	4.004	25.094	114.781

(*) Dati provvisori

TABELLA 12 – Consumi finali in Italia (Mtep) [Fonte: rielaborazione dati GSE]

2.3 Crisi energetica

I mercati energetici hanno cominciato a dare segnali di forte rialzo dei prezzi già nel 2021 per una varietà di fattori, ma la situazione è sfociata in una vera e propria crisi energetica globale, secondo gli esperti peggiore di quella petrolifera del 1973, in seguito all'invasione dell'Ucraina da parte della Russia nel febbraio 2022. Il conflitto, oltre alle devastanti conseguenze sul territorio direttamente interessato, sta avendo forti ripercussioni sui mercati dei prodotti alimentari (già messi alla prova da cambiamenti climatici e dal COVID-19) e sui mercati energetici, sia in termini di prezzi, sia di sicurezza nell'approvvigionamento.

Nelle economie emergenti e in via di sviluppo, dove la quota dei bilanci delle famiglie destinata a energia e cibo è maggiore, l'innalzamento delle bollette sta causando un aumento delle situazioni di povertà estrema e rallentando, se non invertendo, il trend volto a raggiungere un'energia accessibile a tutti. Anche nelle economie avanzate, i prezzi in salita hanno effetti negativi sull'inflazione e impatti sui soggetti più vulnerabili, rischiando di condurre molte famiglie in condizione di povertà, nonché di costringere molti stabilimenti produttivi a ridurre la produzione o anche chiudere: in generale, vi è un rallentamento della crescita economica al punto che alcuni paesi stanno rischiando una grave recessione.

Anche l'Europa sta attraversando una crisi energetica senza precedenti. Con la *Dichiarazione di Versailles*⁸⁶ nel marzo 2022 i leader dell'UE hanno convenuto di affrancare il più rapidamente possibile l'UE dalla dipendenza dai combustibili fossili russi, in particolare:

- a) accelerando la riduzione della dipendenza complessiva dai combustibili fossili, tenendo conto delle circostanze nazionali e delle scelte degli Stati membri in merito al loro mix energetico;
- b) diversificando l'approvvigionamento e le relative rotte, anche attraverso l'uso del GNL e lo sviluppo di biogas;
- c) sviluppando ulteriormente un mercato dell'idrogeno per l'Europa;
- d) accelerando lo sviluppo delle energie rinnovabili e la produzione delle loro componenti chiave, come anche snellendo le procedure di autorizzazione per accelerare i progetti energetici;
- e) completando e migliorando l'interconnessione delle reti europee del gas e dell'elettricità e sincronizzando completamente le reti elettriche in tutta l'UE;
- f) rafforzando la pianificazione di emergenza dell'UE per la sicurezza dell'approvvigionamento;
- g) migliorando l'efficienza energetica e la gestione del consumo di energia nonché promuovendo un approccio più circolare ai modelli di produzione e di consumo.

In seguito a tale dichiarazione, l'Agenda politica dell'UE è stata concentrata su questa tematica, di cui si riepilogano, per quanto in divenire, alcuni tra i principali passaggi.

Presentazione del piano **RePowerEU**, con l'obiettivo di ridurre la dipendenza dell'UE dai combustibili fossili russi accelerando la transizione e costruendo un sistema energetico più resiliente. Sono quattro le azioni previste per rispondere in modo appropriato alla crisi energetica:

- risparmiare energia;
- diversificare l'approvvigionamento;
- sostituire rapidamente i combustibili fossili accelerando la transizione europea all'energia pulita;
- combinare investimenti e riforme in modo intelligente.

18 maggio 2022

Il piano prevede investimenti per oltre 210 miliardi di euro nei prossimi 5 anni, in parte provenienti dal Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza (225 mld euro sotto forma di prestiti e 20 mld euro in forma di sovvenzioni). A tal fine gli Stati membri potranno aggiungere un capitolo REPowerEU ai loro piani di ripresa e resilienza (PNRR) per orientare gli investimenti verso le priorità REPowerEU. Inoltre, la politica di coesione 2021-2027 supporta già la decarbonizzazione e la transizione verde, investendo 100 miliardi di euro nelle energie rinnovabili, nell'idrogeno e nelle relative infrastrutture e ulteriori 26,9 miliardi dal fondo di coesione (7,5 %) e 7,5 miliardi dalla politica agricola comune 2023-2027 potrebbero essere dedicati a implementare REPowerEU.

⁸⁶ Rif. <https://www.consilium.europa.eu/media/54792/20220311-versailles-declaration-it.pdf>

3 giugno 2022	Adozione del sesto pacchetto di sanzioni , in cui viene vietato l'acquisto, l'importazione o il trasferimento di petrolio greggio e di alcuni prodotti petroliferi dalla Russia all'UE. L' affrancamento dal petrolio russo è graduale e prevede un'eccezione temporanea per le importazioni di petrolio greggio fornito mediante oleodotto negli Stati membri dell'UE che, data la loro situazione geografica, soffrono di una dipendenza specifica dagli approvvigionamenti russi e non dispongono di opzioni alternative praticabili.
27 giugno 2022	Adozione del Regolamento sullo stoccaggio del gas volto a garantire che, nonostante le perturbazioni osservate nel mercato del gas, le capacità di stoccaggio di gas nell'UE siano soddisfatte prima della stagione invernale e siano condivise tra gli Stati membri in uno spirito di solidarietà. Il regolamento prevede che almeno l'80% delle capacità di stoccaggio sotterraneo del gas nel territorio degli Stati membri venga riempito prima dell'inizio dell'inverno 2022/2023 e il 90% prima dell'inizio dei periodi invernali successivi.
5 agosto 2022	Viene adottato il Regolamento sulla riduzione volontaria della domanda di gas naturale del 15% nella stagione invernale 2022/2023, in seguito all'accordo politico del 26 luglio 2022.
6 ottobre 2022	Viene adottato un Regolamento per far fronte al rincaro dei prezzi dell'energia , introducendo misure volte a ridurre il consumo di energia elettrica e a incassare e ridistribuire alle famiglie e alle PMI i ricavi eccedenti del settore energetico (limitazione dei ricavi dei produttori di energia elettrica e istituzione di un contributo di solidarietà da parte delle imprese che operano nel settore dei combustibili fossili).
24 novembre 2022	A seguito della proposta della Commissione presentata nell'ottobre 2022, il Consiglio raggiunge un accordo di massima sulle nuove misure di emergenza per contenere gli elevati prezzi dell'energia e migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento , in particolare: <ul style="list-style-type: none"> • migliorando la solidarietà in caso di emergenza e di carenza nell'approvvigionamento di gas; • garantendo un migliore coordinamento degli acquisti congiunti di gas; • limitando la volatilità dei prezzi del gas e dell'energia elettrica.
24 novembre 2022	Il Consiglio raggiunge un accordo sul contenuto di nuove norme volte ad accelerare le procedure di rilascio delle autorizzazioni relative ai progetti di energia rinnovabile , per accelerarne la diffusione.
14 dicembre 2022	Viene raggiunto un accordo provvisorio sulla proposta REPowerEU , che mira a rafforzare l'autonomia strategica dell'Unione diversificando l'approvvigionamento energetico e potenziandone l'indipendenza e la sicurezza. Tra gli obiettivi principali di REPowerEU figurano l'aumento della resilienza, della sicurezza e della sostenibilità del sistema energetico dell'Unione attraverso la riduzione necessaria della dipendenza dai combustibili fossili e la diversificazione dell'approvvigionamento energetico a livello dell'Unione, anche aumentando la diffusione delle energie rinnovabili, l'efficienza energetica e la capacità di stoccaggio dell'energia.

Il conflitto ha incrementato la fragilità del sistema globale con forti ricadute economiche e sociali, rafforzando tuttavia l'impegno e l'azione dell'Unione europea, che ha avviato le misure sopra descritte per sanzionare e ridurre la dipendenza energetica dalla Russia. Queste misure rappresentano un test critico per la transizione verso un'economia più sostenibile dal punto di vista ambientale e più giusta da un punto di vista sociale. Nonostante la stretta collaborazione tra i Paesi membri per **contrastare l'aumento dei prezzi** e **garantire la sicurezza delle forniture**, la situazione avrà presumibilmente conseguenze di lungo termine difficilmente quantificabili e prevedibili.

2.3.1 Andamento dei prezzi

Già dalla seconda metà del 2021 si è registrata una forte impennata dei prezzi delle forniture energetiche nel mondo, situazione poi inasprita, come specificato precedentemente, dal conflitto russo ucraino.

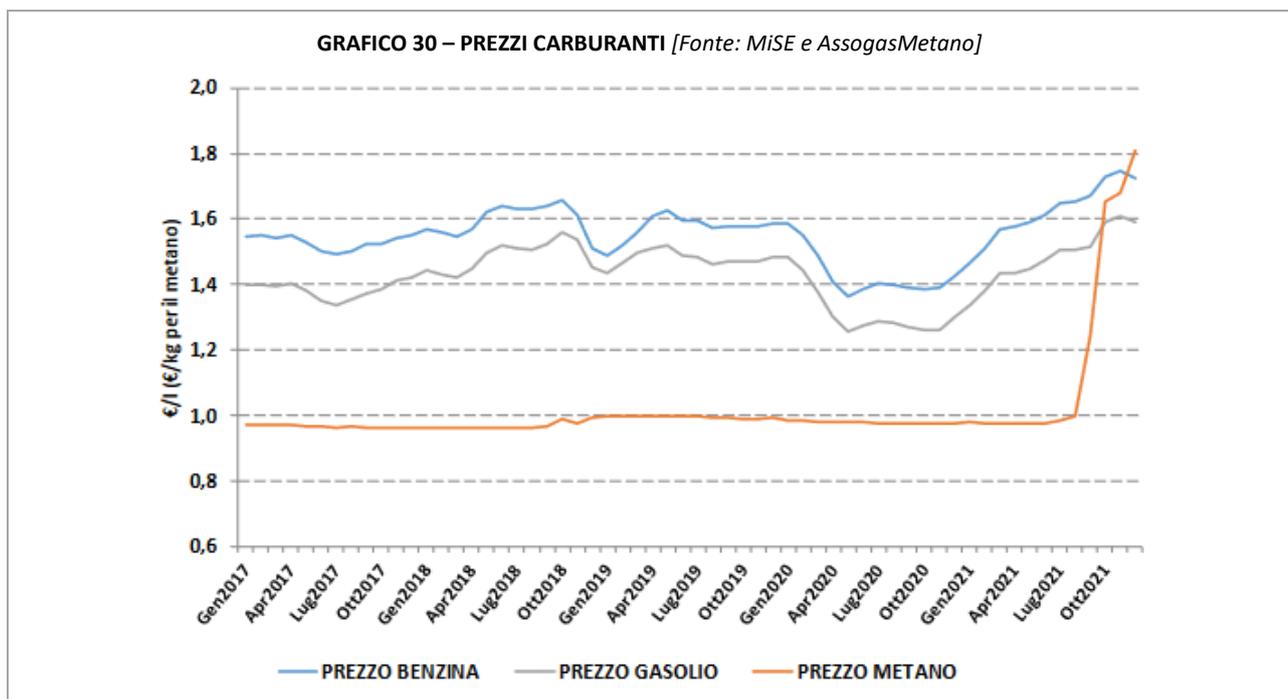
Il mercato dei **prodotti petroliferi** ha segnalato un forte aumento del prezzo medio del Brent (70,7 \$/b, con un incremento di +29,1 \$/b rispetto al 2020 e punte di 80 \$/b nel mese di ottobre), ma è con l'invasione russa

dell'Ucraina che il Brent è schizzato sopra i 100 \$/b e il mercato è diventato estremamente volatile, registrando le oscillazioni dei prezzi intra-day più elevate di sempre.

I prezzi del **gas naturale**, dopo i minimi del 2020 causati dalla crisi pandemica, hanno registrato forti incrementi già nel 2021, in parte anche per una sostenuta ripresa della domanda non compensata da un idoneo adeguamento delle forniture, dovute a vari motivi, in parte congiunturali e in parte strutturali (rif. **GRAFICO 29**).⁸⁷ Il conflitto ha poi esacerbato la situazione, con particolare impatto nell'Unione Europea per la sua storica condizione di dipendenza dalle importazioni di gas russo.



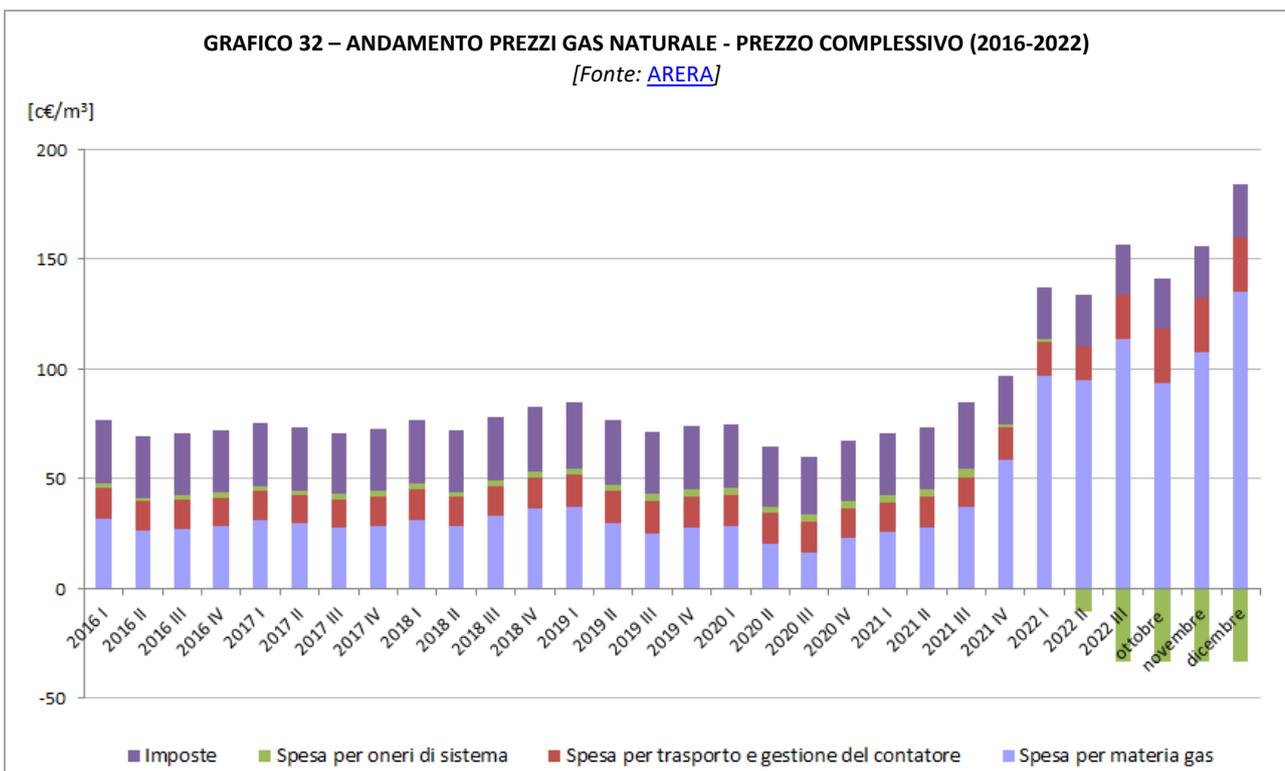
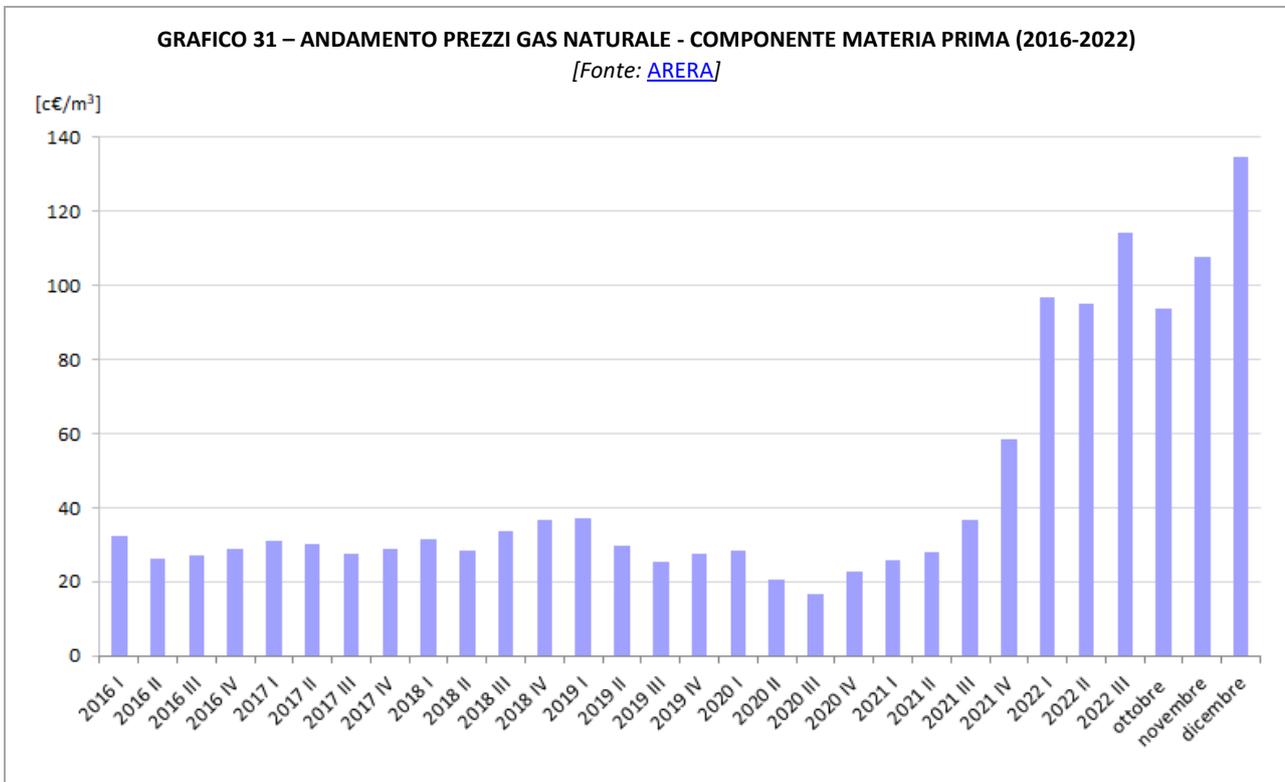
L'utilizzo del gas naturale come carburante per autotrazione, finora supportato dalla competitività del prezzo e dalla sostanziale stabilità rispetto alla volatilità dei carburanti petroliferi, nell'ultimo semestre 2021 ha seguito l'impennata del prezzo del gas sui mercati internazionali e ha subito un incremento repentino, raddoppiando quasi i valori storicamente attestati appena sotto 1€/kg (rif. **GRAFICO 30**).



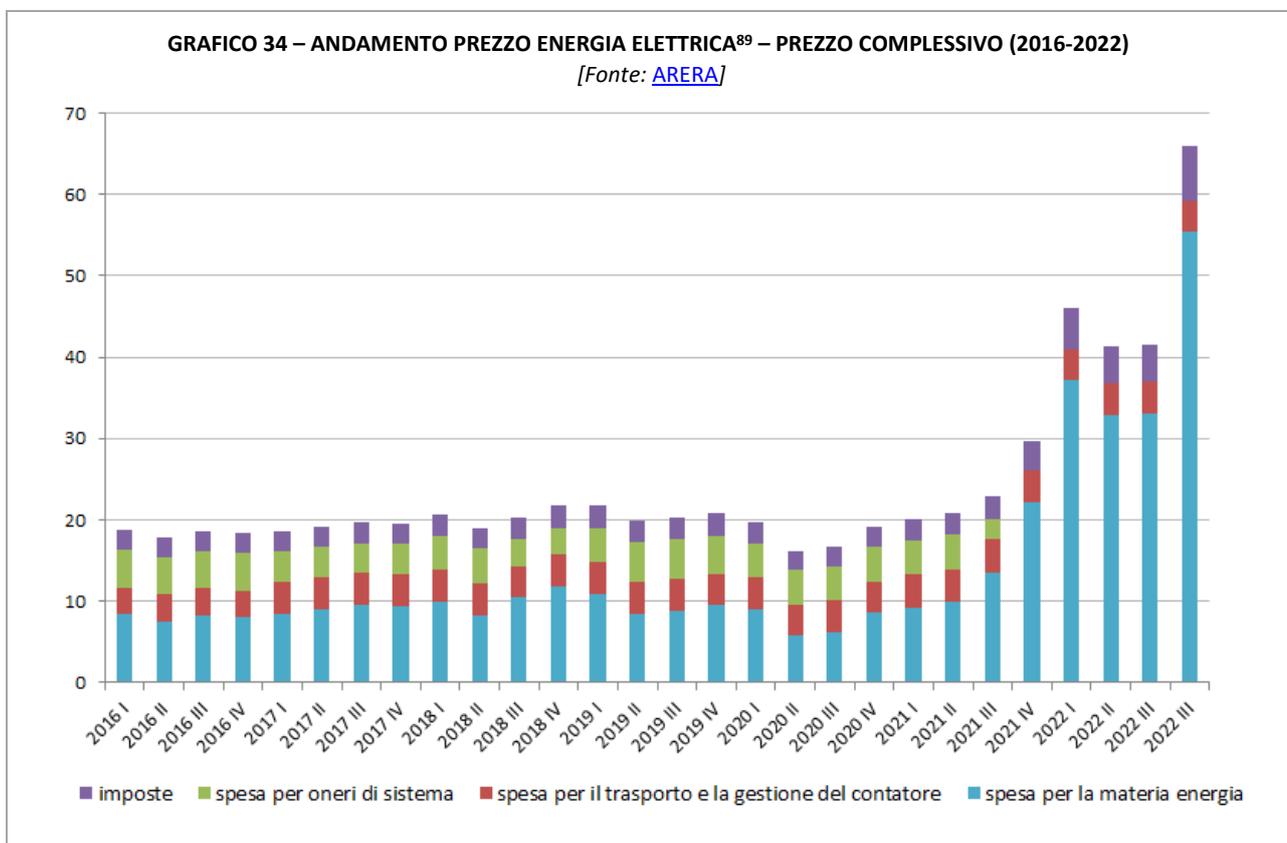
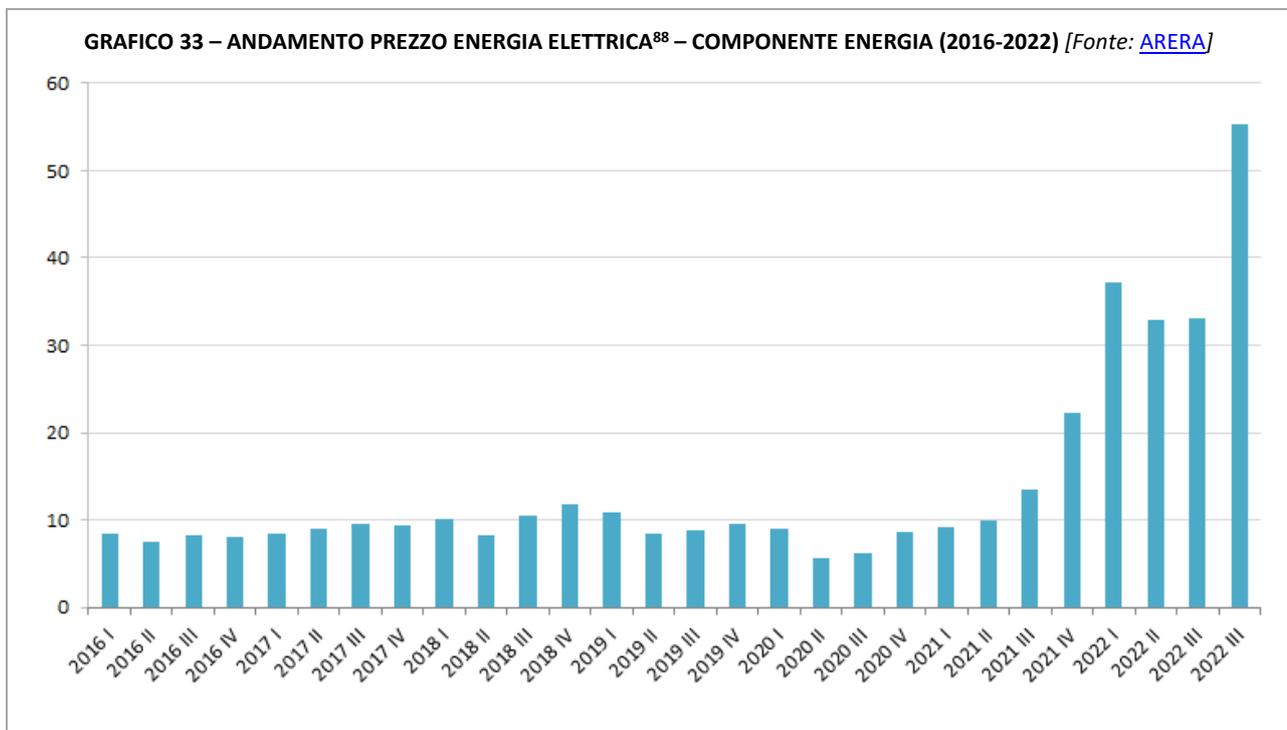
⁸⁷ Per approfondimenti: [MiTE 2022](#)

Gli effetti della crisi energetica hanno potenzialmente rischi elevati anche sullo sviluppo della produzione di tecnologie per la transizione energetica: ad esempio, il prezzo del litio, materia prima necessaria per le batterie dei veicoli elettrici, è aumentato sette volte a inizio 2022 rispetto all’anno precedente.

Con particolare riferimento ai mercati italiani, si nota come la componente energia del costo del gas naturale ha subito rialzi già a partire dal IV° trimestre del 2021 (rif. **GRAFICO 31**). Dal successivo **GRAFICO 32** si evince come siano intervenute le misure di calmierazione dei prezzi attraverso l’eliminazione degli oneri di sistema.



Analogamente la situazione si riflette sui costi dell'energia elettrica, sia analizzando la sola componente energia (GRAFICO 33), sia il prezzo complessivo (GRAFICO 34) dell'energia elettrica per un utente domestico tipo servito in maggior tutela.

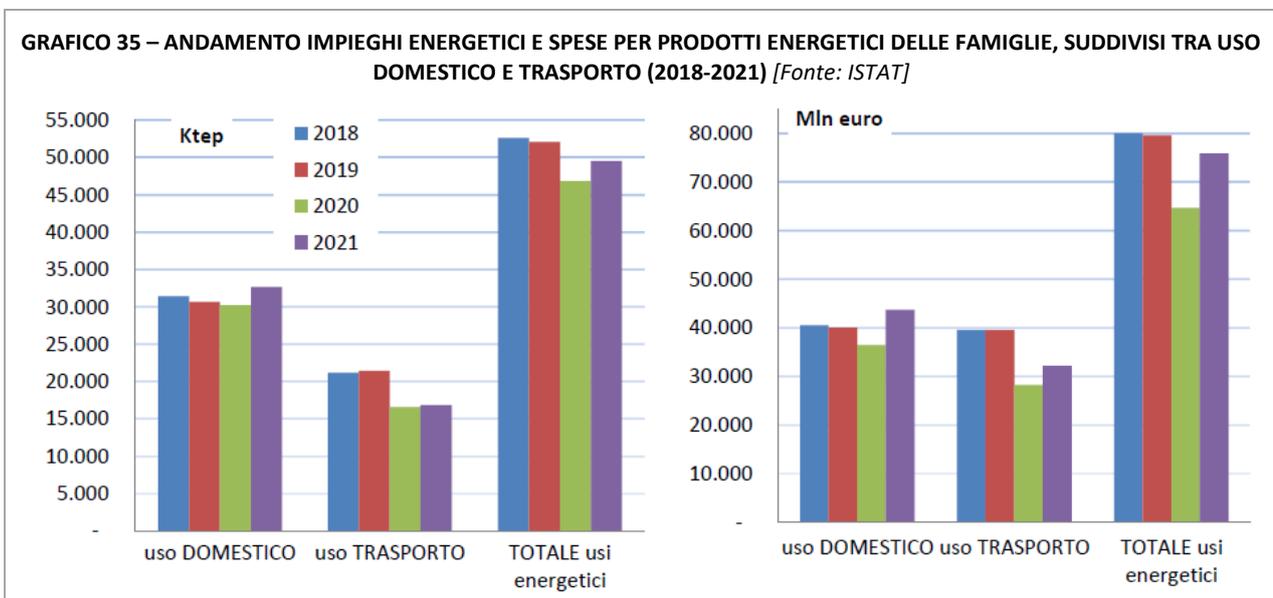


⁸⁸ Condizioni economiche di fornitura per una famiglia con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo in c€/kWh

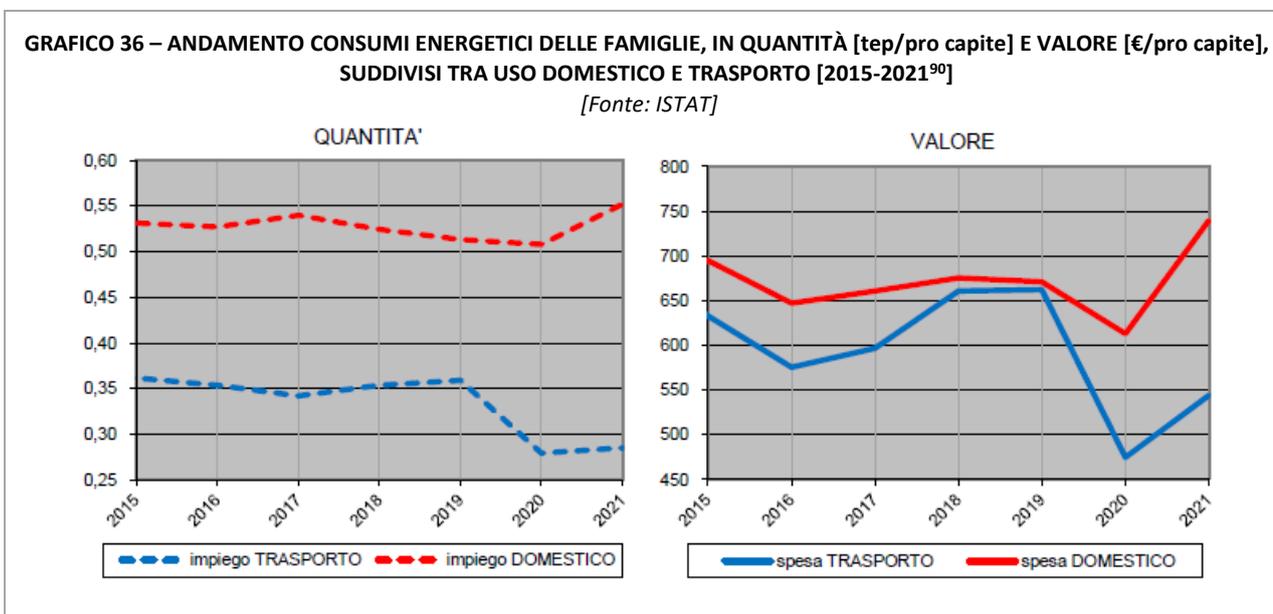
⁸⁹ Ut supra

2.3.2 Consumi energetici delle famiglie e povertà energetica

Nel 2021 le famiglie hanno consumato circa 49.470 ktep di energia, di cui la quota prevalente (66%), per usi domestici e il 34% per trasporto privato. A fronte della netta diminuzione registrata nel 2020 nei consumi energetici per “uso trasporto”, si evidenzia come il 2021 abbia registrato un aumento solo dell’1,5%, probabilmente per il parziale proseguimento delle misure anti COVID-19 (lockdown, smart working e didattica a distanza) che hanno avuto impatto sugli spostamenti (rif. [GRAFICO 35](#)).



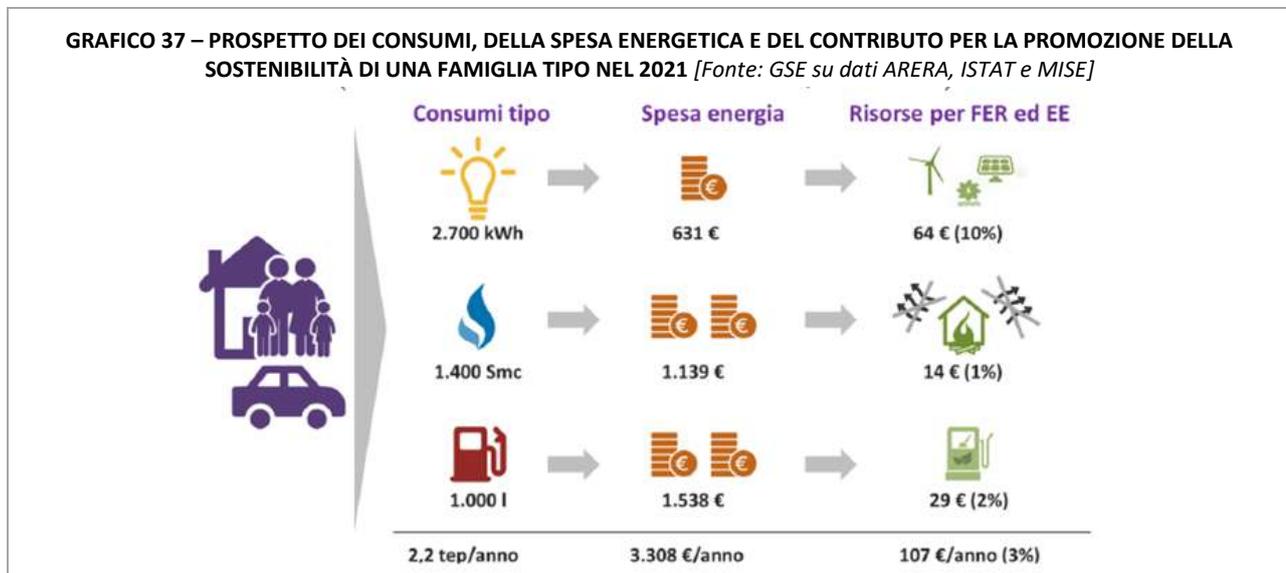
In termini monetari, il fabbisogno energetico delle famiglie ha comportato una spesa di 75,9 miliardi di euro, con percentuali di ripartizione leggermente differenti: 58% per uso domestico e 42% per il trasporto. La spesa energetica è aumentata, rispetto al 2020, del 17,4% (rif. [GRAFICO 36](#)).



Il consumo energetico pro capite delle famiglie in termini fisici è stato sostanzialmente costante fino al 2019 (circa 0,88 tep/pro capite), scendendo a 0,79 tep nel 2020 e risalendo a 0,84 tep nel 2021. Lo stesso indicatore in termini di spesa energetica risente, invece, dell’impennata dei prezzi al consumo registrati nel 2021, con particolare impatto nell’uso domestico (nel 2021 si è registrato un aumento del 20,6% rispetto al 2020 e del 10,3% rispetto al 2019) (rif.

⁹⁰ I dati degli anni 2020 e 2021 sono provvisori

GRAFICO 36). La famiglia “tipo” (4 componenti, zona climatica E, 15.000 km/anno percorsi con mezzo privato) consuma circa 1.400 mc di gas naturale e 2.700 kWh di energia elettrica, oltre a 1.000 litri di carburante, con una spesa media che se negli ultimi anni si attestava a circa 3.000€, pari al 10% di un reddito medio *ISTAT*, nel 2021 si è avvicinata a 3.308 euro. Di tale importo, circa 107 euro sono stati destinati a contribuire alla promozione della sostenibilità, quota in diminuzione rispetto agli anni precedenti (rif. GRAFICO 37).



La povertà energetica

Il progressivo incremento delle risorse familiari destinate alla spesa energetica potrebbe inasprire il fenomeno della **povertà energetica (PE_n)**, intesa come la difficoltà ad acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici oppure come la condizione per cui l’accesso ai servizi energetici implica una distrazione di risorse (in termini di spesa o di reddito), superiore a quanto socialmente accettabile. Uno degli obiettivi di sviluppo sostenibile è proprio quello di garantire l’accesso universale ai servizi energetici a prezzi accessibili, affidabili e moderni entro il 2030⁹¹. Nei Paesi in via di sviluppo la povertà energetica riguarda circa 1 miliardo di persone che non hanno accesso fisico alla rete elettrica e circa 2,7 miliardi di persone che usano combustibili sporchi e inquinanti per cucinare⁹². Nelle economie avanzate, invece, la criticità riguarda un numero non trascurabile di famiglie che, pur avendo accesso ai sistemi, non possono permettersi di consumare tutta l’energia di cui avrebbero necessità o vi impegnano quote rilevanti del proprio reddito. Il tema è sempre più all’attenzione delle istituzioni europee e italiane. Nel 2017 è stato istituito, su iniziativa della Commissione europea, l’*European Energy Poverty Observatory (Osservatorio Europeo sulla Povertà Energetica)*, con il compito di produrre statistiche affidabili e comparabili, divulgare le buone prassi e contrastare il fenomeno attraverso il coinvolgimento degli stakeholders. In Italia, nel 2019 erano oltre 2,2 milioni le famiglie in condizione di povertà energetica, pari all’8,5% del totale delle famiglie, in base alla misura adottata con la *SEN* del 2017. Nel *PNIEC* l’obiettivo è ridurre la povertà energetica entro il 2030 in un intervallo fra il 7% e l’8% del totale delle famiglie.

In generale, le politiche attivate per contrastare la povertà energetica possono essere di due tipologie:

- misure per ridurre la spesa energetica delle famiglie (es: bonus o tariffe sociali/sussidi a famiglie con redditi bassi, come il bonus elettrico e il bonus gas);
- misure per migliorare l’efficienza energetica delle abitazioni (regolamenti, agevolazioni fiscali, ecc.).

La situazione è stata sicuramente inasprita dalla pandemia e dall’evoluzione dei prezzi sopra descritta e dovrà quindi essere opportunamente presidiata a livello nazionale e locale.

⁹¹ Rif. *Agenda 2030*, Obiettivo 7, Traguardo 7.1

2.4 Quadro regolatorio

Di seguito vengono riepilogati, senza pretesa di completezza, i principali riferimenti, a livello europeo e nazionale, in ambito specificamente energetico, che possono influenzare gli obiettivi e le azioni del [PEAR VDA 2030](#).

2.4.1 Strategia energetica

Il livello europeo

Oltre a quanto già riportato nel capitolo [1.2](#) relativamente alle politiche di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici, nei quali il settore energetico ha un ruolo fondamentale ma non esclusivo, la Commissione europea si è dotata di una *strategia energetica*⁹³ basata su 5 pilastri:

- sicurezza energetica, solidarietà e fiducia;
- piena integrazione del mercato europeo dell'energia;
- efficienza energetica per contenere la domanda;
- decarbonizzazione dell'economia;
- ricerca, innovazione e competitività.

La Commissione europea ha poi presentato il **Clean energy for all Europeans package** (detto anche **Winter package** o **Clean Energy Package**) (**CEP**), con diverse proposte legislative, sempre finalizzate al raggiungimento degli obiettivi climatici al 2030 e al 2050, ma che riguardano più nello specifico il settore energetico e in particolare le **FER**, l'efficienza energetica, il mercato elettrico, la governance dell'Unione e la mobilità sostenibile. Le otto proposte legislative del **CEP**, riepilogate in [TABELLA 13](#), sono state completate nel 2019.

Regolamento 2018/1999/UE	Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima
Direttiva 2018/844/CE	Modifica della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
Direttiva 2002/49/CE	Modifica della Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
Direttiva 2018/2001/CE	Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili- RED II
Regolamento 2019/941/UE	Preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica
Regolamento 2019/942/UE	Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)
Regolamento 2019/943/UE	Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
Direttiva 2019/944/CE	Mercato interno dell'energia elettrica - IEM

TABELLA 13 – Elenco delle Direttive e Regolamenti del Clean Energy Package

In tema di pianificazione energetica e governance, il **CEP** prevedeva diversi obiettivi in materia di penetrazione delle **FER**, di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni di gas climalteranti e l'adozione, da parte degli Stati membri, di un *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*, da aggiornare con cadenza decennale.

Non si riportano di seguito tali obiettivi in quanto gli stessi sono stati oggetto di una importante revisione con nuovi target al rialzo. Come già descritto nel capitolo [1.2](#), infatti, nel giugno 2021 è stata adottata la *Legge europea sul clima*,⁹⁴ introducendo l'obiettivo di neutralità climatica al 2050 e prevedendo una riduzione delle emissioni al 2030 di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. A luglio dello stesso anno, è poi stato proposto il pacchetto *Fit for 55*⁹⁵ (*Pronti per il 55%*), ovvero una serie di proposte finalizzate ad adeguare i diversi atti legislativi dell'**UE**, tra i quali anche quelli previsti nel **CEP**, ai più sfidanti obiettivi della legge europea sul clima. Il pacchetto *Fit for 55* prevede proposte normative relative a tutto il settore energetico, come riportato in [FIGURA 23](#).

⁹³ Rif. [COM\(2015\) 80 final](#)

⁹⁴ Rif. [Regolamento 2021/1119/UE](#)

⁹⁵ Rif. [COM\(2021\) 550 final](#)

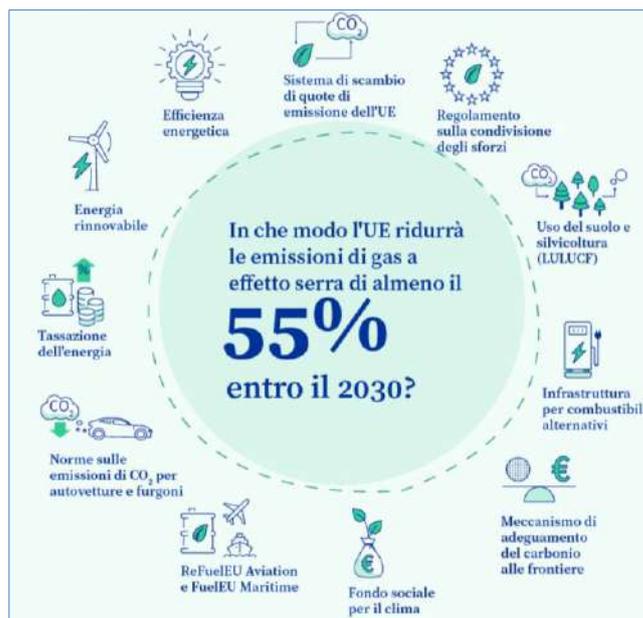


FIGURA 23 – Tematiche previste nel pacchetto *Fit For 55* [Fonte: [Consiglio Europeo](#)]

Nello specifico per quanto riguarda:

- **efficienza energetica:** la Commissione ha proposto di rivedere la vigente Direttiva sull'efficienza energetica aumentando l'obiettivo a livello dell'UE dal 32,5% al 36% per il consumo di energia finale e al 39% per il consumo di energia primaria. Per accelerare gli sforzi in materia di efficienza energetica da parte degli Stati membri, ha proposto maggiori obblighi annuali di risparmio energetico e nuove norme volte a ridurre il consumo di energia negli edifici pubblici, oltre a misure mirate per proteggere i consumatori vulnerabili;
- **energia rinnovabile:** il pacchetto *Fit for 55* comprende una proposta di revisione della Direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili, volta ad aumentare l'attuale obiettivo a livello dell'UE, pari ad almeno il 32% di fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico complessivo, portandolo ad almeno il 40% entro il 2030. Propone, inoltre, di introdurre o aumentare i sotto-obiettivi e le misure specifiche in tutti i settori, con particolare attenzione a quelli in cui finora si sono registrati progressi più lenti in relazione all'integrazione delle energie rinnovabili, specificatamente nei trasporti, nell'edilizia e nell'industria;
- **riduzione delle emissioni:** la principale modifica alla normativa vigente riguarda gli obiettivi da raggiungere entro il 2030, aumentando l'obiettivo di riduzione delle emissioni di *GHGs* dal 29% al 40% rispetto al 2005. Le nuove direttive sulle emissioni definiranno degli obiettivi vincolanti per ciascuno Stato membro.

Il livello nazionale

Le politiche e gli indirizzi di governance europei devono essere recepiti a livello nazionale dai singoli Stati membri. A livello italiano, il *PNIEC* è stato inviato alla Commissione europea nel 2020 al termine di un percorso avviato nel 2018⁹⁶, in cui è stato aggiornato e integrato quanto previsto nella precedente *Strategia Energetica Nazionale (SEN)* del 2017.

Il *PNIEC* è stato strutturato secondo "cinque dimensioni" delle politiche energetiche che riprendono i 5 pilastri della strategia energetica europea e che prevedono per il 2030:

- **decarbonizzazione** - riduzione importante delle emissioni di *GHGs*;
- **efficienza energetica** - riduzione dei consumi primari e dei consumi finali;
- **sicurezza energetica** - incremento di resilienza e flessibilità del sistema e sviluppo della rete;

⁹⁶ Il *PNIEC* è stato predisposto dal *MISE*, con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica) e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

- **mercato interno** - rafforzamento del mercato interno con incremento dell'autoproduzione, in particolare delle **FER**;
- **ricerca innovazione e competitività** - impegni nello sviluppo e implementazione della ricerca e nei sistemi di supporto alle imprese.

Più nello specifico, il **PNIEC** italiano si pone l'obiettivo di raggiungere (rif. **TABELLA 14**):

- una quota di energia da fonti rinnovabili sui Consumi Finali Lordi (**FER/CFL**) pari al 30%;
- una quota **FER/CFL** nel settore trasporti del 22%;
- una riduzione dei consumi primari del 43% rispetto allo scenario di riferimento,⁹⁷ che equivale a raggiungere un consumo finale di 104 Mtep, con un risparmio medio annuo minimo dello 0,8%;
- 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica;
- una riduzione delle emissioni di **GHGs** rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non **ETS** del 33%;
- il phase out del carbone dalla generazione elettrica al 2025.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento	-	-	+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%	-	-43%	-
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%	-	-40%	-
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10%
Capacità di interconnessione elettrica (MW)	-	9.285	-	14.375

TABELLA 14 – Obiettivi **PNIEC italiano** [Fonte: rielaborazione da **PNIEC**]

Tuttavia, il **PNIEC** italiano è attualmente in fase di revisione, non essendo aggiornato né ai nuovi target europei delineati con il *Green Deal Europeo*, con la *Legge europea sul clima* (rif. Cap. 1.2) e con il pacchetto *Fit for 55*, né alle risoluzioni emerse in seguito al conflitto russo-ucraino (rif. Cap. 2.3).

In attesa di tale aggiornamento, previsto in bozza entro giugno 2023 e in versione definitiva entro giugno 2024, il *Piano della Transizione ecologica (PTE)* (rif. Cap. 1.3) fornisce un quadro delle politiche ambientali ed energetiche già coerente con le principali nuove politiche europee e con il **PNRR** (rif. Cap. 1.7).

Il **PTE** fissa degli obiettivi più sfidanti e nello specifico:

- **decarbonizzazione**: riduzione delle emissioni del 55% rispetto al 1990 e azzeramento delle emissioni di origine antropica al 2050;
- **efficientamento energetico**: riduzione dell'energia primaria del 45% rispetto allo scenario di riferimento;
- **sviluppo delle FER**: nuova capacità installata al **2030 di circa 70-75 GW**, al fine di raggiungere la quota del 72% di rinnovabili elettriche sul totale della produzione elettrica.

⁹⁷ Scenario PRIMES 2007

Inoltre, in attuazione dell'articolo 15 del Regolamento (UE) Governance, l'Italia ha presentato alla Commissione europea la *Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra*⁹⁸, che delinea il percorso per raggiungere la neutralità climatica entro il 2050.

2.4.2 Efficienza energetica

Il livello europeo

A livello europeo si è iniziato ad affrontare il tema dell'efficienza energetica nell'edilizia a partire dal 1993, con la *Direttiva 1993/76/UE (SAVE)*, ma è solo a seguito del *Protocollo di Kyoto* del 1997 che con la *Direttiva 2002/91/CE (Energy Performance Buildings Directive - EPBD)*, poi abrogata dalla *Direttiva 2010/31/UE (Energy Performance of Buildings Directive Recast - EPBD II)*, che l'Europa ha dato avvio a un cambiamento nella progettazione, favorendo il recupero e la riqualificazione energetica del patrimonio esistente.

Queste Direttive hanno introdotto una serie di disposizioni volte al contenimento dei consumi energetici da fonte fossile nel settore edilizio al fine di contribuire alla diminuzione delle emissioni climalteranti, introducendo una metodologia per il calcolo del rendimento energetico degli edifici, l'applicazione di requisiti minimi di prestazione energetica, la certificazione energetica con l'obbligo di dotazione dell'Attestato di Certificazione Energetica (ACE) e l'ispezione periodica degli impianti termici. In particolare, la *Direttiva EPBD II* ha promosso il miglioramento della prestazione energetica degli edifici, tenendo conto delle condizioni locali e climatiche esterne nonché delle prescrizioni relative al clima degli ambienti interni e dell'efficacia sotto il profilo dei costi. La stessa Direttiva ha, inoltre, stabilito che a partire dal 1° gennaio 2021 tutti gli edifici di nuova costruzione devono essere *edifici a energia quasi zero (Nearly Zero Energy Buildings - NZEB)*, cioè edifici il cui fabbisogno energetico è molto basso, o nullo, sia in regime invernale, sia estivo, così da poter essere soddisfatto in misura molto significativa da energia prodotta da fonti rinnovabili.

Un altro importante contributo è stato dato dalla *Direttiva 2012/27/UE (Energy Efficiency Directive - EED)* sull'efficienza energetica che ha introdotto un quadro di disposizioni volte al raggiungimento dell'obiettivo di miglioramento del 20% dell'efficienza energetica entro il 2020, fissando anche obiettivi a livello nazionale. In particolare la Direttiva ha introdotto percentuali obbligatorie di risparmio per i fornitori e i distributori di energia, obblighi di ristrutturazione nel rispetto dei requisiti minimi di prestazione energetica per gli edifici di proprietà del governo centrale e la strategia a lungo termine per mobilitare gli investimenti nella ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non, sia pubblici che privati. La *Direttiva 2018/2002/UE (Energy Efficiency Recast - EED II)*, ha modificato la Direttiva EED con l'obiettivo di rimuovere gli ostacoli sul mercato dell'energia e di superare le carenze che frenano l'efficienza nella fornitura e nell'uso dell'energia, fissando, inoltre, obiettivi e contributi nazionali indicativi in materia di efficienza energetica al 2020 e al 2030.

Nell'ambito del *CEP*, importanti novità sono state introdotte dalla *Direttiva 2018/844/UE (EPBD III)*, che ha modificato la *Direttiva EPBD II* e la *Direttiva EED*:

- riprende la Strategia di ristrutturazione a lungo termine del parco immobiliare pubblico e privato, ne specifica le modalità di attuazione, contemplando l'introduzione da parte degli Stati membri di un sistema facoltativo di "passaporto" di ristrutturazione degli edifici; inoltre, prevede la facilitazione dell'accesso a meccanismi di sostegno agli investimenti nelle ristrutturazioni, introducendo specifici criteri ai quali correlare le misure finanziarie;
- riporta, per gli edifici di nuova costruzione, il rispetto dei requisiti minimi di prestazione energetica, specificando che prima dell'inizio dei lavori di costruzione, si tenga conto della fattibilità tecnica, ambientale ed economica dei sistemi alternativi ad alta efficienza;

⁹⁸ A cura di Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (ora Ministero dell'ambiente e sicurezza energetica), Ministero dello Sviluppo Economico (ora Ministero delle Imprese e del Made in Italy), Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (ora Ministero delle Infrastrutture e Mobilità Sostenibili), Ministero delle Politiche agricole, Alimentari e Forestali (ora Ministero dell'agricoltura e sovranità alimentare)

- introduce l'obbligo di installare, laddove tecnicamente ed economicamente fattibile, dispositivi autoregolanti di ottimizzazione del consumo energetico negli edifici nuovi ed esistenti;
- prevede, per quanto riguarda la mobilità elettrica, alcune semplificazioni amministrative e nuovi obblighi per l'installazione delle relative infrastrutture di ricarica;
- delega, per quanto concerne l'automazione degli edifici, la Commissione ad adottare un atto integrativo della Direttiva per l'istituzione di un sistema comune facoltativo europeo per valutare la predisposizione degli edifici all'intelligenza (proposta di Regolamento delegato presentata dalla [CE](#) il 14 ottobre 2020);
- prevede, in materia di ispezione degli impianti di riscaldamento e degli impianti di condizionamento dell'aria, ispezioni periodiche, anche laddove gli impianti siano combinati con impianti di ventilazione di ambienti con potenza nominale utile superiore a 70 kW.

Il livello nazionale

A livello nazionale, il tema del contenimento del consumo energetico negli edifici, anticipato con [L. 373/1976](#) e, successivamente, con [L. 10/1991](#)⁹⁹, è stato attuato con maggiore efficacia con il [D.Lgs 192/2005](#), di recepimento della [Direttiva EPBD](#) (rif. [FIGURA 24](#)). Tale decreto legislativo, anche attraverso i successivi decreti attuativi ([DPR 59/2009](#) e [DM 26/06/2009](#)), ha definito i criteri, le condizioni e le modalità per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici nuovi ed esistenti, al fine di favorire lo sviluppo, la valorizzazione e l'integrazione delle fonti rinnovabili e la diversificazione energetica e ha introdotto i sistemi di certificazione energetica degli edifici e di esercizio, conduzione, controllo, ispezione e manutenzione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva e per la preparazione dell'acqua calda sanitaria.

Si inserisce temporalmente in questo quadro normativo anche il [D.Lgs. 28/2011](#) che, in attuazione della [Direttiva 2009/28/CE](#) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ha introdotto specifici obblighi di integrazione delle fonti energetiche rinnovabili al fine di soddisfare i fabbisogni sia termici sia elettrici negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti.

Con la [L. 90/2013](#), di conversione del [DL 63/2013](#) (di recepimento della [Direttiva EPBD II](#)) sono state apportate importanti modifiche al [D. Lgs 192/2005](#); in particolare, è stata introdotta la definizione di edificio a energia quasi zero ([NZEZ](#)) e sono stati fissati nuovi criteri per l'aggiornamento e la programmazione di standard prestazionali degli edifici (involucro, impianti e fonti energetiche rinnovabili) con lo scopo di raggiungere gli obiettivi fissati a livello comunitario in materia di edifici a energia quasi zero.

Con il [DL 63/2013](#), inoltre, è stato introdotto l'[Attestato di Prestazione Energetica \(APE\)](#), prevedendo che nel calcolo del fabbisogno energetico dell'edificio, oltre ai servizi di climatizzazione invernale, estiva e produzione dell'acqua calda sanitaria, vengano considerati la ventilazione, l'illuminazione (per il terziario) e l'energia richiesta da eventuali impianti ascensori o scale mobili.

⁹⁹ La [L.10/1991](#), attuativa del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, risparmio energetico e sviluppo delle FER, è ancora attualmente vigente e, oltre ai Piani energetici Regionali, regola ancora alcuni aspetti della progettazione del sistema edificio-impianto.

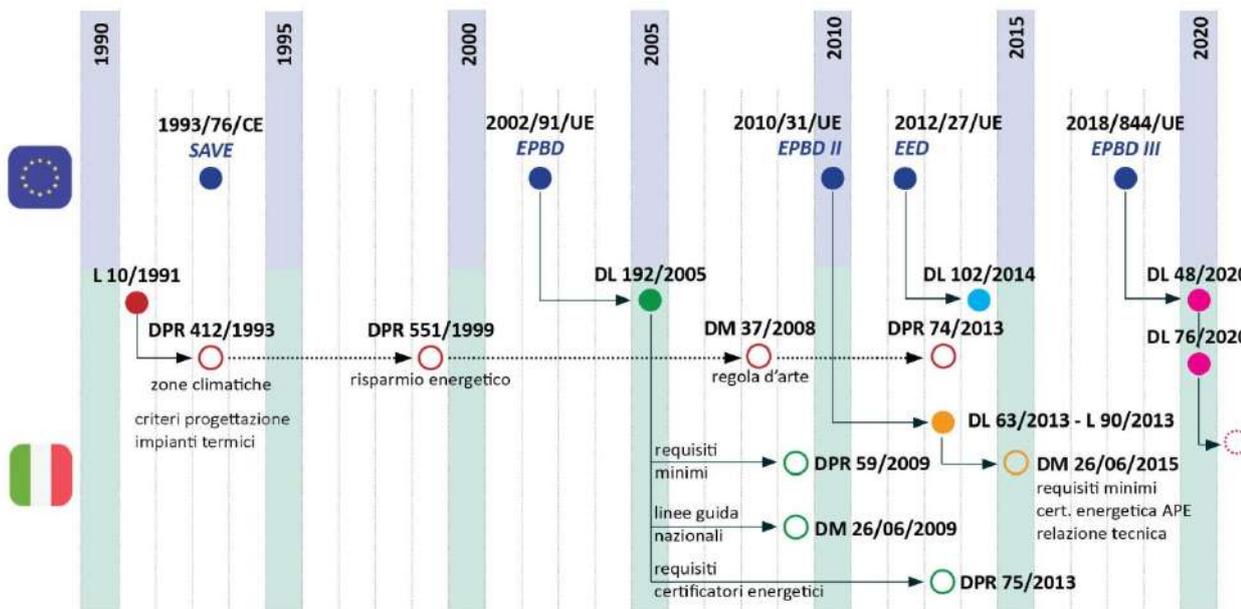


FIGURA 24 – Evoluzione storica della normativa europea e italiana in tema di efficienza energetica in edilizia

[Fonte: rielaborazione COA da [Infobuildenergia](#)]

In applicazione della [L. 90/2013](#), il 26 giugno 2015 sono stati approvati i tre decreti attuativi che hanno completato il quadro normativo nazionale di recepimento della Direttiva [EPBD II](#):

- [DM 26/06/2015 - Requisiti minimi](#): nuove modalità di calcolo della prestazione energetica e nuovi requisiti minimi di efficienza per i nuovi edifici e quelli sottoposti a ristrutturazione;
- [DM 26/06/2015 - Linee Guida APE](#): nuove regole per la redazione dell'APE;
- [DM 26/06/2015 - Relazione Tecnica](#): schemi-tipo della [Relazione Tecnica ex L. 10/1991](#).

Il [D.Lgs. 102/2014](#) ha recepito a livello nazionale la Direttiva [EED](#) promuovendo un programma di interventi di riqualificazione energetica negli edifici della Pubblica Amministrazione centrale, riportando l'obbligo di acquisto di prodotti e servizi ad alta efficienza energetica nell'ambito delle forniture di prodotti e servizi della PA. Nel settore industriale, è stato introdotto, per le grandi imprese, l'obbligo di diagnosi energetica periodica, effettuata da soggetti certificati così come definiti dal decreto stesso, al fine di individuare gli interventi più efficaci per la riduzione dei consumi di energia; in parallelo, per incentivare la realizzazione degli interventi di efficientamento energetico con il decreto è stato previsto un potenziamento del meccanismo dei Certificati Bianchi. Inoltre, ha promosso lo studio di previsione sul potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento e del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti.

A livello nazionale la [Direttiva 2018/844/UE \(EED II\)](#) è stata recepita con il [D.Lgs. 48/2020](#) che ha modificato il [D.Lgs. 192/2005](#) e abrogato alcuni obblighi fissati dalla [L. 10/1991](#). In particolare, il nuovo decreto definisce i criteri per la predisposizione della strategia di ristrutturazione a lungo termine del parco immobiliare e, inoltre:

- introduce importanti novità per l'[APE](#);
- modifica la definizione di impianto termico e aggiorna le modalità di esercizio, conduzione, controllo, ispezione e manutenzione degli impianti termici per la climatizzazione invernale e estiva e per la preparazione dell'acqua calda sanitaria;
- introduce obblighi finalizzati all'integrazione negli edifici delle infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici;
- prevede provvedimenti di incentivazione basati su un meccanismo di sgravio fiscale a medio o lungo termine;
- prevede l'istituzione, presso [ENEA](#), del [Portale Nazionale sulla prestazione energetica degli edifici](#).

Allo stato attuale si è in attesa dei decreti attuativi del [D.Lgs. 48/2020](#) per dare piena applicazione al medesimo.

Infine, con il [D.Lgs. 199/2021](#) sono state apportate importanti modifiche al [D.Lgs. 28/2011](#) in merito agli obblighi previsti per la copertura dei consumi da [FER](#); in particolare, sono aumentate le percentuali di copertura da fonti

energetiche rinnovabili dei consumi termici ed è aumentata la potenza elettrica degli impianti a fonti energetiche rinnovabili da installare, con obblighi ancora più stringenti per gli edifici pubblici.

In Italia, sono state rese disponibili diverse **misure incentivanti** a supporto della realizzazione di interventi di miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici esistenti. Si riportano di seguito le misure più importanti relative alle detrazioni fiscali.

MISURE INCENTIVANTI – DETRAZIONI FISCALI ¹⁰⁰



Ecobonus

Rif.: [L 296/2006](#), art. 1, commi 344-347

Si tratta di una detrazione fiscale pari al 50%-65% delle spese sostenute e a carico del contribuente da ripartire in 10 quote annuali di pari importo, per gli interventi di riqualificazione energetica che aumentano il livello di efficienza energetica degli edifici esistenti. L'Ecobonus viene utilizzato maggiormente nei casi di singole unità immobiliari e per interventi semplici, quali la sostituzione di infissi e di generatori di calore esistenti.¹⁰¹ Al fine di stimolare interventi più completi, con alcune modifiche normative si è cercato di favorire interventi sulle parti comuni degli edifici condominiali con un aumento delle aliquote di detrazione fino al 75% e fino all'85% con il Sismabonus, nel caso di esecuzione congiunta con interventi di riduzione di due classi del rischio sismico (in quest'ultimo caso la spesa può essere detratta in 5 anni). Con la *Legge di bilancio 2022*¹⁰², l'applicazione dell'Ecobonus è stata estesa fino al 31 dicembre 2024, termine confermato con la *Legge di bilancio 2023*¹⁰³. Nel 2021 si è registrato un notevole incremento degli interventi agevolati attraverso l'Ecobonus pari a 1,04 milioni, con un totale di circa 5,5 milioni di interventi incentivati a partire dal 2007, anno di attivazione della misura, per un totale di circa 53 miliardi di euro di investimenti. Per quanto riguarda il risparmio energetico ottenuto nel 2021 si ha un totale di 2.652 GWh/anno, per un contributo totale della misura a partire dal 2007 pari a circa 21.700 GWh/anno.¹⁰⁴

Bonus Casa

Rif.: [DPR 917/1986](#), art. 16-bis

È un'agevolazione fiscale per gli interventi di ristrutturazione edilizia, manutenzione straordinaria negli edifici singoli e manutenzione ordinaria nei condomini e consiste nella detrazione fiscale del 50% delle spese sostenute e a carico del contribuente da ripartire in 10 quote annuali di pari importo, fino a un ammontare complessivo delle stesse non superiore a 96.000 euro per unità immobiliare. Con la *Legge di bilancio 2022*¹⁰⁵, l'applicazione del Bonus Casa è stata estesa fino al 31 dicembre 2024, termine confermato con la *Legge di bilancio 2023*¹⁰⁶. Anche nel caso del Bonus Casa nel 2021 si è registrato un notevole incremento degli interventi agevolati pari a 882.000 euro, con una stima del risparmio energetico pari a 868,6 GWh/anno.

Bonus facciate

Rif.: [L 160/2019](#)

Introdotta con la *Legge di bilancio 2020*¹⁰⁷, questa misura consiste in una detrazione fiscale (del 90% fino al 31 dicembre 2021 e del 60% fino al 31 dicembre 2022), da ripartire in 10 quote annuali di pari importo, delle spese sostenute per interventi finalizzati al recupero o restauro della facciata esterna di edifici esistenti quando gli interventi interessano più del 10% della superficie lorda disperdente. Gli interventi possono riguardare edifici di qualsiasi categoria catastale e sono compresi gli interventi relativi alle grondaie, ai pluviali, ai parapetti, ai cornicioni e alla sistemazione di tutte le parti impiantistiche che insistono sull'involucro opaco

¹⁰⁰ Come disciplinato dall'art. 121 del [D.L. 34/2020](#) il beneficiario della detrazione può scegliere se usarla in maniera diretta sull'IRPEF o IRES, oppure optare per lo sconto in fattura o la cessione del credito d'imposta.

¹⁰¹ Nel corso del tempo la misura ha subito diverse modifiche (tipologia degli interventi ammessi, numero di anni su cui ripartire la detrazione e aliquota della detrazione).

¹⁰² Rif. [L. 234/2021](#)

¹⁰³ Rif. [L. 197/2022](#)

¹⁰⁴ Fonte: [ENEA 2022b](#)

¹⁰⁵ Rif. [L. 234/2021](#)

¹⁰⁶ Rif. [L. 197/2022](#)

¹⁰⁷ Rif. [L. 160/2019](#)

di facciata. Il Bonus facciate si è concluso definitivamente il 31 dicembre 2022.

Superbonus	Rif.: D.L. 34/2020 , art. 119
-------------------	---

Si tratta di una detrazione fiscale pari al 110% delle spese sostenute a carico del contribuente per la realizzazione di interventi di efficientamento energetico particolarmente performanti (c.d. interventi trainanti) quali: interventi di isolamento termico delle superfici opache verticali, orizzontali o inclinate che interessano la superficie disperdente dell'edificio con incidenza superiore al 25%, sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti e interventi antisismici (Sismabonus). A questi si possono aggiungere gli interventi di efficientamento energetico già agevolati dall'Ecobonus (c.d. interventi trainati), interventi per l'eliminazione delle barriere architettoniche, per l'installazione di impianti solari fotovoltaici e sistemi di accumulo e per l'installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici. Gli interventi realizzati devono assicurare, nel loro complesso, il miglioramento di almeno due classi energetiche, o se non possibile, il conseguimento della classe energetica più alta.

La spesa può essere detratta in cinque quote annuali per le spese sostenute fino al 31 dicembre 2021 e in 4 quote annuali per le spese sostenute dal 1° gennaio 2022. Con la *Legge di bilancio 2022*¹⁰⁸, poi con il [D.L. 176/2022](#) e infine con la *Legge di Bilancio 2023*¹⁰⁹ sono state riviste per gli edifici plurifamiliari e unifamiliari le aliquote di detrazione da applicare a seconda delle diverse casistiche, nelle prossime annualità. A dicembre 2021 gli investimenti ammessi a finanziamento sono pari a 16,2 miliardi di euro da cui è derivato un risparmio energetico complessivo pari a 3.101,7 GWh/anno. Al 30 settembre 2022 il numero degli interventi incentivati ha raggiunto quota 307.191 e un ammontare di investimenti ammessi a detrazione di oltre 51 miliardi con un risparmio energetico pari a 9.410,5 GWh/anno.

Bonus casa Green	Rif.: <i>Emendamento alla</i> L. 197/2022
-------------------------	---

Nell'emendamento alla *Legge di bilancio 2023*¹¹⁰ è presente la misura *Bonus casa green* che propone una detrazione dell'IRPEF pari al 50% dell'importo corrisposto per il pagamento dell'IVA in relazione all'acquisto, direttamente dalle imprese costruttrici, di abitazioni in classe energetica A o B; l'agevolazione viene ripartita in 10 quote annuali di pari importo. L'acquisto dovrà essere effettuato a partire dal 1° gennaio 2023 ed entro e non oltre il 31 dicembre 2023. La misura si pone l'obiettivo di favorire la ripresa del mercato immobiliare e la compravendita di edifici con elevate prestazioni energetiche.

ALTRE MISURE INCENTIVANTI

Conto termico	Rif.: DM 28/12/2012
----------------------	-------------------------------------

Il *Conto termico* prevede incentivi a fondo perduto per interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti (riservati solo alla Pubblica Amministrazione) e interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da *FER* (per Pubbliche Amministrazioni, soggetti privati e imprese). L'accesso agli incentivi può essere richiesto anche tramite Energy Service Companies (*ESCO*) in possesso della certificazione [UNI CEI 11352](#), mediante contratti di prestazione o di servizi energetici. Con il [D.M. 16/02/2016](#) sono state ampliate le modalità di accesso, i soggetti ammessi e gli interventi ammissibili. L'accesso agli incentivi può avvenire attraverso due modalità: accesso diretto e prenotazione (quest'ultima esclusivamente per la *PA*). Gli incentivi sono corrisposti dal *GSE* nella forma di rate annuali costanti della durata compresa tra 2 e 5 anni, a seconda della tipologia di intervento e della sua dimensione, oppure in un'unica soluzione, se l'importo del beneficio complessivamente riconosciuto non supera i 5.000 euro (ad eccezione della *PA* per cui sono previsti pagamenti in un'unica soluzione anche per valori eccedenti questa cifra).

Nel 2021 sono stati riconosciuti 292,9 milioni di euro di incentivi in accesso diretto, con 104.393 interventi agevolati di efficienza energetica e installazione di rinnovabili termiche. Gli interventi dedicati all'installazione di impianti a FER termiche (biomasse, solare e pompa di calore) coprono il 95% delle richieste e il 77% degli incentivi. Il 23% degli incentivi è rivolto a interventi di efficienza energetica sugli edifici della *PA* che riguardano *nZEB*, isolamento dell'involucro, sostituzione serramenti e caldaie a condensazione. Nel 2021 si registrano 79 ktep di risparmio di energia finale con un risparmio di emissioni di circa 255 migliaia di tonnellate di CO₂.

¹⁰⁸ Rif. [L. 234/2021](#)

¹⁰⁹ Rif. [L. 197/2022](#)

¹¹⁰ *Ut supra*

Certificati Bianchi - Titoli di Efficienza Energetica (TEE)Rif.: D.M. 20/07/2004 (gas)
e D.M. 20/07/2004 (elettrico)

Il meccanismo, avviato nel 2005, è il principale strumento nazionale di promozione dell'efficienza energetica nel settore industriale, delle infrastrutture a rete, dei servizi e dei trasporti, ma riguarda anche interventi realizzati nel settore civile e misure comportamentali. I **TEE** sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento del risparmio energetico negli usi finali di energia attraverso interventi di incremento dell'efficienza energetica. I progetti che possono essere ammessi al meccanismo devono essere ancora da realizzare e devono generare risparmi energetici addizionali, ovvero consumi energetici minori rispetto a quelli antecedenti alla realizzazione degli interventi o, nel caso di nuove installazioni, minori rispetto a un consumo di riferimento.

I soggetti ammessi al meccanismo possono essere:

- soggetti obbligati, ovvero i distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti finali;
- soggetti volontari, cioè tutti gli operatori che liberamente scelgono di realizzare interventi di riduzione dei consumi negli usi finali di energia e a cui si riconosce il diritto a ricevere la corrispondente quantità di **TEE**: distributori di energia elettrica e gas naturale non soggetti all'obbligo di cui sopra e altri soggetti, sia pubblici sia privati. I privati cittadini possono presentare richiesta solo avvalendosi di **ESCO** o di altri soggetti specializzati in possesso dei requisiti previsti dalla normativa. La **PA** può beneficiare dei Certificati Bianchi per riqualificare servizi pubblici ad alto consumo energetico come l'illuminazione e i trasporti, facendosi supportare dalle Società concessionarie dei servizi di distribuzione dell'energia o da **ESCO** certificate. In alternativa, è possibile nominare un *Esperto di Gestione dell'Energia (EGE)* certificato o dotarsi di un *Sistema di Gestione dell'Energia (SGE)* certificato ISO 50001 e acquisire i requisiti per presentare direttamente le richieste di accesso agli incentivi per i progetti di efficienza energetica.

Il sistema dei *Certificati Bianchi* prevede che i soggetti obbligati raggiungano annualmente, attraverso interventi di efficienza energetica, determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria attraverso due modalità: realizzando direttamente i progetti di efficienza energetica ammessi al meccanismo o acquistando i titoli dagli altri soggetti ammessi al meccanismo. Il **GSE** riconosce un certificato per ogni **TEP** di risparmio conseguito grazie alla realizzazione dell'intervento di efficienza energetica. I **TEE** possono essere scambiati e valorizzati sulla piattaforma di mercato gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (**GME**) o attraverso contrattazioni bilaterali; il valore economico dei titoli è definito nelle sessioni di scambio sul mercato.

Nel corso del 2021 il **GSE** ha riconosciuto complessivamente 1.120.672 *Certificati Bianchi* e i risparmi certificati di energia primaria sono pari a 0,39 Mtep; i progetti avviati hanno consentito di risparmiare circa 6,11 Mtep/anno a partire dal 2005.

Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (FNEE)Rif.: D.Lgs. 102/2014, art. 15
DECRETO 22/12/2017
DECRETO 05/04/2019

Si tratta di un fondo rotativo istituito per favorire gli interventi necessari per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica, promuovendo il coinvolgimento di istituti finanziari, nazionali e comunitari, e investitori privati sulla base di un'adeguata condivisione dei rischi.

Il **FNEE**, con una dotazione finanziaria pari a 310 milioni di euro, è rivolto a interventi realizzati su immobili, impianti e processi produttivi che devono riguardare la riduzione dei consumi di energia nei processi industriali, la realizzazione e l'ampliamento di reti e impianti per il teleriscaldamento, l'efficientamento di servizi e infrastrutture pubbliche, inclusa l'illuminazione pubblica e la riqualificazione energetica degli edifici.

Il **FNEE** è articolato in due sezioni:

- la prima per la concessione di garanzie su singole operazioni di finanziamento, cui è destinato il 30% delle risorse che annualmente confluiscono nel fondo;
- la seconda per l'erogazione di finanziamenti a tasso agevolato: tasso pari allo 0,25% per 10 anni per le imprese e le **ESCO** e 0,25% per 15 anni per la **PA**, cui è destinato il 70% delle risorse che annualmente confluiscono nel fondo.

2.4.3 Sviluppo delle FER

Il livello internazionale

Nell'ambito della revisione di direttive e regolamenti previsti dal *Clean Energy Package*, l'UE ha introdotto alcune importanti novità nel settore delle fonti energetiche rinnovabili, in particolare con la *Direttiva 2018/2001/UE* (*Direttiva Fonti rinnovabili - Renewable Energy Directive - RED II*) e con la *Direttiva 2019/944/UE* (*Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica o IEM*).

La *Direttiva RED II* dispone che gli Stati membri provvedano collettivamente a far sì che, nel 2030, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione sia almeno pari al 32% e che la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti sia almeno pari al 14% del consumo finale in tale settore.

Per il raggiungimento di tali obiettivi, la *Direttiva* introduce i principi e i criteri per disciplinare, in ogni Stato membro:

- il sostegno finanziario all'energia elettrica da *FER* (rif. artt. 4-6 e 13);
- l'autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da tali fonti (rif. artt. 21 e 22);
- l'uso di energia da *FER* nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti (rif. artt. 23-24 e 25-28);
- la cooperazione tra gli Stati membri e tra questi e i paesi terzi su progetti per la produzione di energia elettrica da *FER* (rif. artt. 9-12 e 14);
- le garanzie di origine dell'energia da *FER* (rif. art. 19), le procedure amministrative improntate a garantire un favor per la produzione da *FER* e l'informazione e la formazione sulle *FER* (rif. artt. 15-18).

La *Direttiva RED II* fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di *GHGs* per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa (rif. artt. 29-31).

La *Direttiva IEM* ha invece come scopo principale quello di adattare il mercato elettrico dell'UE ai cambiamenti tecnologici e strutturali in atto in questi anni, introducendo norme generali di organizzazione del settore dell'energia elettrica, di tutela dei consumatori e di gestione delle reti (sistemi di distribuzione, di trasmissione e autorità di regolazione).

Entrambe le direttive pongono però l'accento sull'incremento del *coinvolgimento dei cittadini* e sul problema della *povertà energetica*, incentivando l'inclusione dei clienti vulnerabili nel percorso verso la transizione energetica.

Sia la *RED II* che la *IEM* introducono nuove configurazioni, riepilogate in *TABELLA 15*, in cui il consumatore (*prosumer*) risulta avere un ruolo fondamentale per conseguire la flessibilità necessaria ad adattare il sistema elettrico a una generazione distribuita e variabile da *FER* ma anche essere oggetto di nuove opportunità, grazie al progresso tecnologico nella gestione delle reti e degli impianti di generazione.

NUOVE CONFIGURAZIONI PREVISTE DALLE DIRETTIVE REDII e IEM	
RED II	<i>Renewable Energy Community (REC)</i> - Comunità di energia rinnovabile (<i>CER</i>)
	<i>Jointly acting renewable self-consumers</i> - Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente
IEM	<i>Jointly acting active customer</i> - Clienti attivi consorziati
	<i>Citizen Energy Community (CEC)</i> - Comunità energetica di cittadini (<i>CEC</i>)

TABELLA 15 – Configurazioni previste dalle direttive RED II e IEM

Le configurazioni di *autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente* e di *clienti attivi consorziati* sono il livello più semplice di aggregazione e rappresentano uno step intermedio tra l'autoconsumo individuale e le comunità energetiche. Il principale vincolo posto per gli utenti di queste configurazioni è che, per i membri diversi dai nuclei familiari, le attività non costituiscano la loro principale attività commerciale o professionale.

Le **REC** e le **CEC** hanno come obiettivo principale quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera. Nella definizione di tali configurazioni vengono enfatizzati gli aspetti socio-economici, con l'obiettivo di stimolare la costituzione di una comunità di persone accomunate dall'intento di generare un impatto positivo sul proprio territorio, attraverso la produzione e il consumo collettivo di energia. Le Comunità energetiche devono costituirsi come entità giuridica, agendo perciò come singole entità.

Il livello nazionale

A livello nazionale, come esposto nel capitolo 2.2 lo sviluppo delle **FER**, dopo un incremento esponenziale registrato tra il 2008 e il 2013, ha subito, principalmente per il mutato quadro regolatorio e incentivante, un forte rallentamento, con valori non sufficienti neanche al raggiungimento dei target del **PNIEC**. Tali obiettivi dovranno essere fortemente rivisti al rialzo, con valori attesi di circa +70 GW. Gli incrementi registrati nell'ultimo periodo, pari mediamente a 800 MW/anno, dovrebbero pertanto trovare un'accelerazione che porti a 4-6 GW/anno.

Considerata questa esigenza di installazione e in attuazione della Direttiva **RED II**, il **D.Lgs. 199/2021** svolge un ruolo fondamentale, in quanto:

- definisce gli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e al 2050;
- disciplina i regimi di sostegno per l'energia prodotta da fonti rinnovabili tramite il potenziamento dei sistemi di incentivazione vigenti;
- apporta semplificazioni ai procedimenti autorizzativi e amministrativi per gli impianti di produzione da **FER** attraverso l'implementazione di una piattaforma unica digitale per la presentazione delle istanze e tramite l'individuazione di superfici e aree idonee¹¹¹ per l'installazione di impianti a **FER**;
- introduce le configurazioni di autoconsumo e le comunità energetiche rinnovabili (**CER**);
- promuove la produzione di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.

Le comunità energetiche

In tema di **CER** e autoconsumo collettivo da **FER**, l'Italia ha anticipato il recepimento della **Direttiva RED II** tramite l'articolo 42bis del **DL. 162/2019**, convertito dalla **L. 8/2020**, e i relativi provvedimenti attuativi del **MISE (DM 16/09/2020)** e dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (**ARERA**) (**Delibera ARERA 318/2020**), avviando una fase di sperimentazione sulla condivisione dell'energia elettrica generata da **FER**. Successivamente, il **D.Lgs. 199/2021** ha recepito in via definitiva la **Direttiva RED II** apportando al tema delle **CER** importanti novità rispetto alla fase sperimentale, riepilogate in **TABELLA 16**, che riguardano principalmente l'estensione del perimetro dalla cabina di trasformazione secondaria alla cabina primaria e l'aumento della taglia dei singoli impianti da 200 kW a 1 MW.

	Art. 42 bis D.L. 162/2019	D.Lgs. 199/2021
Ambito territoriale	Utenti afferenti alla medesima cabina secondaria (MT/BT)	Utenti afferenti alla medesima cabina primaria (AT/MT)
Taglia massima singolo impianto	200 kW	1 MW
Anno di realizzazione degli impianti	Solo i nuovi impianti entrati in esercizio dal 01.03.2020	Anche impianti esistenti (max 30% della potenza degli impianti)
Soggetti che possono aderire	Privati, enti territoriali e autorità locali compresi comuni, PMI	Estensione a Università, enti di ricerca e formazione, enti religiosi, enti del terzo settore e di protezione ambientale

TABELLA 16 – Evoluzione del quadro regolatorio sulle CER

¹¹¹ Il tavolo di lavoro sulle aree idonee era già stato istituito dal Ministero dello Sviluppo economico nell'ottobre 2020 con il coinvolgimento di Regioni, **GSE** e altri Ministeri, con la finalità di definire i criteri per l'individuazione delle aree idonee e il contributo delle regioni al raggiungimento degli obiettivi posti nel **PNIEC**.

La Delibera ARERA 727/2022 ha introdotto il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) contenente le disposizioni dell’Autorità di regolazione per energia reti e ambiente per la regolazione economica delle configurazioni per l’autoconsumo diffuso che comprendono anche le comunità energetiche. Il provvedimento conferma il modello regolatorio virtuale e definisce i criteri per la determinazione dell’energia elettrica condivisa al fine della valorizzazione e incentivazione. La completa definizione del quadro regolatorio relativo alle **CER** è subordinata, allo stato attuale, all’emanazione del decreto ministeriale volto alla regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell’energia: a quel punto la nuova normativa sarà definita e verrà superato il regime transitorio.

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) sono soggetti di diritto autonomo basati sulla partecipazione aperta e volontaria e su un modello di generazione distribuita di energia in cui si produce elettricità in prossimità dell’utente finale con l’obiettivo principale di fornire benefici ambientali, economici o sociali ai suoi membri e alle aree in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

La nascita di una CER prevede l’aggregazione di almeno due utenti finali che autoconsumano l’energia generata da impianti di produzione nelle disponibilità della comunità stessa.

Possono associarsi per formare una CER le persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali – tali soggetti possono esercitare poteri di controllo sulla CER in base alla normativa. Per le imprese la partecipazione alla comunità non può costituire l’attività commerciale e industriale principale.

La CER deve avere nelle proprie disponibilità almeno un impianto di produzione a fonti rinnovabili: l’energia prodotta viene prioritariamente consumata dai membri che la condividono in modo virtuale per il tramite della rete di distribuzione locale, senza la necessità di costruire nuove reti. L’energia prodotta e consumata istantaneamente dai membri afferenti alla medesima cabina primaria viene valorizzata tramite la restituzione della tariffa di trasmissione; la stessa energia, se prodotta per il mezzo di impianti di potenza inferiore a 1 MW, è oggetto di incentivazione tramite una tariffa premio erogata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE). I membri di una CER mantengono i loro diritti e doveri in qualità di clienti finali e continuano a pagare al proprio venditore le bollette potendo, però, ricevere dalla comunità, la quota di valorizzazione e incentivazione spettante loro secondo quanto definito all’interno del contratto di diritto privato che regola i rapporti tra i soggetti facenti parte della comunità stessa.

La Direttiva IEM è stata, invece, recepita a livello nazionale dal D.Lgs 210/2021 che ha definito le Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC) come un soggetto di diritto privato che può partecipare alla generazione, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all’aggregazione, allo stoccaggio dell’energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci. Possono associarsi per formare una **CEC** esclusivamente le persone fisiche, piccole imprese, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali. La condivisione dell’energia prodotta può avvenire per mezzo della rete di distribuzione e, in presenza di specifiche ragioni di carattere tecnico e tenuto conto del rapporto costi-benefici, anche tramite l’acquisto o la locazione di porzioni della medesima rete oppure tramite reti di nuova realizzazione.

Le aree idonee e non idonee

Altro punto fondamentale del D.Lgs. 199/2021 è la definizione delle aree idonee/non idonee per lo sviluppo delle FER. Il principio generale non è di individuare in maniera puntuale la realizzazione di nuovi impianti ma di avere un quadro generale e coordinato con gli enti preposti ai rilasci delle autorizzazioni al fine di programmare lo sviluppo delle **FER**, con particolare riferimento a fotovoltaico ed eolico, per il raggiungimento di specifiche quote regionali di potenza installata che concorreranno al conseguimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione.

Il decreto legislativo individua alcuni criteri generali per la definizione delle aree idonee:

- tenere conto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell’aria e dei corpi idrici, privilegiando l’utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi;
- verificare l’idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi, ivi incluse le superfici agricole non utilizzabili, compatibilmente con le caratteristiche delle infrastrutture di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.

La definizione dei principi e dei criteri specifici per l'individuazione delle *aree idonee*, di competenza delle Regioni, viene demandata a un decreto interministeriale, nelle more della cui adozione il D.Lgs. 199/2021 ha individuato, al comma 8, un elenco "transitorio" di aree idonee:

- i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale (ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del D.Lgs. 28/2011);
- le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del D.Lgs. 152/2006;
- le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale;
- i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato, dei gestori di infrastrutture ferroviarie e delle società concessionarie autostradali;
- i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori;
- esclusivamente per gli impianti fotovoltaici e di produzione di biometano:
 - le aree classificate agricole che distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
 - le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti nonché le aree classificate agricole che distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;
 - le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.
- le aree che non sono ricomprese entro una distanza di sette chilometri per gli impianti eolici e un chilometro per gli impianti fotovoltaici dal perimetro dei beni sottoposti a tutela.

Le aree non incluse nelle aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee. L'art. 20, comma 1 del D.Lgs. 199/2021 prevede che venga effettuata una ripartizione della potenza necessaria fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti e criteri per il trasferimento statistico fra le medesime Regioni e Province Autonome. Per lo sviluppo delle **FER** sono presenti numerosi fondi a disposizione di cui si riporta, di seguito, una sintesi di quelle più rilevanti.

MISURE INCENTIVANTI



CER

Rif.: D.Lgs. 199/2021, art. 8
Decisione di Esecuzione del Consiglio 10160/21

L'articolo 8 del D.Lgs. 199/2021 individua i criteri direttivi per la regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia, che saranno disciplinati da uno specifico decreto ministeriale¹¹². Il sostegno verrà erogato in forma di **tariffa incentivante** sulla quota di energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili di potenza inferiore a 1 MW e condivisa tra i membri della comunità afferenti alla medesima cabina primaria.

Il **PNRR**, nell'ambito della *Missione 2 – "Rivoluzione verde e transizione ecologica - componente M2C2: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile"*, sostiene con 2,2 mld di euro la creazione di **CER** nei comuni con meno di 5000 abitanti al fine di installare 2.000 MW di nuova capacità di generazione, grazie a cui verranno prodotti circa 2.500 GWh annui di energia.

AGRIVOLTAICO

Rif.: Decisione di Esecuzione del Consiglio 10160/21

Il **PNRR**, nell'ambito della *Missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica - componente M2C2: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile*, sostiene con 1,1 mld di euro lo sviluppo dell'agrivoltaico¹¹³ con una specifica linea di investimento. L'obiettivo è installare una potenza da medi e grandi impianti agrivoltaici di 1,04 GW.

¹¹² Nel mese di novembre 2022 è stato pubblicato in consultazione un documento volto a condividere le logiche alla base del provvedimento e raccogliere osservazioni e spunti dalle parti interessate.

¹¹³ Per maggiori informazioni vedasi Scheda azione F_02 Asse 2

FER2Rif.: [D.Lgs. 199/2021](#)

Il Titolo II del [D.Lgs. 199/2021](#), tra i vari regimi di sostegno volti a stimolare l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, prevede una misura per incentivare gli impianti che utilizzano le tecnologie innovative, ovvero quegli impianti che, essendo meno maturi da un punto di vista tecnologico, presentano costi di generazione elevati e per i quali gli incentivi si rendono necessari la competitività. Il Decreto (c.d. Decreto FER 2), una volta entrato in vigore, andrà a stabilire le modalità e le condizioni di accesso agli incentivi per gli impianti alimentati da biogas e biomasse, geotermoelettrici, solari termodinamici ed eolici off-shore galleggianti. Attraverso meccanismi di aste al ribasso saranno definite le tariffe con le quali verrà remunerata l'energia prodotta dagli impianti nel corso dell'intera vita utile. L'attuazione del decreto dovrebbe consentire di incentivare complessivamente 4,5 GW di potenza elettrica.

BIOMETANORif.: [Decisione di Esecuzione del Consiglio 10160/21](#)
[Decreto 15 settembre 2022](#)

Nell'ambito della *Missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica - componente M2C2: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile* del [PNRR](#), sono stanziati 1.730,4 milioni di euro per la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale. I criteri per l'incentivazione sono stati definiti dal [Decreto del Ministero della transizione ecologica del 15 settembre 2022](#) (c.d. Decreto Biometano), che definisce gli incentivi per il biometano prodotto da impianti di nuova realizzazione alimentati da matrici agricole e da rifiuti organici o da impianti per la produzione di elettricità da biogas agricolo oggetto di riconversione. A tali impianti è riconosciuto un incentivo composto da un contributo in conto capitale sulle spese ammissibili e una tariffa incentivante applicata alla produzione netta di biometano, quest'ultima è riconosciuta per un totale di quindici anni. Per l'accesso agli incentivi sono previste delle procedure competitive con contingenti di potenza assegnati. La graduatoria è basata sul ribasso percentualmente offerto rispetto alla pertinente tariffa di riferimento. La misura metterà a disposizione contingenti di capacità produttiva per un totale di 257.000 standard metri cubi/ora di biometano corrispondenti a una produzione annua di oltre 2 miliardi di metri cubi.

PARCO AGRISOLARERif.: [Decisione di Esecuzione del Consiglio 10160/21](#)

Il [PNRR](#), nell'ambito della *Missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica - componente M2C1: Economia circolare e agricoltura sostenibile, attraverso l'investimento 2.2 - Parco Agrisolare* finanzia con 1,5 mld di euro la riduzione dei consumi energetici nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale attraverso la riqualificazione delle strutture produttive e utilizzando i tetti degli edifici per installare almeno 375 MW di nuovi impianti fotovoltaici. Gli interventi principali consistono nell'acquisto e nella posa in opera di pannelli fotovoltaici sui tetti di fabbricati strumentali all'attività delle imprese beneficiarie. Unitamente a tale attività, possono essere eseguiti uno o più interventi di riqualificazione dei fabbricati ai fini di riqualificazione edile ed energetica delle strutture quali la rimozione e lo smaltimento dell'amianto dai tetti, la realizzazione dell'isolamento termico dei tetti, la realizzazione di un sistema di aerazione. Il contributo, a fondo perso, varia dal 30% al 70% delle spese ammissibili in base alla tipologia di beneficiari e in funzione del luogo dell'intervento.

Nel corso del 2022 è stato pubblicato il primo bando grazie al quale è stato assegnato il 30% delle risorse disponibili, cui seguiranno altre procedure fino al completo esaurimento dei fondi.

2.4.4 Mobilità sostenibile

Il livello europeo

I trasporti, nelle loro differenti articolazioni, determinano una quota significativa delle emissioni di *GHGs*, pertanto il ruolo delle politiche in tale settore è determinante per il raggiungimento degli obiettivi sopra delineati (rif. Cap 2.4.1). A livello europeo, in tale settore, nel corso degli anni sono stati emanati diversi atti normativi rilevanti, tra i quali in particolare:

- la *Direttiva 2014/94/UE (DAFI)* sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi per il trasporto quali elettricità, gas naturale e idrogeno (rif. Cap. 2.5). In attuazione di tale Direttiva, nel 2015, è stato altresì istituito l'*Osservatorio europeo sui combustibili alternativi (EAFO)*, quale strumento di supporto informativo per la Commissione europea in materia di carburanti alternativi, veicoli e infrastrutture;
- il *Regolamento 2019/631* che definisce, a partire dal 2020, i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi che i costruttori devono rispettare;
- la *Direttiva 2019/1161/UE* sulla promozione di veicoli puliti e a basso consumo energetico nel trasporto su strada che impone agli Stati membri degli obiettivi minimi per gli acquisti verdi pubblici di veicoli puliti;
- Il *Regolamento 2019/1242* sugli obblighi giuridici dei livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ per i veicoli pesanti.

È, però, con la *Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente*¹¹⁴ che l'Europa prefigura una vera nuova visione della mobilità, basata su un sistema di trasporto multimodale, efficiente e interconnesso, sia per i passeggeri che per le merci, potenziato da una rete ferroviaria ad alta velocità a prezzi accessibili, da un'ampia infrastruttura di ricarica e rifornimento per i veicoli a emissioni zero e dalla fornitura di combustibili rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, nonché su una mobilità più pulita e più attiva in città più verdi che contribuiscono anche alla buona salute e al benessere dei cittadini (rif. FIGURA 25).



FIGURA 25 – Sustainable & Smart Mobility Strategy [Fonte: [Commissione Europea](#)]

In questa transizione, viene ribadito il ruolo fondamentale della *digitalizzazione*, quale motore indispensabile per la modernizzazione dell'intero sistema, rendendolo fluido e più efficiente e caratterizzato da elevati livelli di sicurezza, protezione, affidabilità e comfort. Inoltre, viene sottolineata l'importanza della *transizione equa*: è fondamentale che la mobilità sia a disposizione e alla portata di tutti, che le regioni rurali e remote siano meglio collegate, accessibili alle persone a mobilità ridotta e alle persone con disabilità e che il settore offra buone condizioni sociali, opportunità di riqualificazione e posti di lavoro interessanti.

Sottolineando la necessità di modificare l'attuale mentalità fatta di piccoli cambiamenti in favore di una trasformazione radicale del sistema, la strategia mira a una *riduzione del 90 % delle emissioni del settore dei trasporti entro il 2050*. Per concretizzare la visione, nella strategia vengono individuate una serie di iniziative faro e definite diverse tappe volte a mostrare il percorso di avvicinamento del sistema europeo dei trasporti agli obiettivi, come riportate in [TABELLA 17](#).

¹¹⁴Rif. [COM\(2020\) 789 final](#)

INIZIATIVE FARO	
	
1	Promuovere la diffusione di veicoli a emissioni zero , di carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio e delle relative infrastrutture
2	Creare aeroporti e porti a emissioni zero
3	Rendere più sostenibile e sana la mobilità interurbana e urbana
4	Rendere più ecologico il trasporto merci
5	Fissazione del prezzo del carbonio e migliori incentivi per gli utenti
6	Trasformare in realtà la mobilità multimodale connessa e automatizzata
7	Innovazione, dati e intelligenza artificiale per una mobilità intelligente
8	Rafforzare il mercato unico
9	Rendere la mobilità equa e giusta per tutti
10	Rafforzare la sicurezza dei trasporti



ENTRO IL 2030	ENTRO IL 2040	ENTRO IL 2050
<ul style="list-style-type: none"> almeno 30 milioni di veicoli a emissioni zero in circolazione sulle strade europee; 100 città europee a impatto climatico zero; raddoppio del traffico ferroviario ad alta velocità; viaggi collettivi programmati inferiori a 500 km neutri in termini di emissioni di carbonio all'interno dell'UE; diffusione su larga scala della mobilità automatizzata; navi a emissioni zero pronte per il mercato. 	<ul style="list-style-type: none"> aeromobili di grandi dimensioni a emissioni zero pronte per il mercato 	<ul style="list-style-type: none"> quasi tutte le automobili, i furgoni, gli autobus e i veicoli pesanti nuovi a emissioni zero raddoppio del traffico merci su rotaia triplicazione del traffico ferroviario ad alta velocità rete transeuropea dei trasporti (TEN-T) multimodale, attrezzata per trasporti sostenibili e intelligenti con connettività ad alta velocità, operativa per la rete globale

TABELLA 17 – Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente: iniziative-faro e tappe - [Fonte: [Commissione europea](#)]

Il livello nazionale

In Italia, il settore dei trasporti è responsabile del 26% circa delle emissioni di *GHGs* e, come in altri paesi europei, è ancora caratterizzato da una forte prevalenza della mobilità privata (90%, a fronte di una media europea UE dell'82,9%)¹¹⁵. Nelle linee di intervento del *PNIEC* viene attribuito un rilievo prioritario alla riduzione del fabbisogno energetico del settore trasporti e viene promosso l'uso dei carburanti alternativi, con particolare riferimento al vettore elettrico.

¹¹⁵ Rif. *PTE*, Cap. 1.3

Nel *PTE* (rif. Cap. 1.3), la mobilità sostenibile è inclusa nelle otto aree di intervento. Vengono riproposte misure e soluzioni per incrementare i livelli di appetibilità e fruibilità del servizio di trasporto pubblico, al fine di creare le condizioni che assicurino un effettivo shift modale verso l'utilizzo del mezzo pubblico, in particolare quello ferroviario mentre la mobilità privata dovrà progressivamente essere convertita a emissioni zero. In linea con questi obiettivi, la filiera industriale dell'automotive deve accelerare lo sviluppo di modelli convenienti, maturi nelle tecnologie e con adeguata capacità di accumulazione di energia (batterie).

In coerenza con le linee di indirizzo europeo, sono state, quindi, avviate diverse misure per assicurare una mobilità sostenibile nel trasporto stradale (con particolare riferimento al rinnovo del parco automobilistico con mezzi meno inquinanti), dell'autotrasporto, del trasporto urbano (rinnovo dei mezzi per il trasporto pubblico locale) e agli interventi diretti a favorire l'utilizzo di modalità di trasporto a impatto zero come la mobilità ciclistica e la micromobilità elettrica, ma anche con riferimento al trasporto marittimo.

Il documento *Strategie per infrastrutture, mobilità e logistica sostenibili e resilienti*¹¹⁶ costituisce il riferimento ufficiale di pianificazione della mobilità a livello nazionale in attesa dell'approvazione del *Piano Generale dei trasporti e della logistica (PGTL)*, la cui predisposizione è stata avviata a gennaio 2022. Su tale documento programmatico il *Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS)* effettua le scelte relative agli investimenti e agli altri interventi, in coerenza con le politiche dell'Unione europea (rif. FIGURA 26).

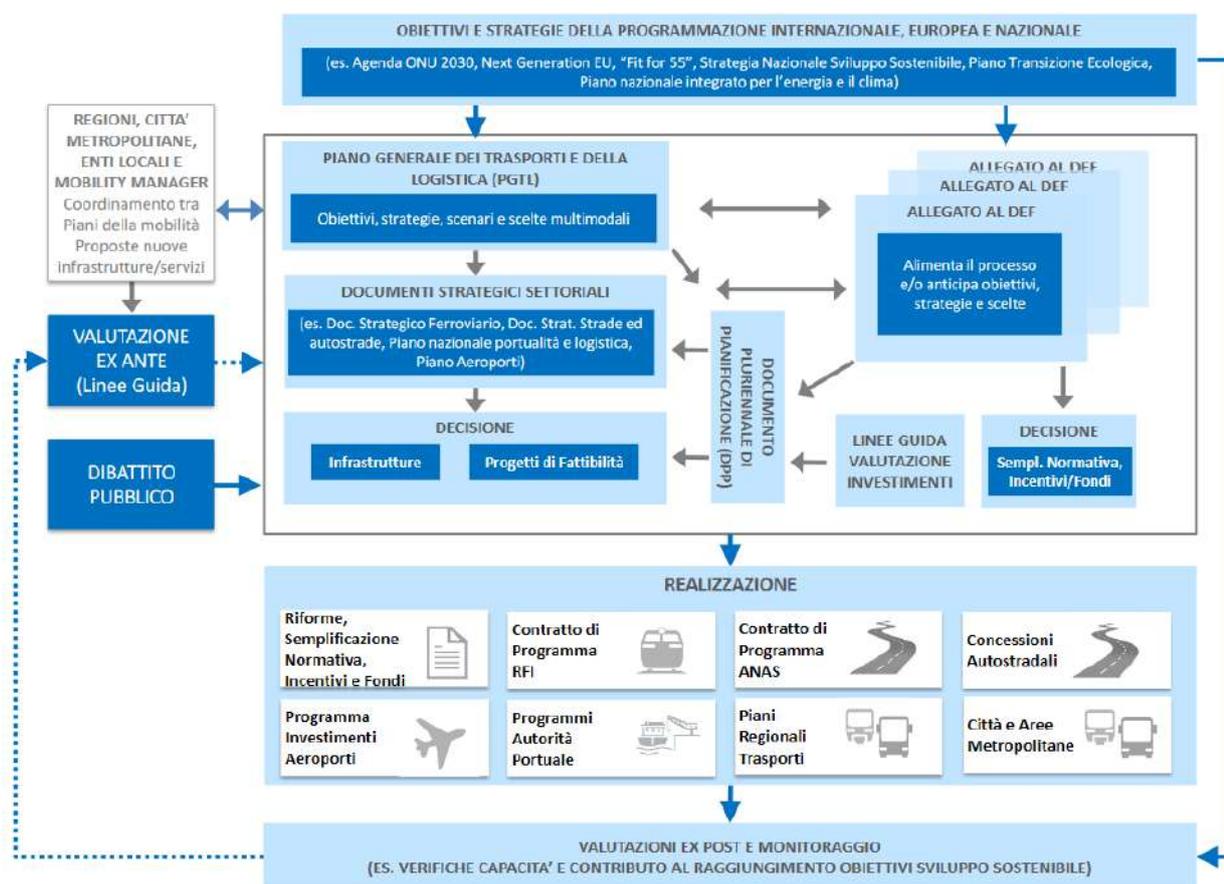


FIGURA 26 – Il Processo di pianificazione, programmazione e progettazione sostenibile delle infrastrutture di trasporto – [Fonte: *Allegato al DEF 2022*]

Il settore dei trasporti, particolarmente vasto e complesso, è declinato da numerosi piani di settore¹¹⁷, di cui si descrivono brevemente quelli ritenuti più importanti nell'ambito del *PEAR VDA 2030*.

¹¹⁶ Allegato al Documento di Economia e Finanza (DEF) approvato il 06 Aprile 2022

¹¹⁷ Oltre a quelli citati nel testo: *Piano Nazionale della sicurezza stradale 2030*; *Piano Strategico Nazionale della portualità e della logistica*; *Piano nazionale del cold ironing*; *Piano nazionale degli Aeroporti*

Il *Piano strategico Nazionale della mobilità sostenibile*¹¹⁸ (*PSN-MS*), redatto ai sensi della *L. 232/2016*, ha la finalità di fornire degli indirizzi di carattere strategico e di definire lo stato delle tecnologie per fonti di alimentazione alternative nell'ambito del trasporto pubblico locale e regionale, in attuazione degli accordi di riduzione delle emissioni nonché degli orientamenti della normativa europea.

Il *Piano generale della mobilità ciclistica 2022-2024* (*PGMC*), redatto ai sensi della *L. 2/2018* e parte integrante del *PGTL*, è finalizzato a realizzare il *Sistema Nazionale della Mobilità Ciclistica* (*SNMC*) in ambito urbano, metropolitano e extra-urbano. La finalità del piano è quella di rendere, a ogni livello, la mobilità ciclabile una componente fondamentale del sistema modale sostenibile, con caratteristiche di accessibilità, efficienza trasportistica ed economica e positivo impatto ambientale.

I *Piani urbani della mobilità sostenibile* (*PUMS*) sono, invece, disciplinati dal *D.Lgs. 257/2016*¹¹⁹, che ha previsto l'adozione di criteri uniformi a livello nazionale per la relativa predisposizione e applicazione e dal *DM. 397/2017*, che ha emanato le Linee guida per la redazione degli stessi. Con i *DM 171/2019* e *DM 594/2019* sono state messe a disposizione le risorse statali per la predisposizione dei *PUMS*, in particolare per i comuni ad alto inquinamento di PM10 e biossido di azoto chiamati ad adottare azioni strutturali per la riduzione dell'inquinamento atmosferico.

In tema di penetrazione delle FER nei carburanti, il *D.Lgs. 199/2021* aggiorna la disciplina e prevede:

- l'obbligo, per i fornitori di benzina, diesel e metano, di conseguire entro il 2030 una quota almeno pari al 16 per cento di *FER* sul totale di carburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento e calcolata sulla base del contenuto energetico. Inoltre, a decorrere dal 2023 la quota di biocarburanti liquidi sostenibili utilizzati in purezza deve essere pari ad almeno 500.000 t ed è incrementata di 100.000 t all'anno nel successivo triennio.
- vincoli nella composizione delle *FER* per il raggiungimento della percentuale sopra riportata, in particolare sulla quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa consumati nei trasporti, quando prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, più stringente per quelle che sono qualificate a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni e per i quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione verso terreni che presentano elevate scorte di carbonio;
- criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

MISURE INCENTIVANTI



PNRR

Rif.: *Decisione di Esecuzione del Consiglio 10160/21*

Il *PNRR*, nell'ambito della *Missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica - componente M2C2: Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile*, prevede risorse da destinare allo sviluppo di un trasporto locale più sostenibile, alla sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale e ferroviario e all'investimento nei bus elettrici (rif. Cap. 1.8).

Fondo per la Strategia di mobilità sostenibile

Rif.: *L. 234/2021, art. 1, comma 392*

La legge di Bilancio 2022 ha istituito un fondo per la strategia di mobilità sostenibile per la lotta al cambiamento climatico e la riduzione delle emissioni in attuazione della *Strategia europea Fit for 55*. La dotazione del fondo è pari a circa 2 miliardi di euro.

Fondo per la riconversione, ricerca e sviluppo del settore automotive

Rif.: *DL. 17/2022*

Il *DL. 17/2022*, al fine di favorire la riconversione, ricerca e sviluppo del settore automotive, ha istituito un fondo di 700 milioni di euro per l'anno 2022 e 1.000 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2023 al 2030.

¹¹⁸ Approvato con *DPCM 30/04/2019*

¹¹⁹ Rif. *D.Lgs. 257/2016, art. 3 comma 7*

Incentivi per TPL e per la conversione elettrica dei mezzi pesantiRif.: [DL. 50/2022](#); [DL 59/2021](#)

Il [DL 59/2021](#), relativo al Fondo complementare al [PNRR](#), prevede risorse sia per il rinnovo dei mezzi di trasporto pubblico locale che per promuovere il cold ironing. Il [DL 50/2022](#), ha concesso aiuti per 1 milione di euro a favore delle imprese esercenti il trasporto passeggeri con autobus di classe ambientale euro V e euro VI e per la conversione ad alimentazione elettrica dei mezzi pesanti per trasporto merci.

Incentivi per l'acquisto di veicoli, auto e moto elettrici, ibridi e a basse emissioniRif.: [DPCM 06/04/2022](#); [L. 145/2018](#)

Il [DPCM 06/04/2022](#) concede nuovi incentivi per l'acquisto di veicoli, auto e moto, elettrici, ibridi e a basse emissioni, con fondi pari a 650 milioni di euro per ciascuno degli anni 2022-2023-2024. Il cosiddetto "ecobonus", adottato a partire dalla Legge di Bilancio 2019, ha introdotto contributi per l'acquisto di autoveicoli elettrici o ibridi, con o senza rottamazione di un veicolo inquinante.

Incentivi per la mobilità ciclistica e la micromobilità elettricaRif.: [DL. 111/2019](#); [DL. 121/2021](#); [DL. 228/2021](#)
[DL. 73/2021](#); [L. 160/2019](#); [L. 145/2018](#)
[Decisione di Esecuzione del Consiglio 10160/21](#)

Il [DL. 111/2019](#) ha previsto un *Programma sperimentale buono mobilità* volto a favorire l'acquisto di velocipedi, biciclette a pedalata assistita e abbonamenti al trasporto collettivo per i residenti nelle aree sottoposte a procedure di infrazione europea per violazione dei limiti di inquinamento dell'aria.

Il [DL. 121/2021](#) e il [DL. 228/2021](#) hanno riordinato la disciplina della circolazione dei monopattini elettrici.

Il [DL. 73/2021](#) ha istituito un fondo, con una dotazione di 50 milioni di euro per il 2021, per l'erogazione di contributi destinati al finanziamento di iniziative di mobilità sostenibile da parte di imprese, pubbliche amministrazioni e istituti scolastici che predispongano, previa nomina del mobility manager, il piano degli spostamenti casa-lavoro o casa-scuola del personale e degli alunni.

Nello specifico, per la mobilità ciclistica, la [L. 145/2018](#) ha istituito un fondo per la progettazione delle ciclovie interurbane, mentre la [L. 160/2019](#) ha istituito un fondo per lo sviluppo delle reti ciclabili urbane, volto a finanziare il 50% degli interventi di realizzazione di nuove piste ciclabili urbane da parte di comuni e di unioni di comuni che abbiano approvato strumenti di pianificazione che prevedono lo sviluppo strategico della rete ciclabile urbana. Il [PNRR](#) prevede, inoltre, fondi per 600 milioni di euro per il rafforzamento della mobilità ciclistica.

2.5 Reti e infrastrutture

Il livello europeo

A livello europeo, le infrastrutture rivestono da sempre un ruolo fondamentale, come già sottolineato nel trattato di Maastricht del 1992, nel quale le Reti Trans-Europee (*TEN*) venivano declinate in 3 pilastri: Trasporto (*TEN-T*), Energia (*TEN-E*) e Telecomunicazioni (*eTEN*). In tempi più recenti, ne è stata rimarcata in vario modo la centralità nel processo di transizione energetica e di decarbonizzazione dell'economia. In particolare, nell'ambito del *Fit for 55* è stata avviata la revisione della *Direttiva DAFI*, mentre nel piano *REPowerEU* sono stati previsti importanti investimenti in reti e infrastrutture, anche nell'ottica di accelerare la fruibilità e la sostenibilità del vettore idrogeno¹²⁰.

La rete elettrica e la rete gas, in particolare, hanno un ruolo centrale nella transizione energetica, sia per abilitare, attraverso l'elettrificazione dei consumi, una rapida penetrazione delle *FER* in settori dove storicamente sono predominanti le tecnologie alimentate da fonti fossili, sia per il trasporto di idrogeno.

Rete elettrica

A livello di **rete elettrica**, l'attività di coordinamento e collaborazione tra i *Gestori della Rete (Transmission System Operators – TSO)* europei nasce inizialmente per esigenze nell'ambito delle attività di esercizio ed interoperabilità del sistema elettrico, ma è stata poi estesa negli anni anche alla pianificazione degli sviluppi della rete di trasmissione ricadente nel perimetro europeo. Anche in tale ambito è emersa, infatti, la necessità di rispondere a esigenze comuni, volte a garantire azioni congiunte da parte dei *TSO* e orientate al raggiungimento degli obiettivi comunitari prefissati.

In linea con il *Regolamento (CE) 714/2009*, nel 2009 è stata costituita l'associazione *European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)*, formata da 42 *TSO* appartenenti a 35 Paesi. Lo scopo principale dell'*ENTSO-E* è quello di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea, al fine di:

- garantire l'incremento dell'utilizzo di produzione da *FER* in base agli obiettivi comunitari;
- supportare la creazione di un mercato interno dell'energia, riducendo le congestioni sulla rete di trasmissione;
- garantire la sicurezza della fornitura (*Security of Supply*) e l'affidabilità del sistema.

A tal fine, a cadenza biennale, è prevista la redazione, da parte di *ENTSO-E*, di un *Piano decennale di Sviluppo della rete europea non vincolante (Ten Years Network Development Plan - TYNDP)*, volto a una programmazione degli investimenti e al monitoraggio degli sviluppi delle capacità delle reti di trasmissione in modo da identificare tempestivamente possibili lacune, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere. Tale documento costituisce il riferimento più completo sull'evoluzione della rete di trasmissione elettrica e definisce gli investimenti che maggiormente contribuiscono a realizzare gli obiettivi della politica energetica europea. Per tale motivo, il *TYNDP* è assunto a riferimento per la selezione dei *Progetti di Interesse Comune (Project of Common Interest, PCI)*. Per essere incluso nell'elenco¹²¹ dei *PCI* e beneficiare quindi di procedure autorizzative accelerate, di migliori condizioni normative e di un sostegno finanziario, un progetto deve dimostrare di offrire vantaggi significativi ad almeno due Stati membri, contribuire all'integrazione del mercato e a una maggiore concorrenza, migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e ridurre le emissioni di CO₂. A partire dal 2013, sono state approvate cinque liste, rispettivamente composte da 250 progetti nel 2013, 195 nel 2015, 173 nel 2017, 149 nel 2019 e 98 nel 2021. Il settore elettrico e le reti intelligenti rappresentano oltre il 70% dei progetti nelle ultime liste, rispecchiando l'importanza crescente dell'elettricità nel sistema energetico, mentre è diminuito il numero di progetti nel settore del gas.

Si segnala inoltre che nel 2021 è stata costituita una nuova associazione per gli operatori del sistema di distribuzione Europeo. L'*EU DSO Entity*¹²² è stato formalmente istituito dal *Regolamento (UE) 2019/943* sull'energia elettrica "al fine di aumentare l'efficienza nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica dell'Unione e garantire una stretta cooperazione con i gestori dei sistemi di trasmissione e l'*ENTSO-E*."

¹²⁰ Rif. Allegato 1 - Linee Guida per lo Sviluppo dell'Idrogeno in Valle d'Aosta

¹²¹ L'elenco dei *PCI* è adottato dalla Commissione Europea a cadenza biennale sulla base del *Regolamento (Regolamento TEN-E)*, attualmente in fase di revisione per rendere i suoi obiettivi maggiormente coerenti con l'obiettivo della neutralità climatica al 2050.

¹²² Di questo gruppo di lavoro fa parte anche DEVAL S.p.A.

Rete gas

Analogamente a quanto fatto per la rete elettrica, nel 2009 è stata creata la *European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G)*, ovvero un'associazione di 31 TSO di 21 paesi europei, volta a promuovere il commercio transfrontaliero del gas nel mercato interno europeo e lo sviluppo della rete europea di trasporto del gas naturale. Anche l'*ENTSO-G* è tenuto a sviluppare un piano decennale di sviluppo della rete del gas a livello europeo, sulla base di scenari di sviluppo del sistema energetico condivisi con *ENTSO-E*.

La **rete gas**, seppur apparentemente in contraddizione con gli scenari di decarbonizzazione, riveste al contrario un'importanza strategica in previsione del 2050, in un'ottica di integrazione con la rete elettrica e di riconversione verso l'idrogeno. Per maggiori approfondimenti, in particolare relativamente allo *European Hydrogen Backbone (EHB)* si rimanda all'*Allegato 1 - Linee Guida per lo Sviluppo dell'Idrogeno in Valle d'Aosta*.

Infrastrutture per i combustibili alternativi

Con la *Direttiva 2014/94/UE (Directive alternative fuel initiative - DAFI)* l'Unione Europea ha posto le basi per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi per il trasporto, quali elettricità, gas naturale e idrogeno. La Direttiva, al fine di ridurre al minimo la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti, ha fissato i requisiti minimi per la costruzione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale (*GNL* e *GNC*) e idrogeno, da attuarsi mediante i *Quadri strategici nazionali*. La Direttiva ha introdotto criteri e specifiche tecniche volti a garantire l'interoperabilità dei sistemi di ricarica, la creazione di un'infrastruttura di facile utilizzo, con un agevole accesso alle informazioni, prezzi trasparenti e pagamenti ad hoc. La Direttiva *DAFI* è poi stata integrata e modificata dal *Regolamento delegato (UE) 2019/1745*, in cui sono state stabilite le specifiche tecniche applicabili a diverse casistiche, tra le quali i punti di ricarica per i veicoli a motore della categoria L¹²³, l'approvvigionamento di idrogeno per il trasporto su strada e quello di gas naturale per il trasporto su strada e per vie navigabili.

Nella relazione relativa all'applicazione della Direttiva¹²⁴, emerge che:

- non vi sono procedure d'infrazione per mancato recepimento aperte nei confronti degli Stati membri, ma i *Quadri strategici nazionali* non sono pienamente coerenti con le priorità definite a livello europeo;
- nel 2017 la Commissione ha adottato un piano d'azione¹²⁵ sulle infrastrutture per i combustibili alternativi, per sostenere la creazione di un'infrastruttura portante attraverso la piena copertura della rete *TEN-T* entro il 2025 e l'aumento degli investimenti in infrastrutture;
- a fine 2020 in Europa sono stati installati circa 213.000 dispositivi di ricarica elettrica accessibili al pubblico, ai cui circa il 10% rapidi (> 22kW e fino a 350 kW). Gli Stati membri hanno pianificato un rapporto medio punti di ricarica/veicoli di circa 1:12 per il 2030 che, se applicato, porterebbe a 2,7 milioni di punti di ricarica al 2030. Si ipotizza tuttavia una distribuzione disomogenea delle installazioni, a fronte di una carenza nella rete centrale *TEN-T*, che non dispone di punti di ricarica ogni 60 km;
- l'aumento registrato nel tasso di immatricolazione dei veicoli elettrici non è supportato da un equivalente aumento nelle infrastrutture di ricarica e questo potrebbe comportare carenze che possono compromettere la diffusione complessiva dei veicoli;
- seppur la Direttiva abbia garantito l'allineamento tra le norme dell'elettromobilità e dell'energia elettrica, la stessa non è sufficiente per sostenere lo sviluppo di un'infrastruttura di ricarica intelligente e per facilitare lo sviluppo di servizi di ricarica intelligenti e bidirezionali (*V2G*);
- le previsioni prevedono un aumento significativo dei mezzi alimentati a *GNC* e *GNL*, tuttavia complessivamente tali mezzi al 2030 potrebbero rappresentare una percentuale prossima all'1% del parco veicoli; l'infrastruttura esistente sembra pertanto già adeguata, anche in considerazione del fatto che la quota di veicoli a *GNC* dovrebbe diminuire significativamente dopo il 2035.

¹²³ *Ciclomotori e motoveicoli a due, tre e quattro ruote*

¹²⁴ *COM(2021) 103 final – relazione prevista ai sensi dell'art. 10 della Direttiva DAFI*

¹²⁵ *COM(2017) 652 final*

- la mobilità a idrogeno rappresenta ancora una nicchia, a fronte però di obiettivi estremamente ambiziosi da parte di molti Stati membri. L'infrastruttura, costituita da circa a 125 stazioni nel 2020, dovrebbe contarne almeno 600 nel 2030. Tuttavia, circa la metà degli Stati membri non prevede alcuna infrastruttura e questo potrebbe comportare una connettività limitata per i veicoli a idrogeno all'interno dell'UE.

La Direttiva, determinante per stimolare lo sviluppo di politiche e misure per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi negli Stati membri, si scontra però con il cresciuto livello di ambizione degli obiettivi di decarbonizzazione europei.

Al fine di imporre un'accelerazione nel settore dei combustibili alternativi e delle relative infrastrutture e garantire una rete minima di infrastrutture di ricarica e rifornimento con una buona distribuzione geografica, risolvendo le criticità emerse, la Commissione europea ha presentato, a luglio 2021, una proposta di Regolamento¹²⁶ di abrogazione e modifica della Direttiva **DAFI**, con obiettivi nazionali obbligatori.

Il livello nazionale

Anche a livello nazionale, lo sviluppo delle infrastrutture viene considerato un fattore abilitante per la transizione energetica. La necessità di **interoperabilità e sviluppo organizzato e sinergico delle diverse reti** richiede un sempre maggiore coordinamento tra gli operatori dei diversi settori. Esempio particolarmente esplicativo è, in tale ambito, il *Documento di Descrizione degli Scenari*¹²⁷, redatto congiuntamente da **TERNA** e **Snam**, in accordo a quanto richiesto da **ARERA** con la *Delibera 654/2017* e la *Delibera 689/2017*, per giungere a una visione coerente delle possibili evoluzioni future del sistema energetico italiano e che costituisce la base per la predisposizione dei rispettivi *Piani di Sviluppo*, in analogia al processo europeo. Inoltre, **TERNA** ricerca sinergie con le infrastrutture stradali e ferroviarie e lo sviluppo coordinato del sistema gas e delle telecomunicazioni. La possibilità di programmare in maniera coordinata lo sviluppo di reti intersettoriali (trasporto, energia e telecomunicazioni) rappresenta sicuramente una delle più grandi sfide, ma allo stesso tempo un'opportunità. Si segnala, inoltre, il *Memorandum of Understanding* tra **TERNA** e **Snam**, finalizzato a individuare, definire e realizzare iniziative comuni, anche condividendo i rispettivi *know how* e *best practices*, con l'obiettivo di rafforzare ulteriormente l'impegno come protagonisti della transizione ecologica in atto.

Nello specifico, l'accordo mirato alla valorizzazione delle potenziali sinergie tra il sistema gas e il sistema elettrico si articola su tre aree di interesse:

- **centrali dual fuel**, nell'ambito del quale **Snam** prevede la conversione delle proprie centrali di compressione e stoccaggio in centrali ibride (o *dual fuel*), con rilevanti benefici ambientali e di sviluppo di nuove risorse di flessibilità per il sistema elettrico;
- **ricerca e sviluppo**, con iniziative connesse al cosiddetto **sector coupling** per identificare nuove tecnologie per la decarbonizzazione, con particolare riferimento alle dinamiche di flessibilità e alla integrazione delle **FER** con focus sul *power to gas* e sulle sue applicazioni;
- **co-innovazione**, per proseguire nella sperimentazione e sviluppo di iniziative innovative e soluzioni tecnologiche per la sostenibilità delle reti energetiche attraverso attività di monitoraggio delle infrastrutture con l'utilizzo di droni, satelliti, sensoristica IoT e per la sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente.

Rete elettrica

La rete elettrica rappresenta uno dei principali fattori abilitanti il processo, complesso e sfidante, di transizione verso un sistema energetico decarbonizzato al 2050, basato su un incremento importante della domanda di energia elettrica e della produzione da **FER**. Come emerge dal *Piano di Sviluppo di TERNA 2021*¹²⁸, tale trasformazione ha un impatto significativo per il *Sistema Elettrico* e implica la necessità di adeguamento della rete, con sfide tecniche senza

¹²⁶ COM(2021) 559 final – iniziativa prevista nel pacchetto “Fit for 55”.

¹²⁷ Rif. **TERNA 2022**

¹²⁸ L'art. 60 del **DL 76/2020** stabilisce che Terna debba predisporre ogni 2 anni, entro il 31 gennaio, un Piano di Sviluppo decennale della rete di trasmissione nazionale, coerente con gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, di decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico stabiliti nel **PNIEC**.

precedenti, per garantire che il processo di transizione ecologica si possa svolgere in maniera efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio ed evitando un aumento eccessivo dei costi per la collettività.

I **TSO** sono chiamati a garantire, in ogni istante, il bilanciamento tra produzione e domanda di energia elettrica così da assicurare il trasporto dell'energia lungo la filiera in modo sicuro, adeguato, efficiente costante e affidabile. L'incremento delle **FER**, per loro natura non programmabili, la dismissione degli impianti termoelettrici e i cambiamenti climatici hanno, infatti, impatti significativi sulle attività di gestione della rete in termini di possibili disservizi, regolazione della tensione e adeguatezza del sistema.

L'esigenza principale è quella di superare le problematiche emerse nel funzionamento della **RTN** e di prevenire le criticità future correlate all'evoluzione della domanda di energia elettrica e alla rapida e diffusa crescita degli impianti a fonte rinnovabile. In particolare questi ultimi si interfacciano generalmente alla rete mediante l'utilizzo di macchine statiche (*inverter*) che, a differenza delle macchine rotanti tipiche della generazione tradizionale, non riescono a sostenere la stabilità dei parametri fondamentali di rete (frequenza e tensione) e di resistere alle perturbazioni. Inoltre, la produzione da **FER** è per sua natura prevalentemente "non programmabile", ovvero non segue il fabbisogno di energia per il consumo, bensì la disponibilità della fonte primaria (ad esempio sole o vento, che sono per loro natura intermittenti). La crescita delle **FER** genera criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione a causa della riduzione del numero di risorse in grado di fornire servizi di regolazione, in particolare nei momenti critici per il Sistema Elettrico quali picchi e rampe di carico, ed espone la rete a periodi in cui la produzione da **FER** supera il fabbisogno di energia elettrica (**overgeneration**), soprattutto nelle ore centrali della giornata quando il solare arriva al suo picco di produzione, con conseguente necessità di disporre di adeguata capacità di accumulo al fine di non dover ricorrere al taglio dell'energia prodotta. A questo si aggiunge la criticità che gli impianti **FER**, in particolare l'eolico, sono spesso localizzati lontani dai centri di consumo, causando un aumento delle congestioni di rete di trasmissione, specialmente da Sud verso Nord.

La crescita delle **FER** sta inoltre contribuendo a modificare il profilo del fabbisogno di carico residuo che deve essere soddisfatto mediante l'impiego di impianti programmabili (es: termici, idrici, di accumulo idroelettrico e dell'import) e renderà necessaria una capacità altamente flessibile per l'inseguimento della rampa serale di carico derivante dalla riduzione della produzione fotovoltaica nelle ore serali.

In aggiunta, il fatto che molti impianti **FER** siano connessi su reti di distribuzione **MT/BT**, tradizionalmente caratterizzate da soli carichi elettrici, sta facendo emergere nuove problematiche nella gestione del sistema elettrico, progettato per un funzionamento unidirezionale.

Il sistema sta già sperimentando:

- una progressiva riduzione della potenza regolante e di inerzia, per la modifica degli assetti di funzionamento del parco di generazione, con sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;
- un aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo non omogeneo delle **FER**;
- un forte inasprimento delle problematiche di regolazione di tensione (sovratensioni e buchi di tensione) e instabilità di frequenza (oscillazioni e separazioni di rete non controllate), già sperimentate negli ultimi anni.

*La pandemia da COVID-19 ha fatto registrare, durante il periodo di lockdown, anche un crollo della domanda di elettricità con un conseguente avanzamento repentino dell'incidenza delle **FER** sul totale consumato. Si è trattato, in pratica, di una sperimentazione non programmata di quanto potrebbe accadere nel corso del prossimo decennio. L'emergenza COVID-19 ha, di fatto, stressato temi operativi e di scenario già ampiamente identificati dagli operatori (come la crescente penetrazione delle rinnovabili e la continua uscita di produzione degli impianti termoelettrici convenzionali) e, seppur nel suo complesso il sistema elettrico abbia comunque mostrato buone capacità di risposta alle diverse criticità emerse durante l'emergenza, ha messo in evidenza quanto la sicurezza energetica e le resilienza delle reti siano temi essenziali nel percorso di transizione ecologica. Un sistema energetico resiliente è in grado, infatti, di resistere a shock improvvisi senza far venire meno il suo scopo essenziale ovvero fornire energia senza interruzioni per gli utenti finali.*

Il Piano di Sviluppo di **TERNA** si basa su un'**accelerazione degli investimenti** sulla rete per consentire la transizione verso un'energia sostenibile e si concentra su 5 ambiti fondamentali (rif. **FIGURA 27**), messi sotto pressione dal nuovo contesto:

- **sicurezza**, ovvero la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche del suo stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso; L'obiettivo è quello di prevedere ed evitare disservizi, in particolare quelli prodotti dagli eventi climatici sempre più estremi;
- **adeguatezza**, la capacità del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto dei requisiti di sicurezza e qualità del servizio, ovvero dotazione di risorse di produzione, stoccaggio, controllo della domanda e capacità di trasporto sufficienti a soddisfare la domanda attesa, con un margine di adeguatezza in ogni periodo;
- **qualità del servizio**, ovvero la capacità di garantire la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica) e la qualità dello stesso (livello di tensione, forma d'onda, ecc.);
- **resilienza**, ovvero la capacità del sistema di resistere a sollecitazioni che hanno superato i limiti di tenuta e di riportarsi nello stato di funzionamento normale, anche attraverso interventi provvisori;
- **efficienza**, ovvero la capacità di gestire il sistema elettrico rispettando i requisiti di sicurezza, adeguatezza e qualità, al minimo costo complessivo per il cittadino/utente.



FIGURA 27 – **TERNA**: ambiti fondamentali di gestione del sistema elettrico [Fonte: *TERNA 2021*]

Con il *Piano di Sviluppo 2021* **TERNA** conferma l'obiettivo di aumentare la sicurezza della rete, migliorarne la gestione e l'equilibrio e introdurre tecnologie capaci di prevenire ed evitare disservizi a partire da quelli prodotti da eventi climatici sempre più estremi. Più in generale, sono previsti **interventi** per oltre 18 miliardi di euro nel decennio, volti a generare una sempre maggiore efficienza per il sistema elettrico e benefici quali:

- una maggiore potenza **FER** connettabile alla rete stimata in circa 40 GW al 2030;
- la dismissione di infrastrutture obsolete per un valore pari a 4.600 km;
- una diminuzione delle perdite di energia per circa 2.000 milioni di kWh all'anno;
- una riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera per circa 5,6 milioni di tonnellate/anno, per effetto del miglioramento del mix produttivo e delle minori perdite di rete.

In parallelo allo sviluppo della rete elettrica nazionale, **TERNA** sta inoltre lavorando all'**incremento della capacità di interconnessione** con i paesi confinanti, sia al nord che nell'area mediterranea, per aumentare l'integrazione della rete italiana con quella europea, garantendo così lo scambio di energia e servizi.

I Paesi del bacino del Mediterraneo hanno caratteristiche energetiche diverse ma complementari, in termini di profili di carico e mix di generazione, che andrebbero sfruttate in modo sinergico al fine di aumentare gli scambi di energia e raggiungere gli obiettivi della transizione ecologica nei prossimi decenni. Inoltre, l'integrazione e l'esercizio coordinato dei sistemi elettrici mediterranei avrebbero un effetto diretto, oltre che sulla riduzione dell'impatto ambientale, anche sul rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti e la resilienza energetica della regione.

L'Italia, grazie anche alla sua posizione geografica come **hub naturale del Mediterraneo** (collegamento con Balcani, Europa centrale e Paesi nord-africani), può giocare un ruolo strategico, favorendo la maggiore integrazione del mercato energetico del Mediterraneo con quello europeo.

Le azioni del Piano, imprescindibili, coordinate e coerenti tra loro, sono poi riconducibili a quattro categorie di intervento (rif. FIGURA 28):

- **investimenti di rete**, con il potenziamento delle dorsali Nord-Sud e i rinforzi di rete Sud e isole, investimenti per la regolazione della tensione e l'aumento dell'inerzia del sistema, interconnessioni con l'estero, interventi per la resilienza e per favorire la penetrazione delle rinnovabili;
- **segnali di prezzo di lungo termine**, ovvero **capacity market** per promuovere investimenti in impianti termoelettrici di nuova generazione, aste e contratti di acquisto di energia a lungo termine (**PPA**) per impianti rinnovabili, contrattualizzazione a termine tramite procedure competitive per nuova capacità di accumulo, anche impianti di pompaggio;
- **evoluzione e integrazione dei mercati**, ovvero evoluzione della struttura e dei prodotti negoziati sul mercato dei servizi per far fronte alle nuove esigenze (regolazione di tensione, inerzia...), partecipazione di "nuove" risorse di flessibilità al mercato dei servizi di dispacciamento (domanda, generazione distribuita, accumuli), integrazione progressiva con i mercati dei servizi europei;
- **innovazione e digitalizzazione** della rete di trasmissione (asset e processi) e della gestione del sistema elettrico.



FIGURA 28 – **TERNA**: fattori abilitanti per la transizione del sistema elettrico [Fonte: **TERNA 2021**]

Le principali linee di azione del Piano di Sviluppo 2021 riguardano (rif. FIGURA 29):

- **INTERCONNESSIONI**, potenziamento delle interconnessioni con l'estero per aumentare la capacità di scambio con i Paesi confinanti;
- **INTEGRAZIONE RINNOVABILI**, rafforzamento degli scambi tra zone di mercato per una maggiore integrazione delle fonti energetiche rinnovabili (**FER**);
- **AMPLIAMENTO RETE**, risoluzione criticità, maggiore elettrificazione delle aree metropolitane, gestione integrata della sicurezza della Rete di Trasmissione Nazionale (**RTN**), controllo sempre più capillare della rete;
- **SINERGIE INFRASTRUTTURALI**, sinergie con gli altri sistemi (gas, ferrovie e telecomunicazioni) per integrazione delle reti con un minore impatto sul territorio;
- **RESILIENZA 2.0**, nuova metodologia per individuare e valutare interventi che aumentino la resilienza della rete.



FIGURA 29 – **TERNA**: principali linee di azione del Piano di Sviluppo 2021 [Fonte: **TERNA 2021**]

In questo scenario occorre capire quale ruolo potranno avere i **DSO** nei futuri mercati dei servizi: servizi locali (es. regolazione della tensione), risoluzione delle congestioni locali di rete, collaborazione nel reperimento dei servizi di bilanciamento e quali meccanismi di comunicazione verranno implementati tra **TSO** e i **DSO** al fine di collaborare per il reperimento di servizi da parte di generatori e carichi distribuiti connessi alla distribuzione.

In questo contesto, in Italia, l'**ARERA**, facendo seguito al *Documento per la consultazione 322/2019/R/eel*, ha approvato il *Documento per la Consultazione 685/2022/R/eel*, ovvero il "Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (**TIDE**)". Tale riforma ha la finalità di:

- garantire la sicurezza del sistema elettrico in modo efficiente e al minor costo, nell'attuale contesto in rapida e continua evoluzione, caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché dalla progressiva riduzione dell'utilizzo degli impianti programmabili;
- razionalizzare il quadro regolatorio generale del dispacciamento in modo da raggruppare in un unico corpo normativo tutte le disposizioni che sono state adottate nel corso degli anni in coerenza con l'evoluzione del quadro regolatorio europeo.

In tale quadro si inseriscono i progetti volti a introdurre sessioni di mercato a termine con le quali approvvigionare i mercati dell'energia della capacità necessaria a fornire determinati servizi, anche tramite remunerazione della availability (€/MW). In tale scenario, con DM 28/06/2019, è stato definito il **Capacity Market**, nonché il progetto pilota approvato da ARERA nel 2020 relativo alla fornitura del servizio di **Fast Reserve** necessario al miglioramento della stabilità della frequenza di rete. L'asta, svolta a dicembre 2020, ha visto aggiudicare l'intero ammontare richiesto pari a 250 MW.

Rete gas

Per quanto riguarda la rete gas, il principale TSO nazionale (**Snam**), nell'ambito del recente *Piano 2022-2026*, ha definito di aumentare gli investimenti in maniera significativa rispetto al passato, al fine di rafforzare le infrastrutture e contribuire alla maggiore sicurezza energetica nazionale e, in parallelo, lavorare per un futuro carbon neutral puntando su idrogeno e biometano, con l'obiettivo di costruire un sistema energetico più sostenibile, resiliente e duraturo. Il piano si articola su:

- **sviluppo dell'infrastruttura del gas** lungo tutta la catena del valore attraverso una maggiore flessibilità e un adeguato dimensionamento, in maniera da rafforzare la propria resilienza in tempi di crisi. Il *Piano 2022-2026* prevede investimenti totali per 10 miliardi di euro, di cui circa 9 miliardi di euro sulle reti (in particolare, 6,3 miliardi di euro sul trasporto, 1,3 miliardi di euro per l'ampliamento e il rinnovo dei siti di stoccaggio e 1,4 miliardi di euro destinati al **GNL**) e 1 miliardo di euro nei business della transizione energetica. Tutti gli investimenti per lo sviluppo e l'ammodernamento dell'infrastruttura per il trasporto e lo stoccaggio sono realizzati in un'ottica di **H2 asset readiness**;
- **accelerazione della transizione energetica** attraverso lo sviluppo di **gas verdi** (idrogeno e biometano), di **tecnologie per la decarbonizzazione**, di misure volte ad aumentare l'efficienza energetica e la tecnologia **CCS** (Carbon Capture and Storage). Tra i gas verdi, il **biometano** è quello allo stadio di sviluppo più avanzato e disponibile in tempi brevi. Gli investimenti in biometano ammontano a circa 550 milioni di euro e prevedono oltre 100 MW di impianti in esercizio entro il 2026 (con una produzione attesa pari a circa 200 milioni di metri cubi). Nell'orizzonte di piano, sono previsti 100 milioni di euro di investimenti nell'**idrogeno** anche con il supporto dei fondi del PNRR, per contribuire a preparare l'ecosistema nazionale all'utilizzo dell'idrogeno, ivi inclusa la partecipazione alla realizzazione di una Gigafactory per la produzione di elettrolizzatori in Italia, per la quale la Commissione Ue, nell'ambito del *Programma IPCEI Hy2Tech*, ha autorizzato la concessione di un sostegno finanziario entro un massimale di 63 milioni di euro. È previsto inoltre lo sviluppo della *Italian Hydrogen Backbone* tramite repurposing dell'infrastruttura (reti e stoccaggio) per sostenere la domanda nazionale di gas verde ed esportare gli ulteriori volumi disponibili da produzione nazionale e/o import. Il Piano destina, inoltre, circa 120 milioni di euro di investimenti alla tecnologia **Carbon Capture and Storage (CCS)**, considerata una tecnologia necessaria al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione a livello globale, come confermato anche da report recenti di **IPCC** e **IEA** (rif. Cap. 1.2). In particolare, **Snam** punta su

partecipazioni in aziende¹²⁹ con progetti di **CCS**, a cui può trasferire il know-how derivante dall'essere uno tra i principali operatori europei nel trasporto e nello stoccaggio di molecole e su progetti pilota in Italia, propedeutici a ulteriori sviluppi a favore delle industrie hard-to-abate della Pianura Padana;¹³⁰

- **digitalizzazione** e ottimizzazione degli asset e dei processi industriali. **Snam** si è posta l'obiettivo del raggiungimento del target di neutralità carbonica al 2040, che rimane invariato anche nel mutato contesto internazionale, estremamente sfidante. Particolare rilevanza rivestono le azioni per ridurre ulteriormente le emissioni di metano¹³¹ e, in modo complementare, l'impegno nelle altre dimensioni della Just Transition e della sostenibilità *Environmental, Social, e Governance* **ESG**. Particolarmente importante il tema dell'innovazione e digitalizzazione, a cui saranno destinati circa 450 milioni di euro di investimenti con un programma che raggruppa 52 progetti su 4 macroaree (sicurezza, resilienza degli asset, ottimizzazione dei processi e attività per migliorare la sostenibilità del business).

Nel breve periodo, risulta evidente il ruolo chiave di **Snam** quale “enabler” per la riduzione delle emissioni¹³², anche attraverso la produzione di biometano e, in futuro, la decarbonizzazione dei settori hard-to-abate attraverso l'idrogeno trasportato nella rete. Nelle politiche finanziarie della società, in cui gli sforzi saranno dedicati al contenimento degli effetti negativi del peggiorato scenario macroeconomico, anche attraverso una maggiore diversificazione delle fonti e degli strumenti di finanziamento e il ricorso a strumenti di debito più flessibili, dovrebbe crescere il peso della finanza sostenibile a fronte dell'obiettivo di strutturare le emissioni future di **Snam** in formato **ESG** (Sustainability-Linked Bond oppure Use of Proceeds).

Vista la rilevanza ai fini del **PEAR VDA 2030**, si precisa che, per quanto riguarda il settore della distribuzione del gas naturale, la riforma del settore, avviata con il D.Lgs. 164/2000 (c.d. Decreto Letta), ha liberalizzato tale segmento della filiera gas, prevedendo che la concessione del servizio venga affidata tramite gara pubblica a operatori del settore per periodi non superiori a 12 anni. Successivamente, con l'art. 46 bis della L. 222/2007, le gare per l'assegnazione del servizio, inizialmente previste a livello comunale, sono passate a un Ambito Territoriale Minimo (**ATEM**), ovvero aggregazioni sovracomunali di dimensioni “ottimali” con riferimento a criteri di efficienza ed economicità del servizio.

Infrastrutture per i combustibili alternativi

Il Piano Nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica (**PNIRE**), redatto in applicazione della L. 134/2012¹³³, ha introdotto, in tutto il territorio nazionale, livelli minimi uniformi di accessibilità del servizio di ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica, prevedendo l'istituzione di servizi di ricarica di veicoli elettrici sia per il trasporto pubblico che per quello privato, oltre che l'introduzione di procedure per la gestione di tale servizio.

La realizzazione della rete di ricarica e le misure di accompagnamento per lo sviluppo delle stesse sono poi disciplinate dal D.Lgs. 257/2016¹³⁴ di recepimento della Direttiva **DAFI**, che contiene un quadro strategico sia sulla mobilità elettrica che su gas naturale liquefatto e compresso (**GNC** e **GNL**), idrogeno e **GPL**. Il decreto legislativo dispone, tra l'altro:

- che le Regioni, nel caso di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di carburanti e di ristrutturazione totale degli impianti esistenti, dispongano l'obbligo di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica di potenza elevata nonché di rifornimento di **GNC** o **GNL** anche in esclusiva modalità self service (art.18).

¹²⁹ *Snam ha sottoscritto un accordo con ENI per lanciare il primo progetto di CCS in Italia che prevede la cattura della CO₂ dall'impianto ENI di Casalborgonetti per essere iniettata in un giacimento esausto nel mare Adriatico, al largo di Ravenna.*

¹³⁰ *Sull'efficienza energetica e la generazione distribuita, sono previsti circa 200 milioni di investimenti nel periodo 2022-2026.*

¹³¹ *Riduzione del 43% nel 2022 rispetto al 2015, in linea con il piano e con gli obiettivi di United Nations Environment Programme (UNEP)*

¹³² *Entro il 2025, si prevede che le emissioni evitate si moltiplicheranno per 7 passando da 70 ktons di CO₂ evitate all'anno a circa 500 ktons.*

¹³³ *Rif. L. 134/2012, capitolo IV bis “Disposizioni per favorire lo sviluppo della mobilità mediante veicoli a basse emissioni complessive”, art. 17 septies*

¹³⁴ *Recepimento nazionale della Direttiva 2014/94/UE*

- per tutti gli impianti di distribuzione di carburanti stradali già esistenti, che hanno erogato nel corso dell'anno¹³⁵ un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 10 milioni di litri che si trovano in una delle province i cui capoluoghi hanno superato il limite delle concentrazioni di PM10 per almeno 2 anni dal 2009 al 2014, che le Regioni prevedano l'obbligo di presentare un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di **GNC** o **GNL**, da realizzare nei successivi ventiquattro mesi dalla data di presentazione del progetto;
- la possibilità di aprire nuovi impianti di distribuzione monoprodotta, ad uso pubblico, che erogano gas naturale, compreso il biometano, sia **GNC**, sia **GNL**, nonché di nuovi punti di ricarica elettrica di potenza elevata¹³⁶;
- per il vettore elettrico, che entro il 31 dicembre 2020 doveva essere garantito un numero adeguato di punti di ricarica per la circolazione urbana e suburbana;
- che entro il 31 dicembre 2025, deve essere realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per l'idrogeno accessibili al pubblico, da sviluppare gradualmente, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine;
- il *Quadro strategico nazionale* per l'attuazione degli obiettivi (Allegato III).

La L. 55/2019 prevede, invece, la realizzazione di una *Piattaforma Unica Nazionale (PUN)* finalizzata a individuare l'intera rete di ricarica del territorio italiano.

Il D.Lgs. 199/2021, oltre a quanto precedentemente riportato in tema di carburanti, introduce:

- la possibilità, per i soggetti che posseggono un veicolo elettrico, di inserirne i dati sulla **PUN**, con particolare riguardo alla zona e all'indirizzo di residenza e di parcheggio abituale e la possibilità per i comuni di accedere alle informazioni per finalità programmatiche;
- la disciplina della programmazione, da parte dei Comuni, dell'installazione, della realizzazione e della gestione delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, tenendo conto delle richieste pervenute sulla **PUN**;
- l'indicazione, per i comuni o aggregazione di comuni, di prevedere, ove tecnicamente possibile, l'installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei veicoli elettrici immatricolati in relazione ai quali non risultino presenti punti di ricarica disponibili nella zona indicata e nel caso in cui il proprietario abbia dichiarato di non disporre di accesso a punti di ricarica in ambito privato;
- ferma restando la possibilità che un soggetto pubblico o privato chieda l'autorizzazione per la realizzazione e l'eventuale gestione delle infrastrutture di ricarica, anche solo per un'area, la possibilità per i comuni di consentire, anche a titolo non oneroso, la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica a soggetti pubblici e privati, anche prevedendo una eventuale suddivisione in lotti, da assegnare mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie.

¹³⁵ La norma prevede due step di verifica: 2015 e 2017, con obbligo di presentazione del progetto, rispettivamente, al 31/12/2018 e 31/12/2020. In ambito autostradale, gli obblighi sono assolti dai concessionari autostradali, i quali entro il 31/12/2018 presentano al concedente un piano di diffusione dei servizi di ricarica elettrica, di **GNC** e **GNL** garantendo un numero adeguato di punti di ricarica e di rifornimento lungo la rete autostradale e la tutela del principio di neutralità tecnologica degli impianti.

¹³⁶ In tale ambito, è stato emanato il D.M. 3 agosto 2017, finalizzato all'individuazione delle dichiarazioni, attestazioni, asseverazioni e degli elaborati tecnici da presentare per la realizzazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici.

3. IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE

Nel capitolo 3 del Rapporto Ambientale (RA) viene effettuata un'ampia analisi del contesto di riferimento per il [PEAR VDA 2030](#). Di seguito si riporta esclusivamente la base conoscitiva del sistema energetico regionale (rif. Cap 3.2 RA), che verrà utilizzata per lo sviluppo degli scenari di Piano successivi. Si rimanda invece ai capitoli 3.1 e 3.3 del RA per eventuali approfondimenti relativi all'inquadramento territoriale generale e al contesto ambientale.

Rispetto a quanto sviluppato nel Rapporto Ambientale, vengono di seguito riportate alcune informazioni aggiuntive sulla pregressa pianificazione energetica e sul raggiungimento degli obiettivi del precedente [PEAR VDA 2020](#), nonché un breve quadro descrittivo delle infrastrutture aventi una ricaduta, diretta o indiretta, con il sistema energetico regionale.

3.1 Pianificazione energetica regionale fino al 2020 e il relativo sistema di monitoraggio

La [L. 10/1991](#) prevede, all'art. 5, che le Regioni e le Province Autonome si dotino di Piani Energetici Regionali. In Valle d'Aosta l'approvazione del primo [PEAR](#) risale al 1998¹³⁷, a cui hanno fatto seguito, nel 2003, l'aggiornamento relativo al 2001-2010¹³⁸ e, nel 2014, quello relativo al 2011-2020¹³⁹.

Il [PEAR VDA 2010](#), a partire dall'analisi delle tecnologie ritenute applicabili all'interno della realtà valdostana e compatibili con le risorse pubbliche prevedibilmente allocabili per il decennio considerato, si poneva l'obiettivo di limitare l'aumento dei consumi, convertire il consumo di combustibili fossili e di contribuire allo sviluppo del business elettrico regionale attraverso l'incremento dell'esportazione di energia elettrica, contribuendo così al risultato ambientale globale del sistema Italia.

Il documento successivo, relativo al periodo di pianificazione 2011-2020 ([PEAR VDA 2020](#)), definiva invece una serie di azioni volte al raggiungimento di tre obiettivi:

- **FER/CFL (c.d. obiettivo di Burden Sharing):** ovvero l'obiettivo, posto alle Regioni dal [D.M. 15/03/2012](#), che imponeva di contribuire al raggiungimento del target nazionale di una quota di fonti energetiche rinnovabili (FER) sul consumo finale lordo (CFL) pari al 17% al 2020, secondo ripartizioni differenziate per ogni regione;
- **riduzione dei consumi;**
- **riduzione delle emissioni di CO₂.**

L'analisi del grado di raggiungimento di tali obiettivi è riportata al capitolo [3.4](#).

La pianificazione energetica regionale si è storicamente sempre basata sulla redazione dei *Bilanci Energetici Regionali (BER)*, ovvero bilanci sintetici descrittivi dei flussi energetici del territorio (in termini di produzioni, trasformazioni e consumi, suddivisi per vettori e settori), sulla base dei quali è possibile analizzare l'andamento del sistema energetico in un dato periodo. Il [PEAR VDA 2020](#), oltre ad essere stato il primo soggetto alla procedura di [VAS](#) ai sensi della [l.r. 12/2009](#), ha anche introdotto un nuovo concetto di monitoraggio che va oltre la mera compilazione dei *BER*. Sono stati redatti, nel periodo di pianificazione 2011-2020, due documenti di monitoraggio (rif. [FIGURA 30](#)):

- il primo, approvato con [d.G.r. 535/2018](#), riferito al periodo 2011-2015;
- il secondo, approvato con [d.G.r. 1522/2021](#), che sostituisce il documento precedente aggiornando i dati energetici al 2019.

¹³⁷ Rif. d.C.r. n. 3126 – 14/04/1998

¹³⁸ Rif. d.C.r. n. 3146/XI – 3/04/2003

¹³⁹ Rif. d.C.r. n. 727/XIV – 25/09/2014

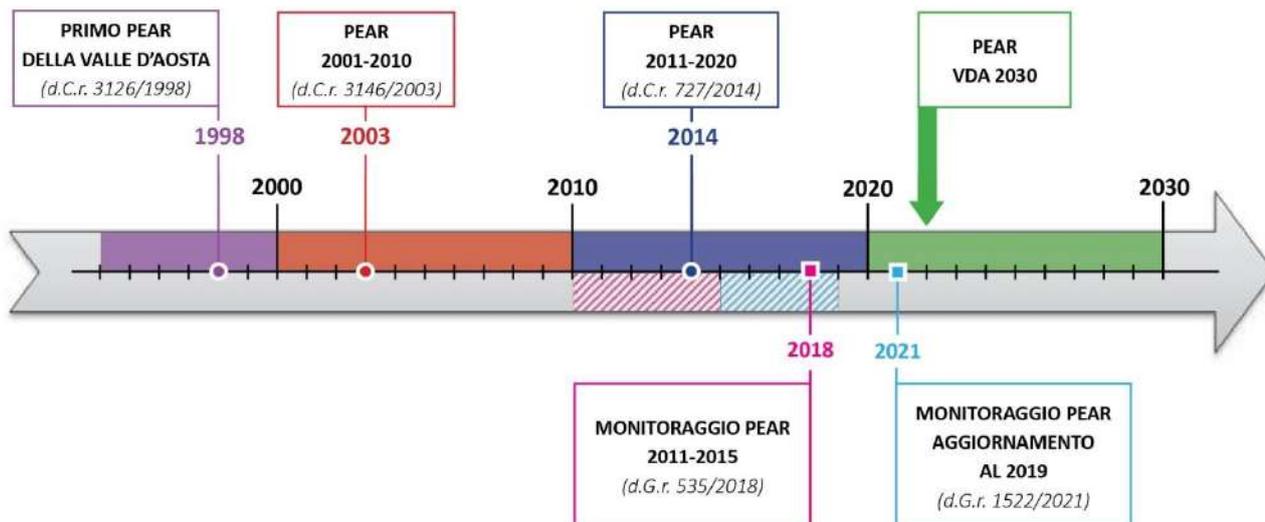


FIGURA 30 – PEAR della Valle d'Aosta e relativi monitoraggi [Fonte: COA energia]

Il **Monitoraggio PEAR 2011-2019**¹⁴⁰, in particolare, contiene:

- il recepimento dei dati derivanti dal monitoraggio del *Burden Sharing* e attribuiti dal *Ministero dello Sviluppo Economico (MISE)* alla Regione Valle d'Aosta in riferimento all'obiettivo di *FER/CFL* ad essa attribuito;
- la redazione dei *BER* aggiornati al 2019;
- il confronto dei dati utilizzati nella redazione dei *BER* con quanto derivante dalla metodologia di monitoraggio del *Burden Sharing*, mettendo in evidenza eventuali scostamenti nei dati e analizzando le relative differenze metodologiche;
- la valutazione dell'andamento del sistema energetico regionale rispetto agli scenari e agli obiettivi di piano, al fine di mettere in evidenza l'eventuale necessità di azioni correttive;
- il riepilogo delle principali azioni e misure a disposizione in ambito energetico;
- l'analisi degli indicatori previsti, nell'ambito della procedura di *VAS* del *PEAR VDA 2020*, nel *Documento di Monitoraggio*.

Nello specifico, è stato fatto¹⁴¹ un notevole sforzo metodologico di **confronto tra i dati raccolti a livello regionale e quelli nazionali** che ha consentito, laddove i valori coincidevano, di validare ulteriormente quanto utilizzato e, ove erano presenti notevoli differenze, di farle emergere nei tavoli di lavoro, collaborando alla definizione di valori maggiormente rappresentativi della realtà territoriale.

Inoltre, nell'ottica di una migliore conoscenza del sistema energetico regionale, è stato svolto un approfondito lavoro di analisi e di valorizzazione dei dati presenti sui database del **Catasto Energetico Regionale della Valle d'Aosta (CER-VDA)** che attualmente comprende la banca dati degli *Attestati di Prestazione Energetica (APE)* presente sul *Portale Beauclimat* e il *Catasto degli Impianti Termici della Valle d'Aosta (CIT-VDA)*.

¹⁴⁰ Per maggiori approfondimenti sull'approccio metodologico di raccolta dati fare riferimento all'Allegato 1 al Monitoraggio PEAR 2011-2019. Per quanto riguarda la metodologia nazionale di monitoraggio del *Burden Sharing* e in particolare del grado di raggiungimento dell'obiettivo *FER/CFL* da parte di ciascuna regione, far riferimento al *DM 11 maggio 2015*

¹⁴¹ Le attività di monitoraggio sopra descritte sono state condotte dal Centro Osservazione e Attività sull'energia (COA energia) di Finaosta S.p.A.

3.2 Reti e infrastrutture energetiche

L'evoluzione del sistema energetico regionale è fortemente correlata alle infrastrutture presenti sul territorio e alla loro capacità di rispondere alle nuove esigenze progressivamente dettate dalla transizione energetica. Prima di analizzare i dati relativi ai Bilanci energetici regionali (rif. Cap. 3.3), si riporta di seguito una breve descrizione dell'attuale sviluppo delle reti maggiormente rilevanti ai fini della pianificazione energetica.

3.2.1 Rete elettrica

La rete elettrica sul territorio regionale (rif. TABELLA 18) è costituita dalle linee elettriche di **trasmissione** in Alta Tensione (AT) e in Altissima Tensione (AAT) e dalla rete di **distribuzione** in Media Tensione (MT) cioè con tensione di esercizio tra 1kV e 30kV e in Bassa Tensione (BT), con tensione inferiore a 1kV.

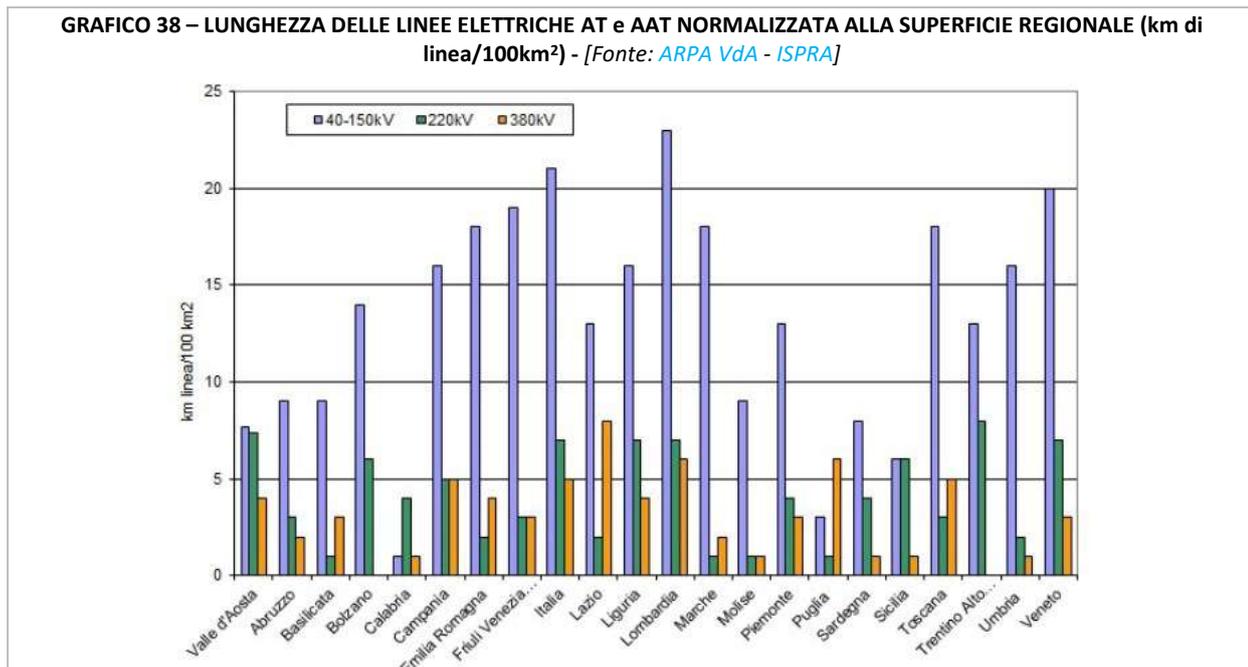
Le linee AT e AAT sono prevalentemente di competenza di TERNA S.p.A., proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), anche se Deval S.p.A (DEVAL) è proprietaria di circa ulteriori 56 km di rete. Gli elettrodotti a 380 kV importano corrente dalla Francia verso l'Italia e attraversano la Valle d'Aosta senza derivazioni sul territorio regionale. Gli elettrodotti a 220 kV importano corrente dalla Svizzera verso l'Italia e trasportano anche una quota importante della corrente prodotta sul territorio regionale dalle centrali idroelettriche. Infine, quelli a 132 kV garantiscono sia il trasporto della corrente prodotta sul territorio regionale verso il Piemonte, sia la distribuzione interna regionale.

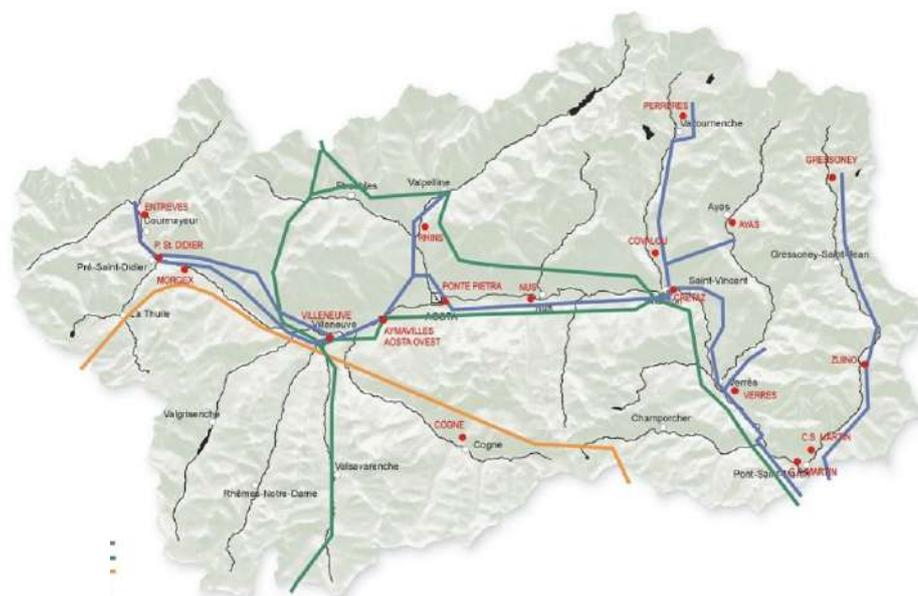
RETE ELETTRICA AAT e AT		
TIPO LINEA	ESTENSIONE [km]	SVILUPPO
AAT 380 kV	130*	Dalla Francia al Piemonte (passando lungo la Valle di La Thuile e attraversando le vallate di Valgrisenche, Rhêmes, Valsavarenche e Cogne)
AAT 220 kV	240	Dalla Svizzera al Piemonte (vallata centrale, Valpelline, Valsavarenche)
AT [40-150]kV	250	Collegamento con il Piemonte (vallata centrale, Valle di Gressoney, Valpelline, Valtournenche e Val d'Ayas)

* considerando separatamente le due terne dell'elettrodotto

TABELLA 18 – Estensione rete elettrica della Valle d'Aosta in Alta e Altissima Tensione [Fonte: ARPA VdA]

La Valle d'Aosta è tra le Regioni italiane con maggiore sviluppo delle linee elettriche a 220 kV rispetto alla superficie (rif. GRAFICO 38).





----- Linea 40-150 kV ----- Linea 220 kV ----- Linea 380 kV • Cabina primaria centro satellite

FIGURA 31 – Sviluppo delle linee elettriche ad alta tensione e punto di installazione delle cabine primarie

[Fonte: ARPA VdA da dati forniti dai gestori degli elettrodotti Terna e Deval]

Il territorio della Valle d’Aosta può essere suddiviso, dal punto di vista dell’alimentazione elettrica, in aree, ciascuna servita da una Cabina Primaria o da un Centro Satellite. Sul territorio regionale sono presenti complessivamente 14 Cabine Primarie e 6 Centri Satellite (rif. FIGURA 31).

Per quanto riguarda la rete di distribuzione, la linea **MT** si sviluppa per circa 1.530 km, mentre la rete **BT** per circa 2.662 km¹⁴². La rete di distribuzione è prevalentemente di competenza di **DEVAL**, salvo che per i tratti di proprietà della **Società Cooperativa Elettrica Gignod**¹⁴³ (**C.E.G.**) che si sviluppa nei comuni di Saint-Christophe, Allein, Doues, Gignod e Valpelline¹⁴⁴. La **Cooperativa Forza e Luce**, opera in alcuni tratti nei comuni di Gressan e Aosta. La rete delle linee **MT** e delle cabine di trasformazione **MT/BT** (circa 2000 – rif. FIGURA 32 e FIGURA 33) è funzionale alla distribuzione capillare sul territorio dell’energia elettrica agli utenti.

Sulla rete di distribuzione elettrica vengono svolte attività volte a incrementarne la capacità, al fine di far fronte alla domanda di nuovi allacciamenti di clienti finali o di produttori di energia elettrica, per migliorarne la resilienza, rinnovare gli impianti vetusti e favorirne l’automazione e la digitalizzazione.

¹⁴² Dato aggiornato al 2021

¹⁴³ L’estensione della linea di **CEG** non è computata nei valori sopra riportati.

¹⁴⁴ Vi sono, inoltre, alcuni utenti collegati nelle frazioni di Excenex, Arpuilles, Entrebin e Porossan del Comune di Aosta, dove risulta però **DEVAL** concessionario del servizio di distribuzione.

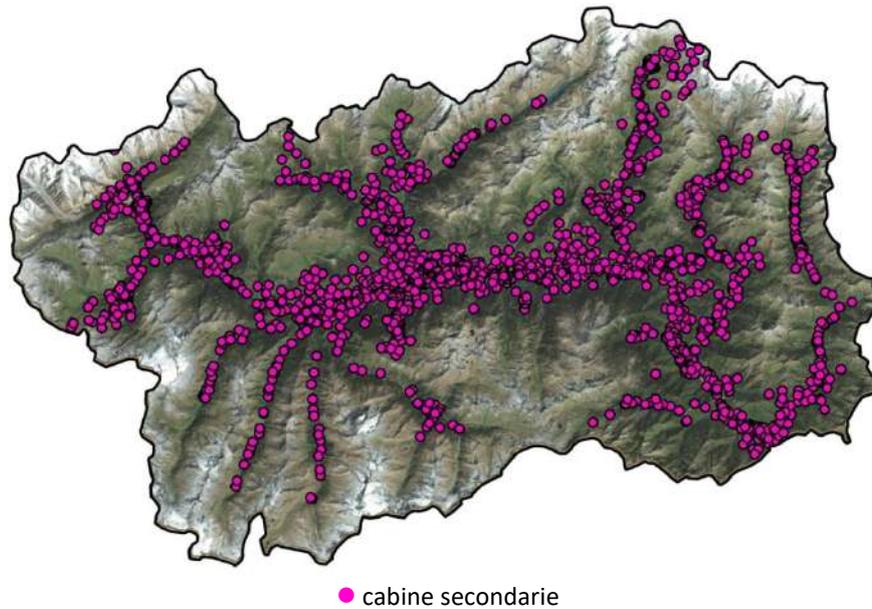


FIGURA 32 – Cabine MT/BT (2021) [Fonte: SCT]

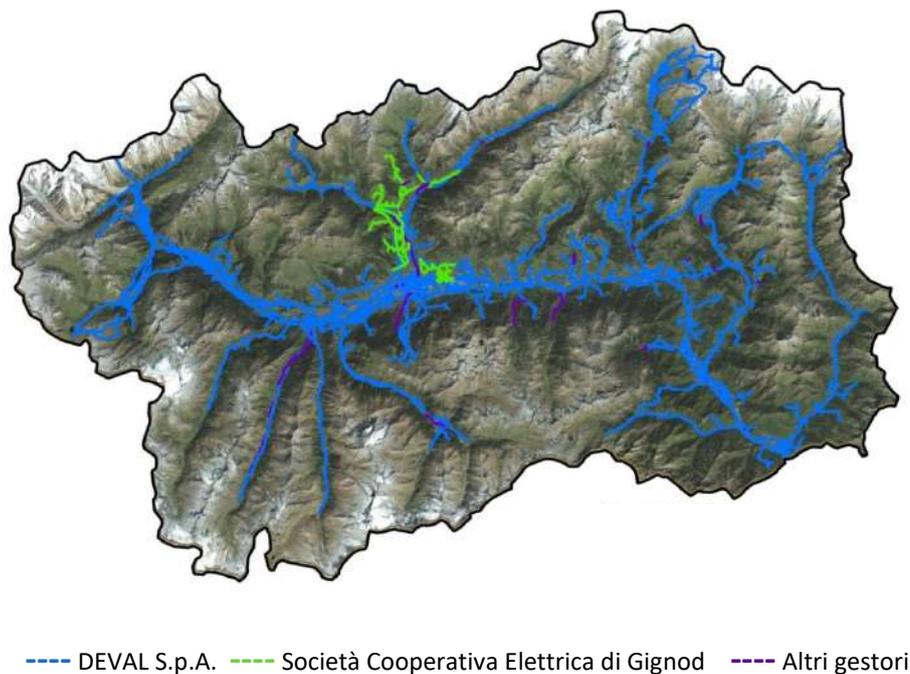


FIGURA 33 – Sviluppo delle linee elettriche MT (2021) [Fonte: SCT]

Nel 2019 è stato condotto uno studio¹⁴⁵ sui flussi che caratterizzano la rete elettrica regionale, in cui il territorio è stato virtualmente suddiviso in 17 *aree omogenee di alimentazione*¹⁴⁶ (rif. FIGURA 34), ciascuna afferente a una cabina

¹⁴⁵ COA energia in collaborazione con il Politecnico di Milano [POLIMI 2020]

¹⁴⁶ In funzione della struttura della rete elettrica, alcuni centri satelliti sono autonomi (n° 3) ed altri sono sottesi ad un impianto primario per il tramite di linee di proprietà DEVAL (n° 3). Nel concetto di “area omogenea di alimentazione” sono pertanto confluite le 14 cabine primarie e i 3 centri satelliti autonomi. Inoltre, la ripartizione delle aree deve essere considerata indicativa in quanto i confini elettrici delle aree di influenza non coincidono con i confini amministrativi e, in particolare, le aree di influenza degli impianti di Entrèves, Morgex e Pré-Saint-Didier si compenetrano l’una nell’altra.

primaria/centro satellite, al fine di analizzare, per ognuna di esse, i flussi giornalieri di energia elettrica prodotti dagli impianti *MT* e *BT*, i quantitativi di energia richiesti e quelli scambiati con la rete in *AT*.

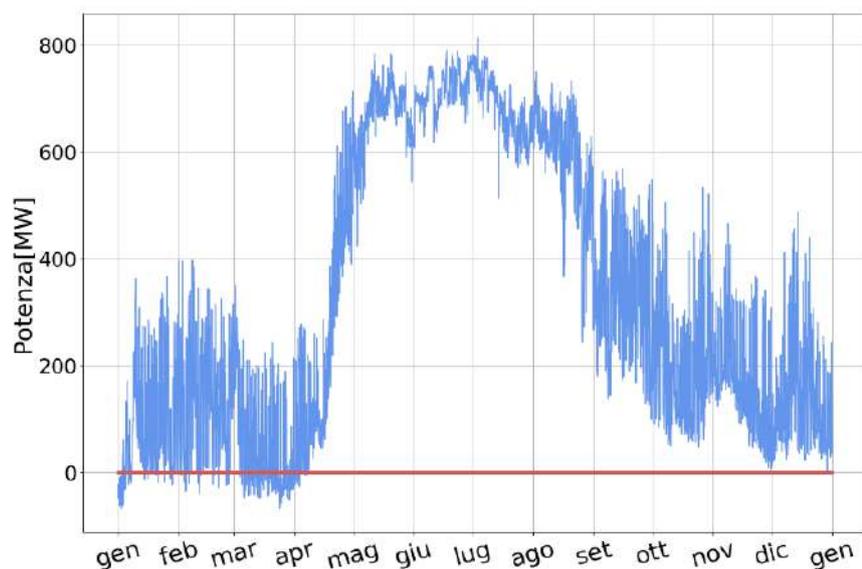


FIGURA 34 – Suddivisione del territorio in 17 aree omogenee di alimentazione

[Fonte: rielaborazione da analisi Politecnico di Milano]

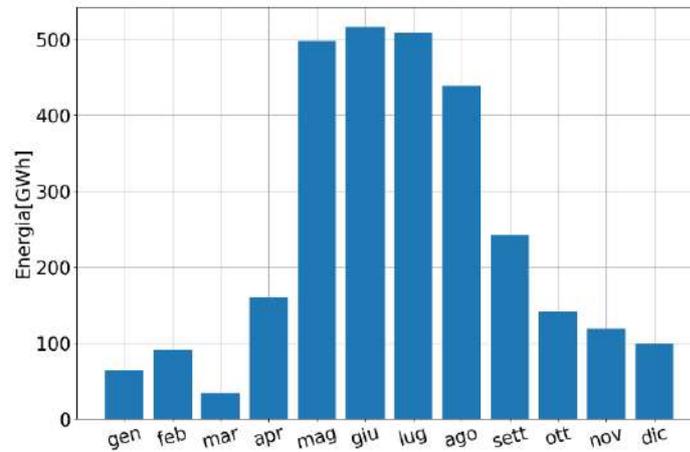
Dall'analisi emerge che sebbene la Valle d'Aosta abbia, a livello complessivo annuo, un profilo energetico caratterizzato da un marcato surplus energetico, in alcuni giorni dei mesi invernali il fabbisogno energetico complessivo risulta prevalente rispetto alla produzione¹⁴⁷. Questo aspetto è evidente nel [GRAFICO 39](#) ove è riportato il profilo giornaliero della potenza complessiva di tutti gli impianti che producono energia elettrica presenti sul territorio regionale: in alcuni giorni tra gennaio e aprile i valori di saldo sono negativi (valori di potenza sotto la linea rossa). Il saldo complessivo mensile risulta comunque positivo ([GRAFICO 40](#)).

GRAFICO 39 – PROFILO DI POTENZA COMPLESSIVO (2019) [Fonte: Politecnico di Milano]



¹⁴⁷ La produzione è comprensiva del contributo dei grandi impianti connessi in *AT*.

GRAFICO 40 – SALDO DI PRODUZIONE MENSILE FLUSSI DI RETE DI DISTRIBUZIONE CONNESSI CON AT (INCLUSA LA PRODUZIONE DELLE CENTRALI IN AT) (2019) [Fonte: Politecnico di Milano]



Se si analizzano i profili energetici della sola rete locale di distribuzione, questi variano considerevolmente tra le diverse aree considerate e nei diversi periodi dell'anno. In [FIGURA 35](#), per ognuna delle 17 aree omogenee di alimentazione, è riportato il saldo di energia elettrica che ciascuna area scambia con la rete AT attraverso il rispettivo punto di interconnessione nei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

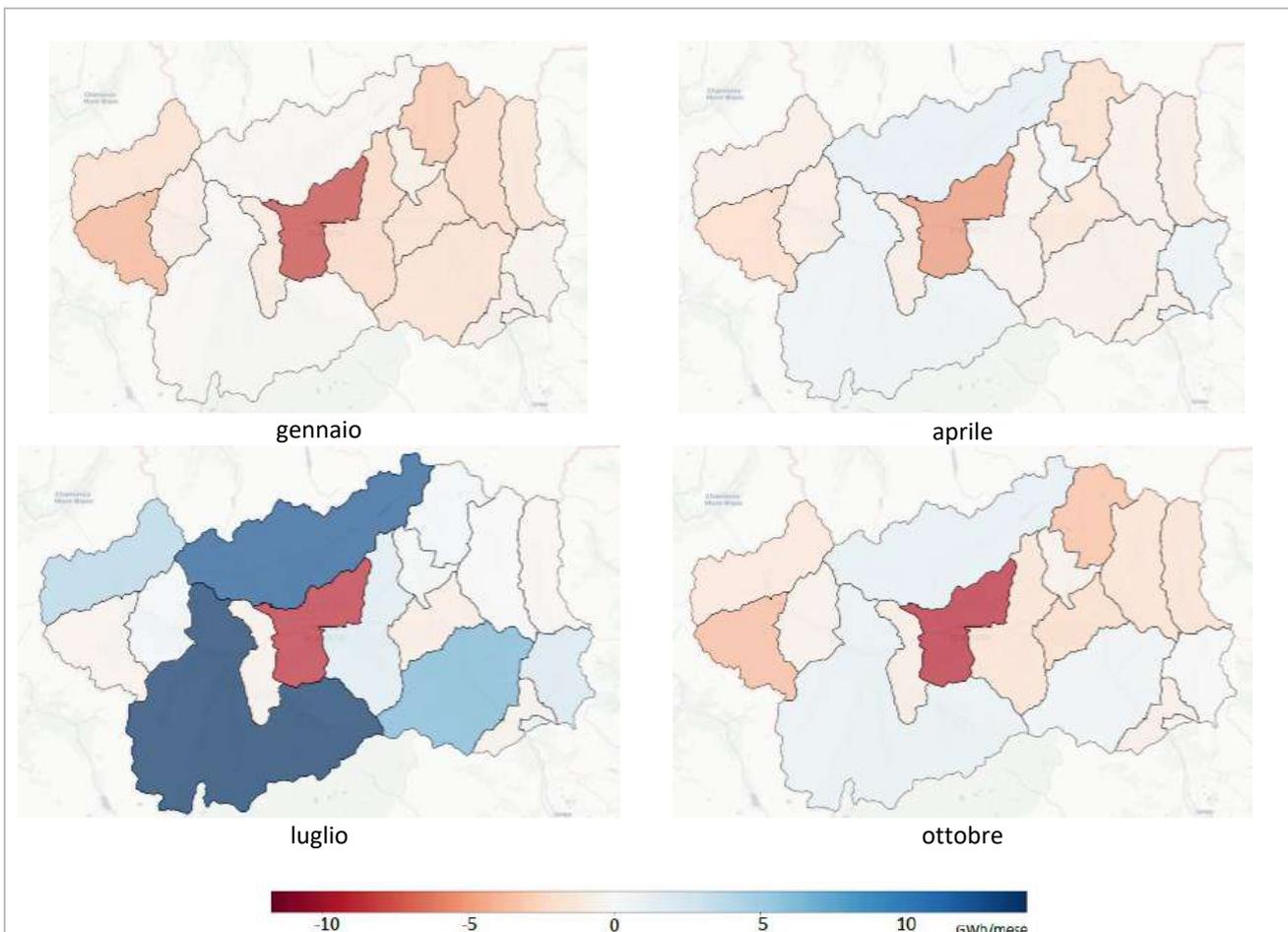


FIGURA 35 – Saldo energia scambiata con la rete AT in alcuni mesi dell'anno (2019) [Fonte: POLIMI 2020]

I valori negativi (rosso) sono associati ai mesi di “prelievo dalla rete **AT**”, in cui il consumo locale di energia supera la produzione locale, mentre i valori positivi (blu) rappresentano la situazione inversa, in cui l’energia totale immessa sulla rete nazionale supera quella prelevata. Si evince come, a parità di area, vi sia una forte stagionalità che segue la produzione delle **FER** elettriche, e come invece, a parità di mese, vi sia una significativa differenza tra le aree a “vocazione idroelettrica” e le altre. L’area di Aosta presenta una forte richiesta di energia dalla rete quasi costante tutto l’anno, mentre altri territori sono maggiormente autosufficienti e, in alcuni casi, arrivano ad un surplus di energia come per esempio le aree di Rhins e Villeneuve.

Tali differenze devono essere tenute in considerazione nell’ambito dello sviluppo delle **FER** sul territorio e del processo di elettrificazione dei consumi e l’andamento deve essere opportunamente monitorato nel tempo.

3.2.2 Rete di ricarica dei veicoli elettrici.

In Valle d’Aosta, la rete di ricarica dei veicoli elettrici nasce, inizialmente, nell’ambito di progetti a regia pubblica, che hanno portato alla realizzazione di:

- 8 colonnine di ricarica di tipo Slow, tra il 2011 e il 2012, a valere in parte sulla *l.r. 3/2006* e in parte sul progetto europeo finanziato con il FESR 2007-2013 “Rê.V.E. Grand Paradis”;
- 8 colonnine di tipo Quick installate nell’ambito del progetto “Strade verdi” di Deval S.p.A.;
- 37 colonnine di ricarica di tipo Quick¹⁴⁸, di cui 35 realizzate dall’Amministrazione regionale nell’ambito del progetto “*E. Vda*” e due del Comune di Aosta nell’ambito del progetto “Cityporto”.

A questa rete iniziale si sono sommate, negli ultimi anni, numerose iniziative di carattere pubblico e privato su tutto il territorio regionale, sia per quanto riguarda la auto che le bici elettriche, tra le quali si cita, a titolo non esaustivo, le numerose colonnine di ricarica realizzate da **CVA** di tipo Quick e Fast in vari comuni del territorio regionale e le 14 colonnine di ricarica **TESLA** presso l’Autoporto di Pollein.

Seppur ogni operatore abbia implementato il proprio sistema di visualizzazione, gestione e prenotazione delle colonnine, non è attualmente disponibile un database completo e aggiornato delle installazioni.

3.2.3 Rete del gas metano.

La dorsale di trasporto del gas in alta pressione, gestita dalla *Società Nazionale Metanodotti (Snam)*, si sviluppa da Pont-Saint-Martin fino a Pollein ed è caratterizzata da:

- punti di consegna del gas in alta pressione a industrie ubicate nei comuni di Verrès, Arnad, Pollein e Aosta e a impianti termoelettrici nel comune di Aosta;
- punti di interconnessione (*City gate*) nei comuni di Pont-Saint-Martin, Issogne, Fénis, Châtillon e Pollein, in cui viene ridotta la pressione e si dirama la rete secondaria di distribuzione, gestita attualmente da Italgas.

Al 31/12/2019, la rete di distribuzione si sviluppa per circa 359 km e sottende 21.366 *punti di riconsegna (PdR)* distribuiti su 24 comuni (Aosta, Arnad, Bard, Brissogne, Chambave, Charvensod, Châtillon, Donnas, Fénis, Gressan, Hône, Issogne, Nus, Pollein, Pontey, Pont-Saint-Martin, Quart, Saint-Christophe, Saint-Pierre, Saint-Vincent, Sarre, Verrayes, Verrès, Villeneuve – rif. **FIGURA 36**). Occorre tuttavia specificare che, generalmente, la rete non serve l’intero territorio comunale, limitandosi spesso alle zone della valle centrale che non si discostano eccessivamente dalla dorsale di trasporto (rif. **FIGURA 37**).

¹⁴⁸ Nel **PNIRE** le colonnine di ricarica dei veicoli elettrici sono classificate in funzione della potenza in Slow (fino a 7 kW), Quick (dai 7 kW ai 22 kW), Fast (superiore ai 22 kW in corrente alternata e a 44-50 kW in corrente continua).

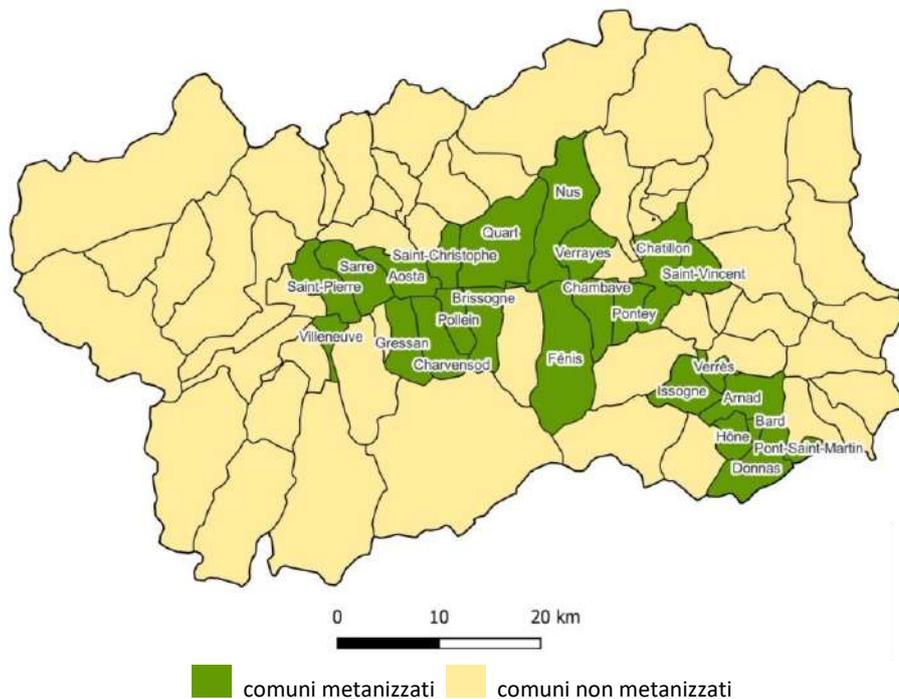


FIGURA 36 - Comuni metanizzati al 31/12/2019 [Fonte: rielaborazione dati da Geoportale regionale]

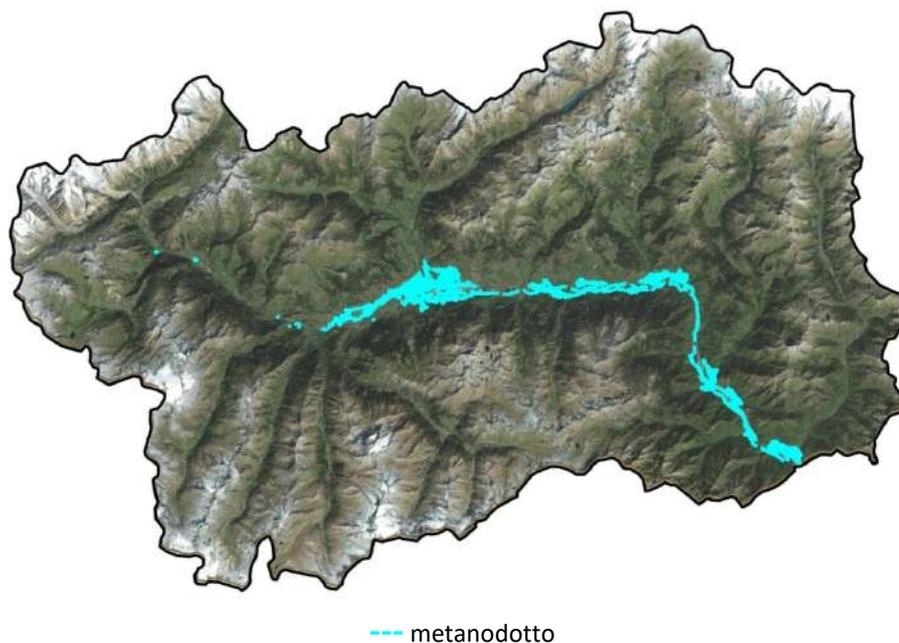


FIGURA 37 - Rete di trasmissione e distribuzione del gas metano [Fonte: Geoportale regionale]

A marzo 2018, il Comune di Aosta, in qualità di comune capofila dell'**ATEM** Valle d'Aosta, ha avviato le procedure per l'affidamento in concessione del servizio nell'ambito territoriale della Valle d'Aosta, prevedendo altresì l'estensione della rete in comuni già metanizzati e la realizzazione di nuovi tratti di rete in comuni non metanizzati. Lo sviluppo della rete verrà trattato nella scheda **R 03 RETE GAS NATURALE** dell'Asse 3.

3.2.4 Reti di teleriscaldamento.

Sul territorio regionale sono presenti otto impianti di teleriscaldamento (rif. **FIGURA 38**), ubicati nei comuni di Pollein, Morgex, Pré-Saint-Didier, Gressan (fraz. Pila), La Thuile (due impianti), Aosta e Valtournenche (fraz. Breuil Cervinia).

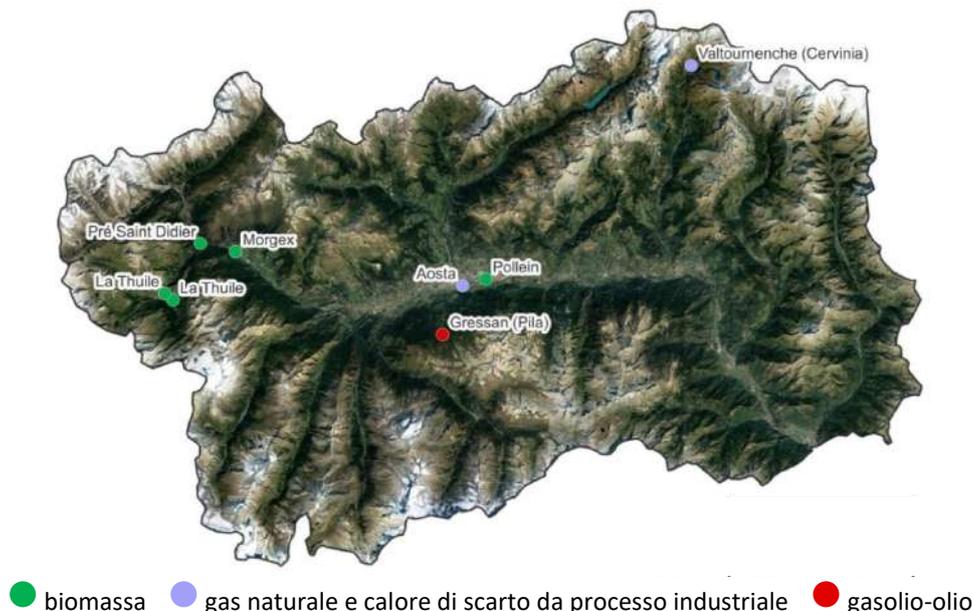


FIGURA 38 – Impianti di teleriscaldamento sul territorio regionale [Fonte: elaborazione COA energia]

In particolare gli impianti si sviluppano complessivamente su 74.160 km di rete, a servizio di 4.520.146 m³ di edifici, come riepilogato in **TABELLA 19**.¹⁴⁹

RETI TELERISCALDAMENTO [2019]						
Ubicazione	ALIMENTAZIONE PRINCIPALE	INTEGRAZIONE / SOCCORSO	POTENZA [MW]		SVILUPPO [m]	VOLUMETRIA [mc]
			TERMICA* [MW]	ELETTRICA [MW]		
Pollein	Biomassa (cippato)	Gas naturale e biogas	5,34	-	3.200	325.000
Pré-Saint-Didier	Biomassa (cippato e pellet)	Gasolio	3,39	-	7.060	265.700
Morgex	Biomassa (cippato)	Gasolio	15,60	-	10.000	647.765
La Thuile energie	Biomassa (cippato)	Gasolio	20,23	0,67	9.900	312.510
La Thuile - SIIM	Biomassa (pellet)	-	3,38	-	1.000	42.000
Gressan -Pila	Gasolio e olio combustibile**	-	7,21	0,29	6.000	166.692
Aosta	Gas naturale / Pompa di calore	Gas naturale	72,47	7,27	30.000	2.287.182
Valtournenche - Breuil Cervinia	Gas naturale	Gas naturale	43,40	1,00	7.000	473.297
TOTALE	-	-	171,02	9,23	74.160	4.520.146

* considerando anche gli impianti di integrazione/soccorso e, nel caso di Aosta, anche la potenza della pompa di calore

**impianto nel 2022 sostituito con alimentazione a gas naturale

TABELLA 19 – Impianti di teleriscaldamento presenti– dati generali [Fonte: elaborazione COA energia su dati gestori impianti]

3.2.5 Altre infrastrutture.

Sul territorio regionale è presente un tratto dell'oleodotto facente parte del collegamento Ferrera-Colombay, che passa lungo il fondovalle per poi risalire nella valle del Gran San Bernardo verso la Svizzera, per una lunghezza totale di circa 70 km. Tale linea, originariamente di proprietà **ENI**, è stata dismessa nel 1994 e nel maggio 2022 è stata acquisita dalla Regione Valle d'Aosta al fine di riutilizzare e valorizzare il cavidotto attualmente vuoto e inertizzato.

¹⁴⁹ Per quanto riguarda l'analisi energetica degli impianti di teleriscaldamento si rimanda al paragrafo 3.3.

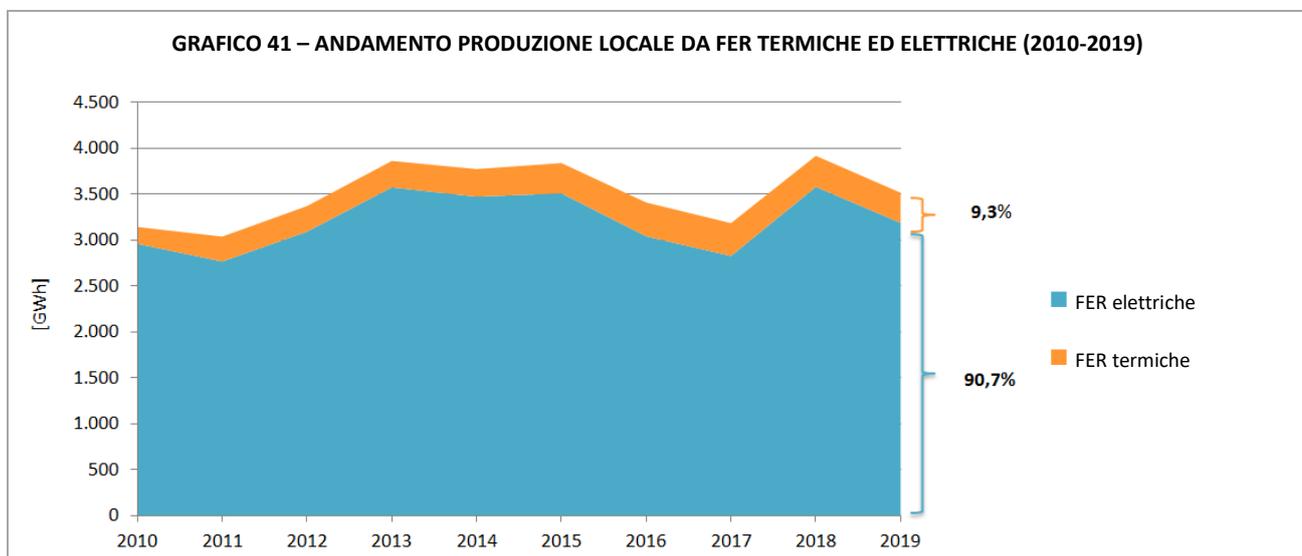
3.3 I Bilanci Energetici Regionali

Di seguito viene riportata un'analisi del sistema energetico regionale al 2019, riassumendo i dati principali riportati nel *Monitoraggio PEAR 2011-2019* e, in particolare, nei *Bilanci Energetici Regionali (BER)* a esso allegati. Come già precedentemente specificato, si fa riferimento al 2019, sia perché l'aggiornamento completo al 2020 non era compatibile con i tempi di redazione del *PEAR VDA 2030*, sia per non tenere in considerazione come base per gli scenari l'anno della pandemia da *COVID-19*, in quanto risulterebbe statisticamente non significativo.

3.3.1 Disponibilità interna lorda: produzione, esportazione e importazione

Produzione

Con il termine **produzione** si intende l'insieme delle fonti primarie locali, ovvero direttamente disponibili sul territorio regionale, utilizzate per la produzione di energia, al netto, quindi, delle importazioni. Al 2019 la Valle d'Aosta si attesta su un valore di produzione pari a circa **3.514 GWh**, costituito per il 100% da *fonti energetiche rinnovabili (FER)*, di cui circa **3.186 GWh** (90,7%) derivanti da *fonti energetiche rinnovabili elettriche (FER el)* e i restanti **328 GWh** (9,3%) da *fonti energetiche rinnovabili termiche (FER ter)*, come riportato nel **GRAFICO 41**.



Le **FER** elettriche sono costituite principalmente da **idroelettrico** (99%), mentre le **altre fonti** (eolico, fotovoltaico, biogas e biomassa) contribuiscono in maniera non significativa (1%). Le **FER** termiche, ovvero quelle utilizzate per generare **energia termica**, sono costituite principalmente da **biomassa**¹⁵⁰ (80%), seguita da **pompe di calore**¹⁵¹ (10%), **solare termico** (circa 6%) e **biogas** (circa 4%) (rif. [GRAFICO 42](#)).

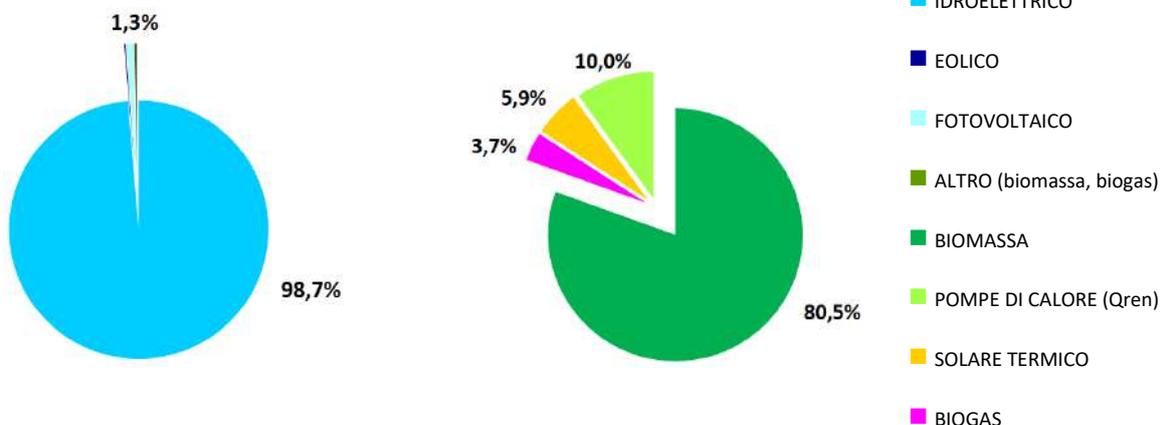
¹⁵⁰ La biomassa e il biogas alimentano anche impianti cogenerativi e pertanto sono presenti in entrambe le categorie.

¹⁵¹ Si intende la quota rinnovabile prodotta da pompe di calore, sia per uso diretto, sia a servizio del teleriscaldamento di Aosta.

GRAFICO 42 – PRODUZIONE: DISTRIBUZIONE PERCENTUALE DELLE SINGOLE FONTI CHE GENERANO ENERGIA ELETTRICA E TERMICA AL 2019 [Fonte: BER]

FER ELETTRICHE – 3.186 GWh

FER TERMICHE – 328 GWh

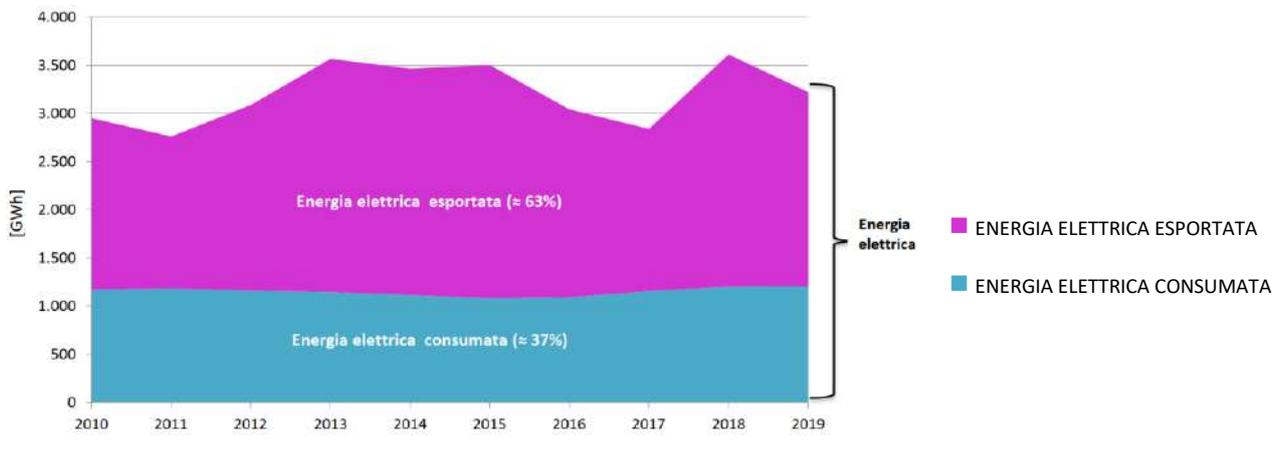


Esportazione

L'elevata produzione locale di energia idroelettrica viene solo parzialmente consumata sul territorio regionale (circa il 37%) e pertanto in parte preponderante (63%) viene **esportata**, generando peraltro un effetto positivo sulle emissioni di **GHGs** del sistema esterno alla Valle d'Aosta. Nel **GRAFICO 43** vengono riportati gli andamenti dei quantitativi esportati calcolati come differenza tra le produzioni¹⁵² e i consumi.

GRAFICO 43 – ANDAMENTO BILANCIO ENERGIA ELETTRICA – PRODUZIONE, ESPORTAZIONE E CONSUMO (2010-2019)

[Fonte: BER]

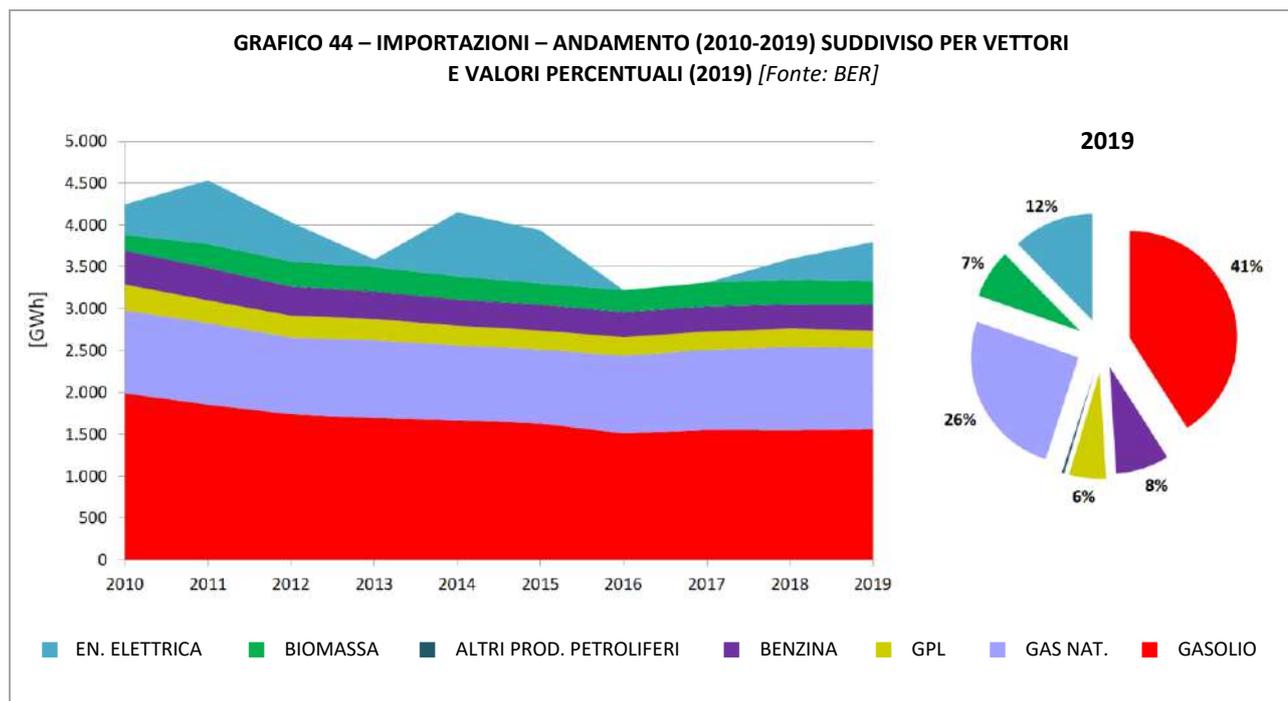


¹⁵² Si specifica che il valore di produzione di energia elettrica totale tiene conto anche dei quantitativi, seppur trascurabili, di energia elettrica prodotta dagli impianti cogenerativi alimentati da fonti fossili.

Importazione

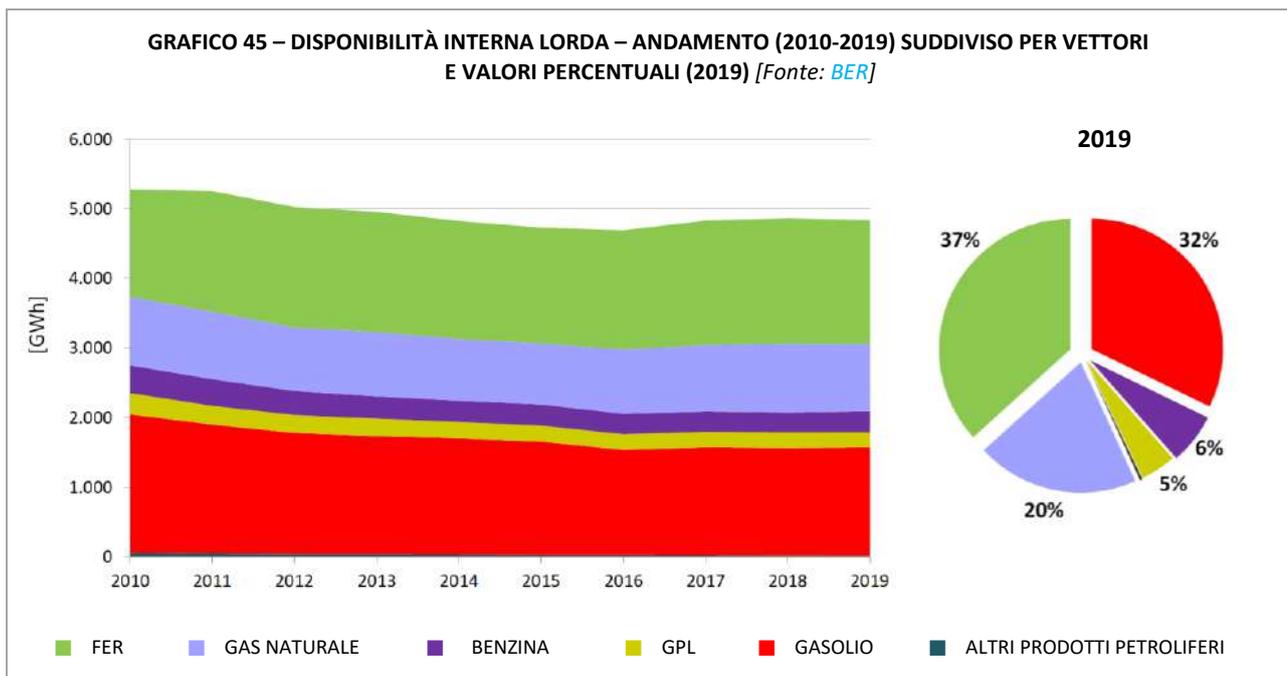
Nonostante l'elevata produzione locale di energia da *FER*, il territorio regionale ha comunque la necessità di ricorrere all'*importazione* per poter soddisfare i propri fabbisogni energetici. Nel 2019, complessivamente, l'importazione si è attestata a circa **3.807 GWh**, composti principalmente da **prodotti petroliferi** (gasolio 41%, benzine 8%, *GPL* 6%) e **gas naturale** (26%), ma anche da **energia elettrica** (12%) e **biomassa** (7%) (rif. GRAFICO 44).

L'andamento delle importazioni evidenzia una progressiva diminuzione dei prodotti petroliferi a fronte di un progressivo aumento del gas naturale. Per quanto riguarda l'energia elettrica, anche se la Valle d'Aosta ne produce complessivamente più di quanta ne consumi, si rendono necessarie delle importazioni sia per esigenze della rete elettrica sia perché in determinati periodi dell'anno e in specifiche aree del territorio non si presenta una contestualità tra utilizzo e produzione (rif. Cap. 3.2.1). Nel 2016 e il 2017 non sono state rilevate importazioni di energia elettrica.

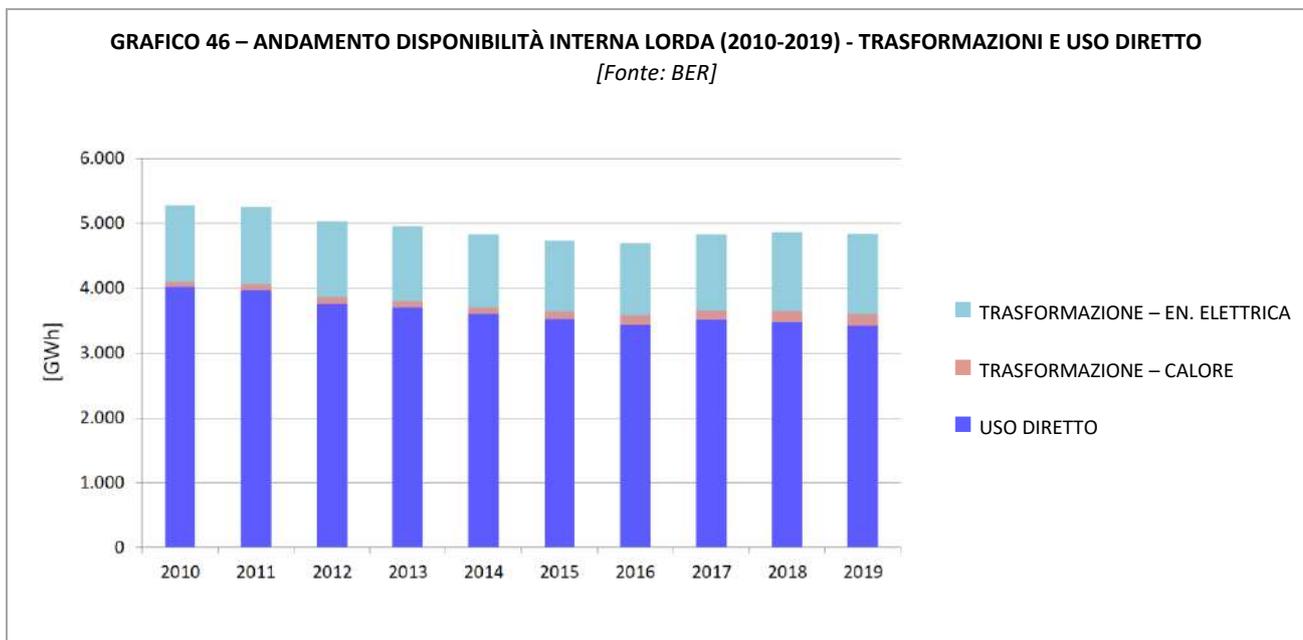


Disponibilità interna lorda

La *disponibilità interna lorda* rappresenta il fabbisogno energetico complessivo di un territorio, in quanto comprende la somma di produzione e importazione, a cui viene sottratta l'energia esportata. Al 2019 tale valore per la Valle d'Aosta si attesta a circa **4.840 GWh**, costituito per il 37% da *FER*, per il 43% da prodotti petroliferi e per il 20% da gas naturale (rif. GRAFICO 45).



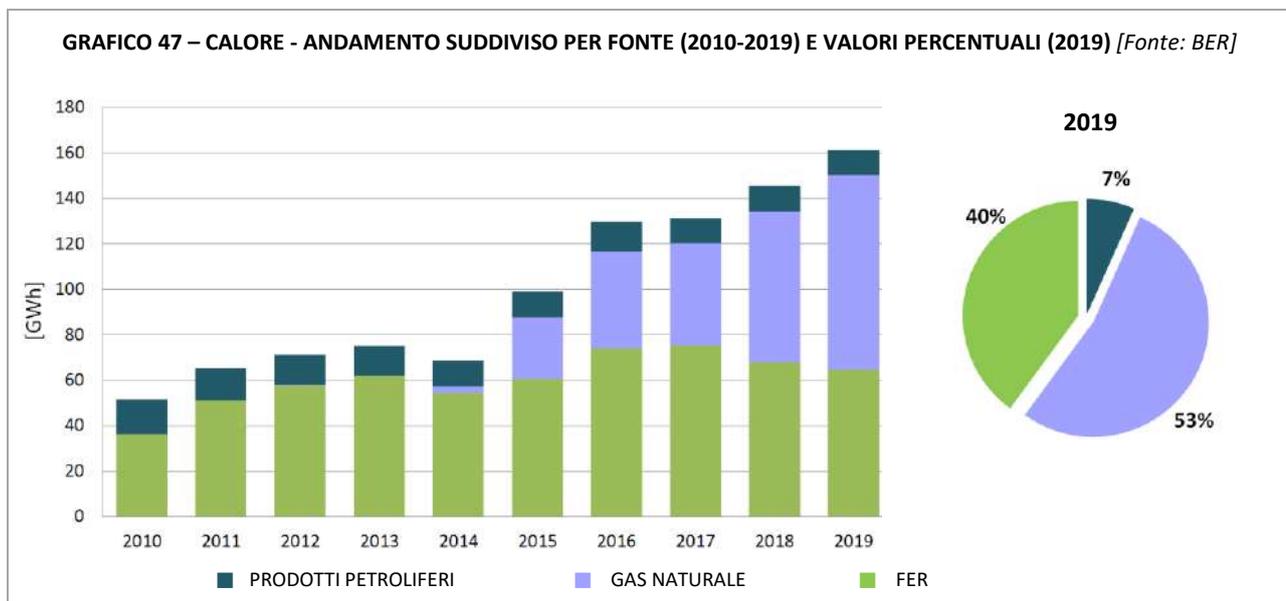
I quantitativi disponibili sul territorio¹⁵³ sono in parte utilizzati direttamente (es: gasolio utilizzato in un impianto di riscaldamento), in parte ulteriormente trasformati in energia elettrica e/o in calore (es: gas naturale in ingresso a una centrale di teleriscaldamento): mediamente il 73% è utilizzato direttamente e il 27% è oggetto di trasformazione (rif. [GRAFICO 46](#)).



¹⁵³ Nella voce trasformazione dei BER, in realtà, entrano anche i quantitativi di energia trasformata che poi vengono esportati. Per alleggerire la trattazione, vengono qui riportate e rappresentate solo le trasformazioni finalizzate alla copertura dei consumi del territorio regionale, al netto quindi dell'energia elettrica esportata.

3.3.2 Trasformazioni

Per quanto riguarda le **trasformazioni in calore**, effettuate negli impianti di teleriscaldamento presenti sul territorio regionale,¹⁵⁴ al 2019, il calore in uscita a “bocca di centrale” risulta pari a circa **161 GWh**, di cui il 53% è generato da gas naturale, il 40% da **FER** (biomassa e pompa di calore) e il 7% da prodotti petroliferi (gasolio) (rif. GRAFICO 47). La produzione da impianti di teleriscaldamento ha avuto negli anni un andamento crescente, dovuto in particolar modo all’espansione dell’impianto di teleriscaldamento di Aosta e all’entrata in funzione, dal 2017, dell’impianto di teleriscaldamento di Breuil Cervinia.



Per quanto riguarda le **trasformazioni in energia elettrica**, oltre alla produzione locale da **FER** precedentemente trattata, al 2019 entrano in trasformazione in impianti di tipo cogenerativo circa 53 GWh, di cui 41 GWh prodotti presso alcuni impianti di teleriscaldamento¹⁵⁵ con produzione in assetto cogenerativo.

3.3.3 Fonti energetiche rinnovabili (FER) secondo la metodologia EUROSTAT

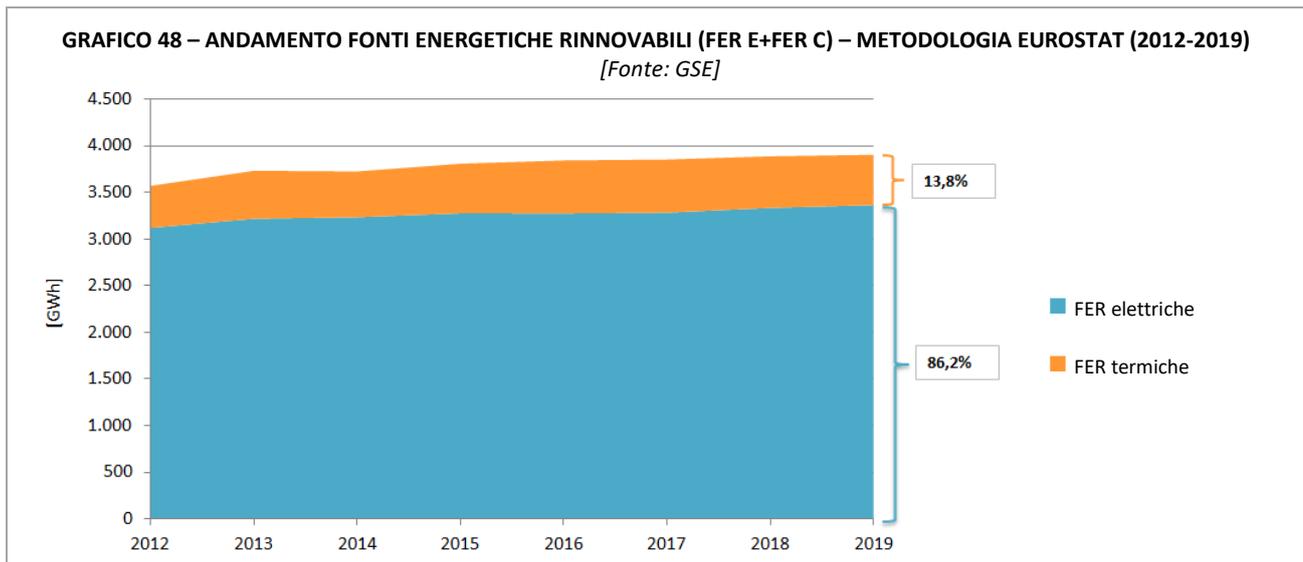
Si esplicita, di seguito, per maggiore chiarezza e per confronto con i dati nazionali, il calcolo delle fonti energetiche rinnovabili (**FER**) secondo la metodologia **EUROSTAT**, come comunemente utilizzate nelle principali statistiche nazionali (es: monitoraggio Burden Sharing) (rif. GRAFICO 48). Rispetto al concetto di produzione locale sopra esposto, a livello statistico, per **FER** si intende sempre la somma di **FER** elettriche e **FER** termiche, ma così definite:

- **FER-E**: si intende tutta la produzione di energia elettrica da **FER** sul territorio, inclusa la quota eventualmente esportata e prevedendo specifiche formule¹⁵⁶ di normalizzazione nel tempo della produzione idroelettrica ed eolica;
- **FER-C**: si intende la quota di consumi termici coperta da **FER**, ivi incluse le eventuali importazioni (es: biomassa). Nel caso delle trasformazioni in impianti di teleriscaldamento, viene considerato il calore in uscita dagli impianti di teleriscaldamento e non la quantità di **FER** che alimentano l’impianto.

¹⁵⁴ Gli impianti di teleriscaldamento presenti sul territorio regionale sono descritti al capitolo 3.2

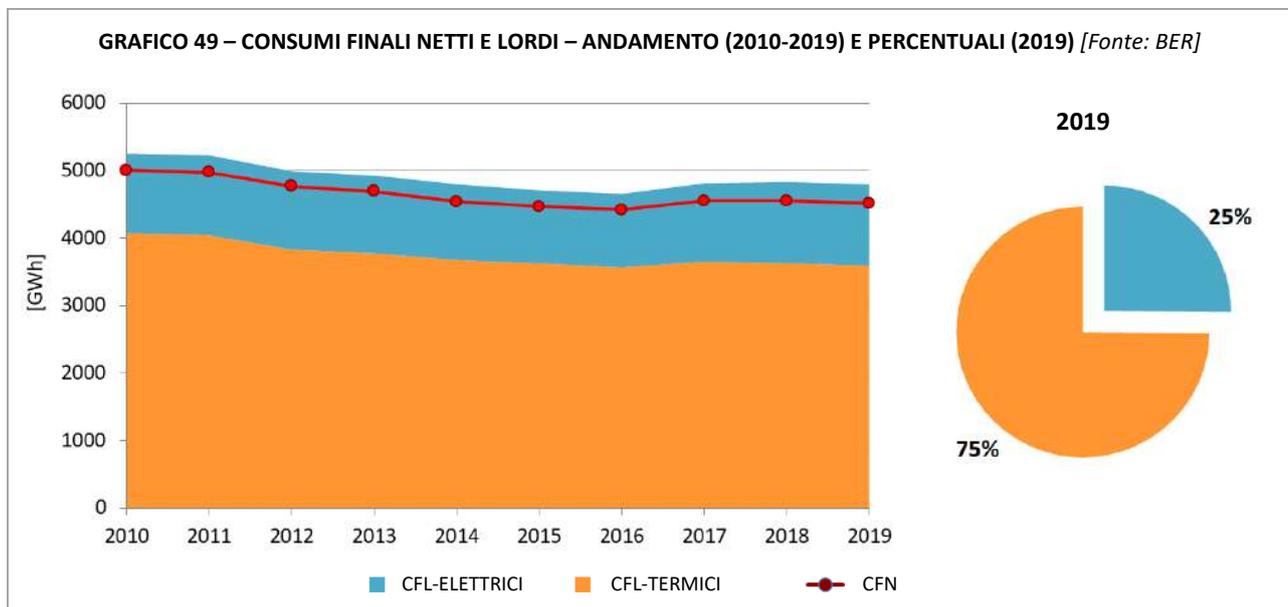
¹⁵⁵ La Thuile energie, Aosta, Gressan-Pila e Valtouranche. L’energia elettrica prodotta dai cogeneratori presso l’impianto di teleriscaldamento di Aosta viene utilizzata per alimentare la pompa di calore del medesimo impianto.

¹⁵⁶ Rif. Monitoraggio PEAR 2011-2019 e DM 11/05/2015.



3.3.4 Consumi finali

I **consumi finali** di un territorio sono costituiti quindi dai quantitativi di energia in uscita dalle trasformazioni (energia elettrica e calore) e dall’energia utilizzata direttamente (usi diretti). I consumi finali possono essere **lordi** (**CFL**) quando comprendono le perdite di distribuzione delle reti (elettrica e del gas naturale) e i consumi ausiliari di produzione per l’energia elettrica o **netti** quanto sono al netto delle stesse (**CFN**). Al 2019 i consumi finali lordi sono pari a **4.796 GWh**, di cui **1.207 GWh** elettrici (**CFL-EL**) e **3.589 GWh** termici (**CFL-TER**), mentre i consumi finali netti sono pari a **4.515 GWh** (rif. GRAFICO 49).



Consumi finali lordi suddivisi per vettori

Al 2019 i consumi finali lordi sono coperti per circa il **63%** da **fonti energetiche non rinnovabili** e per il **37%** da **fonti energetiche rinnovabili**. Più nel dettaglio, i **CFL** sono costituiti al 44% da prodotti petroliferi, al 25% da energia elettrica, al 17% da gas naturale, al 3% da calore¹⁵⁷ (teleriscaldamento) e all'11% da fonti rinnovabili termiche (rif. [GRAFICO 50](#) e [GRAFICO 51](#)).

GRAFICO 50 – ANDAMENTO CONSUMI FINALI LORDI PER VETTORI (2010-2019) [Fonte: BER]

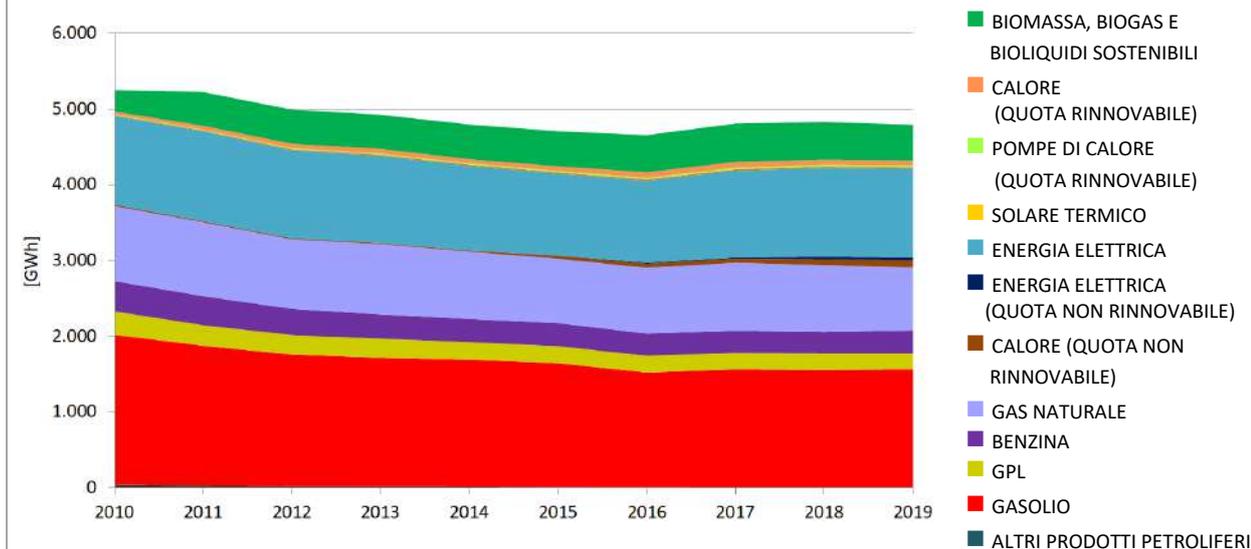
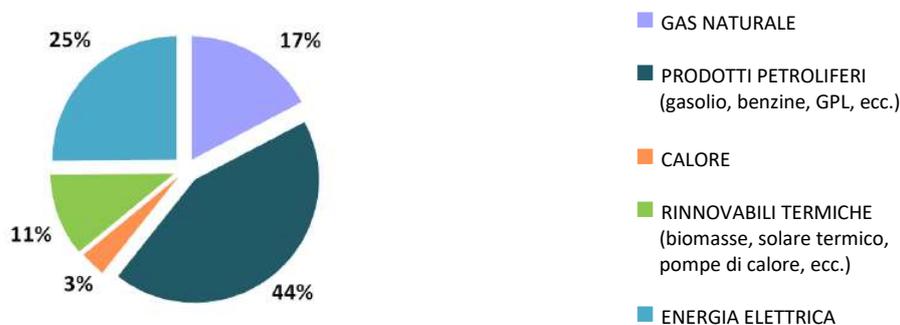


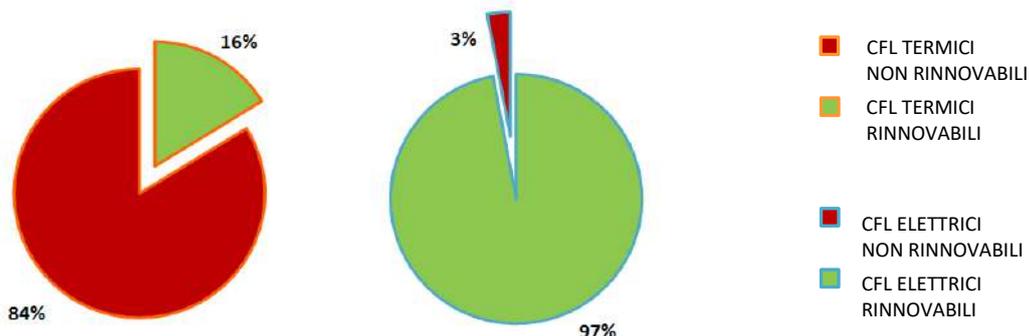
GRAFICO 51 – DISTRIBUZIONE PERCENTUALE DEI CONSUMI FINALI LORDI TRA VETTORI (2019) [Fonte: BER]



Analizzando separatamente **CFL** termici e **CFL** elettrici, si osserva che la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili è estremamente diversa nei due casi: se per l'energia elettrica il contributo delle **FER** è preponderante (97%), il settore termico è ancora largamente dipendente dalle fonti fossili e le **FER** incidono solo per il 16% sul totale (rif. [GRAFICO 52](#)).

¹⁵⁷ Si intende il calore distribuito da reti di teleriscaldamento.

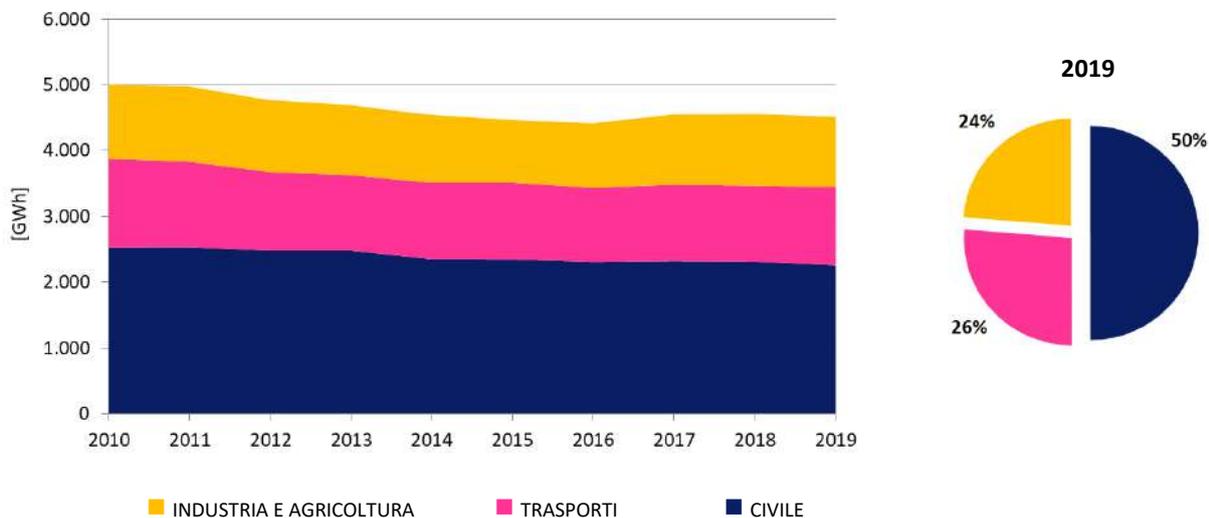
GRAFICO 52 – CONSUMI FINALI LORDI - SUDDIVISIONE PERCENTUALE DEI CFL TERMICI ED ELETTRICI TRA RINNOVABILI E NON RINNOVABILI (2019) – [Fonte: BER]



Consumi finali netti suddivisi per settori

Per analizzare la suddivisione dei consumi nei diversi settori, si utilizzano i **consumi finali netti (CFN)**, ovvero calcolati al netto delle perdite delle reti (elettrica e del gas naturale) e dei consumi ausiliari di produzione per l'energia elettrica. Al 2019, i **CFN** sono pari, complessivamente, a **4.515 GWh**, imputabili per il 50% al **settore civile**, per il 26% al **settore dei trasporti** e per il restante 24% al **settore industriale/agricolo**¹⁵⁸ (rif. [GRAFICO 53](#)). I consumi dal 2010 al 2019 presentano un andamento mediamente decrescente (-9,9%, con una riduzione media annua del 1,1%). La decrescita è stata rilevata in particolare nel settore terziario e nel settore dei trasporti. Nel settore residenziale si registra una riduzione media annua dello 0,5%.

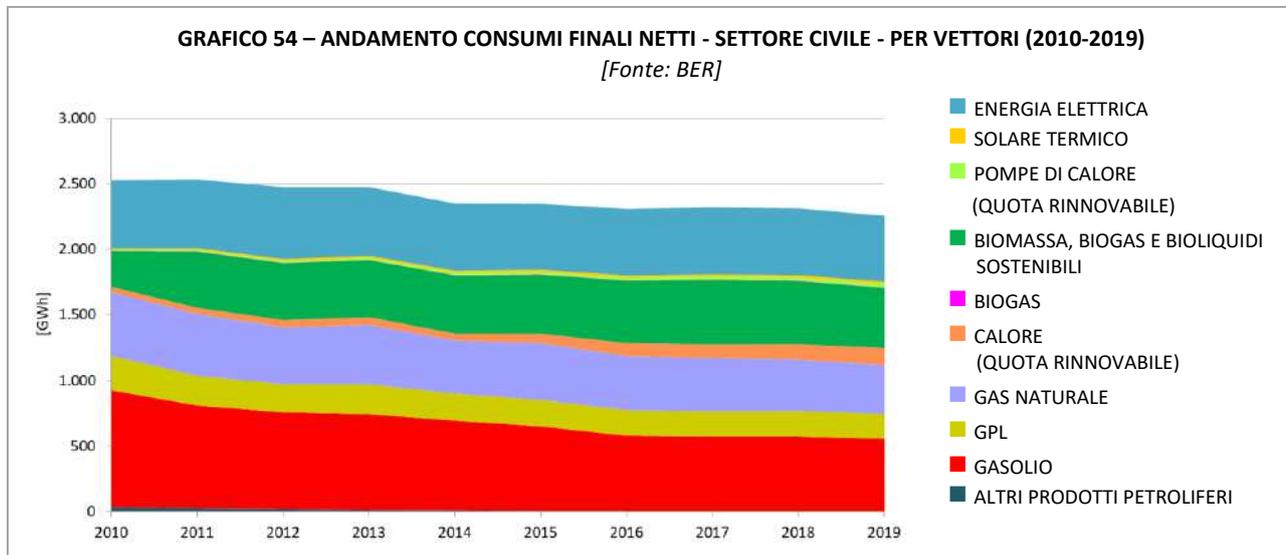
GRAFICO 53 – CONSUMI FINALI NETTI – SUDDIVISIONE PER SETTORI – ANDAMENTO 2010-2019 E PERCENTUALI AL 2019
[Fonte: BER]



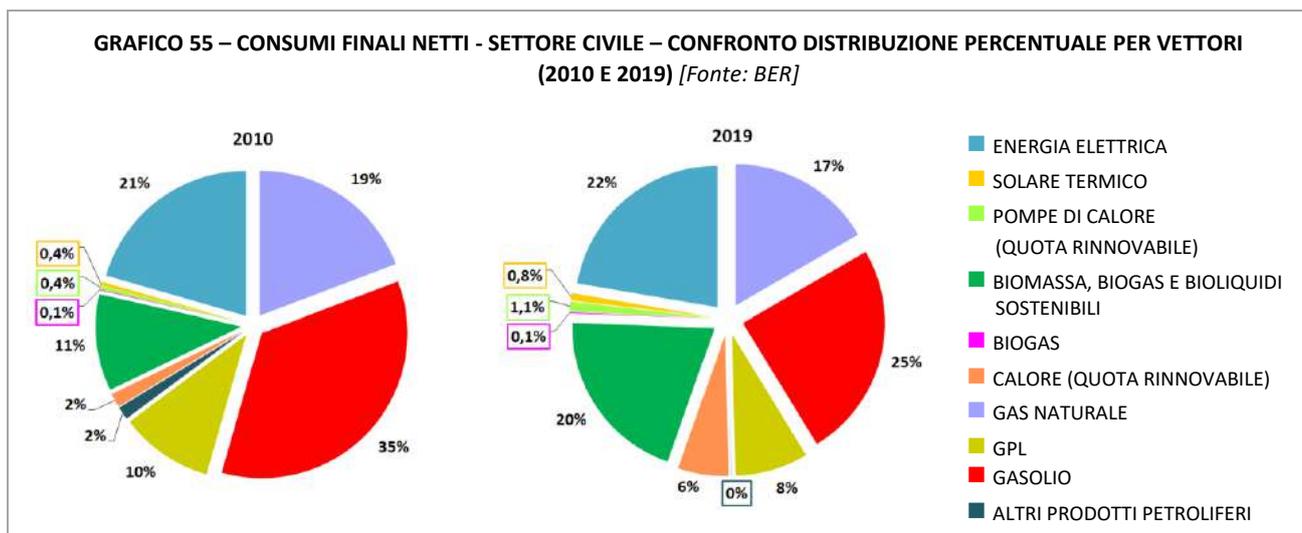
¹⁵⁸ Per alleggerire la trattazione, il settore dell'agricoltura viene accorpato all'industria in quanto i consumi agricoli necessiterebbero di ulteriori approfondimenti per essere considerati rappresentativi sovrastimato (rif. Rapporto Ambientale Allegato 2 - Piano di Monitoraggio) e, allo stato delle conoscenze attuali, risultano trascurabili (34 GWh, circa 1% del totale).

Settore civile

Per quanto riguarda il **settore civile**, i **CFN** al 2019 si attestano a circa **2.257 GWh** e presentano un andamento mediamente decrescente, con una riduzione di poco inferiore all'11% rispetto al 2010 (pari a una decrescita media annua di circa l'1,2%) (rif. [GRAFICO 54](#)).



Al 2019, i **CFN** del settore civile sono costituiti prevalentemente da gasolio (557 GWh; 25%), energia elettrica (503 GWh; 22%), biomassa (457 GWh; 20%) e gas naturale (375 GWh; 17%) e in misura nettamente inferiore da calore da teleriscaldamento (129 GWh; 6%), **GPL** (188 GWh; 8%), altri prodotti petroliferi, quali olio combustibile e kerosene (0,5 GWh; 0,02%) e altre **FER** termiche quali solare termico, pompe di calore e biogas (47,5 GWh; 2,1%). Rispetto al 2010 si registra un significativo aumento della biomassa¹⁵⁹, dovuta però principalmente a diverse assunzioni metodologiche nella raccolta del dato. Si registra, inoltre, una diminuzione del gasolio, a fronte dell'aumento del calore da teleriscaldamento e del **GPL**. Si nota altresì come la penetrazione delle fonti rinnovabili termiche diverse dalla biomassa sia molto lenta (rif. [GRAFICO 54](#) e [GRAFICO 55](#)).

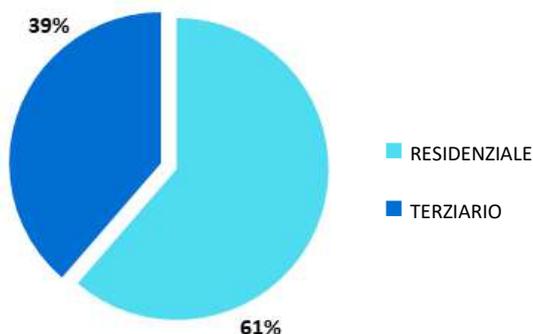


¹⁵⁹ I consumi di biomassa sono difficilmente tracciabili e l'attendibilità del dato ne risente fortemente. Si ritiene necessario condurre maggiori approfondimenti su tale aspetto, in quanto il dato potrebbe essere sovrastimato (rif. Rapporto Ambientale Allegato 2 - Piano di Monitoraggio).

Il **settore civile**, a sua volta, è costituito dal **settore residenziale** (comprensivo delle unità immobiliari destinate sia ad abitazione, sia a uso continuativo sia saltuario) e dal **settore terziario** (servizi, attività commerciali e turistiche, pubblica amministrazione, ecc...). I **CFN** del settore civile al 2019, pari a circa 2.257 GWh, rilevano un'incidenza del 61% del settore residenziale (**1.384 GWh**) e del 39% del settore terziario (**873 GWh**) (rif. [GRAFICO 56](#)).

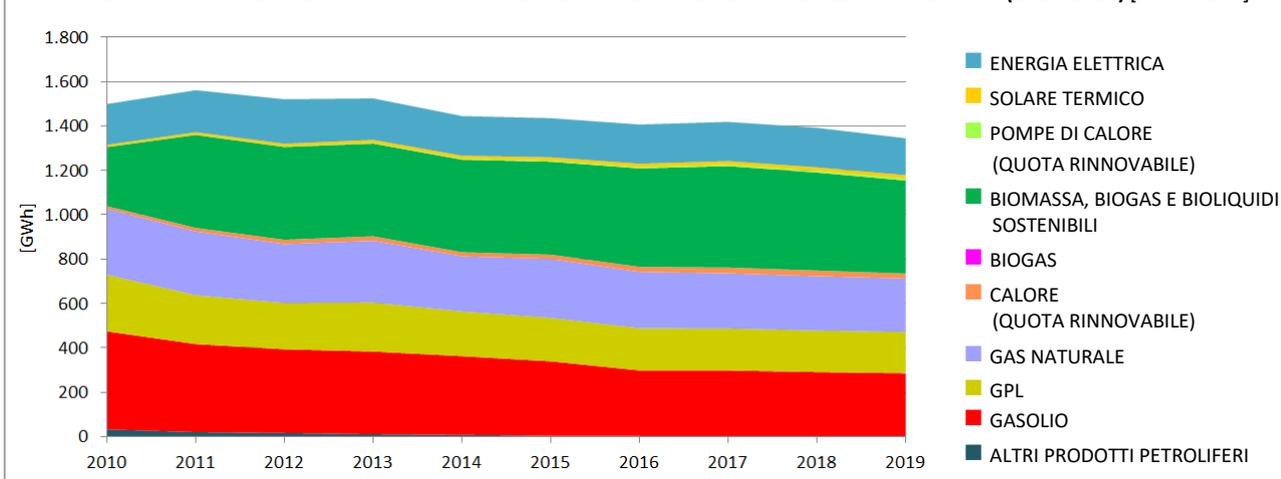
GRAFICO 56 – CONSUMI FINALI NETTI - SETTORE CIVILE – SUDDIVISIONE TRA RESIDENZIALE E TERZIARIO (2019)

[Fonte: BER]

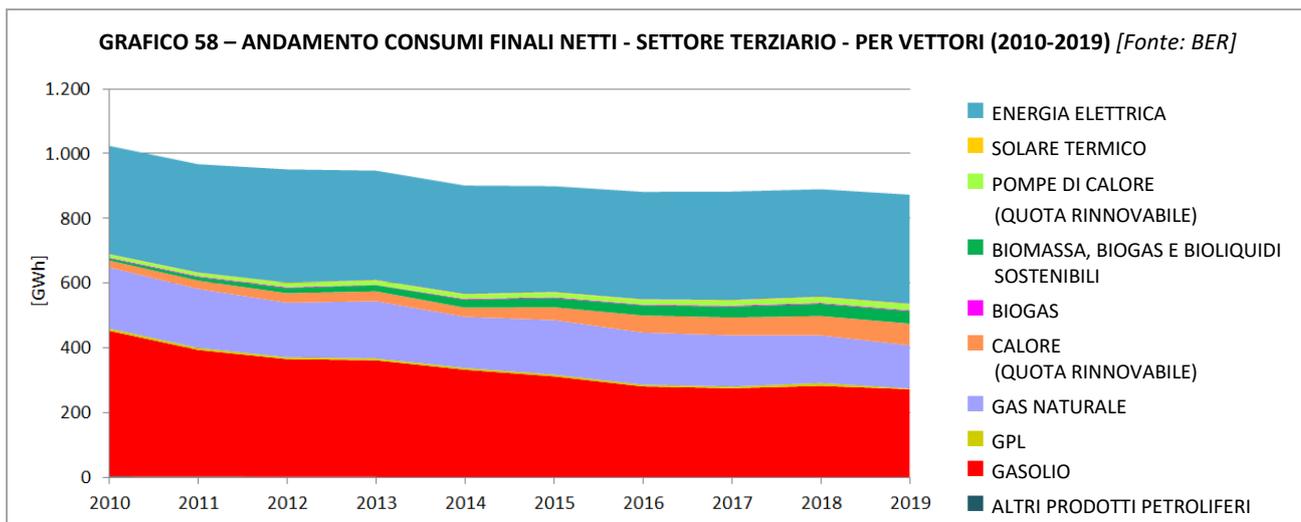


I consumi del **settore residenziale** presentano un andamento in decrescita (-8% dal 2010, corrispondente a una riduzione media annua dello 0,9%) (rif. [GRAFICO 57](#))

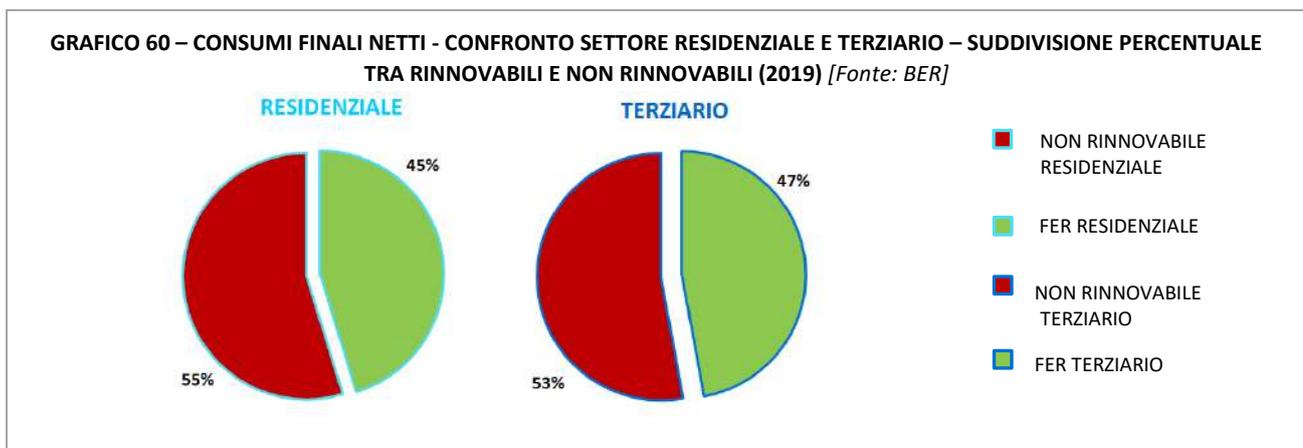
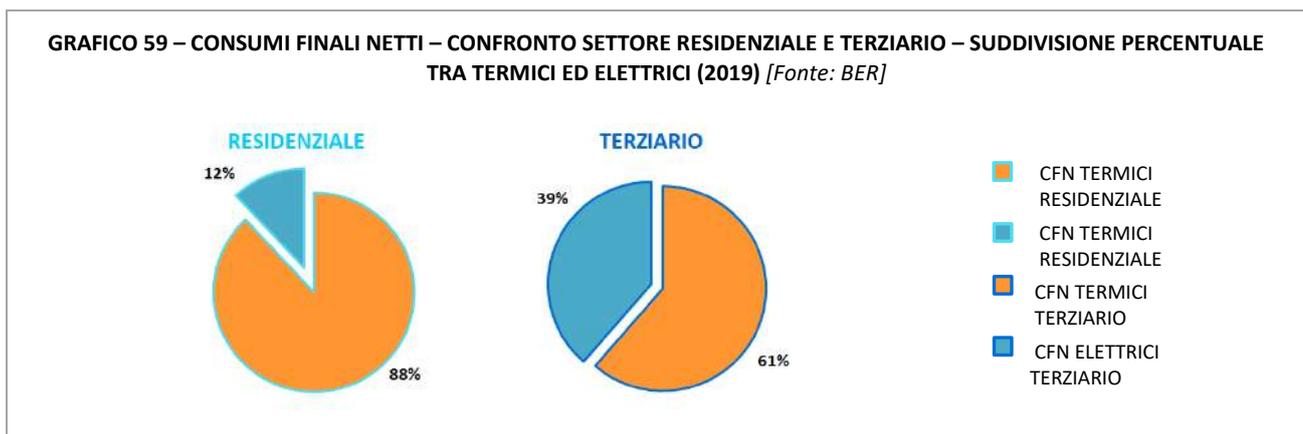
GRAFICO 57 – ANDAMENTO CONSUMI FINALI NETTI - SETTORE RESIDENZIALE - PER VETTORI (2010-2019) [Fonte: BER]



I consumi del **settore terziario** sono in diminuzione (-15% rispetto al 2010, corrispondente a una decrescita media annua dell'1,7%) (rif. [GRAFICO 58](#)).



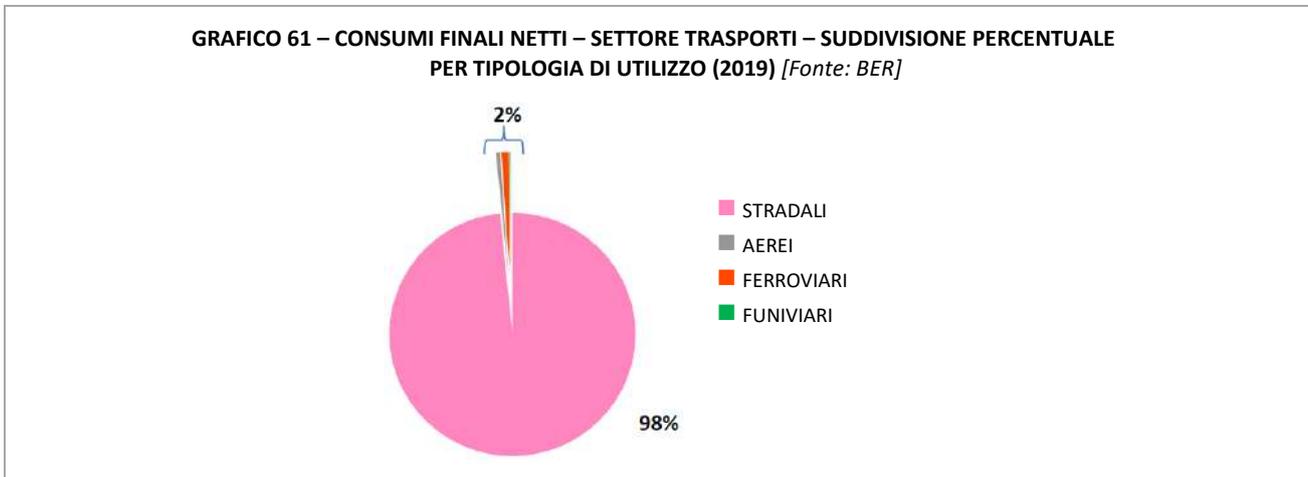
Da un confronto tra le due aree¹⁶⁰ che compongono il settore civile (rif. [GRAFICO 59](#)), emerge in particolare una forte differenza nell'utilizzo di energia elettrica (39% nel terziario e 12% nel residenziale). La suddivisione tra *FER* e non rinnovabili (rif. [GRAFICO 60](#)) è invece molto più simile, anche se nel settore residenziale la quota *FER* è imputabile principalmente all'utilizzo di biomassa, mentre nel settore terziario all'energia elettrica.



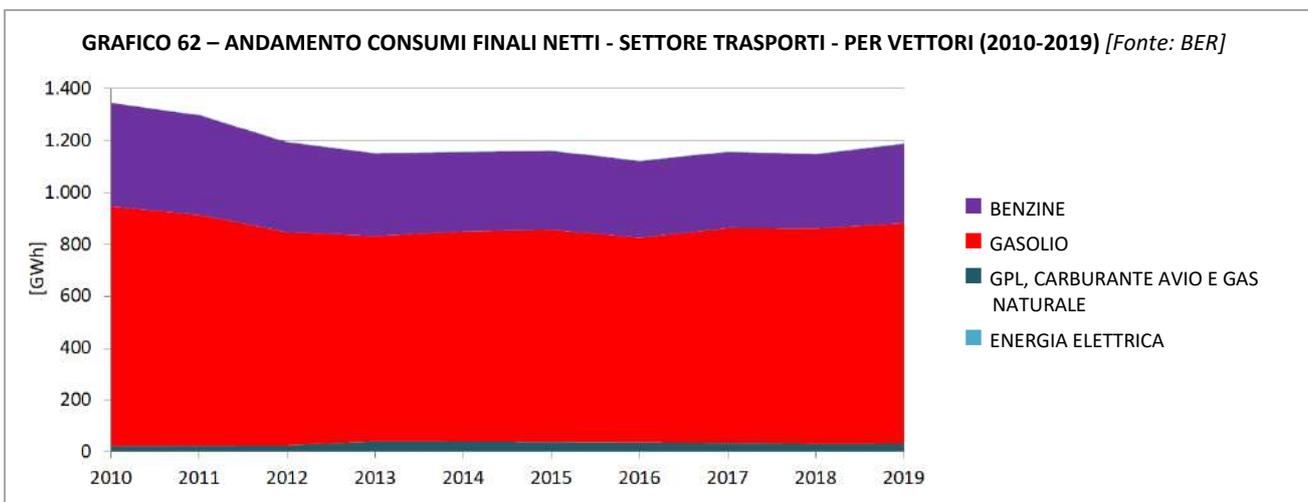
¹⁶⁰ Il settore terziario comprende anche la Pubblica Amministrazione. Ad oggi sono disponibili dati affidabili per sola Amministrazione regionale (38 GWh - 4% del settore terziario). La stima dei CFN degli enti locali e di altri soggetti pubblici sarà oggetto di approfondimenti successivi (rif. Allegato 1 - Piano di Monitoraggio).

Settore trasporti

Al 2019, i *CFN* del **settore trasporti**¹⁶¹ sono pari a circa **1.189 GWh**, con un'incidenza del **98%** dei consumi "stradali" (distributori su rete ordinaria, su rete autostradale e impianti a uso privato) e del **2%** dei restanti utilizzi (ferrovia, aerei, nonché i due impianti a fune - funivia Buisson/Chamois e cabinovia Aosta/ Pila - che fungono anche da trasporto merci e persone) (rif. [GRAFICO 61](#)).



I vettori energetici maggiormente utilizzati al 2019 nel settore dei trasporti sono costituiti da gasolio (850 GWh; 71,5%) e benzine (305 GWh; 25,7%), seguite in modo nettamente inferiore da altri prodotti petroliferi, quali *GPL*, gas naturale e carburante avio (31 GWh; 2,6%) ed energia elettrica (2 GWh; 0,2%) (rif. [GRAFICO 62](#)).

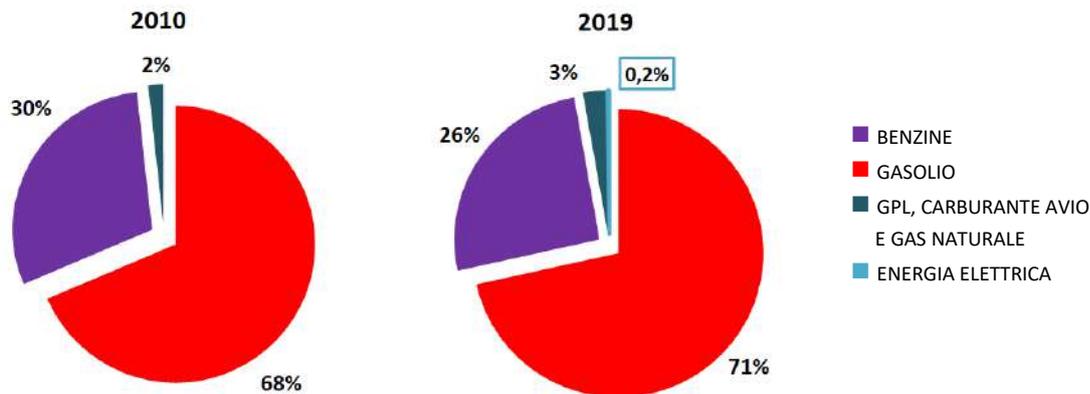


Dal confronto tra il 2010 e il 2019 emerge una maggiore penetrazione del gasolio rispetto alle benzine e un primo ingresso dell'energia elettrica nel settore. Questi ultimi consumi sono costituiti prevalentemente dagli assorbimenti elettrici degli impianti a fune che rientrano nel settore trasporti (funivia di Buisson-Chamois e cabinovia Aosta-Pila) e in parte esigua (0,05 GWh) dalla ricarica di veicoli elettrici presso i punti di ricarica pubblici¹⁶² (rif. [GRAFICO 63](#)).

¹⁶¹ Per maggiori approfondimenti sulle modalità di calcolo dei consumi relativi al settore dei trasporti fare riferimento al Monitoraggio PEAR 2011-2019.

¹⁶² La quota di energia elettrica riportata è quella relativa alle sole colonnine pubbliche ubicate sul territorio regionale, in quanto ad oggi non è possibile scorporare l'energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli dai consumi privati complessivi.

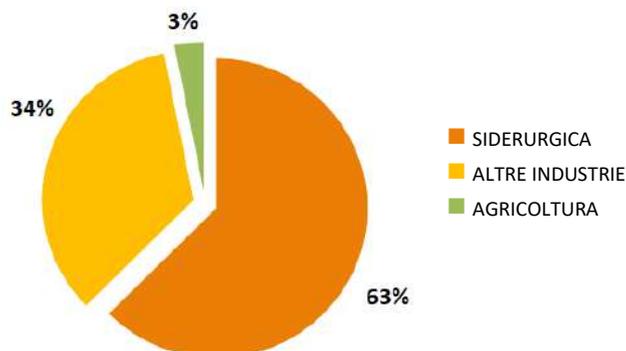
GRAFICO 63 – CONSUMI FINALI NETTI - SETTORE TRASPORTI – CONFRONTO DISTRIBUZIONE PERCENTUALE PER VETTORI (2010-2019) [Fonte: BER]



Settore industria e agricoltura

Il **settore industria/agricoltura** al 2019, registra **CFN** pari a **1.068,7 GWh**, da attribuire principalmente all'azienda siderurgica Cogne Acciai Speciali (**CAS**) (668,6 GWh; 63%) e a seguire dall'insieme degli altri comparti industriali (366,3 GWh; 34%) e dal settore agricolo (33,8 GWh; 3%) (rif. [GRAFICO 64](#)).

GRAFICO 64 – CONSUMI FINALI NETTI – SETTORE INDUSTRIA E AGRICOLTURA – SUDDIVISIONE PERCENTUALE PER TIPOLOGIA DI UTILIZZO (2019) [Fonte: BER]



I **CFN** non hanno registrato trend di variazione definiti, piuttosto oscillazioni dovute all'andamento della produzione dell'acciaieria, a cui è imputabile l'89% dei consumi di metano e il 57% di quelli di energia elettrica del settore (pari al 27% dei consumi elettrici complessivi della regione). I consumi al 2019 sono da attribuire principalmente all'energia elettrica (460,9 GWh; 43,1%), al gas naturale (436,5 GWh; 41%) e al gasolio (150 GWh; 14%) e in misura nettamente inferiore da **GPL** (6,7 GWh; 0,6%), biomassa (13,1 GWh; 1,2%) e altre rinnovabili termiche (1,1 GWh; 0,1%) (rif. [GRAFICO 65](#) e [GRAFICO 66](#)).

GRAFICO 65 – ANDAMENTO CONSUMI FINALI NETTI - SETTORE INDUSTRIA/AGRICOLTURA - PER VETTORI (2010-2019)

[Fonte: BER]

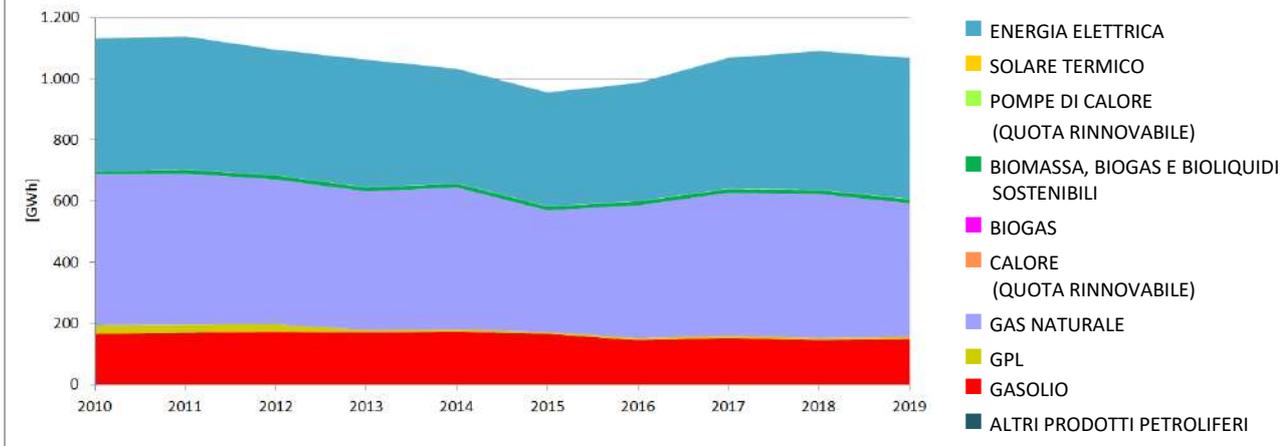
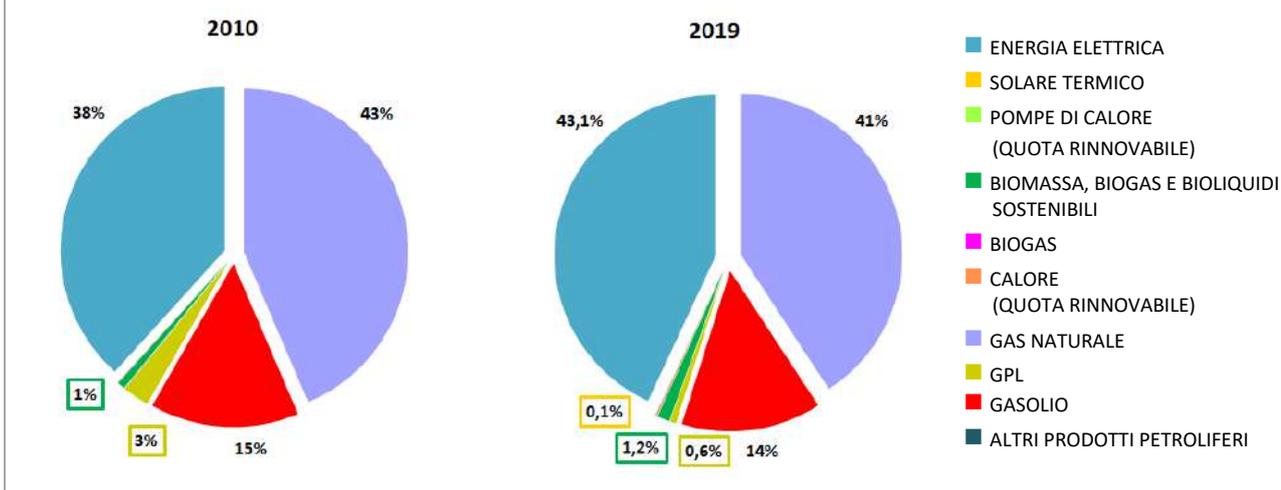


GRAFICO 66 – CONSUMI FINALI NETTI – SETTORE INDUSTRIA/AGRICOLTURA– CONFRONTO DISTRIBUZIONE PERCENTUALE PER VETTORI (2010 E 2019) [Fonte: BER]



3.4 Monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi del PEAR VDA 2020

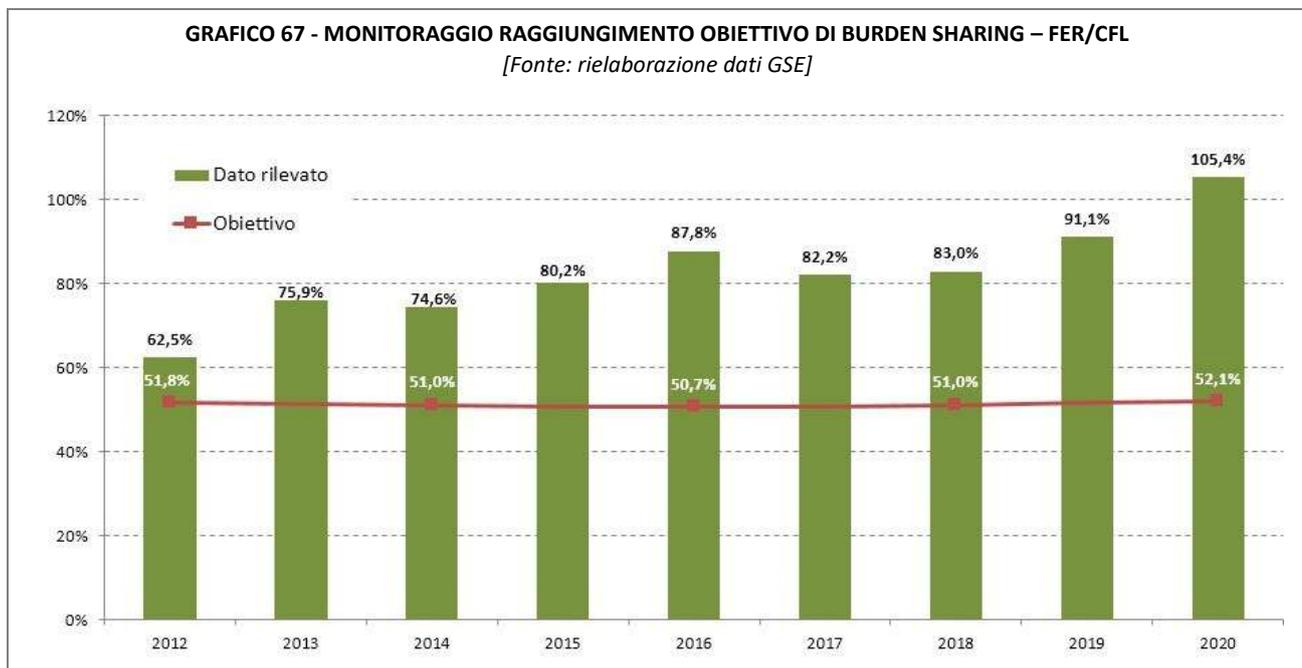
Come precedentemente descritto, nel *PEAR VDA 2020* erano stati individuati tre obiettivi da raggiungere al 2020, relativi al rapporto *FER/CFL* imposto dal Burden Sharing, alla riduzione dei consumi energetici e alla riduzione delle emissioni di CO₂. Per quanto riguarda l'obiettivo di Burden Sharing¹⁶³, il monitoraggio segue la metodologia espressamente delineata nel *DECRETO 11 maggio 2015* e, pertanto, per la verifica del raggiungimento dello stesso si fa riferimento ai dati ufficiali trasmessi da *GSE/ENEA*, aggiornati al 2020. Per tutti gli altri dati si fa invece riferimento, per le motivazioni già esposte precedentemente, ai dati del *Monitoraggio PEAR 2011-2019*.

Obiettivo di Burden Sharing

Come evidenziato nella *TABELLA 20*, il *GSE* ha elaborato i dati per le singole regioni fino al 2020 e l'obiettivo, che viene calcolato come rapporto tra fonti energetiche rinnovabili (*FER*) e consumi finali lordi (*CFL*), risulta ampiamente raggiunto.

BURDEN SHARING												
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
OBIETTIVI PREVISTI DAL DM 15/03/2012			51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%	
MONITORAGGIO	FER [GWh]	-	-	3.570	3.730	3.723	3.807	3.842	3.857	3.887	3.903	4.012
	CFL [GWh]	-	-	5.714	4.913	4.992	4.745	4.378	4.694	4.683	4.285	3.803
	FER/CFL [%]	-	-	62,5%	75,9%	74,6%	80,2%	87,8%	82,2%	83,0%	91,1%	105,5%

TABELLA 20 - Monitoraggio raggiungimento obiettivo di burden sharing [Fonte: rielaborazione dati GSE]



Occorre tuttavia precisare che i valori riscontrati in fase di monitoraggio risultano nettamente superiori rispetto agli obiettivi prefissati per la Regione Valle d'Aosta (al 2020 105,4% rispetto a 52,1% individuato dal Burden Sharing): tale discrepanza è dovuta a un affinamento metodologico¹⁶⁴ relativo dei dati di *CFL* attribuiti alla Valle d'Aosta, che ha portato a una netta diminuzione degli stessi, in particolare relativamente ai principali prodotti petroliferi (rif. *GRAFICO 67*).

¹⁶³ Rif. *DM 15/03/2012*

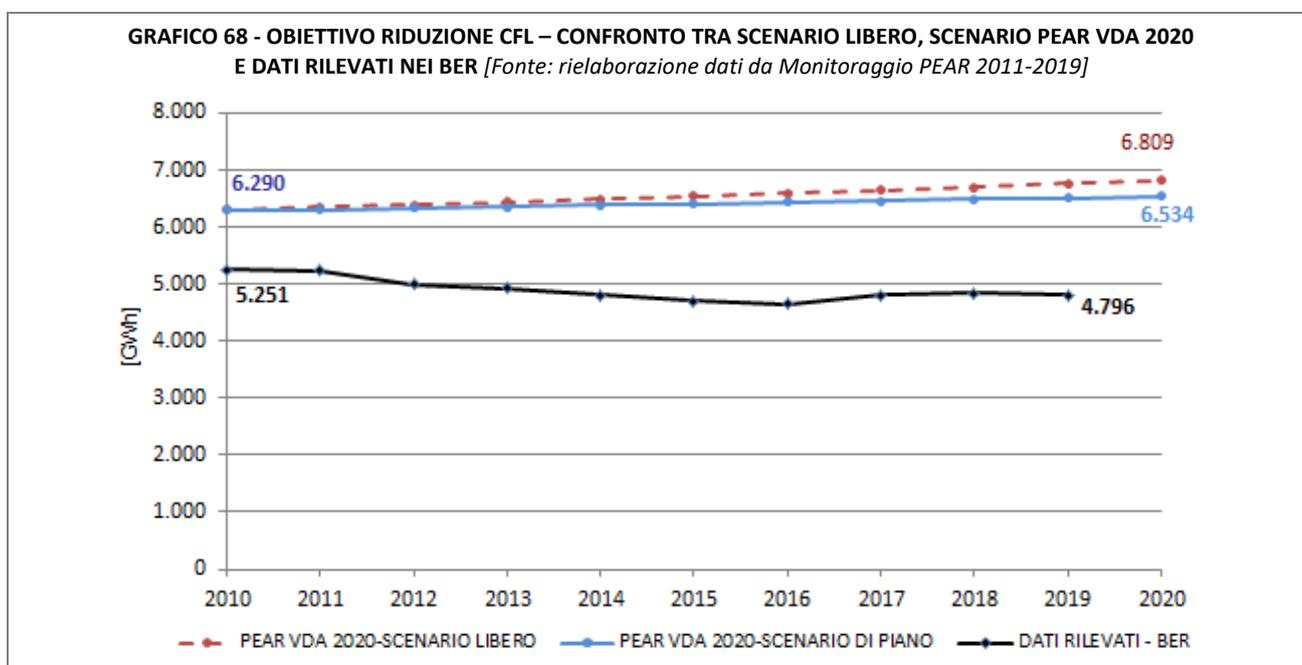
¹⁶⁴ Per approfondimenti: *Monitoraggio PEAR 2011-2019*

Obiettivo di riduzione dei consumi

Per quanto riguarda la riduzione dei consumi, non erano previsti specifici valori imposti a livello nazionale alle Regioni come per l'obiettivo di Burden Sharing. Nel *PEAR VDA 2020*, pertanto, gli obiettivi di riduzione dei consumi erano stati definiti volontariamente e, in particolare, pari a -4% rispetto all'evoluzione naturale degli stessi; pertanto l'obiettivo si configurava come un rallentamento del trend di crescita (rif. [TABELLA 21](#)).

CONSUMI FINALI LORDI [GWh]											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SCENARIO DI PIANO	6.290	6.305	6.327	6.357	6.377	6.405	6.430	6.456	6.482	6.508	6.534
BER	5.251	5.226	4.993	4.927	4.797	4.709	4.657	4.805	4.830	4.796	n.d.
Δ	1.039	1.079	1.334	1.430	1.581	1.696	1.772	1.651	1.652	1.712	n.d.

TABELLA 21: OBIETTIVO DI RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI LORDI [Fonte: rielaborazione dati BER]



I consumi rilevati nell'ambito del monitoraggio presentano valori nettamente inferiori rispetto a quanto riportato sia nello scenario libero sia nello scenario di piano del *PEAR VDA 2020*, in seguito agli approfondimenti metodologici sopra citati¹⁶⁵ (rif. [GRAFICO 68](#)).

Obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂

Nel *PEAR VDA 2020* le emissioni di CO₂ sono state calcolate solo relativamente **alle catene stazionarie ovvero al netto delle emissioni relative al settore dei trasporti**, pertanto il confronto tiene conto di tale impostazione¹⁶⁶. La valutazione viene effettuata prendendo a riferimento il **saldo delle emissioni di CO₂**, cioè la differenza tra le emissioni derivanti dai consumi energetici del territorio regionale e le emissioni evitate sul sistema territoriale esterno grazie all'energia elettrica prodotta da *FER* che viene esportata e che, in alternativa, sarebbe stata prodotta da centrali

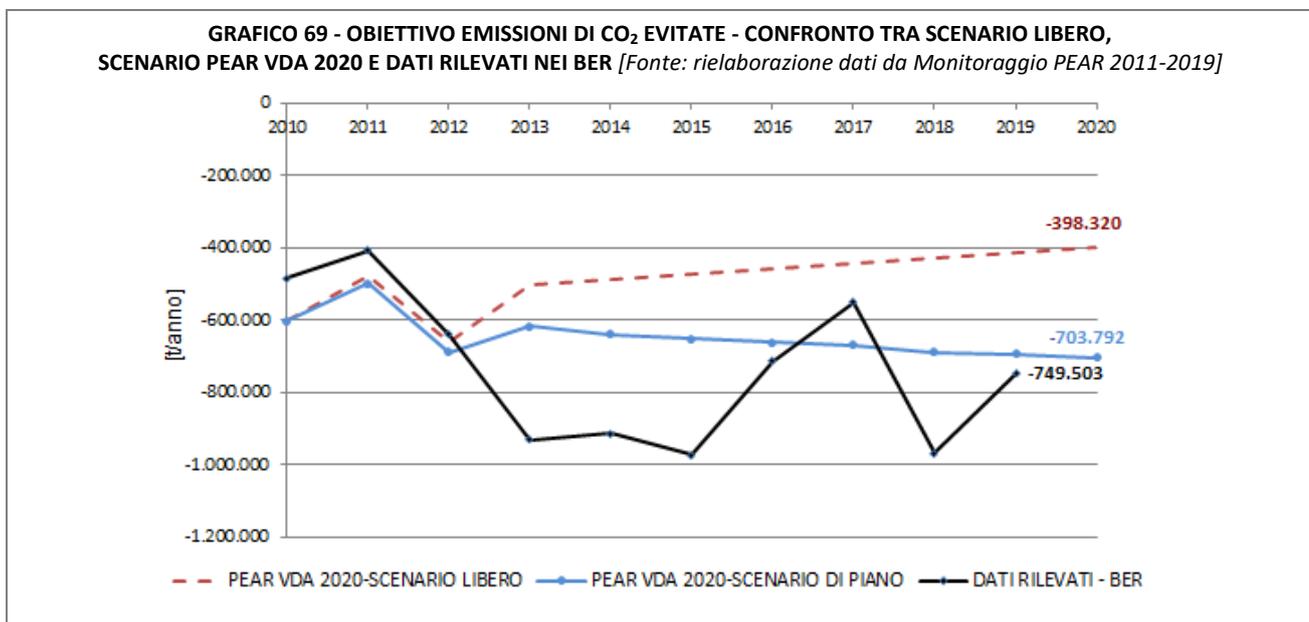
¹⁶⁵ Per approfondimenti: Monitoraggio PEAR 2011-2019

¹⁶⁶ I coefficienti emissivi sono quelli riportati nell'Allegato 3 "Fattori di emissione CO₂ e conversioni energetiche" del Monitoraggio PEAR 2011-2019. I valori non sono metodologicamente confrontabili con quanto riportato nello sviluppo del documento in termini di emissioni di GHGs.

termoelettriche tradizionali. Tale differenza porta a valori negativi, cioè **emissioni evitate** sul sistema esterno. Le oscillazioni registrate riflettono la correlazione diretta con i quantitativi di energia elettrica prodotta (rif. TABELLA 22 e GRAFICO 69).

CATENE STAZIONARIE - CONFRONTO EMISSIONI DI CO ₂ EVITATE [t/anno]											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SCENARIO DI PIANO	-603.570	-499.457	-690.149	-618.218	-638.916	-652.464	-661.661	-668.282	-690.348	-695.258	-703.792
BER	-482.996	-406.563	-638.618	-930.732	-914.564	-973.875	-714.762	-551.716	-969.173	-749.503	n.d.
Δ	120.574	92.894	51.531	-312.513	-275.648	-321.410	-53.101	116.566	-278.825	-54.245	n.d.

TABELLA 22: Obiettivo emissioni di CO₂ evitate - catene stazionarie [t/anno]



4. GLI OBIETTIVI DI PIANO

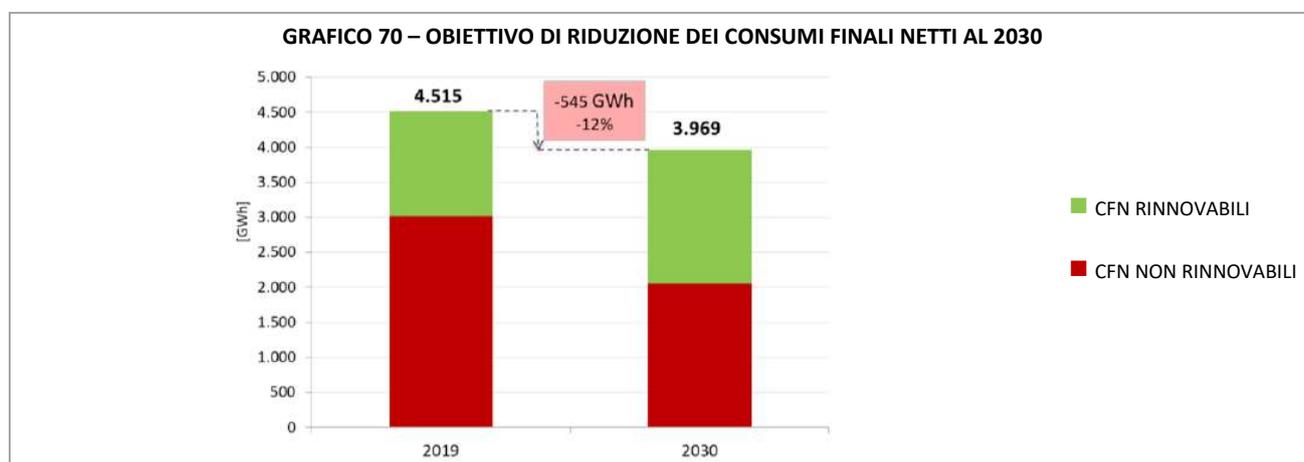
Gli obiettivi del *PEAR VDA 2030* discendono sia dagli impegni assunti a livello nazionale ed europeo (rif. Cap. 1 e 2), sia dall'obiettivo particolarmente sfidante che la Regione Valle d'Aosta si è posta con la *d.G.r 151/2021*, ovvero quello di intraprendere la strada per un rapido abbandono dei combustibili fossili e per raggiungere un livello di neutralità climatica al 2040, anticipando di 10 anni i target europei. Si prevede il raggiungimento di **3 obiettivi quantitativi**, strettamente connessi tra loro, ma complementari.



OBIETTIVO EFFICIENZA ENERGETICA

RIDUZIONE DEL 12% DEI CONSUMI FINALI NETTI RISPETTO AL 2019

Il *PEAR VDA 2030*, coerentemente con il principio europeo *Energy efficiency first*, si pone un obiettivo prioritario di riduzione dei consumi finali netti¹⁶⁷ (CFN) del 12% al 2030 rispetto ai valori del 2019 (rif. *GRAFICO 70*). Questo obiettivo, indipendente dalle fonti energetiche utilizzate, si basa sull'assunto che "la miglior energia rinnovabile è quella non consumata" ed è volto a evitare sprechi di risorse energetiche ed economiche, promuovendo un uso razionale dell'energia e migliorando l'efficienza delle conversioni energetiche.



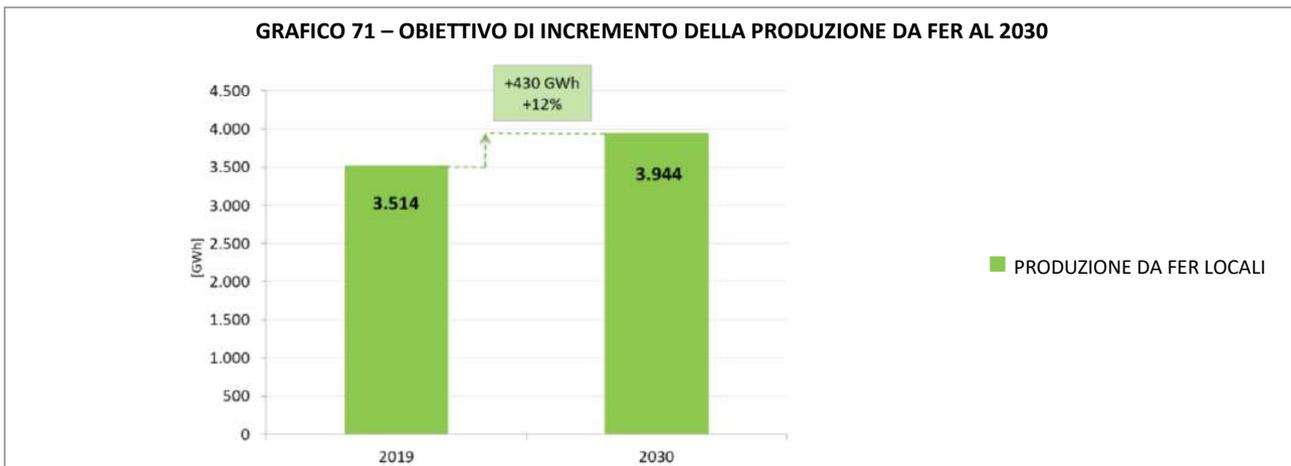
OBIETTIVO PRODUZIONE FER

AUMENTO DEL 12% DELLA PRODUZIONE LOCALE DA FER RISPETTO AL 2019

Il *PEAR VDA 2030* si pone l'obiettivo di aumentare la produzione locale da *FER* del 12% al 2030 rispetto ai valori del 2019, attraverso la nuova installazione sia di *FER* termiche sia di *FER* elettriche (rif. *GRAFICO 71*). La nuova installazione di potenza elettrica va nella direzione richiesta a livello nazionale dall'art. 20, comma 2 del *D.Lgs. 199/2021*¹⁶⁸ che, seppur non abbia oggi riscontro nel previsto decreto attuativo che dovrà individuare numericamente il contributo di ogni Regione, prevede un nuovo obiettivo di *ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome*.

¹⁶⁷ Vengono presi in considerazione i consumi finali netti in quanto sono, rispetto a quelli lordi, più direttamente correlati alle politiche energetiche di scala locale.

¹⁶⁸ L'obiettivo potrebbe essere rivisto in base ai contenuti del Decreto di attuazione dell'art. 20, comma 2 del *D.Lgs. 199/2021*.



OBIETTIVO “FOSSIL FUEL FREE” **RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GHGs DEL 34% RISPETTO AL 2017**

Coerentemente con la *RoadMap per una Valle d’Aosta Fossil Fuel Free al 2040*, il *PEAR VDA 2030* pone un traguardo intermedio rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione e di progressivo abbandono dei combustibili fossili che la Valle d’Aosta si è posta al 2040 (rif. GRAFICO 72, parte sinistra). L’impatto del settore energetico¹⁶⁹, principalmente correlato all’uso di combustibili fossili, è predominante sul totale del quadro emissivo regionale ed è responsabile del **78%** delle emissioni complessive del 2017. Rispetto pertanto a tali emissioni, l’obiettivo è ottenere al 2030 una riduzione del 34% (rif. GRAFICO 72, parte destra).



¹⁶⁹ Si intende tutte le emissioni generate sul territorio regionale, a esclusione delle attività agricole e di allevamento, della gestione dei rifiuti e una quota parte delle emissioni del settore industriale, dovute a particolari lavorazioni che utilizzano additivi e refrigeranti. Per maggiori informazioni rif. Capitolo 3.3.1 del Rapporto Ambientale.

Il raggiungimento degli obiettivi quantitativi sopra descritti dovrà essere perseguito anche tenendo in considerazione i seguenti **driver** di sviluppo qualitativi:

1	SOSTENIBILITÀ	<p><i>La transizione energetica non deve essere vista come fine a sé stessa: essa rientra in un più ampio concetto di transizione ecologica e di sviluppo sostenibile, declinato localmente nella Strategia regionale di Sviluppo Sostenibile SRSvS. Occorre pertanto valutare le forti interconnessioni del sistema energetico con la sfera ambientale, economica e sociale, introducendo modelli di crescita più sostenibili e applicando, nello sviluppo delle azioni, il concetto di economia circolare. La transizione energetica deve, inoltre, essere vista come un’opportunità di sostegno alla crescita economica in ottica green, come volano di sviluppo del territorio.</i></p>
----------	----------------------	---

<p><i>Se è chiaro il contributo delle azioni del PEAR VDA 2030 agli obiettivi di mitigazione dei cambiamenti climatici, meno evidente ma altrettanto importante è la necessità di adattamento agli stessi, attraverso lo sviluppo di sistemi resilienti e il miglioramento della capacità di prevedere e gestire i cambiamenti in corso.</i></p>	RESILIENZA	2
--	-------------------	----------

3	SFIDA GLOBALE	<p><i>Mai come in questo periodo storico, la pianificazione energetica regionale risente e beneficia di strategie e misure a livello sovraregionale. Si tratta di una sfida globale a cui la Valle d’Aosta deve dare una risposta locale, basata sulle specificità del proprio territorio, ma tenendo in considerazione gli sviluppi del sistema energetico a scala internazionale, europea e nazionale, nonché i numerosi fondi a essa destinati, con particolare riferimento al PNRR e ai Fondi Europei.</i></p>
----------	----------------------	--

<p><i>L’obiettivo VDA Fossil Fuel Free al 2040 e il recente contesto storico portano l’attenzione sulla necessità di accelerare in modo sostanziale gli andamenti registrati nel periodo 2010-2019, come evidenziato nel Capitolo 3.4. Sarà fondamentale, pertanto, riuscire a promuovere le azioni a livello capillare sul territorio, aumentandone il numero e migliorandone contestualmente l’efficacia da un punto di vista energetico. Vista l’importanza e il livello di ambizione di tale obiettivo, tutti gli scenari del PEAR VDA 2030 vengono rapportati anche al 2040, al fine di mostrare la strada che rimane da percorrere per il raggiungimento dello stesso.</i></p>	ACCELERAZIONE VERSO IL 2040	4
--	------------------------------------	----------

5	TRASVERSALITÀ	<p><i>Gli obiettivi del PEAR VDA 2030 impattano innumerevoli settori e interessano competenze differenti. Rispetto ai PEAR precedenti, incentrati principalmente sulle catene stazionarie, viene preso in considerazione anche il settore dei trasporti, in virtù dell’incidenza rilevante sui consumi della regione. Il Piano non si sostituisce, tuttavia, alle singole pianificazioni di settore, ma vuole indicare, nei diversi ambiti di intervento, il contributo necessario da parte di tale settore per il raggiungimento degli obiettivi delineati.</i></p>
----------	----------------------	--

<p>La progressiva transizione dei consumi termici verso il vettore elettrico, trainata dalla diffusione delle pompe di calore e dalla mobilità elettrica, è l'elemento più rilevante ai fini della realizzazione del PEAR VDA 2030. In tale ottica, potrà essere valorizzato l'asset strategico costituito dal comparto idroelettrico e dalle nuove FER installate, in grado di coprire la progressiva elettrificazione dei consumi.</p>	<p>ELETRIFICAZIONE</p>	<p>6</p>
<p>7</p>	<p>AUTOSUFFICIENZA ENERGETICA</p>	<p>Se i Bilanci Energetici relativi al sistema elettrico della Valle d'Aosta hanno restituito per anni la fotografia di una regione completamente autosufficiente grazie all'importante produzione idroelettrica, nettamente superiore ai consumi, occorre ora fare uno sforzo ulteriore. Lo sviluppo della generazione distribuita e l'elettrificazione dei consumi devono essere accompagnati da misure volte a migliorare la contestualità tra produzione e utilizzo, al fine di tendere a una maggiore autosufficienza energetica del territorio. In tale ottica, un ruolo rilevante potrà essere svolto dalle nuove configurazioni di autoconsumo collettivo e dalle nascenti Comunità di Energia Rinnovabile.</p>
<p>Come definito dall'IEA, buona parte delle tecnologie necessarie per la decarbonizzazione completa dell'economia sono attualmente non disponibili o allo stato prototipale. Oltre a uno sforzo iniziale concentrato nell'accelerazione della penetrazione delle tecnologie tradizionali, pertanto, per poter anticipare la decarbonizzazione di 10 anni, occorre attrarre progetti innovativi e sviluppare un ecosistema favorevole all'innovazione e alla ricerca. In particolare, nei settori "hard to abate" ove, attualmente, risulta impossibile ipotizzare alternative all'utilizzo di combustibili fossili, sarà importante sviluppare progettualità con tecnologie innovative, quali l'idrogeno e la CCU¹⁷⁰.</p>	<p>INNOVAZIONE</p>	<p>8</p>
<p>9</p>	<p>RETI</p>	<p>Rispetto ai Piani precedenti, deve essere riconosciuta maggiore importanza allo sviluppo di reti e infrastrutture, considerate condizione abilitante per la transizione energetica. Particolare attenzione deve essere posta all'aumento della resilienza delle reti nei confronti degli scenari emergenti di dissesto idrogeologico, allo sviluppo coordinato delle azioni di PEAR e delle relative infrastrutture, nonché all'integrazione delle infrastrutture energetiche e il coupling settoriale, allo scopo di aumentare l'efficienza, la flessibilità e la sicurezza del sistema energetico. Aumentare resilienza reti nei confronti degli scenari emergenti di dissesto idrogeologico.</p>
<p>Sempre in riferimento ai precedenti PEAR, viene data importanza al ruolo centrale delle persone, intese sia come elemento proattivo del cambiamento, sia come principale stakeholder su cui ricadono le scelte di pianificazione. In particolare, nell'attuazione delle azioni dovrà essere presa in considerazione la necessità di contrastare il sempre crescente fenomeno della povertà energetica.</p>	<p>PERSONE</p>	<p>10</p>

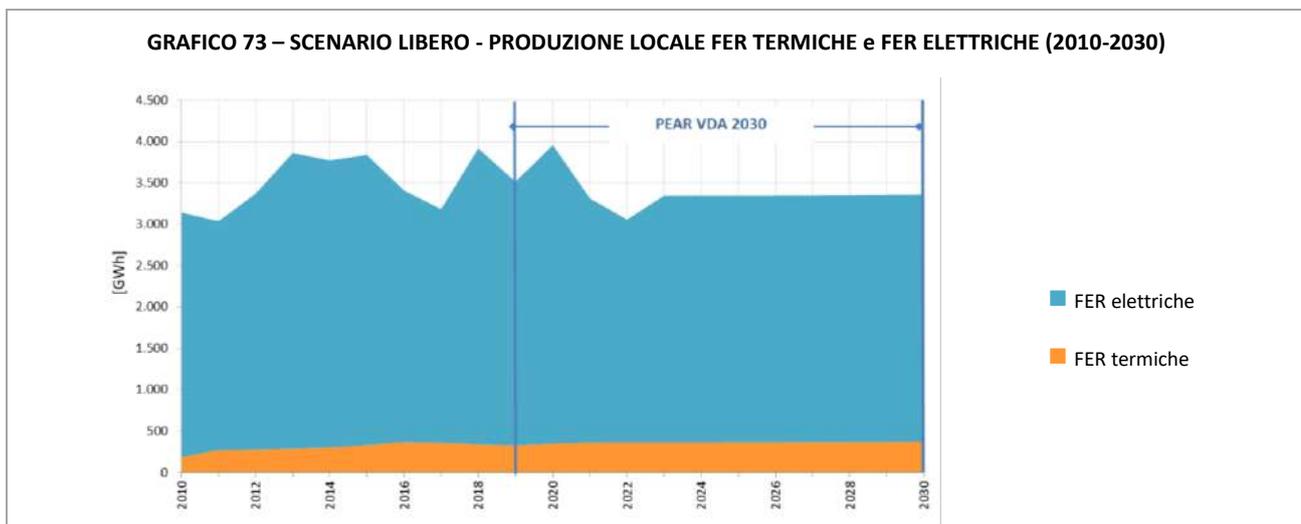
¹⁷⁰ Per approfondimenti sull'idrogeno si rimanda all' "Allegato 1 - Linee Guida per lo Sviluppo dell'Idrogeno in Valle d'Aosta"

5. LO SCENARIO LIBERO

Dall'analisi dei **BER** è stato possibile valutare lo **scenario libero**, ovvero la probabile evoluzione del sistema energetico regionale sulla base dei trend registrati con le politiche energetiche esistenti e dei progetti già autorizzati/in corso di realizzazione. In particolare, la definizione dei trend è basata sull'analisi delle serie storiche ipotizzando che quanto osservato continui nel futuro. La determinazione del trend si è basata principalmente su metodi analitici, ossia sull'utilizzo delle funzioni analitiche che meglio descrivono la serie storica (*funzioni di best-fit*) e, in particolare, del *tasso di crescita annuo composto (CAGR)*¹⁷¹. Tuttavia, per alcune fonti energetiche si sono rese necessarie valutazioni più precise,¹⁷² in particolare nei casi in cui si sono registrate irregolarità nell'andamento dei dati. Si sottolinea infatti che, dall'analisi di una serie storica, si estrae il trend e su di esso si costruisce la previsione, in quanto, per definizione, l'interesse è relativo al movimento tendenziale monotono di fondo, di lungo periodo, che si manifesta a causa di una evoluzione strutturale delle specifiche grandezze, cioè dovuta a variabili che influiscono in modo sistematico su di essa. Dunque, nella previsione si sono escluse le eventuali componenti oscillatorie (es: variazioni cicliche o stagionali). I trend sono stati elaborati, per ogni fonte energetica e per ogni settore, per l'arco temporale 2020-2030 (periodo di pianificazione del **PEAR VDA 2030**). Nei paragrafi a seguire si riporta una breve descrizione dello scenario libero, in termini di produzione locale da **FER**, di consumi finali sia lordi (**CFL**) sia netti (**CFN**) e di emissioni di gas ad effetto serra (**GHGs**). Si riportano successivamente le proiezioni dei dati principali al 2040 che, seppur caratterizzate da una maggior incertezza, permettono di valutare la distanza dall'obiettivo "Fossil Fuel Free". Lo scenario libero costituisce la base per confrontare i trend dello **scenario di piano** (rif. capitolo 7), ovvero dei risultati delle Azioni di Piano, descritte nel capitolo 6 e derivanti, a loro volta, dalle valutazioni energetico-ambientali degli scenari alternativi riportati nel Rapporto Ambientale (capitoli 4 e 5).

5.1. Produzione locale da FER

Per quanto riguarda la produzione locale¹⁷³ da **FER**, non si prevedono variazioni sostanziali: tuttavia, nel settore idroelettrico, i cambiamenti climatici in atto e l'evoluzione dei rilasci collegata all'applicazione dei valori di deflusso ecologico per gli impianti portano a ipotizzare valori di produzione inferiori rispetto a quanto registrato, mediamente, fino al 2019. La lenta penetrazione delle **FER** termiche, nonostante l'incremento delle pompe di calore, non compensa tale riduzione, determinando al 2030 valori totali in decrescita rispetto al 2019 (-4,5%) (rif. **GRAFICO 73** e **TABELLA 21**).



¹⁷¹ Il Compounded Average Grow Rate (**CAGR**) è un tipo di applicazione di un trend esponenziale: esso costituisce il tasso di crescita annuo composto e viene definito con una specifica funzione analitica esponenziale.

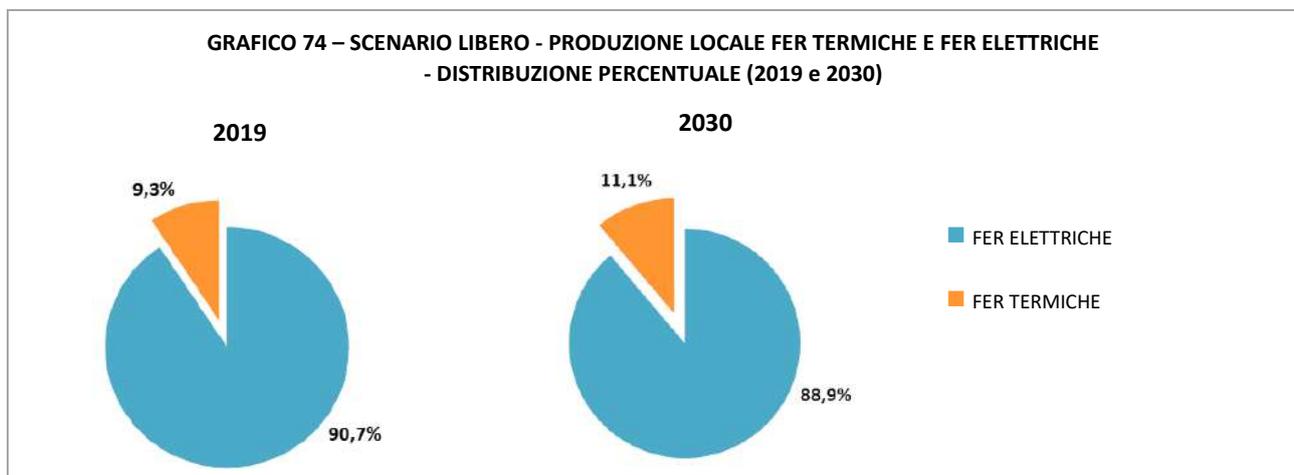
¹⁷² Si precisa che in linea generale non sono stati considerati, nella redazione degli scenari, i dati del 2020 e 2021, in quanto considerati anomali a causa della pandemia da **COVID-19** e relativi provvedimenti restrittivi. In alcuni casi (es: produzione **FER** elettriche), ove disponibili, sono stati inseriti i dati aggiornati per gli anni 2020 e 2021. Si specifica che, per l'idroelettrico, anche i dati relativi al 2022 sono reali, seppur si tratti di un dato provvisorio fornito dagli uffici regionali ma non ancora validato da **TERNA**.

¹⁷³ Si intende al netto delle importazioni, in particolare di biomassa (rif. capitolo **3.3.1**).

SCENARIO LIBERO - PRODUZIONE LOCALE DA FER ELETTRICHE E TERMICHE [GWh]				
	PEAR VDA 2030			
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
FER ELETTRICHE	3.186,2	2.983,8	-202,4	-6,4%
FER TERMICHE	328,3	373,3	44,9	13,7%
TOTALE	3.514,5	3.357,0	-157,5	-4,5%

TABELLA 23 - SCENARIO LIBERO – Produzione locale di FER elettriche e FER termiche

Complessivamente, la ripartizione tra **FER** elettriche e **FER** termiche, caratterizzata al 2019 da una netta prevalenza dell'energia elettrica (90,7%) non dovrebbe subire variazioni rilevanti, seppur con un leggero incremento del peso percentuale delle **FER** termiche (11,1 % al 2030) (rif. GRAFICO 74).



Per quanto riguarda, più nello specifico, le **FER EL** (GRAFICO 75) al 2030 ci può attendere una decrescita (-6,4%), dovuta principalmente alla probabile diminuzione di produzione dell'idroelettrico e al progressivo esaurirsi della produzione di biogas dalla discarica.

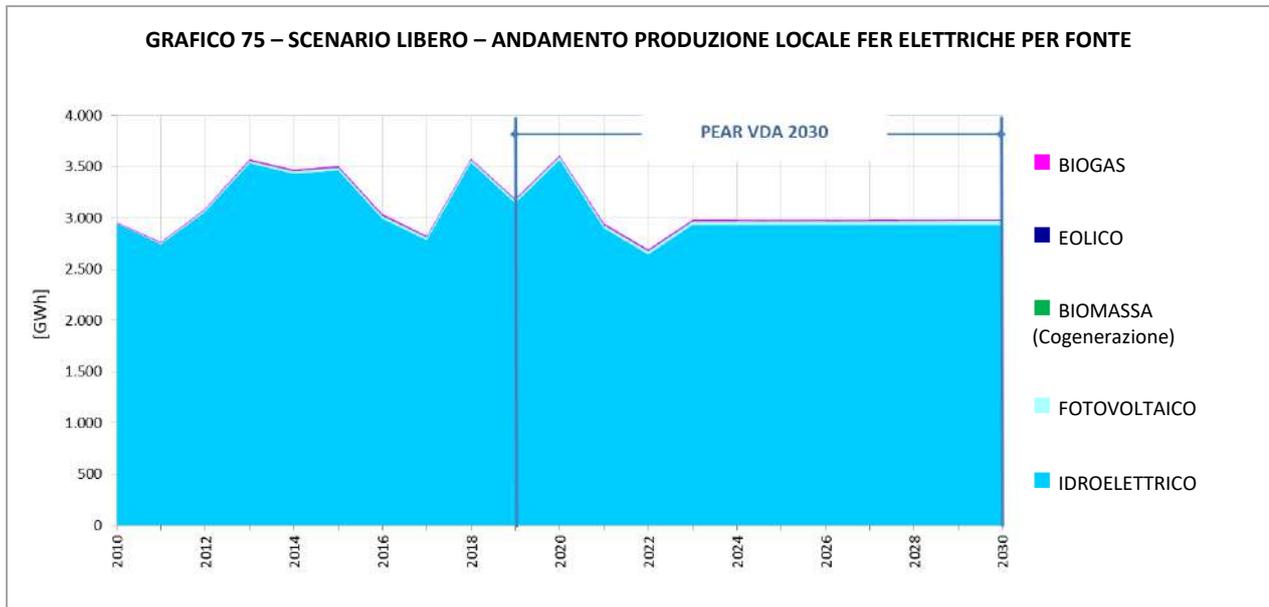
Per la stima di produzione degli impianti idroelettrici negli anni successivi al 2022, è stata considerata la media degli ultimi 4 anni (2019-2022), includendo, quindi, anche i valori particolarmente bassi registrati nel 2022 a causa della carenza di precipitazioni. Altro aspetto da considerare, oltre al cambiamento climatico, è il possibile effetto dell'applicazione di nuovi criteri nella definizione del deflusso ecologico, previsti dalle normative nazionali¹⁷⁴ e nella proposta di *Piano di Tutela delle Acque (PTA)*,¹⁷⁵ ovvero delle norme che disciplinano i rilasci, a valle delle prese, necessari per consentire il raggiungimento di specifici obiettivi ambientali. Ai sensi della *d.G.r. 1252/2012* sono stati avviati una serie di tavoli regionali che stanno portando avanti l'attività di sperimentazione per la definizione delle portate e quindi dei relativi rilasci per ciascun tratto di torrente derivato tramite l'applicazione dell'analisi multicriteria¹⁷⁶. Pur non essendo ancora disponibili dati "definitivi", per le simulazioni dello scenario è stata ipotizzata una perdita di produzione di circa 130 GWh rispetto al 2019. Si precisa che tale indicazione non costituisce un riferimento normativo né un vincolo cogente per l'attività di cui sopra, ma un valore indicativo derivante dalle diverse

¹⁷⁴ Ai sensi del *D.lgs 152/2006* (articolo 95 comma 2) la Conferenza istituzionale Permanente dell'Autorità di bacino distrettuale del fiume Po n. 4 del 14 dicembre 2017 ha adottato una specifica Direttiva per la determinazione dei deflussi ecologici finalizzata al mantenimento e/o al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati a livello di distretto idrografico del fiume Po, che integra i dettami del Decreto Direttoriale n. 30/STA del 13 febbraio 2017 ("Linee guida per l'aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale al fine di garantire il mantenimento, nei corsi d'acqua, del deflusso ecologico a sostegno del raggiungimento degli obiettivi di qualità definiti ai sensi delle *Direttiva 2000/60/CE*").

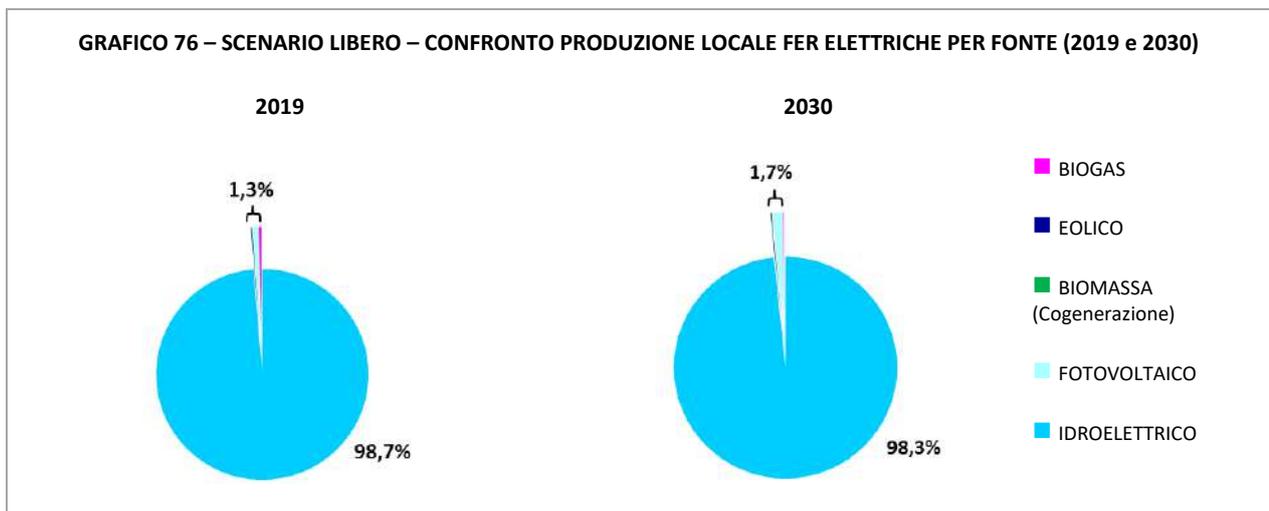
¹⁷⁵ Allegato 7 "Norme tecniche di attuazione", articolo 24 "deflusso ecologico".

¹⁷⁶ Come previsto anche dall'Allegato 5 "Programma operativo delle misure" Annesso 5.1 "Schede tecniche delle misure" – Scheda 8 "Revisione del *DMV*, definizione delle portate ecologiche e controllo dell'applicazione sul territorio" del *PTA*.

ipotesi analizzate dal gruppo di lavoro, per una prima considerazione dell'argomento ai fini della redazione degli scenari di piano.



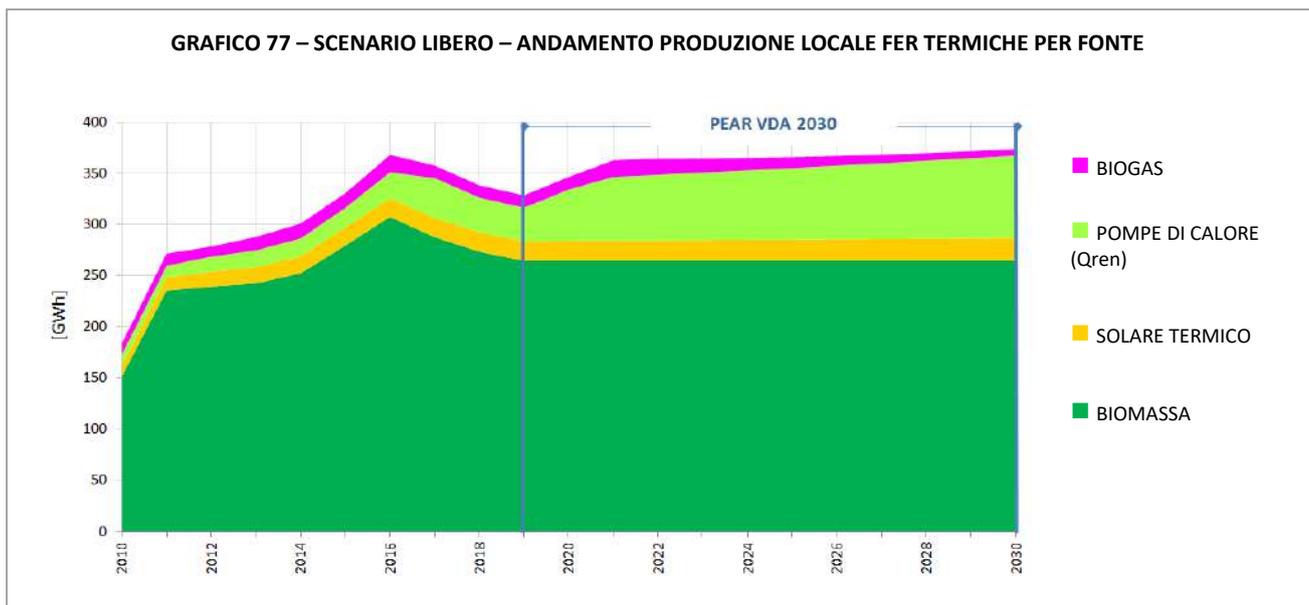
Nello scenario libero, il ruolo dell'idroelettrico rimane comunque nettamente preponderante rispetto alle altre fonti di produzione (98,3% al 2030 rispetto al 98,7% del 2019) (rif. GRAFICO 76).



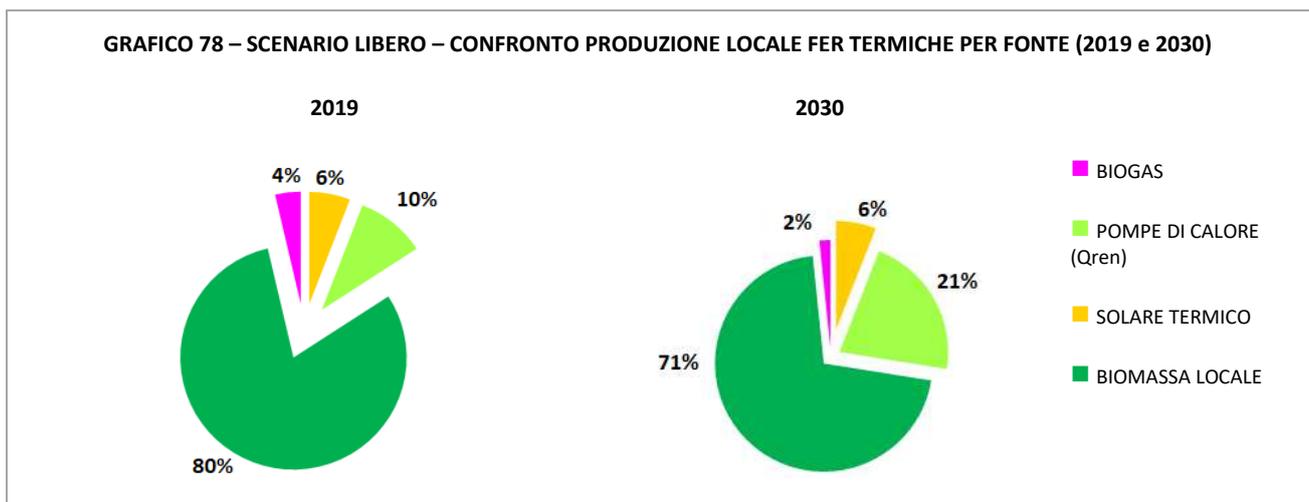
Per quanto riguarda la produzione locale di **FER termiche**, al 2030 si ipotizza invece un incremento (+13,7%), dovuto principalmente al maggior utilizzo di pompe di calore¹⁷⁷ (+146,4%) (rif. GRAFICO 77).

La produzione locale di biomassa, la cui valutazione risente, però, della poca solidità dei dati a disposizione, viene considerata costante, mentre il minor utilizzo del biogas è dovuto alla progressiva diminuzione dei quantitativi estraibili dalla discarica.

¹⁷⁷ È compresa anche la quota rinnovabile della pompa di calore dell'impianto di teleriscaldamento di Aosta.



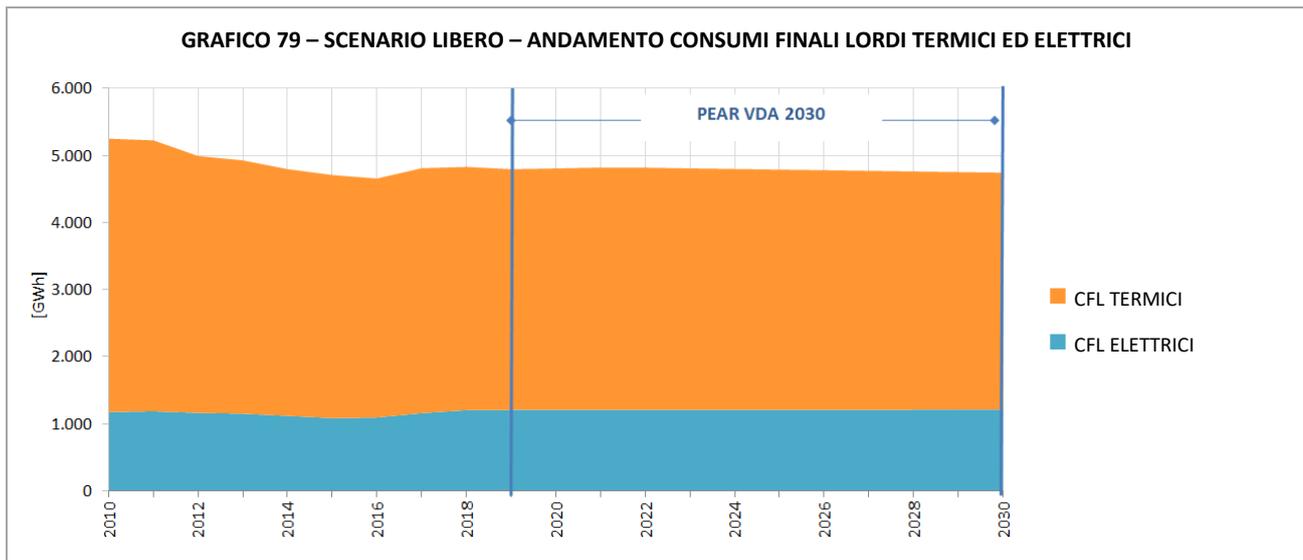
Complessivamente, al 2030 ci si attende una maggiore penetrazione delle pompe di calore che passano dal 10% del 2019 al 21% del 2030 (rif. [GRAFICO 78](#)).



5.2. Consumi Finali

I **Consumi Finali Lordi (CFL)**, nel periodo 2010-2019 hanno registrato una riduzione inferiore al 9% (media annua di circa 0,9%): in particolare, i consumi termici hanno registrato un decremento iniziale più sostenuto e un rallentamento negli ultimi quattro anni, mentre i consumi elettrici sono stati caratterizzati da una iniziale riduzione, seppur molto più contenuta rispetto ai consumi termici, seguita da un trend di leggero incremento.

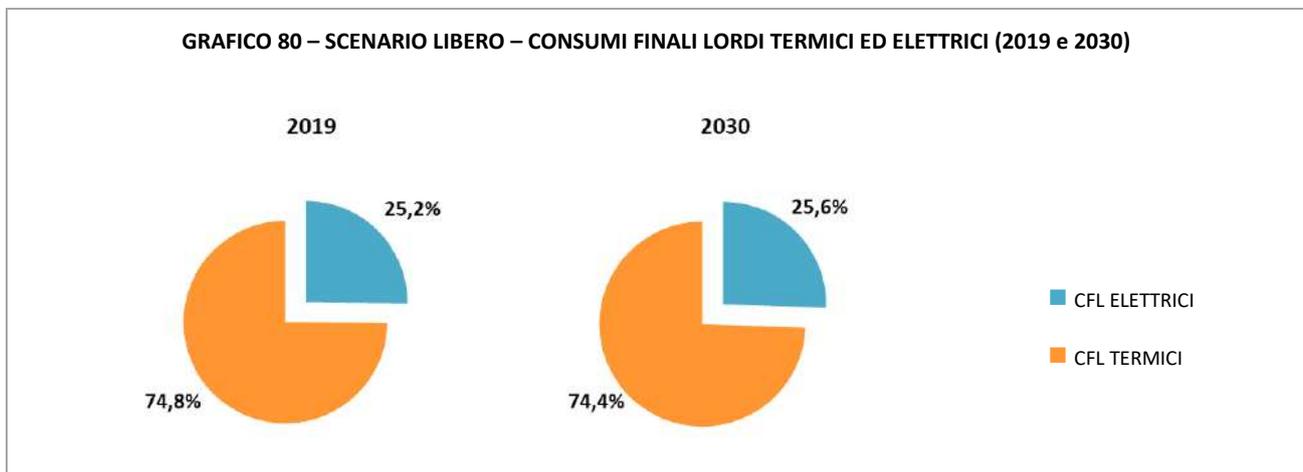
Lo scenario libero al 2030 (rif. [TABELLA 24](#) e [GRAFICO 79](#)), è caratterizzato quindi da un andamento pressoché costante, con i consumi termici in leggera diminuzione (-1,7%) e quelli elettrici in lieve incremento (+0,6%), in relazione al graduale processo di elettrificazione dei consumi di tipo termico, in particolare per il maggior utilizzo di pompe di calore e l'introduzione di auto elettriche.



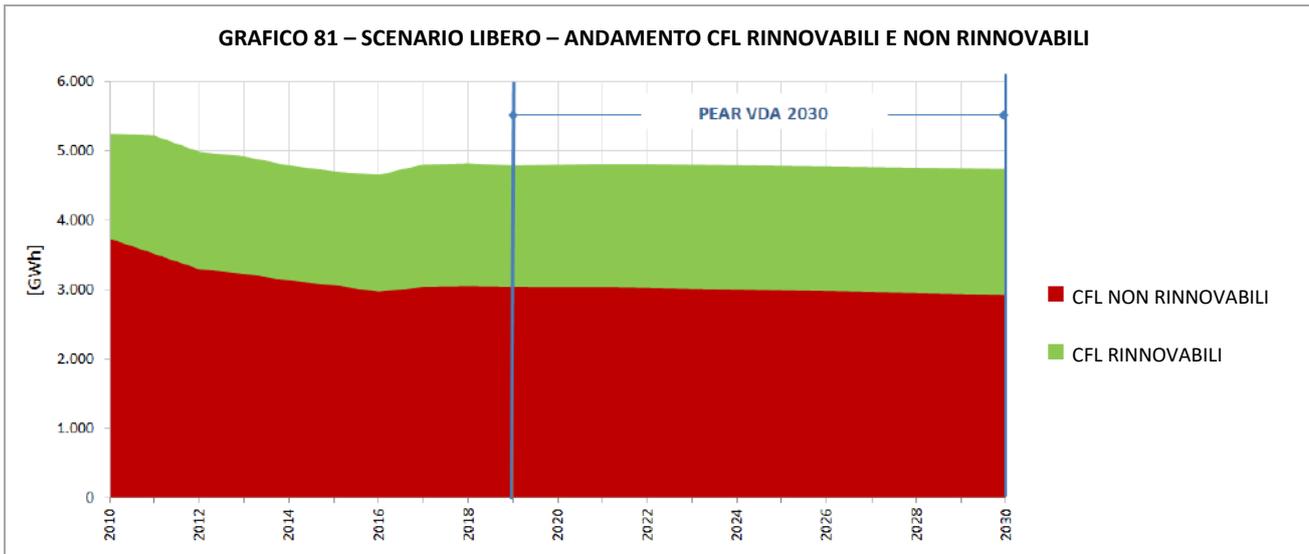
SCENARIO LIBERO - CONSUMI FINALI LORDI (CFL) ELETTRICI E TERMICI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFL - ELETTRICI	1.207,0	1.214,4	7,36	0,6%
CFL - TERMICI	3.589,1	3.529,8	-59,28	-1,7%
TOTALE	4.796,1	4.744,2	-51,9	-1,1%

TABELLA 24 - SCENARIO LIBERO – confronto valori consumi finali lordi elettrici e termici

La netta prevalenza dei consumi termici (74,8% al 2019) rimane, invece, tale nonostante l'andamento in leggera crescita dei consumi elettrici, che passano dal 25,2% del 2019 al 25,6% al 2030 (rif. [GRAFICO 80](#)).



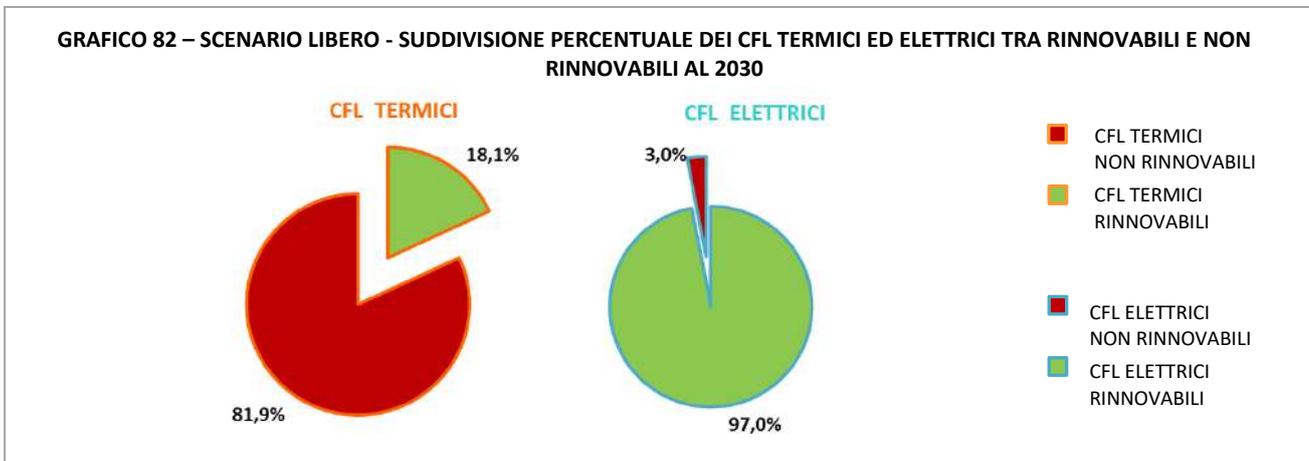
La penetrazione delle FER nei CFL si ipotizza che possa risultare in lieve incremento (+3,5% al 2030) (rif. [GRAFICO 81](#) e [TABELLA 25](#)), mantenendo le differenze sostanziali tra comparto elettrico e termico: al 2030, infatti, il contributo delle FER rimane preponderante sui CFL elettrici (97%), mentre nel settore termico il contributo delle FER è ancora nettamente inferiore rispetto alle fonti fossili (18,1%) (rif. [GRAFICO 82](#)).



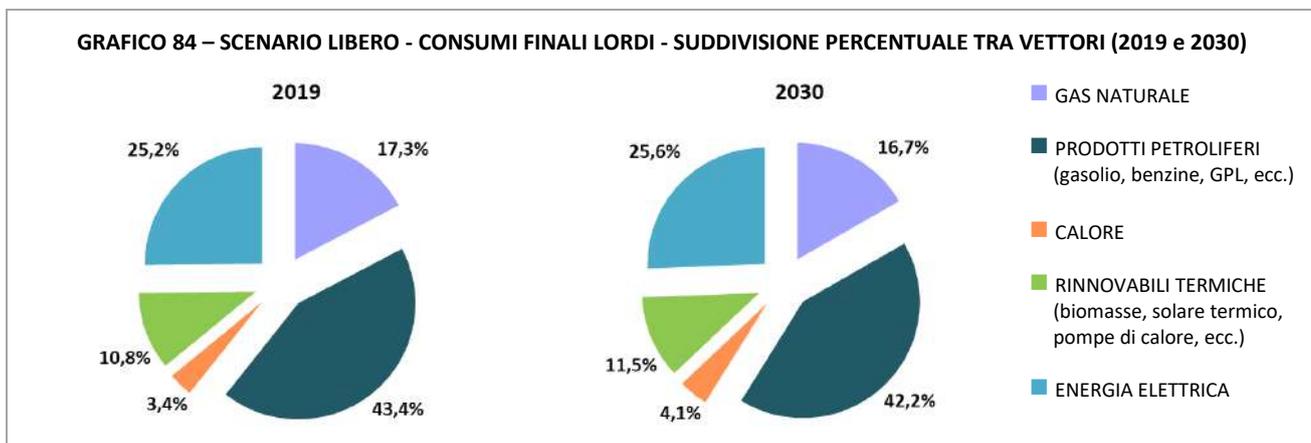
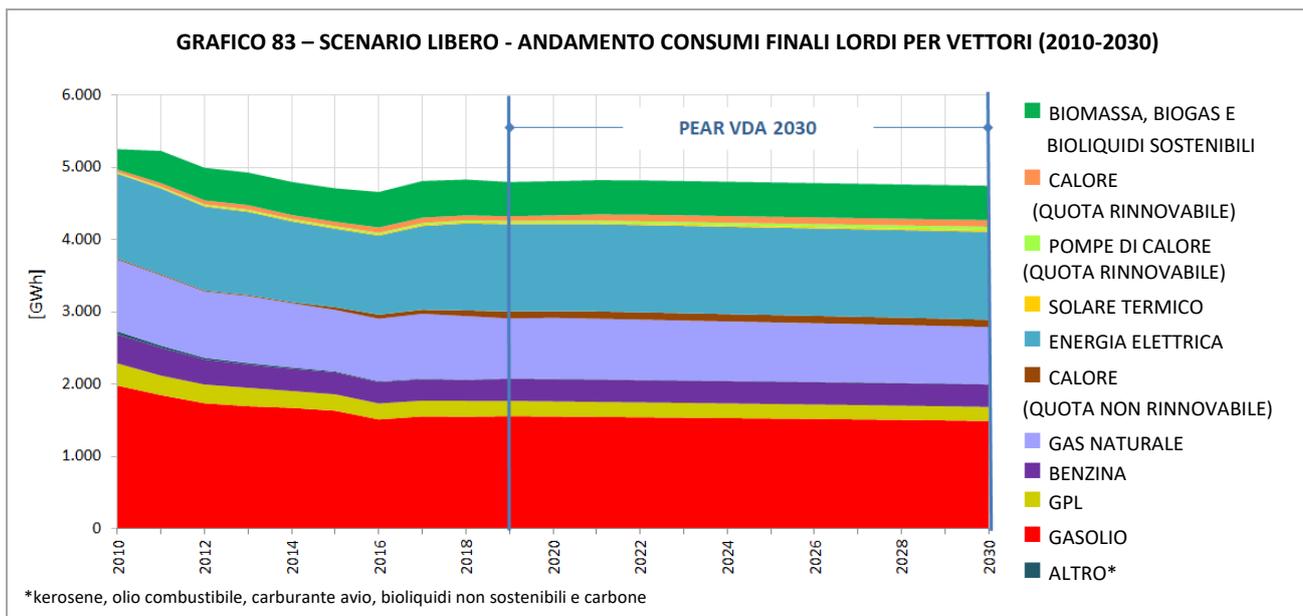
SCENARIO LIBERO - CONSUMI FINALI LORDI (CFL) RINNOVABILI E NON RINNOVABILI [GWh]

	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFL - RINNOVABILI	1.754,6	1.815,9	61,33	3,5%
CFL - NON RINNOVABILI	3.041,5	2.928,3	-113,26	-3,7%
TOTALE	4.796,1	4.744,2	-51,9	-1,1%

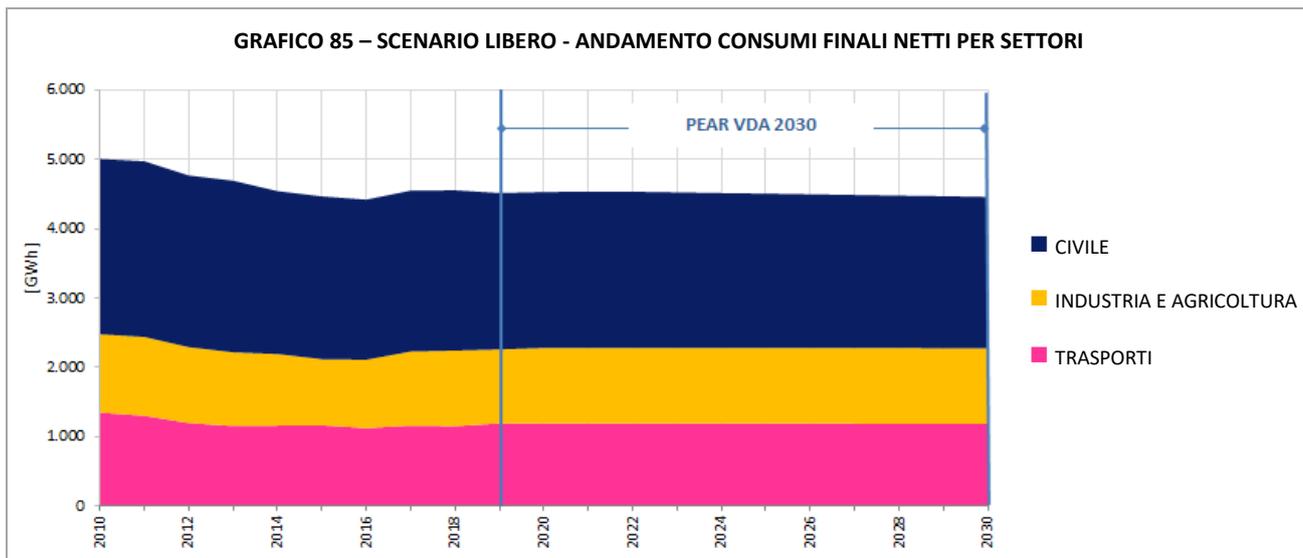
TABELLA 25 - SCENARIO LIBERO – confronto valori consumi finali lordi rinnovabili e non rinnovabili



Gli andamenti sopra riportati sono caratterizzati da variazioni poco significative nella ripartizione tra i singoli vettori (rif. [GRAFICO 83](#)), registrando al 2030, rispetto al 2019, una lieve diminuzione dei prodotti petroliferi e un leggero incremento dei consumi elettrici (rif. [GRAFICO 84](#)).



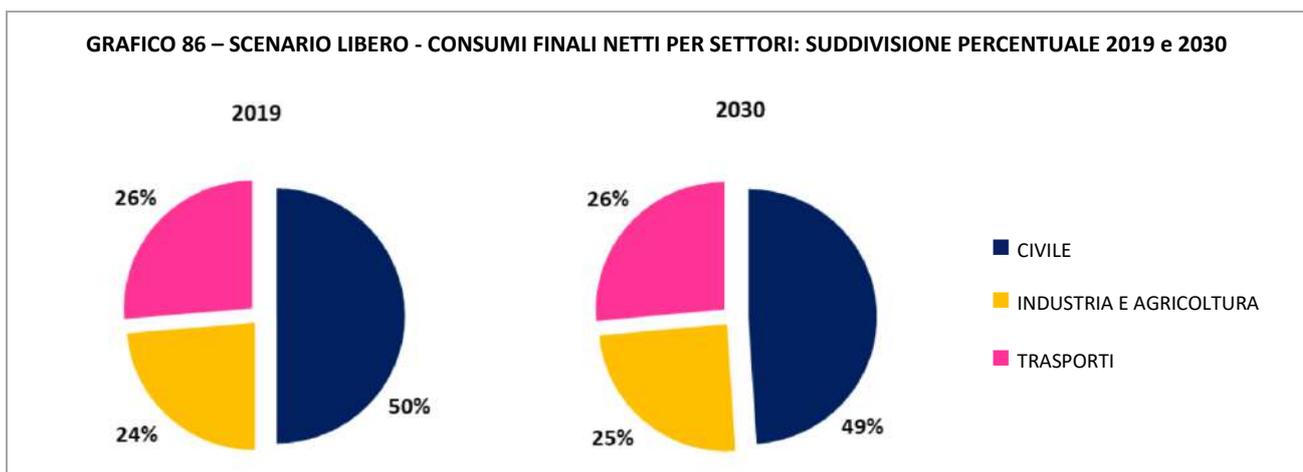
Per le analisi relative all’incidenza dei diversi settori si utilizzano i **consumi finali netti (CFN)**, ovvero calcolati al netto delle perdite delle reti (elettrica e del gas naturale) e dei consumi ausiliari di produzione per l’energia elettrica. Come evidenziato nel **GRAFICO 85** e in **TABELLA 26**, si prevede al 2030 una lieve riduzione dei consumi nel settore civile (-3,2%) dovuta principalmente alle politiche in essere di efficientamento energetico, una riduzione nel settore trasporti (-0,8%) vista la graduale sostituzione dei mezzi con alimentazione tradizionale (soprattutto gasolio) con veicoli elettrici. Nel settore industria e agricoltura è previsto un leggero incremento (+2,5%) dovuto in particolare al comparto industriale che presenta, negli anni, valori di consumo variabili caratterizzati, però, da un trend medio superiore ai valori del 2019.



SCENARIO LIBERO - CONSUMI FINALI NETTI SUDDIVISIONE PER SETTORI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CIVILE	2.256,7	2.184,9	-71,8	-3,2%
INDUSTRIA E AGRICOLTURA	1.068,7	1.094,9	26,2	2,5%
TRASPORTI	1.189,1	1.179,1	-10,0	-0,8%
TOTALE	4.514,5	4.458,9	-55,6	-1,2%

TABELLA 26 - SCENARIO LIBERO – confronto valori consumi finali netti per settori

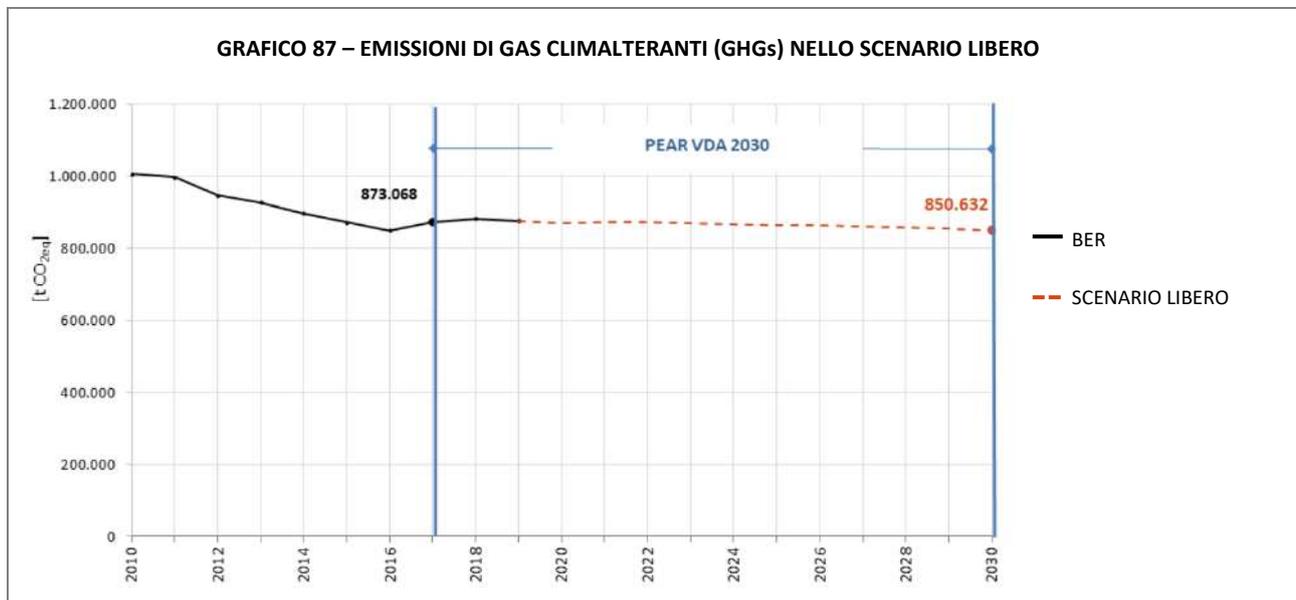
Al 2030, i *CFN* mantengono la stessa suddivisione registrata nel 2019 nei diversi settori: per il 49% al **settore civile**, per il 26% al **settore dei trasporti** e per il restante 25% al **settore industriale/agricolo**¹⁷⁸(rif. GRAFICO 86).



¹⁷⁸ Il settore dell'agricoltura viene accorpato all'industria in quanto i consumi agricoli necessiterebbero di ulteriori approfondimenti per essere considerati rappresentativi.

5.3. Emissioni di gas climalteranti (GHGs)

Si riporta l'andamento delle emissioni di gas climalteranti (GHGs) (GRAFICO 87 e TABELLA 27).¹⁷⁹ il trend segue quello dei consumi sopra riportato, registrando una lieve diminuzione (-2,6%) al 2030 rispetto al riferimento del 2017, anno di analisi dei dati delle emissioni utilizzato nell'ambito della *Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040*.



SCENARIO LIBERO - SETTORE ENERGETICO - EMISSIONI DI GHGs [t CO _{2eq}]				
	2017	2030	Δ 2017-2030	
			[t CO _{2eq}]	[%]
EMISSIONI GHGs	873.068	850.632	-22.436	-2,6%

TABELLA 27 - SCENARIO LIBERO – Emissioni di gas climalteranti del settore energetico - confronto al 2017-2030

¹⁷⁹ Le emissioni riguardano i soli valori relativi al settore energetico escludendo quindi le emissioni da attività di allevamento e agricoltura, quelle da rifiuti e la quota di emissioni del settore industriale dovuta a particolari lavorazioni che utilizzano additivi e refrigeranti.

5.4. Confronto con gli obiettivi del PEAR VDA 2030

Risulta evidente che, nonostante le attuali misure a livello nazionale e regionale previste per promuovere l'efficienza energetica e lo sviluppo delle FER, i trend ipotizzati nello scenario libero, ovvero considerando una naturale evoluzione del sistema, portano a una riduzione dei consumi (-1,2%) e, per via delle assunzioni fatte sulla producibilità idroelettrica, ad una diminuzione della produzione da FER locali (-4%) non compatibili con il raggiungimento degli sfidanti obiettivi posti al 2030 (rif. [GRAFICO 88](#) e [GRAFICO 89](#)) e, conseguentemente, neppure in termini di riduzione delle emissioni di GHGs nel settore energetico (rif. [GRAFICO 90](#)).

01

OBIETTIVO EFFICIENZA ENERGETICA

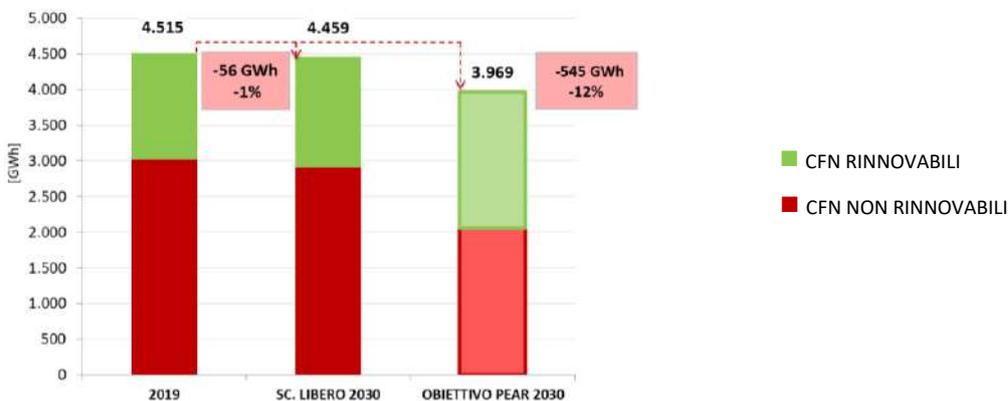


GRAFICO 88 – SCENARIO LIBERO – OBIETTIVO 1 – RIDUZIONE DEI CFN

02

OBIETTIVO FER



GRAFICO 89 – SCENARIO LIBERO – OBIETTIVO 2 – AUMENTO DELLA PRODUZIONE DA FER LOCALI

03

OBIETTIVO FOSSIL FUEL FREE

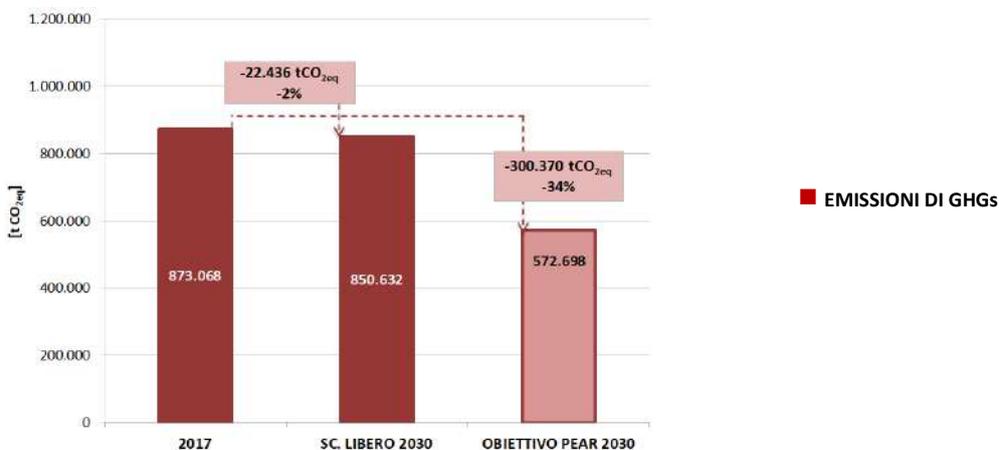
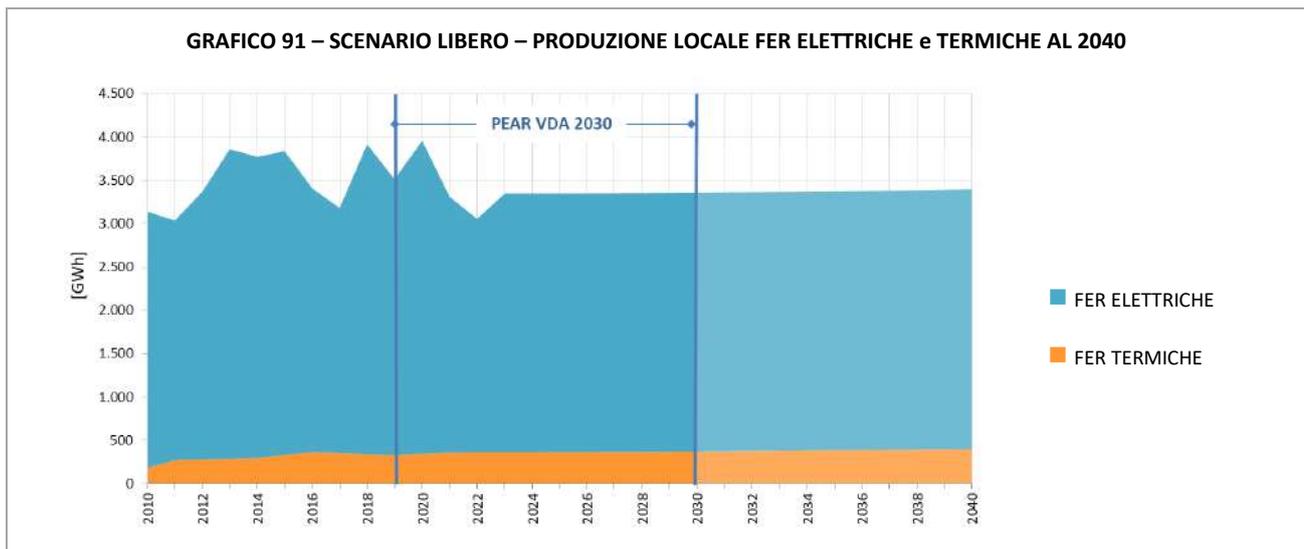


GRAFICO 90 – SCENARIO LIBERO – OBIETTIVO 3 –RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GHGs NEL SETTORE ENERGETICO

5.5. Proiezione al 2040 e posizionamento rispetto all’obiettivo Fossil Fuel Free

Nonostante una proiezione di lungo periodo risulti caratterizzata da incertezza maggiore, in particolare in un ambito contraddistinto da una rapida e significativa evoluzione tecnologica, si riportano di seguito i principali dati che potrebbero caratterizzare l’evoluzione dello scenario libero al 2040. Si intende pertanto mostrare lo scostamento con l’obiettivo *Fossil Fuel Free* qualora il sistema energetico fosse caratterizzato dai trend di sviluppo sopra riportati.

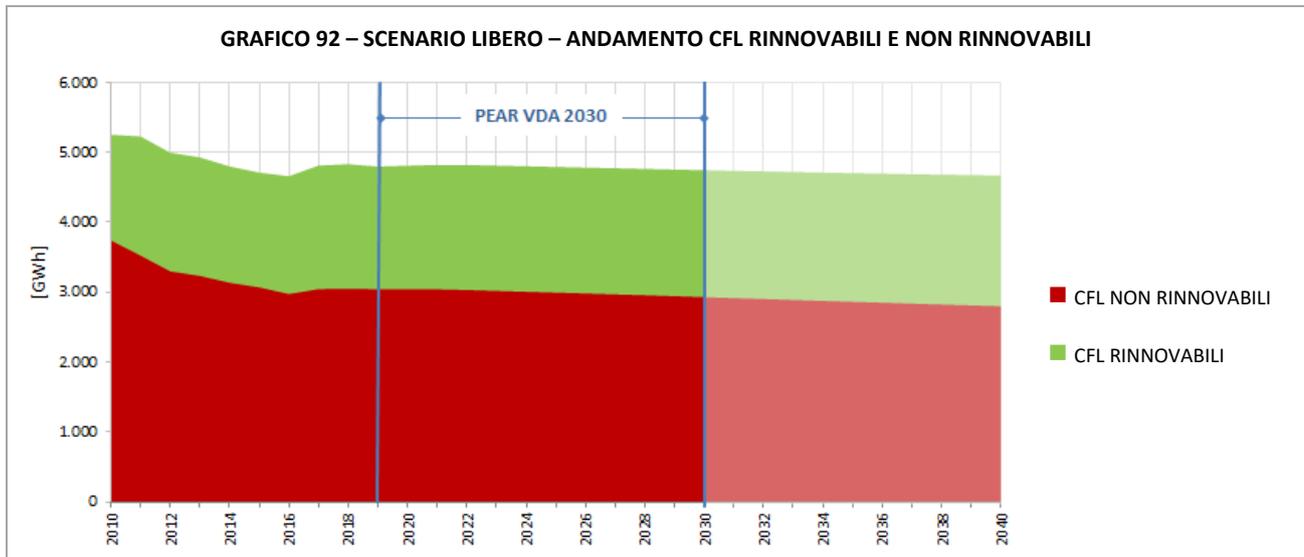
Per quanto riguarda la produzione locale da *FER*, i trend attuali porterebbero a un incremento delle *FER* termiche (+22%), mentre le *FER* elettriche risulterebbero pressoché costanti in decrescita (i valori indicati sono rappresentativi di un andamento ma non della variabilità dell’idroelettrico, particolarmente evidente nei grafici a consuntivo) (rif. GRAFICO 91 e TABELLA 28).



SCENARIO LIBERO - PRODUZIONE LOCALE DA FER ELETTRICHE E TERMICHE [GWh]							
	PEAR VDA 2030				PROIEZIONE AL 2040		
	2019	2030	Δ 2019-2030		2040	Δ 2019-2040	
			[GWh]	[%]		[GWh]	[%]
FER ELETTRICHE	3.186,2	2.983,8	-202,4	-6,4%	2997	-189	-6%
FER TERMICHE	328,3	373,3	44,9	13,7%	399	71	22%
TOTALE	3.514,5	3.357,0	-157,5	-4,5%	3397	-118	-3%

TABELLA 28 - SCENARIO LIBERO – Produzione locale di FER elettriche e FER termiche al 2019, 2030 e 2040

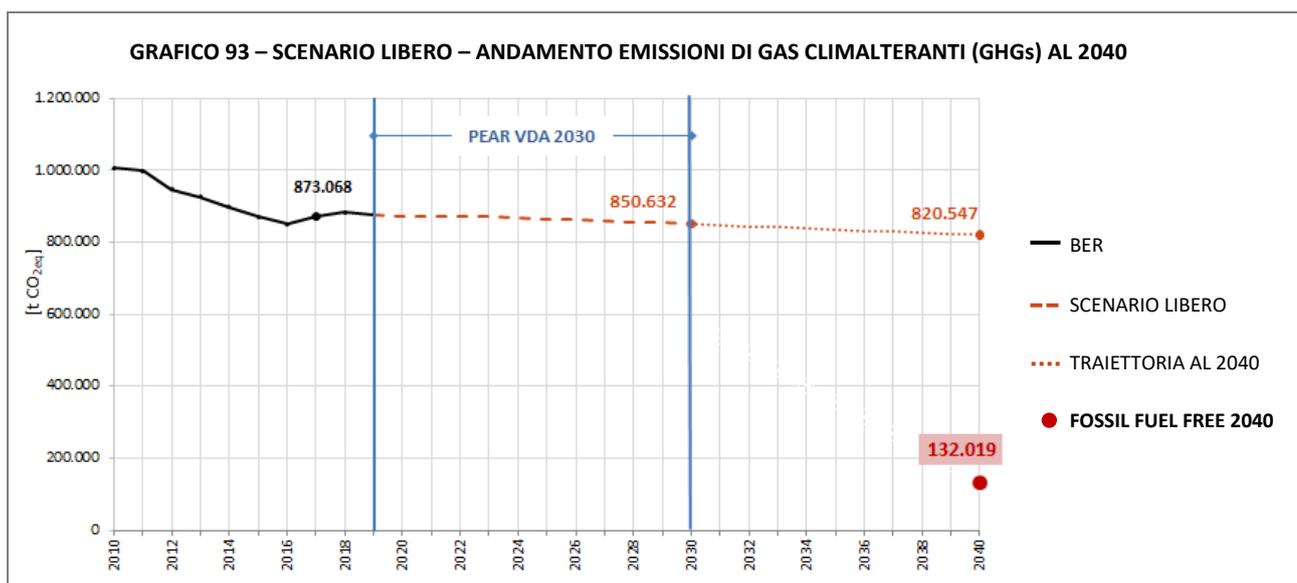
Le proiezioni dei CFL al 2040, in linea con il 2030, fanno emergere un andamento in decrescita (-3%), dovuto alla diminuzione dei consumi da fonti non rinnovabili (rif. [GRAFICO 92](#) e [TABELLA 29](#)).



SCENARIO LIBERO - CONSUMI FINALI LORDI (CFL) RINNOVABILI E NON RINNOVABILI [GWh]							
	PEAR VDA 2030				PROIEZIONE AL 2040		
	2019	2030	Δ 2019-2030		2040	Δ 2019-2040	
			[GWh]	[%]		[GWh]	[%]
CFL - RINNOVABILI	1.754,6	1.815,9	61,33	3,5%	1.869	115	7%
CFL - NON RINNOVABILI	3.041,5	2.928,3	-113,26	-3,7%	2.799	-243	-8%
TOTALE	4.796,1	4.744,2	-51,9	-1,1%	4.668	-128	-3%

TABELLA 29 - SCENARIO LIBERO – confronto valori consumi finali lordi rinnovabili e non rinnovabili al 2019, 2030 e 2040

La proiezione delle emissioni di gas climalteranti al 2040 (rif. [GRAFICO 93](#) e [TABELLA 30](#)), evidenzia una riduzione (-6%) che è comunque molto distante rispetto all’obiettivo *Fossil Fuel Free* al 2040 relativo al solo settore energetico.



SCENARIO LIBERO - SETTORE ENERGETICO - EMISSIONI DI GAS CLIMALTERANTI (GHGs) [t CO _{2eq} /anno]							
	PEAR VDA 2030				PROIEZIONE AL 2040		
	2017	2030	Δ 2017-2030		2040	Δ 2017-2040	
			[t CO _{2eq}]	[%]		[t CO _{2eq}]	[%]
EMISSIONI GHGs	873.068	850.632	-22.436	-2,6%	820.547	-52.521	-6%

TABELLA 30 - SCENARIO LIBERO – emissioni di gas climalteranti del settore energetico - confronto al 2017, 2030 e 2040

Si ribadisce pertanto come i trend attuali non siano compatibili con gli sfidanti obiettivi *Fossil Fuel Free* al 2040 e come vi sia la necessità di imprimere un'accelerazione, ponendo in essere tutte le azioni necessarie. Tuttavia, occorre precisare che i trend sopra delineati non possono ancora evidenziare l'impatto delle numerose misure a disposizione e pertanto il gap da colmare potrebbe essere inferiore rispetto a quello prospettato. Fondamentali, in tal senso, risulteranno i prossimi monitoraggi del [PEAR VDA 2030](#).

6. LE AZIONI

Per raggiungere gli obiettivi precedentemente descritti, il *PEAR VDA 2030* prefigura **quattro assi di intervento**:

	ASSE 1	Riduzione dei consumi	Azioni volte alla diminuzione dei consumi, in particolare da fonte fossile, mediante un utilizzo razionale dell'energia e interventi di miglioramento dell'efficienza di conversione energetica e di transizione termico-elettrica	 RICERCA E INNOVAZIONE
	ASSE 2	Aumento delle fonti energetiche rinnovabili	Azioni volte all'aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili, termiche ed elettriche	
	ASSE 3	Reti e infrastrutture	Azioni di nuova infrastrutturazione e intervento sulle reti esistenti, che costituiscono condizione abilitante per la transizione energetica o che impattano su di essa	
	ASSE 4	Persone	Azioni di sensibilizzazione e formazione per promuovere nelle persone un ruolo attivo e consapevole nella transizione energetica, ma anche di contrasto alla povertà energetica	

Il tema della **ricerca** e dell'**innovazione**, fondamentale nel processo di transizione energetica, è trasversale a tutti gli assi di intervento sopra elencati, dal punto di vista tecnologico e infrastrutturale, ma anche, non meno importante, culturale, metodologico e di processo. Il *PEAR VDA 2030* deve, infatti, svilupparsi in coerenza con i contenuti della **S3** regionale (rif. Cap. 1.7), considerando che i temi della ricerca e dell'innovazione tecnologica sono fondamentali per lo sviluppo del sistema economico regionale e possono costituire un volano per la transizione verde. In particolare, sui domini tecnologici dell'energia, si renderà sicuramente necessario avere a disposizione soluzioni tecnologiche innovative e performanti per raggiungere lo sfidante obiettivo di una regione *Fossil fuel free*, ma anche per generare una riduzione dei costi dell'energia per le imprese. In questo contesto, il vettore **idrogeno** è oggetto di valutazioni specifiche, al fine di individuare gli impieghi più opportuni negli usi finali dei settori c.d. "hard-to-abate", ovvero dove le tecnologie tradizionali non riescono a raggiungere l'obiettivo di decarbonizzazione (rif. *Allegato 1 - Linee Guida per lo Sviluppo dell'Idrogeno in Valle d'Aosta*).

Occorre precisare che molte azioni derivano da iniziative private: risulta pertanto fondamentale il ruolo della pubblica amministrazione, oltre che nel ricoprire un ruolo di guida per quanto di propria competenza, garantire la regia delle azioni e facilitare l'utilizzo delle numerose risorse a disposizione per la transizione energetica.

In linea generale, tutte le azioni riportate sono coerenti con la *SRSvS VdA 2030*, in particolare con i Goals 7 "Energia pulita e accessibile" e 13 "Lotta contro il cambiamento climatico" e, indirettamente, anche con i Goals 9 "Imprese, innovazione e infrastrutture" e 11 "Città e comunità sostenibili" (rif. **TABELLA 31**) e con la **S3** regionale.



	ENERGIA PULITA E ACCESSIBILE	<i>Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni</i>
	IMPRESE, INNOVAZIONE E INFRASTRUTTURE	<i>Costruire un'infrastruttura resiliente e promuovere l'innovazione e l'industrializzazione equa, responsabile e sostenibile</i>
	CITTÀ E COMUNITÀ SOSTENIBILI	<i>Rendere le città e gli insediamenti umani inclusivi, sicuri ed ecosostenibili</i>
	LOTTA CONTRO IL CAMBIAMENTO CLIMATICO	<i>Adottare misure urgenti per combattere il cambiamento climatico e le sue conseguenze</i>

TABELLA 31 - Obiettivi Agenda 2030 correlati con il PEAR VDA 2030 [fonte: ONU 2015]

Nella sezione seguente sono riportate le schede che descrivono le azioni previste dal **PEAR VDA 2030**, suddivise nei 4 assi sopra identificati. In particolare:

- per ogni **asse** è stata realizzata una scheda introduttiva che ne descrive i contenuti e riepiloga l'articolazione degli ambiti di intervento che ne fanno parte;
- per ogni **ambito di intervento** è stata definita una scheda specifica, identificata da un codice (es: C 01), nella quale la descrizione delle azioni è preceduta dall'individuazione dell'obiettivo che ci si prefigge di raggiungere, dei principali soggetti attuatori e della scala territoriale di applicazione.

In particolare, al fine di rendere più evidenti alcune informazioni ritenute rilevanti, le stesse vengono evidenziate nel testo come indicato in **TABELLA 32**.

	<i>Azioni di innovazione e ricerca</i>
	<i>Buone pratiche</i>
	<i>Finanziamento PNRR</i>
	<i>Finanziamento PR FESR</i>

TABELLA 32 - Simboli utilizzati nella descrizione delle azioni

Viene inoltre data indicazione dei riferimenti (codice ID) relativi agli indicatori per il monitoraggio dell'azione stessa, per i quali all'interno del documento al documento *Allegato 1 - Piano di Monitoraggio del Rapporto Ambientale*, sono stati esplicitati: denominazione, fonte dati, unità di misura, valore baseline al 2019 e target al 2030 (ove presenti), ovvero tutti i dati necessari per valutare l'andamento dell'azione rispetto all'obiettivo.

Le schede relative all'Asse 1 e all'Asse 2 sono state valorizzate con un apposito cruscotto di monitoraggio, in cui viene riepilogato il contributo di ciascun ambito di intervento al raggiungimento degli obiettivi, in termini di energia prodotta e/o risparmiata e di emissioni evitate sul complessivo bilancio regionale.



ASSE 1 – RIDUZIONE DEI CONSUMI

Il principio *Energy Efficiency First* pone l'importanza sulla riduzione della domanda di energia come scelta prioritaria, al fine di controllare il livello degli investimenti necessari per la transizione verso le energie rinnovabili, avere un approccio più sostenibile all'uso di risorse limitate e, di conseguenza, aumentare la resilienza del sistema energetico.

In ognuno degli ambiti di intervento sono pertanto riportati i principi di utilizzo razionale dell'energia e di miglioramento dell'efficienza di conversione energetica. Tuttavia, pur rispondendo principalmente al target di riduzione dei consumi finali netti (CFN) descritto al Capitolo 4, l'obiettivo della Regione Valle d'Aosta è quello di intraprendere il percorso di **progressivo e rapido abbandono dei combustibili fossili**, ai quali prioritariamente devono essere indirizzati gli sforzi. Ferma restando l'importanza delle reti di teleriscaldamento, particolare importanza rivestono le azioni volte all'**elettificazione dei consumi termici**: come meglio descritto nei capitoli introduttivi (rif. Cap. 2), il vettore elettrico costituisce il principale driver per la penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Gli ambiti di intervento individuati sono:

- **RESIDENZIALE**: comprende tutti gli interventi, sia relativi agli usi finali sia al sistema edificio/impianto, in ambito residenziale, ivi inclusi gli edifici, aventi tale destinazione d'uso, di proprietà pubblica;
- **TERZIARIO**: include tutti gli interventi, analoghi a quelli sopra elencati, riferibili a edifici a destinazione d'uso terziaria, oltre agli interventi sull'illuminazione pubblica, sugli impianti a fune e sui mezzi d'opera non riconducibili al settore dei trasporti. In questo settore particolarmente significativo risulta il comparto degli edifici della Pubblica Amministrazione;
- **INDUSTRIA e AGRICOLTURA**: si tratta di tutti gli interventi nei due ambiti, accorpatisi solo per mancanza di rappresentatività dei dati del settore agricolo. Oltre agli interventi sul sistema edificio-impianto, si intendono anche il miglioramento e la razionalizzazione dei processi produttivi, anche attraverso l'adozione di nuovi modelli incentrati sulla sostenibilità e sull'economia circolare. In questo ambito, sicuramente, un ruolo fondamentale è attribuito all'impresa siderurgica Cogne Acciai Speciali (CAS), alla luce della sua consistente incidenza sui consumi del settore (rif. Cap. 3.3.4);
- **TRASPORTI**: comprende sia interventi di riduzione e razionalizzazione della domanda di mobilità, sia di sostituzione di veicoli alimentati a benzina e gasolio principalmente con veicoli elettrici e alcune prime applicazioni a idrogeno.

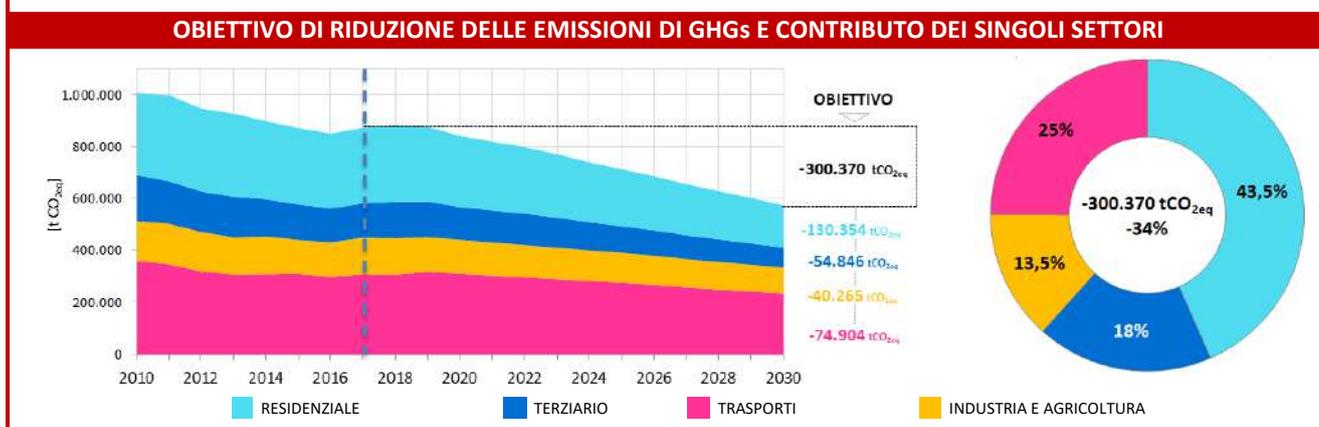
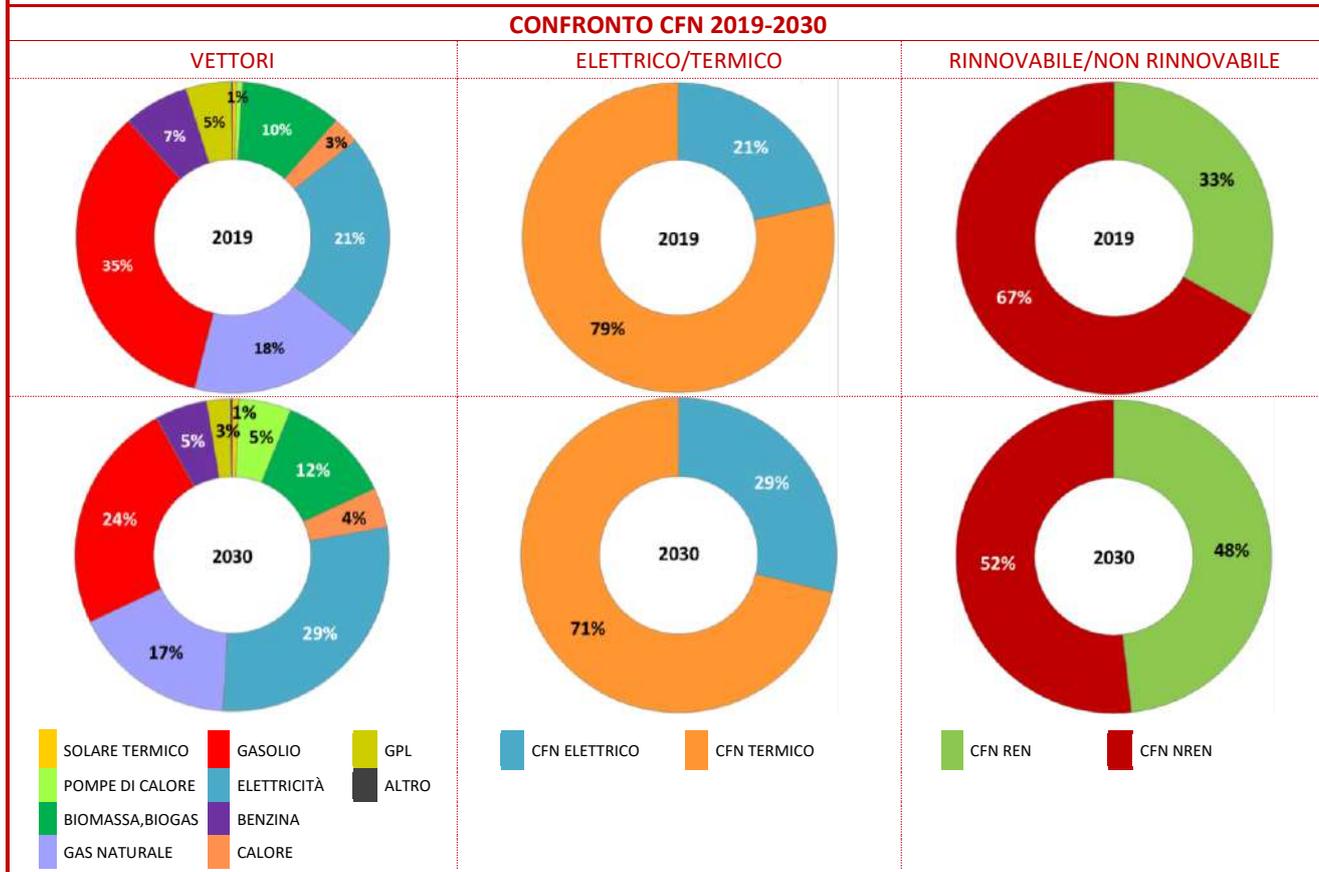
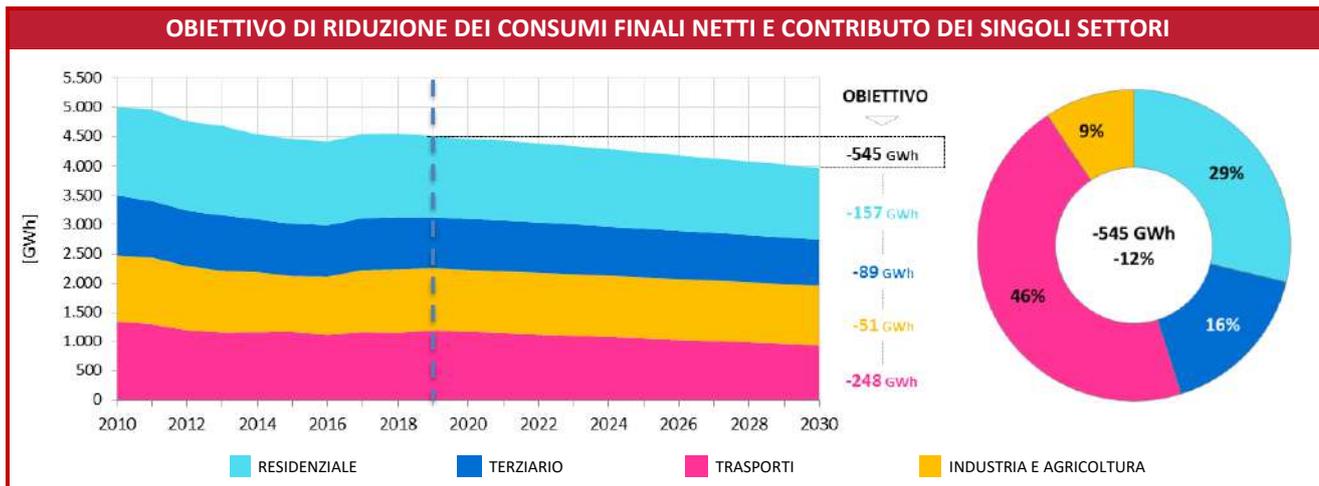
Seppur non sia stata prevista una scheda specifica in tal senso, rientrano in un più ampio concetto di "riduzione dei consumi", benché il termine venga utilizzato in questo caso in modo improprio¹⁸⁰, tutti gli interventi di efficientamento energetico delle centrali di teleriscaldamento e delle relative reti di distribuzione del calore.

Le azioni vengono descritte nelle seguenti schede:

C 01	SETTORE RESIDENZIALE
C 02	SETTORE TERZIARIO
C 03	SETTORE INDUSTRIALE E AGRICOLO
C 04	SETTORE TRASPORTI

Per approfondimenti sui risultati attesi complessivamente dall'Asse 1 in termini di CFN e di riduzione delle emissioni di GHGs si rimanda al cruscotto di monitoraggio riportato di seguito nonché, più nel dettaglio, al capitolo 7.

¹⁸⁰ La riduzione nel settore delle trasformazioni energetiche, contestualizzato sul nostro territorio come "centrali di teleriscaldamento", comporta una riduzione della disponibilità interna lorda del territorio regionale, che viene valorizzata in termini di emissioni di GHGs ma non di consumi finali netti.



	C 01	SETTORE RESIDENZIALE	
OBIETTIVO	Riduzione dell'11% dei consumi finali netti (CFN) rispetto al 2019. Riduzione delle emissioni di GHGs del 45% rispetto al 2017.		
ATTUATORE	Cittadini; Amministratori di condominio; ARER; Soggetti della filiera costruttiva; Amministrazione regionale con il supporto di: COA energia di Finaosta S.p.A e ARPA		
SCALA TERRITORIALE	Tutto il territorio regionale		

Al 2019, il settore residenziale incide sui CFN per il 31% (1.384 GWh), prevalentemente sui consumi termici (88%), e, in misura minore, su quelli elettrici (12%). Complessivamente, i CFN del settore residenziale sono coperti per il 45% da FER e per il 55% da fonti non rinnovabili: l'obiettivo al 2030 è quello di ridurre tali consumi a circa 1.227 GWh (-11%), aumentando la quota di consumi elettrici (17% dei CFN) e quella coperta da fonti rinnovabili (64%).

Per poter raggiungere un obiettivo così sfidante occorre, in linea generale, intervenire in modo massivo sul parco edilizio, principalmente con interventi di riqualificazione completa degli edifici, comprendente quindi il sistema edificio-impianto nella sua interezza, affiancati a interventi di semplice "fuel switching", ove opportuno. Nella definizione degli interventi occorre prendere in considerazione le caratteristiche del parco edilizio regionale:

- il parco edilizio¹⁸¹ esistente è caratterizzato da prestazioni energetiche dell'involucro edilizio (ovvero senza considerare gli impianti), molto differenti, dipendenti sia dalle condizioni climatiche¹⁸² dell'edificio sia dall'epoca costruttiva, come riepilogato nella TABELLA 33:

UNITÀ ABITATIVE - EPH medio - [kWh/m ²]				
EPOCA COSTRUTTIVA	ZONA E		ZONA F	
-	Non ristrutturate	Ristrutturate	Non ristrutturate	Ristrutturate
1945 e prec	211	136	270	157
1946-1990	150	108	206	148
1992-2005	129	105	175	132
2006-2011	80	35	104	83
2012-2019	55	-	78	-

TABELLA 33 – Unità abitative: suddivisione per epoca costruttiva ed EP_H medio

[Fonte: elaborazione COA energia - dati Istat e APE]

- sono altresì presenti numerosi edifici storici o vincolati, per i quali le possibilità di intervento sono spesso limitate dall'esigenza di non pregiudicarne le caratteristiche storico-architettoniche;
- il parco edilizio è costituito da un'elevata percentuale (49%) di unità abitative a uso saltuario (c.d. seconde case) per le quali i risparmi ottenibili, a parità di costi di intervento, sono generalmente minori. Inoltre, il 61,5% delle abitazioni risale all'epoca costruttiva 1946-1990, come riepilogato nella TABELLA 34:

UNITÀ ABITATIVE – SUDDIVISIONE PER EPOCA COSTRUTTIVA E TIPOLOGIA DI UTILIZZO			
[num]			
-	Uso continuativo	Uso saltuario	Totali
1945 e prec	14.199	11.268	25.467
1946-1990	36.143	36.876	73.019
1992-2005	6.413	7.665	14.078
2006-2011	1.799	2.503	4.302
2012-2019	1.728	66	1.794
TOTALE	60.282	58.378	118.660

TABELLA 34 – Unità abitative: suddivisione per epoca costruttiva e tipologia di utilizzo

[Fonte: elaborazione COA energia - dati Istat e APE]

¹⁸¹ Per maggiori dettagli Cap 3.1.5 del Rapporto Ambientale

¹⁸² Rif. D.P.R. 412/1993 e, per maggiori dettagli, Cap 3.1.5 del Rapporto Ambientale

Interventi di ristrutturazione edilizia

Le misure devono portare prioritariamente alla realizzazione di **riqualificazioni complessive del sistema edificio-impianto**, che prevedano, quindi, anche interventi di riduzione del fabbisogno energetico dell'involucro edilizio (es: cappotto termico, sostituzione serramenti, ecc..). Al fine di massimizzare l'efficacia delle misure, anche in termini di raggiungimento degli obiettivi previsti dalla *Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040*, occorre dare priorità agli edifici ricadenti nelle classi energetiche peggiori (E, F e G) e, tra questi, a quelli alimentati da prodotti petroliferi.

Particolare attenzione deve essere posta alla **climatizzazione estiva**, una necessità sempre più sentita a causa dell'innalzamento delle temperature derivante dal riscaldamento globale del clima, che deve essere adeguatamente presa in considerazione già in fase progettuale, in particolare nell'edificato della vallata centrale, al fine di individuare soluzioni appropriate.

In tale ambito, la misura nazionale del **Superbonus 110%** (rif. Cap. 2.4.2), ha favorito l'incremento della realizzazione di importanti interventi di riqualificazione energetica. Nei prossimi monitoraggi del **PEAR VDA 2030** sarà fondamentale valutare gli effetti prodotti da tale misura, al fine di quantificare gli interventi residui per il raggiungimento degli obiettivi e l'eventuale necessità di modificare/integrare in tal senso le misure regionali in tema di riqualificazione edilizia.

SUPERBONUS IN VALLE D'AOSTA



Sono numerosi gli interventi realizzati sul territorio regionale a valere sul Super Ecobonus 110%: al 23 febbraio 2023 si tratta di 901 interventi, di cui 351 condomini, 426 edifici unifamiliari e 124 unità immobiliari funzionalmente indipendenti, per un totale di 222 milioni di euro ammessi a detrazione (fonte: ENEA). L'investimento medio per i condomini è stato di circa 473.000 euro, per gli edifici unifamiliari di 106.000 euro e per le unità immobiliari funzionalmente indipendenti di circa 85.800 euro.

A valere su tale misura risulta significativa, anche in un'ottica di contrasto alla povertà energetica, l'azione dell'Azienda Regionale Edilizia Residenziale (ARER), che prevede, nell'arco temporale 2023/2024, interventi su 844 unità immobiliari, nei comuni di Aymavilles (30 UI), Châtillon (24 UI), Issogne (22 UI), Morgex (27 UI), Pont-Saint-Martin (32 UI), Verrès (64 UI), Pontboset (4 UI) e, in particolare, nella città di Aosta nei quartieri DORA (60 UI), V.le Europa (20 UI) e Quartiere Cogne (525 UI). L'azione è sostenuta da diversi filoni di finanziamento (fondi ARER, fondi del Programma Innovativo Qualità dell'Abitare, Prestito edilizio Superbonus sottoscritto con Cassa depositi e prestiti, altre fonti), sostenuti in modo complementare e integrativo dall'Amministrazione regionale con l.r. n. 8/2022. Si prevede la realizzazione di interventi di riduzione del rischio sismico, di isolamento a cappotto, di sostituzione serramenti, nonché centralizzazioni e rinnovamento degli impianti e allaccio al teleriscaldamento, con obiettivi in termini di riduzione dei consumi e delle emissioni di GHGs dell'ordine del 47-48%.

Sostituzione di impianti alimentati da prodotti petroliferi

A completamento degli interventi sopra descritti, che sono ritenuti prioritari, possono essere affiancate misure di solo *fuel switching*, ovvero di sostituzione degli impianti alimentati da fonti fossili con altri energeticamente più efficienti e alimentati da **FER**. Tali interventi dovrebbero essere limitati agli immobili sui quali non è possibile/opportuno prevedere azioni più articolate (es: edifici di recente costruzione o ristrutturazione ma per i quali il sistema impiantistico è alimentato da fonti fossili, edifici sui quali non è possibile agire a livello di involucro (es: per esigenze di tutela delle caratteristiche storico-architettoniche). Seppur in tale ambito sia prioritaria, in un'ottica Fossil Fuel Free, la **sostituzione di impianti tradizionali alimentati da prodotti petroliferi liquidi** con fonti energetiche rinnovabili (es: pompe di calore, ove possibile, combinate con l'utilizzo di impianti fotovoltaici), rientrano in tale ambito anche gli allacci a impianti di teleriscaldamento e alla rete del gas metano nelle zone oggetto di metanizzazione, quest'ultima nell'ottica di progressiva decarbonizzazione della stessa (rif. Cap. 2.5).

Nuove costruzioni e rigenerazione urbana

Per le nuove costruzioni, la normativa di derivazione eurocomunitaria prevede, ormai da diversi anni, stringenti requisiti energetici (rif. Cap. 2.4.2), sia in termini di prestazione del sistema edificio-impianto, sia di installazione delle FER. Il D.Lgs. 192/2005 ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2021, tutti gli edifici di nuova costruzione, pubblici e privati, devono essere *Edifici a energia quasi zero - Nearly Zero Energy Building (NZEB)*. Questo obbligo si applica già a partire dal 2019 per gli edifici di nuova costruzione occupati da pubbliche amministrazioni e di proprietà di queste ultime. L'incremento dei consumi attribuibile agli edifici di nuova costruzione è pertanto trascurabile, sia in considerazione dei numeri esigui¹⁸³, sia delle elevate prestazioni energetiche raggiungibili.

EDIFICI "A ENERGIA QUASI ZERO" - NZEB



NZEB è l'acronimo di *Nearly Zero Energy Building* (edificio a energia quasi zero), ossia un **edificio con un fabbisogno energetico molto basso o nullo**, sia in regime invernale sia estivo, caratterizzato da elevate prestazioni termiche dell'involucro opaco e trasparente, tecnologie impiantistiche efficienti e sistemi a fonti energetiche rinnovabili.

Per raggiungere la qualifica di *NZEB*, seppur non ci siano metodologie univoche da utilizzare, occorre seguire alcuni principi fondamentali da adottare in fase di progettazione e realizzazione dell'edificio, combinando le tecnologie adeguate al fine di ottenere basse trasmittanze ed elevata inerzia termica dell'involucro, controllo solare, efficienza degli impianti, automazione e controllo e produzione di

energia da fonti rinnovabili. Nel 2018, al fine di monitorare la realizzazione degli edifici ad alta prestazione in Italia e di guidare progettisti e decisori con esempi di tecnologie e buone pratiche, **ENEA** ha avviato un **Osservatorio nazionale degli edifici a energia quasi zero (NZEB)**, dal quale sono stati estratti i seguenti dati di sintesi:

- **Valori medi di trasmittanza per l'involucro opaco e trasparente in zona E:**
 - pareti verticali opache: $0,17 < U < 0,19 \text{ W/m}^2\text{K}$
 - coperture: $0,15 < U < 0,21 \text{ W/m}^2\text{K}$
 - chiusure trasparenti esterne, vetro: $0,6 < U_g < 1,4 \text{ W/m}^2\text{K}$
- **Classificazione energetica degli NZEB**: principalmente in classe A4, con pochi casi in classe A3.
- **Prestazione energetica $EP_{gl,nren}$ media per NZEB residenziali nuovi**: $47 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ (zona D-F)

Tuttavia, anche nell'ambito degli edifici *NZEB*, possono essere promosse progettazioni particolarmente performanti e innovative, sia in termini di prestazioni energetiche, sia di comfort e sostenibilità ambientale (es: edifici passivi, tetti verdi).

SOLUZIONI COSTRUTTIVE INNOVATIVE: ALCUNI ESEMPI



Edifici passivi

Una casa passiva è un edificio che copre quasi interamente il suo fabbisogno di energia per riscaldamento e raffrescamento ricorrendo a dispositivi passivi. La filosofia perseguita nella costruzione di un edificio passivo è, quindi, quella di utilizzare soluzioni progettuali che ottimizzino gli apporti e riducano le perdite di energia, nonché di scegliere tecniche e materiali, caratterizzati da elevate prestazioni fisico-tecniche dei singoli componenti, che riducano il fabbisogno energetico attraverso un involucro edilizio fortemente isolato, limitino i ponti termici nei collegamenti tra elementi costruttivi diversi e riducano le dispersioni per ventilazione attraverso una consistente tenuta all'aria. Tali soluzioni rendono minima o pressoché nulla l'energia necessaria per il funzionamento dell'edificio da parte del sistema impiantistico e permettono un impiego più agevole delle fonti energetiche rinnovabili presenti in loco.

Il concetto, nato alla fine degli anni '80, ha visto la prima realizzazione a Darmstadt (Germania), costituita da un complesso di 4 villette a schiera caratterizzate da un fabbisogno termico inferiore ai $15 \text{ kWh/m}^2\text{anno}$ e da allora si è poi diffuso in Europa con numerose ulteriori realizzazioni.

¹⁸³ Circa 160 nuovi edifici ipotizzati al 2030, trend calcolato sulla base del periodo 2015-2020.

Tetti verdi

*I tetti verdi, denominati anche “green roof” o “tetti giardino”, rappresentano una soluzione alternativa alle coperture tradizionali, la cui diffusione è aumentata in relazione al crescente interesse per l’architettura sostenibile e la bioedilizia. Questa soluzione costruttiva, anche se applicabile a coperture piane, tipiche più dell’edilizia commerciale/artigianale che non residenziale, offre numerosi vantaggi in termini di comfort, efficienza energetica e sostenibilità ambientale, in particolare nella mitigazione del microclima, nel risparmio di energia per la climatizzazione invernale ed estiva, nella tutela della biodiversità nonché nella riduzione dell’inquinamento atmosferico e sonoro. Tale tematica, nell’ambito dell’individuazione di soluzioni innovative finalizzate alla rigenerazione urbana e alla sperimentazione di infrastrutture verdi, è stata oggetto di approfondimento nel progetto europeo *Clever Cities*, finanziato dal programma di ricerca Horizon 2020, al fine di individuare e sperimentare tipologie, tecniche costruttive e vantaggi delle coperture a verde. Tale soluzione costruttiva risulta, tuttavia, tecnicamente complessa e onerosa: occorre pertanto valutarne l’effettiva realizzabilità.*

In tale ambito riveste importanza un approccio urbanistico-edilizio che ponga ulteriore attenzione all’opportunità di rinnovo di quella parte del patrimonio immobiliare costituita da edifici privi di specifico valore storico culturale che presentano prestazioni energetiche inadeguate e conseguentemente veicola gli incentivi verso gli interventi di demolizione e ricostruzione. Tale impostazione si inserirebbe nelle politiche di rigenerazione urbana da perseguire in termini sia di riqualificazione di aree edificate in abbandono sia di interventi su singoli edifici. In questo contesto grande interesse riveste anche lo sviluppo di un approccio culturale della progettazione basato sulla valutazione del ciclo di vita degli edifici nella scelta dei materiali da costruzione e nelle modalità realizzative.

Promozione della qualità nella filiera costruttiva

Per supportare quanto sopra delineato, occorre intraprendere un percorso di promozione della **qualità nella filiera costruttiva**, in particolare indirizzando le competenze dei professionisti verso progettazioni di elevata qualità e aumentando le sinergie tra gli attori coinvolti, ivi incluse formazioni specifiche per gli operatori di cantiere e gli installatori. Tale approccio deve essere supportato da azioni di orientamento della domanda verso soluzioni performanti e innovative.

In tale ambito, occorre aumentare, altresì, la capacità di prendere in considerazione i cambiamenti climatici in atto, considerando i mutati fabbisogni per la climatizzazione estiva e le migliori soluzioni progettuali volte a risolvere tale aspetto e a garantire elevate prestazioni energetiche. Nella definizione di tale azione, un’attenzione particolare va posta alla promozione della qualità della filiera costruttiva, anche attraverso la valorizzazione della promozione di materiali locali e il riutilizzo dei materiali costruttivi in un’ottica di economia circolare.

Altri consumi

Seppur ormai il mercato sia regolato sull’offerta di prodotti energeticamente efficienti, in particolare per gli elettrodomestici e gli apparecchi elettronici per i quali è stata introdotta la classificazione energetica, gli usi finali rimangono un ambito che necessita di ulteriore ottimizzazione, in particolare per quanto riguarda:

- un **uso razionale dell’energia**, ovvero un approccio volto a evitare sprechi inutili. In tale ambito, un ruolo importante può essere svolto dalla domotica e dai sistemi di building automation avanzati per il controllo e la gestione energetica degli edifici, che possono regolare il funzionamento di involucro edilizio, impianti e apparecchiature in base all’effettivo utilizzo degli stessi o alle condizioni climatiche registrate;
- un **uso sobrio dell’energia**, ovvero un aumento dell’impegno dei singoli nell’adottare abitudini virtuose di consumo e nell’evitare usi energetici superflui o non sostenibili.

Misure trasversali: incentivi e controlli

Per ottenere i risultati sopra delineati, occorre peraltro un'attenzione particolare alle norme regionali relative al settore edilizio, con particolare riferimento a una loro disamina volta a verificare la coerenza con gli obiettivi del presente Piano e l'assenza di contrapposizioni tra le stesse, nonché a ricercare le modalità per ottimizzare gli incentivi disponibili, anche attraverso valutazioni specifiche circa le possibili sinergie/effetto leva con i fondi nazionali.

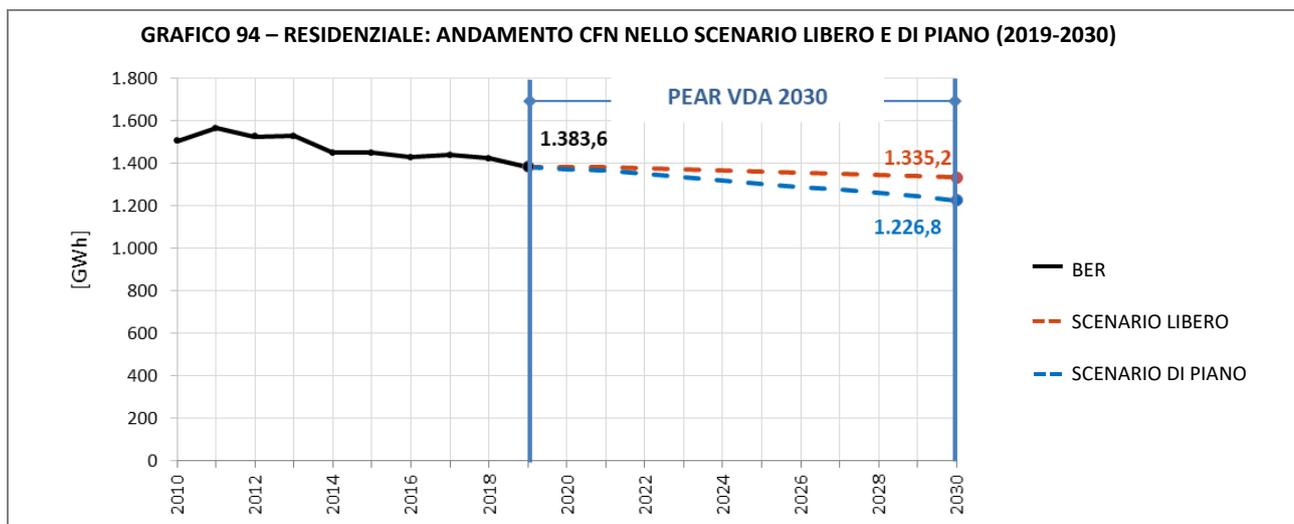
Inoltre, il settore edilizio, ai sensi delle specifiche normative nazionali, è oggetto di **controlli** da parte dell'amministrazione regionale o di enti dalla stessa incaricati, con particolare riferimento a quelli già attivi sulla correttezza degli Attestati di Prestazione Energetica (APE) e sull'efficienza energetica degli impianti termici ai sensi del D.P.R. 74/2013. Infine, è auspicabile una maggiore attenzione anche al rispetto dei requisiti energetici in fase progettuale, anche attraverso l'introduzione di controlli a campione sulla relazione redatta ai sensi della d.G.r. 272/2016, relativi al rispetto dei requisiti di prestazione energetica degli edifici.

Queste attività dovranno essere affiancate da un più specifico **monitoraggio** dei risultati ottenuti dalle diverse misure al fine di implementare con adeguata tempestività il *Monitoraggio del PEAR VDA 2030* e valutare l'efficacia complessiva delle stesse.

SCENARIO DI PIANO DEL SETTORE RESIDENZIALE

I Consumi finali netti (CFN)

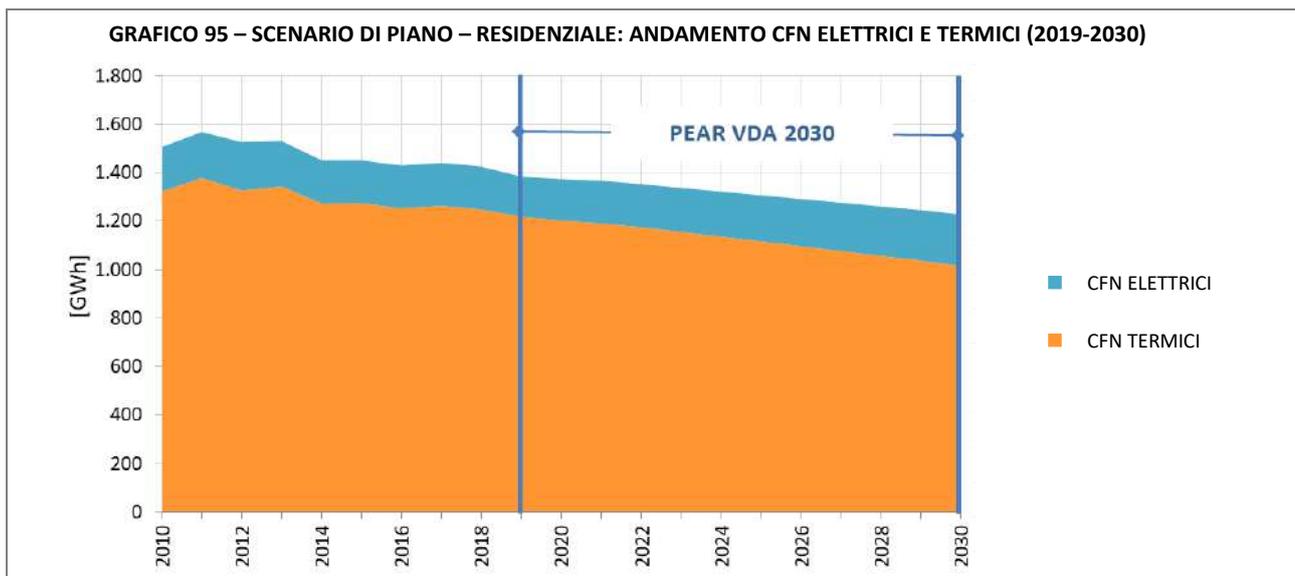
L'evoluzione dello **scenario libero** porta a ipotizzare che i CFN del settore residenziale, al 2030, registrino una riduzione rispetto al 2019 pari a circa il -3,5%, passando da 1.383,6 GWh a circa 1.335,2 GWh (rif. GRAFICO 94). Nello **scenario di piano**, per effetto delle azioni sopra delineate, la riduzione attesa è maggiore (-11,3%), portando i CFN al 2030 a circa 1.226,8 GWh (rif. TABELLA 35).



RESIDENZIALE - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	1.383,6	1.335,2	-48,5	-3,5%
SCENARIO DI PIANO		1.226,8	-156,9	-11,3%

TABELLA 35 – RESIDENZIALE – Confronto CFN nello scenario libero e di piano (2019 e 2030)

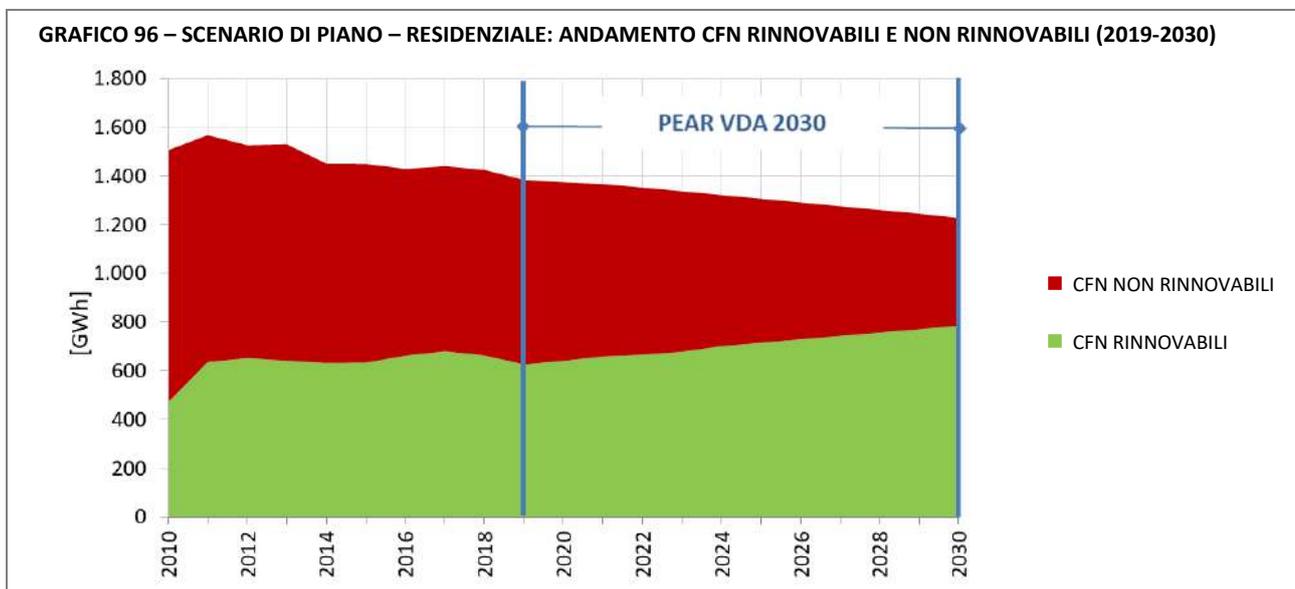
La riduzione dei consumi è dovuta soprattutto alla diminuzione dei consumi termici (-16,7%) mentre i consumi elettrici sono in controtendenza (+28,3%) a causa del processo di elettrificazione e della diffusione delle pompe di calore per il riscaldamento. Al 2030, tuttavia, i consumi termici sono ancora nettamente prevalenti (83%) nonostante l'andamento in crescita dei consumi elettrici (17% al 2030 rispetto al 12% al 2019) (rif. GRAFICO 95 e TABELLA 36).



SCENARIO DI PIANO RESIDENZIALE - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFN - ELETTRICI	165,7	212,6	46,9	28,3%
CFN - TERMICI	1.217,9	1.014,1	-203,8	-16,7%
TOTALE	1.383,6	1.226,8	-156,9	-11,3%

TABELLA 36 - SCENARIO DI PIANO – RESIDENZIALE: Confronto CFN elettrici e termici (2019 e 2030)

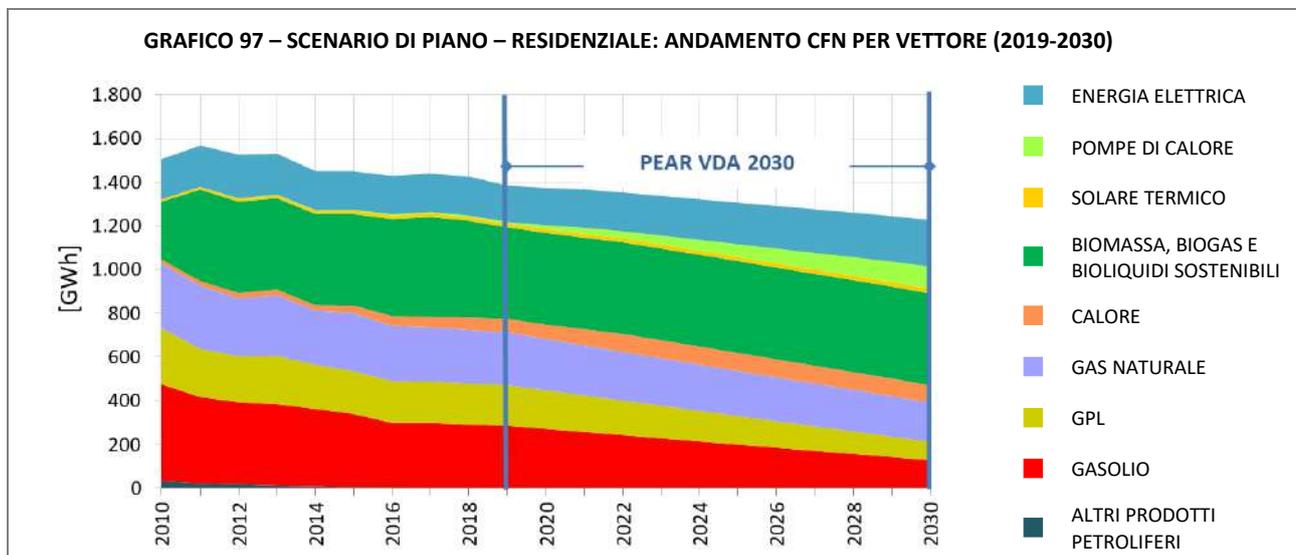
La penetrazione delle FER nei CFN registra, invece, un incremento più evidente (+25,4% al 2030), e rappresenta la quota preponderante dei consumi (64% al 2030 rispetto al 45% al 2019) (rif. GRAFICO 96 e TABELLA 37).



SCENARIO DI PIANO RESIDENZIALE - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFN - RINNOVABILI	626,1	785,5	159,3	25,4%
CFN - NON RINNOVABILI	757,5	441,3	-316,2	-41,7%
TOTALE	1.383,6	1.226,8	-156,9	-11,3%

TABELLA 37 - SCENARIO DI PIANO – RESIDENZIALE: Confronto CFN rinnovabili e non rinnovabili (2019 e 2030)

Gli andamenti sopra riportati conducono ad alcune variazioni significative nella ripartizione, al 2030, tra i singoli vettori, registrando, in particolare, una significativa diminuzione dei prodotti petroliferi (-55%) e un incremento delle pompe di calore, per le quali la quota rinnovabile cresce di un fattore superiore a 10 rispetto al 2019 (rif. GRAFICO 97 e TABELLA 38).

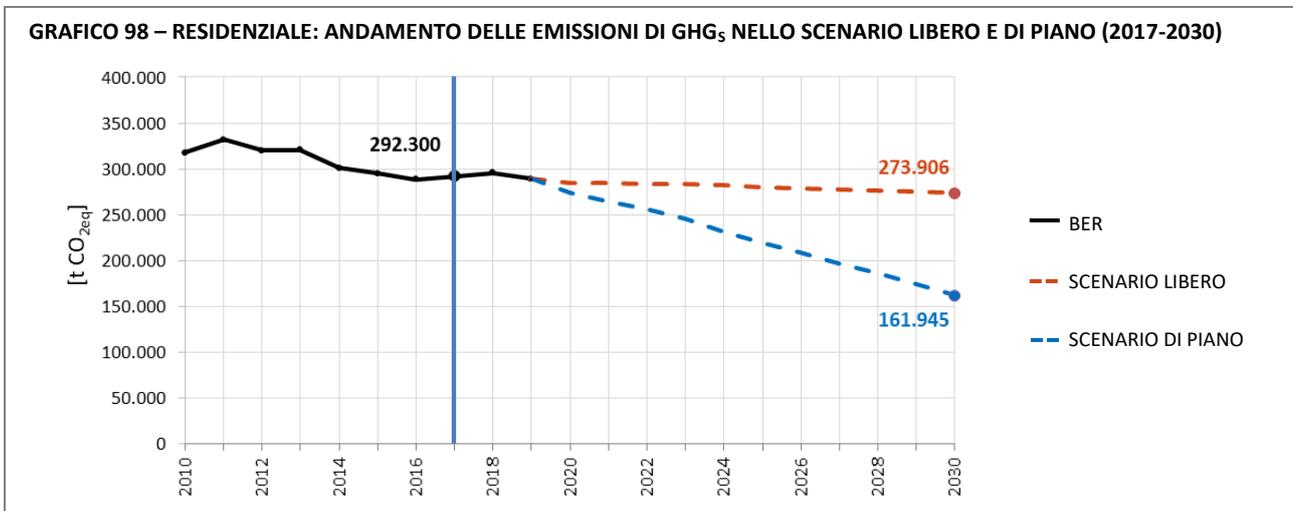


SCENARIO DI PIANO RESIDENZIALE - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SOLARE TERMICO	16,5	21,3	4,8	29,1%
POMPE DI CALORE (q ren)	8,3	102,1	93,8	1132,0%
BIOMASSA, BIOGAS e BIOLIQUIDI	418,7	420,2	1,6	0,4%
CALORE	61,7	77,4	15,7	25,4%
ENERGIA ELETTRICA	165,7	212,6	46,9	28,3%
GAS NATURALE	241,3	181,0	-60,3	-25,0%
GASOLIO	285,1	128,3	-156,8	-55,0%
GPL	185,7	83,6	-102,2	-55,0%
ALTRI PRODOTTI PETROLIFERI	0,6	0,3	-0,4	-59,3%
TOTALE	1.383,6	1.226,8	-156,9	-11,3%

TABELLA 38 - SCENARIO DI PIANO – RESIDENZIALE: Confronto CFN per vettore (2019 e 2030)

Le emissioni di GHGs

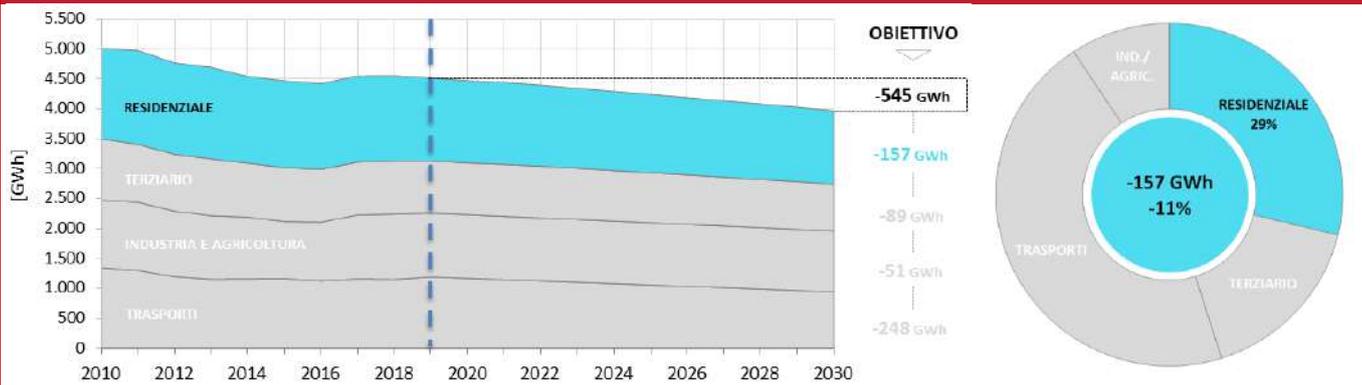
Il trend delle emissioni nel settore residenziale evidenzia una consistente riduzione rispetto al 2017 (-45%) dovuta soprattutto alla riduzione di prodotti petroliferi (rif. GRAFICO 98 e TABELLA 39).



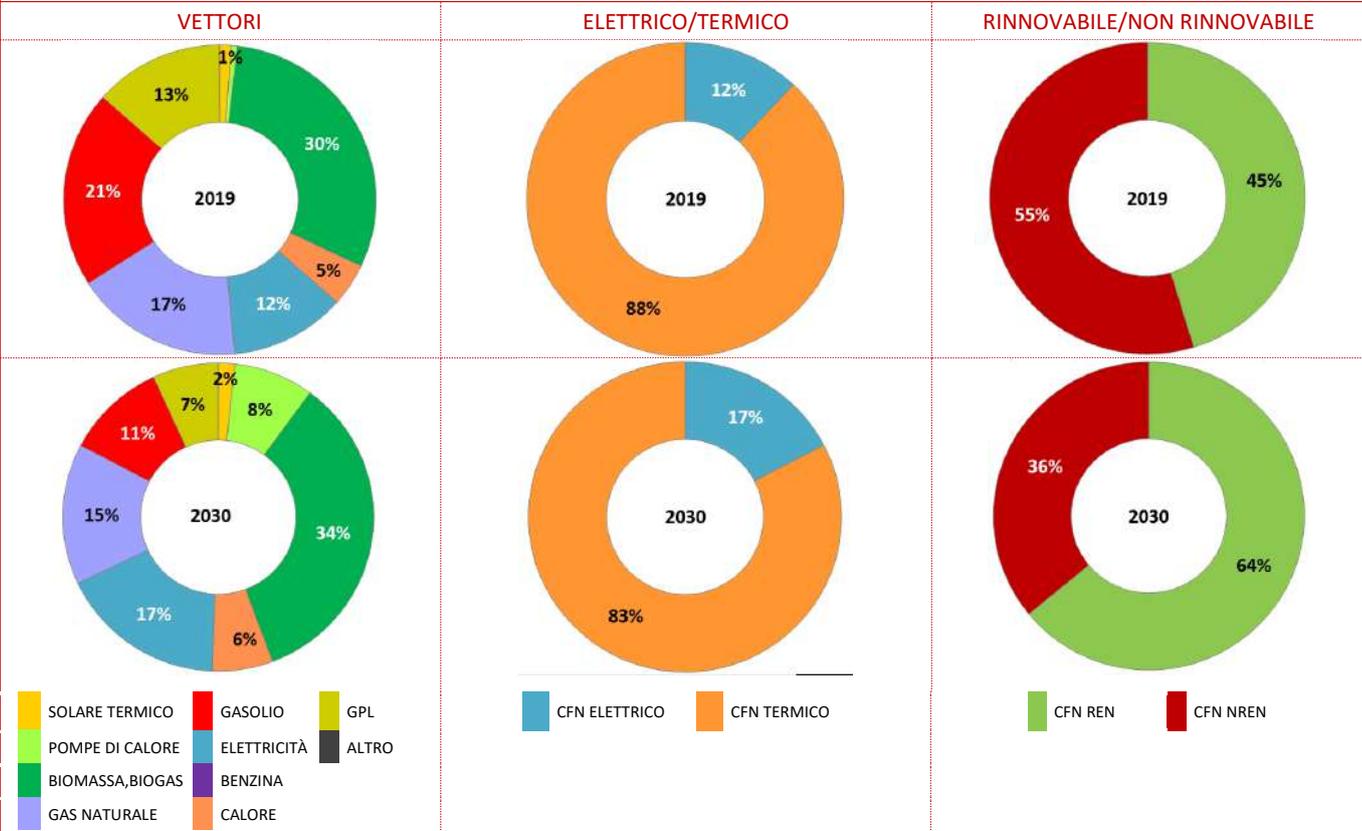
RESIDENZIALE - EMISSIONI DI GHGs [tCO _{2eq}]				
	2017	2030	Δ 2017-2030	
			[t CO _{2eq}]	[%]
SCENARIO LIBERO	292.300	273.906	-18.393	-6%
SCENARIO DI PIANO		161.945	-130.354	-45%

TABELLA 39 - RESIDENZIALE – Confronto emissioni di GHGs nello scenario libero e di piano (2017 e 2030)

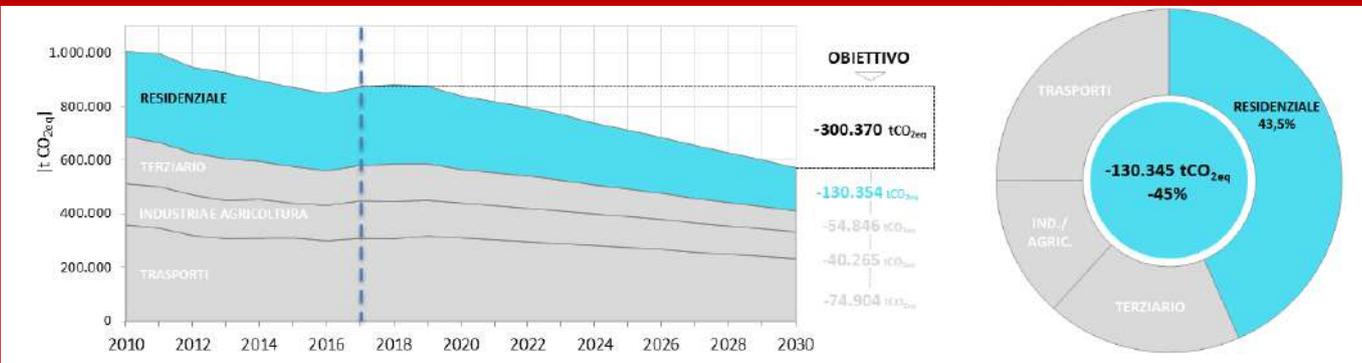
RESIDENZIALE - OBIETTIVO DI RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI NETTI (2019/2030)



CONFRONTO 2019-2030



RESIDENZIALE - OBIETTIVO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GHGs (2017/2030)



INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.1.01 a M.1.08	da M.1.09 a M.1.12	M.1.13 e da M.1.28 a M.1.40

	C 02	SETTORE TERZIARIO	
OBIETTIVO	Riduzione del 10 % dei consumi finali netti (CFN) rispetto al 2019 Riduzione del 42% delle emissioni di GHGs rispetto al 2017		
ATTUATORE	Pubblica Amministrazione (Amministrazione regionale con il supporto del COA energia di Finaosta S.p.A, società in house e enti strumentali; enti locali) Imprese del settore terziario; Strutture ricettive		
SCALA TERRITORIALE	Tutto il territorio regionale		

Al 2019, il settore terziario incide sui CFN per il 19% (873,1 GWh), con consumi di tipo termico pari al 39% e di tipo elettrico pari al 61%. Complessivamente, i CFN del settore terziario sono coperti per il 47% da FER e per il 53% da fonti non rinnovabili. L'obiettivo al 2030 è quello di ridurre i consumi del settore a circa 784 GWh (-10%), aumentando la quota di consumi termici (47% dei CFN) e la quota coperta da fonti rinnovabili (66%).

Il settore terziario comprende i consumi delle attività commerciali, delle piccole attività artigianali, dei servizi, della pubblica amministrazione e delle strutture ricettive. Molte delle considerazioni generali riportate per il settore residenziale valgono anche per il settore terziario, ma rispetto al primo, gli interventi risultano spesso più complessi, in quanto le esigenze sono molto variabili in base alle diverse destinazioni d'uso, molto eterogenee e poco confrontabili e devono essere pertanto analizzate in modo ancora più specifico e specialistico.

Interventi di ristrutturazione importante

Analogamente a quanto definito per il settore residenziale, le misure devono essere prioritariamente orientate all'incentivazione di **riqualificazioni complessive del sistema edificio-impianto**, che prevedano, quindi, anche interventi di riduzione del fabbisogno energetico dell'involucro edilizio (es: cappotto termico, sostituzione serramenti, ecc.). Se per l'edilizia residenziale la classificazione energetica è un valore idoneo a confrontare le caratteristiche dell'edificio rispetto al parco edilizio, per gli edifici non residenziali, caratterizzati da una elevata variabilità geometrica e dimensionale e da consumi correlati alla destinazione d'uso, le valutazioni dovrebbero essere sempre affiancate da analisi più puntuali derivanti da diagnosi energetiche specifiche, al fine di individuare con il necessario grado di approfondimento, le criticità e le potenzialità di risparmio degli edifici. Nell'ambito delle misure dovrà essere data priorità ad interventi di riqualificazione completa del sistema edificio-impianto, su edifici energivori o con i margini di risparmio maggiori e, in coerenza con l'obiettivo *Fossil Fuel Free*, prioritariamente su quelli alimentati a fonti fossili.

Sostituzione di impianti alimentati da prodotti petroliferi

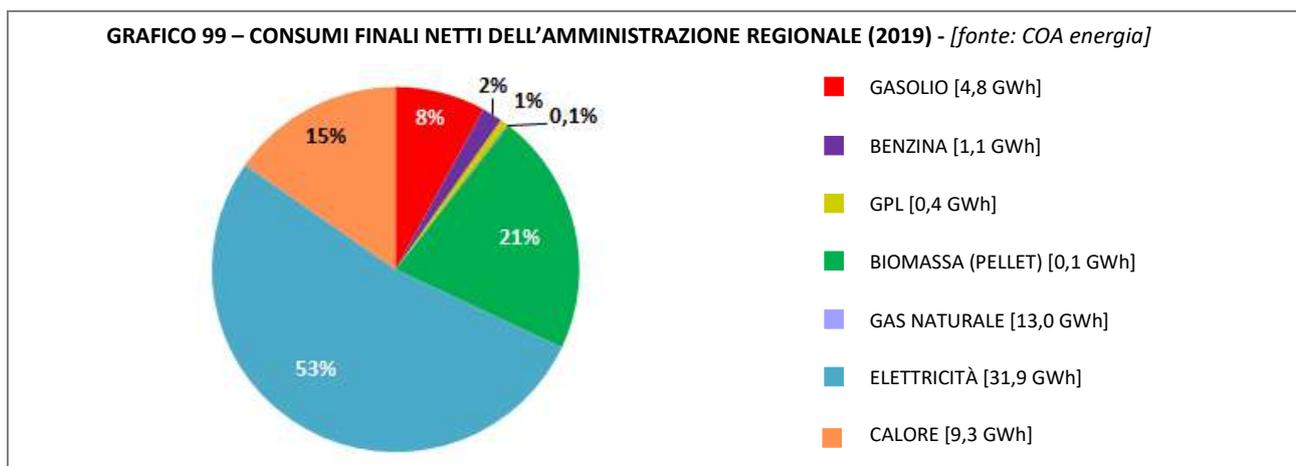
Analogamente a quanto previsto per il residenziale, a completamento degli interventi sopra descritti, ritenuti prioritari, possono essere affiancate misure di solo *fuel switching*, ovvero di sostituzione degli impianti alimentati da fonti fossili con altri energeticamente più efficienti e alimentati da FER. Tali interventi dovrebbero essere limitati agli immobili sui quali non è possibile/opportuno prevedere di interventi più complessivi (es: edifici di recente costruzione o ristrutturazione ma per i quali il sistema impiantistico è alimentato da fonti fossili, edifici sui quali non è possibile intervenire a livello di involucro (es: per esigenze di tutela delle caratteristiche storico-architettoniche). Seppur in tale ambito sia prioritaria, in un'ottica *Fossil Fuel Free*, la **sostituzione di impianti tradizionali alimentati da prodotti petroliferi** con fonti energetiche rinnovabili (es: pompe di calore, ove possibile, combinate con l'utilizzo di impianti fotovoltaici), rientrano in tale ambito anche gli allacci a impianti di teleriscaldamento e alla rete del gas metano nelle zone oggetto di metanizzazione, quest'ultima nell'ottica di progressiva decarbonizzazione della stessa (rif. Cap. 2.5).

Nuove costruzioni e rigenerazione urbana

Anche per il settore terziario valgono le considerazioni effettuate per il settore residenziale. Tuttavia, particolare attenzione dovrà essere posta alle scelte progettuali in fase di realizzazione di edifici strategici e con volumetrie importanti, in particolare se pubblici (es: ospedale, ecc.).

Edifici della Pubblica Amministrazione

Un approfondimento a parte deve essere fatto, nell'ambito degli interventi sopra descritti, sugli edifici della Pubblica Amministrazione (PA). A oggi non si dispone dei consumi complessivi degli enti locali, ma per quanto riguarda l'Amministrazione regionale i consumi, al 2019, sono pari a 60,44 GWh, circa il 7% dei consumi del settore terziario (rif. GRAFICO 99).



Il ruolo di guida della Pubblica Amministrazione è fondamentale in questo settore, in particolare per quanto riguarda la diffusione di buone pratiche sui temi dell'efficienza energetica e dell'edilizia sostenibile. La PA si deve pertanto porre l'obiettivo della riqualificazione del patrimonio edilizio pubblico attraverso il sostegno di progetti che promuovano significativi standard quantitativi (con riferimento al risparmio energetico ottenuto) e, laddove possibile, qualitativi (dal punto di vista della replicabilità sul territorio), anche in combinazione con opere di messa in sicurezza antisismica.

Nell'ambito della programmazione FESR 2021/2027 è stata inserita l'azione *b.i.1) – Interventi di efficientamento energetico negli edifici e nelle infrastrutture di proprietà pubblica (regionale e degli EELL)*, con una dotazione finanziaria di 5.000.000 euro, ipotizzando interventi sugli edifici per una consistenza complessiva di circa 14.728 m².



Illuminazione pubblica

Il settore dell'illuminazione pubblica può avere margini di risparmio evidenti: la sostituzione di impianti vetusti composti da apparecchi a sodio e vapori di mercurio con LED e regolatori di flusso luminoso può portare a risparmi dell'ordine di grandezza del 60-70%. Efficientare tale servizio, affiancandolo con un adeguato sistema di gestione e monitoraggio dei consumi, permette agli Enti Locali di risparmiare energia e risorse economiche, a parità di servizio o con condizioni operative migliori.

Tale attività non può prescindere dalla redazione, ove non esistente, di un censimento dei punti luce, eventualmente anche nell'ambito di specifici *Piani dell'illuminazione pubblica comunale*, ovvero strumenti volti a pianificare e regolamentare le modalità di illuminazione di un territorio. Tale documento, che potrebbe costituire un allegato ai Regolamenti edilizi comunali, costituisce una guida alla progettazione illuminotecnica dei centri abitati, volta all'ottimizzazione della rete di illuminazione pubblica in funzione delle tipologie di territorio e alle necessità di utilizzo. Tale strumento individua gli interventi necessari per limitare l'inquinamento luminoso e ottico, razionalizzare i

costi di esercizio e di manutenzione e conseguire risparmi energetici, mediante l'impiego di apparecchi e lampade ad alta efficienza nonché di dispositivi di controllo e regolazione del flusso luminoso, nonché per garantire la sicurezza delle persone e dei veicoli, e, contemporaneamente, una migliore fruizione dei centri urbani, dei beni architettonici e dei luoghi esterni di aggregazione. L'individuazione degli interventi presuppone sempre una diagnosi energetica tarata sulle specifiche tecniche dell'impianto esistente, sui relativi consumi, nonché sulle eventuali esigenze di adeguamento normativo.

Strumenti per intervenire sul patrimonio della PA

Per effettuare gli interventi, sia nell'ambito degli edifici che dell'illuminazione pubblica, la PA ha a disposizione numerose possibilità, da valutare in base alle risorse a disposizione dell'ente, in particolare attraverso l'attivazione di *Energy Performance Contract (EPC)*, ivi inclusa la possibilità di ricorrere al project financing e quella di richiedere i Certificati Bianchi (rif. Cap. 2.4.2), oppure di usufruire dei nuovi servizi di *CONSIP*.

ENERGY PERFORMANCE CONTRACT E ALTRI STRUMENTI



*Per contratto di prestazione energetica - **Energy Performance Contract (EPC)** si intende, in accordo alla definizione data dal D.lgs. 102/2014 “un accordo contrattuale tra il beneficiario o chi per esso esercita il potere negoziale e il fornitore di una misura di miglioramento dell'efficienza energetica, verificata e monitorata durante l'intera durata del contratto, dove gli investimenti (lavori, forniture o servizi) realizzati sono pagati in funzione del livello di miglioramento dell'efficienza energetica stabilito contrattualmente o di altri criteri di prestazione energetica concordati, quali i risparmi finanziari”. Questa specifica tipologia contrattuale nell'ambito degli interventi di efficienza energetica, applicabile sia nel settore pubblico che nel settore privato, prevede, di norma, l'attuazione e la gestione di misure per ridurre i consumi energetici in capo a una società di servizi energetici (ESCO). La peculiarità del contratto consiste nella possibilità di riqualificare energeticamente edifici/impianti, affidando alla ESCO l'onere degli investimenti necessari (o parte di essi), che saranno recuperati dal livello di risparmio energetico stabilito contrattualmente, con il vantaggio per il cliente di non avere spese di investimento iniziale (o minori) e di ripagare la riqualificazione alla ESCO con i risparmi contrattualmente negoziati (o con una parte di essi).*

Il contratto può prevedere servizi di manutenzione e di fornitura del vettore energetico, con un canone correlato agli obiettivi di risparmio energetico concordati e alla loro verifica, nonché all'eventuale cofinanziamento degli interventi da parte dell'ente.

Senza entrare nel dettaglio, gli EPC possono essere attivati nell'ambito di appalti (per i quali risulta necessario che la stazione appaltante disponga di un livello di progettazione avanzato) oppure nell'ambito di Project Financing, ovvero quando si riceve dal mercato una proposta che poi viene appaltata. In entrambi i casi, gli enti possono accedere ai Certificati Bianchi, con modalità differenti in base alla tipologia di contratto.

Inoltre, Consip, nell'ambito del Programma di razionalizzazione degli Acquisti, ha implementato prodotti diversificati, con diversi livelli di “integrazione”, che vanno dalla mera fornitura di energia elettrica al “servizio luce”, in cui è prevista la gestione degli impianti di illuminazione pubblica e semaforici integrata con gli strumenti tipici dell'Energy Management e la fornitura del vettore energetico.

Altri consumi – apparecchiature e mezzi “non road”

Oltre a valere quanto già esposto nella scheda C 01 SETTORE RESIDENZIALE, nel paragrafo “altri consumi”, nelle diverse e variegate attività presenti nell'ambito terziario, le misure che vengono messe in atto devono prevedere che vengano prese in considerazione anche le attività produttive, sia in termini di macchinari, sia di macchine mobili non stradali (Non-Road Mobile Machinery – *NRMM*), ovvero dedicati alle attività e non al trasporto, come dettagliato più nello specifico nella scheda C 03 SETTORE INDUSTRIALE E AGRICOLO. In questo ambito risulta fondamentale, ancor più che nel residenziale, l'utilizzo di tecnologie che consentano un'efficiente gestione dei consumi termici ed elettrici e per il monitoraggio degli stessi.

Altri aspetti analoghi al settore residenziale

Per il settore terziario, valgono altresì le considerazioni già riportate nella scheda **C 01 SETTORE RESIDENZIALE** in tema di *Promozione della qualità nella filiera costruttiva e Misure trasversali: incentivi e controlli* a cui si rimanda per non appesantire la trattazione.

Misure trasversali di supporto alla Pubblica Amministrazione

Risulteranno fondamentali, in questo ambito, le azioni previste nell'Asse 4 che prevedono il coinvolgimento della **PA** da vari punti di vista ed in particolare:

- sviluppare un idoneo sistema informativo di gestione dei dati tecnici e amministrativi finalizzato a una gestione efficiente dei consumi e delle produzioni da fonti energetiche rinnovabili della **PA** (rif. scheda **P 03 MONITORAGGIO**);
- collaborare con gli enti istituzionali nazionali al fine di analizzare le possibili sinergie e l'effetto leva tra fondi nazionali e regionali e massimizzare, quindi, l'efficacia delle misure (rif. scheda **P05 NETWORK**);
- promuovere la diffusione dei **PAESC** presso gli enti locali, nonché di professionisti con il ruolo di energy manager (scheda **P 02 PIANI DI AZIONE PER L'ENERGIA SOSTENIBILE E IL CLIMA**);
- effettuare attività di formazione e informazione presso le strutture della **PA** sugli strumenti/programmi di incentivazione presenti e su procedure per ricorrere a strumenti finanziari innovativi. (rif. scheda **P 04 PUBBLICA AMMINISTRAZIONE - FORMAZIONE**).

ES-PA – Energia e Sostenibilità per la Pubblica Amministrazione



Il Progetto **ES-PA** "Energia e Sostenibilità per la Pubblica Amministrazione", nell'ambito dell'obiettivo specifico 3.1 del Programma Operativo nazionale Governance e Capacità Istituzionale, è dedicato al miglioramento della governance multilivello e della capacità amministrativa e tecnica delle PA nei programmi di investimento pubblico. Il Progetto, attraverso un'azione di sistema, intende offrire strumenti di policy e di attuazione che, pur avendo un carattere generale, possano essere adattati alle singole esigenze e diversificati determinando, quindi, un rafforzamento permanente delle strutture amministrative regionali e degli enti locali. Attraverso 47 attività riferite a specifici ambiti tematici e 4 attività trasversali per la comunicazione, il coordinamento e la disseminazione dei risultati, il progetto, coordinato dall'**ENEA**, opera a supporto dell'intero territorio nazionale tramite prodotti e servizi che sono resi disponibili e diffusi a tutte le amministrazioni regionali e territoriali.

Il ruolo degli intermediari finanziari

Un ruolo sinergico con le misure regionali può essere quello dei finanziamenti dati dagli intermediari finanziari, ivi inclusi quelli della Finanziaria regionale FINAOSTA S.p.A., in cui vengono richiesti o riconosciute premialità nel caso in cui vengano rispettati determinati criteri in ambito Environmental, Social and Governance (**ESG**), come meglio dettagliati nel Capitolo **2.3**.

Misure ESG in Valle d'Aosta

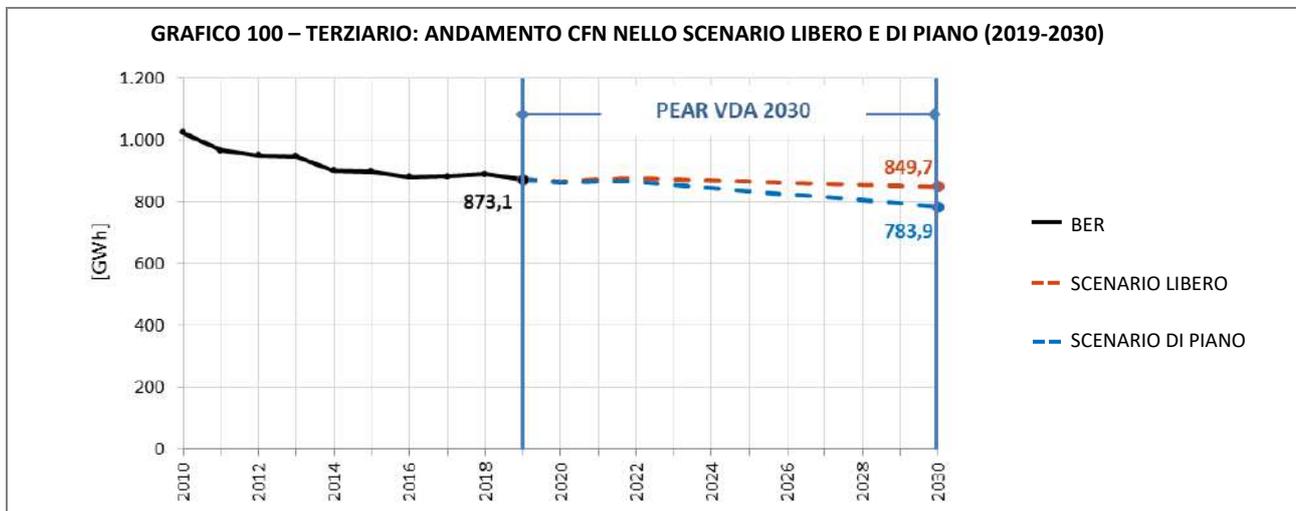


Finaosta S.p.A. dal 2 gennaio 2023 offre un nuovo prodotto denominato "Consolidamento sostenibile": si tratta di un mutuo a tasso agevolato, della durata massima di 10 anni, rivolto alle imprese che intendano consolidare uno o più debiti verso il sistema creditizio. È rivolto in particolare alle piccole e medie imprese dei settori dell'agricoltura, del commercio, del turismo, dell'artigianato, dei servizi e dell'industria, oltre ai liberi professionisti: ogni impresa o libero professionista avrà l'impegno di raggiungere tre obiettivi tra una lista di criteri **ESG** (Environmental, Social and Governance) da confermare attraverso specifici indicatori di monitoraggio. Si tratta di un primo esempio di integrazione di tali criteri da parte della Finanziaria regionale

SCENARIO DI PIANO DEL SETTORE TERZIARIO

I Consumi finali netti

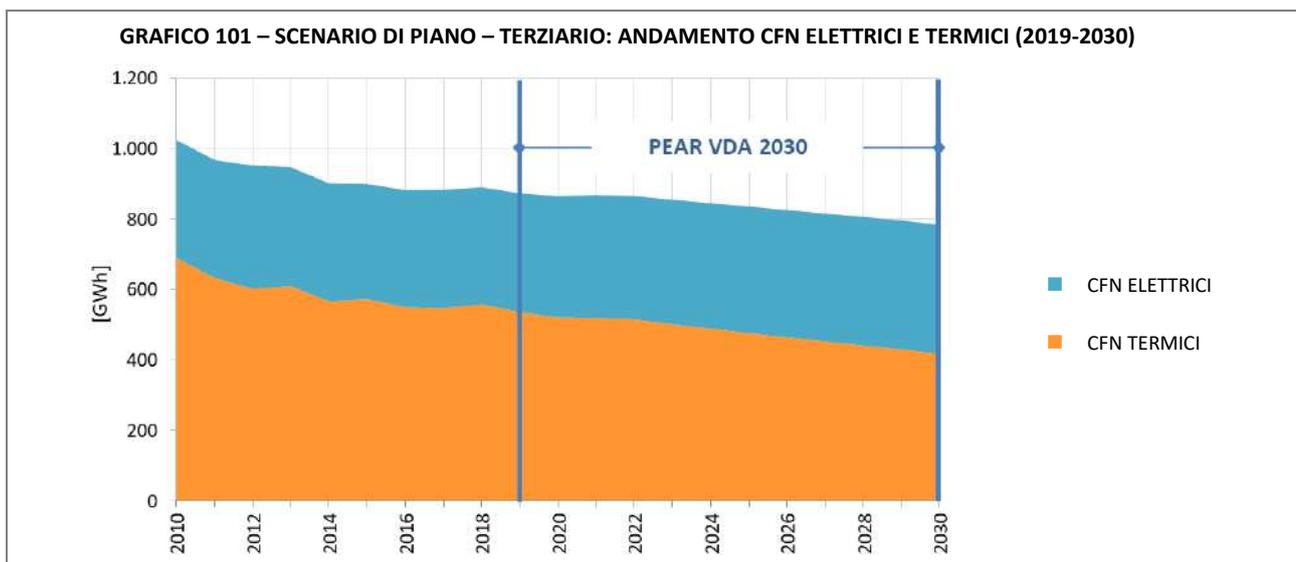
I **Consumi Finali Netti (CFN)**, del settore terziario evidenziano una sostanziale riduzione rispetto al 2019, che si attesta attorno al -10,2% (rif. [GRAFICO 100](#) e [TABELLA 38](#)).



TERZIARIO - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	873,1	849,7	-23,4	-2,7%
SCENARIO DI PIANO		783,9	-89,2	-10,2%

TABELLA 40 – TERZIARIO – Confronto CFN nello scenario libero e di piano (2019 e 2030)

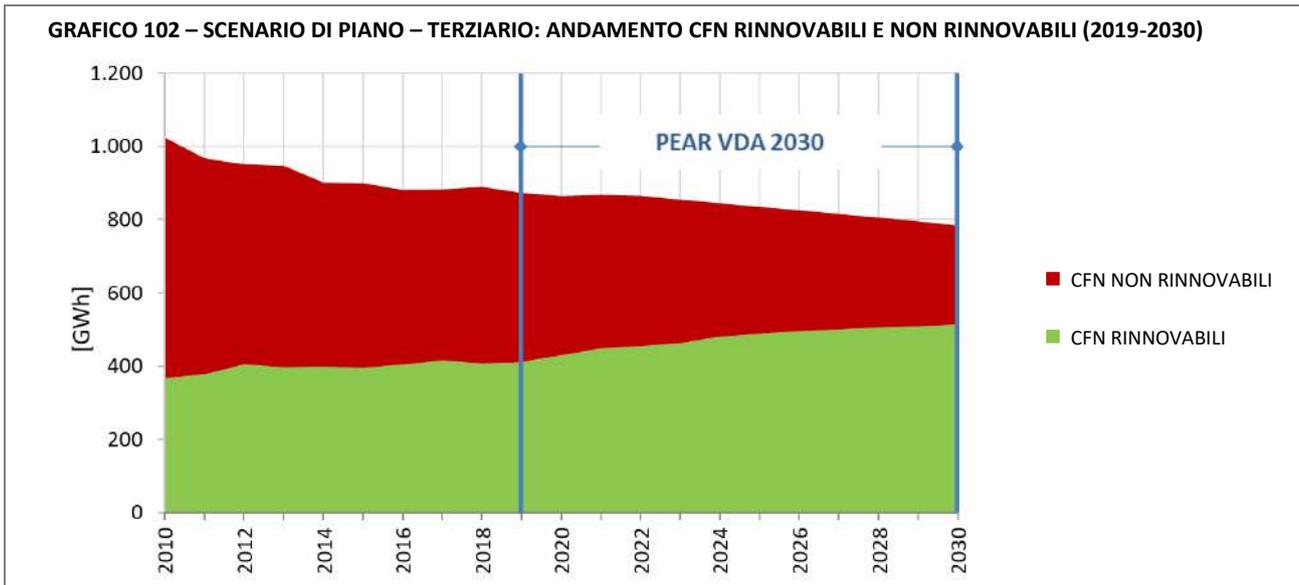
I consumi termici sono in riduzione (-22,2%) mentre quelli elettrici presentano una controtendenza (+8,8%) visto il processo di elettrificazione dei consumi termici (rif. [GRAFICO 101](#) e [TABELLA 41](#)).



SCENARIO DI PIANO TERZIARIO - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFN - ELETTRICI	337,3	366,9	29,6	8,8%
CFN - TERMICI	535,8	417,1	-118,7	-22,2%
TOTALE	873,1	783,9	-89,2	-10,2%

TABELLA 41 - SCENARIO DI PIANO – SETTORE TERZIARIO: Confronto CFN elettrici e termici (2019 e 2030)

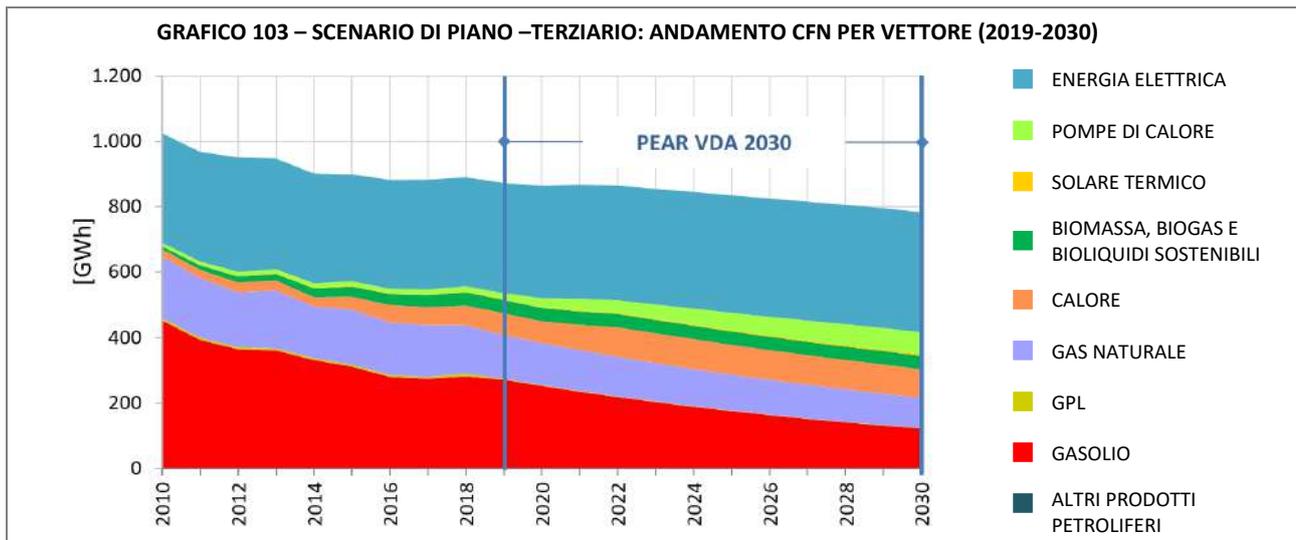
Al 2030 i consumi termici rimangono prevalenti (53%) nonostante l'andamento in crescita dei consumi elettrici (47% al 2030 rispetto al 39% del 2019). La penetrazione delle FER nei CFN (rif. [GRAFICO 102](#) e [TABELLA 42](#)) risulta in aumento (+25% al 2030) e diventa la quota preponderante dei consumi (66% al 2030 rispetto al 47% del 2019).



SCENARIO DI PIANO TERZIARIO - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFN - RINNOVABILI	411,5	514,2	102,7	25,0%
CFN - NON RINNOVABILI	461,6	269,7	-191,9	-41,6%
TOTALE	873,1	783,9	-89,2	-10,2%

TABELLA 42 - SCENARIO DI PIANO – TERZIARIO: Confronto CFN rinnovabili e non rinnovabili (2019 e 2030)

Gli andamenti sopra riportati sono caratterizzati da alcune variazioni significative nella ripartizione tra i singoli vettori (rif. [GRAFICO 103](#) e [TABELLA 41](#)), portando al 2030 a una diminuzione dei prodotti petroliferi (-55%) e un incremento in particolare di pompe di calore (+285%).

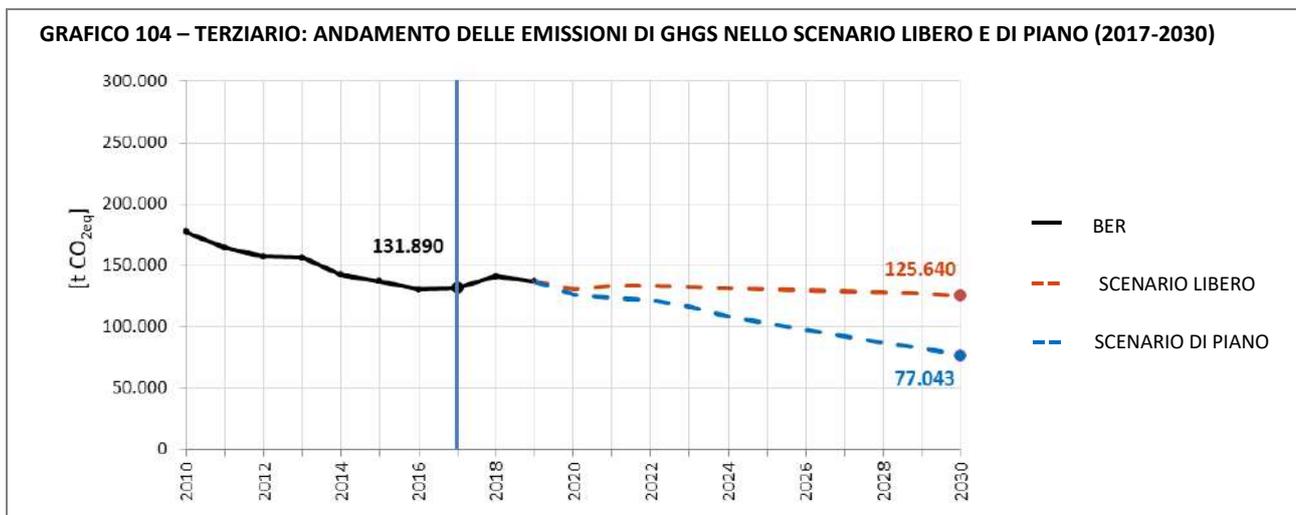


SCENARIO DI PIANO TERZIARIO - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SOLARE TERMICO	2,7	5,3	2,6	95,8%
POMPE DI CALORE (q ren)	17,6	67,7	50,1	285,1%
BIOMASSA, BIOGAS e BIOLIQUIDI SOST	40,8	40,8	0,0	0,0%
CALORE	67,3	86,6	19,3	28,7%
ENERGIA ELETTRICA	337,3	366,9	29,6	8,8%
GAS NATURALE	133,3	93,3	-40,0	-30,0%
GASOLIO	271,8	122,3	-149,5	-55,0%
GPL	2,3	1,0	-1,3	0,0%
ALTRI PRODOTTI PETROLIFERI	0,1	0,1	0,0	-1,7%
TOTALE	873,1	783,9	-89,2	-10,2%

TABELLA 43 - SCENARIO DI PIANO – TERZIARIO: Confronto CFN per vettore (2019 e 2030)

Le emissioni di GHGs

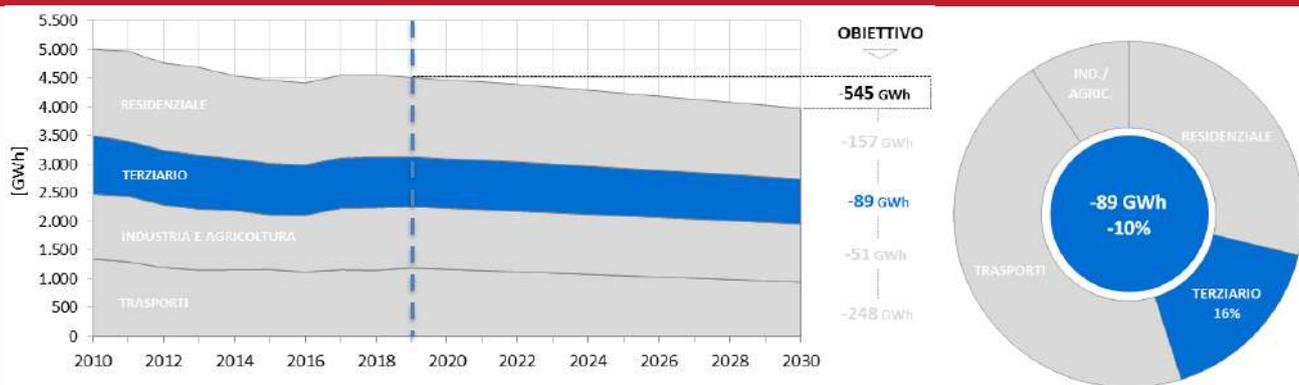
Il trend delle emissioni evidenzia una consistente riduzione rispetto al 2017 (-42%) dovuta soprattutto alla riduzione di prodotti petroliferi (rif. GRAFICO 104 e TABELLA 44).



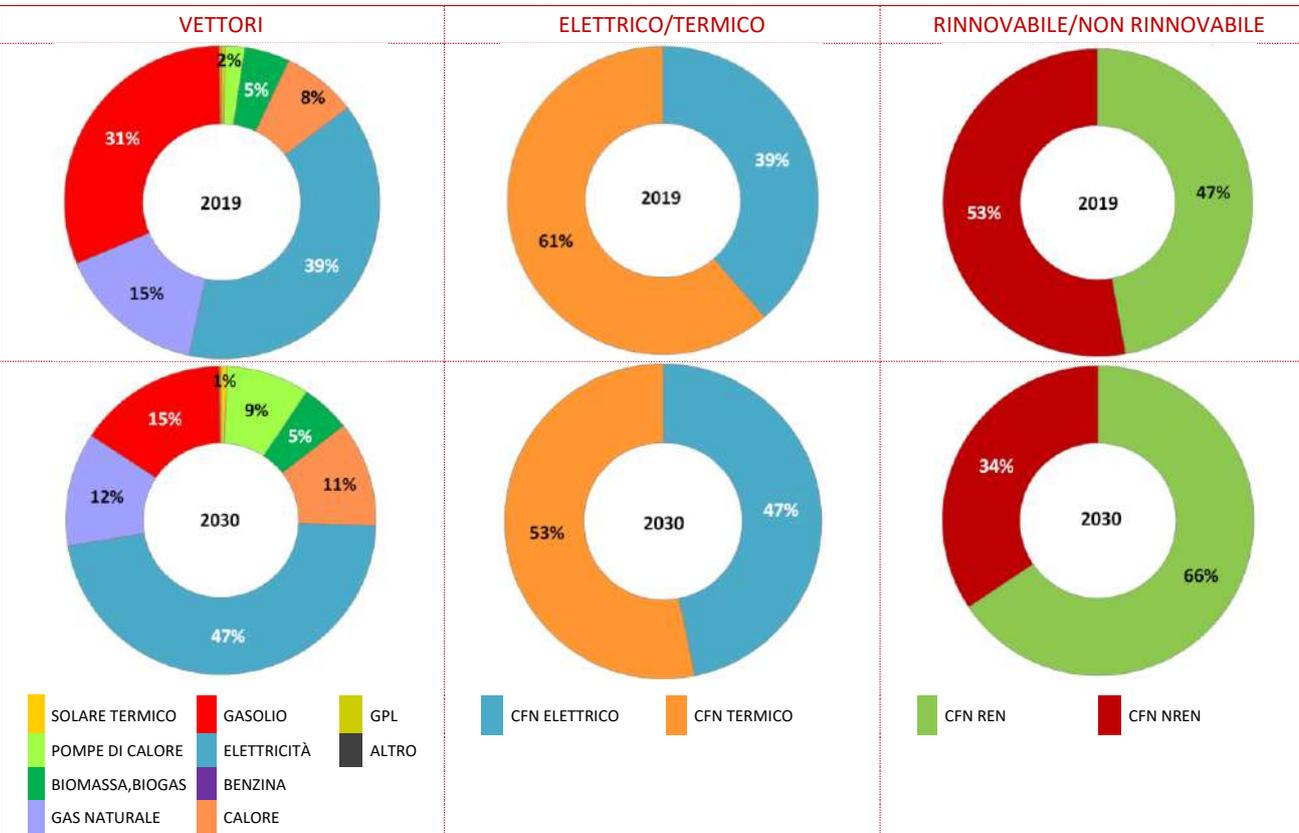
TERZIARIO - EMISSIONI DI GHGs [tCO _{2eq}]				
	2017	2030	Δ 2017-2030	
			[t CO _{2eq}]	[%]
SCENARIO LIBERO	131.890	125.640	-6.250	-5%
SCENARIO DI PIANO		77.043	-54.846	-42%

TABELLA 44 - TERZIARIO – Confronto emissioni di GHGs nello scenario libero e di piano (2017 e 2030)

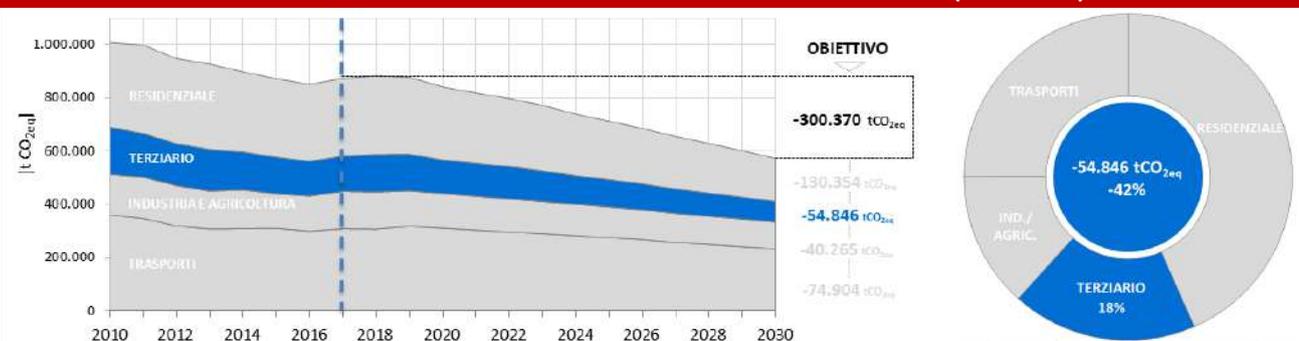
TERZIARIO - OBIETTIVO DI RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI NETTI (2019-2030)



CONFRONTO 2019-2030



TERZIARIO - OBIETTIVO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GHGs (2017-2030)



INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.1.14 a M.1.22	da M.1.23 a M.1.26	M.1.27 e da M.1.28 a M.1.40

	C 03	SETTORE INDUSTRIALE E AGRICOLO	
OBIETTIVO	Riduzione del 5% dei consumi finali netti (CFN) rispetto al 2019. Riduzione del 29% delle emissioni di GHGs del settore		
ATTUATORE	CAS; Imprese		
SCALA TERRITORIALE	Tutto il territorio regionale		

Al 2019, il settore industriale/agricolo incide sui **CFN** per il 24% (1.069 GWh), prevalentemente termici (57%, rispetto al 43% di elettrici). Complessivamente, i **CFN** del settore sono coperti per il 43% da **FER** e per il 57% da fonti non rinnovabili.

L'obiettivo al 2030 è quello di ridurre i consumi del settore a circa 1.018 GWh (-5%), aumentando la quota di consumi elettrici (54%) e la quota coperta da fonti rinnovabili (54%). Si ricorda che i due settori sono mantenuti accorpati dal punto di vista statistico considerata la scarsa significatività dei dati relativi al settore agricolo e il peso contenuto dello stesso (mediamente meno dell'1% sui consumi finali totali).

Il settore industriale

In generale, nelle imprese risulta fondamentale intraprendere percorsi di *diagnosi energetica* e monitoraggio dei consumi, che comprendano non solo il sistema edificio-impianto ma anche i processi produttivi, al fine di individuare gli interventi ottimali in ottica costi-benefici.

Le azioni dovranno focalizzarsi su:

- efficientamento del processo produttivo, prevedendo il rinnovo degli impianti e la loro sostituzione con tecnologie più efficienti, anche sfruttando le nuove tecnologie digitali;
- la riduzione dei consumi di prodotti petroliferi (gasolio e **GPL**), in particolare per il riscaldamento degli ambienti attraverso azioni di efficientamento energetico degli stabili;
- l'adozione di nuovi modelli produttivi incentrati sulla sostenibilità e sull'economia circolare;
- interventi di innovazione di prodotto e di processo.

Le misure strutturali di sostegno alle imprese attualmente vigenti, potranno essere riviste inserendo specifiche premialità/requisiti di accesso correlati all'efficientamento energetico delle stesse, prendendo ad esempio l'esperienza effettuata sul *Bonus Entreprises VDA*, per il quale l'intensità di aiuto era maggiore per interventi di efficientamento energetico.

Inoltre, nell'ambito della programmazione PR/FESR 2021/2027 è stata inserita l'azione *b.i.2) Interventi di riqualificazione energetica nelle imprese*, con una dotazione finanziaria di 4.000.000,00 di euro.



Il settore siderurgico

Il settore siderurgico, in generale, è tra i comparti industriali più energivori: è pertanto ovvio che, in una regione di modeste dimensioni come la Valle d'Aosta, i consumi industriali¹⁸⁴ siano attribuibili in quota preponderante all'acciaieria *Cogne Acciai Speciali CAS* (rif. Cap 3). Il fabbisogno termico dello stabilimento, dovuto principalmente al processo produttivo ad alta temperatura e ai circa 70 forni presenti, risulta un ambito particolarmente difficile su cui intervenire, in particolare quando l'elettrificazione può richiedere una rivalutazione complessiva del processo produttivo e degli impianti con notevoli complessità tecniche da gestire.

¹⁸⁴ Si precisa, inoltre, che le imprese artigiane sono, invece, ricomprese nel settore terziario.

SETTORI HARD-TO-ABATE



L'acciaieria rientra nei cosiddetti settori **Hard-to-Abate**, ovvero quelli più difficili da decarbonizzare con le tecnologie attuali e per i quali la ricerca e l'innovazione costituiscono un elemento fondamentale per trovare soluzioni volte alla decarbonizzazione dei processi produttivi. In questo ambito l'idrogeno può, in prospettiva, risultare un game changer del processo di transizione energetica, come meglio dettagliato nell'Allegato 1 – Linee Guida per lo Sviluppo dell'Idrogeno in Valle d'Aosta. Potrebbe altresì essere opportuno valutare l'applicabilità di sistemi di cattura della CO₂.

In generale, particolare rilievo ha, nel settore, il tema della ricerca, nonché l'individuazione di progetti innovativi, anche in sinergia con altre realtà territoriali.

RECUPERO DEI CASCAMI TERMICI INDUSTRIALI



Un esempio virtuoso e innovativo di recupero dei cascami termici industriali è quello del collegamento dell'impianto di teleriscaldamento di Aosta con lo stabilimento siderurgico CAS (d.G.c. 264/2022) finalizzato a fornire calore da immettere nella rete. Il progetto consiste nel modificare l'attuale sistema di raffreddamento dei fumi di scarico dei forni fusori e nel realizzare nuovi scambiatori al fine di

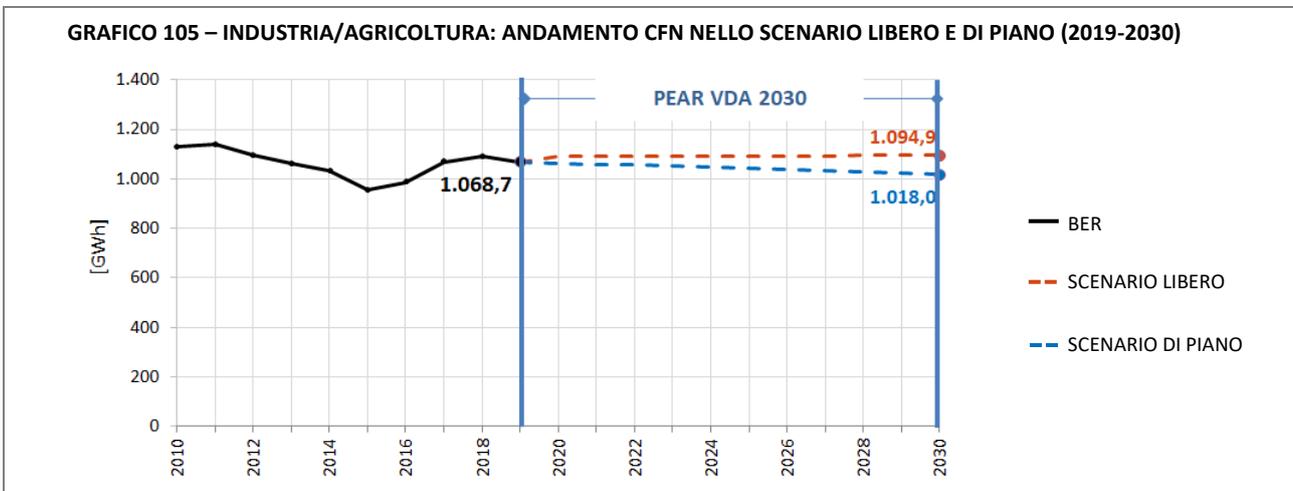
consentire un ulteriore recupero di calore. Il recupero permetterà di ottenere acqua a una temperatura di 90°C direttamente utilizzabile in rete, diversamente all'attuale recupero che avviene alla temperatura di 20-30°. Il calore a 90°C verrà convogliato, tramite una dorsale di circa 1.200 metri, alla centrale di teleriscaldamento per essere integrato nella rete di distribuzione del calore. Il progetto consentirà di recuperare circa 13-18 GWh/anno dal calore di scarto dell'acciaieria, che sarebbe altrimenti dissipato e di sostituire circa il 20% dell'energia termica che sarebbe prodotta dalla centrale di teleriscaldamento a partire da fonti fossili. Il progetto, la cui realizzazione è prevista per la fine del 2023, consente quindi, in un'ottica di economia circolare, sia di ridurre i consumi e le emissioni del teleriscaldamento. Rimarrà comunque attivo il sistema esistente che produce calore con l'impiego della pompa di calore. Complessivamente, le rete di teleriscaldamento di Aosta integrerà nel suo mix di produzione più di 50% di calore da fonte di scarto industriale.

Il settore agricolo

Analogamente, le azioni del settore agricolo, oltre che sugli interventi sugli edifici del settore e sui relativi processi produttivi, possono essere incentrate anche sulla sostituzione delle macchine mobili non stradali, delle apparecchiature utilizzate nelle attività agricole, nonché sullo sviluppo di sistemi impiantistici che possano valorizzare gli scarti delle lavorazioni sia agricole che casearie come descritti, ad esempio, nella scheda relativa al Biogas (Scheda 07 BIOGAS) che consentono la produzione sia di energia termica che elettrica.

SCENARIO DI PIANO DEL SETTORE INDUSTRIA/AGRICOLTURA

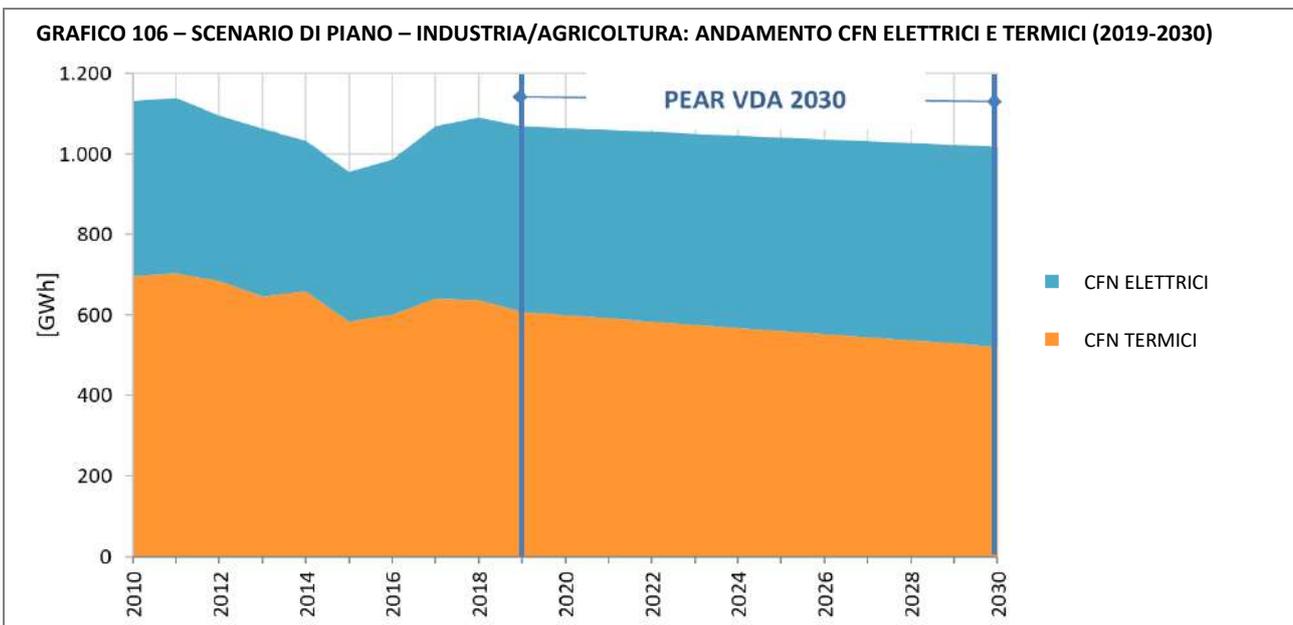
I **Consumi Finali Netti (CFN)**, del settore industria e agricoltura evidenziano una riduzione rispetto al 2019 (-4,7%) e un decremento rispetto all’andamento ipotizzato nello scenario libero (rif. GRAFICO 105 e TABELLA 45).



INDUSTRIA E AGRICOLTURA - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	1.068,7	1.094,9	26,2	2,5%
SCENARIO DI PIANO	1.068,7	1.018,0	-50,7	-4,7%

TABELLA 45 – INDUSTRIA E AGRICOLTURA – Confronto CFN nello scenario libero e di piano (2019 e 2030)

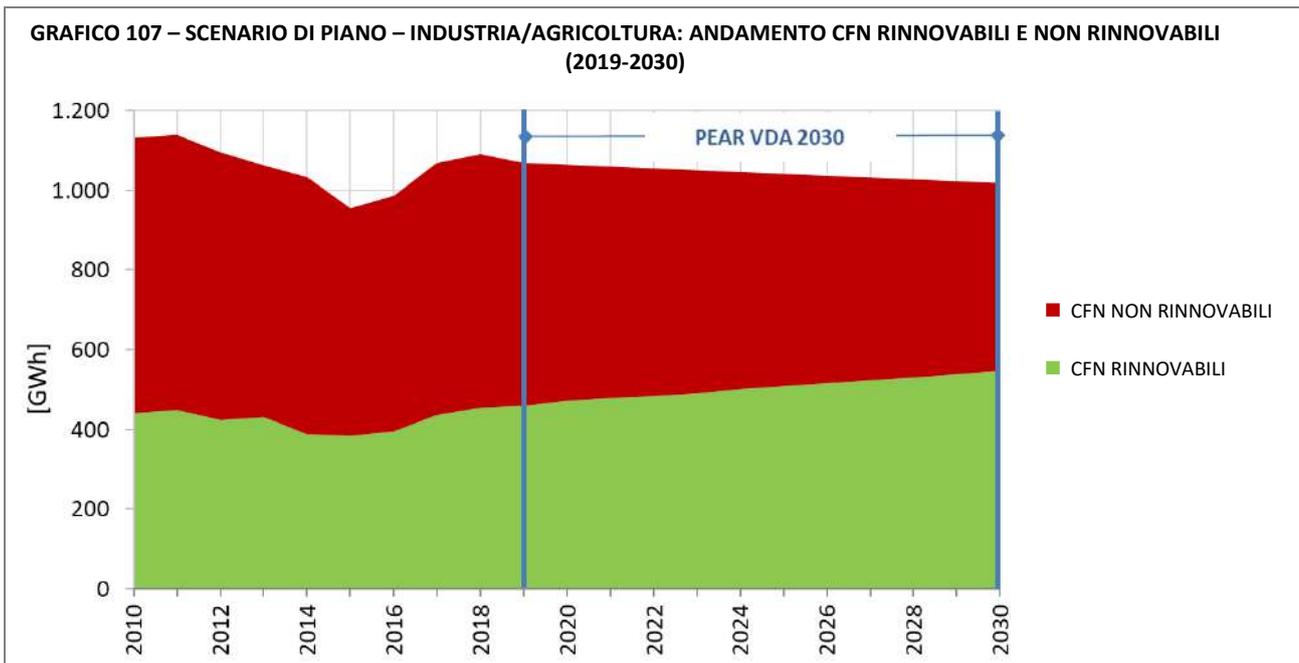
La riduzione è dovuta soprattutto ai consumi termici (-14,2%), mentre quelli elettrici, che sono prevalenti (54%) sono ipotizzati in controtendenza (+7,7%), come evidenziato nel GRAFICO 106 e nella TABELLA 46.



SCENARIO DI PIANO INDUSTRIA E AGRICOLTURA - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFN - ELETTRICI	460,9	496,4	35,5	7,7%
CFN - TERMICI	607,8	521,6	-86,2	-14,2%
TOTALE	1.068,7	1.018,0	-50,7	-4,7%

TABELLA 46 - SCENARIO DI PIANO – INDUSTRIA/AGRICOLTURA: Confronto CFN elettrici e termici (2019 e 2030)

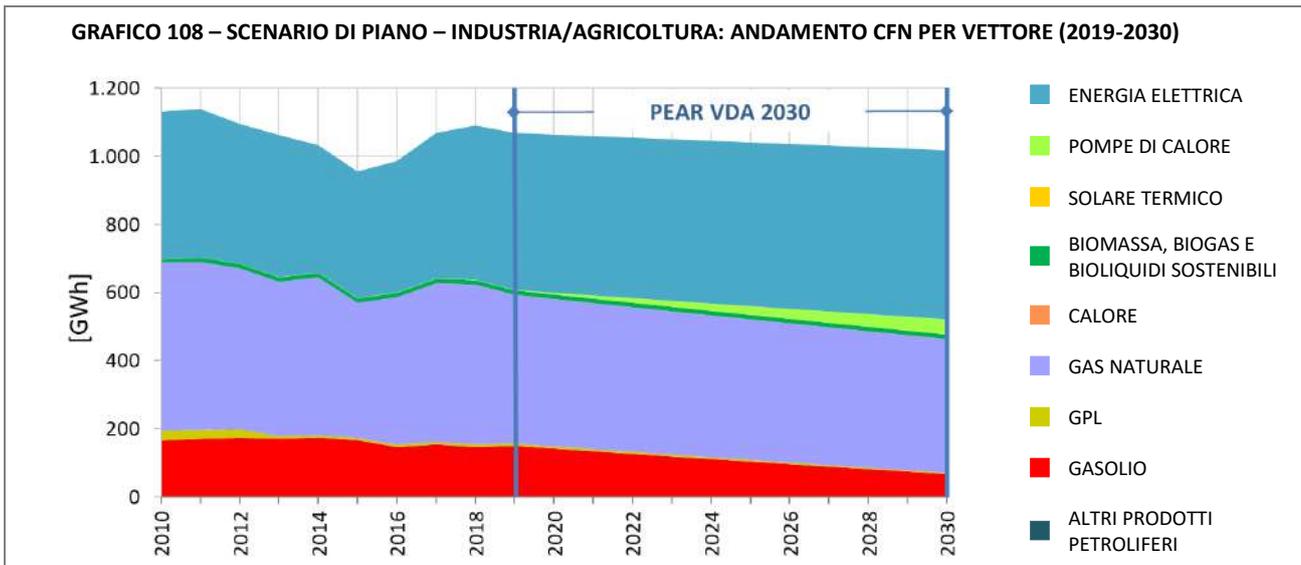
La penetrazione delle *FER* nei *CFN* risulta in aumento (+19% al 2030) anche se sui consumi termici rimangono predominanti le fonti fossili costituite soprattutto da gas naturale nel settore industriale. Le fonti rinnovabili, in tale ambito, sono principalmente associate ai consumi elettrici (rif. [GRAFICO 107](#) e [TABELLA 47](#)).



SCENARIO DI PIANO INDUSTRIA E AGRICOLTURA - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFN - RINNOVABILI	459,4	546,6	87,2	19,0%
CFN - NON RINNOVABILI	609,3	471,3	-137,9	-22,6%
TOTALE	1.068,7	1.018,0	-50,7	-4,7%

TABELLA 47 - SCENARIO DI PIANO – INDUSTRIA/AGRICOLTURA – Confronto CFN rinnovabili e non rinnovabili (2019 e 2030)

Gli andamenti sopra riportati sono caratterizzati da alcune variazioni significative nella ripartizione tra i singoli vettori, registrando al 2030 una diminuzione dei prodotti petroliferi (-55%) e di gas naturale (-10%) e un incremento percentualmente importante, benché inferiore rispetto a quanto ipotizzato nel settore civile, di pompe di calore (rif. [GRAFICO 108](#) e [TABELLA 48](#)).



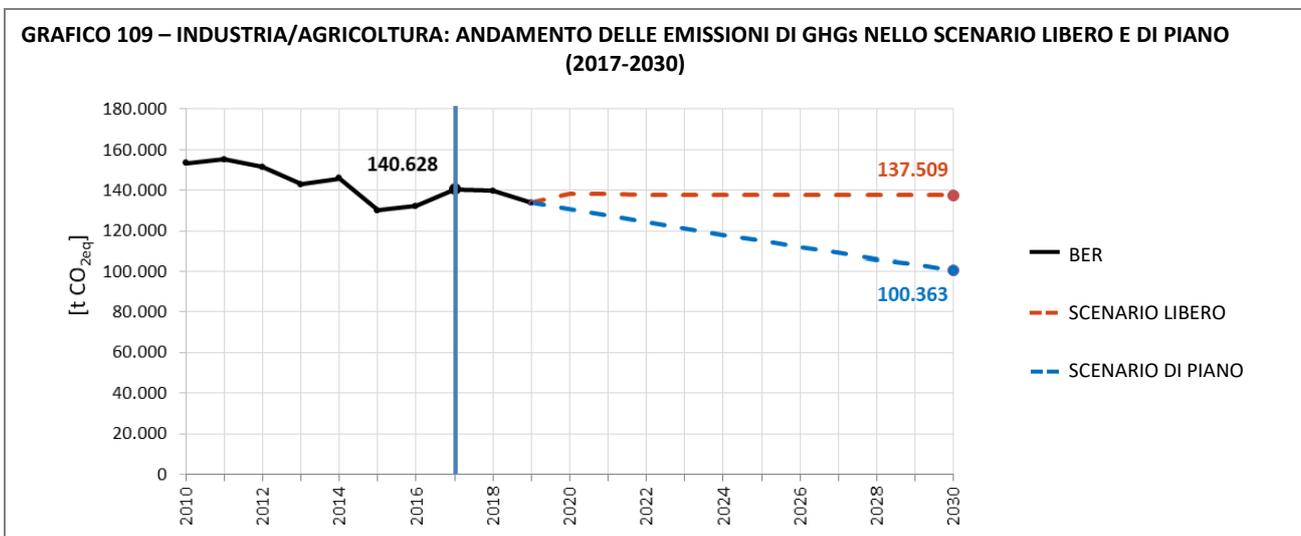
SCENARIO DI PIANO INDUSTRIA E AGRICOLTURA - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]

	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SOLARE TERMICO	0,1	0,9	0,9	1181,9%
POMPE DI CALORE (q ren)	1,0	43,9	42,9	4313,1%
BIOMASSA, BIOGAS e BIOLIQUIDI SOST	13,1	13,1	0,0	0,0%
CALORE	0,3	0,3	0,0	-12,6%
ENERGIA ELETTRICA	460,9	496,4	35,5	7,7%
GAS NATURALE	436,5	392,9	-43,6	-10,0%
GASOLIO	150,0	67,5	-82,5	-55,0%
BENZINA	0,0	0,0	0,0	-0,8%
GPL	6,7	3,0	-3,7	-55,0%
ALTRI PRODOTTI PETROLIFERI	0,0	0,0	0,0	0,0%
TOTALE	1.068,7	1.018,0	-50,7	-4,7%

TABELLA 48 - SCENARIO DI PIANO – INDUSTRIA/AGRICOLTURA – Confronto CFN per vettore (2019 e 2030)

Le emissioni di GHGs

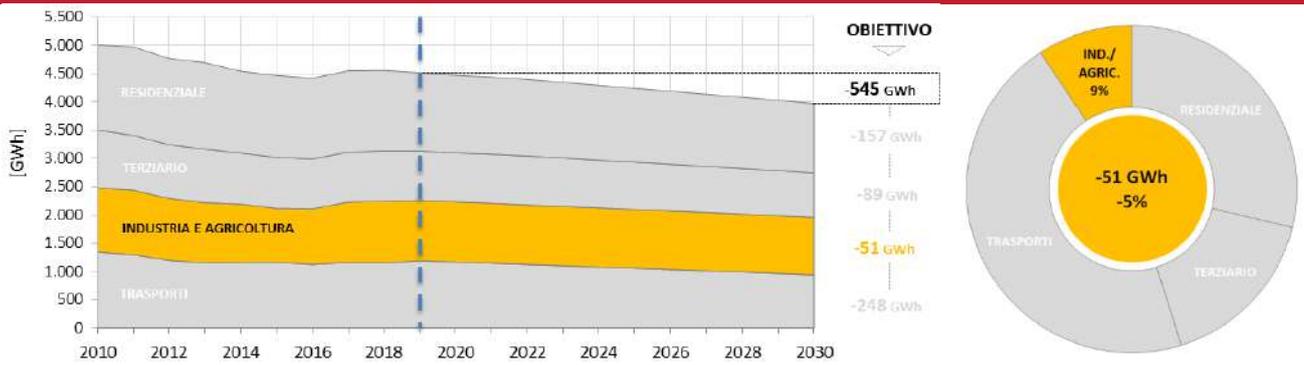
Il trend delle emissioni evidenzia una consistente riduzione rispetto all’andamento dello scenario libero (rif. GRAFICO 109 e TABELLA 49) generando un decremento rispetto al 2017 del - 29%.



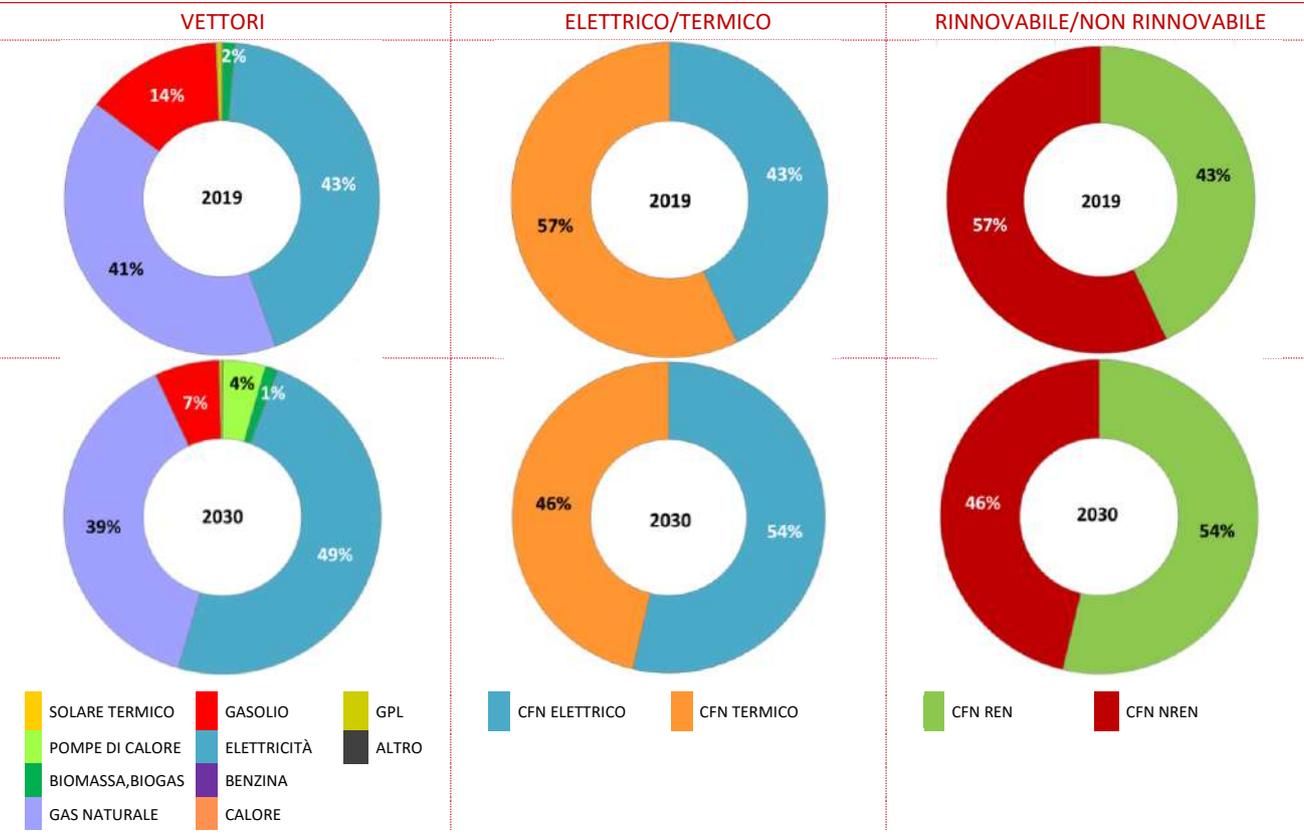
INDUSTRIA E AGRICOLTURA - EMISSIONI DI GHGs [tCO _{2eq}]				
	2017	2030	Δ 2017-2030	
			[t CO _{2eq}]	[%]
SCENARIO LIBERO	140.628	137.509	-3.119,2	-2%
SCENARIO DI PIANO		100.363,1	-40.265,1	-29%

TABELLA 49 - INDUSTRIA/AGRICOLTURA – Confronto emissioni di GHGs nello scenario libero e di piano (2017 e 2030)

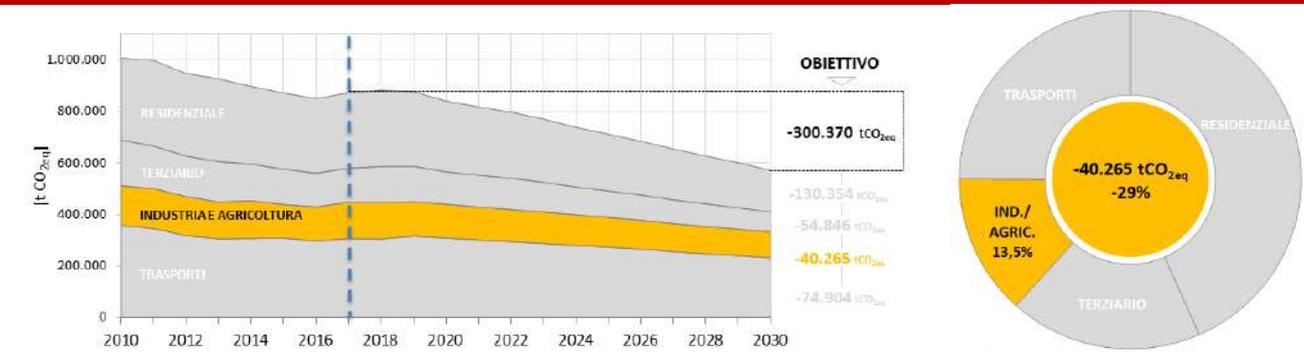
INDUSTRIA/AGRICOLTURA - OBIETTIVO DI RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI NETTI (2019-2030)



CONFRONTO 2019-2030



INDUSTRIA/AGRICOLTURA - OBIETTIVO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GHGs (2017-2030)



INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.1.41 a M.1.47	da M.1.48 a M.1.51	da M.1.52 a M.1.66

	C 04	SETTORE TRASPORTI	
OBIETTIVO	Riduzione del 20,9% dei consumi finali netti (CFN) rispetto al 2019. Riduzione del 24,0% delle emissioni di GHGs del settore		
ATTUATORE	Pubblica Amministrazione/Gestori del trasporto pubblico locale/Privati		
SCALA TERRITORIALE	Intero territorio regionale		

Al 2019, il settore trasporti incide sui **CFN** per il 26,3% (1.189 GWh), con consumi quasi esclusivamente termici (99,8%, rispetto allo 0,2% di consumi elettrici). In particolare i consumi termici sono principalmente di gasolio (circa 850 GWh – 72%) e benzina (305 GWh – 26%), come meglio descritti nel Capitolo 3. Complessivamente, quindi, i **CFN** del settore sono coperti per il 99,8% da fonti non rinnovabili e per lo 0,2% da **FER**.

L'obiettivo al 2030 è quello di ridurre i consumi del settore a circa 940 GWh (-20,9%), aumentando la quota di consumi elettrici (9% dei **CFN**) e la quota coperta da fonti rinnovabili (9%). Questo dovrebbe portare a una diminuzione delle emissioni di **GHGs** del settore fino a 233.347 tCO_{2eq} (-24,0%).

Analogamente al settore civile, l'obiettivo è molto ambizioso e si discosta fortemente dai trend finora registrati e simulati nello scenario libero (rif. Cap.4). Occorre pertanto attuare azioni complementari e sinergiche, in parte già prospettate nella recente bozza di *Piano Regionale dei Trasporti (PRT)*, nella *l.r. 16/2019* e nella *d.G.r. 1570/2022*. Tali strumenti, oltre a un loro fattivo monitoraggio per valutarne l'adeguatezza rispetto all'obiettivo, dovranno essere coordinati con lo sviluppo delle relative reti infrastrutturali (rif. *ASSE 3 – RETI E INFRASTRUTTURE*) e integrati con i numerosi fondi nazionali ed europei dispiegati su tale tematica, in particolare PNRR e fondi strutturali (rif. Cap 1.9).

Si precisa, inoltre, che la *l.r. 16/2019*, all'art.1, c.3 prevede uno specifico obiettivo in termini di *mobilità sostenibile*¹⁸⁵, ovvero che la stessa costituisca, entro il 2025, una quota pari al 35% degli spostamenti sistematici misurabili e del 50% al 2030.

Si segnala inoltre che, ai sensi dell'art. 39 del dlgs 199/2021, i singoli fornitori di benzina, diesel e metano sono obbligati a conseguire entro il 2030 una quota almeno pari al 16 % di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo e che tale previsione normativa potrà agevolare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione declinati per il settore.

Le azioni vengono raggruppate in tre tipologie, brevemente descritte a seguire.

Riduzione della necessità di utilizzo del veicolo privato, senza pregiudicare l'efficienza, l'efficacia e il diritto alla mobilità.

Mobilità interna

La riduzione dei km medi annui percorsi con **mezzi privati** da parte dei cittadini, relativamente alla mobilità interna al territorio regionale, può basarsi su politiche sinergiche e coordinate di riduzione della domanda di mobilità e di orientamento della stessa verso scelte e stili di mobilità sostenibile. In particolare:

- sensibilizzazione verso la diffusione dello smart working e di edifici adibiti al co-working, che, ove compatibili con le esigenze lavorative, permettono di diminuire la necessità di spostamenti sistematici casa/lavoro;
- maggiori servizi offerti in modalità digitale, in particolare da parte della **PA**, ivi inclusa la telemedicina, che riducono gli spostamenti non sistematici;
- l'integrazione dei servizi di bike sharing esistenti in un unico network;

¹⁸⁵ L'art. 2, c. 1 della *l.r. 16/2019* definisce mobilità sostenibile "il sistema integrato e multimodale di mobilità regionale che permette di ridurre la dipendenza da combustibili fossili e da materia prime non rinnovabili, senza sacrificare l'efficienza, l'efficacia e il diritto alla mobilità. Rientrano in tale definizione la mobilità con mezzi pubblici, la mobilità condivisa, la mobilità con veicoli a bassa emissione e la mobilità ciclistica.

- la realizzazione di punti di ricarica per e-bike e pompe pubbliche;
- efficientamento e potenziamento del **TPL**, attraverso:
 - l'ammmodernamento e raddoppio selettivo della linea ferroviaria Aosta/Ivrea con velocizzazione della linea;
 - la riattivazione e il potenziamento di un servizio lungo la linea Aosta/Pré-Saint-Didier, con eventuale prosecuzione verso Courmayeur;
 - il coordinamento tra servizi ferroviari e autolinee su gomma per permettere un'agevole fruizione dei mezzi, attraverso l'organizzazione dei nodi principali di interscambio tra diversi sistemi di trasporto collettivo;
 - l'attrezzaggio di fermate di rango "regionale" per garantire l'accessibilità universale e l'infomobilità;
 - l'introduzione di biglietto e abbonamento unico, nonché lo sviluppo dell'integrazione tariffaria;
- implementazione di iniziative di car-sharing, car-pooling e altre forme di sharing mobility;
- realizzazione di portali di info-mobilità.

A queste linee di attività, principalmente richiamate dalla bozza di **PRT**, possono essere affiancate ulteriori iniziative di varia natura da parte degli enti locali, in sinergia con lo sviluppo di smart villages e green communities (rif. Cap. 1.5).

Nell'ambito della programmazione PR/FESR 2021/2027 è stata inserita l'azione *b.viii.1) Interventi per il potenziamento della rete di piste ciclabili urbane ed interurbane*, con una dotazione finanziaria di 3.200.000 euro, volto al completamento e ampliamento delle piste ciclabili urbane e interurbane.



CAR SHARING



Nell'ambito del Programma Interreg Francia-Italia Alcotra 2014/20 è stato finanziato il Progetto **Clip e-Trasporti** del Pitem Clip di cui la Regione autonoma Valle d'Aosta è partner insieme a Piemonte, Liguria e Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Il progetto ha la finalità di sviluppare una mobilità sostenibile e condivisa nell'area transfrontaliera a "domanda debole" che, per conformazione geografica e scarsità di servizi, induce le persone ad usare per gli spostamenti soprattutto i veicoli privati.

In tale ambito è stata avviata nella città di Aosta e in cinque comuni della Plaine (Gressan, Charvensod, Nus, Quart e Sarre) la sperimentazione di un progetto di car-sharing con lo scopo di mostrare i vantaggi che questo può generare rispetto ad un uso "tradizionale" delle vetture (es: riduzione dei costi rispetto al possesso di più auto nel nucleo familiare e rispetto alle spese ordinarie di gestione dell'auto quali carburante, assicurazione, bollo, manutenzioni ordinarie e straordinarie. Il Car sharing genera inoltre vantaggi in termini di parcheggi (riservati) e la sicurezza di disporre un veicolo sempre efficiente e performante. Le auto possono essere prenotate tramite web o con l'apposita app.

Mobilità esterna

Molte delle linee di azione sopra delineate potranno avere effetti positivi anche per quanto riguarda la **mobilità esterna**, in sinergia con ulteriori politiche di trasporto coordinate tra Regioni, Comuni e gestori degli impianti sciistici e, più in generale, con i poli di particolare interesse turistico volte sempre alla riduzione degli spostamenti effettuati con auto privata. In particolare si fa riferimento al miglioramento della connessione tra poli turistici e stazioni/fermate del **TPL** e all'individuazione di centri di mobilità finalizzati all'interscambio dei diversi sistemi di trasporto anche mediante la realizzazione di parcheggi di interscambio.

Distribuzione delle merci e logistica

A quanto sopra delineato, come indicato nella bozza di **PRT**, possono essere affiancate azioni volte all'efficientamento della distribuzione delle merci attraverso il miglioramento della logistica di distribuzione.

Conversione tecnologica dei mezzi di trasporto individuale e di quelli per la distribuzione delle merci

Le politiche di riduzione della domanda di mobilità sopra descritte devono essere accompagnate, soprattutto in una regione caratterizzata da una forte dispersione dell'abitato, da politiche di conversione dei mezzi privati verso mezzi a ridotte emissioni di CO₂. In questo ambito rientrano potenzialmente tutti i veicoli ad eccezione di quelli adibiti al trasporto pubblico (rif. sezione successiva) e comprende sia le autovetture, sia i veicoli "leggeri" (quadricicli, motocicli, ecc..) sia i veicoli pesanti (autocarri, ecc...). Similmente, occorre considerare separatamente i veicoli di proprietà di cittadini, quelli facenti parte di flotte aziendali (ivi incluse quella della pubblica amministrazione e degli enti locali) e i diversi veicoli per il trasporto delle merci.

Le statistiche ACJ¹⁸⁶ non rappresentano in modo affidabile il parco effettivamente circolante sul territorio regionale, in quanto risultano veicoli pro-capite maggiori rispetto alla media nazionale¹⁸⁷. In linea generale, al 2019, vengono attribuiti alla nostra regione 292.943 mezzi, di cui 213.904 autovetture e 79.039 mezzi di altra natura (autocarri, motocicli, ecc...). Le analisi condotte ai fini del presente documento prendono in considerazione un parco circolante nettamente inferiore, pari a circa 127.028 veicoli, di cui 87.439 autovetture e 39.588¹⁸⁸ veicoli. Si precisa, tuttavia, che i dati si basano su stime che si auspica possano essere oggetto di approfondimenti successivi volti a migliorare l'affidabilità del dato, per poter tarare in modo più puntuale le misure del settore.

Veicoli a basse emissioni

In tale ambito, le tecnologie ad oggi disponibili permettono di concentrare gli sforzi principalmente sui mezzi leggeri, per i quali l'elettrico ha raggiunto una maturità sufficiente. Per garantire gli obiettivi posti occorre introdurre, al 2030, circa ulteriori 15.000¹⁸⁹ autovetture elettriche circolanti. Per raggiungere tale obiettivo è disponibile la misura prevista dalla *l.r. 16/2019*, la quale prevede l'incentivazione dei mezzi ad alimentazione elettrica e ibrida in sostituzione di mezzi alimentati a gasolio e benzina nell'ambito del trasporto privato, delle imprese ma anche delle flotte della PA. Tale misura dovrà essere opportunamente monitorata ed eventualmente potenziata o modificata al fine di garantire il raggiungimento dell'obiettivo, anche in base all'evoluzione delle recenti previsioni normative, attualmente in corso di discussione a livello europeo, sul divieto di vendere veicoli leggeri con motore a combustione, alimentate a benzina e diesel, a partire dal 2035.

Gli incentivi di natura economica devono essere affiancati da un contestuale sviluppo della rete di ricarica dei veicoli elettrici (rif. ASSE 3 – RETI E INFRASTRUTTURE), da misure di informazione e sensibilizzazione della popolazione (rif. ASSE 4 - PERSONE) e da agevolazioni correlate (ad esempio, per la sosta di veicoli elettrici presso gli stalli a pagamento), volte a orientare la domanda verso il segmento delle auto a basse emissioni di CO₂.

La misura può peraltro trovare sinergie con il contributo "*Ecobonus – L'incentivo per la mobilità sostenibile*" messo a disposizione dal Ministero delle Imprese e del Made in Italy per l'acquisto di veicoli non inquinanti.

Un ambito particolare di intervento è quello della distribuzione delle merci, in cui, oltre alle azioni di razionalizzazione, è opportuno valutare la possibilità di convertire le flotte aziendali con mezzi a basse emissioni.

Veicoli della Pubblica Amministrazione

Il parco veicoli (comprensivo degli automezzi) dell'Amministrazione Regionale al 2019 è composto da 147 mezzi a benzina, 312 a gasolio e 1 auto elettrica. Si ritiene necessario provvedere a un'analisi delle caratteristiche di tale parco veicoli, al fine della definizione di una progressiva sostituzione dei mezzi, ove compatibile con la tipologia di utilizzo.

¹⁸⁶ Per approfondimenti: capitolo 3.1.6 del Rapporto Ambientale

¹⁸⁷ Questa situazione è dovuta principalmente a due fattori: da un lato la dispersione territoriale dei piccoli insediamenti rende molto forte la richiesta di mobilità con uso di automobile privata, dall'altro si rileva che molte aziende di autonoleggio immatricolano i mezzi sul territorio regionale ove, però, non circolano effettivamente. Come evidenziato anche dalle statistiche ACI, al 2019, sono 86.342 le autovetture da attribuire a persone fisiche e 127.562 quelle relative a persone giuridiche: considerando solo le persone fisiche il valore di mezzi pro-capite è di poco superiore alla media nazionale.

¹⁸⁸ Comprensivi anche dei mezzi per il TPL su gomma esaminati nella sezione successiva.

¹⁸⁹ Ipotizzato su percorrenza media 16.000 km/anno.

Sarebbe inoltre opportuno estendere analoga azione, per altri enti pubblici o in-house e per gli enti locali, questi ultimi eventualmente nell'ambito dei **PAESC** (rif. Scheda **P 02 PIANI DI AZIONE PER L'ENERGIA SOSTENIBILE E IL CLIMA**).

Conversione tecnologica dei mezzi adibiti al trasporto pubblico

A completamento delle azioni precedenti, vengono valorizzate le azioni di conversione dei mezzi del trasporto pubblico locale, sia ferroviario che su gomma.

Eletrificazione della tratta ferroviaria Aosta-Ivrea

Per quanto riguarda il trasporto ferroviario, in linea con quanto previsto nella bozza di **PRT** (in fase di aggiornamento), nello scenario è prevista l'elettrificazione della linea ferroviaria. Tale intervento porta alla riduzione di circa 11 GWh (poco meno dell'1% dell'intero settore dei trasporti).

Progressiva sostituzione dei mezzi adibiti al trasporto pubblico locale su gomma

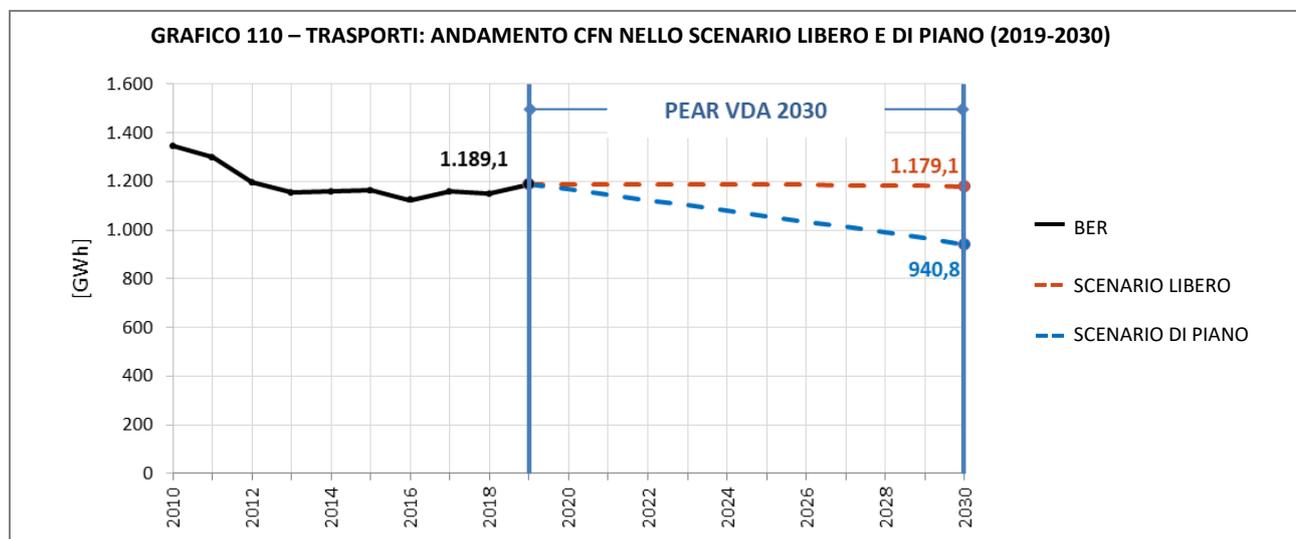
Per quanto riguarda il trasporto pubblico locale su gomma, è prevista una conversione di parte del parco mezzi attualmente a gasolio con mezzi a idrogeno a partire dal 2026 fino a raggiungere 20 mezzi al 2030, con una riduzione circa 22 GWh di gasolio, come meglio dettagliato nell'*Allegato 1 – Linee guida per lo sviluppo dell'idrogeno in Valle d'Aosta*.

Nell'ambito del FESR 2021-2027, sono previste diverse misure per la riduzione dei consumi nel settore dei trasporti, indirizzate in particolare alla mobilità ciclistica, ad incentivare l'intermodalità tra trasporto pubblico e privato e rivolte alla pubblica amministrazione. L'importo complessivo disponibile è pari a 3.200.000 € per infrastrutture ciclistiche.



SCENARIO DI PIANO DEL SETTORE TRASPORTI

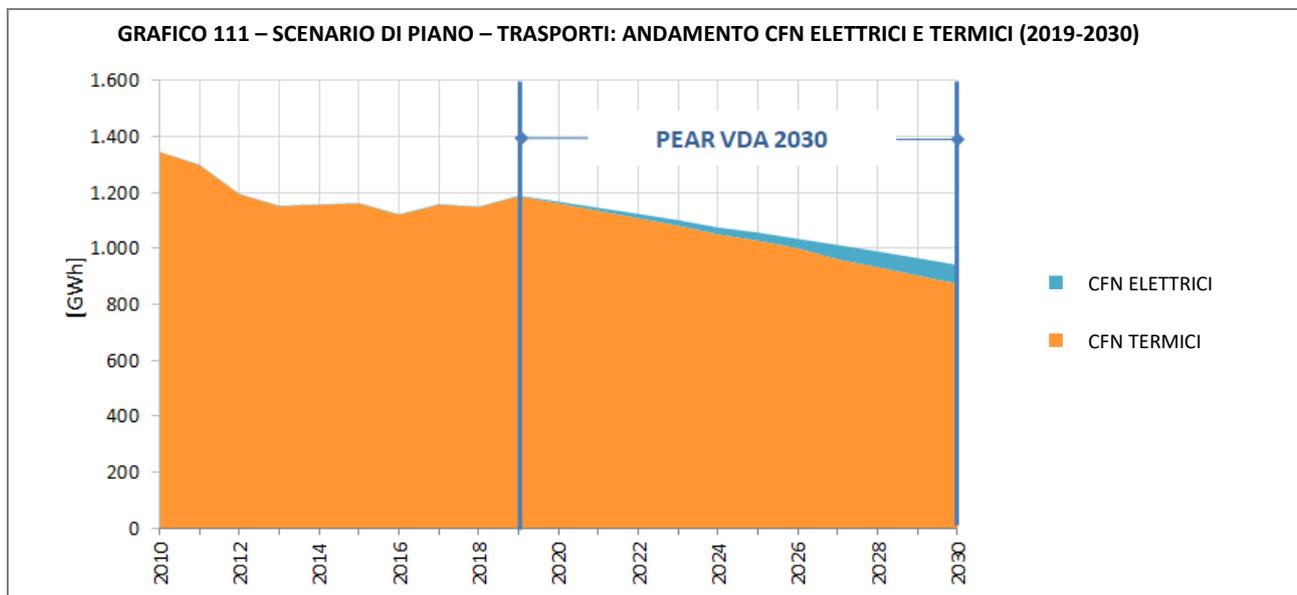
I **Consumi Finali Netti (CFN)** del settore trasporti evidenziano una riduzione rispetto al 2019 (-20,9%) e un decremento rispetto a quanto ipotizzato nello scenario libero (rif. **GRAFICO 110** e **TABELLA 50**).



TRASPORTI - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	1.189,1	1.179,1	-10,0	-0,8%
SCENARIO DI PIANO		940,8	-248,4	-20,9%

TABELLA 50 – TRASPORTI – Confronto CFN nello scenario libero e di piano (2019 e 2030)

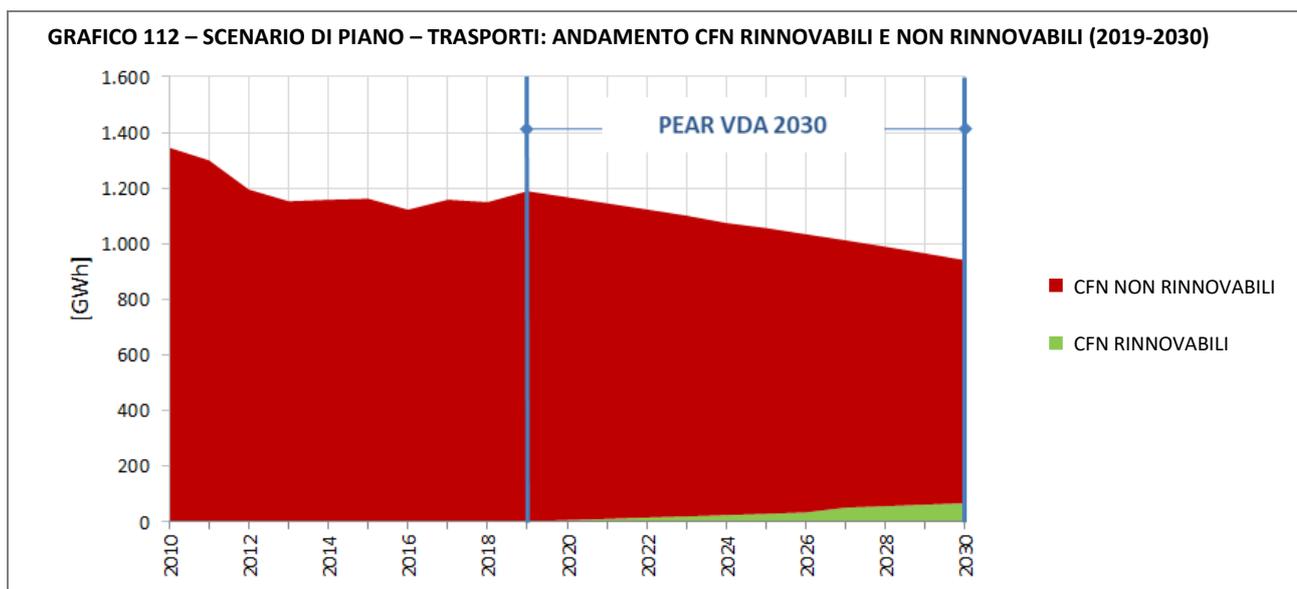
I consumi termici presentano una riduzione del -26,4% mentre i consumi elettrici sono ipotizzati in forte controtendenza (+3.412%) dovuta soprattutto alla progressiva sostituzione dei veicoli a gasolio e a benzina con autovetture elettriche (GRAFICO 111 e TABELLA 51).



SCENARIO DI PIANO TRASPORTI - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFN - ELETTRICI	1,9	67,2	65,3	3412,7%
CFN - TERMICI	1.187,2	873,6	-313,6	-26,4%
TOTALE	1.189,1	940,8	-248,4	-20,9%

TABELLA 51 - SCENARIO DI PIANO –TRASPORTI: Confronto CFN elettrici e termici (2019 e 2030)

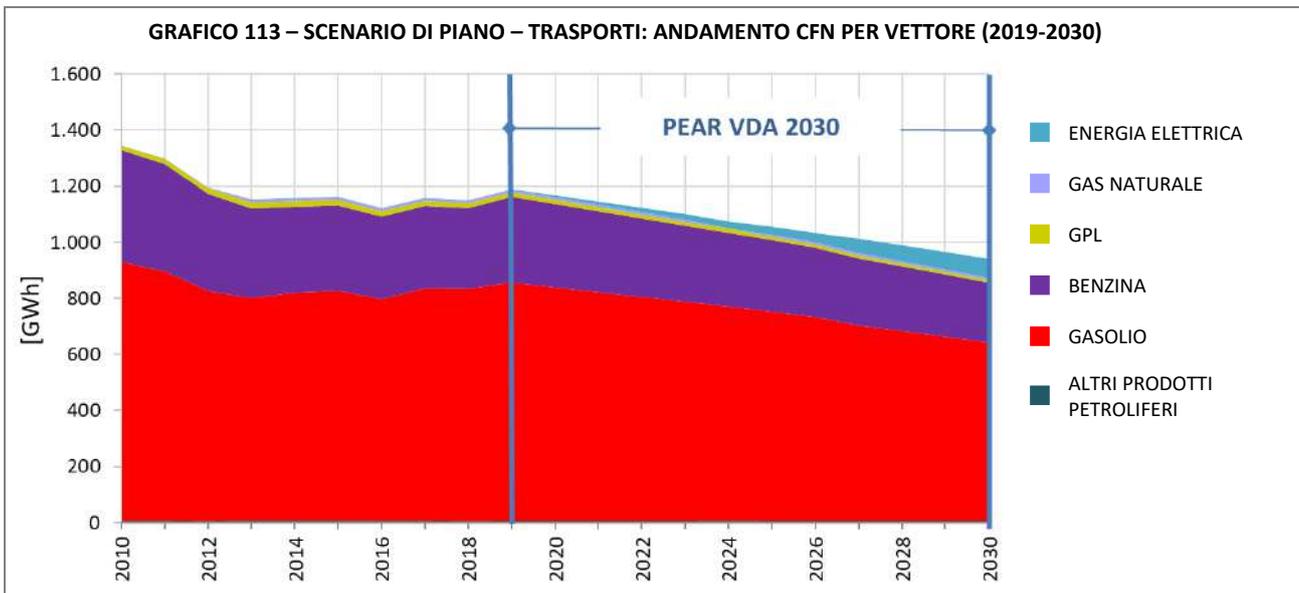
Al 2030 i consumi elettrici costituiscono il 7% del totale dei consumi seppure i consumi termici siano comunque in decrescita. La penetrazione delle FER nei CFN risulta in forte incremento (+3.537%) al 2030: i consumi mantengono ancora una percentuale importante di fonti fossili dovuta soprattutto all'utilizzo di gasolio e benzine seppure in decrescita rispetto al 2019 (-26,4%) (rif. GRAFICO 112 e TABELLA 52).



SCENARIO DI PIANO TRASPORTI - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFN - RINNOVABILI	1,8	67,2	65,4	3537,3%
CFN - NON RINNOVABILI	1.187,3	873,6	-313,7	-26,4%
TOTALE	1.189,1	940,8	-248,4	-20,9%

TABELLA 52 - SCENARIO DI PIANO – TRASPORTI: Confronto CFN rinnovabili e non rinnovabili (2019 e 2030)

Gli andamenti sopra riportati sono caratterizzati da alcune variazioni significative nella ripartizione tra i singoli vettori, registrando al 2030 una diminuzione di gasolio (-25%), di benzina (-30%) e un incremento importante di energia elettrica (+3.412%) seppure quest'ultimo non costituisca ancora la quota prevalente dell'alimentazione dei veicoli (rif. [GRAFICO 113](#) e [TABELLA 53](#)).

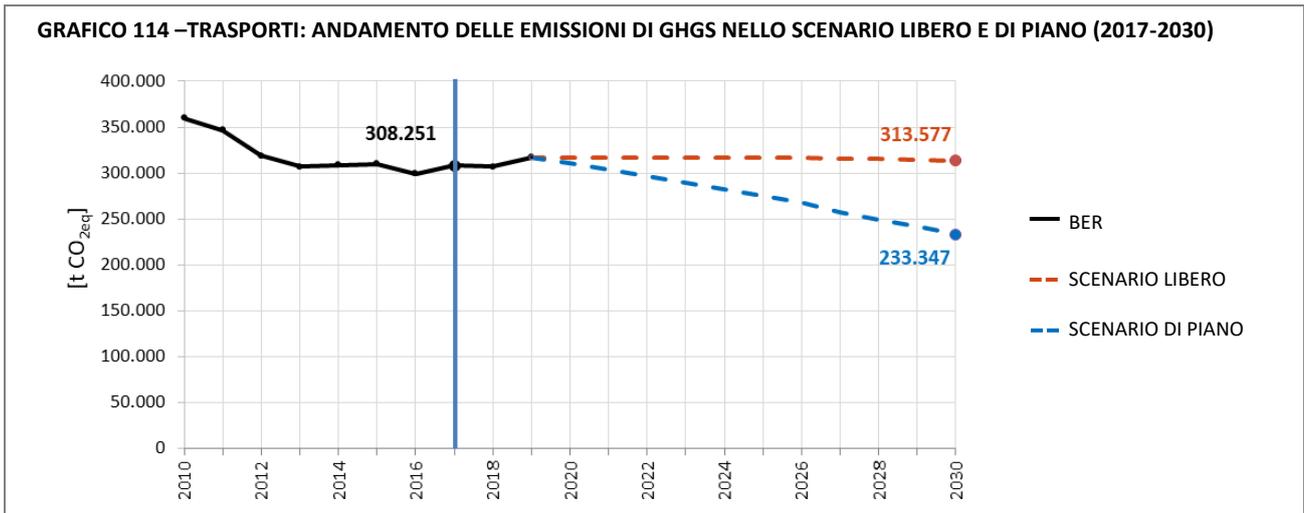


SCENARIO DI PIANO TRASPORTI - CONSUMI FINALI NETTI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
ENERGIA ELETTRICA	1,9	67,2	65,3	3412,7%
GAS NATURALE	8,8	7,8	-1,0	-11,5%
GASOLIO	850,4	636,1	-214,3	-25,2%
BENZINA	305,5	213,8	-91,6	-30,0%
GPL	16,2	9,5	-6,7	-41,2%
ALTRI PRODOTTI PETROLIFERI	6,3	6,3	0,0	0,0%
TOTALE	1.189,1	940,8	-248,4	-20,9%

TABELLA 53 - SCENARIO DI PIANO –TRASPORTI – Confronto CFN per vettore (2019 e 2030)

Le emissioni di GHGs

Il trend delle emissioni evidenzia una consistente riduzione rispetto al 2017 (-24%) e rispetto all'andamento dello scenario libero (rif. [GRAFICO 114](#) e [TABELLA 54](#)).

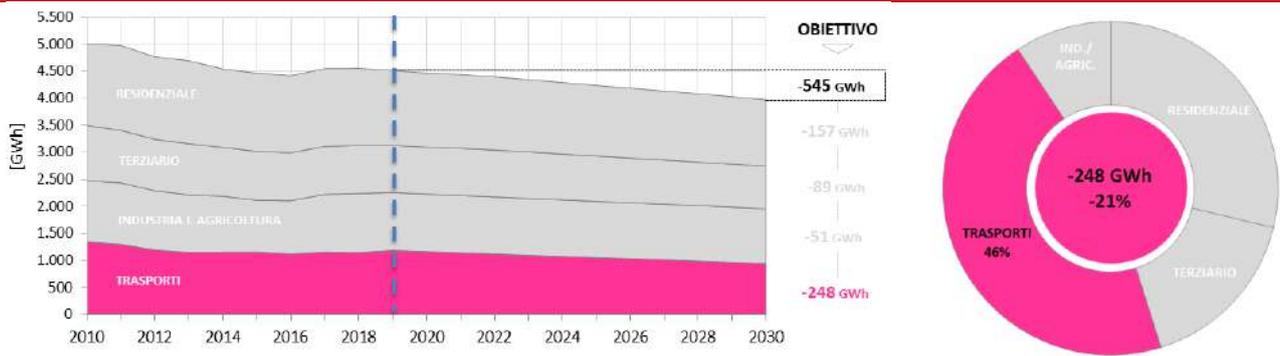


TRASPORTI - EMISSIONI DI GHGs [tCO _{2eq}]				
	2017	2030	Δ 2017-2030	
			[t CO _{2eq}]	[%]
SCENARIO LIBERO	308.251	313.577	5.327	2%
SCENARIO DI PIANO		233.347	-74.904	-24%

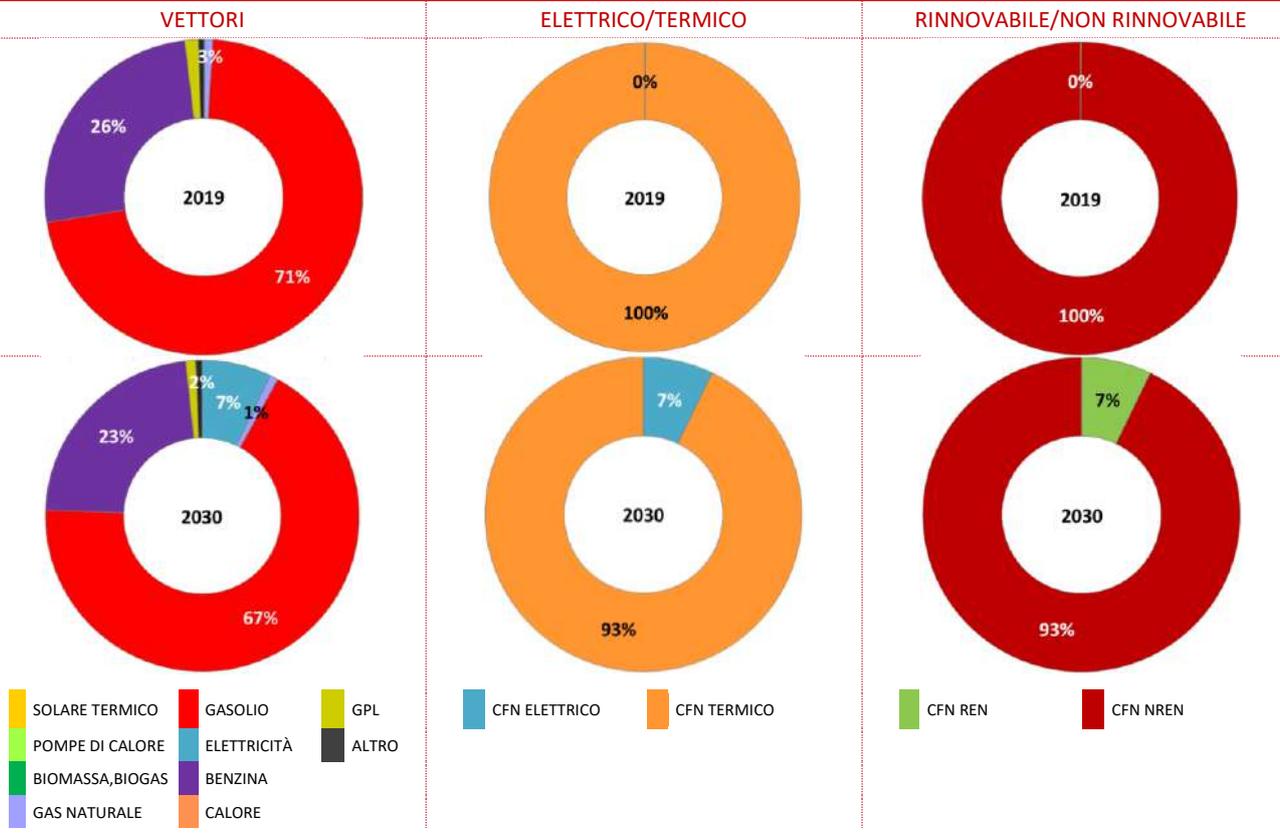
TABELLA 54 - TRASPORTI – Confronto emissioni di GHGs nello scenario libero e di piano (2017 e 2030)

Il trend di riduzione delle emissioni in linea con quello dei consumi è dovuto soprattutto al decremento dei prodotti petroliferi (-24,6% rispetto al 2017).

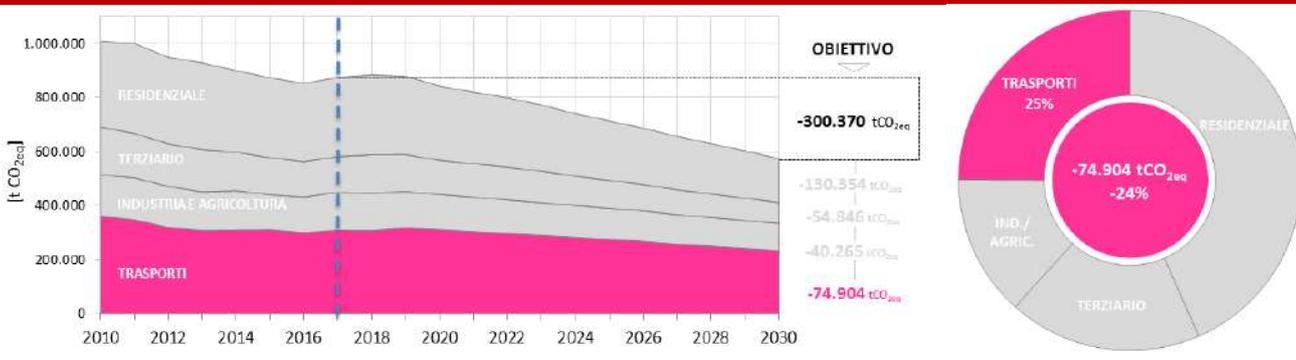
TRASPORTI - OBIETTIVO DI RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI NETTI (2019/2030)



CONFRONTO 2019-2030



TRASPORTI - OBIETTIVO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GHGs (2017/2030)



INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE da M.1.67 a M.1.78	RISULTATO da M.1.79 a M.1.82	RICADUTA AMBIENTALE da M.1.83 a M.1.103
--	--	---



ASSE 2 - AUMENTO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

La diffusione delle fonti energetiche rinnovabili (*FER*) è finalizzata alla progressiva transizione verso un nuovo sistema energetico che minimizzi il ricorso alle fonti fossili, contribuisca a ridurre le emissioni di gas climalteranti e inquinanti e diversifichi l'approvvigionamento energetico, riducendo contestualmente la dipendenza energetica. In tale ambito, è necessario prevedere azioni volte a incrementare la produzione da fonti energetiche rinnovabili, sia di energia termica (*FER termiche*), sia di elettricità (*FER elettriche*).

Per quanto riguarda le *FER elettriche*, occorre fare una premessa generale su una delle caratteristiche che attualmente è maggiormente attenzionata ovvero la **non programmabilità**. La produzione dipende, infatti, intrinsecamente dalla disponibilità della fonte (con particolare riferimento a sole e vento), che sono per loro natura intermittenti e quindi non programmabili. Gli impianti *FER*, oltretutto, si interfacciano alla rete con inverter che, a differenza degli impianti di generazione tradizionali, non riescono a sostenere la stabilità dei parametri fondamentali della rete elettrica (frequenza e tensione). A livello nazionale, la crescente penetrazione di queste *FER* elettriche genera criticità nel bilanciamento tra consumo e produzione, in particolare nei momenti "critici" (picchi e rampe di carico). Nelle ore centrali della giornata, quando il fotovoltaico arriva al picco di produzione, si registra una produzione da *FER* superiore al fabbisogno di energia (**overgeneration**), con conseguente necessità di disporre di adeguata capacità di accumulo per non dover ricorrere allo stacco della produzione in eccesso e di gestire le congestioni nella rete di trasmissione. Inoltre, la generazione distribuita da impianti di piccola/media taglia sta facendo emergere nuove problematiche nella gestione del sistema elettrico, in quanto le reti di distribuzione *MT/BT*, tradizionalmente caratterizzate da soli carichi elettrici, erano progettate per un funzionamento unidirezionale. In questo contesto si ribadisce pertanto la necessità di un adeguato coordinamento con lo sviluppo e gestione della rete elettrica e la necessità di concordare strategie di sviluppo (in particolare in tema di accumuli e di comunità energetiche).

Sempre in ambito *FER elettriche*, a livello nazionale gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione posti al 2030 e 2040 generano una sempre maggiore spinta sulla realizzazione di nuovi impianti, con particolare riferimento agli impianti fotovoltaici ed eolici. In attesa dell'aggiornamento del *PNIEC* ai nuovi target europei, il *PTE* prevede per lo sviluppo delle *FER* nuova capacità installata al 2030 di circa 70-75 GW, al fine di raggiungere la quota del 72% di rinnovabili elettriche sul totale della produzione elettrica.

Sono tante le novità e semplificazioni che riguardano il settore delle rinnovabili. Il *D.Lgs. 199/2021* di recepimento della Direttiva europea *RED II*, all'articolo 20, prevede che gli obiettivi del *PNIEC* vengono ripartiti tra regioni e province autonome secondo specifici criteri che tengano conto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici privilegiando l'utilizzo delle superfici di strutture edificate. In tale ambito per lo sviluppo di tali fonti dovrà essere sviluppato con il tema delle aree idonee/non idonee (rif. Cap. 2.4.3) e per il quale non si dispone, in tempi compatibili con la redazione del *PEAR VDA 2030*, del decreto con i criteri sui quali definire le aree, né della ripartizione numerica dell'obiettivo di sviluppo delle *FER* elettriche.

Le recenti evoluzioni normative vanno nella direzione di una maggiore semplificazione e liberalizzazione nell'installazione delle *FER*, come definito, in particolare, dal *D.L. 17/2022* ("Decreto Energia"), come convertito in legge dalla *L. 34/2022*.

In tale contesto, nonostante la posizione già virtuosa della Valle d'Aosta, occorre pertanto potenziare lo sviluppo delle *FER* elettriche nell'ottica di compartecipare alla sfida globale, di ottemperare agli obblighi che verranno definiti a livello nazionale e rispettare il **principio di addizionalità** per supportare la futura produzione di idrogeno verde¹⁹⁰, nonché di compensare le probabili perdite di produzione che si potranno avere per causa dei cambiamenti climatici e della necessità, in casi di carenza idrica, di dare priorità ad un uso potabile e irriguo dell'acqua.

¹⁹⁰ rif. ALLEGATO 1 - Linee guida per lo sviluppo dell'idrogeno in Valle d'Aosta

Per quanto riguarda, invece, le **FER termiche**, lo sviluppo delle stesse è direttamente correlato alla sostituzione delle fonti fossili negli usi finali, in quanto le **FER termiche** non dispongono di reti di trasporto del calore generato, salvo integrazioni nelle reti di teleriscaldamento, come peraltro introdotto dal D.Lgs 199/2021¹⁹¹. Le schede trattano:

- **IDROELETTRICO**: la fonte rinnovabile storicamente utilizzata dalla Valle d’Aosta per la produzione di quantitativi di energia elettrica superiori al fabbisogno elettrico della regione, che ha permesso, complessivamente, di diventare “esportatori di energia verde”. Vengono prese in considerazione le possibilità di sviluppo con elevata probabilità di realizzazione, anche in compensazione delle probabili perdite, rispetto alla produzione attuale, alla luce dei cambiamenti climatici in atto e dell’applicazione dei nuovi valori di deflusso ecologico degli impianti;
- **FOTOVOLTAICO**: fonte energetica su cui le politiche nazionali puntano per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e su cui si svilupperanno principalmente le **CER**;
- **EOLICO**: assieme al fotovoltaico, fonte energetica particolarmente attenzionata a livello nazionale. Seppur non vi siano le condizioni di ventosità tali da rendere particolarmente interessante la tecnologia in regioni alpine come la Valle d’Aosta, non si esclude la realizzazione di piccole installazioni o l’individuazione di alcuni siti idonei all’installazione di impianti dell’ordine del MW;
- **SOLARE TERMICO**: non rientra tra le fonti che modificano sostanzialmente i numeri degli scenari di piano, ma viene prevista comunque una sua integrazione e diffusione, in particolare in ambito civile.
- **POMPE DI CALORE**: si tratta del driver principale per la decarbonizzazione del settore civile, in particolare in associazione al fotovoltaico;
- **BIOMASSA**: viene affrontato principalmente il tema della sostenibilità dell’uso della biomassa e lo sviluppo della filiera locale, nonché l’orientamento della domanda verso sistemi di combustione più efficienti (es: caldaie rispetto a caminetti);
- **BIOGAS**: l’impianto principale attualmente presente è quello della discarica di Brissogne che risulta però in progressivo esaurimento. Si tratta pertanto di compensare parzialmente tale perdita attraverso la valutazione circa la possibilità di sfruttamento della **FORSU**, nonché di utilizzo degli scarti agricoli/da allevamento.

A livello metodologico si specifica che, seppur gli scenari di piano prendano in considerazione i dati al 2019, dove si disponeva di dati reali gli stessi sono stati inseriti per l’anno 2020-2021 (con particolare riferimento alle produzioni da idroelettrico, fotovoltaico, eolico, biogas e per la quota rinnovabile del calore da teleriscaldamento).

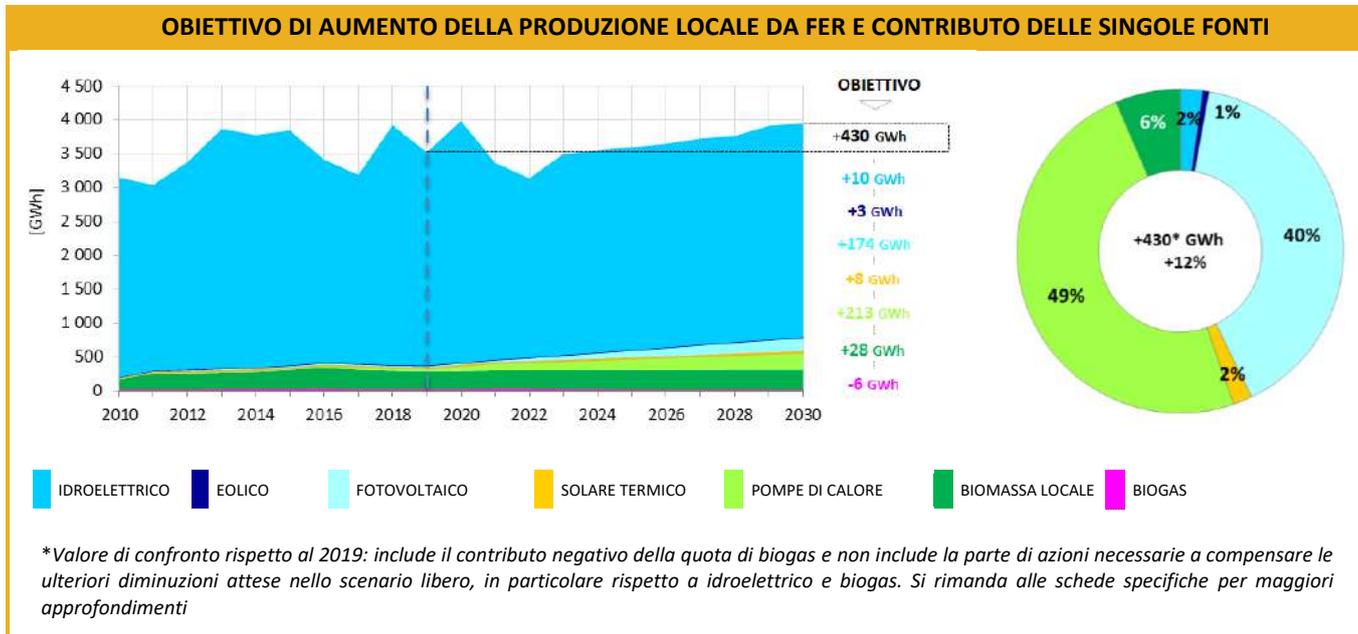
Allo stato attuale la produzione di energia elettrica sul territorio regionale (3.219 GWh) è superiore rispetto ai consumi elettrici: al 2019 mediamente il 37% della produzione viene consumato (circa 1.207 GWh) mentre il restante 63% viene esportato. Questi quantitativi di energia elettrica di tipo rinnovabile, in una visione di riduzione delle emissioni di gas climalteranti e di progressivo abbandono dei combustibili fossili, sono strategici in quanto consentono di poter utilizzare tale risorsa a copertura dei consumi termici che vengono progressivamente elettrificati, come analizzato nelle schede dell’ASSE 1 – RIDUZIONE DEI CONSUMI e dell’ASSE 4 - PERSONE con particolare riferimento alla Scheda P 08 COMUNITÀ ENERGETICHE E AUTOCONSUMO COLLETTIVO.

Per gli approfondimenti sulle **FER** si rimanda alle azioni riportate nelle schede a seguire:

F 01	IDROELETTRICO
F 02	FOTOVOLTAICO
F 03	EOLICO
F 04	SOLARE TERMICO
F 05	POMPE DI CALORE
F 06	BIOMASSA
F 07	BIOGAS

¹⁹¹ L’articolo 27 del D.Lgs 199/2021 “Obbligo di incremento dell’energia rinnovabile termica nelle forniture di energia” prevede che, a decorrere dal 1° gennaio 2024, le società che effettuano vendita di energia termica sotto forma di calore per il riscaldamento e il raffrescamento a soggetti terzi per quantità superiori a 500 TEP annui provvedono affinché una quota dell’energia venduta sia rinnovabile.

Per approfondimenti sui risultati attesi complessivamente dall'Asse 2 in termini di produzione locale da FER, si rimanda al cruscotto di monitoraggio riportato di seguito nonché, più nel dettaglio, al Capitolo 7. È evidente che, seppur l'obiettivo di piano direttamente correlato sia il 2, l'installazione di FER contribuisca anche agli altri due obiettivi (riduzione dei CFN e delle emissioni di GHGs) nella misura in cui tale energia viene consumata sul territorio regionale e non esportata.



	F 01	IDROELETTRICO	
OBIETTIVO	Potenziare la produzione attuale attraverso il repowering di impianti esistenti e la realizzazione di nuovi impianti		
ATTUATORE	CVA; altre imprese del settore idroelettrico, Pubblica Amministrazione		
SCALA TERRITORIALE	Intero territorio regionale		

Nelle analisi del settore idroelettrico è necessario considerare gli effetti che i cambiamenti climatici potrebbero generare sulla capacità di produzione di energia elettrica negli anni a venire. Le carenze idriche, come quella recentemente registrata, comportano sulla risorsa idroelettrica un impatto dovuto alla minore disponibilità idrica, a sua volta prioritariamente da destinare da altri usi (es: potabile, irriguo). L'impatto dei cambiamenti climatici dovrà essere monitorato e approfondito, al fine di individuare soluzioni di adattamento che salvaguardino nel miglior modo possibile anche la produzione idroelettrica, attraverso una gestione razionale ed efficiente della risorsa idrica (rif. Scheda *R 06 RETE DI GESTIONE DELLA RISORSA IDRICA*).

Inoltre, nello scenario di piano, è necessario tenere in considerazione i possibili effetti dell'applicazione del deflusso ecologico (DE) previsto dalle normative nazionali¹⁹² e dalla proposta di Piano di Tutela delle Acque (PTA),¹⁹³ per consentire il raggiungimento di specifici obiettivi ambientali, attualmente in fase di definizione attraverso specifici tavoli regionali di confronto e sperimentazione¹⁹⁴, avviati ai sensi della d.G.r. 1252/2012.

DEFINIZIONE DEL DEFLUSSO ECOLOGICO ATTRAVERSO L'ANALISI MULTICRITERIA



Il Deflusso ecologico (DE) è un'evoluzione del Deflusso Minimo Vitale (DMV) dettata dagli sviluppi normativi europei e nazionali e dal progressivo affinamento delle relative valutazioni ambientali. Per la definizione dei deflussi ecologici sono stati, infatti, avviati dei tavoli di lavoro tra alcuni produttori e l'Amministrazione regionale, al fine di coordinare le attività di sperimentazione attraverso l'utilizzo di analisi multicriteri (MCA). Tale approccio è volto all'identificazione di indicatori rappresentativi degli obiettivi che ciascun portatore di interesse vuole perseguire: economici, energetici, ambientali, di tutela del paesaggio e fruibilità del territorio. Tramite il confronto tra diverse alternative di rilasci ipotizzati può essere individuato lo scenario ottimale di deflusso ecologico da applicare agli impianti oggetto di analisi. A tal fine l'ARPA Valle d'Aosta ha messo a disposizione la piattaforma informatica "Hook", elaborata nel progetto europeo *Spare*. In particolare, nell'ambito dei tavoli di lavoro avviati dalla società CVA e RAVA, l'applicazione della MCA è stata affiancata dalla ricostruzione modellistica delle portate medie giornaliere dei tratti derivati attraverso un modello di calcolo idrologico (modello Continuum) necessario per la definizione nel dettaglio dell'indicatore ambientale e di tutela dell'ittiofauna rappresentato dall'indice di integrità fluviale (IH)¹⁹⁵.

Seppur una quantificazione di tali effetti non sia, allo stato attuale, determinabile con affidabilità, si è cercato di tenerne conto, come meglio illustrato nella costruzione dello scenario libero (rif. Cap. 5.1), cui si rimanda per maggiori

¹⁹² Ai sensi del *D.lgs 152/2006* (articolo 95 comma 2) la Conferenza istituzionale Permanente dell'Autorità di bacino distrettuale del fiume Po n. 4 del 14 dicembre 2017 ha adottato una specifica Direttiva per la determinazione dei deflussi ecologici finalizzata al mantenimento e/o al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati a livello di distretto idrografico del fiume Po, che integra i dettami del Decreto Direttoriale n. 30/STA del 13 febbraio 2017 ("Linee guida per l'aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale al fine di garantire il mantenimento, nei corsi d'acqua, del deflusso ecologico a sostegno del raggiungimento degli obiettivi di qualità definiti ai sensi delle *Direttiva 2000/60/CE*").

¹⁹³ Allegato 7 "Norme tecniche di attuazione", articolo 24 "deflusso ecologico"

¹⁹⁴ Come previsto anche dall'Allegato 5 "Programma operativo delle misure" Annesso 5.1 "Schede tecniche delle misure" – Scheda 8 "Revisione del DMV, definizione delle portate ecologiche e controllo dell'applicazione sul territorio" del PTA

¹⁹⁵ L'indice di Integrità Fluviale (IH) deriva da sottoindici elaborati secondo la metodologia *MesoHABSIM* che si basa sull'analisi della disponibilità di habitat per la fauna in ambienti fluviali e torrentizi.

dettagli. Le ipotesi di sviluppo illustrate di seguito sono pertanto finalizzate anche a compensare tale possibile perdita di produzione.

Potenziale di sviluppo

Il potenziale di sviluppo dell'idroelettrico è ormai limitato dalla capillare diffusione degli impianti idroelettrici sui corsi d'acqua del territorio regionale. Tuttavia, la stima delle potenzialità derivanti dai **repowering** degli impianti esistenti potrebbe determinare una produzione aggiuntiva fino a circa 400 GWh, a cui si aggiungono alcune possibili progettualità di **nuovi impianti** per circa ulteriori 170 GWh.

La somma di tali valori costituisce un obiettivo a cui tendere per lo sviluppo del settore, ovviamente subordinato all'esito positivo delle valutazioni di impatto ambientale dei singoli progetti. Queste realizzazioni, in particolare con riferimento a impianti di taglia significativa, risulterebbero strategiche per il raggiungimento degli obiettivi energetici regionali di aumento della produzione di energia elettrica da FER. Si ricorda infatti che, a livello nazionale, gli stessi obiettivi¹⁹⁶ non sono stati ancora compiutamente definiti e ripartiti tra le Regioni ma che questi potrebbero andare anche oltre i valori declinati nel presente documento, già particolarmente sfidanti, in particolar modo per il contributo riferito al fotovoltaico (cfr. scheda **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**).

A livello generale, peraltro, i progetti di rewamping (ammodernamento e potenziamento) di impianti esistenti possono necessitare di una minore realizzazione di nuove opere sul territorio (causa di significativi impatti) e portare ad ottimizzare, in fase progettuale, lo sfruttamento della risorsa idrica da parte dei vari portatori di interesse (es. co-utilizzi).

Aumento della produzione nell'arco temporale di piano

Per quanto riguarda l'arco temporale del **PEAR VDA 2030**, sulla base delle banche dati dell'Amministrazione regionale¹⁹⁷, è stato possibile stimare, cautelativamente, le realizzazioni¹⁹⁸ che potranno entrare in funzione entro il 2030 e che costituiscono pertanto una stima della produzione aggiuntiva attesa dal settore entro tale data, che non costituiscono pertanto un "potenziale residuo" o un *cap* per le realizzazioni di ulteriori impianti.

Le possibilità di **repowering** e, in generale, gli investimenti sugli impianti esistenti, risentono in modo negativo della fase di incertezza relativa alle scadenze, ormai prossime, delle concessioni delle grandi derivazioni idroelettriche. Ulteriori investimenti potranno essere sbloccati, probabilmente, solo a fronte di un quadro normativo definito. Peraltro il potenziale di nuova producibilità da repowering, come sopra specificato, potrebbe rivelarsi importante e contribuire in modo significativo agli scenari 2030-2040 (rif. **TABELLA 77**). Il **ripotenziamento** di impianti esistenti prevede un **incremento di potenza** pari a circa **15,4 MW** e un aumento di produzione che potrebbe ragionevolmente raggiungere i 210 GWh (cautelativamente, nello scenario di piano, è stato considerato un valore pari a **153 GWh**). Per quanto riguarda i **nuovi impianti**, nello scenario di piano si ipotizza cautelativamente la realizzazione di circa 13,7 MW e un incremento di produzione¹⁹⁹ di circa 66,3 GWh (rif. **TABELLA 55**), suddivisi in 5,1 MW realizzabili con impianti di taglia nominale inferiore al MegaWatt e 8,6 MW da impianti di potenza superiore. Una serie di impianti potenzialmente realizzabili ma il cui iter di valutazione non è ancora concluso, sono stati considerati all'interno delle proiezioni di piano successive al 2030 (rif. Capitolo 7.5 - **TABELLA 77**).

¹⁹⁶ Rif. Art. 20, c.2 del dlgs 199/2021

¹⁹⁷ Si tratta della banca dati relativa alle richieste di concessione alla derivazione (Dipartimento programmazione e risorse idriche - Struttura gestione demanio idrico) e quella relativa alle successive richieste di autorizzazione unica per la realizzazione dell'impianto (Dipartimento Sviluppo economico ed energia – Struttura sviluppo energetico sostenibile).

¹⁹⁸ In modo prudenziale, è stato considerato il 50% della potenza degli impianti per i quali è stata data l'autorizzazione unica ma che non sono ancora entrati in funzione, oltre a tutti quelli di potenza ridotta ($P \leq 100$ kW).

¹⁹⁹ Si precisa che le produzioni per i nuovi impianti sono state calcolate considerando una producibilità media che varia, a seconda dalla taglia dell'impianto, da 6,6 GWh/MW a 4,4 GWh/MW.

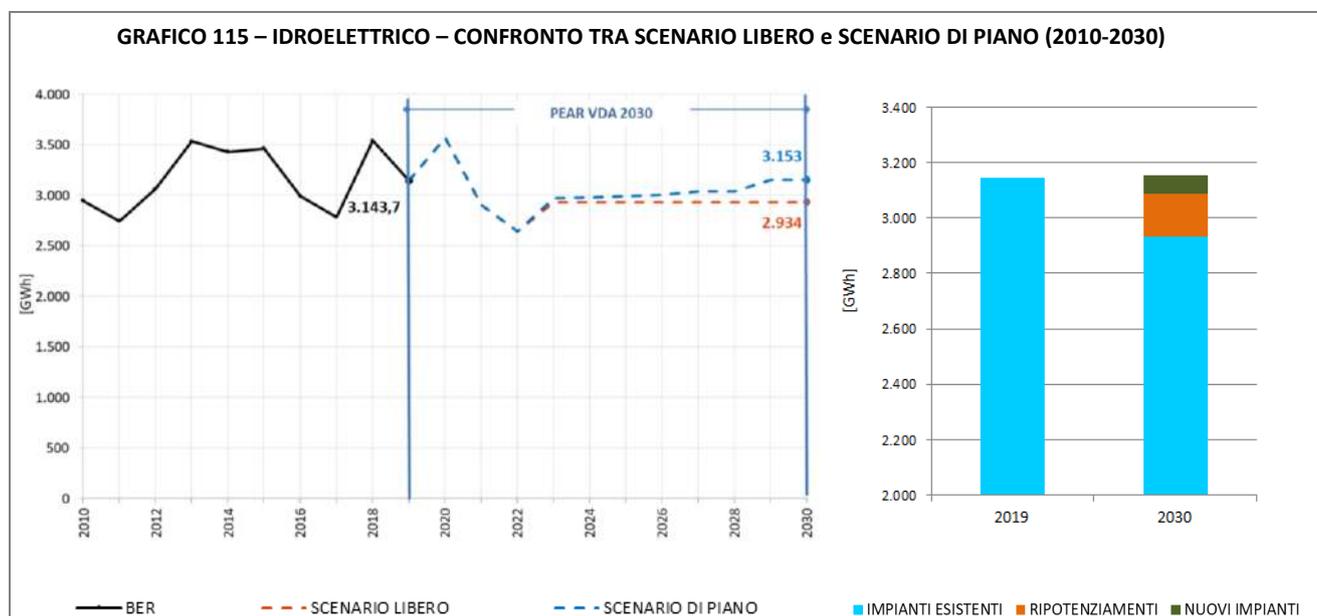
IDROELETTRICO - INCREMENTO NUOVI IMPIANTI 2019-2030		
	POTENZA MEDIA DI CONCESSIONE [MW]	PRODUZIONE [GWh]
Potenze ≥ 1 MW	8,6	45,6
Potenze < 1 MW	5,1	20,6
TOTALE	13,7	66,3

TABELLA 55 – IDROELETTRICO – Ipotesi incremento nuovi impianti al 2030

Pertanto tra nuovi impianti e repowering ci si attende un incremento di almeno 220 GWh²⁰⁰, principalmente attribuibili proprio agli impianti oggetto di repowering.

SCENARIO DI PIANO - IDROELETTRICO

La produzione lorda al 2019 è pari a circa 3.143,7 GWh. Nel grafico a seguire viene riportato l'andamento delle produzioni nello **scenario libero** e nello **scenario di piano**: è evidente il salto di produzione per la previsione dell'entrata in funzione di due impianti significativi oggetto di ripotenziamento (rif. [GRAFICO 115](#)).



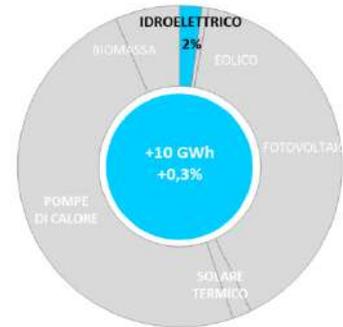
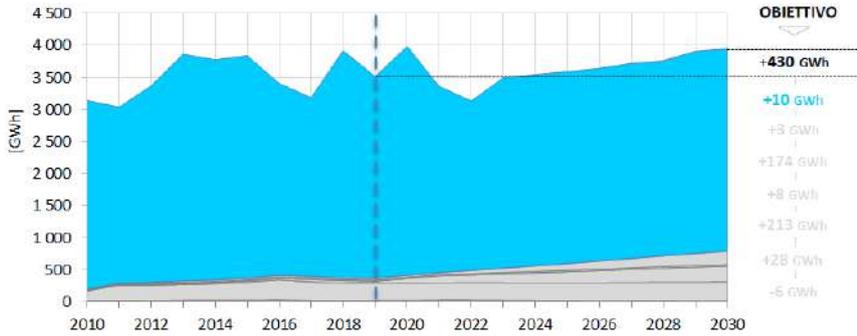
Complessivamente, lo scenario di piano porta a un lieve aumento della produzione rispetto al valore registrato nel 2019 (+10 GWh), a fronte di uno scenario libero in diminuzione (-210 GWh). Si tratta tuttavia di valori soggetti alla variabilità della produzione idroelettrica e pertanto indicativi (rif. [TABELLA 56](#)).

IDROELETTRICO - PRODUZIONE [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	3.143,7	2.934	-210	-7%
SCENARIO DI PIANO		3.153	10	0,3%

TABELLA 56 – IDROELETTRICO – PRODUZIONE – Confronto tra scenario libero e scenario di piano

²⁰⁰Valore probabilmente sottostimato rispetto alla reale producibilità attesa, in particolare da impianti oggetto di repowering

OBIETTIVO DI AUMENTO DELLA PRODUZIONE LOCALE DA FER - CONTRIBUTO DELL'IDROELETTRICO



Valore di confronto rispetto al 2019: l'aumento di produzione atteso è pari a 220 GWh, prevalentemente volte a compensare la diminuzione di produzione ipotizzata nello scenario libero.

INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.2.01 a M.2.03	da M.2.04 a M.2.05	da M.2.06 a M.2.08

 F 02 FOTVOLTAICO		
OBIETTIVO	Produzione da impianti fotovoltaici pari a circa 200 GWh	
ATTUATORE	Cittadini; Imprese, Pubblica Amministrazione; ESCO e Utilities	
SCALA TERRITORIALE	Intero territorio regionale, scala comunale (rif. valutazioni potenziale su copertura)	

A livello nazionale, per la generazione elettrica i nuovi obiettivi di sviluppo delle FER portano a richiedere un rapido e sostanzioso aumento di FV. Al 2019, in Valle d’Aosta la produzione di energia elettrica da fotovoltaico costituisce poco meno dell’1% del totale di tutta la produzione elettrica. Per raggiungere il target richiesto occorre immaginare di installare circa 14 MW/anno.

Impianti su copertura

È stato ritenuto opportuno approfondire il potenziale tecnico su coperture, effettuando una stima delle superfici disponibili a partire da input cartografici regionali²⁰¹, considerando le coperture suddivise nelle diverse tipologie di fabbricati quali di tipo civile (residenziale e terziario), di tipo industriale, le tettoie e le coperture dei capannoni agricoli. Le assunzioni fatte prendono in considerazione i tetti con superficie idonea a installare almeno 3 kWp, con falda esposta da est a ovest in un intorno di 180° sud e con inclinazione fino a 60°.

Dalle valutazioni effettuate²⁰² emerge un potenziale di circa 400 MW, valore comprensivo però di quanto già installato al 2019. Si evidenzia come il Comune di Aosta rappresenti, da solo, il 15% del potenziale. Tali valutazioni vengono riportate a livello complessivo (rif. FIGURA 39) e suddivise nelle diverse tipologie di fabbricati (rif. FIGURA 40).

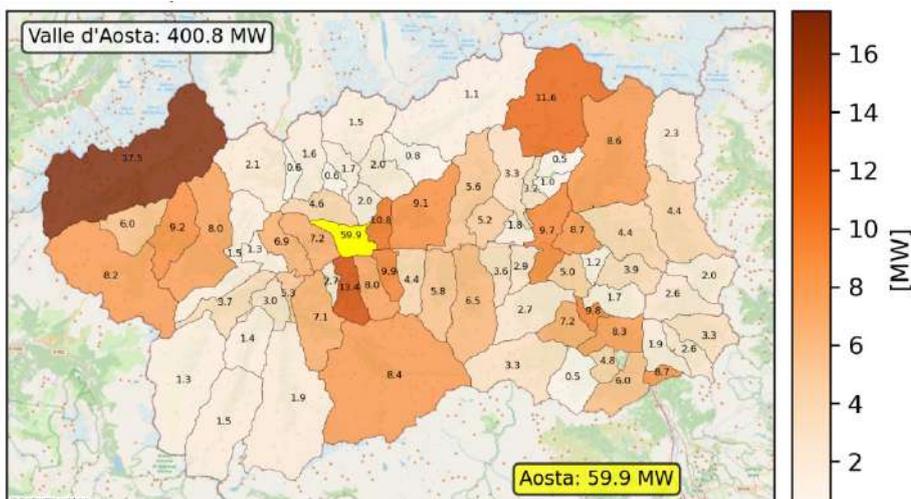


FIGURA 39 – Potenziale su copertura per l’installazione di impianti fotovoltaici [Fonte: PoliTo]

²⁰¹ Carta Tecnica Regionale - Geoportale SCT (regione.vda.it) e mappature quali Modello digitale del terreno (aggregato 2005/2008) <https://geoportale.regione.vda.it/download/dtm//2008>). Per le analisi delle superfici è stato, inoltre, utilizzato lo strato poligonale dell’edificato derivato da ortofoto 2018 tramite tecniche di Deep Learning fornito dalla Struttura Pianificazione Territoriale.

²⁰² Il potenziale è stato calcolato assumendo un’efficienza dei pannelli e del sistema impiantistico ricavata dai pannelli attualmente presenti sul mercato.

Dall’analisi suddivisa per tipologie di fabbricati emerge che il 76% del potenziale è da attribuire alle coperture di fabbricati civili, il 19% ai fabbricati di tipo industriale, il 3% a tettoie non diversamente identificate e il 2% a coperture di fabbricati agricoli (rif. FIGURA 40).

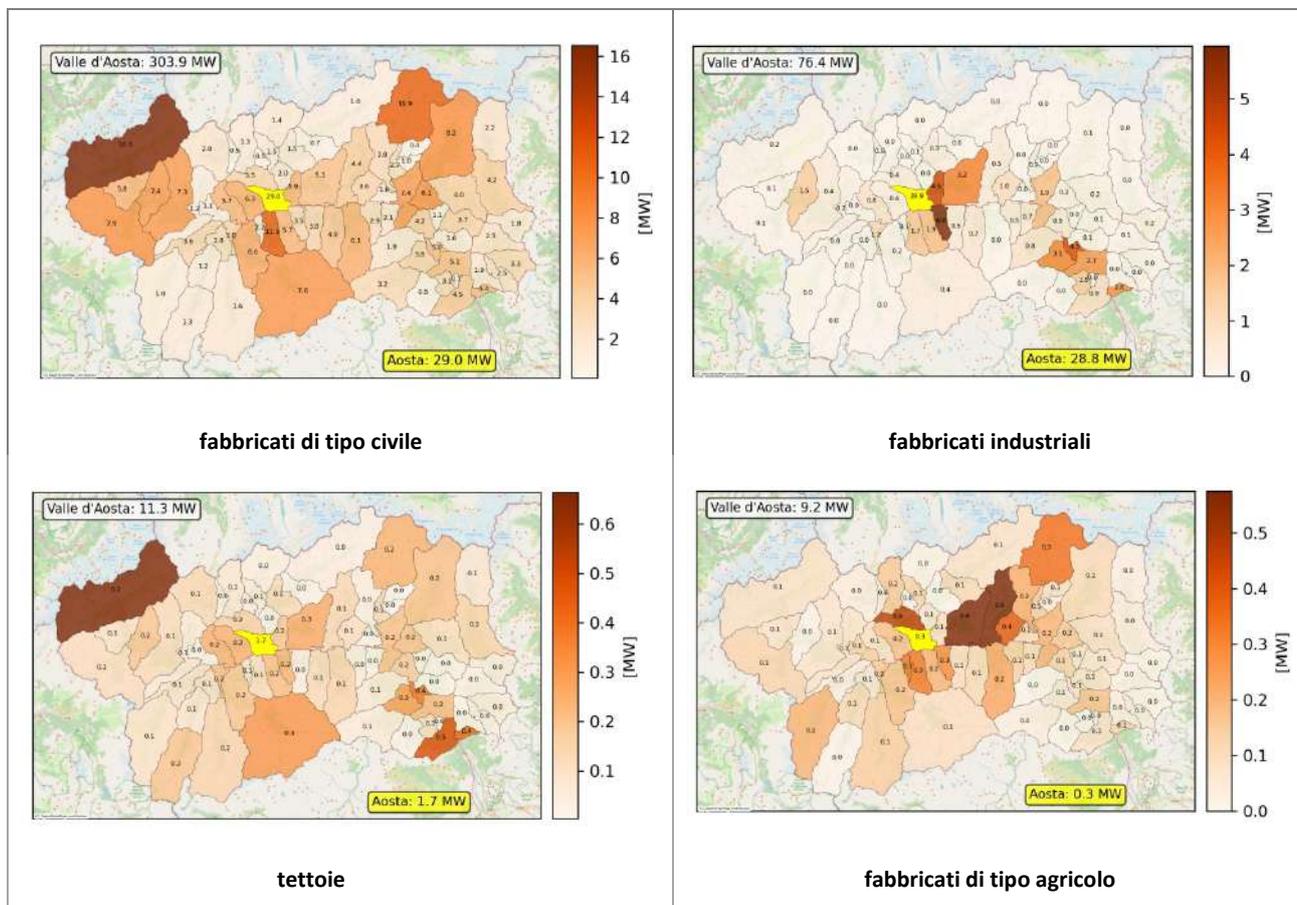


FIGURA 40 – Potenziale tecnico suddiviso per tipologia di fabbricato [Fonte: PoliTo]

Seppur le analisi debbano essere considerate con i dovuti fattori di incertezza, in quanto la reale installabilità dipende da numerosi fattori non valutabili esclusivamente con un’analisi cartografica, risulta comunque una buona indicazione delle potenzialità del settore. In particolare risulta interessante la valutazione circa la percentuale di saturazione al 2019 rispetto al potenziale dell’intero territorio regionale, che risulta pari a circa il 5%²⁰³, come meglio delineato in FIGURA 41.

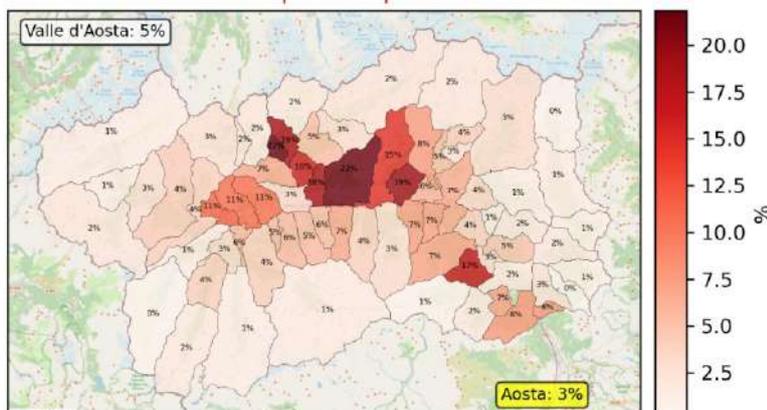


FIGURA 41 – Percentuale di saturazione al 2019 rispetto al potenziale stimato (401 MW) [Fonte: Poli To]

²⁰³ Tale percentuale potrebbe contenere anche installazioni a terra

Si ipotizza di installare circa 180 MW di impianti, pari al 45% del potenziale precedentemente calcolato.

POTENZIALE PER LO SVILUPPO DELLE CER



Le valutazioni sopra effettuate potrebbero costituire la base per valutazioni volte allo sviluppo delle CER. In particolare, si ritiene opportuno promuovere presso i Comuni approfondimenti più specifici, nell'ambito di PAESC o di analisi propedeutiche alla progettazione di CER, la definizione più puntuale del potenziale installabile nei diversi territori, sia per quanto riguarda gli immobili della PA, sia di eventuali soggetti privati interessati. Per quanto riguarda la PA, il potenziale potrebbe estendersi anche ad altri ambiti di intervento, non strettamente riconducibile a edifici, in particolare nell'ambito di soluzioni di arredo urbano.

Nell'ambito dell'installazione di impianti fotovoltaici su edifici, è fondamentale considerare il tema dell'armonizzazione tra la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la qualità estetica dell'edificio e l'integrazione architettonica. Come possibile risposta a questa esigenza si stanno diffondendo, in particolare negli edifici del settore terziario, gli impianti fotovoltaici integrati, con l'obiettivo di unire il risultato estetico e la funzionalità.

FOTOVOLTAICO - INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA



Le nuove tecnologie presenti oggi sul mercato prevedono l'integrazione del fotovoltaico nei tradizionali elementi costruttivi dell'involucro edilizio, ottenendo così un nuovo elemento costruttivo "attivo", che contribuisce al miglioramento delle prestazioni energetiche dell'edificio. Si riportano di seguito alcuni esempi:

- **Vetro fotovoltaico:** i pannelli fotovoltaici trasparenti utilizzano l'effetto fotovoltaico come avviene nei moduli tradizionali opachi, e allo stesso tempo, permettono il passaggio della luce solare consentendo di illuminare in modo naturale l'edificio su cui sono installati. Sono facilmente integrabili in ogni tipo di contesto in quanto il loro impatto visivo è nullo. Tuttavia, tale tecnologia presenta elevati costi di installazione e efficienze di conversione molto più basse del fotovoltaico tradizionale, producendo circa il 15% in meno dei moduli classici;
- **Tegole fotovoltaiche:** le tegole fotovoltaiche rappresentano un metodo di integrazione del fotovoltaico sulla copertura dei fabbricati. Ne esistono diversi tipi, che si differenziano per semplicità, costo ed efficienza:
 - **a celle solari:** all'interno di una tegola in cotto vengono inseriti piccoli pannelli fotovoltaici, protetti da un vetro per renderli più resistenti agli urti, agli agenti atmosferici e al calpestio. La tegola fotovoltaica a cella solare ha un costo contenuto e per questo è una soluzione molto diffusa;
 - **a coppi solari:** sono tegole in cotto, curve, con la parte superiore della superficie interamente ricoperta di lastre flessibili di silicio amorfo o "a film sottile";
 - **trasparenti²⁰⁴:** questo tipo di tegole è realizzato in vetro o in PVC. L'energia solare assorbita viene trasferita sul bordo della tegola, dove è presente una sottile striscia di materiale fotovoltaico che la converte in energia elettrica; il rendimento è più basso di quello delle precedenti soluzioni, ma la resistenza agli agenti atmosferici e la possibilità di utilizzare la luce naturale costituiscono un vantaggio.
- **Fotovoltaico AEP:** per quanto riguarda la facciata di un edificio, i parapetti dei balconi e i porticati esistono diverse tecniche di integrazione. Una di esse è il fotovoltaico colorato, spesso utilizzato per edifici inseriti in particolari contesti, anche con vincoli paesaggistici; inoltre, sono presenti sul mercato altri tipi di pannelli, detti Aesthetic Energy Panel (AEP), che imitano diversi tipi di materiali da costruzione, come legno o marmo, e che consentono di ottenere elevati livelli di integrazione sull'architettura esistente. Anche in questo caso, però, le efficienze di conversione sono inferiori rispetto alle tecnologie tradizionali.

²⁰⁴ Fonte : [Invisible Solar](#)

Altri impianti

Seppur il potenziale residuo installabile su edifici risulti ancora molto elevato, non si esclude che possano essere individuate aree sulle quali risulta opportuno realizzare installazioni a terra, in particolare in aree già in precedenza “degradate”. Tali realizzazioni possono concorrere al raggiungimento dell’obiettivo delineato nella presente scheda, ma valutazioni più specifiche dovranno essere integrate nell’ambito della definizione delle *Aree idonee e non idonee*, per le quali si è attualmente in attesa del completamento del quadro regolatorio nazionale volto a individuare i criteri per l’individuazione, da parte delle Regioni, di tali aree (rif. Cap 2.4.3).

VALUTAZIONI PER L’INTEGRAZIONE PAESAGGISTICA



Si apre il tema, nell’ambito della prossima revisione del Piano di Territoriale Paesistico (PTP)²⁰⁵ e in coerenza con la definizione delle aree idonee/non idonee, di approfondire se sia opportuno individuare possibili aree di sviluppo per il fotovoltaico di medie dimensioni, a servizio di CER o di configurazioni di autoconsumo diffuso.

L’integrazione architettonica nell’edificio degli impianti fotovoltaici ha, nel tempo, raggiunto soluzioni sempre più avanzate e in grado di adattarsi alle diverse tipologie costruttive. Tuttavia, in alcuni casi (villaggi isolati, con esposizioni dei tetti eterogenee e non ottimali), potrebbero essere individuate aree per l’installazione degli impianti che posso portare a una razionalizzazione dei costi, a un miglior rendimento energetico e a uno sviluppo di comunità in ottica smart villages.



A questo si aggiunge, inoltre, la possibilità di realizzare impianti *agrivoltaici*: tuttavia, considerato che l’agricoltura valdostana presenta caratteristiche molto peculiari in ragione della natura fisica e climatica della regione, si ritiene indispensabile prevedere sull’argomento approfondimenti e valutazioni specifiche, anche nell’ambito di progetti pilota, avendo però cura di tutelare, in questo contesto, oltre all’attività agricola, anche il valore paesaggistico che da essa ne deriva.

AGRIVOLTAICO



La necessità di installare nuova potenza fotovoltaica al fine di raggiungere gli sfidanti obiettivi di incremento della produzione da FER si scontra con l’esigenza di limitare il consumo di suolo e con la tutela del patrimonio agricolo e paesaggistico. Una possibile soluzione è rappresentata dai sistemi agrivoltaici: configurazioni di impianti fotovoltaici volti a preservare la continuità delle attività agricole, consentendo di produrre energia elettrica e, al tempo stesso, di coltivare il terreno al di sotto o tra le file di moduli.

L’integrazione tra i moduli e le coltivazioni è in grado di apportare benefici all’attività agricola quali, ad esempio, la diminuzione del fabbisogno idrico per via della minore evapotraspirazione, la protezione delle colture da eventi meteorologici estremi (soleggiamento eccessivo, grandine, pioggia, vento, gelate tardive), il controllo dell’ombreggiamento nel caso di moduli orientabili e la possibile integrazione con le strutture di sostegno alle colture e con gli impianti di irrigazione. Non tutte le colture, tuttavia, sono idonee a essere

²⁰⁵ Rif. [d.G.r. 1067/2022](#)

impiantate al di sotto dei pannelli, ma alcuni studi su impianti pilota hanno evidenziato come, per determinate coltivazioni, l'ombreggiamento dei pannelli può invece migliorare la resa sia da un punto di vista qualitativo che quantitativo. La possibilità di coltivazione in assetto agrivoltaico deve essere valutata, per le singole specie, in funzione delle caratteristiche climatiche del territorio su cui si intende installare l'impianto.

L'importanza che l'agrivoltaico ricopre grazie al doppio uso del suolo è sottolineata anche dalla normativa nazionale ([L. 27/2012](#)) che, a differenza di quanto prescritto per gli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, consente l'accesso agli incentivi agli impianti agrivoltaici che adottano soluzioni innovative con moduli elevati da terra che non compromettono la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. L'accesso agli incentivi è subordinato alla presenza di un sistema di monitoraggio da implementare sulla base delle [Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici](#) adottate dal Ministero della Transizione Ecologica.

Dismissione impianti obsoleti

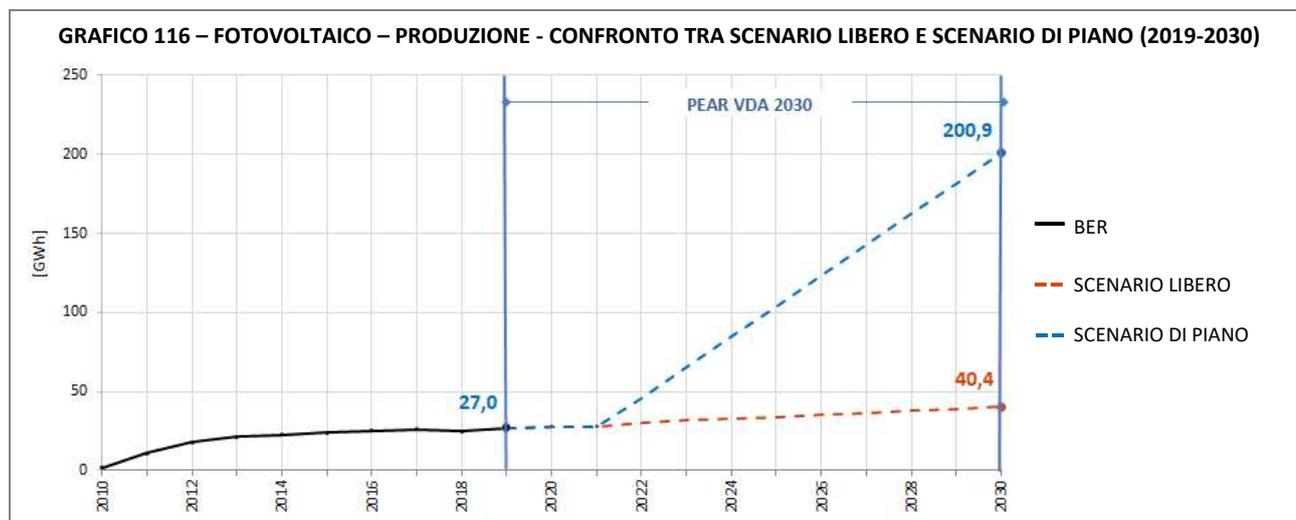
La vita utile di un impianto fotovoltaico, al netto della sostituzione degli inverter dopo circa 10 anni, può essere considerata pari a 20-25 anni. Durante tale periodo, peraltro, l'efficienza dei moduli risente di un decadimento annuo pari a circa -1%/anno. Tale aspetto risulta ancora trascurabile nello scenario di piano al 2030 ma dovrà essere presa in considerazione anche la possibilità di promuovere la dismissione dei primi impianti installati, con nuovi pannelli aventi, peraltro, prestazioni più performanti.

SCENARIO DI PIANO – FOTOVOLTAICO

Dall'analisi degli andamenti di installazione degli impianti fotovoltaici dal 2010 al 2019 è stata registrata una crescita elevata dal 2010 al 2013 dovuta agli effetti del conto energia e più contenuta dal 2014 al 2019. Lo **scenario libero** è stato costruito considerando il tasso di crescita medio calcolato in quest'ultimo periodo, ottenendo al 2030 un incremento di produzione²⁰⁶ del 49,7% rispetto al 2019. Lo **scenario di piano**, costruito sulla base delle azioni sopra delineate, mira a raggiungere una produzione pari a oltre 200 GWh (+ 644% rispetto al 2019), corrispondente a una potenza di circa 180 MW (rif. [TABELLA 57](#) e [GRAFICO 116](#)).

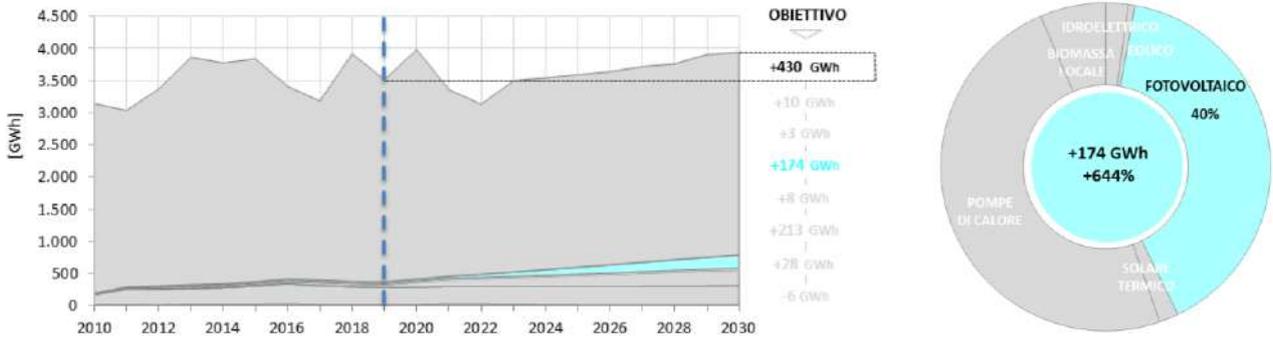
FOTOVOLTAICO - PRODUZIONE [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	27,0	40,4	13,4	49,7%
SCENARIO DI PIANO		200,9	173,9	644,2%

TABELLA 57 – FOTOVOLTAICO – Confronto tra scenario libero e scenario di piano



²⁰⁶ La produzione viene calcolata considerando una producibilità media degli impianti pari a circa 1,114 GWh/MW.

OBIETTIVO DI AUMENTO DELLA PRODUZIONE LOCALE DA FER - CONTRIBUTO DEL FOTOVOLTAICO



INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.2.09 a M.2.11	da M.2.12 a M.2.13	da M.2.14 a M.2.15


F 03 EOLICO

OBIETTIVO	Aumento della produzione elettrica da eolico di 2,8 GWh	
ATTUATORE	Imprese, Pubblica Amministrazione; ESCo e Utilities	
SCALA TERRITORIALE	Tutto il territorio regionale	

Al 2019 l'eolico copre meno dell'1% della produzione elettrica del territorio regionale. Sul territorio regionale, oltre all'impianto di Saint-Denis, sono presenti solo alcuni impianti di piccola taglia. Le stime di producibilità della fonte eolica non sono particolarmente convenienti, come peraltro in generale nelle regioni del Nord: non vi sono, infatti, progetti presentati al VIA relativi a tale fonte. Tuttavia, la fattibilità tecnica per un impianto eolico necessita di specifici studi in sito e monitoraggi anemometrici di durata differente a seconda della taglia dell'impianto e la sua convenienza dipende anche dal quadro regolatorio e incentivante, attualmente in fase di rapida evoluzione. Non si esclude, pertanto, la realizzabilità di alcune pale di taglia importante (dell'ordine del MW), previa individuazione di aree ambientalmente e paesaggisticamente compatibili. A questo si affianca, invece, la possibilità di realizzare impianti di taglia inferiore che, seppur non "spostino" i numeri del PEAR VDA 2030 possono rappresentare una soluzione integrativa nell'ambito della realizzazione di CER.

Vista la scarsa rappresentatività della fonte rispetto al PEAR VDA 2030, non sono state ritenute opportune valutazioni più puntuali circa il potenziale rispetto a quanto effettuato nel precedente PEAR, rimandando poi al Tavolo di lavoro sulle aree idonee e non idonee e alla revisione del Piano Territoriale Paesistico eventuali approfondimenti per la definizione dei criteri di localizzazione delle installazioni.

INSTALLAZIONI DI PICCOLA TAGLIA

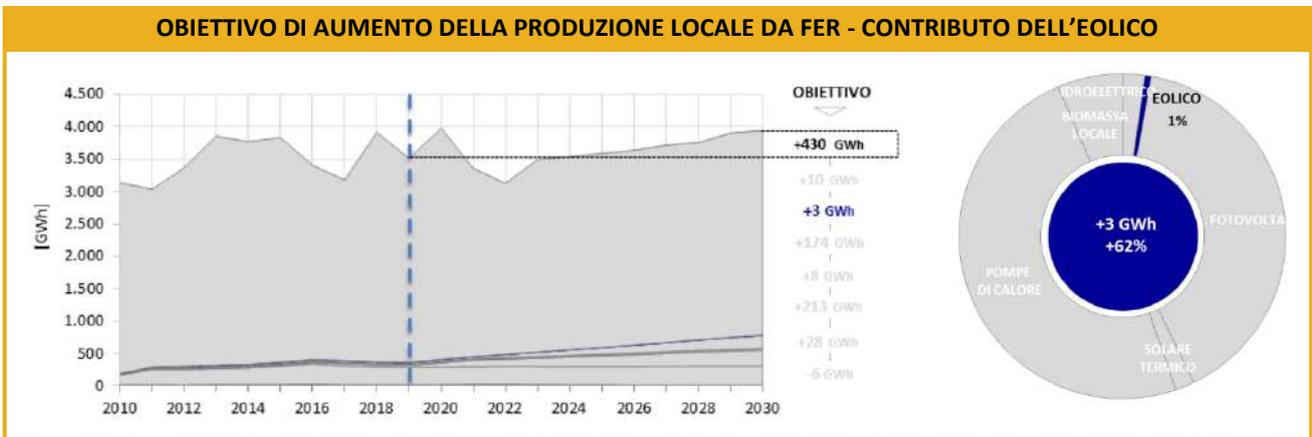
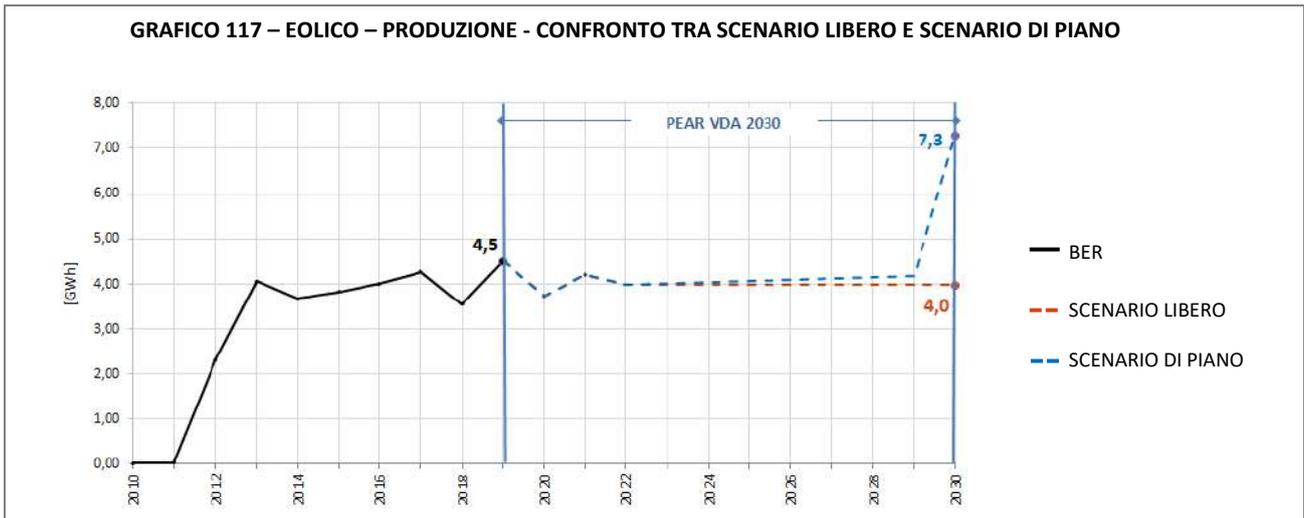

Un esempio di installazione di piccola taglia è quella realizzata dall'Amministrazione comunale di Gressan nel 2021: si tratta di una turbina eolica ad asse verticale della potenza di 4 kW, posizionata nell'area verde "Les Iles". L'impianto ha un'altezza di 8,85 m e una producibilità attesa di 4.000-6.000 kWh/anno. La sua particolare forma consente di generare energia anche con basse ventosità e da venti provenienti da direzioni differenti. Questo esempio, nonostante fornisca un apporto molto limitato agli obiettivi di piano, rappresenta una possibilità di integrazione all'utilizzo della fonte eolica sul territorio.

SCENARIO DI PIANO - EOLICO

Nello **scenario libero** è stata considerata la producibilità media degli impianti esistenti negli ultimi cinque anni, pari a circa 4 GWh (valore leggermente inferiore rispetto alla produzione rilevata nel 2019), senza prevedere l'installazione di nuovi impianti. Rispetto a tale ipotesi di base, lo **scenario di piano** ipotizza l'installazione di impianti di piccola taglia per circa 200 kW e di impianti di taglia maggiore (≈MW) per circa 2 MW. Si ipotizza quindi un incremento di producibilità di circa 2,8 GWh (+62%) (rif. TABELLA 58 e GRAFICO 117).

EOLICO - PRODUZIONE [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	4,5	4,0	-0,5	-11,7%
SCENARIO DI PIANO		7,3	2,8	62,0%

TABELLA 58 – EOLICO – Confronto tra scenario libero e scenario di piano



INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.2.16 a M.2.17	da M.2.18 a M.2.19	M.2.20



F 04 SOLARE TERMICO

OBIETTIVO	Installazione di nuovi impianti solari termici per 14.600 m ²	
ATTUATORE	Cittadini; Imprese; PA	
SCALA TERRITORIALE	Tutto il territorio regionale, in base all'esposizione	

Al 2019, risultano installati circa 34.123 m² di pannelli solari termici, con una produzione stimata²⁰⁷ di 19,2 GWh che rappresenta lo 0,4% dei consumi finali netti. Gli impianti solari termici sono utilizzati prevalentemente nel settore residenziale (85%) e terziario (14%) e, per una quota trascurabile (inferiore all'1%) nel settore agricolo e industriale sia per la produzione di acqua calda sanitaria che a integrazione degli impianti di riscaldamento. Si riporta in **FIGURA 42** la distribuzione relativa al 2019 sui singoli comuni, da cui emerge la maggiore diffusione della tecnologia nei comuni con un'esposizione solare più favorevole.

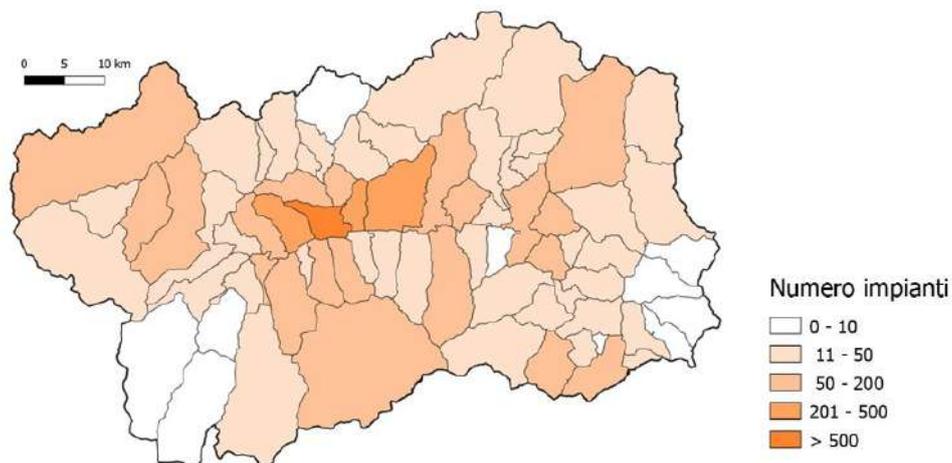


FIGURA 42 – Numero impianti solari termici installati per comune al 2019 [Fonte: Monitoraggio PEAR 2011-2019]

Si prevede la realizzazione di nuovi impianti solari termici, per soddisfare i bisogni di acqua calda sanitaria e a integrazione degli impianti di riscaldamento, con particolare riferimento al settore residenziale e terziario. Viene ipotizzata l'installazione, al 2030, di circa ulteriori 14.600 m² di pannelli, arrivando a un totale installato di oltre 48.700 m². La produzione attesa prevede un incremento di ulteriori 8,2 GWh, per un totale di 27,5 GWh.

INTEGRAZIONE CON LE RETI DI TELERISCALDAMENTO



Il tema del possibile utilizzo del solare termico in impianti di teleriscaldamento (visti anche gli obblighi previsti dall'art. 27 del D.Lgs. 199/2021²⁰⁸) e della condivisione dell'energia termica nell'ambito di possibili future comunità energetiche termiche, può essere oggetto di specifici approfondimenti, anche nell'ambito di progetti comunitari volti a valutare le Best Practices in altri contesti europei.

²⁰⁷ È stata utilizzata la formula prevista dal Decreto 11 maggio 2015 (Allegato 1 – Solare termico), dalla quale si ricava una producibilità media di circa 563,71 kWh/m².

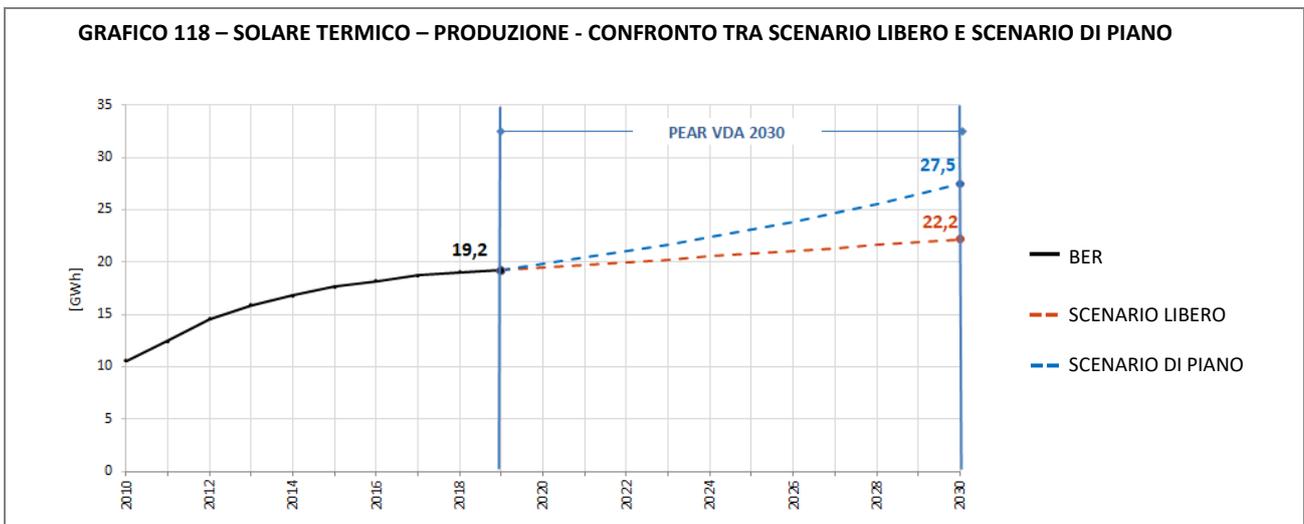
²⁰⁸ A decorrere dal 1° gennaio 2024, le società che effettuano vendita di energia termica sotto forma di calore per il riscaldamento e il raffrescamento a soggetti terzi per quantità superiori a 500 TEP annui provvedono affinché una quota dell'energia venduta provenga da fonti rinnovabili.

SCENARI DI PIANO – SOLARE TERMICO

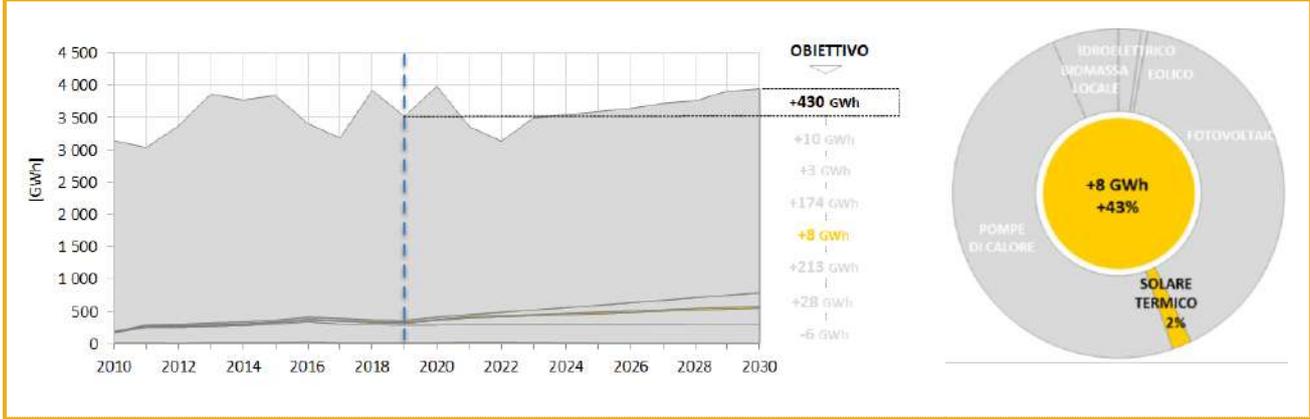
Lo **scenario libero** è stato costruito considerando il trend 2017-2019 (*CAGR*), mentre lo **scenario di piano** considera diverse percentuali di penetrazione del solare termico nei vari settori, con le quali si ottiene una produzione di circa 27,5 GWh al 2030, pari a +42,8% rispetto al 2019 (rif. TABELLA 59 e GRAFICO 118).

SOLARE TERMICO - PRODUZIONE [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	19,2	22,2	2,9	15,3%
SCENARIO DI PIANO		27,5	8,2	42,8%

TABELLA 59 – SOLARE TERMICO – Confronto tra scenario libero e scenario di piano



OBIETTIVO DI AUMENTO DELLA PRODUZIONE LOCALE DA FER - CONTRIBUTO DEL SOLARE TERMICO



INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.2.21 a M.2.22	da M.2.23 a M.2.24	-



F 05 POMPE DI CALORE

OBIETTIVO	Installazione di nuove pompe di calore per 212,7 GWh (quota rinnovabile)	
ATTUATORE	Cittadini; Imprese; PA	
SCALA TERRITORIALE	Tutto il territorio regionale	

Al 2019, le pompe di calore per uso diretto, per la quota rinnovabile²⁰⁹ attribuibile alle stesse, costituisce circa lo 0,6% dei consumi finali netti pari a 26,9 GWh. Gli impianti a pompa di calore sono utilizzati in prevalenza nel settore terziario (65%), a seguire nel settore residenziale (31%) e, in quota residuale (4%), nel settore industria/agricoltura. Tale valore è integrato al 2019 dalla pompa di calore del teleriscaldamento di Aosta per 8,9 GWh di cui la *quota rinnovabile* per circa 5,8 GWh. Si tratta peraltro di un anno in cui l'utilizzo della pompa di calore è stato anormalmente basso rispetto al target, per eventi straordinari e manutenzione straordinaria dell'impianto.

Installazione di pompe di calore per uso diretto

L'installazione di pompe di calore per la climatizzazione degli edifici e per la produzione di acqua calda sanitaria rappresenta una delle principali possibilità per la sostituzione di combustibili fossili, in particolare nell'ambito di *ristrutturazioni importanti* del sistema edificio-impianto. La pompa di calore, apporta, per il suo funzionamento, una quota di energia rinnovabile presa dalla sorgente fredda da cui attinge per il suo funzionamento, a fronte di un consumo di energia elettrica che va nella direzione dell'elettrificazione dei consumi. In Valle d'Aosta, in particolare, in termini di bilancio complessivo, tutta la quota di energia elettrica aggiuntiva può essere considerata rinnovabile, vista l'entità dell'energia elettrica attualmente esportata. Tuttavia, in un'ottica più di utilizzatore finale (risparmio economico), la pompa di calore è auspicabile che venga associata a un impianto di produzione di energia elettrica dedicato (anche realizzato nell'ambito di una *CER*). Le pompe di calore, assieme alla mobilità elettrica e agli accumuli, sono elementi da tenere in considerazione per lo sviluppo delle *CER*: un'attenta pianificazione dei carichi, anche in un'ottica di scenari di sviluppo di un territorio e non solo di stato di fatto è importante per una corretta pianificazione energetica ed economica. Il funzionamento di una pompa di calore si basa sul trasferimento di calore dall'ambiente esterno verso l'interno in modalità riscaldamento, o viceversa nel funzionamento in raffrescamento. Tuttavia, sono diverse le tipologie impiantistiche che si basano su tale principio (aria-aria, aria-acqua, acqua-acqua, geotermiche, ecc..).

Le pompe di calore geotermiche, in particolare, possono prevedere lo sviluppo in orizzontale o in verticale: nel primo caso occorre disporre di una notevole superficie di terreno, mentre nel secondo le sonde geotermiche possono raggiungere anche profondità elevate. Relativamente al sistema di geoscambio, occorre invece distinguere tra impianti a circuito chiuso e circuito aperto²¹⁰.

²⁰⁹ Le pompe di calore sono macchine che hanno il vantaggio di restituire più energia di quanta ne utilizzino per il loro funzionamento trasferendo calore da una sorgente a temperatura più bassa a una a temperatura più alta. Il calore prodotto (Q_u) è costituito dalla somma del calore generato a partire dalla "sorgente fredda" (quota rinnovabile – Q_{res}) e dall'energia elettrica assorbita dalla pompa stessa per il suo funzionamento (tale quota non può essere considerata a priori rinnovabile in quanto dipende da come viene prodotta). La quota di energia rinnovabile viene calcolata come previsto dalla *Decisione 2013/114/UE* e riportato anche nella metodologia di Burden Sharing.

²¹⁰ I sistemi a **circuito chiuso** (scambio indiretto) consistono in un circuito formato da una tubazione posata nel sottosuolo colmata di un fluido termovettore normalmente a base di acqua con additivi come liquido antigelo, biocidi e inibitori di corrosione e incrostazioni. Il trasporto del fluido nel circuito assorbe o cede calore da e al terreno circostante e alla falda ove presente. Nei sistemi a **circuito aperto** (scambio diretto), lo scambio di calore si ottiene estraendo acqua dalla falda che viene mandata ad una macchina termica e quindi restituita alla falda di origine o, in subordine, a un corpo idrico superficiale.

L'impiego della geotermia in falda richiede di particolari attenzioni in quanto a può comportare delle pressioni sul corpo idrico²¹¹. Nell'attuale versione di aggiornamento del *PTA*²¹² si prevede la possibilità di re-immettere l'acqua a valle dello scambiatore nello stesso corpo acquifero di prelievo mettendo l'accento sulla necessità di monitorare tali re-immissioni a tutela dell'acquifero, per la gestione di usi "in concorrenza" e per evitare la proliferazione di piccole installazioni che possono interferire. Si ritiene che in contesti deposizionali di fondovalle alpino, dove è presente un acquifero libero monostrato, ovvero un acquifero costituito dall'insieme di corpi litologici che ospitano un flusso sotterraneo complesso ma unico in termini di alimentazione e di distribuzione dei carichi piezometrici (Civita, 2005), la cui vulnerabilità intrinseca è elevata e/o che viene sfruttato per scopi idropotabili, sia necessario valutare, normare e monitorare il proliferare anche dei pozzi da cui si effettua il prelievo ad uso scambio termico a servizio di impianti domestici, oltre a quelli destinati alla re-immissione. I pozzi, infatti, rappresentano "vie preferenziali di inquinamento" delle acque sotterranee e la loro diffusione incrementa la vulnerabilità integrata degli acquiferi. Si evidenzia, infine, che tali pozzi non devono creare, né durante la realizzazione né durante l'esercizio, punti di contatto tra acquiferi sovrapposti. Tali aspetti dovranno essere opportunamente normati e inseriti elementi di cautela che limitino le reimmissioni alle sole casistiche che garantiscono un adeguato controllo del rischio di inquinamento.

Pompa di calore a servizio del teleriscaldamento di Aosta

All'installazione delle pompe di calore per uso diretto si affianca il maggiore utilizzo della pompa di calore del teleriscaldamento di Aosta rispetto a quanto registrato nel 2019, ipotizzando al 2030 una quota rinnovabile di circa 31,7 GWh. Tale incremento deriva dagli accorgimenti tecnici e operativi che verranno messi in campo per garantire il massimo sfruttamento dell'asset (es: accumulo termico) e dall'estensione prevista del teleriscaldamento. Peraltro, rispetto alle pompe di calore precedentemente descritte, tale incremento è ricavato da calore di scarto industriale e pertanto senza attivare nuovi prelievi in falda.

Misure trasversali – il quadro conoscitivo

Si rende necessario aumentare il grado di conoscenza relativo alle installazioni impiantistiche sul territorio regionale, apportando le opportune evoluzioni al *CIT-VDA*, al fine di rendere questo catasto un efficace sistema di tracciatura anche per l'individuazione delle pompe di calore, in particolare delle installazioni geotermiche e ad acqua di falda.

SCENARIO DI PIANO – POMPE DI CALORE

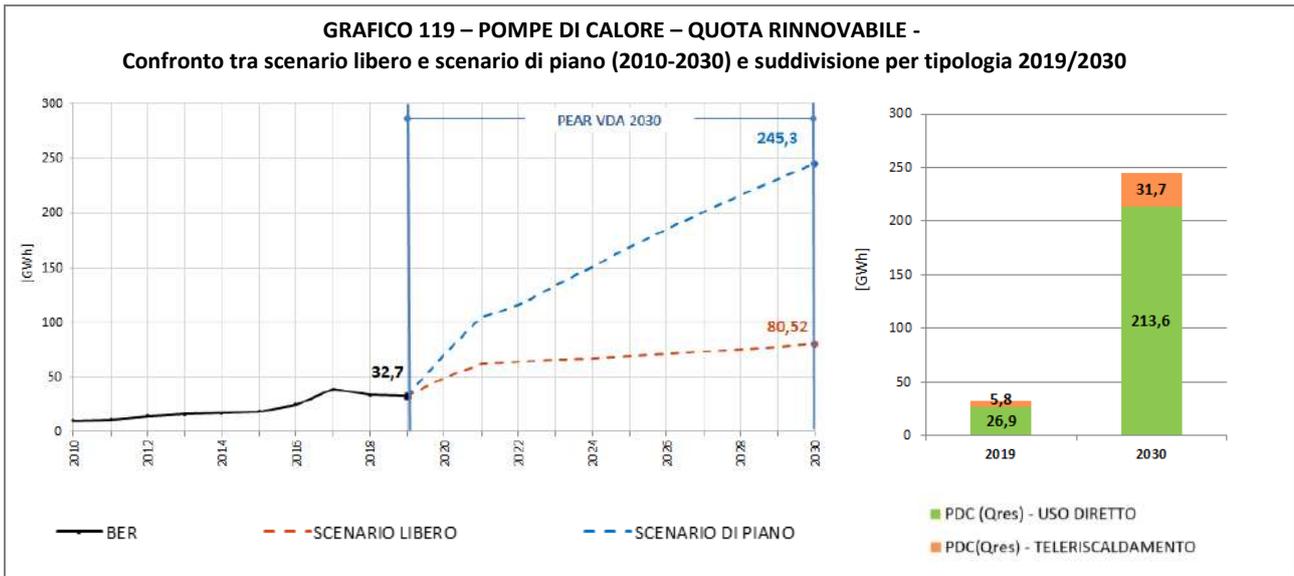
Lo **scenario libero** è stato costruito considerando, per quanto riguarda l'uso diretto, il trend (*CAGR*) del triennio antecedente al 2019 e mantenendo i valori di esercizio della pompa di calore del teleriscaldamento di Aosta pari al 2019. Lo scenario determina, complessivamente, un incremento al 2030 di 47,8 GWh, pari a +146,4% rispetto al 2019. Lo **scenario di piano**, prendendo in considerazione le azioni sopra riportate, porta al 2030 a un incremento del 650,6% rispetto al 2019, pari a +212,7 GWh (rif. *TABELLA 60* e *GRAFICO 119*).

POMPE DI CALORE - PRODUZIONE (quota rinnovabile) [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	32,7	80,5	47,8	146,4%
SCENARIO DI PIANO		245,3	212,7	650,6%

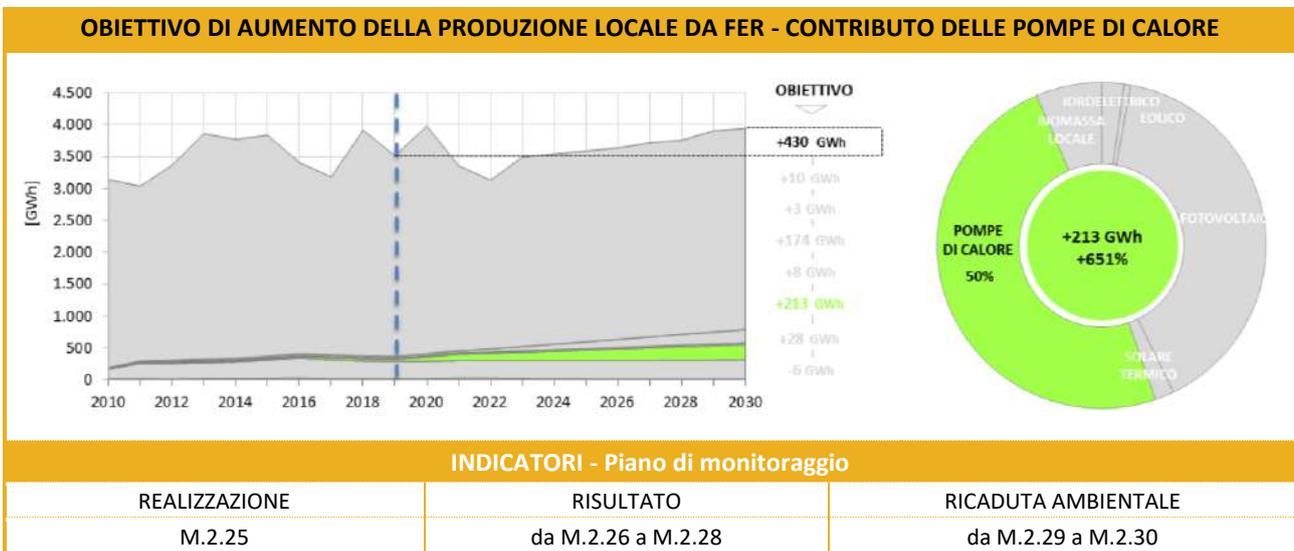
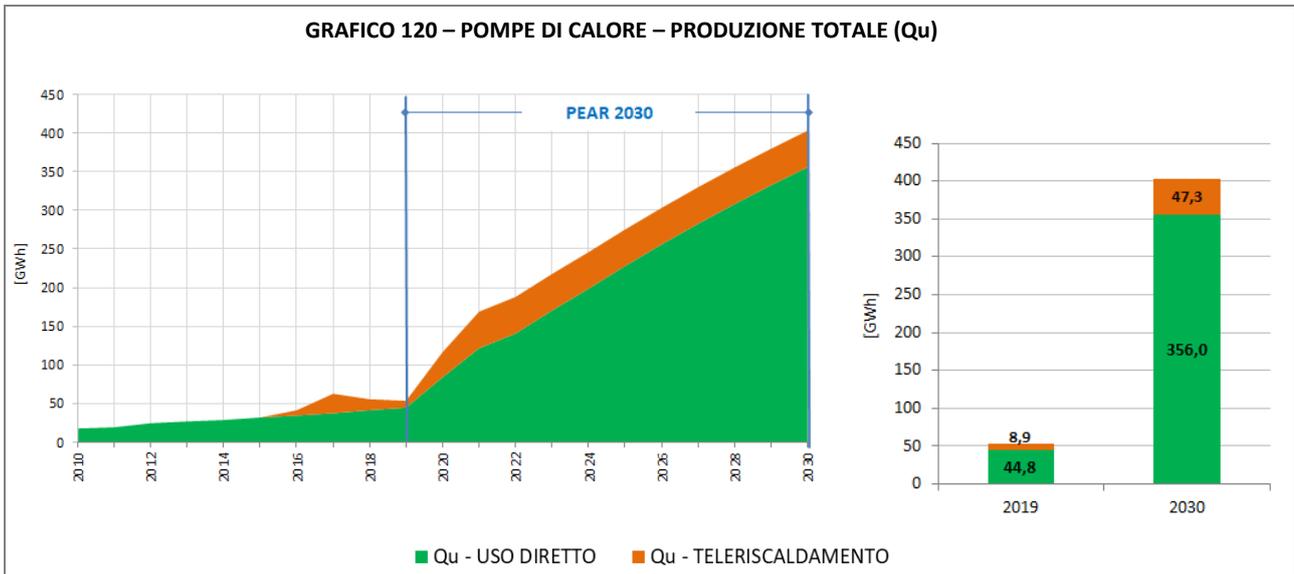
TABELLA 60 – POMPE DI CALORE – Confronto tra scenario libero e scenario di piano 2019/2030

²¹¹ Rif. *Rapporto Ambientale*, cap. 5.7, *analisi DPSIR – ACQUA – ACQUE SUPERFICIALI E SOTTERRANEE*

²¹² *La proposta del nuovo PTA prevede, nell'allegato 7 "Norme tecniche di attuazione", all'art. 34, punto 2 che "le acque prelevate dalla falda sotterranea possono essere reimmesse nella stessa salvaguardando le condizioni chimico – fisiche e ambientali del corpo idrico ricettore"*



La quota di energia termica generata (quindi utilizzabile per sostituire altre fonti energetiche fossili), comprensiva di *Qren* e dell'energia elettrica per il funzionamento delle stesse al 2030 è pari a 403 GWh (rif. GRAFICO 120).



INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
M.2.25	da M.2.26 a M.2.28	da M.2.29 a M.2.30


F 06 BIOMASSA

OBIETTIVO	Sviluppo sostenibile della filiera locale per la valorizzazione energetica della biomassa	
ATTUATORE	Cittadini, Imprese, Pubblica Amministrazione, Aziende di teleriscaldamento	
SCALA TERRITORIALE	Regionale	

La biomassa legnosa (costituita da legna a ciocchi, pellet, cippato, briquettes, ecc..) costituisce al 2019 l'11% dell'intera disponibilità interna lorda di energia del territorio regionale e corrisponde a circa 543 GWh. Di questa quantità, circa 73 GWh (13%) vengono utilizzati nelle centrali di teleriscaldamento, mentre la quantità più rilevante (470 GWh, pari all'87%) sono da attribuire ad un uso diretto negli impianti di riscaldamento. In quest'ultima voce rientrano sia gli impianti principali (caldaie) sia quelli *secondari*, ovvero apparecchi (stufe, caminetti, ecc...) ad integrazione del riscaldamento o di altri usi finali (es: termocucine).

La biomassa attualmente utilizzata viene in parte prodotta²¹³ a livello locale, ma principalmente importata, sia da regioni limitrofe alla Valle d'Aosta (quali Piemonte, Francia e Svizzera), sia da aree più distanti, in particolare per quanto riguarda il pellet.

Nel caso della biomassa, è fondamentale distinguere tra quantitativi prodotti sul territorio regionale, importati ma provenienti da una filiera corta²¹⁴ e importati da lunghe distanze. Tuttavia, tale distinzione risulta difficile per la mancanza di una base dati affidabile e aggiornata. In tale direzione, nel 2011 era stato sviluppato il progetto [RENERFOR](#)²¹⁵, che aveva portato sia a una stima più precisa dei quantitativi di biomassa utilizzati sul territorio e della relativa provenienza, sia a una migliore definizione del potenziale di biomassa estraibile dai boschi regionali. In tale studio emergeva come il territorio già consumasse più biomassa di quanta era in grado di produrne, ricorrendo pesantemente alle importazioni.

Recentemente, l'Amministrazione regionale ha aggiornato la carte forestali, addivenendo a una nuova stima di potenziale di biomassa restraibile dai boschi²¹⁶. Nello studio IPLA vengono poste le basi conoscitive per impostare un'ipotesi di gestione forestale sostenibile, differenziata secondo le Categorie Forestali e le destinazioni funzionali dei boschi (protezione diretta 44%, naturalistica 7%, produttivo-protettiva 36%, evoluzione libera 13%), che porta a un prelievo in 15 anni, dai boschi serviti, di circa 2,7 milioni di m³, pari a circa 181.000 m³/anno. Tale dato è superiore rispetto agli esiti del progetto [RENERFOR](#), anche in quanto sono maggiori le aree servite, presupponendo una maggiore meccanizzazione forestale. Il valore del legno per l'avvio di una filiera locale è stato stimato in circa 3,7 milioni di euro/anno, di cui il 65% per usi durevoli e il 35% per usi energetici.

A fini energetici, si evince un potenziale, al netto quindi del legname da opera e da paleria, pari a 293,6 GWh/anno, suddiviso in legna da ardere e triturazione (rif. [TABELLA 61](#)).

²¹³ La provenienza della biomassa è un dato relativamente poco tracciato: le ultime stime dettagliate erano state condotte nell'ambito del progetto [RENERFOR](#) nel 2012.

²¹⁴ Il [D.M. 02/03/2010](#) sulla tracciabilità delle biomasse per la produzione agricola definisce al punto c) "biomassa da filiera corta": la biomassa e il biogas derivanti da prodotti agricoli di allevamento e forestali prodotti entro il raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica. La lunghezza del predetto raggio è misurata come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto di produzione dell'energia elettrica e i confini amministrativi del comune in cui ricade il luogo di produzione della biomassa, individuato sulla base della tabella B allegata al decreto.

²¹⁵ Il progetto strategico [RENERFOR](#) "Iniziative di cooperazione per lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile (bosco ed acqua) nelle Alpi occidentali, il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra" rientra nell'ambito del Programma di cooperazione transfrontaliera tra Italia e Francia "Alcotra" 2007-2013.

²¹⁶ Rif. [RAVA 2021](#)

POTENZIALE LOCALE DI BIOMASSA - aree servite						
CATEGORIE FORESTALI	ARDERE		TRITURAZIONE		TOTALE	
	m ³ /anno	GWh	m ³ /anno	GWh	m ³ /anno	GWh
AB- Abetine	2.226	8,2	1.484	4,3	3.709	12,4
AF- Acero - tiglio - frassineti	4.199	16,1	3.359	10,0	7.559	26,2
BS - Boscaglie pioniere e d'invasione	2.040	7,8	3.060	9,1	5.100	16,8
CA - Castagneti	1.971	7,9	5.420	16,9	7.390	24,8
FA - Fagete	778	3,3	299	1,0	1.077	4,2
LC - Lariceti e Cembrete	5.767	20,8	14.417	40,4	20.184	61,2
PE - Peccete	15.700	54,0	10.466	28,0	26.166	82,0
PS - Pinete di pino silvestre	0	0,0	13.547	37,1	13.547	37,1
QR - Querceti di roverella	2.180	9,2	934	3,1	3.114	12,2
altro	1.468	5,3	4.041	11,3	5.509	16,6
TOTALE	36.328	132,4	57.028	161,2	93.356	293,6

TABELLA 61 – POTENZIALE SERVITO – LEGNAME RETRAIBILE PER USI ENERGETICI (rielaborazione COA energia su dati [IPLA](#))

Dal confronto tra domanda e offerta, emerge come il potenziale teoricamente retraibile sia nettamente inferiore rispetto ai quantitativi attualmente consumati (543 GWh al 2019) e come i valori di autoproduzione di biomassa registrati da Renerfor risultano già confrontabili con il potenziale sopra delineato. Ciò fa emergere la necessità di consolidare ed aggiornare i dati relativi alla domanda energetica di biomassa e della relativa provenienza, aggiornando quindi il quadro conoscitivo attuale, al fine di valutare se tale autoproduzione sia sovrastimata e/o derivante da una gestione non sostenibile della risorsa e dall'utilizzo anche di terreni non considerati nello studio IPLA.

La filiera legno-energia può avere buone potenzialità nel territorio regionale ma il settore energetico, da solo, non può supportare il riavvio della gestione attiva del bosco che dovrebbe, al contrario, comprendere prioritariamente la valorizzazione di assortimenti di maggior pregio (legname da opera e paleria) e dei servizi ecosistemici immateriali, secondo il concetto di "uso a cascata"²¹⁷.

L'utilizzo della biomassa a fini energetici deve essere un tassello di un più ampio sviluppo di una filiera locale della biomassa che deve essere analizzata a partire da un'analisi specifica del settore, considerandone i punti di debolezza (es: frammentazione della proprietà forestale, scarsa integrazione dei soggetti che operano nella filiera, caratteristiche orografiche del territorio e della viabilità forestale che talvolta non rendono economicamente e tecnicamente sostenibile l'esbosco, ...) e i punti di forza (presenza di impianti di teleriscaldamento a biomassa e di altra domanda attualmente coperta con importazioni, superfici forestali estese,...). In un'ottica di economia circolare, la costruzione della filiera dovrebbe considerare anche la possibilità di recuperare sfalci, ramaglie, scarti di segheria/lavorazione, scarti di lavorazione agricola e raccolta differenziata del legno per una valorizzazione energetica degli stessi, in modo più strutturato di quanto avviene attualmente in modo localizzato e puntuale.

Filiera locale e gestione forestale sostenibile

La biomassa legnosa, se gestita in modo sostenibile, può rappresentare una risorsa rinnovabile importante, mentre, in caso contrario, l'impatto delle emissioni di inquinanti e gas climalteranti dovute al trasporto diventa non trascurabile. Se l'adozione di un mero criterio di distanza geografica per la qualificazione di una **filiera corta** può essere sufficiente per limitare emissioni per il trasporto del materiale non giustificabili o lo sfruttamento di territori meno tutelati, per quanto riguarda lo sviluppo di una **filiera locale** è necessario considerare la molteplicità di aspetti che la caratterizzano, ovvero includere parametri relativi alla dimensione sociale, di "governance" e di pubblica utilità al fine di assicurare un'efficace valorizzazione su scala locale di questa risorsa. I boschi svolgono, infatti, servizi ecosistemici fondamentali: servizi di supporto (biodiversità, impollinazione, ...), servizi di approvvigionamento

²¹⁷ Il principio dell'uso a cascata mira a conseguire l'efficienza delle risorse nell'uso della biomassa dando priorità, ove possibile, all'uso di materiali di biomassa rispetto all'uso di energia, aumentando in tal modo la quantità di biomassa disponibile all'interno del sistema. In linea con il principio dell'uso a cascata, la biomassa legnosa dovrebbe essere utilizzata in base al suo massimo valore aggiunto economico e ambientale nel seguente ordine di priorità: 1) prodotti a base di legno, 2) prolungamento del loro ciclo di vita, 3) riutilizzo, 4) riciclaggio, 5) bioenergia e 6) smaltimento.

(legname e prodotti forestali), di regolazione (protezione diretta, assorbimento carbonio,...) e culturali (benessere, fruizione socio-culturale,...). Una gestione forestale sostenibile deve quindi garantire modi e ritmi di utilizzo tali da conservare la biodiversità, la produttività e la capacità di rigenerazione per svolgere, nel presente e in futuro, tali specifiche funzioni, attraverso un'impostazione volta a conoscere e assecondare le tendenze dinamiche naturali dei boschi, anche alla luce dei cambiamenti climatici in atto. Tra i servizi ecosistemici, particolare rilievo assume l'assorbimento di carbonio, utili anche per un possibile avvio di un mercato locale dei crediti generati da una gestione forestale sostenibile.

LE CERTIFICAZIONI FORESTALI



Nella filiera del legno stanno nascendo, sul mercato, diversi sistemi di certificazione forestale, ovvero strumenti nati per promuovere la gestione sostenibile delle foreste e garantire che i prodotti di origine forestale che raggiungono il mercato derivino da una gestione sostenibile.

La certificazione FSC è una certificazione internazionale, indipendente e di parte terza, specifica per il settore forestale e i prodotti, legnosi e non legnosi, derivati dalle foreste. Ne esistono due tipi:

- la certificazione di gestione forestale (FSC-FM), volta a garantire che una foresta o una piantagione forestale siano gestite nel rispetto di rigorosi standard ambientali sociali ed economici, basati su 10 principi e 70 criteri (Principles & Criteria - P&C) di gestione forestale responsabile, definiti e mantenuti aggiornati da FSC con la partecipazione di tutte le parti interessate;*
- la certificazione di catena di custodia (FSC-CoC), condizione necessaria per poter vendere un prodotto come certificato e garantire la provenienza del legname o della carta utilizzati.*

Il Programme for Endorsement of Forest Certification (PEFC) garantisce, invece, che l'intera catena di lavorazione fino al prodotto finito venga controllata e soddisfi criteri di sostenibilità ambientale e sociale.

Conversione degli impianti a biomassa e impianti di teleriscaldamento

Lo sviluppo della filiera locale deve essere accompagnato da una parziale "riconversione" nelle modalità di utilizzo della biomassa a fini energetici. Se bruciata in impianti poco efficienti (stufe e caminetti) la biomassa genera, infatti, delle combustioni non efficienti con conseguenti emissioni nocive (microinquinanti e polveri fini). Occorre pertanto **efficientare il parco impianti esistente**, in particolare attraverso azioni di orientamento della domanda verso la sostituzione di impianti vetusti e di impianti secondari a biomassa (con particolare riferimento a stufe tradizionali, camini aperti, ecc... con rendimenti bassi e poco efficienti) con apparecchi a maggiore efficienza (caldaie a biomassa di ultima generazione), nonché verso l'utilizzo di biomassa legnosa certificata, al fine di ridurre sia i consumi che le emissioni non controllate in atmosfera. Nell'analisi del possibile sviluppo della filiera legno-energia in determinate aree, in particolare in quelle non oggetto di metanizzazione, è opportuno promuovere studi, anche nell'ambito di progetti europei, per valutare la realizzazione di piccole reti di teleriscaldamento/impianti centralizzati a cippato a servizio di più edifici, volte ad una eliminazione degli impianti alimentati a fonte fossile. Anche per quanto riguarda l'utilizzo della biomassa presso gli impianti di teleriscaldamento esistenti è auspicabile trovare i criteri per addivenire a un maggiore utilizzo di biomassa locale.

Affinamento della base conoscitiva

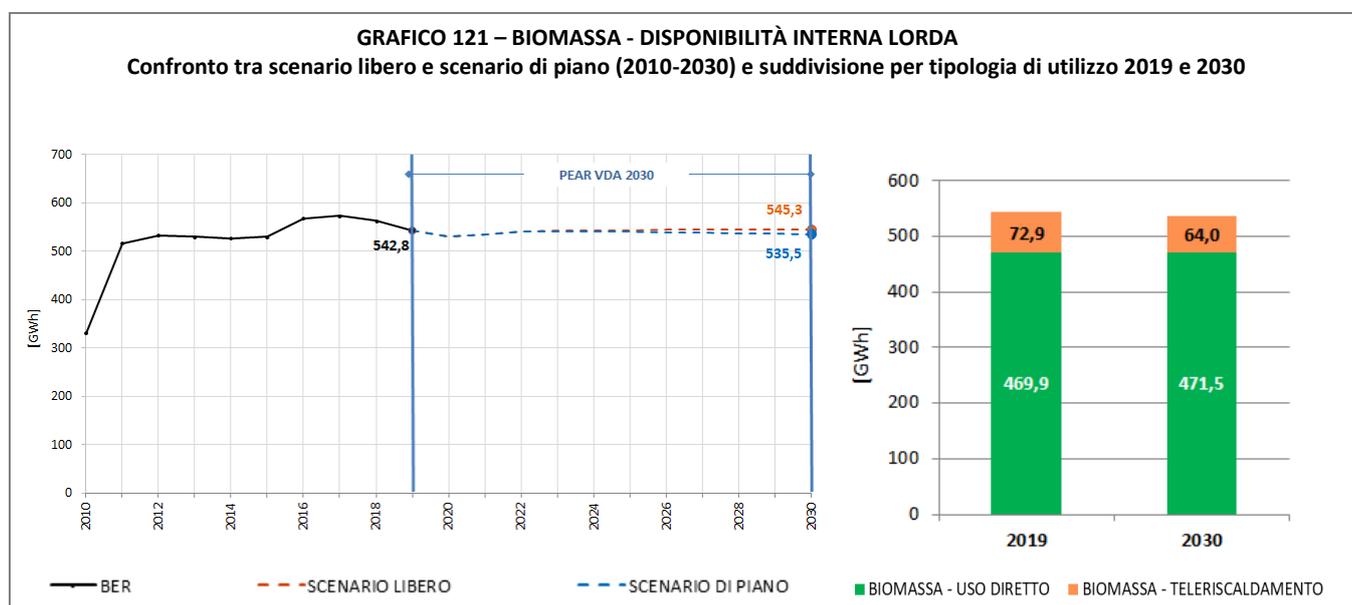
Come precedentemente specificato, le analisi relative al settore della biomassa risentono della scarsa affidabilità del dato, sia relativo ai quantitativi effettivamente utilizzati, sia alla loro provenienza. **Il dato di produzione locale di biomassa, in particolare, potrebbe risultare molto sovrastimato.** Occorre pertanto aumentare la conoscenza del settore, riproponendo un'indagine statistica analoga a quella effettuata nel progetto RENERFOR e/o integrando informazioni specifiche nell'ambito del sistema delle conoscenze territoriali regionale e del *Catasto degli Impianti termici (CIT-VDA)*.

SCENARIO DI PIANO - BIOMASSA

Nell'analisi dei dati relativi alla biomassa occorre distinguere tra la **disponibilità interna lorda**, ovvero la somma dei quantitativi prodotti localmente e di quelli importati, la **produzione locale** e il **consumo diretto**, ovvero l'uso di biomassa al netto degli ingressi negli impianti di teleriscaldamento. Si precisa che il consumo diretto è nettamente prevalente rispetto agli usi per teleriscaldamento (rispettivamente 87% e 13% della disponibilità interna lorda).

Lo **scenario libero** è stato costruito considerando, per gli usi diretti, il trend (CAGR) del periodo 2017-2019 e, per gli impianti di teleriscaldamento, la media dei valori relativi al medesimo periodo. Ciò ha portato ad una disponibilità interna lorda leggermente superiore al valore del 2019 (+0,5%).

Lo **scenario di piano** porta, invece, a un lieve decremento della disponibilità interna lorda al 2030 (-1,4% rispetto al 2019), dovuto soprattutto a una riduzione degli ingressi di biomassa presso gli impianti di teleriscaldamento (-12%) per interventi di efficientamento del parco edilizio collegato alla rete. Gli usi diretti si mantengono, invece, pressoché costanti, ma ipotizzando l'utilizzo di impianti più efficienti (rif. [GRAFICO 121](#), [TABELLA 62](#) e [TABELLA 63](#)).



BIOMASSA - DISPONIBILITÀ INTERNA LORDA [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	542,8	545,3	2,5	0,5%
SCENARIO DI PIANO		535,5	-7,3	-1,4%

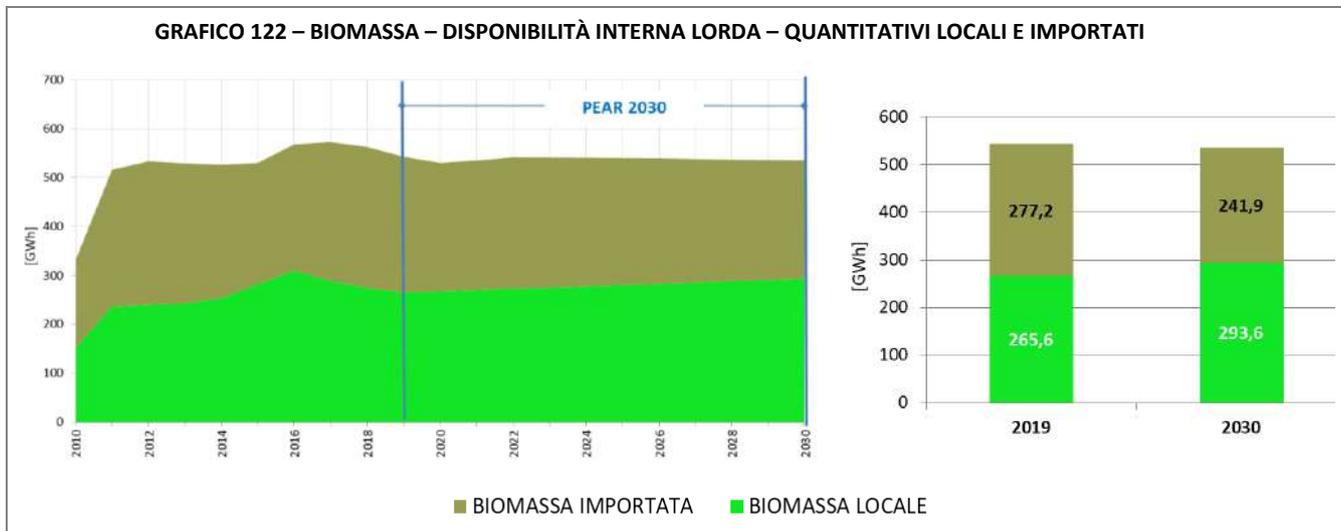
TABELLA 62 – BIOMASSA – Disponibilità interna lorda (biomassa locale e importata) - confronto tra scenario libero e di piano

BIOMASSA - DISPONIBILITÀ INTERNA LORDA [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
USO DIRETTO	469,9	471,5	1,6	0,3%
INGRESSI AL TELERISCALDAMENTO	72,9	64,0	-8,9	-12,2%
TOTALE	542,8	535,5	-7,3	-1,4%

TABELLA 63 – BIOMASSA – Disponibilità interna lorda (biomassa locale e importata) – suddivisione tra uso diretto e ingressi al teleriscaldamento 2019/2030

Per quanto riguarda la **provenienza**, lo **scenario di piano** ipotizza, al 2030, un utilizzo pari all'intero assortimento dei boschi, sia pubblici che privati, serviti per l'esbosco (rif. [GRAFICO 122](#) e [TABELLA 64](#)). Vista l'incertezza relativa al

dato di partenza sull'autoproduzione, si mantiene tale valore come quantitativo massimo di autoproduzione, ma si ipotizza, in parallelo, che l'utilizzo di tale risorsa locale attualmente non utilizzata possa contribuire a diminuire le emissioni attualmente derivanti dalla biomassa importata, associato ad un aumento delle importazioni da filiera corta.

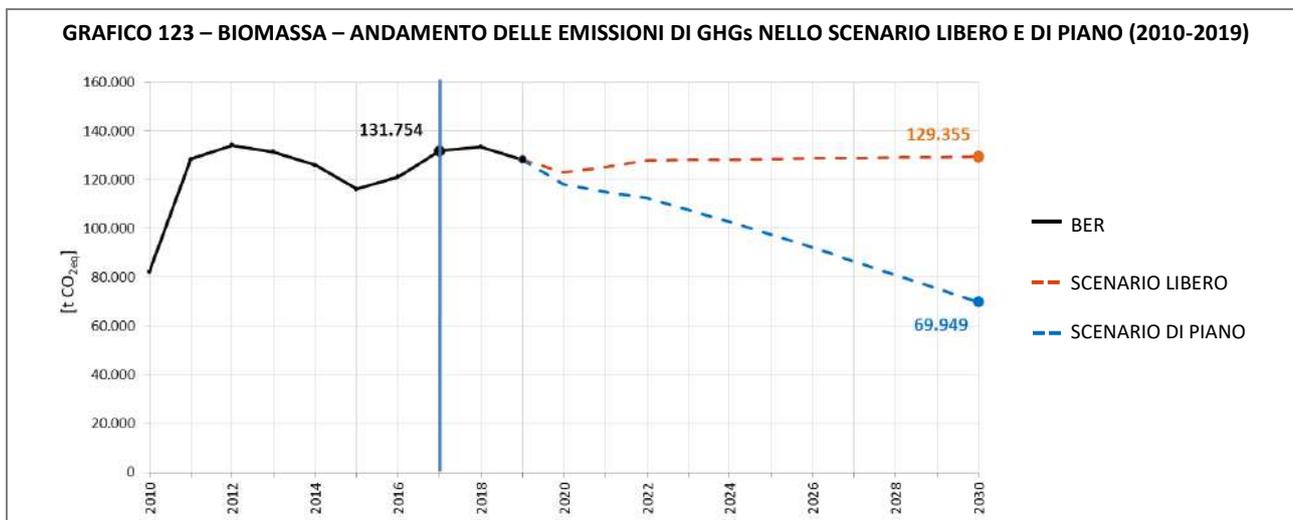


BIOMASSA - DISPONIBILITA' INTERNA LORDA [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
BIOMASSA LOCALE	265,6	293,6	28,0	10,6%
BIOMASSA IMPORTATA	277,2	241,9	-35,4	-12,8%
TOTALE	542,8	535,5	-7,3	-1,4%

TABELLA 64 – BIOMASSA – Disponibilità interna lorda – suddivisione tra biomassa locale e importata 2019/2030

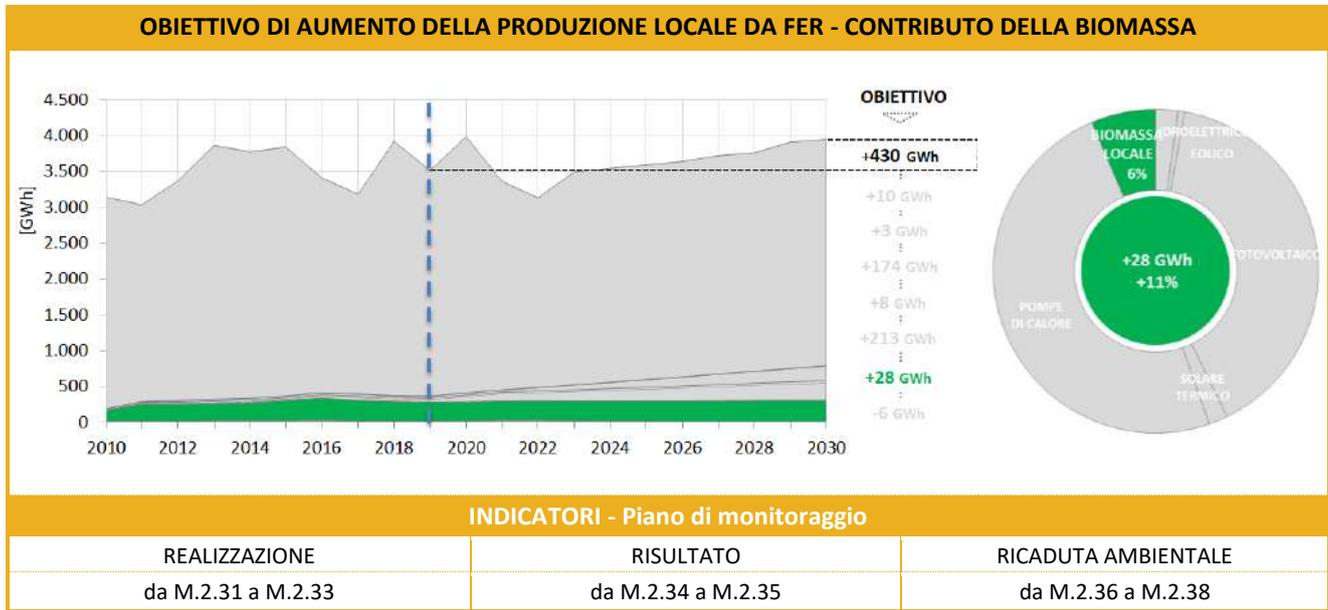
Le emissioni di GHGs

Il trend delle emissioni relative alla biomassa evidenzia una consistente riduzione rispetto al 2017 (-47%) (rif. [GRAFICO 123](#) e [TABELLA 65](#)) dovuta, in particolare, all'ipotesi di maggiore utilizzo di biomassa da filiera locale e di importazioni da filiera corta, come descritto nei paragrafi precedenti.



BIOMASSA - EMISSIONI DI GHGs [tCO _{2eq}]				
	2017	2030	Δ 2017-2030	
			[t CO _{2eq}]	[%]
SCENARIO LIBERO	131.754	129.355	-2.399	-2%
SCENARIO DI PIANO		69.949	-61.804	-47%

TABELLA 65 - BIOMASSA – Confronto emissioni di GHGs nello scenario libero e di piano (2017 e 2030)



 F 07 BIOGAS		
OBIETTIVO	Produzione di biogas da rifiuti organici (FORSU) Valutazioni su nuove possibilità di sviluppo della filiera	
ATTUATORE	Imprese, Pubblica Amministrazione, ENVAL	
SCALA TERRITORIALE	Brissogne Valutazioni sul territorio regionale	

Al 2019, sul territorio regionale sono presenti due impianti alimentati a biogas (rif. [FIGURA 43](#)), entrambi localizzati nel comune di Brissogne, rispettivamente presso il centro di trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani (**RU**) e il centro di trattamento dei fanghi di depurazione. Complessivamente i due impianti hanno una potenza termica totale di 2,1 MW e potenza elettrica di 1,1 MW. Il primo, entrato in funzione dal 1999, utilizza il biogas prodotto da degradazione anaerobica dei rifiuti presenti in discarica, che viene raccolto per mezzo di un sistema di pozzi di drenaggio verticali e successivamente convogliato, previo trattamento, ad un cogeneratore per la valorizzazione energetica (il calore viene in parte ceduto all'impianto di teleriscaldamento di Pollein); il secondo utilizza quello prodotto dalla digestione anaerobica dei fanghi di depurazione, sempre per la generazione di calore (autoconsumato nel centro stesso) e energia elettrica. Al 2019 i quantitativi totali di biogas prodotto sono pari a circa 21,8 GWh e consentono una produzione di energia elettrica di circa 5,6 GWh e di calore per circa 2 GWh.

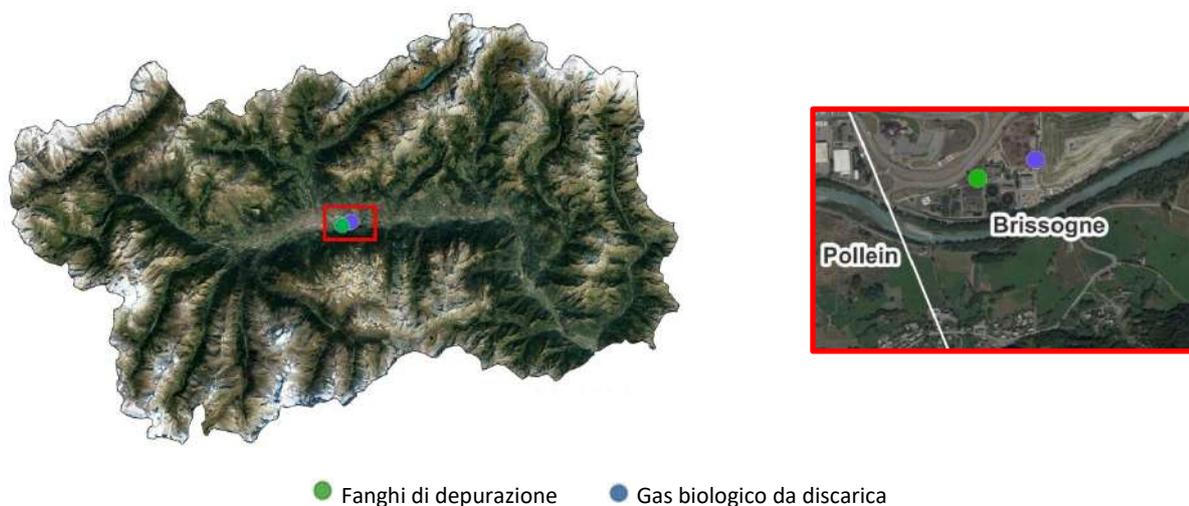


FIGURA 43 – Ubicazione impianti di valorizzazione energetica del biogas al 2019

Valorizzazione dei rifiuti

La produzione del biogas della discarica andrà in progressivo esaurimento nei prossimi anni, portando a esaurimento la produzione energetica di tale impianto. Tuttavia, la previsione progettuale di un **nuovo impianto di produzione di biogas dalla digestione anaerobica della frazione organica del rifiuto solido urbano (FORSU)**, qualora venga realizzata, potrebbe compensare parzialmente tale progressiva riduzione.

Altre iniziative

A livello nazionale sta emergendo una crescente attenzione sulla valorizzazione degli scarti agroalimentari per la creazione di una filiera del biogas, in particolare del successivo *upgrade* in biometano. Sul territorio regionale, non si è a conoscenza di nuove ipotesi progettuali sul territorio in via di definizione, pertanto non vengono considerate altre

iniziative negli scenari di piano. Tuttavia, visto l'interesse emerso dal territorio per la valorizzazione di reflui zootecnici e degli scarti caseari, si ritiene opportuno che vengano promosse attività di approfondimento che possano valutare la possibilità di nuovi sviluppi in tal senso.

LA VALORIZZAZIONE DEI REFLUI ZOOTECNICI E DEGLI SCARTI DALLE LAVORAZIONI CASEARIE



I reflui zootecnici possono essere valorizzati per la produzione di biogas, ma la loro valorizzazione in Valle d'Aosta, rispetto ad altre regioni, risulta più difficoltosa e, in via generale, meno conveniente, in quanto non sono presenti allevamenti di tipo intensivo e l'attività è spesso caratterizzata dalla transumanza in alpeggio per i mesi estivi.

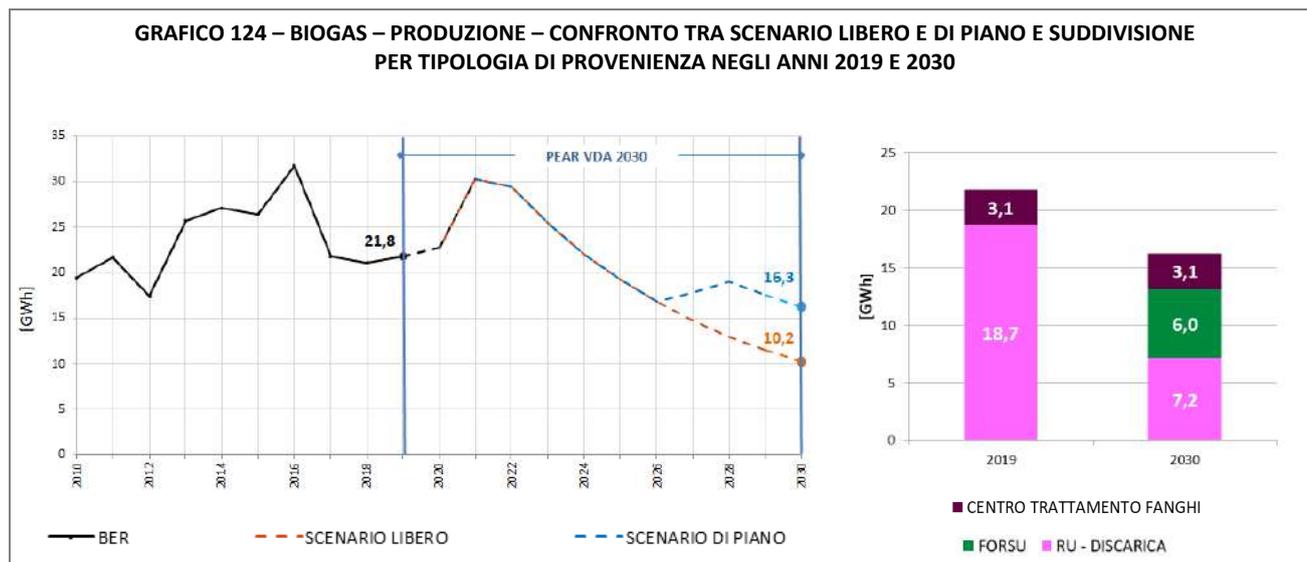


Gli studi dovrebbero individuare le fattibilità tecnico-economiche di impianti per la produzione di biogas (eventualmente biometano) considerando le peculiarità degli allevamenti presenti sul territorio regionale e le altre produzioni di sottoprodotti agroalimentari. In particolare, nella filiera lattiero casearia, gli scarti delle lavorazioni, che derivano principalmente dal siero di latte e sono ricchi di lattosio e sali minerali, possono essere facilmente digeriti in ambito anaerobico per la produzione di biogas e biometano. Gli studi dovrebbero essere finalizzati ad analizzare i quantitativi a disposizione a livello regionale, le modalità di conferimento e stoccaggio ottimali per le peculiarità del

territorio regionale e la relativa sostenibilità tecnica ed economica di uno o più impianti, oltre che il confronto con gli attuali processi e procedure di smaltimento. Potrebbero essere previste anche campagne di informazione e formazione in merito alle modalità di trattamento delle lavorazioni e relative alle cause di inquinamento che potrebbero generarsi con la dispersione dello stesso sul territorio.

SCENARI DI PIANO - BIOGAS

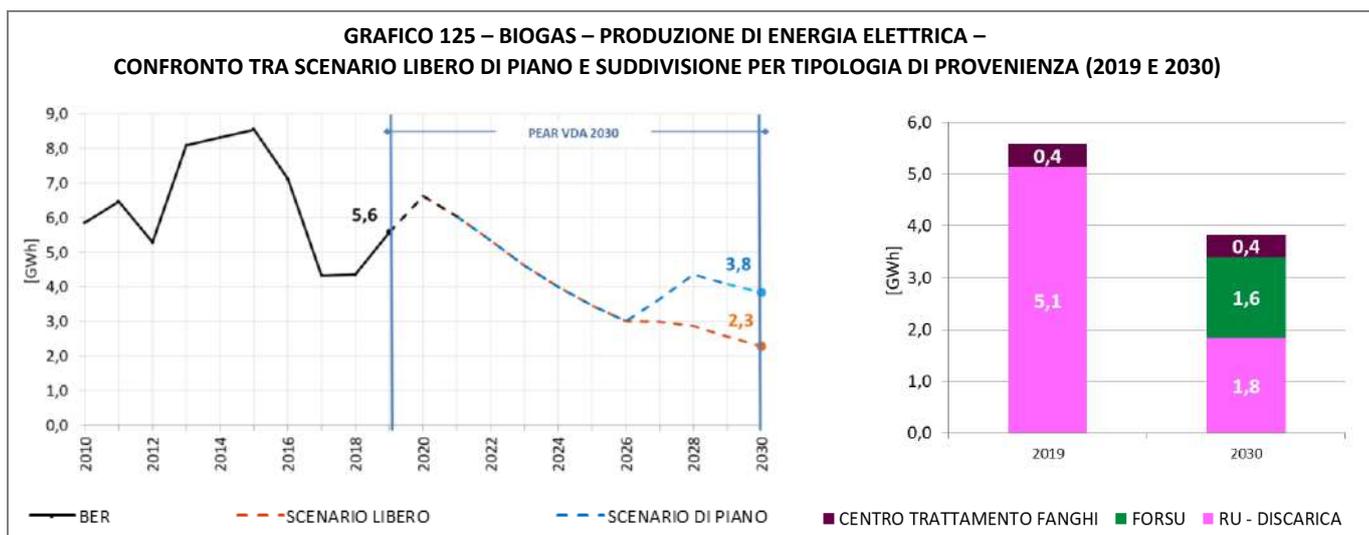
Lo **scenario libero** prevede la progressiva diminuzione della quantità di biogas estraibile dalla discarica, con una perdita del 53% dei quantitativi di biogas al 2030 (-11,6 GWh rispetto ai valori del 2019). Lo **scenario di piano**, rispetto allo scenario libero, introduce, a partire dal 2027, la produzione di biogas da **FORSU** ottenendo una produzione al 2030 di 16,3 GWh, limitando il decremento al 2030 a -25,4%. La produzione elettrica viene stimata al 2030 di circa 3,8 GWh e l'uso diretto di biogas, ovvero presso gli impianti di produzione dello stesso, è di circa 2,6 GWh (rif. [GRAFICO 124](#) e [TABELLA 66](#)).



BIOGAS - PRODUZIONE [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	21,8	10,2	-11,6	-53,0%
SCENARIO DI PIANO		16,3	-5,5	-25,4%

TABELLA 66 – BIOGAS – Produzione - Confronto tra scenario libero e scenario di PIANO (2019 e 2030)

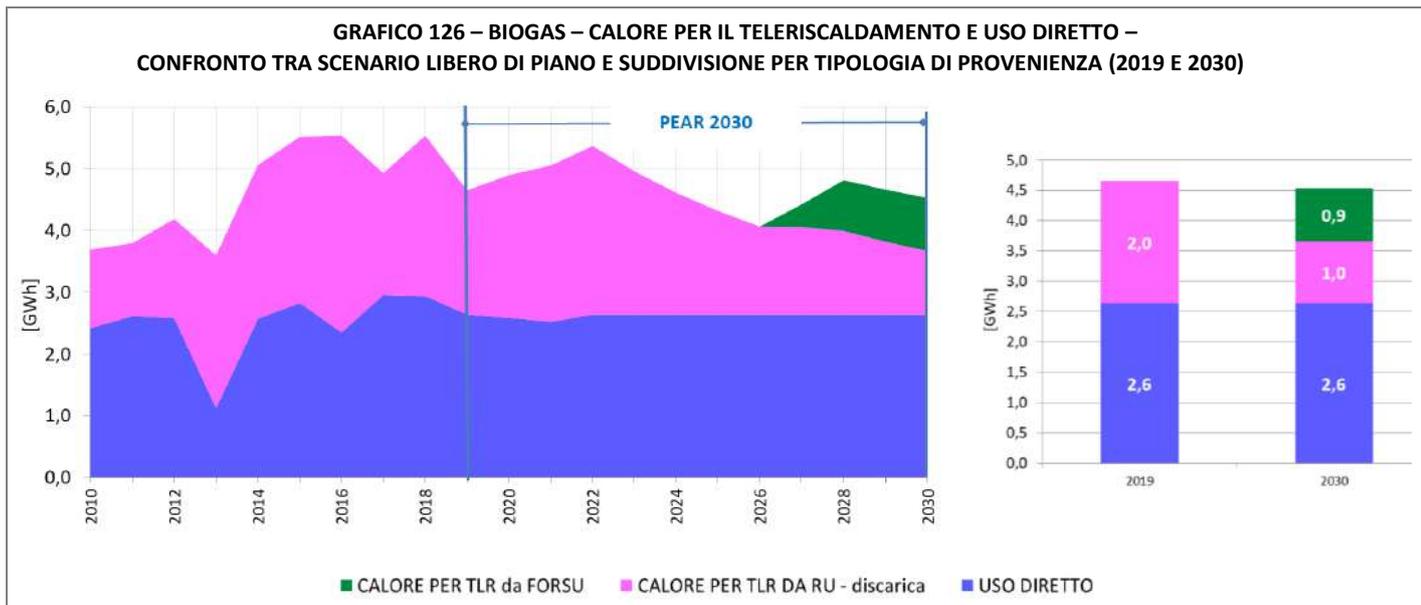
Da tali impianti è possibile ipotizzare una diminuzione della produzione elettrica pari a circa 3,3 GWh nello scenario libero (-53,1%) che viene almeno parzialmente compensata dall'entrata in funzione del nuovo impianto: nello scenario di piano si ipotizza, quindi, una riduzione di -1,7 GWh (-31,2%) (rif. [GRAFICO 125](#) e [TABELLA 67](#)).



BIOGAS - PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SCENARIO LIBERO	5,6	2,3	-3,3	-59,1%
SCENARIO DI PIANO		3,8	-1,7	-31,2%

TABELLA 67 – BIOGAS – Produzione di energia elettrica – Confronto tra scenario libero di piano

La produzione di calore per il teleriscaldamento al 2030 è pari a circa 1,9 GWh con un decremento del -6% rispetto al 2019 dovuto alla progressiva riduzione dei quantitativi di biogas generati dal centro trattamento rifiuti in parte compensati dal biogas generato dal *FORSU*. Gli usi diretti questi si mantengono costanti rispetto al 2019 (rif. [GRAFICO 126](#) e [TABELLA 68](#)).

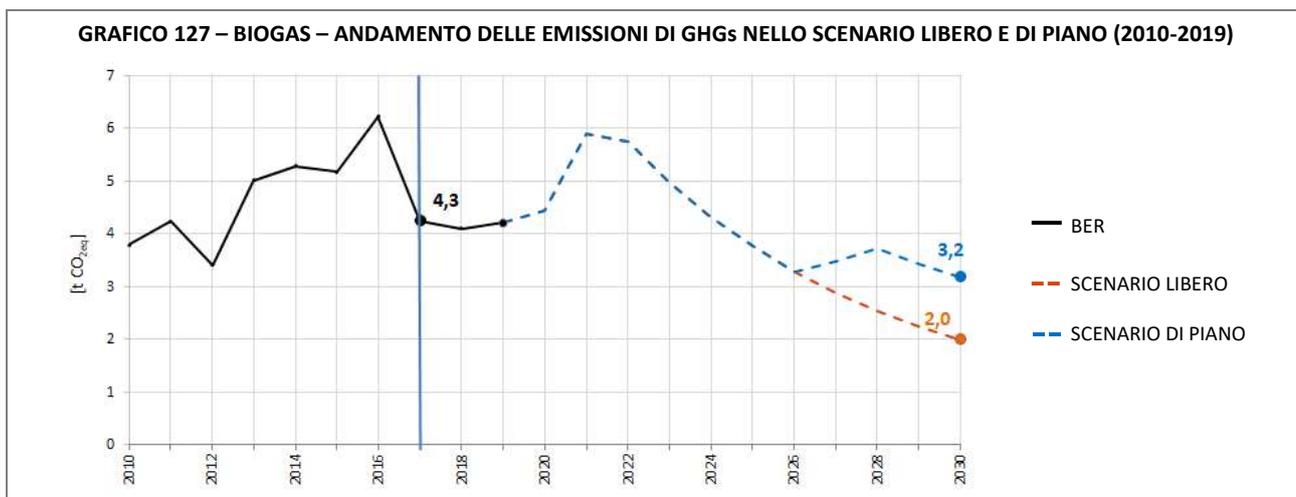


SCENARIO DI PIANO BIOGAS - CALORE AL TELERISCALDAMENTO E USO DIRETTO [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CALORE AL TELERISCALDAMENTO DA DISCARICA	2,0	1,0	-1,0	-48,9%
CALORE AL TELERISCALDAMENTO DA FORSU	0,0	0,9	0,9	-
TOTALE CALORE AL TELERISCALDAMENTO	2,0	1,9	-0,1	-6,0%
TOTALE USO DIRETTO	2,6	2,6	0,0	0,0%

TABELLA 68 – BIOGAS – Calore per teleriscaldamento e uso diretto 2019 e 2030

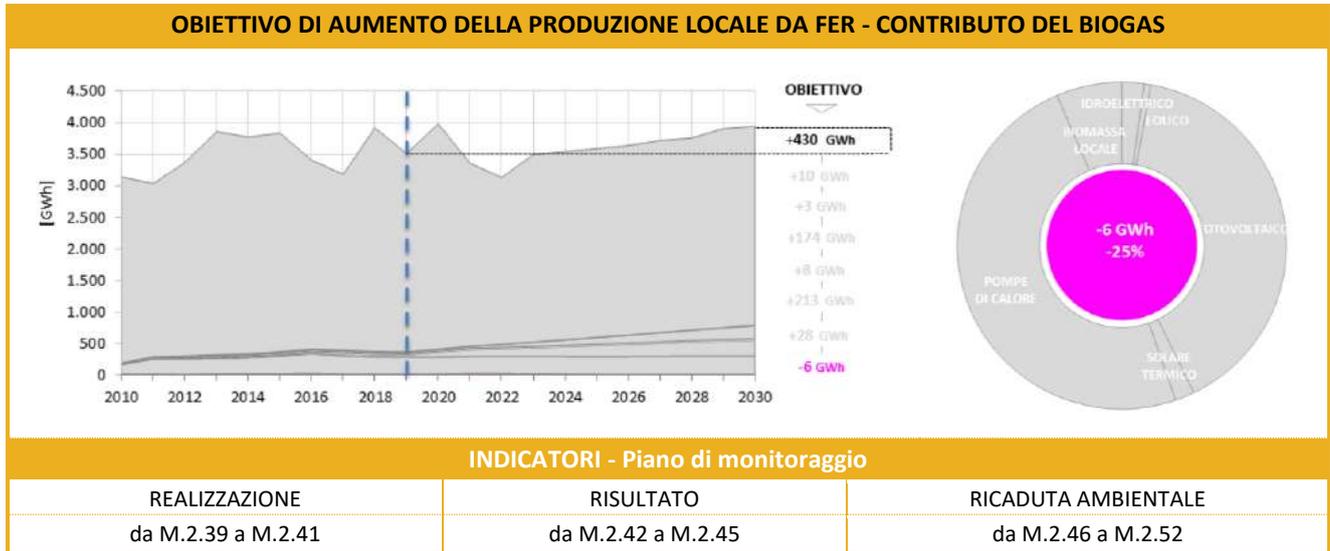
Le emissioni di GHGs

Il trend delle emissioni relative al biogas evidenzia una riduzione, rispetto al 2017, del -25%, dovuta a una progressiva riduzione dei quantitativi di biogas dal centro trattamento rifiuti (rif. [GRAFICO 127](#) e [TABELLA 69](#)).



BIOGAS - EMISSIONI DI GHGs [tCO _{2eq}]				
	2017	2030	Δ 2017-2030	
			[t CO _{2eq}]	[%]
SCENARIO LIBERO	4,3	2,0	-2,2	-52,8%
SCENARIO DI PIANO		3,2	-1,1	-25,1%

TABELLA 69 - BIOGAS – Confronto emissioni di GHGs nello scenario libero e di piano (2017 e 2030)





ASSE 3 – RETI E INFRASTRUTTURE

Reti e infrastrutture rappresentano un elemento cardine del processo di transizione energetica e decarbonizzazione dell'economia, come rimarcato nei più importanti atti legislativi a livello europeo e nazionale (rif. Cap. 2.5). Analogamente, a livello regionale, gli sfidanti obiettivi del *PEAR VDA 2030* non possono essere raggiunti senza la dovuta attenzione a reti e infrastrutture, che costituiscono condizioni abilitanti per l'effettiva realizzazione delle azioni descritte nell'ambito degli Assi 1 e 2.

In questa sezione, denominata **ASSE 3 - RETI E INFRASTRUTTURE**, sulla base dei piani e programmi di settore, ma anche delle esigenze emerse nella fase di costruzione del *PEAR VDA 2030*, vengono individuate le principali criticità e le linee di sviluppo sulle quali occorre focalizzare l'attenzione, in un'ottica di coordinamento tra gli enti pubblici con competenze in materia di energia e di pianificazione del territorio e i soggetti, pubblici e privati, che si occupano della realizzazione di nuove reti o dell'implementazione di quelle esistenti. Vengono prese in considerazione le reti direttamente a servizio della transizione energetica, in particolare:

- **RETE ELETTRICA:** l'infrastruttura dovrà far fronte sia ai maggiori carichi derivanti dalla progressiva elettrificazione dei consumi termici, trainata da mobilità elettrica e pompe di calore (rif. ASSE 1 – RIDUZIONE DEI CONSUMI), sia alla crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili e decentralizzate (rif. ASSE 2 - AUMENTO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI), affrontando le problematiche che ne derivano e prestando particolare attenzione al ruolo che potrà essere svolto dai nuovi sistemi di accumulo dell'energia e dalle configurazioni di *autoconsumo collettivo (AUC)* e di *Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)*.
- **RETE DI RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI:** la diffusione dei veicoli elettrici sarà fortemente dipendente dallo sviluppo della relativa rete di ricarica e dalla facilità di accesso alla stessa. Il tema è pertanto quello di una efficace pianificazione delle installazioni, per intercettare le esigenze e orientare contestualmente maggiori utenti verso la mobilità *full electric*, per attrarre un turismo di prossimità *green* sul territorio e per permettere ai gestori della rete elettrica di rispondere in modo adeguato e tempestivo alle nuove richieste di allaccio.
- **RETE DEL GAS NATURALE:** lo sviluppo della rete gas può sembrare contraddittorio con una strategia di decarbonizzazione di un territorio e poco coerente con il particolare periodo storico che si sta attraversando. Occorre, tuttavia, considerare che il processo di metanizzazione permette, nel breve periodo, la sostituzione dei combustibili fossili più inquinanti (gasolio e olio combustibile, ma anche *GPL*). Tali prodotti petroliferi, ancora di ampio utilizzo in Valle d'Aosta, in particolare nelle vallate laterali (rif. Cap. 3.3), sono caratterizzati da maggiori emissioni, non solo per il loro utilizzo finale ma anche in termini di *energia grigia* per il trasporto degli stessi tramite autobotti, l'estrazione e la raffinazione. In una visione di più lungo periodo, occorre altresì considerare che la rete gas potrà veicolare progressivamente quote crescenti di gas di origine non fossile, quali il biometano e l'idrogeno, e, in futuro, essere riconvertita per l'uso esclusivo degli stessi (rif. Scheda R 03 RETE GAS NATURALE). Inoltre, la rete gas deve essere vista come un tassello dell'infrastruttura di rete in un'ottica di *sector coupling*, ovvero di una maggiore integrazione tra il settore elettrico e quello del gas in cui si ottimizzano e compensano tra loro le sinergie esistenti nella generazione, trasporto e distribuzione di energia, con l'obiettivo ultimo di realizzare un sistema energetico ibrido e decarbonizzato.
- **RETI DI TELERISCALDAMENTO:** sul territorio regionale sono presenti otto reti di teleriscaldamento di dimensioni medio-piccole e, di queste, solo due sono in fase di espansione. Tuttavia, nuove reti di teleriscaldamento, opportunamente dimensionate e progettate in un'ottica di decarbonizzazione, potrebbero costituire una soluzione nelle realtà che presentano le caratteristiche opportune.

Seppur meno direttamente correlate al settore energetico, vengono analizzate anche la *rete digitale* e la *rete di gestione della risorsa idrica*, alla luce del particolare impatto che le stesse hanno sulle azioni del *PEAR VDA 2030*.

- **RETE DIGITALE:** il perseguimento dell'obiettivo di sviluppo intelligente, sostenibile e inclusivo del territorio richiede la presenza di un'infrastruttura di rete diffusa in modo capillare. Il processo di decarbonizzazione, a sua volta, necessita di un'infrastruttura digitale, intesa come sviluppo hardware, software e organizzativo, in grado di abilitare le nuove tecnologie, in particolare nell'ambito dell'*Internet of things (IoT)*. Inoltre, un'adeguata diffusione dei servizi digitali è un presupposto imprescindibile per permettere le attività di decentralizzazione (*smart working*, sviluppo in ottica *smart villages*, ecc...) che possono contribuire alla riduzione di domanda di mobilità (rif. Scheda C 04 SETTORE TRASPORTI) oltre che a preservare i territori dal progressivo spopolamento.
- **RETE DI GESTIONE DELLA RISORSA IDRICA:** fermo restando che la pianificazione della tematica "acqua" è di competenza del *Piano di Tutela delle acque (PTA)* e di altre pianificazioni di settore (rif. *Piano d'Ambito del Servizio Idrico Integrato*) che ne disciplinano i diversi utilizzi (uso potabile, uso irriguo, ecc...), è evidente, analizzando i Bilanci Energetici Regionali della Valle d'Aosta, che la risorsa idrica è strategica anche per il settore energetico. In un contesto di cambiamenti climatici ormai percepibili, si rende necessario preservare quello che è il principale atout del sistema energetico regionale, ovvero la produzione idroelettrica. La necessità di coordinare i diversi utilizzi della risorsa, che potrebbe non essere più abbondante come in precedenza, pone l'esigenza di attivare azioni di adattamento, come peraltro già esplicitate nella SRACC.

Per gli approfondimenti sulle reti si rimanda alle azioni riportate nelle schede a seguire:

R 01	RETE ELETTRICA
R 02	RETE DI RICARICA VEICOLI ELETTRICI
R 03	RETE GAS NATURALE
R 04	RETI DI TELERISCALDAMENTO
R 05	RETE DIGITALE
R 06	RETE DI GESTIONE DELLA RISORSA IDRICA

	R 01	RETE ELETTRICA	
OBIETTIVO	Rendere la rete elettrica idonea a supportare la transizione energetica		
ATTUATORE	RAVA, Gestore di rete di Trasmissione (TSO) e Gestori di rete di Distribuzione (DSO)		
SCALA TERRITORIALE	Intero territorio regionale		

La rete elettrica costituisce un elemento fondamentale per supportare la piena integrazione degli impianti di produzione da FER e per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione della Valle d'Aosta basati, analogamente a quanto previsto negli scenari nazionali, su una forte elettrificazione dei consumi (rif. Cap. 2.5).

Per quanto riguarda la rete di trasmissione nazionale, nel Piano di Sviluppo più recente (rif. Cap. 2.5) sono esplicitate alcune azioni specificatamente ricadenti sul territorio regionale²¹⁸. Le azioni del TSO a livello nazionale sono fondamentali per garantire, anche sul nostro territorio, il funzionamento efficiente del sistema elettrico.

Il principale DSO presente sul territorio regionale, DEVAL, come riportato nello specifico Piano di sviluppo²¹⁹, si pone obiettivi coerenti con le linee strategiche europee, nazionali e regionali tra i quali:

- **incremento della capacità di trasporto della rete**, attraverso interventi di ampliamento ed efficientamento della stessa per far fronte alla crescita sia in termini di produzione che di domanda di energia elettrica, con l'obiettivo di supportare anche un incremento di contrattualizzazione di potenza per gli utenti in vista di una sempre maggiore elettrificazione dei consumi;
- **incremento della resilienza della rete**, con azioni volte alla riduzione dei principali fattori di rischio, correlati alla formazione di manicotti di ghiaccio sulle linee aeree e alla caduta di alberi fuori fascia, nonché a facilitare il ripristino dell'alimentazione in condizioni meteo difficili e in situazioni di emergenza. A quest'ultima azione di coordinamento e collaborazione con la Protezione Civile Regionale e il Consorzio degli enti locali, viene affiancata un'attività di potenziamento volta ad aumentare la tenuta dell'infrastruttura di rete alle sollecitazioni meccaniche correlate a fenomeni meteorologici estremi, tra i quali la conversione dei posti di trasformazione su palo in cabine in muratura e l'interramento di alcune linee. Quest'ultimo costituisce, peraltro, anche un intervento migliorativo da un punto di vista ambientale e paesaggistico;
- **Incremento dell'automazione e la digitalizzazione della rete (smart grid).**

In particolare, nell'ambito del PNRR, Missione 2 - Rivoluzione verde e transizione ecologica sono stati approvati gli interventi, proposti da DEVAL, finalizzati a incrementare la capacità di rete di ospitare e integrare ulteriore generazione da fonte rinnovabile e ad aumentare la capacità e potenza a disposizione delle utenze per favorire l'elettrificazione dei consumi energetici.



In particolare, in termini di **hosting capacity** (ovvero della capacità della rete elettrica di assorbire potenza generata da fonti rinnovabili), il progetto intende incrementare tale capacità di 102 MW attraverso il potenziamento di 12 trasformatori Alta/Media o Media/Media tensione installati nelle cabine primarie o centri satellite o la costruzione di un nuovo alimentatore (feeder) di MT, prevalentemente in rete interrata, di circa 16 km, finalizzato a servire un'area territoriale che allo stato attuale risulta essere completamente satura (Valgrisenche). L'intervento impatterà positivamente per 62.000 abitanti;

²¹⁸ 2023 – Piano di Sviluppo - Evoluzione rinnovabile e interventi di connessione" di TERNA, pag. 73

²¹⁹ Il Piano di Sviluppo delle infrastrutture di DEVAL S.p.A. per il triennio 2021-2023 descrive gli interventi di maggiore rilievo dell'attività di sviluppo della rete elettrica in ottemperanza al D.Lgs. 28/2011, all'Allegato A della Deliberazione ARERA 99/08 - Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA) dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e all'Allegato A della Delibera ARERA 296/2015 - Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF). Viene inoltre redatto il piano degli interventi in tema di resilienza.

In termini, invece, di **elettrificazione dei consumi**, ovvero la facilitazione della transizione verso un maggiore utilizzo dell'energia elettrica per i consumi domestici e lo sviluppo della mobilità elettrica attraverso l'incremento della potenza distribuibile dalle cabine secondarie esistenti, l'intervento prevede l'evoluzione della rete elettrica verso prestazioni più *smart* attraverso la sostituzione di 90 trasformatori *MT/BT* installati in altrettante cabine secondarie, selezionate in base alla taglia e alla percentuale di utilizzo. L'incremento atteso di potenza distribuibile è pari 21 MW. Il potenziamento impatterà positivamente per 30.000 abitanti;

Inoltre, si prevede l'installazione di circa 360 interruttori a protezione delle linee di *BT*, automatizzati, telecomandati e dotati di sensori per il rilievo di grandezze elettriche trasmesse in tempo reale al centro operativo per una gestione più efficace della qualità e continuità del servizio elettrico, nonché l'acquisizione di un software in grado di raccogliere e gestire le informazioni sui consumi di energia elettrica provenienti dai contatori di seconda generazione di cui si prevede la sostituzione con un progetto non finanziato dal *PNRR*.

Le informazioni opportunamente gestite permetteranno di ottimizzare gli assetti di rete nell'ottica di massimizzare lo sfruttamento elettrico dei componenti e, di conseguenza, massimizzare l'energia prelevabile o assorbibile nei vari punti di connessione alla rete elettrica.

INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE A SERVIZIO DELLA RETE ELETTRICA



*Il Piano di Sviluppo di **TERNA** prevede un approccio di tipo sistemico e organico verso l'innovazione e l'accelerazione strategica di una serie di iniziative di Ricerca, Sviluppo e Innovazione (RS&I) relativi ai diversi temi che impattano la transizione energetica e il miglioramento della gestione della rete elettrica. L'interesse è posto anche iniziative connesse al sector coupling, con particolare riferimento alle dinamiche di flessibilità e di integrazione delle **FER** e sulle applicazioni Power to gas. Inoltre, viene riconosciuto il ruolo chiave della digitalizzazione quale principale strumento che abilita qualunque tipo di innovazione, prevedendo quindi quattro filoni di attività in tale ambito (connettività, dynamic data management, planning e analytics, business abilitati) e numerosi progetti attivati (tecnologie **IoT** per la gestione dinamica delle reti, gestione sincrona dei dati con tecnologie di advanced forecasting, gestione asincrona dei dati con utilizzo di big data e machine learning per il data analytics, ecc..)*

*A livello **DSO**, si cita in particolare, oltre al telecontrollo delle cabine:*

- *progetti per creare reti a bassa potenza e ad ampio raggio, ovvero Low Power Wide Area Network (**LPWAN**) necessari per l'applicazione di **IoT** per implementare un'efficace gestione e controllo dei flussi energetici;*
- *la campagna di installazione di contatori smart meter **2G**, volto a raggiungere il 95% delle utenze del territorio regionale entro la fine del 2026. Questi contatori consentiranno un monitoraggio continuo dei flussi energetici, con il fine di razionalizzare e ottimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica e di abilitare le comunità energetiche.*

In questo contesto già rivolto verso gli obiettivi di transizione energetica, si intende attivare uno specifico gruppo di lavoro (rif. Scheda P_01 GOVERNANCE), per presidiare, coordinare e facilitare le attività di sviluppo sul territorio nonché per addivenire alla redazione di scenari di sviluppo comuni, al fine di coordinare le pianificazioni di settore con gli obiettivi del *PEAR VDA 2030*. In particolare, si intende promuovere ulteriori studi di monitoraggio e analisi dei flussi energetici del territorio regionale, in seguito a quello redatto dal *COA energia* in collaborazione con il Politecnico di Milano (rif. Cap. 3.2.1) per supervisionare, sulla base dell'andamento delle iniziative realizzate e pianificate sul territorio, i flussi di energia che si generano nelle diverse *aree omogenee di alimentazione*²²⁰ e supportare la pianificazione energetica. Dal primo studio emergeva, infatti, che al fine di avere una virtuosa programmazione energetica fosse opportuno, ove possibile, mirare a interventi differenziati nelle varie aree, investendo su soluzioni che aiutino a smorzare gli sbilanciamenti stagionali e a coprire i fabbisogni costanti nelle zone maggiormente urbanizzate. Questa attività dovrebbe fornire elementi utili per individuare le aree di maggiore criticità, prevedere le necessità di intervento sulla rete e poter pianificare meglio l'individuazione delle possibili soluzioni, ponendo anche le basi per valutazioni relative all'impatto elettrico delle *CER* e successivamente, per eventuali progetti innovativi, anche in tema di accumuli o per la realizzazione di *positive energy district*.

²²⁰ Rif. Cap. 3.2.1

SISTEMI DI ACCUMULO



I **sistemi di accumulo** possono fornire un contributo di rilievo nell'ambito del dispacciamento (ossia, dell'insieme delle attività finalizzate a garantire l'equilibrio tra domanda e offerta elettrica). A livello nazionale sono stati avviati diversi progetti pilota sperimentali per la realizzazione di stazioni di accumulo con finalità varie. Essi possono fornire un importante supporto per erogare i cosiddetti servizi di flessibilità (ossia, tutti i servizi di regolazione di frequenza e potenza), per la riduzione delle perdite di energia, per il miglioramento della continuità e della qualità dell'alimentazione, per contenere gli sbilanciamenti e i picchi di prelievo di energia elettrica, nonché per massimizzare l'autoconsumo in sito.

Si tratta di una tematica caratterizzata da un elevato grado di innovazione e sul territorio regionale sono stati avviati alcuni progetti interessanti, anche nell'ambito dell'applicazione "second life" per l'accumulo di energia in impianti da fonte rinnovabile.

Tra i vari sviluppi dei sistemi di accumulo, anche in riferimento a quanto previsto dal [DM 30/01/2020](#)²²¹, vi possono essere anche le applicazioni Vehicle to Grid (V2G): i veicoli elettrici, quando in sosta, possono essere ricaricati in modo flessibile o essere utilizzati per immettere energia in rete, contribuendo alla gestione dei picchi di domanda (load shifting e peak shaving). Essendo equiparabili a sistemi di accumulo hanno potenzialmente la possibilità di partecipare al mercato per il servizio di dispacciamento. In tale ambito un ruolo particolare potrebbe essere svolto dall'idrogeno.²²²

Il ruolo dei **DSO** sarà fondamentale anche nell'ambito della pianificazione delle **CER** sul territorio regionale. Rileva, a tal fine, l'attività, svolta in ottemperanza alla [Delibera ARERA 727/2022/R/eel \(TIAD\)](#), di suddivisione del territorio nelle aree di competenza di ciascuna Cabina Primaria (rif. [FIGURA 44](#)).



FIGURA 44 – Suddivisione del territorio regionale nelle aree di competenza di ciascuna Cabina Primaria [Fonte: Deval]

INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.3.01 a M.3.07	da M.3.08 a M.3.09	da M.3.10 a M.3.12

²²¹ Il [DM 30/01/2020](#) stabilisce criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, denominata "Vehicle to Grid", in coerenza con la riforma del mercato dei servizi elettrici avviata da ARERA in attuazione dell'art. 11 del [D.Lgs. 102/2014](#).

²²² Rif. Allegato 1 – Linee guida per lo sviluppo dell'idrogeno in Valle d'Aosta

		R 02	RETE DI RICARICA VEICOLI ELETTRICI
OBIETTIVO	Disporre di una rete di ricarica dei veicoli elettrici diffusa sul territorio regionale e di facile utilizzo		
ATTUATORE	Pubblica Amministrazione; Enti locali; CVA; operatori del settore		
SCALA TERRITORIALE	Intero territorio regionale		

La mobilità elettrica, fondamentale per il processo di decarbonizzazione e di progressivo abbandono dei combustibili fossili (rif. Scheda [R 01 RETE ELETTRICA](#)), non può svilupparsi velocemente e compiutamente senza la dovuta attenzione alle infrastrutture di ricarica. Sul territorio regionale esiste già una rete abbastanza diffusa di colonnine, sviluppatasi a partire dal 2011 (rif. Cap. 3.2.2) con iniziative pubbliche e private, ma la stessa dovrà essere ampliata tenendo in considerazione gli indirizzi e le prescrizioni derivanti dalla normativa nazionale, con particolare riferimento al *Piano Nazionale Integrato di Ricarica dei Veicoli elettrici (PNIRE)*, al [D.Lgs. 257/2016](#) di recepimento della Direttiva [DAFI](#) e al [D.Lgs. 199/2021](#) (rif. Cap. 2.4.).

In particolare, la *Piattaforma Unica Nazionale (PUN)*, prevista dal [PNIRE](#) con l'obiettivo di rispondere, in tutto il territorio nazionale, alle esigenze informative di cittadini, operatori e pubbliche amministrazioni, garantendo uniformità e omogeneità delle informazioni, dovrebbe permettere di disporre di un quadro conoscitivo completo delle installazioni e costituire anche la base conoscitiva per la pianificazione e la programmazione delle future installazioni e per il monitoraggio della sua effettiva realizzazione. L'alimentazione di tale piattaforma che, ai sensi del [D.Lgs. 199/2021](#), dovrebbe essere di prossima attivazione, prevede anche un contributo da parte delle Regioni nel reperimento delle informazioni relative alle infrastrutture pubbliche presenti sul proprio territorio e nella comunicazione dell'avvenuta attuazione di eventuali *Piani della Mobilità Elettrica regionale (PME)*.

Le nuove installazioni di colonnine ad accesso pubblico devono prevedere localizzazione e dimensionamento adeguati, cioè:

- rispettare quanto previsto dall'art. 57 della [L. 120/2020](#), ovvero che:
 - le concessioni rilasciate per le nuove aree di servizio stradali e autostradali o per il rinnovo di quelle esistenti prevedano colonnine per la ricarica dei veicoli elettrici;
 - i Comuni²²³ disciplinano l'installazione, la realizzazione e la gestione delle infrastrutture di ricarica pubbliche, tenendo conto anche delle richieste²²⁴ presenti sulla [PUN](#) e prevedendo, ove tecnicamente possibile, l'installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei veicoli elettrici immatricolati in relazione ai quali non risultino presenti punti di ricarica disponibili;
- garantire una distribuzione capillare sul territorio regionale, individuando le aree prioritarie, sia pubbliche che private (parcheggi di interscambio, aree commerciali e/o di pubblici servizi, aree ricreative, parcheggi a servizio di strutture sanitarie, ecc...);
- soddisfare le esigenze specifiche dei comuni a maggiore vocazione turistica, anche al fine di attrarre un turismo di prossimità *green*.

Per quanto riguarda, invece, le infrastrutture private, è opportuno che ne venga coordinata e accelerata la realizzazione, in particolare:

- integrando i servizi offerti sul territorio, con particolare riferimento al comparto turistico;
- adeguando le necessità della pubblica amministrazione regionale e degli enti locali, in base alla progressiva conversione delle flotte aziendali;

²²³ Art. 57 della [L.120/2020](#), come modificato dall'art. 45, c. 1, lettera c) del [D.Lgs. 199/2021](#).

²²⁴ Si tratta delle richieste che i soggetti che hanno acquistato veicoli elettrici potranno inserire nella [PUN](#), quando attivata.

- promuovendo l'installazione di sistemi di ricarica presso le abitazioni, anche nel rispetto di quanto previsto dal D.Lgs. 257/2016²²⁵ in tema di predisposizione per la possibile installazione di infrastrutture per la ricarica elettrica per determinate categorie di interventi edilizi;

Occorre, inoltre, diffondere nei Comuni l'opzione²²⁶ di prevedere la riduzione o l'esenzione del canone di occupazione del suolo pubblico di cui all'art. 1, c. 816, della L. 160/2019 per i punti di ricarica, nel caso in cui gli stessi erogino energia di provenienza certificata da energia rinnovabile. In ogni caso, il canone di occupazione di suolo pubblico deve essere calcolato sullo spazio occupato dalle infrastrutture di ricarica senza considerare gli stalli di sosta degli autoveicoli che rimarranno nella disponibilità del pubblico.

Nello sviluppo dell'infrastruttura occorre altresì valutare che le colonnine presenti sul mercato possono essere, ad oggi, di quattro tipi: ricarica lenta o *Slow* (fino a 7,4 kW), accelerata o *Quick* (fino a 22 kW), veloce o *Fast* (fino a 50 kW) e ultra-veloce o *Ultra-fast* (oltre i 50 kW), oltre ad alcune soluzioni innovative di ricarica *plugless* che si stanno affacciando sul mercato con progetti pilota.

RICARICA PLUGLESS



I Sistemi di Trasferimento dell'Energia Elettrica Senza Contatto (STEESC) o plug-less, sono costituiti da due piastre conduttive (pad) di cui una funge da diffusore di onde elettromagnetiche da collocare a pavimento e l'altra da ricevitore, generalmente installata sotto il veicolo: la captazione dell'energia trasmessa dal primo dei due dispositivi per risonanza fa sì che il secondo ricarichi la batteria dell'automezzo senza bisogno di alcun collegamento via cavo. Sullo stesso principio si basa l'opzione di ricarica induttiva dinamica Dynamic Wireless Power Transfer (DWPT) che prevede l'installazione di bobine sotto l'asfalto che permettono di ricaricare i veicoli elettrici durante il viaggio.

I sistemi STEESC offrono potenzialmente una serie di vantaggi rispetto ai sistemi di ricarica convenzionali, in particolare una maggiore sicurezza contro i contatti accidentali, la praticità di non avere i cavi, e la maggiore sicurezza rispetto a possibili danneggiamenti o manomissioni. Tuttavia, la tecnologia, ancora a livello di progetti pilota, presenta ancora diversi ostacoli da superare che riguardano:

- **costi elevati:** gli impianti sono complessi e attualmente costosi;
- **rendimento energetico:** per la ricarica induttiva il vettore elettrico è soggetto a diverse trasformazioni, sia a bordo del veicolo che a terra, con conseguente impatto in termini di perdite energetiche non trascurabili;
- **emissione di campi elettromagnetici e compatibilità elettromagnetica:** potrebbero generarsi emissioni potenzialmente pericolose per la salute in prossimità dei punti di ricarica oltre che problematiche di compatibilità dovute alle diverse dimensioni dei mezzi e dai relativi pad, problema in parte superabile con la definizione di specifici standard a livello internazionale.

Al fine di superare tali problematiche sono stati messi in campo diversi progetti di ricerca, alcuni dei quali finanziati da diverse case automobilistiche interessate a sviluppare, in particolare, l'opzione di ricarica DWPT.

A titolo esemplificativo, nel 2021 è stato realizzato un PROGETTO PILOTA in un'area privata dell'autostrada A35, in cui sono state posizionate sotto l'asfalto delle bobine che trasferiscono energia ai veicoli in movimento, ricaricandoli con una potenza che varia tra 25 e 45 kW. In Germania, invece, con il progetto PRIMITIVE, sono stati realizzati autobus elettrici con ricarica wireless a 200 kW di potenza installata in punti strategici che consentono di percorrere un'intera linea in autonomia.

I prezzi variano considerevolmente in base alle diverse fasce di potenza e, a parità di quest'ultima, alla componentistica di interazione con l'utente: pertanto l'investimento necessario per acquistare un dispositivo

²²⁵ L'art. 15 del D.Lgs. 257/2016 prevede che, entro il 1 giugno 2017, i Comuni adeguino i propri regolamenti prevedendo che, ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio, sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione a uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 m² e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello nonché per gli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello, la predisposizione all'allaccio per la possibile installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto. Relativamente ai soli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative il numero di punti di ricarica per veicoli elettrici auto non deve essere inferiore al 20 % di quelli totali.

²²⁶ Rif. art. 57, commi 9 e 10, L. 120/2020

destinato ad offrire ricarica gratuita ad accesso libero, ad esempio presso il parcheggio di un supermercato, può risultare nettamente inferiore (30% -50%) rispetto a quello di un dispositivo destinato ad erogare ricarica a pagamento e inserito in un circuito interoperabile. In un rapporto costi benefici, le colonnine caratterizzate da potenze di ricarica medie e basse risultano particolarmente interessanti per il mercato consumer (singole abitazioni o condomini), per il piccolo business e per l'offerta turistica di alberghi e ristoranti, mentre i punti di ricarica veloce e, soprattutto, ultra-veloce, si prestano principalmente per l'uso pubblico lungo corridoi stradali e aree ad elevato afflusso di persone.

VEHICLE TO GRID (V2G)



Dalla ricognizione svolta da ARERA nel 2021, emerge che i due terzi dei dispositivi Slow e Quick e quasi la metà dei dispositivi Fast e Ultra-Fast risultano già oggi in grado di effettuare una modulazione dei flussi energetici monodirezionali (dalla rete alla batteria del veicolo, V1G), mentre l'orizzonte temporale per permettere la gestione dei flussi energetici bidirezionali (cioè anche dalla batteria alla rete, V2G) è almeno di qualche anno.

In tale contesto si stanno sviluppando progetti sperimentali per portare a maturità tecnologica le funzionalità di interazione tra le reti elettriche e i veicoli, grazie alle quali questi ultimi possono offrire al sistema servizi di bilanciamento o riserva, attraverso sistemi di "ricarica intelligente" (smart charging).

Come già specificato nella Scheda **R 01 RETE ELETTRICA**, le richieste di connessione per la ricarica dei veicoli elettrici impattano sulla rete elettrica: pertanto, un'efficace pianificazione delle realizzazioni può facilitare e accelerare la capacità di risposta degli operatori della rete elettrica.

Per lo sviluppo della rete di ricarica di veicoli elettrici sono attualmente disponibili due misure a valere sulla **L.r. 16/2019**, che prevedono:

- contributi a fondo perso per l'installazione di stazioni di ricarica domestiche nella misura massima di 1.000 euro (art. 10);
- contributi a fondo perso agli enti locali per la progettazione e realizzazione di zone di sosta per le biciclette e di stazioni di ricarica per la micro-mobilità elettrica nella misura massima di 50.000 euro (art. 10 bis).

Per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, il **PNRR** prevede, all'**Obiettivo M2C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile**, volti a realizzando entro il 2026 oltre 20.000 punti di ricarica rapida in superstrade e nei centri urbani.



INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
M.3.13	da M.3.14 a M.3.15	-

	R 03	RETE GAS NATURALE
OBIETTIVO	Sviluppo della rete gas in ottica di transizione energetica	
ATTUATORE	Comune di Aosta (in qualità di capofila del territorio regionale) Gestore di rete di Trasporto (TSO) e Gestori di rete di Distribuzione (DSO)	
SCALA TERRITORIALE	Comuni interessati dall'ampliamento della rete	



Lo sviluppo della rete gas sul territorio regionale è caratterizzato da due tipologie di interventi:

- progetti di iniziativa privata che hanno proposto la realizzazione di metanodotti per il trasporto in alta pressione in alcune vallate laterali;
- il progetto di sviluppo della rete di distribuzione nell'ambito della *gara d'ambito* condotta dal Comune di Aosta quale capofila.

Rete in alta pressione

Sono stati presentati diversi progetti, di iniziativa privata che prevedono la realizzazione delle condotte per il trasporto in alta pressione del gas sul territorio regionale in aree attualmente non metanizzate. Si riportano di seguito i progetti che hanno ottenuto le autorizzazioni amministrative necessarie per l'avvio dei lavori.

- **Metanodotto Pollein-Pila-Valdigne**

Il progetto prevede la realizzazione di una condotta principale DN 250 che ha inizio dal *Punto di Riconsegna (PDR)* di *Snam* a Pollein e termina con una cabina di regolazione nel comune di Courmayeur. È prevista una condotta secondaria DN 150 di diramazione per Pila e una DN 250 di diramazione per La Thuile. La lunghezza totale del tracciato è di 58 km, con un volume atteso di circa 46.000.000 Sm³/anno. Al 2021 è stato già realizzato il tratto Pollein-Pila che consente l'alimentazione della centrale di teleriscaldamento nell'omonima località. Nel 2022 sono iniziati i lavori per la posa della condotta verso la Valdigne, attualmente a un buon livello di avanzamento (rif. FIGURA 45).

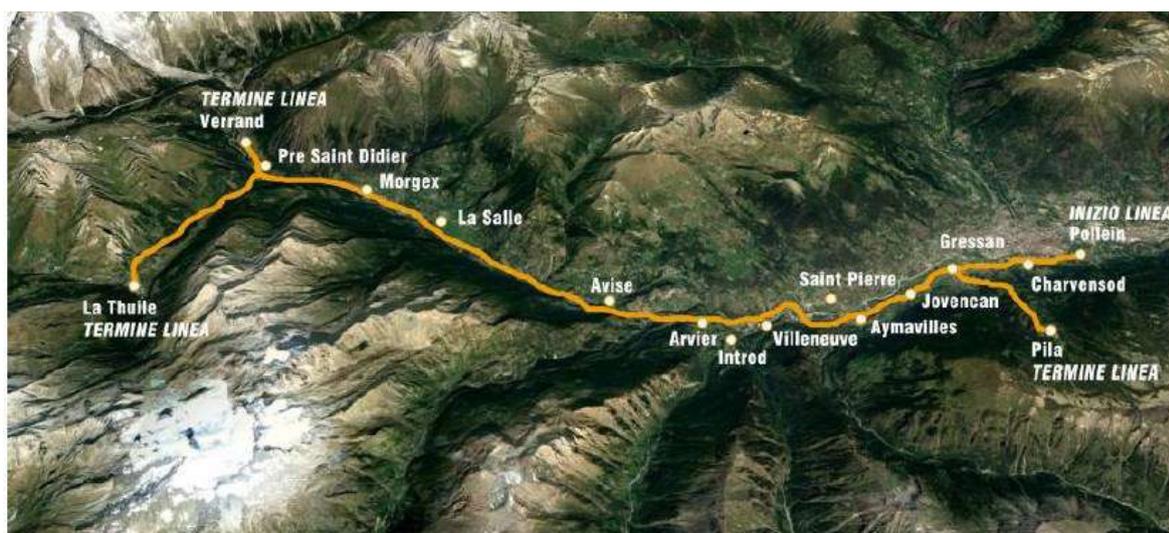


FIGURA 45 – Sviluppo della rete di trasporto gas metano Pollein/Pila/Valdigne [Fonte: *Comune di Aosta*²²⁷]

²²⁷ Rif. Comune di Aosta - *Documento guida per gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento degli impianti di distribuzione del gas naturale – Gara d'ambito*

- **Metanodotto Verrès- Ayas**

L'opera si compone di una condotta principale DN 200 che ha inizio dalla Stazione di misura di *Snam* nel Comune di Verrès e termina con una cabina di regolazione ad Ayas, alle porte della frazione Champoluc. La posa del metanodotto, tenendo conto della morfologia del territorio, verrà eseguita principalmente su strada regionale, strade comunali e terreni privati. La rete, con uno sviluppo previsto di circa 27 km sui comuni di Verrès, Challand-Saint-Victor, Challand-Saint-Anselme, Brusson e Ayas, prevede il trasporto di un volume annuo di gas di 18.000.000 Sm³/anno. Il progetto è stato oggetto di autorizzazione unica e di *VIA*, con esito positivo²²⁸.

- **Metanodotto Pont-Saint-Martin – Gressoney**

L'opera si compone di una condotta principale DN 200 che ha inizio nel comune di Pont-Saint-Martin, dove intercetta il metanodotto di trasporto regionale della *Snam* e termina con una cabina di regolazione a Gressoney-La-Trinité. La rete, con uno sviluppo previsto di circa 33 km sui comuni di Pont-Saint-Martin, Perloz, Lillianes, Fontainemore, Issime, Gressoney-Saint-Jean e Gressoney-La-Trinité, prevede il trasporto di un volume annuo di gas di 15.500.000 Sm³/anno. Il progetto è stato oggetto di autorizzazione unica e di *VIA*²²⁹ (rif. *FIGURA 46*).



FIGURA 46 – Sviluppo della rete di trasporto del gas metano in Val d’Ayas (a) e nella Valle del Lys (b)
[Fonte: *Comune di Aosta*²³⁰]

Rete di distribuzione

La gara d’ambito²³¹ avviata nel 2018 dal Comune di Aosta in qualità di capofila, si è conclusa con l’assegnazione per 12 anni del servizio di gestione e sviluppo della rete di distribuzione del gas a *Italgas S.p.A.*

La procedura ha stabilito, con apposite linee guida, le condizioni minime di sviluppo della rete, le aree di priorità di intervento e i valori di densità minima dei *PDR* applicabili ai comuni montani. Sostanzialmente la gara d’ambito territoriale consentirà di (rif. *FIGURA 47*):

- completare l’estensione della rete nei Comuni già metanizzati, con interventi volti a risolvere problematiche di fornitura esistenti e a contemplare i possibili sviluppi del territorio in base ai piani urbanistici comunali;

²²⁸ Rif. *d.G.r. 1509/2017*

²²⁹ Rif. *d.G.r. 960/2020*

²³⁰ Rif. *Comune di Aosta - Documento guida per gli interventi di estensione, manutenzione e potenziamento degli impianti di distribuzione del gas naturale – Gara d’ambito*

²³¹ Le gare d’ambito sono previste dal *D.Lgs. 164/2000*, in attuazione della *Direttiva 98/30/CE* (rif. *Cap. 2.5*)

- efficientare la rete esistente, individuando i tratti vetusti e prevedendone la sostituzione, garantendo al contempo continuità del servizio, flessibilità di sicurezza dell'impianto e corretta funzionalità;
- ampliare la rete nei comuni di Aymavilles, Arvier, Avise, Champdepraz, Courmayeur, Jovençan, La Salle, Montjovet, Morgex, Pré-Saint-Didier, Saint-Marcel, Valtournenche, Antey-Saint-André, Gignod, Roisan, Torgnon e Saint-Oyen.

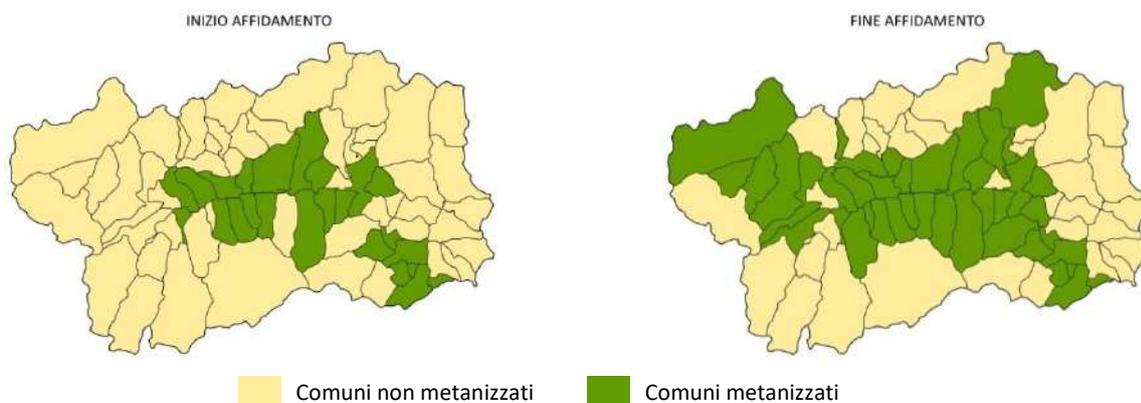


FIGURA 47 – Evoluzione dei comuni metanizzati [Fonte: Rielaborazioni dati Italgas]

OTTIMIZZAZIONE RETE, TELECONTROLLO E DIGITALIZZAZIONE



Nell'ambito dell'estensione della rete, è prevista anche un'attività di ammodernamento delle opere attraverso l'utilizzo di sistemi di telecontrollo, la digitalizzazione completa della rete e degli impianti, l'installazione di contatori intelligenti sul 100% delle utenze attuali e future.

Il processo di metanizzazione permette, nel breve periodo, la sostituzione dei combustibili fossili più inquinanti (gasolio e olio combustibile, ma anche **GPL**). Tali prodotti petroliferi, ancora di ampio utilizzo in Valle d'Aosta, in particolare nelle vallate laterali (rif. Cap. 3.3), sono caratterizzati da maggiori emissioni, non solo per il loro utilizzo finale ma anche in termini di *energia grigia* per il trasporto degli stessi tramite autobotti, l'estrazione e la raffinazione. In una visione di più lungo periodo, occorre altresì considerare che la rete gas potrà veicolare progressivamente quote crescenti di gas di origine non fossile (green gas).

GAS VERDI E SECTOR COUPLING



Le infrastrutture e le opere connesse per la distribuzione devono essere opportunamente adeguate non solo al trasporto di gas naturale ma anche di miscele contenenti biometano e idrogeno, al fine di consentire la penetrazione di gas verdi che contribuiranno alla riduzione dei gas climalteranti. In futuro, la rete potrà essere riconvertita per l'uso esclusivo degli stessi, come evidenziano gli studi europei per lo sviluppo della "backbone" (rif. Allegato 1 - Linee Guida per lo Sviluppo dell'Idrogeno in Valle d'Aosta).

*Inoltre, la rete gas deve essere vista come un tassello dell'infrastruttura più complessiva in un'ottica di **sector coupling**, ovvero di una maggiore integrazione tra il settore elettrico e quello del gas in cui si ottimizzano e compensano tra loro le sinergie esistenti nella generazione, trasporto e distribuzione di energia, con l'obiettivo ultimo di realizzare un sistema energetico ibrido e decarbonizzato.*

INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.3.16 a M.3.17	da M.3.18 a M.3.19	-

	R 04	RETI DI TELERISCALDAMENTO
OBIETTIVO	Sviluppo delle reti di teleriscaldamento	
ATTUATORE	Operatori privati	
SCALA TERRITORIALE	<ul style="list-style-type: none"> • Estensione della rete nel comune di Aosta e nel comune di Valtournenche • Interventi di ottimizzazione delle perdite di rete nel comune di Pollein • Studi di fattibilità tecnica economica potenzialmente su tutto il territorio regionale 	



Nell'ambito del teleriscaldamento, non sono state depositate richieste autorizzative relative a progetti di nuove reti, tuttavia è previsto l'ampliamento delle reti esistenti di:

- Aosta, relativamente principalmente alle zone *Tzamberlet* e *Volontari del Sangue*, già avviate nel 2020 e con un incremento potenziale della produzione di 10 GWh/anno al 2024;
- Valtournenche (frazione Breuil Cervinia), fino al raggiungimento al 2030 di un'estensione totale di circa 10 km con una produzione totale di circa 55 GWh.

Tali estensioni, se verranno rispettate le previsioni progettuali, abilitano la conversione di impianti alimentati a combustibile fossile verso reti di teleriscaldamento, come quantitativamente descritte nel capitolo 7. Tuttavia, risulta importante anche la manutenzione di alcuni degli asset esistenti: l'infrastruttura di rete a servizio della distribuzione del calore è soggetta a dispersioni fisiologiche di rete che comportano, in alcuni casi, efficienze inferiori agli standard e sprechi energetici sui quali è opportuno intervenire. Questi scostamenti possono essere dovuti a un'impropria progettazione realizzazione ed essere risolte con alcuni interventi mirati di manutenzione preventiva od ottimizzazione gestionale (esempio, regime di temperatura ridotta della rete durante il periodo estivo e notturno). Dispersioni di una quota alta possono anche essere dovute ad una bassa densità energetica della rete, che dovrebbe essere migliorata attraverso l'allacciamento di più utenze se presenti lungo il tracciato. In fase di progettazione e fondamentale analizzare la densità del territorio al fine di garantire reti efficienti.

Per gli interventi sulle reti di teleriscaldamento è prevista un'apposita misura **PNRR - Obiettivo M2C3 efficienza energetica e riqualificazione degli edifici - Investimento 3.1 Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento 2023-2026: Promozione del teleriscaldamento efficiente - sistemi di riscaldamento efficiente basati su fonti energetiche rinnovabili**, con un importo complessivo di 200.000.000 € volto a finanziare 20 progetti per lo sviluppo di nuove reti o l'estensione a nuovi utenti di quelle che già esistono e la costruzione di impianti/connessioni per il recupero di calore di scarto per 360 MW. La priorità viene, infatti, data allo sviluppo del teleriscaldamento efficiente, cioè basato sulla distribuzione di calore generato da fonti rinnovabili, da calore di scarto o cogenerato in impianti ad alto rendimento.



STUDI DI FATTIBILITÀ



Si ritiene opportuno promuovere la realizzazione di **analisi e studi di fattibilità**, anche nell'ambito di progetti europei, per lo sviluppo di nuove reti di teleriscaldamento sul territorio regionale, in particolare valutando la possibilità di utilizzo di biomassa locale o di prossimità e di maggiore tutela dei centri storici. Si stanno affacciando anche le **reti a bassa temperatura** ove, rispetto al teleriscaldamento tradizionale, le perdite sono particolarmente contenute ed è possibile l'integrazione di differenti fonti di calore con temperature minori di 100°C quali, per esempio, calore di scarto a bassa entalpia, impianti solari termici, pompe di calore elettriche centralizzate ad alta efficienza.

In particolare, relativamente al tema della biomassa, in alcuni paesi tra i quali Svizzera, Austria e Germania, è stato introdotto un sistema di certificazione, **QM Holzheizwerke®**, che rappresenta uno standard di qualità per la progettazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento a biomassa legnosa. La definizione di specifici sistemi di qualità fin dalle prime fasi progettuali consente la realizzazione di reti ben calibrate e dimensionate in funzione degli effettivi fabbisogni

energetici del territorio, che risultano affidabili e caratterizzate da ridotte perdite di distribuzione, emissioni controllate, sistemi di controllo specifici e stabili, sostenibilità economica e ambientale. Tale sistema, cogente in alcuni paesi per l'accesso a finanziamenti per la realizzazione delle reti, è stato applicato, a partire dal 2020, anche in Italia (Friuli Venezia Giulia) nell'ambito del progetto **ENTRAIN** sul Programma Central Europe.

Il modello di Comunità Energetica Rinnovabile nasce per facilitare condivisione e autoconsumo dell'energia elettrica. Tuttavia, sebbene ad oggi non vi siano ancora norme che ne prefigurano l'attivazione, questo modello potrebbe essere applicato, con gli opportuni adeguamenti, alla condivisione di energia termica, come già prefigurato in alcuni convegni e progetti di settore. La tematica potrebbe avere un interesse particolare in affiancamento allo sviluppo delle FER sul territorio e andrà attenzionata nel suo sviluppo.

Per gestire l'overgeneration da fonti rinnovabili nel sistema elettrico, si stanno affacciando soluzioni **power-to-heat**: per evitare che la potenza in eccesso rimanga inutilizzata, la stessa può essere convertita in calore e immessa in una rete di calore. Tale soluzione tecnologica è riportata anche nella Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

Vista l'importanza della tematica si propone l'istituzione di un gruppo di lavoro specifico con gli operatori del teleriscaldamento, volto a coordinare i piani di investimento privati con le politiche regionali e ad analizzare le potenzialità di sviluppo del settore.

INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.3.20 a M.3.21	M.3.22	da M.3.23 a M.3.24

	R 05	RETE DIGITALE	
OBIETTIVO	Sviluppo dell'infrastruttura digitale a supporto della transizione energetica		
ATTUATORE	Pubblica amministrazione / Operatori privati		
SCALA TERRITORIALE	Interventi specifici in porzioni di territorio attualmente non coperte dalle principali dorsali regionali. Interventi puntuali a servizio di tutto il territorio regionale.		

In generale, l'azione regionale nell'ambito della rete digitale, deve, da un lato, risolvere problemi e criticità presenti e, dall'altro, individuare i progetti di applicazione delle nuove tecnologie per affrontare le sfide del futuro. Operativamente è possibile distinguere tra due ambiti di azione, il primo delle **competenze digitali**, dei servizi e dei dati e il secondo delle **infrastrutture**, ciascuno dei quali rappresenta uno degli obiettivi strategici per il prossimo triennio dell'azione regionale.

Il primo obiettivo strategico si riferisce all'ambito *competenze digitali, servizi e dati*. Le competenze digitali costituiscono il motore della trasformazione digitale e il loro potenziamento e ampliamento è lo strumento attraverso il quale costruire una nuova forma di cittadinanza attiva e favorire una crescita economica e sociale sostenibile e uniforme sul territorio. La creazione, l'implementazione e lo sviluppo dei servizi digitali, facilmente fruibili da un'utenza eterogenea e quanto più rispettosi dei Principi guida per la progettazione di servizi pubblici digitali del *Piano triennale per l'Informatica nella PA*, soprattutto dell'*once only*, costituiscono un importante ambito di attività dell'azione regionale. La valorizzazione del dato da parte del soggetto pubblico attraverso lo sviluppo delle competenze necessarie a saper raccogliere, integrare, analizzare, sviluppare modelli predittivi con i dati a disposizione rappresenta un passaggio fondamentale per migliorare il governo del territorio, offrire servizi pubblici personalizzati e adattivi, e per sostenere la competitività delle imprese.

Il secondo obiettivo strategico si riferisce all'ambito delle *infrastrutture tecnologiche*, che costituiscono l'ossatura su cui poggia la capacità di innovazione e sviluppo digitale della Regione. Dotare il territorio di infrastrutture d'avanguardia è condizione imprescindibile per erogare servizi sicuri e affidabili a tutti, cittadini, imprese e altri enti pubblici e privati e per ridurre il divario che esiste tra le diverse parti del territorio. Con infrastrutture si intendono, innanzitutto, le reti di telecomunicazione e di connettività, ma anche le *Piattaforme abilitanti* previste dal *Piano triennale per l'informatica nella Pubblica amministrazione* che, una volta messe a disposizione del territorio, abilitano l'innovazione digitale e l'ammmodernamento del settore pubblico e di quello produttivo. Rispondevano già a tale obiettivo gli investimenti descritti al capitolo 1.6 (dorsali delle reti in fibra ottica territoriali, *DCUR*, ecc..) mentre altri sono previsti nell'ambito del *PNRR* per il cloud e per le piattaforme digitali abilitanti, nonché il completamento del *Piano di intervento nazionale "Italia 1 Giga"* (già previsto nella Strategia italiana per la Banda Ultra Larga), e l'attivazione di nuovi investimenti su fondi del *PNRR* ma anche europei relativi alla Cybersicurezza.

Tali obiettivi trovano la loro concreta attuazione nella realizzazione dei diversi interventi in ambito *PNRR* non solo nella *Missione 1, componente 1 - Digitalizzazione, innovazione e sicurezza nella PA* (rif. Cap. 1.8), ma anche attraverso lo sviluppo del Progetto Bandiera, "Potenziamento della capacità digitale della pubblica amministrazione regionale".



Con la *d.G.r. 590/2022* è stata approvata la scheda di Progetto bandiera "Potenziamento della capacità digitale della pubblica amministrazione regionale" per un importo di euro 6 milioni. Con la *d.G.r. 682/2022* è stato approvato lo schema di *Protocollo di collaborazione sistemica e istituzionale* tra il Ministero per l'Innovazione Tecnologica e la Transizione Digitale (*MITD*), il Dipartimento per gli Affari Regionali e le Autonomie della Presidenza del Consiglio dei Ministri (*DARA*) e la Regione Autonoma Valle d'Aosta per la realizzazione del "Progetto bandiera" nell'ambito degli interventi di cui alla M1C1, sottoscritto in data 13 ottobre 2022. Sempre nell'ambito dei finanziamenti *PNRR* sono in corso di definizione/realizzazione ulteriori progetti in tema di digitalizzazione (rif. Cap. 1.8).

L'attività di infrastrutturazione digitale è fortemente presente anche nell'obiettivo strategico 1 "Un'Europa più competitiva e intelligente attraverso la promozione di una trasformazione economica innovativa e intelligente e della connettività regionale alle tecnologie dell'informazione e della comunicazione (TIC)" della programmazione dei fondi strutturali PR FESR 2021/2027 (rif. Cap. 1.6) nel quale vengono introdotte azioni rilevanti anche ai fini del [PEAR VDA 2030](#), in particolare:



- il consolidamento e la razionalizzazione dell'infrastruttura tecnologica pubblica esistente, con implementazione delle dorsali principali (in particolare a servizio delle strutture scolastiche e sanitarie) e lo sviluppo nelle aree più marginali, al di fuori dagli assi regionali già coperti, con soluzioni tecnologiche mirate e appropriate per tali territori. L'obiettivo è quello di garantire l'accesso a servizi a elevate prestazioni su tutto il territorio, anche quelle orograficamente più marginali;
- l'identificazione e l'adozione di piattaforme abilitanti che, oltre a gestire l'attuale patrimonio informativo, permettano la scalabilità verso nuove tipologie di fonti informative (es. sensori, Big Data, ecc.);
- la realizzazione di una infrastruttura hardware/software di virtualizzazione delle postazioni di lavoro al fine di garantire processi di digitalizzazione e di lavoro agile con elevati standard di sicurezza informatica e la realizzazione di un CERT regionale idoneo a gestire una infrastruttura distribuita sul territorio regionale;
- lo sviluppo di una infrastruttura regionale per l'analisi dei dati attraverso il ricorso all'Internet of Things (IOT) e ai Big Data, implementando le infrastrutture di telecomunicazione territoriali di supporto laddove non adeguate;
- la digitalizzazione dei servizi della PA, in particolare attraverso l'attuazione del *single digital gateway* previsto dal [Regolamento 2018/1724/UE](#);
- il supporto all'introduzione delle tecnologie digitali presso le imprese, ivi incluso l'efficientamento dei processi gestionali, di produzione e di distribuzione di beni e servizi (ad esempio, cloud computing, sistemi di planning e di tracciamento dei prodotti lungo la supply chain, ecc..) e lo sviluppo di sistemi di raccolta ed analisi dei dati (data analytics), fino all'introduzione di soluzioni di Intelligenza Artificiale.

Lo sviluppo di quanto sopra riportato abiliterà sia tecnologie innovative di gestione delle reti e degli impianti, sia quelle di programmazione e gestione delle fonti energetiche, sia attività di riduzione della domanda di mobilità.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.3.25 a M.3.26	-	-

	R 06	RETE DI GESTIONE DELLA RISORSA IDRICA	
OBIETTIVO	Usò sostenibile della risorsa idrica		
ATTUATORE	Pubblica amministrazione / <i>BIM</i> / Operatori di produzione idroelettrica / Consorzi irrigui		
SCALA TERRITORIALE	Intero territorio regionale		

AZIONE

I cambiamenti climatici in atto stanno determinando la progressiva scomparsa dei ghiacciai e rilevanti modifiche nella distribuzione nell'arco dell'anno delle precipitazioni. Nella *Strategia regionale di adattamento ai cambiamenti climatici* gli scenari prevedono variazioni relativamente limitate del volume delle precipitazioni d'acqua, ma un'alterazione significativa del numero di eventi e un aumento della portata per singolo evento, con incremento di eventi meteorologici eccezionali. Questi cambiamenti impatteranno notevolmente sui diversi usi della risorsa idrica e si renderà pertanto necessario, al fine di garantire la disponibilità della risorsa per i diversi ambiti di utilizzo, prevedere un'azione coordinata e multidisciplinare sul territorio regionale.

La [l.r. 7/2022](#) ha individuato il Consorzio dei Comuni della Valle d'Aosta ricadenti nel Bacino imbrifero montano della Dora Baltea (*BIM*) quale ente di governo d'ambito (*EGA*), ai sensi dell'articolo 147 del [D.lgs. 152/2006](#), il quale esercita le funzioni di governo del sistema idrico integrato sull'intera Regione, al fine di garantire la gestione secondo criteri di efficienza, di efficacia e di economicità. Con propria deliberazione n. 4, del 28 giugno 2022, l'*EGA* ha approvato il *Piano d'Ambito del servizio idrico integrato della Valle d'Aosta*, ai sensi dell'art. 149 del [D.lgs. 152/2006](#), nonché dell'art. 5, comma 1 della [l.r. 7/2022](#).²³²

Anche la produzione idroelettrica potrà risentire di tali cambiamenti, seppur in modo differenziato in funzione della tipologia di impianto. Gli impianti dotati di accumulo (che costituiscono il 35-40% della potenza installata sul territorio regionale) potrebbero mantenere produzioni più costanti nel tempo, mentre gli impianti ad acqua fluente o dotati di invasi molto piccoli a modulazione giornaliera potrebbero risultare, invece, più vulnerabili. In via generale è ipotizzabile che il potenziale idroelettrico aumenterà in inverno e diminuirà in estate, ma resta difficile valutare se l'aumento della portata invernale potrà compensare la riduzione estiva. Più in generale, gli impatti saranno molto variabili in funzione delle caratteristiche tecniche dell'impianto e delle caratteristiche dei bacini quali, ad esempio, estensione, quota, morfologia, superficie glacializzata, condizioni topografiche.

Oltre agli effetti dei cambiamenti climatici vanno anche considerati gli effetti sulla produzione derivanti dall'applicazione del Deflusso ecologico²³³ per gli impianti idroelettrici. Si ricorda che sono stati avviati a tal fine studi e analisi per una conoscenza dettagliata delle portate nei mesi estivi e invernali dei vari corsi d'acqua volta al raggiungimento di specifici obiettivi di qualità ambientale²³⁴.

Al fine di garantire la resilienza del sistema idrico è necessario operare per determinare le modalità di conservazione delle acque nei momenti di maggiore disponibilità in relazione alle esigenze idriche del territorio. Le azioni prospettate nei piani di settore o messe in campo dai diversi soggetti coinvolti riguardano principalmente due filoni di azione:

- affinamento della conoscenza della risorsa acqua, attraverso analisi della disponibilità idrica a livello di bacini secondari attraverso indagini ad alta risoluzione per individuare le zone più vulnerabili per la disponibilità idrica in funzione degli usi e analisi di vulnerabilità delle sorgenti;

²³² Rif. *BIM – Servizio idrico integrato*

²³³ Previsto dal *PTA* e dalla deliberazione della Conferenza istituzionale Permanente dell'Autorità di bacino distrettuale del fiume Po.

²³⁴ La d.G.r. 1252/2012 ha previsto le modalità di prosecuzione della sperimentazione avviata dalla società *CVA* tramite tavoli di lavoro regionali per l'adeguamento delle ventotto principali derivazioni a quanto stabilito dal *PTA*.

- razionalizzazione dell'uso della risorsa, in particolare attraverso:
 - la digitalizzazione e distrettualizzazione delle reti ai fini della misurazione della risorsa nonché l'utilizzo di contatori smart-metering presso le utenze;
 - valutazioni volte alla realizzazione di nuovi bacini e serbatoi artificiali al fine di ottenere un incremento delle potenzialità di accumulo, in particolare attraverso la realizzazione di interventi diffusi, a basso impatto ambientale e a uso plurimo: potabile, irrigazione, innevamento artificiale, idroelettrico, ricreativo e turistico, ...);
 - l'identificazione di nuove strategie di accumulo e di distribuzione dell'acqua, ivi inclusi l'utilizzo dei bacini esistenti per un uso plurimo, con possibilità di intervento diversificata in caso di criticità e l'eventuale realizzazione di pompaggi ove tecnicamente ed economicamente fattibile;
 - l'ammodernamento dei sistemi di innevamento artificiale e il potenziamento dei bacini di accumulo multiuso in quota rafforzando, in particolare, la capacità istantanea di innevamento (compensare minori giornate con condizioni meteo per innevamento artificiale);
 - la garanzia della sicurezza idraulica dei bacini di accumulo (ad esempio con l'adeguamento del piano protezione civile delle dighe, la revisione degli attuali sistemi di regolazione dei livelli dei laghi e invasi per maggiore protezione e adeguamento ai cambiamenti climatici: trasporto sedimenti, laminazione);
 - un forte cambiamento negli attuali paradigmi della progettazione edilizia e urbanistica, volti a una maggiore attenzione all'uso razionale dell'acqua, con particolare riferimento alla differenziazione degli usi potabili e non potabili e al recupero delle acque piovane.

Rilevano, peraltro, nel settore della **depurazione delle acque**:

- i recenti obblighi di decarbonizzazione che prevederanno la copertura dei carichi elettrici con impianti a fonti rinnovabili;
- la gestione delle acque reflue in ottica di economia circolare, che si traduce nel riutilizzo dell'acqua depurata, prevalentemente in agricoltura e nel recupero sostenibile delle risorse materiali ed energetiche contenute nelle acque reflue e che comporteranno un probabile revamping degli impianti esistenti;
- il principio dell'energy neutrality²³⁵ degli impianti di trattamento dei reflui urbani, che chiede che il quantitativo di energia utilizzata nei processi depurativi sia pari all'energia da fonte rinnovabile autoprodotta negli stessi impianti.

Sul **PNRR** sono previste due misure a supporto di tale tematica, in particolare:

- *Obiettivo M2C4 - 4.1 Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza e l'approvvigionamento idrico - 2 Mld € (entro 30/08/2026)* per il completamento e la manutenzione straordinaria delle infrastrutture di derivazione, stoccaggio e fornitura idrica primaria di tutto il Paese così da migliorare la qualità dell'acqua e garantire la continuità dell'approvvigionamento nelle importanti aree urbane e nelle grandi aree irrigue;
- *Obiettivo M2C4 - 4.2 Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti - 900.000.000 € (entro 30/08/2026)*, con l'obiettivo di realizzare almeno 25.000 km di nuove reti per la distribuzione dell'acqua potabile e ridurre le perdite idriche, introducendo sistemi di controllo avanzati e digitalizzati che permettano una gestione ottimale delle risorse, riducendo gli sprechi e limitando le inefficienze.



In questo scenario occorre valutare come preservare il più possibile l'attuale produzione degli impianti idroelettrici, al fine di non discostarci dagli obiettivi di decarbonizzazione. Inoltre, nelle azioni contenute nella Scheda **E 01 IDROELETTRICO**, in particolare per quanto riguarda i repowering degli impianti esistenti, in fase progettuale occorrerà tenere in considerazione questi aspetti, nonché investigare la possibilità di realizzazione di impianti di pompaggio.

²³⁵ Rif. proposta di modifica della [Direttiva CE/1991/271](#).

POMPAGGI



Nel Piano di Sviluppo di Terna²³⁶, viene riportato che, rispetto allo storage elettrochimico, gli accumuli idroelettrici sono in grado di offrire prestazioni superiori in termini di quantitativi di energia stoccata. Potrebbe pertanto essere approfondita la fattibilità tecnica e la convenienza economica di tali realizzazioni, anche valutando le possibili sinergie tra il settore energetico e gli altri usi della risorsa idrica

INDICATORI - Piano di monitoraggio

REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.3.27 a M.3.28	M.3.29	-

²³⁶ Rif. TERNA 2021



ASSE 4 - PERSONE



Per mettere in atto le azioni descritte negli assi precedenti, necessarie a raggiungere gli sfidanti obiettivi posti dal presente *PEAR*, è fondamentale creare un contesto favorevole all'innovazione e al cambiamento consapevole, coinvolgendo e formando le **PERSONE**, intese nell'accezione più completa del termine (amministratori e dipendenti della Pubblica Amministrazione, cittadini, professionisti, operatori economici, ragazzi, ecc.). L'**ASSE 4** è pertanto dedicato interamente a esse, quale fulcro della transizione energetica e condizione abilitante della stessa, individuando, per i diversi **TARGET**, gli elementi cardine sui cui intervenire con azioni mirate.

In primis, la **PUBBLICA AMMINISTRAZIONE** è chiamata a essere un riferimento e una guida nel processo di transizione energetica e ad avere un ruolo proattivo nell'attuazione del *PEAR VDA 2030*. L'**amministrazione regionale**, gli **enti locali** e gli **altri enti pubblici** in particolare, ma anche le **società partecipate e controllate**, le **società in house** e gli **enti strumentali** devono diventare organismi in grado di mettere in campo azioni innovative e di creare progetti coerenti con gli obiettivi di *PEAR*, che perseguano il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, anche alla luce delle numerose risorse economiche messe a disposizione a diversi livelli (europeo, nazionale e regionale).

A fronte di tale esigenza si ravvisa la necessità di intervenire in alcuni ambiti, per rendere più efficace e rapido il raggiungimento degli obiettivi del Piano. In particolare, si rende opportuno:

- implementare un sistema di **governance** multilivello stabile e strutturato, nonché un efficace coordinamento tra i diversi soggetti coinvolti nella definizione e attuazione delle politiche energetiche e nei settori a esse correlate, al fine di valorizzare le sinergie ed evitare sovrapposizioni;
- diminuire la frammentarietà dei dati e creare un **quadro conoscitivo** univoco e completo, al fine di agevolare l'attività dei decisori politici, fornendo loro informazioni dettagliate e articolate;
- potenziare la **capacità amministrativa e tecnica** della pubblica amministrazione, che attualmente risente della carenza di personale e di competenze specifiche, per favorire l'accesso ai programmi di investimento pubblico, migliorare la capacità di proporre interventi ottimali in un'ottica costi-benefici e di verificare l'effettiva sostenibilità di azioni e progetti. Particolare importanza riveste l'operato della PA nell'ambito degli **appalti**, siano essi di servizi, forniture o lavori e pertanto tale ambito di intervento necessita di un'attenzione particolare.

A tal fine, si ritiene fondamentale avviare un'azione di sistema rivolta al capitale umano della Pubblica Amministrazione che, offrendo da una parte strumenti di policy e di attuazione e dall'altra percorsi di coinvolgimento e di formazione, possa determinare un rafforzamento permanente delle strutture amministrative regionali e degli enti locali. La Pubblica Amministrazione regionale, in particolare, deve farsi carico di creare il quadro strategico e il contesto conoscitivo necessari per garantire l'efficacia delle azioni, rafforzando la capacità di collaborazione multilivello, individuando e implementando sinergie di sistema, anche alla luce della forte trasversalità della tematica "energia" e del suo impatto sui diversi settori socio/economici. Si ritiene strategico aumentare la **rete di contatti** e le occasioni di confronto con altre realtà operanti nel settore energetico, sia a livello nazionale (*GSE*, *ENEA*, ecc...) sia in ambito europeo, intensificando la partecipazione a gruppi di lavoro e progetti europei.

Inoltre, coerentemente con gli obiettivi di semplificazione a livello nazionale, la Pubblica Amministrazione deve dare risposte, per quanto possibile e per quanto di sua competenza, alla stratificazione di norme e alla complessità amministrativa che pesano su cittadini e imprese. La **semplificazione amministrativa** risulta pertanto un'azione cardine da intraprendere, attraverso interventi di razionalizzazione normativa nonché di miglioramento organizzativo e tecnologico. Il ruolo della *PA* è però anche quello di fornire una guida per i principali stakeholders della società a vario titolo coinvolti nella transizione energetica (**cittadini, professionisti, operatori economici, ...**) in particolar modo in questo periodo storico in cui gli stessi si trovano a dover fronteggiare una crisi economica conseguente al periodo *COVID-19* e alla situazione economica e geopolitica derivante dal conflitto Russo-Ucraino, anche con impatti sui costi energetici e sull'approvvigionamento delle materie prime.

Il cittadino risulta, da una parte, attore sempre più attivo delle politiche energetiche, nel contempo, soggetto sul quale impattano le azioni della transizione energetica e, parallelamente, soggetto sempre più vulnerabile del fenomeno sociale della **povertà energetica (fuel poverty)**.

Si ritiene pertanto fondamentale che la PA implementi un'azione sistemica di **sensibilizzazione e informazione** per raggiungere in modo capillare il territorio al fine di:

- aumentare la consapevolezza sui cambiamenti climatici e sull'importanza e urgenza della transizione energetica;
- rendere i cittadini "parte attiva" del cambiamento, recependo altresì le istanze e le idee del territorio;
- sviluppare abitudini e stili di vita volti alla riduzione dei consumi (temperature più basse di riscaldamento, mobilità attiva, uso di mezzi pubblici, ecc...);
- far conoscere in modo organico, semplice e aggiornato gli strumenti e le misure economiche a disposizione, nonché le migliori best practices.

L'allargamento della platea degli attori che devono concorrere al raggiungimento dei target europei di decarbonizzazione al 2030 (e successivi) appare, infatti, un passaggio chiave delle politiche energetiche europee ed è anche uno dei capisaldi delle direttive "rinnovabili"²³⁷ e "mercato"²³⁸. Il ruolo del singolo cittadino non è solo più quello di adottare comportamenti virtuosi nell'ambito delle proprie abitudini quotidiane, ma di diventare protagonista della transizione energetica, passando dal ruolo di consumatore a quello di "prosumer"²³⁹. In quest'ottica appare importante promuovere il nuovo concetto di autoconsumo collettivo e sostenere nuovi modelli di innovazione organizzativa come le **comunità energetiche**, sia come volano per la nuova installazione di impianti di produzione da fonti rinnovabili, sia come strumento per il soddisfacimento di bisogni ambientali, economici e sociali individuati dai membri e come possibile strumento di contrasto della povertà energetica nella popolazione.

Per quanto riguarda il tessuto economico, devono essere considerate le specificità dei diversi operatori:

- i **professionisti** rappresentano un elemento cardine di una transizione che deve avvalersi, in tutti i settori, delle migliori conoscenze tecniche disponibili, che massimizzino e accelerino il cambiamento;
- il **settore edilizio**, fortemente energivoro e interessato da ingenti risorse economiche per la sua riqualificazione, risente ancora di una forte frammentarietà della filiera costruttiva, in particolare della non sempre adeguata interazione e collegamento tra la fase progettuale e la fase realizzativa di cantiere, pregiudicando talvolta la prestazione dell'opera finale;
- gli operatori dei **settori produttivi** possono rivestire un ruolo fondamentale nel processo di decarbonizzazione, attraverso interventi di efficientamento energetico del sistema edificio-impianto e dei processi produttivi, progetti di re-ingegnerizzazione di processi, modelli di business e supply chain²⁴⁰ in un'ottica di economia circolare e sostenibilità. Tali evoluzioni possono essere più agevoli ed efficaci in aziende supportate da energy manager qualificati e da sistemi di gestione aziendale riconosciuti che possano aiutare le organizzazioni a intraprendere percorsi virtuosi di miglioramento continuo;
- gli operatori del **settore terziario**, per quanto il settore non sia ad alta densità energetica, possono comunque, se adeguatamente sensibilizzati, formati e supportati, disegnare i propri servizi in un'ottica di **economia circolare**, implementando altresì nuovi modelli organizzativi e gestionali volti alla riduzione dei consumi energetici e della domanda di mobilità;
- analogamente, in una Regione a forte vocazione turistica, gli operatori del **settore turistico** rivestono un ruolo fondamentale per implementare una serie di misure di riqualificazione dei propri asset e per promuovere iniziative che abbiano un appeal per il turismo green.

In tale ottica la **FORMAZIONE** risulta fondamentale per facilitare la conoscenza delle migliori strategie e tecnologie disponibili e per acquisire le competenze di management tipiche e fondamentali del settore energetico.

²³⁷ Rif. *Direttiva 2018/2001/UE, "RED II"*

²³⁸ Rif. *Direttiva 2019/944/UE, "IEM"*

²³⁹ Per prosumer si intende un consumatore (consumer) che ha anche il ruolo attivo di produttore (producer).

²⁴⁰ Supply chain ovvero una catena di approvvigionamento che comprende tutto: dalla consegna dei materiali di base dal fornitore al produttore fino alla consegna all'utente finale

A queste azioni di impatto immediato, si deve affiancare l'attenzione verso le **nuove generazioni** prevedendo progetti di sensibilizzazione nelle **SCUOLE**, dedicati alle diverse fasce d'età, e immaginando **percorsi curriculari** specifici che preparino i profili professionali altamente specializzati richiesti sul territorio.

È ritenuto altresì strategico presidiare l'evoluzione tecnologica con azioni dedicate alla promozione di progetti di **RICERCA E SVILUPPO** e all'**INNOVAZIONE**, in ambito energetico, green e di sviluppo sostenibile, in particolare relativamente alle energie rinnovabili, ai sistemi di accumulo, all'idrogeno e alle tecnologie smart.

Per maggiori dettagli si rimanda alle schede:

P 01	GOVERNANCE
P 02	PAESC
P 03	MONITORAGGIO
P 04	PUBBLICA AMMINISTRAZIONE - FORMAZIONE
P 05	NETWORK
P 06	SEMPLIFICAZIONE AMMINISTRATIVA
P 07	SENSIBILIZZAZIONE E INFORMAZIONE
P 08	COMUNITÀ ENERGETICHE
P 09	PROFESSIONISTI E IMPRESE - FORMAZIONE E SISTEMI DI GESTIONE E LABEL
P 10	SCUOLE
P 11	POVERTÀ ENERGETICA
P 12	RICERCA, SVILUPPO E INNOVAZIONE

	P 01	GOVERNANCE
OBIETTIVO	Aumentare l'efficienza e l'efficacia delle azioni in materia di energia sul territorio regionale, attraverso l'istituzione di tavoli di lavoro	
ATTUATORE	Dipartimento Sviluppo economico ed energia Con il supporto di: COA energia di Finaosta S.p.A. - S. o. regionale Sviluppo energetico sostenibile	
SCALA TERRITORIALE	Regionale e/o sovraregionale.	



Data la complessità delle azioni da porre in essere per dare applicazione alla transizione energetica, nonché la numerosità e l'eterogeneità dei soggetti coinvolti, si ritiene strategico rafforzare la regia e il coordinamento sulle diverse tematiche, per utilizzare in modo efficiente le risorse e garantire l'efficacia delle misure. Si intende a tal fine **istituire tavoli di lavoro su specifiche tematiche energetiche**, coinvolgendo, oltre alle strutture regionali e agli enti locali, i principali stakeholders regionali, finalizzati a un confronto in merito all'andamento del sistema energetico regionale e all'avanzamento delle azioni del **PEAR**, all'impatto delle stesse sul sistema socio-economico regionale, alla ricerca di sinergie e collaborazioni, e al coordinamento con altri piani e strategie del territorio.

Le attività dei tavoli saranno definite nel dettaglio e comprenderanno la redazione di report periodici, proposte, analisi, ecc. Su alcune tematiche i tavoli potranno essere allargati anche a livello interregionale per condividere politiche di sviluppo e programmare eventuali azioni condivise.

In particolare, si ritiene necessaria l'istituzione di un **tavolo di lavoro interassessorile** volto a:

- definire periodicamente un Piano d'azione che consenta ai decisori politici di identificare le priorità d'intervento, le necessità di aggiornamento della legislazione regionale e la possibilità di implementare nuove misure, quantificando i fondi pubblici necessari per mettere in atto le azioni di Piano, attingendo, laddove possibile, anche a forme di finanziamento previste a livello nazionale ed europeo. Eventuali stanziamenti regionali verranno definiti con orizzonte di breve termine in quanto dovranno adeguarsi progressivamente sia al contesto normativo nazionale (es: superbonus, detrazioni fiscali), sia all'evoluzione del sistema energetico regionale;
- coordinare le azioni previste negli specifici piani settoriali aventi una ricaduta sui consumi energetici e sullo sviluppo delle **FER**, monitorandone l'andamento;
- verificare, sulla base del Monitoraggio del **PEAR VDA 2030**, il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Tale gruppo di lavoro risulta fondamentale per l'attuazione del **PEAR**, anche in considerazione dell'importante trasversalità degli argomenti trattati, al fine di garantire il raccordo e il coordinamento con quanto previsto nelle altre pianificazioni e strategie regionali, nonché di fornire un quadro aggiornato di come dovrebbero evolvere le leve normative ed economiche regionali, quali volano per il raggiungimento obiettivi prefissati.

Oltre a questo gruppo di lavoro principale, dovranno essere attivati **tavoli di lavoro su tematiche specifiche**, a cui potranno accedere anche enti esterni all'amministrazione regionale. Tra questi, a titolo non esaustivo, si riportano la definizione delle aree idonee e non idonee, in applicazione dell'art. 20 del dlgs. 199/2021, l'implementazione delle Comunità energetiche rinnovabili, lo sviluppo dell'Idrogeno.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
M.4.01	-	-

	P 02	PIANI DI AZIONE PER L'ENERGIA SOSTENIBILE E IL CLIMA	
OBIETTIVO	Supportare l'adesione dei Comuni valdostani al Patto dei Sindaci per il Clima & l'Energia (Patto dei Sindaci) e la redazione dei Piani di Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC)		
ATTUATORE	Dipartimento Sviluppo economico ed Energia Con il supporto di: COA energia di Finaosta S.p.A – CELVA - S.o. regionale Sviluppo energetico sostenibile		
SCALA TERRITORIALE	Fatto salvo il Comune di Aosta, si predilige, vista la dimensione ridotta dei Comuni valdostani e la trasversalità e complementarità delle azioni, l'adozione di "PAESC congiunti" (ove possibile a scala di Unité des Communes o, in alternativa, come aggregazione di Comuni aventi contiguità territoriale).		

Il Patto dei Sindaci è stato lanciato nel 2008 in Europa con l'ambizione di riunire i governi locali impegnati, su base volontaria, a raggiungere e superare gli obiettivi comunitari su clima ed energia. I sindaci che lo hanno sottoscritto si sono impegnati a raggiungere gli obiettivi energetici dell'UE dapprima entro il 2020 (protocollo di Kyoto) e in seguito entro il 2030 (nuova Agenda 2030 con l'integrazione delle politiche di mitigazione e adattamento).

Il Patto Globale dei Sindaci presenta diversi fattori chiave tra i quali la governance bottom-up e il modello di cooperazione multilivello e di azione guidata dai diversi contesti territoriali. Attualmente in Valle d'Aosta solo due Comuni si sono dotati di tale strumento e questa azione specifica è, pertanto, volta a incrementarne il numero.

L'azione comprende:

- supporto alla redazione dei **PAESC**, anche attraverso specifica previsione normativa;
- azioni di sensibilizzazione, in collaborazione con il **CELVA**, dirette alle amministrazioni locali affinché aderiscano al Patto dei Sindaci;
- supporto tecnico da parte del **COA energia** di Finaosta S.p.A. nella redazione dei **PAESC**, in particolare per gli aspetti di fornitura dei dati relativi al sistema energetico regionale e per l'elaborazione dell'Inventario di Base delle Emissioni (**IBE**).

Verrà altresì valutata l'opportunità per la Regione di aderire in qualità di Coordinatore del Patto dei Sindaci, al fine di formalizzare il ruolo di orientamento strategico e supporto finanziario e tecnico verso gli Enti locali.

Tale azione risulta peraltro allineata con la sottoscrizione, nel 2019 da parte di diversi comuni del *patto di Budoia* per l'azione dei comuni alpini nell'adattamento locale ai cambiamenti climatici.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
M.4.02	-	-

 P 03		MONITORAGGIO
OBIETTIVO	Aumentare l'affidabilità, la capillarità e la fruibilità, anche digitalizzata, dei dati energetici	
ATTUATORE	Dipartimento Sviluppo economico ed energia Con il supporto di: COA energia di Finaosta S.p.A e Dipartimento Innovazione e agenda digitale	
SCALA TERRITORIALE	Tutto il territorio regionale, con scala di dettaglio comunale.	

La conoscenza approfondita e affidabile dei dati relativi al sistema energetico regionale è fondamentale per fornire consapevolezza ai decisori politici e per impostare correttamente gli interventi per il raggiungimento degli obiettivi. Il [COA energia](#), per conto dell'Assessorato Sviluppo economico, formazione e lavoro, ha svolto negli anni un primo importante lavoro di raccolta, analisi e standardizzazione dei dati energetici relativi al territorio regionale. A partire da questo patrimonio conoscitivo, si intende:

- approfondire il livello di dettaglio delle informazioni raccolte, giungendo a una standardizzazione dei dati a scala comunale;
- implementare i sistemi informatici, [GIS](#) based, di gestione dei principali dati energetici;
- effettuare manutenzioni evolutive nell'ambito del Catasto Energetico Regionale della Valle d'Aosta ([CER VdA](#)) al fine di garantire l'interoperabilità tra diversi database, una migliore fruibilità e comunicabilità delle informazioni;
- rendere periodicamente le informazioni sotto forma di relazioni di monitoraggio del [PEAR](#) e di aggiornamento dei Bilanci energetici regionali ([BER](#)).

L'attività dovrà prevedere una forte collaborazione e sinergia con il Dipartimento Innovazione e agenda digitale, oltre che con altri soggetti regionali e nazionali deputati alla raccolta e gestione di dati in materia di energia, nonché, in alcuni casi, un possibile dialogo con piattaforme e database già esistenti o di prossima realizzazione, come lo Sportello Unico Digitale per le Energie Rinnovabili ([SUDER](#)).

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
M.4.03	-	-

 P 04 PUBBLICA AMMINISTRAZIONE - FORMAZIONE		
OBIETTIVO	Aumentare le competenze specifiche nel settore energia dei diversi soggetti operanti nell'ambito della pubblica amministrazione	
ATTUATORE	RAVA Con il supporto di: COA energia di Finaosta S.p.A., CELVA e altri soggetti competenti per materia	
SCALA TERRITORIALE	Regionale	

Il risparmio energetico è trasversale ai diversi settori del sistema socio-economico. La carenza di personale, la complessità normativa e l'interconnessione dei diversi settori influenzano negativamente la capacità amministrativa e tecnica delle pubbliche amministrazioni di accedere ai programmi di investimento pubblico, nonché di proporre e/o valutare interventi ottimali in un'ottica costi-benefici e di verificare l'effettiva sostenibilità di azioni e progetti.

Si intendono proporre interventi di formazione volti ad aumentare le competenze del personale che opera nell'ambito della pubblica amministrazione su alcune tematiche specifiche del settore energia, di volta in volta individuate, in relazione alle esigenze di aggiornamento, all'evoluzione tecnico-normativa e alle opportunità di accesso a misure di finanziamento a livello europeo e/o nazionale (es: requisiti energetici in edilizia, edifici *NZEB*, ecc.), e a fornire una complessiva maggiore consapevolezza del contesto di riferimento e delle relazioni tra i diversi ambiti tematici (es: correlazione tra interventi sismici ed energetici).

Attenzione verrà posta, inoltre, alla formazione in ambito di Appalti pubblici, al fine di promuovere best practices per gli approvvigionamenti di beni e servizi, nonché sistemi innovativi di intervento (Green Public Procurement, Power Purchase Agreement, Partenariati Pubblico-Privati, Energy Performance Contract, ecc.).

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.4.04 a M.4.06	-	-

 P 05 NETWORK		
OBIETTIVO	Aumentare la rete di contatti e la collaborazione a livello nazionale ed europeo con enti/istituzioni in ambito energetico	
ATTUATORE	Dipartimento Sviluppo economico ed energia Con il supporto di: COA energia di Finaosta S.p.A. - Dipartimento affari europei - S.o. regionale Sviluppo energetico sostenibile	
SCALA TERRITORIALE	Nazionale ed europea	

Per agevolare la realizzazione delle azioni, risulta importante disporre di una rete consolidata di rapporti con i principali soggetti che, a livello nazionale, operano sui temi della transizione energetica e che sono a disposizione dei territori regionali, al fine di avere un supporto diretto su tali ambiti e accedere a eventuali incentivi a regia nazionale. Altresì, non è da sottovalutare l'importanza dei contatti con realtà, in particolare dell'ambito alpino, che si trovano ad affrontare la medesima sfida della transizione climatica in contesti territorialmente simili ma con approcci normativi differenti. Lo scambio di conoscenze diventa elemento che può portare a sinergie, idee e progetti comuni, oltreché attrarre fondi [UE](#).

A tal fine si intende:

- consolidare i rapporti con enti istituzionali nazionali (quali, a titolo esemplificativo, il [GSE](#));
- perseguire l'obiettivo di partecipare a progetti europei, di interesse per il territorio, sulle tematiche energetiche (es. progetti Interreg) o a gruppi di lavoro specifici (es: [EUSALP](#)).

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.4.07 a M.4.08	-	-

 P 06		SEMPLIFICAZIONE AMMINISTRATIVA
OBIETTIVO	Adeguamento e, ove possibile, semplificazione normativa in materia di energia, con l'obiettivo di migliorare l'efficacia e la correlazione con gli altri settori	
ATTUATORE	Dipartimento Sviluppo economico ed energia - S.o. regionale Sviluppo energetico sostenibile Con il supporto di: COA energia di Finaosta S.p.A. e altre S.o. regionali trasversalmente competenti per materia	
SCALA TERRITORIALE	Regionale	

La stratificazione normativa, in particolare in alcuni ambiti come quello dell'edilizia, scoraggia e risulta talvolta un ostacolo all'attuazione delle azioni; essa deriva, sempre più, da un quadro normativo sovraordinato, in cui spesso non è possibile un intervento diretto da parte dell'Amministrazione regionale. Un'attività importante di semplificazione è stata avviata nell'ambito del **PNRR** da parte della *S.o. regionale Sviluppo energetico sostenibile* e proseguirà, in collaborazione con le strutture regionali coinvolte nei processi trasversali e con eventuali soggetti esterni, con l'obiettivo di:

- individuare gli ambiti in cui è possibile un intervento diretto da parte dell'Amministrazione regionale (con particolare riferimento alla *l.r. 13/2015* e relative deliberazioni attuative), apportando i necessari aggiornamenti e allineamenti alle norme sovra regionali, in un'ottica di semplificazione e razionalizzazione degli adempimenti e implementazione, ove possibile, di sistemi maggiormente efficienti, in particolare in termini di digitalizzazione;
- effettuare, ove pertinente, una valutazione trasversale della coerenza delle misure di sviluppo e incentivazione dei diversi settori della *PA* con gli obiettivi di decarbonizzazione e sviluppo sostenibile;
- adottare gli atti previsti dalla normativa europea e nazionale vigente, come, ad esempio, la definizione delle aree idonee/non idonee.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
M.4.09	-	-

	P 07	INFORMAZIONE E SENSIBILIZZAZIONE
OBIETTIVO	Realizzare un sistema di accesso alle informazioni efficace, smart, diffuso e completo Sensibilizzare il territorio e promuovere un ruolo proattivo dei cittadini	
ATTUATORE	Dipartimento Sviluppo economico ed energia - S.o. regionale Sviluppo energetico sostenibile Con il supporto di: COA energia di Finaosta S.p.A.	
SCALA TERRITORIALE	Le attività sono indirizzate a tutto il territorio regionale, tuttavia si specifica che: <ul style="list-style-type: none"> • lo Sportello IECN è ubicato in Aosta, ma si valuterà la possibilità di realizzare “sportelli sul territorio”, con sedi e orari di apertura da definire, e la creazione di uno “sportello virtuale” on-line; • gli eventi dovranno prioritariamente garantire la copertura di alta, media e bassa Valle. 	



Le numerose risorse economiche messe in campo a diversi livelli (europeo, nazionale e regionale) necessitano di un'adeguata regia informativa che possa raggiungere i molteplici target e le relative specifiche esigenze, con particolare riferimento ai singoli cittadini.

Inoltre, si intende mettere in campo alcune iniziative volte a coinvolgere la società civile, gli enti e le istituzioni, nonché il tessuto produttivo in un processo di crescita economico-sociale, anche basato sui temi della cittadinanza attiva, dell'impegno sociale e della partecipazione democratica, attraverso il maggior coinvolgimento possibile dei singoli, che sia di stimolo all'adozione di nuovi stili di vita e modelli e alla diffusione di iniziative sul territorio in linea con i principi di economia circolare e di acquisti consapevoli.

In particolare, nell'ambito delle attività del **COA energia**, si intende:

- continuare e potenziare l'attività dello Sportello Info Energia Chez Nous (**IECN**), rendendolo più completa e più efficace, anche eventualmente con attività e/o sedi dislocate sul territorio oppure on-line;
- garantire l'aggiornamento delle informazioni sul sito regionale, tramite newsletter e social su tematiche specifiche in ambito energetico, come ad esempio le opportunità di intervento per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili, il miglioramento degli stili di vita, la transizione energetica, il contrasto alla povertà energetica e la sobrietà energetica, ecc., con l'obiettivo di rendere semplici, trasparenti e accessibili i dati energetici del territorio;
- realizzare campagne informative ed eventi (convegni, giornate informative, fiere, ecc.) in tema di energia e diffondere le best practices;
- organizzare laboratori e momenti di confronto con la popolazione sul **PEAR** e sul monitoraggio dello stesso.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.4.10 a M.4.12	-	-

 P 08		COMUNITÀ ENERGETICHE E AUTOCONSUMO COLLETTIVO
OBIETTIVO	Sostenere la realizzazione di forme di autoconsumo collettivo e la nascita e lo sviluppo di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)	
ATTUATORE	Dipartimento Sviluppo economico ed energia - S.o. regionale Sviluppo energetico sostenibile con il supporto del COA energia di Finaosta S.p.A.	
SCALA TERRITORIALE	Le attività sono indirizzate a tutto il territorio regionale secondo le regole dettate dalla normativa nazionale vigente. Lo sviluppo delle misure di incentivazione dovrà favorire la ricerca della taglia ottimale per le CER, cercando di razionalizzare gli adempimenti gestionali e di impattare in modo positivo sulla rete elettrica (rif. Scheda R 01 RETE ELETTRICA).	



Le direttive europee “rinnovabili”²⁴¹ e “mercato”²⁴² e le norme italiane di recepimento prevedono una nuova declinazione del concetto di “autoconsumo”, introducendo la figura del “prosumer”, ovvero del consumatore-produttore di energia quale elemento centrale della transizione verso un modello di produzione energetica sempre più distribuito e decarbonizzato. L’autoconsumo collettivo e le CER costituiscono modelli innovativi per la produzione, la distribuzione e il consumo di energia proveniente da fonti rinnovabili. Con l’obiettivo sostenere tale forma di aggregazione tra consumatori privati, aziende ed enti locali, si intende favorire la costituzione di comunità energetiche nel territorio valdostano. L’azione si inserisce nell’ambito di un contesto europeo che individua nell’attività di comunità una leva di potenziale sviluppo sostenibile dei territori, anche attraverso forme complementari quali le Green Communities (es. bando **PNRR**) e gli Smart Villages (es: nell’ambito di **EUSALP**). Tale misura dovrà svilupparsi in sinergia e confronto con altri progetti finalizzati a valorizzare il territorio attraverso forme di aggregazione comunitarie che pongano tra i propri obiettivi la decarbonizzazione, lo sviluppo delle FER e il risparmio energetico e, più in generale la transizione ecologica ed energetica. Tra gli obiettivi di questa azione:

- la finalizzazione del disegno di legge regionale *Disposizioni per la promozione e lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili e dell’autoconsumo collettivo*, in coerenza e sinergia con le disposizioni contenute nel decreto del **MASE** che stabilisce i criteri e le modalità per la concessione dei contributi **PNRR** per la promozione delle rinnovabili per le comunità energetiche e l’autoconsumo, le disposizioni per la definizione degli incentivi sotto forma di tariffa incentivante sulla quota di energia condivisa per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo e le disposizioni per l’erogazione di contributi per lo sviluppo delle CER;
- l’istituzione di un tavolo tecnico di monitoraggio e supervisione sulla tematica (rif. Scheda **P 01 GOVERNANCE**) ;
- lo svolgimento di attività di animazione territoriale e informazione (rif. Scheda **P 07 INFORMAZIONE E SENSIBILIZZAZIONE**).

In particolare, nell’ambito della programmazione PR/FESR 2021/2027 è stata inserita l’azione *b.ii.2) Sostegno allo sviluppo di comunità energetiche*, con una dotazione finanziaria di 4.000.000 di euro, volto ad avvicinare l’implementazione di tale forma di aggregazione tra consumatori privati, aziende ed enti locali, favorendo la costituzione di una o più comunità energetiche nel territorio valdostano.



Nell’ambito del **PNRR**, *M2C2 – 1.2 Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l’autoconsumo*, è prevista, inoltre, la possibilità di finanziare la realizzazione di impianti FER a servizio di comunità energetiche, con un importo complessivo di 18.131.777 euro. Le modalità di cumulo con le tariffe incentivanti per l’energia condivisa nell’ambito delle CER sono attualmente in fase di definizione a livello ministeriale.



INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.4.13 a M.4.14	-	-

²⁴¹ Rif. Direttiva 2018/2001/UE

²⁴² Rif. Direttiva 2019/944/UE

	P 09	PROFESSIONISTI E IMPRESE – FORMAZIONE, SISTEMI DI GESTIONE E LABEL	
OBIETTIVO	<p>Accrescere le competenze degli attori coinvolti nelle diverse attività inerenti il settore energia.</p> <p>Incentivare l'adesione a protocolli di gestione per il miglioramento continuo degli aspetti energetici/ambientali nelle imprese</p>		
ATTUATORE	<p>Dipartimento Politiche del lavoro e formazione - S.o. regionale Sviluppo energetico sostenibile - S.o. Ricerca, Innovazione e trasferimento tecnologico</p> <p>Con il supporto di: COA energia di Finaosta S.p.A. e in collaborazione con le Associazioni di categoria e gli Ordini e Collegi professionali – altri soggetti trasversalmente competenti per materia</p>		
SCALA TERRITORIALE	Regionale		

Le competenze sui temi trasversali dell'energia, si intersecano con tematiche di altro genere, come quelle dello sviluppo sostenibile, dei cambiamenti climatici, dell'economia circolare, ecc... Si evidenzia, in modo sempre più marcato, l'esigenza di sviluppare competenze specifiche, di ogni livello, anche altamente specialistiche.

Si rende necessario, quindi, promuovere iniziative di formazione volte allo sviluppo di tali competenze e alla definizione e preparazione di nuove figure professionali richieste nel settore energetico. In particolare, si intende:

- realizzare periodicamente una ricognizione dei bisogni formativi di professionisti e imprese, con particolare riferimento alle tematiche connesse alla transizione energetica;
- introdurre percorsi curricolari che preparino i profili professionali altamente specializzati richiesti sul territorio (es: CVA);
- realizzare corsi di formazione specialistici disegnati sulle esigenze del territorio, ad esempio, relativi alla creazione di una filiera costruttiva integrata in edilizia;
- individuare professionalità complementari: ricercatori ad alta specializzazione scientifica e figure professionali che fungano da raccordo tra imprese, soprattutto piccole e poco attrezzate, e mondo della ricerca e della formazione.

Le imprese possono essere efficacemente supportate nel processo di transizione energetica da sistemi di miglioramento continuo, standardizzati e certificati, quali ad esempio i Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) e i Sistemi di Gestione dell'Energia (SGE) o i sistemi di gestione integrati. In continuità con quanto già istituito²⁴³, si intende promuovere ulteriormente l'adesione, da parte delle imprese, anche del settore terziario, a tali meccanismi. Inoltre, si ritiene importante promuovere l'adesione ad analoghi sistemi da parte delle imprese, ivi comprese quelle del settore turistico, al fine di rafforzare l'immagine di un territorio Green, anche attraverso specifiche azioni di marketing territoriale.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.4.15 a M.4.18	-	-

²⁴³ Rif. l.r. 31/2001

	P 10	SCUOLE
OBIETTIVO	Sensibilizzare le nuove generazioni sulla transizione energetica e creare competenze specifiche attraverso azioni rivolte al sistema educativo di istruzione e di formazione	
ATTUATORE	Dipartimento sovrintendenza agli studi – Dipartimento politiche del lavoro e della formazione - COA energia di Finaosta S.p.A., altri soggetti trasversalmente competenti e principali stakeholders del territorio	
SCALA TERRITORIALE	Le attività sono indirizzate alle istituzioni scolastiche di tutto il territorio regionale, con un focus particolare sui Comuni di Aosta e Verrès per la presenza dei laboratori didattici specialistici sull'energia	



Si intende promuovere e organizzare attività formative rivolte a studenti e insegnanti al fine di sviluppare la sensibilità e le competenze sul tema dell'energia e diffondere le buone prassi del risparmio energetico e la cultura dello sviluppo energetico sostenibile.

In particolare, si ipotizza di:

- coordinare l'offerta formativa in materia di energia negli istituti scolastici e negli enti di formazione titolari di percorsi di istruzione e formazione professionale valdostani (attività a catalogo);
- pianificare e avviare percorsi di formazione post diploma specifici in ambito energetico;
- organizzare e promuovere iniziative di sensibilizzazione sulla transizione energetica con il coinvolgimento attivo degli studenti, anche con il supporto della rete interistituzionale per il sostegno e lo sviluppo delle discipline afferenti all'ambito Science, Technology, Engineering and Mathematics (*STEM*) approvata con *d.G.r. 128/2021*;
- valorizzare i laboratori didattici specialistici sull'energia realizzati presso l'Istituto tecnico e professionale "Corrado Gex" di Aosta e l'Istituzione Scolastica di Istruzione Liceale, Tecnica e Professionale di Verrès al fine di diffondere, in particolar modo all'interno degli istituti tecnici, la conoscenza sulle tematiche legate allo sviluppo delle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica in edilizia tramite lezioni teoriche ed esperienze pratiche, anche favorendo l'utilizzo dei laboratori per l'organizzazione di percorsi formativi con il coinvolgimento di imprese del settore;
- coinvolgere i principali stakeholders del territorio nelle azioni di disseminazione e formazione, in coerenza con i contenuti del PEAR.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.4.19 a M.4.20	-	-

	P 11	POVERTÀ ENERGETICA	
OBIETTIVO	Contrasto alla povertà energetica		
ATTUATORE	RAVA in collaborazione con COA energia di Finaosta S.p.A.		
SCALA TERRITORIALE	Regionale		

Si intende attuare azioni di contrasto alla povertà energetica attraverso la definizione di sforzi coordinati volti a:

- monitorare, sulla base dell'andamento dei prezzi e degli indicatori nazionali, la penetrazione della povertà energetica sul territorio regionale;
- valutare, sulla base dell'andamento della povertà energetica, la necessità di misure regionali integrative di quanto già previsto a livello nazionale e la platea dei potenziali beneficiari delle stesse;
- valorizzare, negli strumenti normativi regionali, le ricadute in termini di contrasto alla povertà energetica;
- effettuare azioni di sensibilizzazione sul tema della povertà energetica, in particolare sul ruolo delle CER in tale ambito.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.4.21 a M.4.23	-	-

	P 12	RICERCA, SVILUPPO E INNOVAZIONE	
OBIETTIVO	Promuovere attività di ricerca, sviluppo e innovazione nell'ambito del sistema produttivo regionale		
ATTUATORE	S.o. Ricerca, innovazione e trasferimento tecnologico, S.o. Competitività del sistema economico e incentivi		
SCALA TERRITORIALE	Regionale		

AZIONE

L'obiettivo strategico della **Strategia di specializzazione intelligente delle regione Valle d'Aosta (S3 VDA 2021-2027)** è quello di concentrare e investire le risorse disponibili per lo sviluppo del territorio nelle aree tematiche e negli ambiti di specializzazione individuati, promuovendo strategie di innovazione realistiche e attuabili e rispondendo così in modo più efficiente alle sfide sociali ed economiche. L'ambito della **S3** più direttamente connesso con le tematiche del **PEAR** è quello della **Montagna Sostenibile**.

La sfida della transizione ecologica richiede un nuovo approccio di tipo sistemico e organico verso l'innovazione e si basa sull'individuazione di un portafoglio strategico di iniziative di Ricerca, sviluppo e innovazione volto, in particolar modo, ad accelerare la disponibilità di tecnologie in grado di sostenere lo sviluppo delle imprese del territorio e trovare una risposta ai settori "Hard to Abate", in attuazione delle leggi regionali di settore, nonché promuovendo l'accesso e il ricorso a eventuali ulteriori finanziamenti statali ed europei.

A tal fine, si ipotizza di:

- promuovere networking tra Pubblica Amministrazione, Università, Centri di ricerca e imprese;
- verificare la fattibilità di un centro di ricerca su tematiche connesse alla transizione energetica, con l'obiettivo di valorizzare l'attività delle imprese del territorio che operano nel settore e di attrarre nuovi investimenti per contribuire allo sviluppo di tale ambito;
- finanziare lo sviluppo di progetti di ricerca industriale, ricerca applicata e sviluppo sperimentale, finalizzata al trasferimento di tecnologie all'industria nel settore energia, per favorire lo sviluppo delle imprese e insediare nuove imprese innovative sul territorio;
- sostenere le PMI per consentire loro di affrontare al meglio la transizione digitale e verde, in particolare attraverso investimenti innovativi.

INDICATORI - Piano di monitoraggio

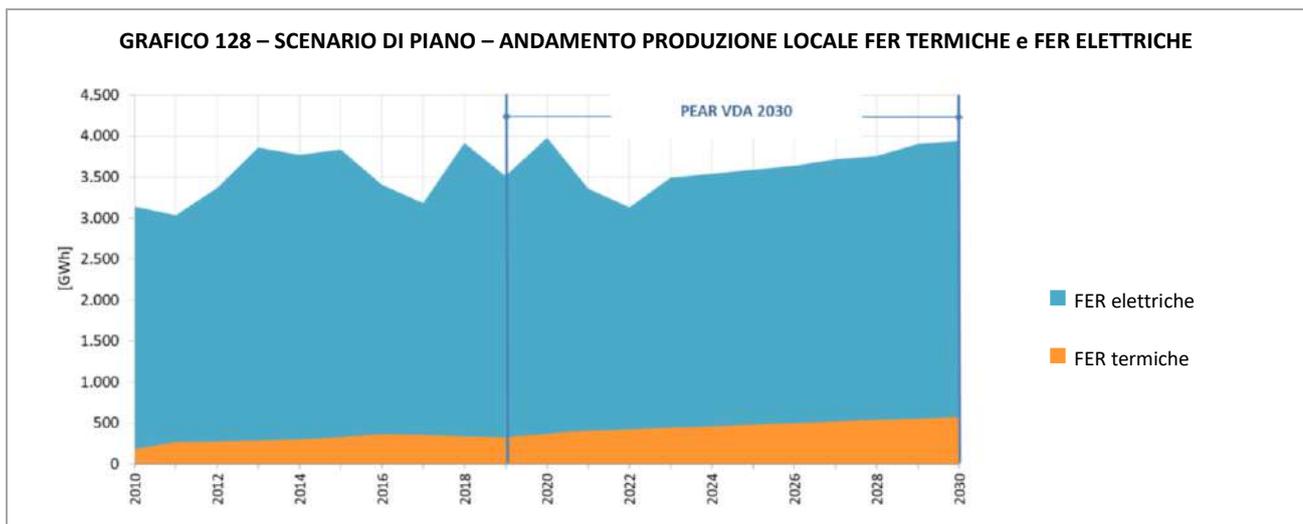
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.4.24 a M.4.25	-	-

7. SCENARIO DI PIANO E CONCLUSIONI

Le azioni dello scenario di piano, descritte nel precedente capitolo, complessivamente, sono volte al raggiungimento degli obiettivi descritti nel capitolo 4. Di seguito vengono riepilogati i risultati attesi in termini di produzione locale da FER, disponibilità interna lorda, consumi finali lordi (CFL) e netti (CFN), nonché emissioni di GHGs.

7.1 Produzione locale da FER

Per quanto riguarda la produzione locale²⁴⁴ da FER, si prevede una variazione complessiva al 2030 del +12% dovuta sia al forte incremento delle FER termiche (+75%) sia quello delle FER elettriche (+6%). Seppur percentualmente i due valori siano estremamente differenti, in termini assoluti di tratta, in entrambi i casi, di variazioni del medesimo ordine di grandezza (rif. GRAFICO 128, TABELLA 70 e TABELLA 71).



SCENARIO DI PIANO - PRODUZIONE LOCALE DA FER ELETTRICHE E TERMICHE [GWh]				
	PEAR VDA 2030			
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
FER ELETTRICHE	3.186,2	3.370,9	184,7	6%
FER TERMICHE	328,3	573,3	244,9	75%
TOTALE	3.514,5	3.944,1	429,6	12%

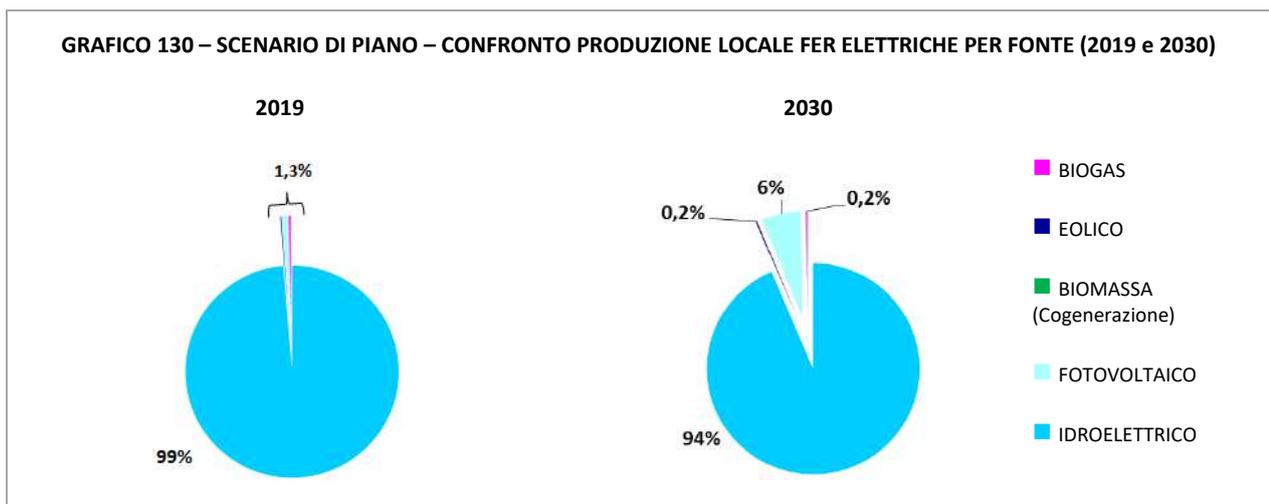
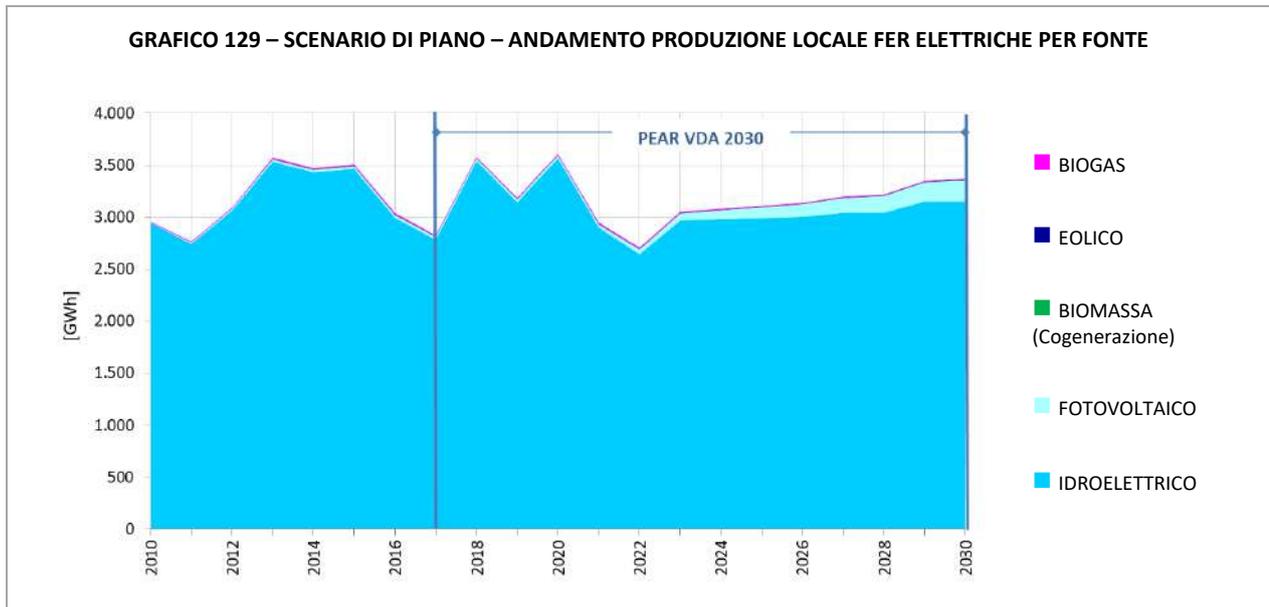
TABELLA 70 - SCENARIO DI PIANO – Produzione locale di FER elettriche e FER termiche

SCENARIO DI PIANO PRODUZIONE LOCALE DA FER SUDDIVISIONE TRA FONTI [GWh]				
	PEAR VDA 2030			
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
IDROELETTRICO	3.143,7	3.153,2	9,5	0,3%
FOTOVOLTAICO	27,0	200,9	173,9	644%
EOLICO	4,5	7,3	2,8	62%
SOLARE TERMICO	19,2	27,5	8,2	43%
POMPE DI CALORE	32,7	245,3	212,7	651%
BIOMASSA	265,6	293,6	28,0	11%
BIOGAS	21,8	16,3	-5,5	-25%
TOTALE	3.514,5	3.944,1	429,6	12%

TABELLA 71 - SCENARIO DI PIANO – Produzione locale di FER suddivise per fonte

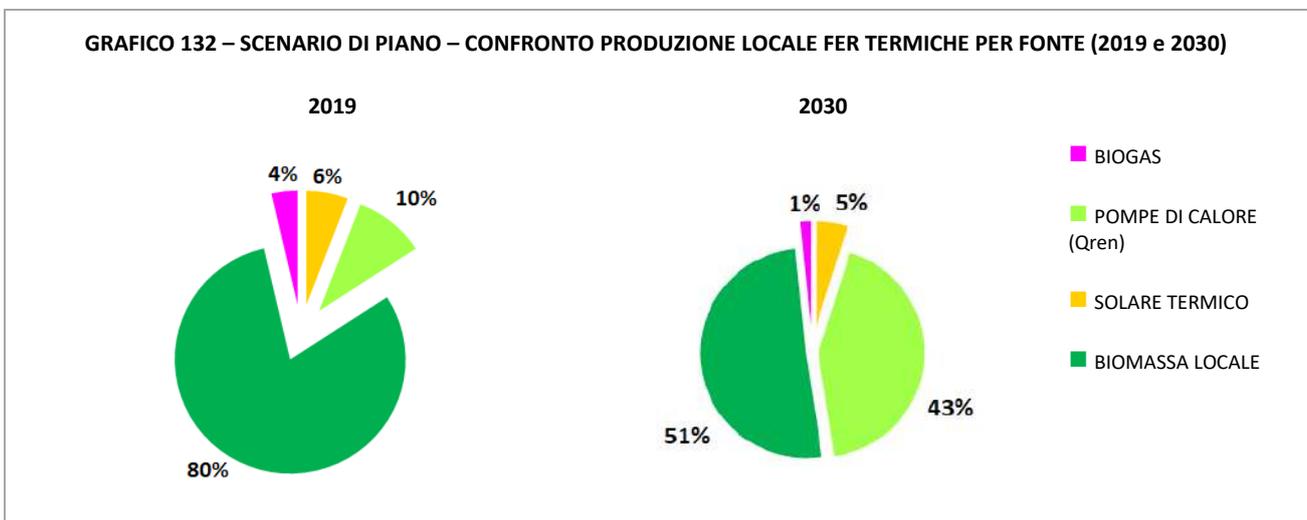
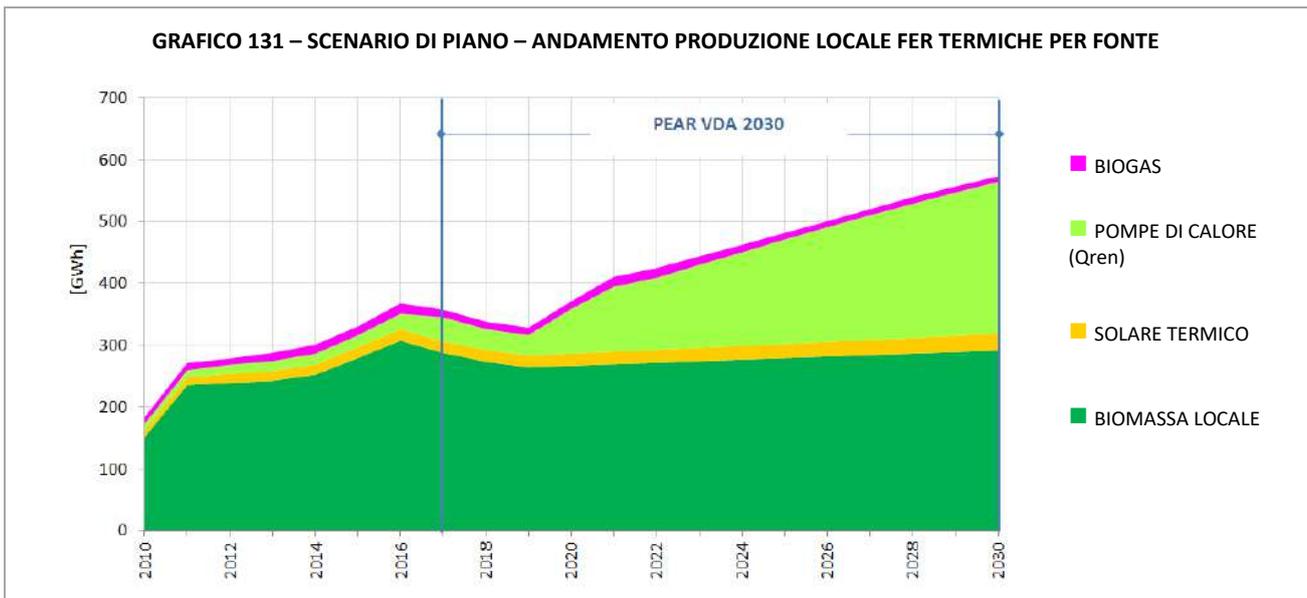
²⁴⁴ Si intende al netto delle importazioni, in particolare di biomassa (rif. Cap. 3.3.)

Per quanto riguarda le **FER elettriche** (rif. [GRAFICO 129](#) e [GRAFICO 130](#)), l'incremento al 2030 (+6%) è da attribuire principalmente al fotovoltaico (rif. schede [Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.](#)).

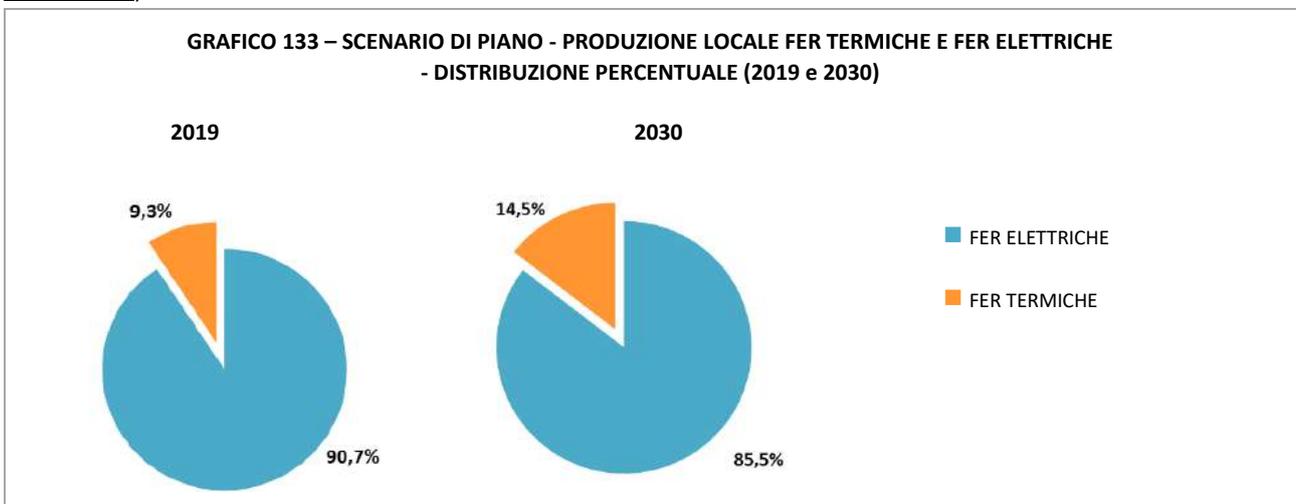


Per quanto riguarda le **FER TER**, al 2030 si ipotizza invece un incremento (+75%), dovuto quasi esclusivamente al maggior utilizzo di pompe di calore (+651%), ivi incluso il maggior utilizzo della pompa di calore a servizio dell'impianto di teleriscaldamento di Aosta (rif. [GRAFICO 131](#)).

Le biomasse locali che costituiscono la quota principale delle **FER TER** e le cui valutazioni risentono della poca solidità dei dati a disposizione, vengono considerate con un leggero incremento (+11%), mentre il minor utilizzo del biogas è dovuto alla progressiva diminuzione dei quantitativi estraibili dalla discarica (-25%) (rif. [GRAFICO 132](#)).

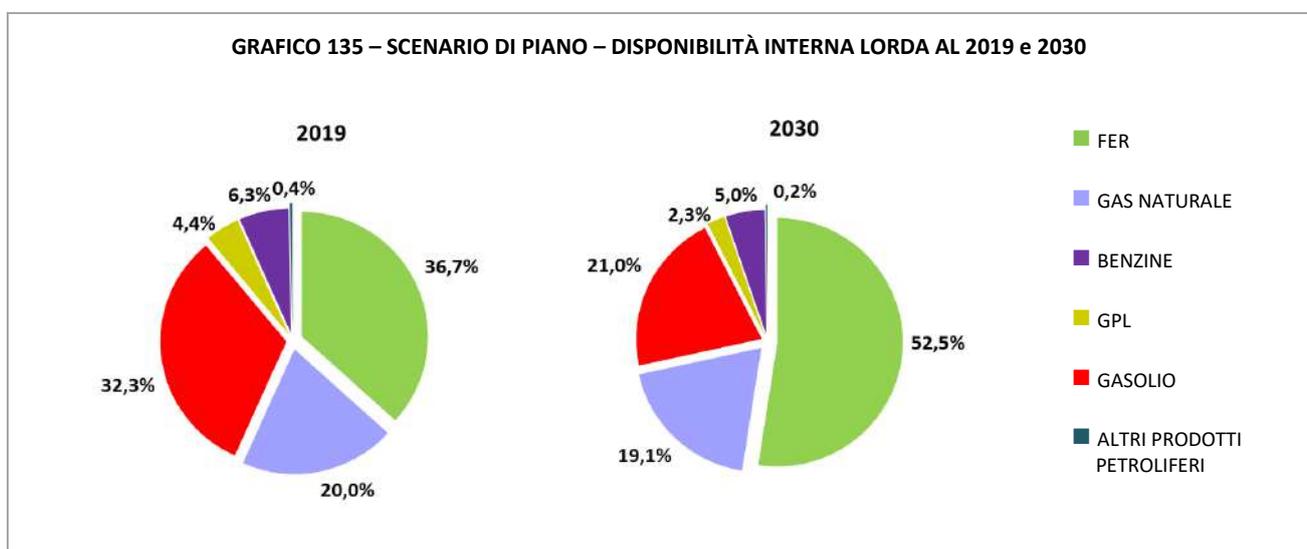
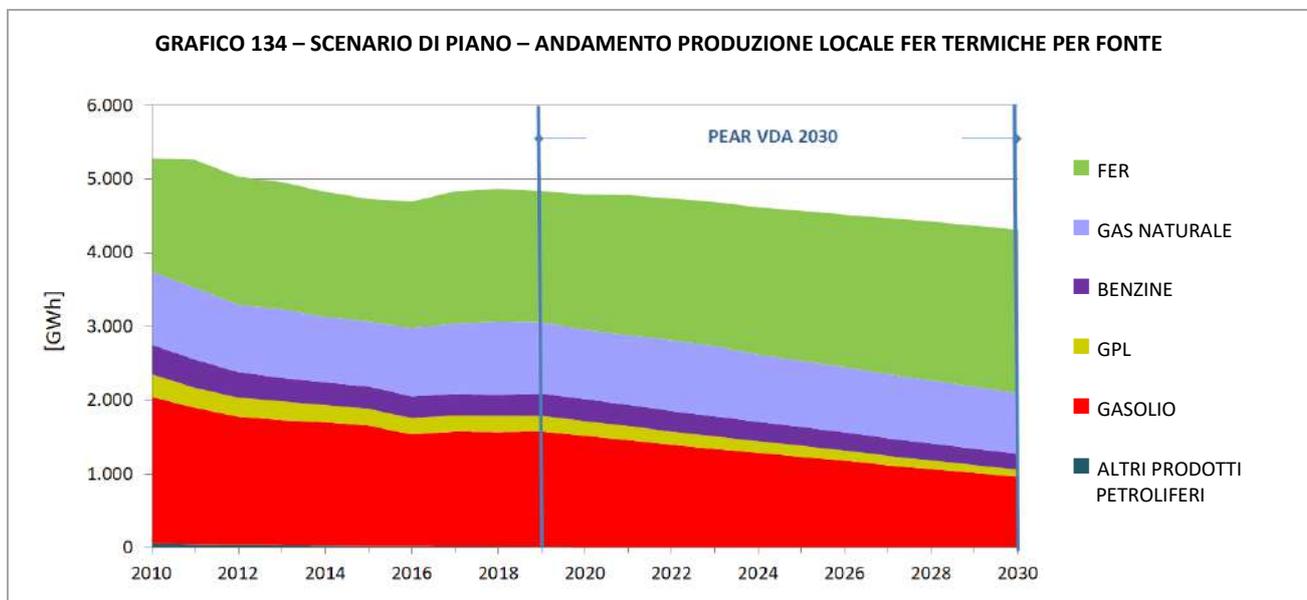


Complessivamente, la ripartizione tra *FER* elettriche e *FER* termiche, caratterizzata al 2019 da una netta prevalenza dell'energia elettrica (90,7%) subisce una riduzione a seguito di un incremento delle *FER* termiche (14,5 % al 2030) (rif. [GRAFICO 133](#)).



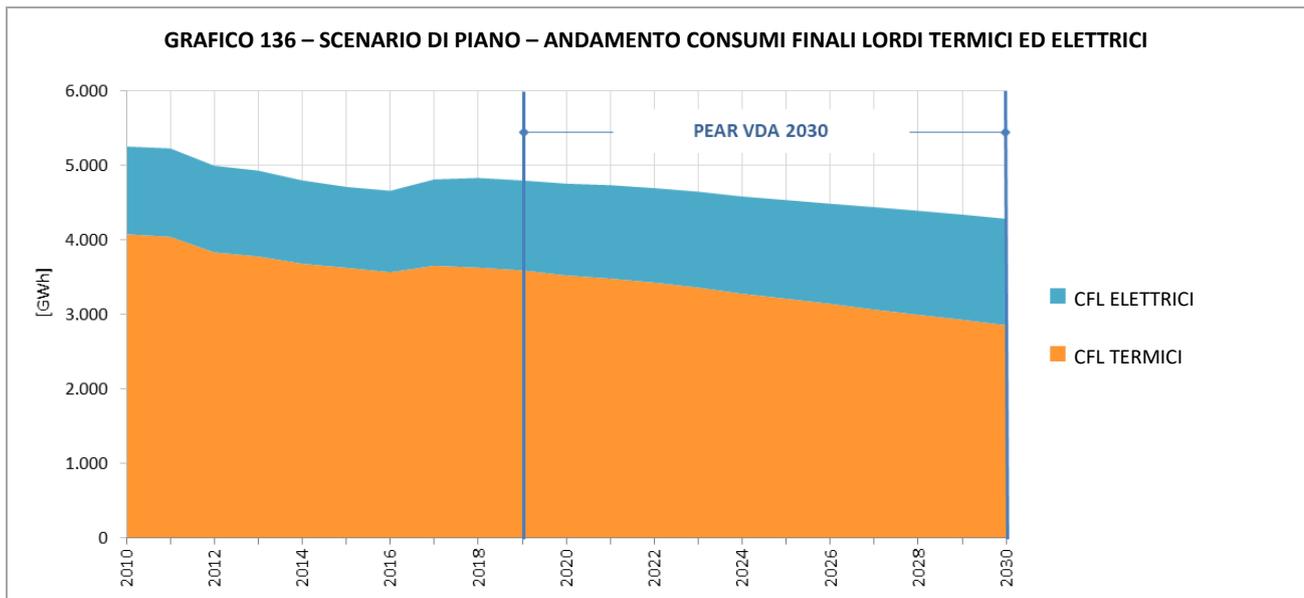
7.2 Disponibilità interna lorda

La **disponibilità interna lorda** rappresenta il fabbisogno energetico complessivo di un territorio, in quanto comprende la somma di produzione e importazione, a cui viene sottratta l'energia esportata. Al 2030 si ipotizza che sia costituita per il 52,5% da **FER**, per il 38,4% da prodotti petroliferi e per il 19,1% da gas naturale (rif. [GRAFICO 134](#) e [GRAFICO 135](#)).



7.3 Riduzione dei consumi

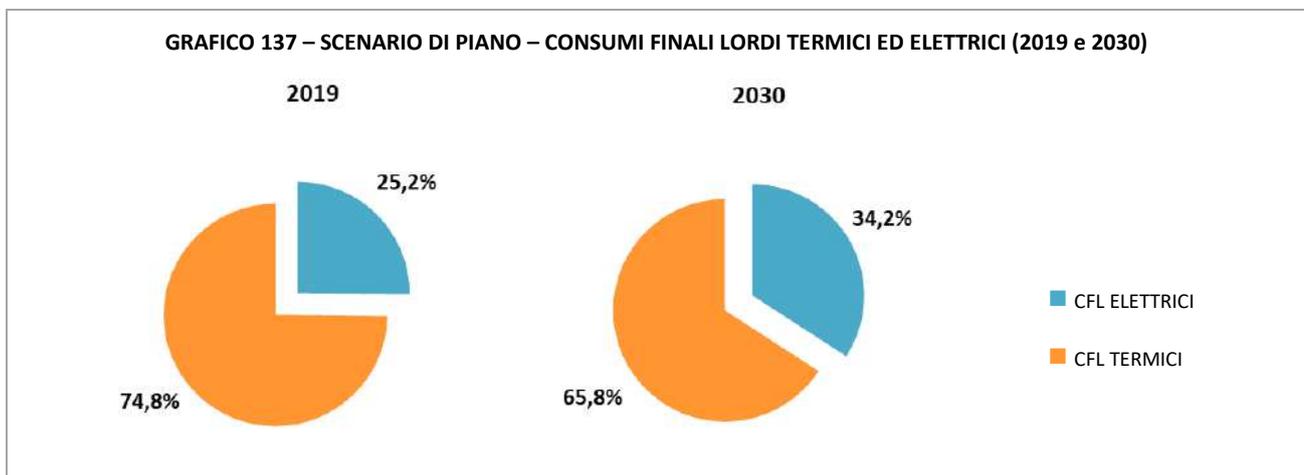
I **Consumi Finali Lordi (CFL)**, rispetto a quanto riportato nello scenario libero evidenziano una sostanziale riduzione rispetto al 2019 (-11,5%) dovuta soprattutto ai consumi termici (-22%). I consumi elettrici sono invece ipotizzati in controtendenza (+20,2%) visto il processo di elettrificazione dei consumi di tipo termico, in particolare per l'utilizzo di pompe di calore e l'introduzione di auto elettriche (rif. [GRAFICO 136](#) e [TABELLA 72](#)).



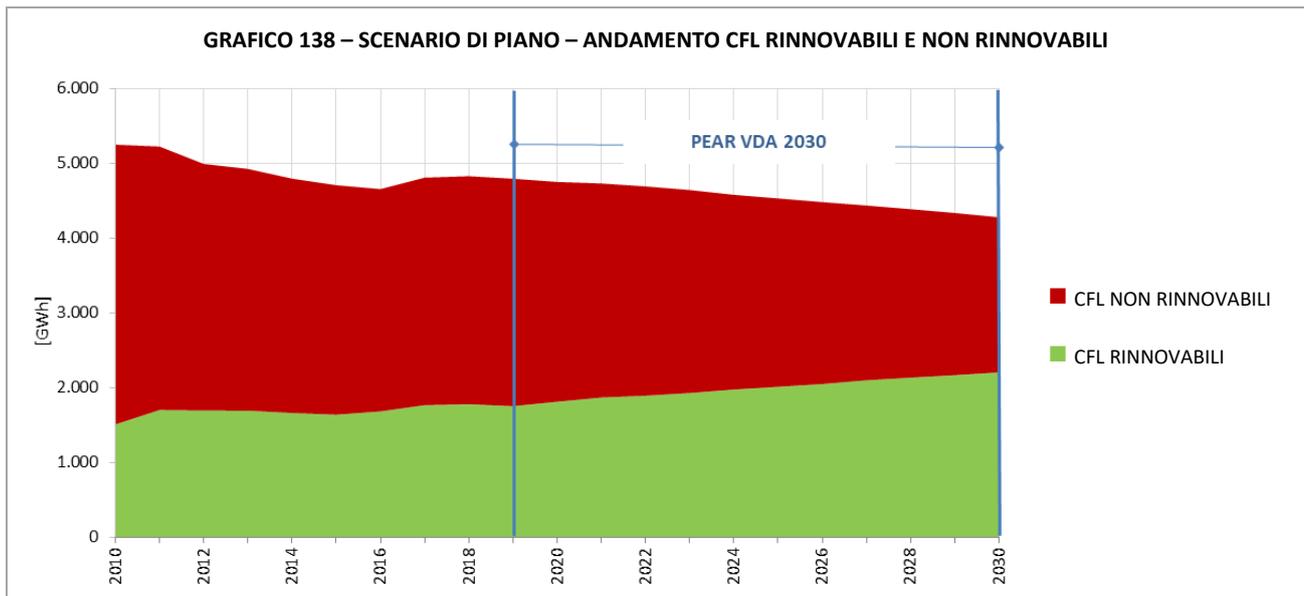
SCENARIO DI PIANO - CONSUMI FINALI LORDI (CFL) ELETTRICI E TERMICI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFL - ELETTRICI	1.207,0	1.428,8	221,8	18%
CFL - TERMICI	3.589,1	2.851,9	-737,2	-21%
TOTALE	4.796,1	4.280,7	-515,4	-11%

TABELLA 72 - SCENARIO DI PIANO – confronto valori consumi finali lordi elettrici e termici

Al 2030 i consumi termici sono sempre in netta prevalenza (65,8%) nonostante l’andamento in crescita dei consumi elettrici (34,2% al 2030 rispetto al 25,2% al 2019) (rif. GRAFICO 137).

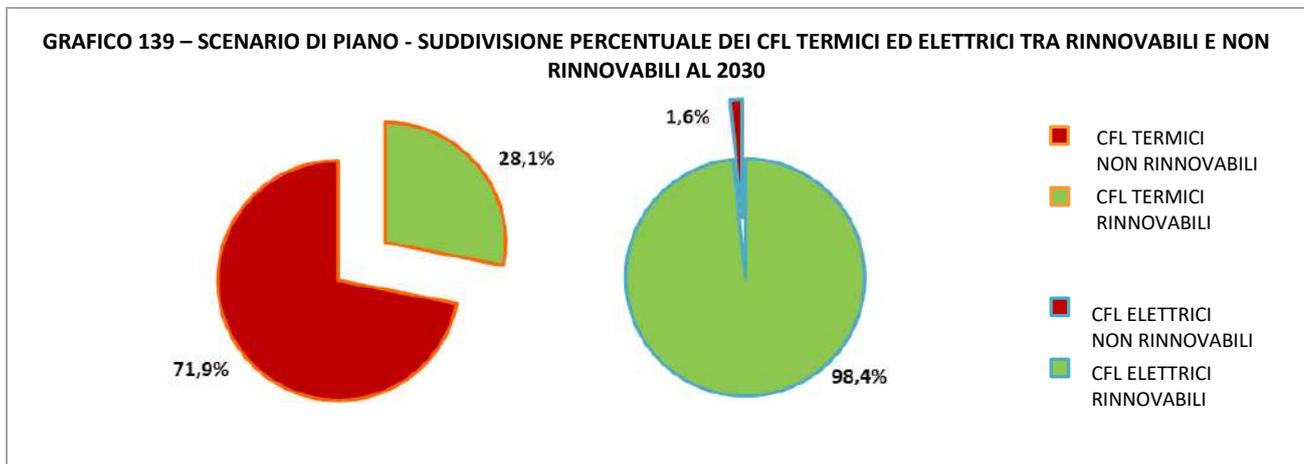


Per quanto riguarda la penetrazione delle FER nei CFL risulta un incremento pari al 27% al 2030, mantenendo le differenze sostanziali tra comparto elettrico e termico: al 2030, infatti, il contributo delle FER rimane preponderante sui CFL elettrici (98,4%), mentre nel settore termico il contributo delle FER rimane inferiore rispetto alle fonti fossili (28,7%) (rif. GRAFICO 138 e TABELLA 73 e GRAFICO 139).



SCENARIO DI PIANO - CONSUMI FINALI LORDI (CFL) RINNOVABILI E NON RINNOVABILI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CFL - RINNOVABILI	1.755	2.206	452	26%
CFL - NON RINNOVABILI	3.042	2.074	-967	-32%
TOTALE	4.796	4.281	-515	-11%

TABELLA 73 - SCENARIO DI PIANO – Confronto consumi finali lordi rinnovabili e non rinnovabili

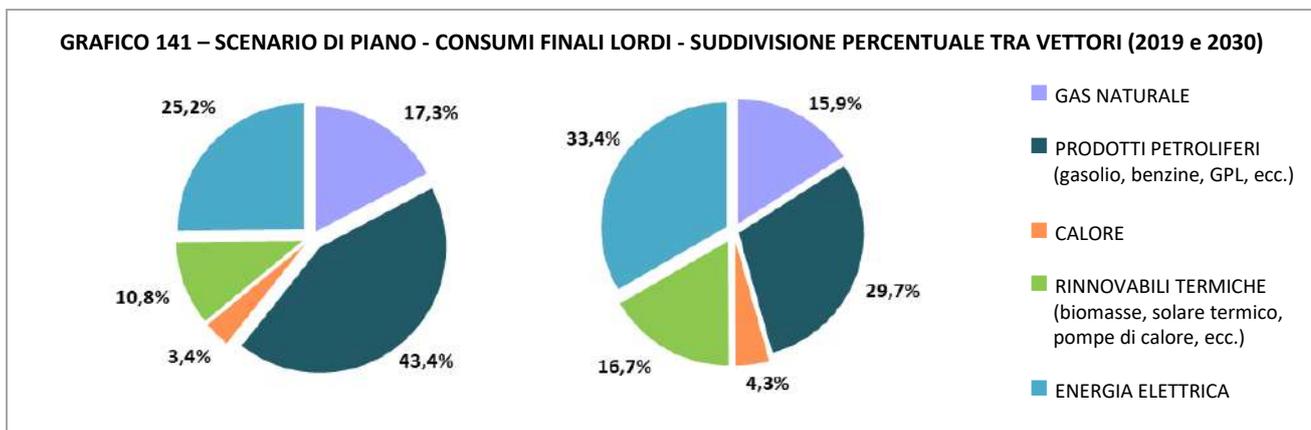
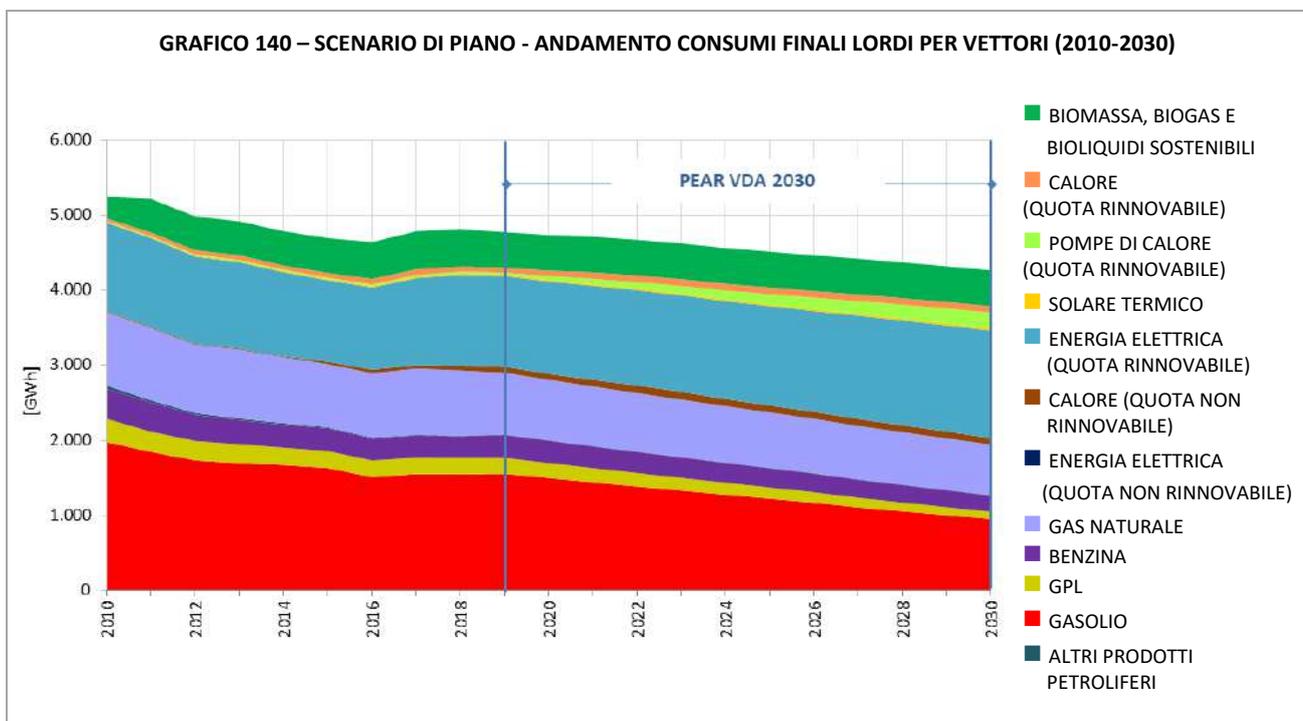


Gli andamenti sopra riportati sono caratterizzati da alcune variazioni significative nella ripartizione tra i singoli vettori, registrando al 2030 una diminuzione dei prodotti petroliferi (-41,7%) e un incremento dei consumi elettrici (+20%) come meglio descritto nella TABELLA 74, nel GRAFICO 140 e nel GRAFICO 141.

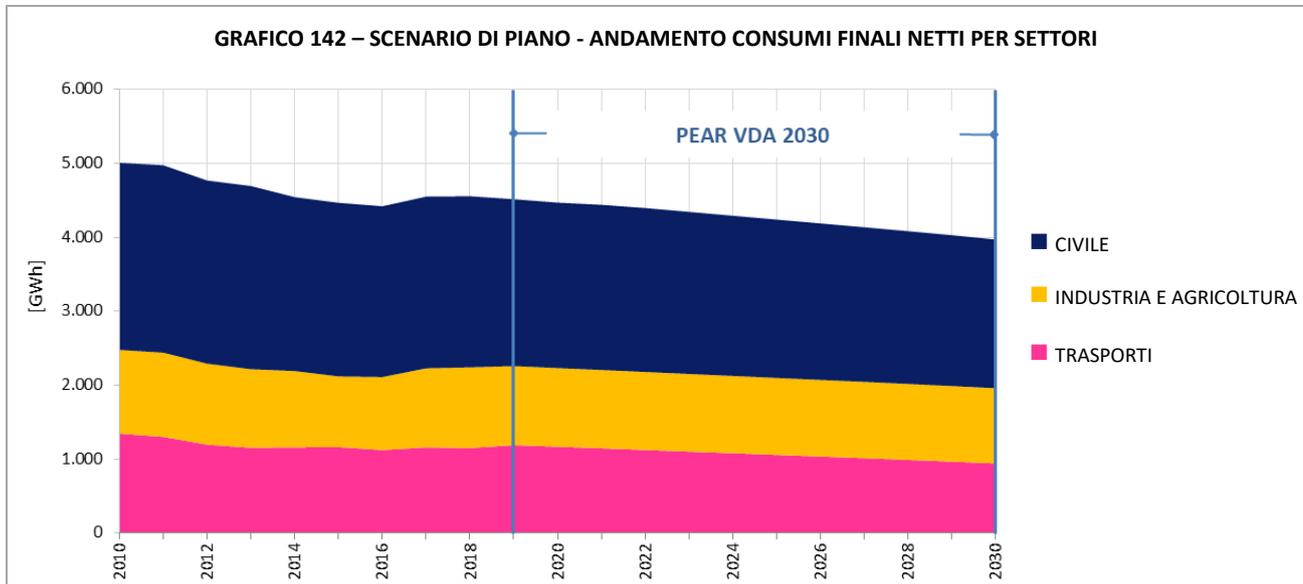
SCENARIO DI PIANO				
CONSUMI FINALI LORDI (CFL) SUDDIVISI PER FONTE [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
SOLARE TERMICO	19,2	27,5	8,2	43%
POMPE DI CALORE (q ren)	26,9	213,6	186,8	695%
BIOMASSA, BIOGAS e BIOLIQUIDI SOST	472,8	474,1	1,3	0%
CALORE	161,2	183,2	22,0	14%
ENERGIA ELETTRICA	1.207,0	1.428,8	221,8	18%
GAS NATURALE	828,2	681,7	-146,5	-18%
BENZINA	305,5	213,8	-91,6	-30%
GPL	211,0	97,2	-113,8	-54%
ALTRO*	7,0	6,6	-0,4	-5%
TOTALE	4.796,1	4.280,7	-515,4	-11%

*kerosene, olio combustibile, carburante avio, bioliquidi non sostenibili e carbone

TABELLA 74 - SCENARIO DI PIANO – confronto vettori energetici



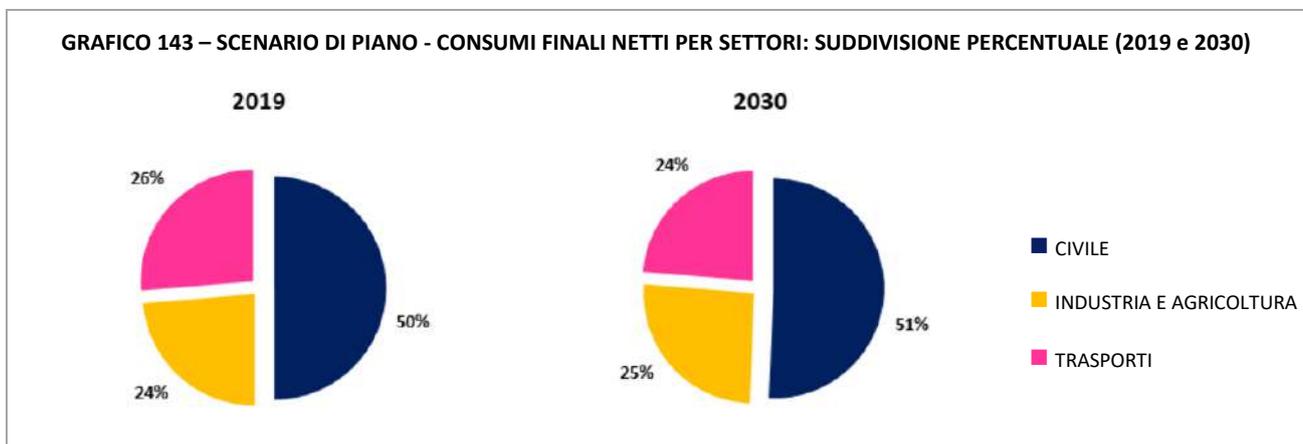
Per le analisi relative all’incidenza dei diversi settori si utilizzano i **consumi finali netti (CFN)**, ovvero calcolati al netto delle perdite delle reti (elettrica e del gas naturale) e dei consumi ausiliari di produzione per l’energia elettrica. Al 2030 le azioni descritte negli assi portano ad una riduzione dei consumi finali netti di circa 545 GWh, con le decrescite nel settore civile (-11%), nel settore trasporti (-21%) e nel settore industria/agricoltura (-5%) (rif. GRAFICO 142 e TABELLA 75).



SCENARIO DI PIANO - CONSUMI FINALI NETTI PER SETTORI [GWh]				
	2019	2030	Δ 2019-2030	
			[GWh]	[%]
CIVILE	2.256,7	2.010,7	-246,0	-11%
INDUSTRIA E AGRICOLTURA	1.068,7	1.018,0	-50,7	-5%
TRASPORTI	1.189,1	940,8	-248,4	-21%
TOTALE	4.514,5	3.969,4	-545,1	-12%

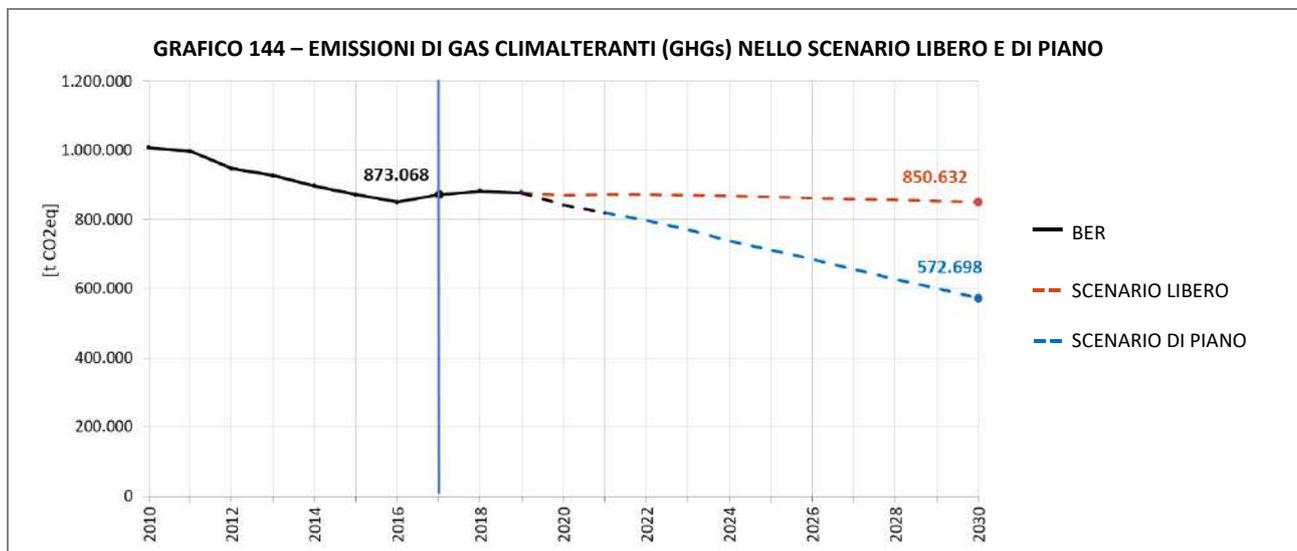
TABELLA 75 - SCENARIO DI PIANO – confronto valori consumi finali netti per settori

Al 2030, i **CFN** mantengono una suddivisione nei diversi settori analoga a quella registrata nel 2019 (rif. GRAFICO 143), ovvero per il 51% al settore civile, per il 24% al settore dei trasporti e per il restante 25% al settore industriale/agricolo. Quest’ultimo settore risulta in lieve aumento a causa della decrescita minore imputabile al settore.



7.4. Emissioni di GHGs

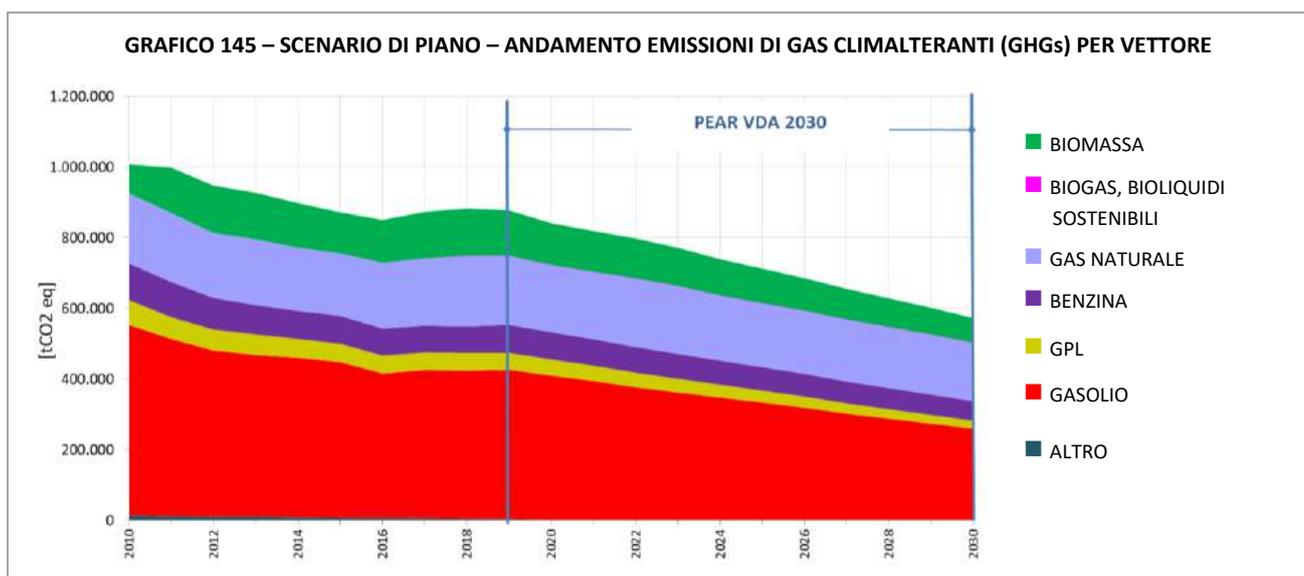
Si riporta l'andamento delle emissioni di gas climalteranti (GHGs)²⁴⁵ che segue quello dei consumi sopra riportati registrando una diminuzione del -34% al 2030 rispetto al 2017 (rif. [GRAFICO 144](#) e [TABELLA 76](#)), anno utilizzato nell'ambito della *Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040*.



SCENARIO DI PIANO - SETTORE ENERGETICO - EMISSIONI DI GHGs [t CO _{2eq}]				
	2017	2030	Δ 2017-2030	
			[t CO _{2eq}]	[%]
EMISSIONI GHGs	873.068	572.698	-300.370	-34%

TABELLA 76 - SCENARIO DI PIANO – Confronto emissioni di gas climalteranti del settore energetico (2017 e 2030)

Le emissioni di gas climalteranti al 2030 sono generate prevalentemente dai consumi di fonti fossili (gasolio 43% e gas naturale 29%) e dalle biomasse legnose (13%) (rif. [GRAFICO 145](#)).

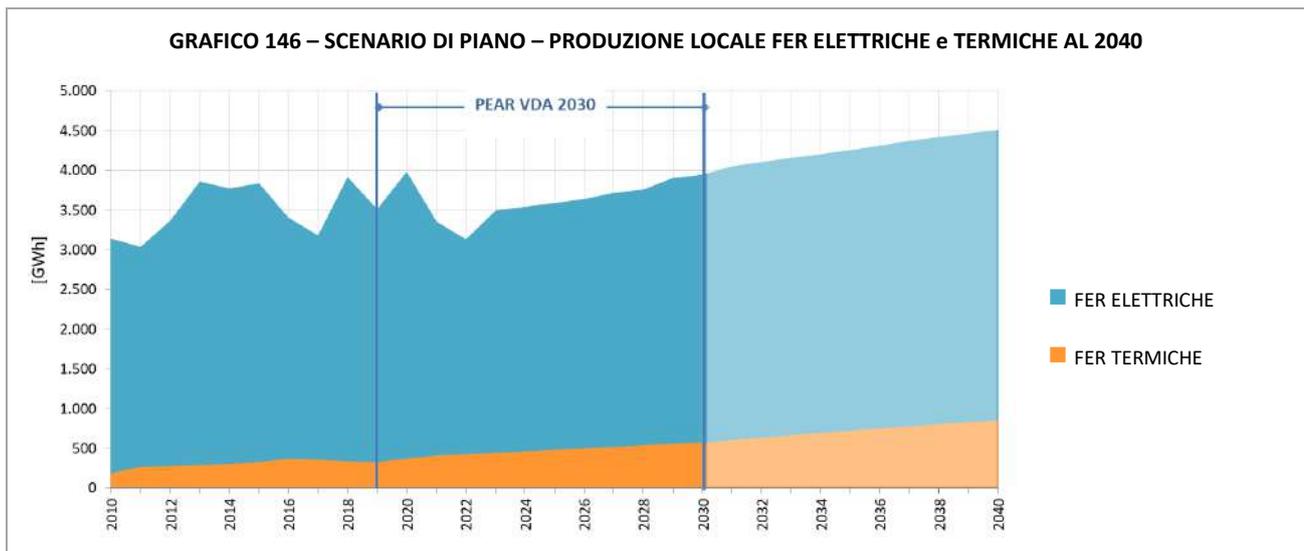


²⁴⁵ Le emissioni riguardano i soli valori relativi al settore energetico escludendo quindi le emissioni da attività di allevamento e agricoltura, quelle da rifiuti e la quota di emissioni del settore industriale dovuta a particolari lavorazioni che utilizzano additivi e refrigeranti.

7.5. Proiezione al 2040

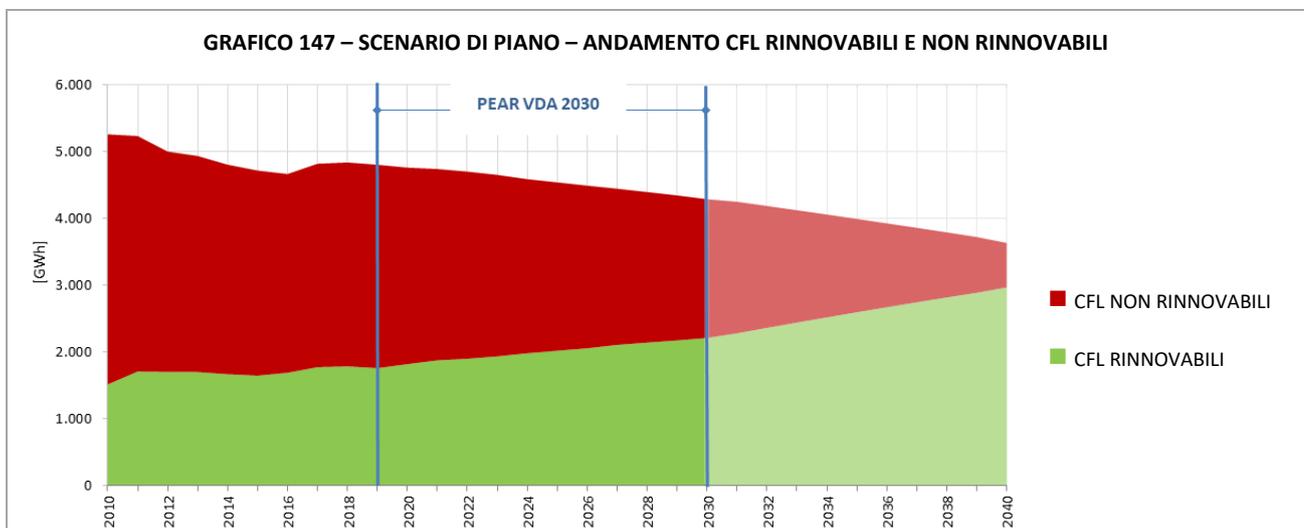
Rispetto all’obiettivo di decarbonizzazione al 2040, come già preventivamente individuato, se verranno raggiunti gli obiettivi del *PEAR VDA 2030*, nel settore energetico verrà raggiunta una riduzione del 34% delle emissioni di gas climalteranti rispetto al 2017. La discesa maggiore si dovrà registrare nel decennio successivo con un’ulteriore riduzione del 51% nel periodo 2030-2040, al fine di raggiungere al 2040 una riduzione complessiva dell’85%, coerente con quanto richiesto dalla *RoadMap per una Valle d’Aosta Fossil Fuel Free al 2040*.

Si riportano di seguito i grafici di quella che dovrebbe essere l’evoluzione del sistema energetico locale nel successivo periodo 2030-2040, seppur con l’accortezza, nella lettura del dato, di considerare l’incertezza di valutazioni così lontane nel tempo (rif. [GRAFICO 146](#) e [TABELLA 77](#) e [TABELLA 78](#), [GRAFICO 148](#), [GRAFICO 149](#) e [TABELLA 79](#)).



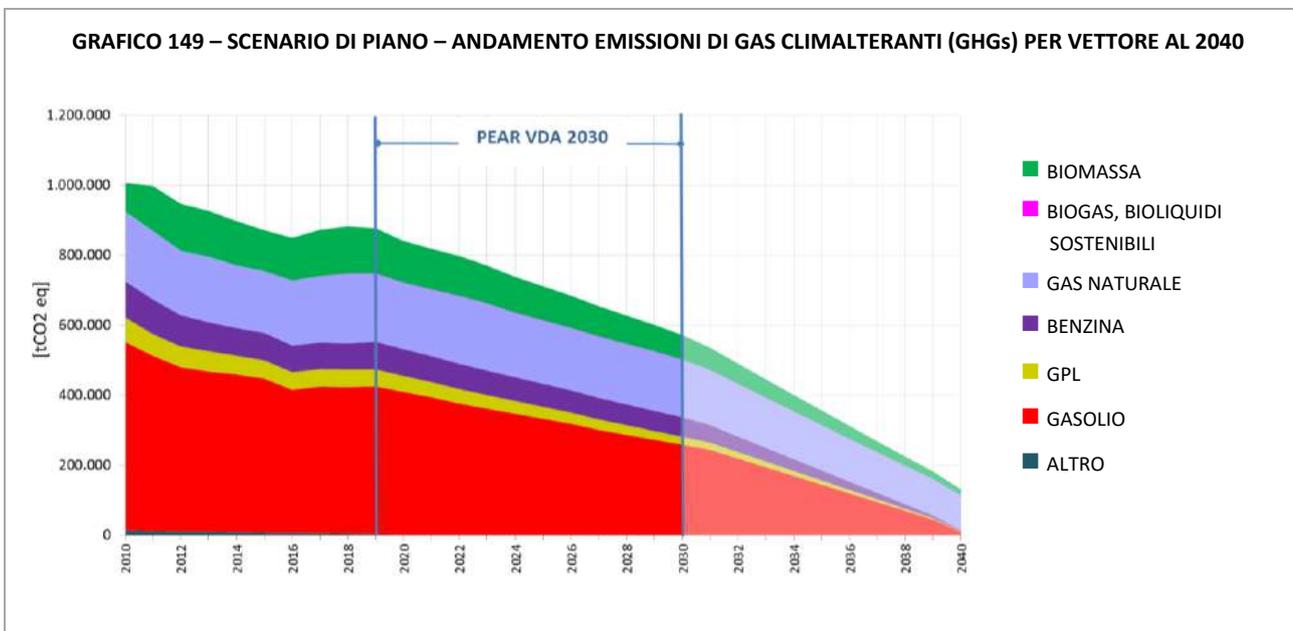
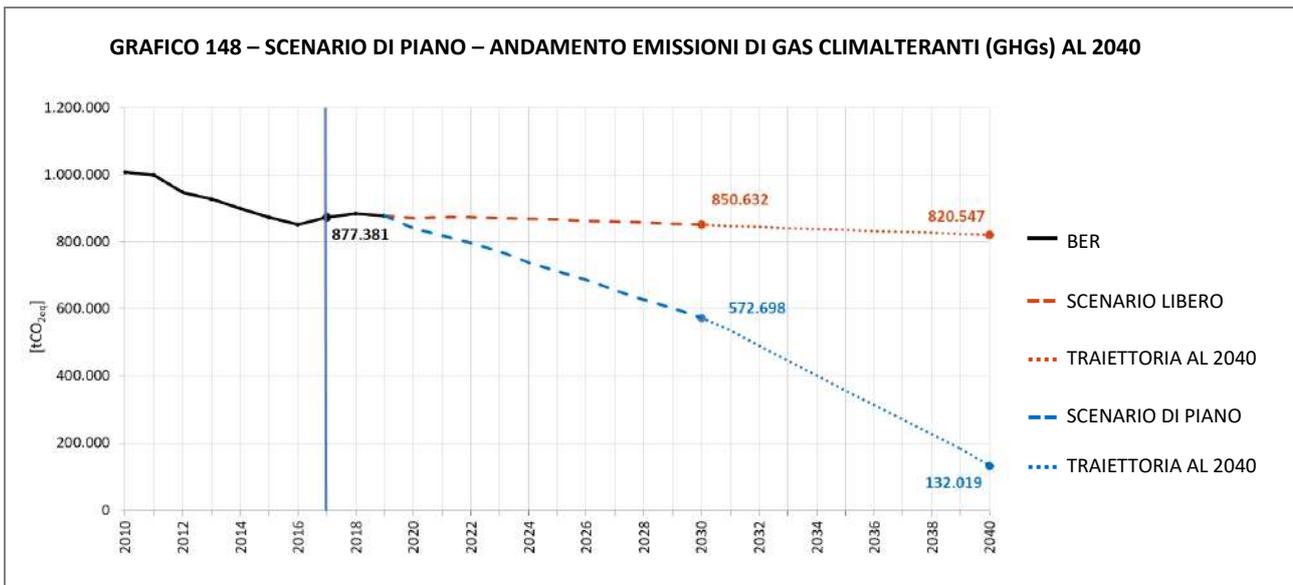
SCENARIO DI PIANO - PRODUZIONE LOCALE DA FER ELETTRICHE E TERMICHE [GWh]							
	PEAR VDA 2030				PROIEZIONE AL 2040		
	2019	2030	Δ 2019-2030		2040	Δ 2019-2040	
			[GWh]	[%]		[GWh]	[%]
FER ELETTRICHE	3.186	3.371	185	6%	3656	470	15%
FER TERMICHE	328	573	245	75%	854	526	160%
TOTALE	3.514	3.944	430	12%	4511	996	28%

TABELLA 77 - SCENARIO DI PIANO – Produzione locale di FER elettriche e FER termiche al 2019, 2030 e 2040



SCENARIO DI PIANO - CONSUMI FINALI LORDI (CFL) RINNOVABILI E NON RINNOVABILI [GWh]							
	PEAR VDA 2030				PROIEZIONE AL 2040		
	2019	2030	Δ 2019-2030		2040	Δ 2019-2040	
			[GWh]	[%]		[GWh]	[%]
CFL - RINNOVABILI	1.755	2.206	452	26%	2961	1206	69%
CFL - NON RINNOVABILI	3.042	2.074	-967	-32%	667	-2375	-78%
TOTALE	4.796	4.281	-515	-11%	3628	-1169	-24%

TABELLA 78 - SCENARIO LIBERO – confronto valori consumi finali lordi rinnovabili e non rinnovabili al 2019, 2030 e 2040



SCENARIO DI PIANO - SETTORE ENERGETICO - EMISSIONI DI GHGs [t CO _{2eq}]							
EMISSIONI GHGs	2017	2030	Δ 2017-2030		2040	Δ 2017-2040	
			[t CO _{2eq}]	[%]		[GWh]	[%]
		873.068	572.698	-300.370	-34%	132.019	-741.049

TABELLA 79 - SCENARIO LIBERO – Confronto emissioni di gas climalteranti del settore energetico (2017, 2030 e 2040)

7.6. Conclusioni

Il periodo di pianificazione al 2030 deve quindi porre le basi, anche infrastrutturali, per permettere un'ulteriore successiva accelerazione. Occorre precisare che buona parte della riduzione relativa al periodo 2030-2040 è da attribuire a settori *hard-to-abate* (quali ad esempio i trasporti pesanti e l'industria siderurgica) per i quali, a oggi, molte tecnologie non hanno ancora raggiunto la piena maturità tecnologica, o laddove sia stata già raggiunta, rimangono importanti gap infrastrutturali. Nel caso della cattura della CO₂ e successivo sequestro geologico, ad esempio, ancora manca un'infrastruttura e un piano nazionale sulla realizzazione di siti di stoccaggio e relativa logistica di distribuzione e trasporto della CO₂; attualmente in Europa sono attivi alcuni progetti relativi alla CCS, ma sono ancora in fase di progettazione e/o sviluppo iniziale²⁴⁶. In Italia, è di fine 2022 l'annuncio di una collaborazione tra ENI e SNAM per realizzare un impianto CCS di piccola scala presso Ravenna²⁴⁷. Analogamente, per l'idrogeno il gap infrastrutturale per il suo accumulo stagionale e trasporto è ancora molto grande.

Per quanto il ruolo della Regione sia fondamentale e le azioni da intraprendere, rapidamente ed efficacemente, siano molte, bisogna sin d'ora sottolineare come l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo al 2040 sia dipendente:

- dalle azioni nazionali, su direttive Europee, per raggiungere la neutralità carbonica al 2050;
- dal grado di decarbonizzazione raggiunto dalla rete del gas metano al 2040 attraverso la miscelazione di biometano e/o idrogeno;
- dalla capacità di sviluppare in tempi rapidi nuove infrastrutture energetiche e filiere logistiche necessarie a sostenere l'introduzione di nuovi vettori (idrogeno) e di ammodernare/ripotenziare quelle esistenti nel caso delle reti elettriche che dovranno gestire più flussi di energia a fronte di immissioni meno prevedibili temporalmente, e comunque intermittenti;
- dalla capacità di adattare le tecnologie degli usi finali, e in alcuni casi di sviluppare nuove tecnologie/processi, in grado di rispondere ai nuovi paradigmi di decarbonizzazione – da un lato occorrerà spesso un *fuel switch* nei processi da combustibili fossili a combustibili neutrali o verdi; dall'altro bisognerà agire sulla parte di efficienza energetica e anche recupero /circolarità dei materiali e materie prime impiegate nei processi produttivi e usi finali.

Su quest'ultimo punto si rimarca ancora l'importanza di essere capaci di attrarre innovazione, creando o fortificando un ecosistema della ricerca e dell'innovazione, per poter accelerare gli obiettivi posti dall'UE sul territorio regionale.

La Valle d'Aosta si trova, pertanto, di fronte ad una sfida enorme e la riuscita dipenderà dalla capacità di creare sinergie e imprimere una forte accelerazione. Il perseguimento degli obiettivi della transizione ecologica richiede uno sforzo di pianificazione, autorizzazione e realizzazione di investimenti che non trova precedenti nei decenni più recenti della storia del Paese ed il ricorso agli strumenti che potranno essere messi a disposizione anche dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che, accompagnato da una semplificazione - indispensabile - dei procedimenti autorizzativi e da una corretta pianificazione, è quanto mai opportuno e necessario. Occorre accelerare le soluzioni e gli investimenti necessari per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione utilizzando anche i fondi messi a disposizione dell'UE. La sfida ambientale potrà essere uno straordinario volano per l'economia, l'occupazione, l'innovazione tecnologica e uno sviluppo pienamente sostenibile. Occorre però definire velocemente una roadmap e accelerare gli investimenti per affrontare questa sfida, superando le barriere e i vincoli che possono compromettere il raggiungimento di questi obiettivi.

In particolare, data la direzione da percorrere, delineata in questo Piano, sarà fondamentale attuare una programmazione periodica, a scala temporale ridotta, per dare ai decisori politici gli elementi per individuare le priorità di intervento e definire le risorse da mettere in campo a regia regionale, da tarare sulla base dell'evoluzione normativa, del contesto economico e dell'andamento delle misure pregresse.

Fondamentale in tale ottica risulterà anche il ruolo del monitoraggio a cui è dedicato un approfondimento specifico (rif. Piano di Monitoraggio – Allegato 2 al Rapporto Ambientale del PEAR VDA 2030).

²⁴⁶ Rif. *CCUS Teeside project*

²⁴⁷ Rif. *Progetto CCS ENI e SNAM*

**PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
DELLA VALLE D'AOSTA AL 2030**

**Appendice 1
ACRONIMI**

ACRONIMI

AAT	Altissima Tensione – livelli di tensione 380 kV e 220 kV, riservati al “backbone” della rete di trasmissione italiana per trasportare in sicurezza grandi quantità di energia per lunghe distanze
ACE	Attestato di Certificazione Energetica
ACER	Agenzia dell’Unione Europea per la cooperazione tra i Regolatori nazionali - aiuta a garantire il corretto funzionamento del mercato unico europeo del gas e dell'energia elettrica. Assiste le autorità nazionali di regolamentazione nell'esecuzione delle loro funzioni normative a livello europeo e, ove opportuno, ne coordina i lavori.
ACI	Automobile Club d’Italia - ente pubblico non economico della Repubblica Italiana, autofinanziato e con funzioni di promozione, controllo e indirizzo normativo del settore automobilistico.
ADE	Agenda Digitale Europea
AE	Alkaline Electrolysis – Cella elettrolitica alcalina. Ad oggi è la tecnologia di elettrolisi per la produzione di idrogeno più diffusa, funzionante a bassa temperatura e con catena di fornitura e capacità produttiva ormai consolidate e costi relativamente bassi;
AEM	Anion exchange membrane – elettrolisi con membrane a scambio anionico (c.d. PEM alcalina). Tecnologia di produzione dell'idrogeno a bassa temperatura che funziona in maniera simile a quella con membrane a scambio protonico (PEM), ma senza l'utilizzo di materiali preziosi. Attualmente a livello di ricerca, con installazioni di piccola taglia e con vita utile ancora molto limitata.
AEP	Aesthetic Energy Panel
AgID	Agenzia per l’Italia Digitale
AKIS	AKIS (Agricultural Knowledge and Innovation System) - sistema della conoscenza e dell'innovazione in agricoltura, costituito da un insieme di organizzazioni e soggetti che operano in agricoltura, e di legami e interazioni fra loro, impegnati nella produzione, trasformazione, trasmissione, conservazione, recupero, integrazione, diffusione e utilizzo della conoscenza e dell'informazione, con lo scopo di lavorare sinergicamente per supportare il processo decisionale e di risoluzione di problemi e l'innovazione in agricoltura.
ALCOTRA	Alpi Latine COoperazione TRAnsfrentaliera - programma di cooperazione transfrontaliera europea che copre il territorio alpino tra la Francia e l'Italia con l'obiettivo di rispondere alle sfide ambientali, dinamizzare il sistema economico e sociale transfrontaliero e superare i principali ostacoli transfrontalieri grazie a una cooperazione locale, integrata e inclusiva. ALCOTRA è finanziato dal FESR (Fondo Europeo di Sviluppo Regionale), strumento di realizzazione della Politica di Coesione dell’Unione Europea destinato a finanziare i programmi pluriennali di sviluppo regionale.
ALMPS	Politiche attive del mercato del lavoro
APE	Attestato di Prestazione Energetica
APS	Announced Pledges Scenario IEA
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - Istituita inizialmente con il nome di "Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas" (AEEG) con la legge n. 481 del 1995, è un'autorità amministrativa indipendente che opera per garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità e tutelare gli interessi di utenti e consumatori. Funzioni svolte armonizzando gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti i servizi con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela

ambientale e di uso efficiente delle risorse.

ARPA VdA	Agenzia regionale Protezione Ambiente Valle d'Aosta - Ente strumentale della Regione Autonoma Valle d'Aosta che svolge attività conoscitive e di prevenzione e tutela in campo ambientale. Istituita nel 1995, operativa dal 1 gennaio 1997, è dotata di autonomia tecnica, gestionale, amministrativa ed è posta sotto la vigilanza della Presidenza della Giunta regionale.
ASviS	Alleanza Italiana per lo Sviluppo Sostenibile - Nata il 3 febbraio del 2016, su iniziativa della Fondazione Unipolis e dell'Università di Roma "Tor Vergata", per far crescere nella società italiana, nei soggetti economici e nelle istituzioni la consapevolezza dell'importanza dell'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile e per mobilitarli alla realizzazione degli Obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs - Sustainable Development Goals) attraverso: <ul style="list-style-type: none"> • lo sviluppo di una cultura della sostenibilità a tutti i livelli, orientando a tale scopo i modelli di produzione e di consumo; • l'analisi delle implicazioni e le opportunità per l'Italia legate all'Agenda per lo sviluppo sostenibile; • il contributo per la definizione di una strategia italiana mirata al conseguimento degli SDGs (anche utilizzando strumenti analitici e previsivi che aiutino la definizione di politiche per lo sviluppo sostenibile) e alla realizzazione di un sistema di monitoraggio dei progressi dell'Italia verso gli SDGs.
AT	Alta Tensione –livelli di tensione 150 kV, 132 kV e 60 kV, riservati alle reti di subtrasmissione che rendono capillare la distribuzione sul territorio dell'energia elettrica (rif. AAT)
ATEM	Ambito Territoriale Minimo – ambito territoriale ottimale per la distribuzione del gas naturale, come definito ai sensi dell'art. 46-bis, comma 2, del decreto legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e dell'art. 30, comma 26, della legge 23 luglio 2009, n. 99. Il Ministero dello sviluppo economico ha emanato la normativa di attuazione dell'art. 46 bis della legge 222/2007, in tre decreti che hanno stabilito il numero degli Ambiti territoriali minimi (ATEM) (177 suddivisi in 8 raggruppamenti) con DM 19 gennaio 2011, i comuni facenti parti di ciascun Ambito con il DM 18 ottobre 2011 e i criteri sulla base dei quali deve essere svolta la gara d'Ambito con il DM n. 226/2011 "Regolamento criteri" e schemi tipo. Sono inoltre state le regole per la tutela occupazionale del personale coinvolto (DM 21 aprile 2011).
ATO	Autorità di Ambito Territoriale Ottimale
AUC	Autoconsumo Collettivo
BAU	Business as Usual - termine utilizzato per indicare lo scenario base che non prevede modifiche rispetto allo stato attuale o nuove pianificazioni
BAT	Best Available Technology – termine utilizzato per indicare le più efficienti e avanzate tecnologie, industrialmente disponibili in un dato momento e applicabili in condizioni tecnicamente valide, in grado di garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente. Rientrano nella definizione anche le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e dismissione di un impianto o di un sistema più complesso.
BER	Bilancio Energetico Regionale
BEV	Battery Electric Vehicles – auto puramente elettrica, presenta un solo motore alimentato esclusivamente dall'elettricità stoccata nella batteria, che può essere ricaricata utilizzando la rete elettrica, attraverso una wallbox domestica, oppure un'apposita colonnina.
BUR	Bollettino Ufficiale Regionale - organo d'informazione che pubblicizza le leggi, i regolamenti e gli atti della Regione, assumendo un ruolo analogo a quello svolto dalla Gazzetta Ufficiale.
CAGR	Compounded Average Grow Rate (CAGR) tasso di crescita annuo composto viene definito come:

$CAGR = \left(\frac{y_t}{y_0}\right)^{\frac{1}{t-t_0}} - 1$ dove t_0 è l'anno base, t è l'anno più recente o quello scelto come riferimento, y_0 il valore nell'anno base, y_t il valore nell'anno di riferimento. Esso costituisce l'applicazione di un trend esponenziale ovvero l'analisi delle serie storiche di un determinato periodo con l'applicazione di una funzione analitica di tipo esponenziale. Questo tasso di crescita è stato utilizzato per definizione di trend energetici negli scenari di piano e nello scenario libero.

CAS	Cogne Acciai Speciali
CAT	Climate Action Tracker – nato da una collaborazione tra Climate Analytics e NewClimate Institute fornisce dal 2009 un'analisi scientifica indipendente che monitora l'azione dei governi sul clima rispetto all'obiettivo dell'Accordo di Parigi concordato a livello mondiale di "mantenere il riscaldamento ben al di sotto dei 2°C e perseguire gli sforzi per limitare il riscaldamento a 1,5°C".
CCS	Carbon Capture and Storage – termine generale impiegato per indicare un insieme di tecnologie e tecniche di cattura, trasporto e successivo confinamento, solitamente in una formazione geologica sotterranea, dell'anidride carbonica (CO ₂) prodotta da grandi impianti di combustione. Queste tecniche, ancora in fase sperimentale e con poche applicazioni effettivamente operanti nel mondo, stanno entrando a far parte del mix di strategie disponibili per la decarbonizzazione ed in particolare per diminuire la crescente concentrazione in atmosfera di CO ₂ di origine antropica, in quanto potrebbero permettere l'uso di combustibili fossili con emissioni di CO ₂ significativamente più basse, sia nel settore della produzione di energia sia nell'industria.
CCUS	Carbon capture, utilisation and storage
CE	Commissione Europea - braccio esecutivo politicamente indipendente dell'UE. Ha competenza esclusiva dell'elaborazione delle proposte di nuove normative europee e dell'esecuzione delle decisioni del Parlamento europeo e del Consiglio dell'Unione europea
CEAP	Piano d'azione per l'economia circolare
CEC	Comunità energetica dei Cittadini – definita dalla Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva UE 2019/944); la CEC non prevede i principi di autonomia e prossimità e può gestire solo l'elettricità, prodotta sia da fonte rinnovabile, sia fossile
C.E.G.	Società Cooperativa Elettrica di Gignod, che gestisce: <ul style="list-style-type: none"> • Elettrodotto MT di Valpelline (circa 14 km, 20 cabine tra 25 kW e 160 kW) a servizio delle utenze di Allein-Doues-Valpelline; • Elettrodotto MT di Gignod (più di 20 cabine tra 20 kW e 250 kW) a servizio delle utenze di Gignod e delle frazioni di Excenex, Arlpuelles, Entrebin del comune di Aosta. • Elettrodotto MT di St.-Christophe-Porossan (circa 20 cabine tra 65 kW e 200 kW) a servizio delle utenze di Saint-Christophe e di parte di quelle della frazione di Porossan. • Elettrodotti BT (circa 150 km)
CELVA	Consorzio degli Enti Locali della Valle d'Aosta
CEM	Campi elettromagnetici
CEP	Clean Energy Package
CER	Comunità Energetica Rinnovabile – definita dalla Direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva UE 2018/2001), in cui è riportata anche la definizione di autoconsumo collettivo. La CER si basa sul principio di autonomia tra i membri e sulla necessità di prossimità con gli impianti di generazione. La CER può gestire l'energia in diverse forme (elettricità, calore, gas) a patto che siano generate da una fonte rinnovabile.
CER-VDA	Catasto Energetico Regionale della Valle d'Aosta
CFL	Consumo Finale Lordo

CFL-TER	Consumo finale lordo termico comprensivo anche dei consumi lordi dei trasporti
CFL-EL	Consumi finali lordi elettrici
CFN	Consumi Finali Netti
CIL	Consumo Interno Lordo di energia elettrica
CIPE	Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica - organo collegiale del Governo presieduto dal Presidente del Consiglio dei Ministri e composto dai Ministri con rilevanti competenze in materia di crescita economica
CIPESS	Comitato interministeriale per la programmazione economica e lo sviluppo sostenibile
CITD	Comitato Interministeriale per la Transizione Digitale
CIT-VDA	Catasto degli Impianti Termici della Valle d'Aosta
CITE	Comitato Interministeriale della Transizione Ecologica
CMCC	Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici - fondato nel 2005 con il supporto finanziario del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, diventa pienamente operativo nel 2006. Dal 10 dicembre 2015 il Centro è diventato una Fondazione al fine di adeguare la veste giuridica del CMCC ai suoi contenuti, finalità e modalità operative.
COA energia	Centro Osservazione e Attività sull'energia – Servizio istituito all'interno di Finaosta S.p.A.
COOU	Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati
COP	Conference of the Parties - Conferenza delle Parti firmatarie dell'UNFCCC
COVID-19	Epidemia da Coronavirus del 2019 - sindrome respiratoria acuta grave da SARS-CoV-2
COVNM	Composti Organici Volatili Non Metanici
CPEL	Consiglio Permanente degli Enti Locali
CRMs	Critical Raw Materials – materie prime non alimentari, non energetiche i cui problemi di approvvigionamento, di carattere politico, commerciale e ambientale, rendono prioritario un cambio di strategia economica e un forte aggiornamento tecnologico.
CSC	Concentrazioni Soglia di Contaminazione – valori di riferimento per la concentrazione di sostanze inquinanti nelle matrici ambientali per le specifiche destinazioni d'uso, superati i quali il sito è definito "potenzialmente contaminato" ed è necessaria la caratterizzazione.
CSR	Concentrazioni Soglia di Rischio – livelli di contaminazione da determinare caso per caso con l'applicazione della procedura di analisi di rischio sito specifica (criteri specificati nell'Allegato 1 al Titolo V del D.Lgs 152/06).
CSR*	Complemento Regionale per lo Sviluppo Rurale del Piano Strategico della PAC 2023/2027 della Valle d'Aosta
CVA	Compagnia Valdostana delle Acque
C&D	Costruzione e Demolizione
DAC	Direct Air Capture – tecnologie volte a "catturare" la CO ₂ direttamente dall'aria atmosferica.
DAFI	Directive Alternative Fuel Initiative – Direttiva Europea 2014/94/UE sulle Infrastrutture per Combustibili Alternativi
DARA	Dipartimento per gli Affari Regionali e le Autonomie della Presidenza del Consiglio dei Ministri

DCUR	Data Center Unico Regionale
DE	Deflusso Ecologico
DEVAL	DEVAL S.p.A. - principale distributore di energia elettrica in Valle d'Aosta che offre il suo servizio a oltre 130.000 utenze situate in 69 dei 74 comuni valdostani, utilizzando oltre 4.000 km di linee elettriche di media e bassa tensione. E' responsabile del continuo adeguamento tecnologico che riguarda sia le linee di distribuzione, sia i gruppi di misura.
DME	Etere Dimetilico
DMV	Deflusso Minimo Vitale
DNSH	Do No Significant Harm – principio secondo il quale gli interventi previsti dai PNRR nazionali non arrechino nessun danno significativo all'ambiente, requisito fondamentale per accedere ai finanziamenti del RRF
DPCOE	Dipartimento per lo sviluppo e la coesione
DQA	Direttiva Quadro sulle Acque (2000/60/CE)
DRI	Direct Reduced Iron – tecnologia di riduzione diretta del ferro, che consente di produrre l'acciaio con minori emissioni di CO ₂
DSO	Distribution System Operators – soggetto gestore della rete di distribuzione dell'energia elettrica o di gas naturale
DWPT	Dynamic Wireless Power Transfer
EAFO	European Alternative Fuels Observatory
EASEE-gas	European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas
EaSI	Programma Europeo per l'occupazione e l'innovazione sociale
EBA	European Banking Authority - autorità indipendente dell'UE volta a garantire una regolamentazione e una vigilanza prudenziale efficaci e coerenti in tutto il settore bancario europeo.
ECOLABEL	Ecolabel UE - marchio di qualità ecologica dell'Unione Europea (Ecolabel UE) che contraddistingue prodotti e servizi che pur garantendo elevati standard prestazionali sono caratterizzati da un ridotto impatto ambientale durante l'intero ciclo di vita
EEA	European Environment Agency - l'Agenzia europea dell'ambiente costituisce il punto di riferimento principale sull'ambiente per lo sviluppo, l'adozione, l'attuazione e la valutazione delle politiche ambientali. In stretta collaborazione con la Rete europea di informazione e osservazione ambientale (Eionet) e i suoi 32 paesi membri, l'EEA raccoglie dati e produce valutazioni su un'ampia gamma di argomenti relativi all'ambiente.
EED	Energy Efficiency Directive
e-fuel	Electrofuel – denominati anche “ <i>powerfuel</i> ” o “ <i>Power-to-X (PtX)</i> ”, si tratta di combustibili liquidi o gassosi, di origine sintetica, prodotti tramite processi energivori alimentati da energia elettrica rinnovabile.
EGE	Esperto di Gestione dell'Energia
EIC	European Innovation Council - Consiglio Europeo per l'Innovazione

E.VdA	E.VdA - bando del 2013 del Ministero delle infrastrutture e dei Trasporti per il finanziamento di interventi finalizzati allo sviluppo di reti infrastrutturali di ricarica per veicoli elettrici sul territorio regionale.
ELF	Extremely Low Frequencies - banda di frequenze radio compresa fra 3 e 30 Hz
EMAS	Eco-Management and Audit Scheme - strumento di gestione sviluppato dalla Commissione europea per le aziende e altre organizzazioni per valutare, rendicontare e migliorare le proprie prestazioni ambientali.
ENEA	Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EHB	European Hydrogen Backbone – iniziativa lanciata nel 2020 da 11 TSO (Transmission System Operator) tra cui l'italiana Snam con l'obiettivo di delineare e poi implementare un'infrastruttura europea per il trasporto di idrogeno via pipeline
EPBD	Energy Performance Building Directive - Direttiva sul rendimento energetico nell'edilizia; insieme alla direttiva sull'efficienza energetica costituisce il principale strumento legislativo per promuovere il rendimento energetico degli edifici
EP _H	Indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale - Deriva dall'indice della capacità dell'involucro edilizio nel contenere il fabbisogno di energia per il riscaldamento (EP _{H,nd}) e dal rendimento dell'impianto di riscaldamento (H).
ESCO	Energy Service Companies - impresa in grado di fornire tutti i servizi tecnici, commerciali e finanziari necessari per realizzare un intervento di efficienza energetica, assumendosi l'onere dell'investimento e il rischio di un mancato risparmio, a fronte della stipula di un contratto in cui siano stabiliti i propri utili.
ESG	Environmental (ambiente), Social, e Governance
ESVF	European Smart Villages Forum
EU-ETS	European Union Emission Trading System – Sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra. È il principale strumento, adottato dall'Unione europea con Direttiva 2003/87/CE, per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO ₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione.
ETS	Settori ETS - Settori di imprese ad alta intensità energetica, comprese raffinerie di petrolio, acciaierie e produzione di ferro, metalli, alluminio, cemento, calce, vetro, ceramica, pasta di legno, carta, cartone, acidi e prodotti chimici organici su larga scala; aviazione civile (di cui l'Allegato I del Dlgs 47/2020) e per le quali viene fissato un tetto o limite di emissione dai propri impianti. Entro questo limite, le imprese possono acquistare o vendere quote in base alle loro esigenze attraverso un meccanismo di scambio di quote. Tale meccanismo ha come obiettivo finale la riduzione delle emissioni in linea con gli obiettivi preposti dall'unione europea al 2030 e 2050.
NON ETS	Settori NON ETS - Si tratta dei settori non regolati dalla direttiva 2009/29/UE e sono identificabili approssimativamente con i settori dei trasporti, civile, dell'agricoltura, dei rifiuti e della piccola industria.
EUSALP	EUSALP – Strategia macroregionale alpina
FAS	Fondi per le aree sottoutilizzate
FC	Fuel Cell – celle a combustibile, ovvero un dispositivo elettrochimico che permette di ottenere energia

elettrica direttamente da certe sostanze, tipicamente da idrogeno ed ossigeno, senza che avvenga alcun processo di combustione termica

FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle – veicolo elettrico con celle a combustibile
FCH-JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking – partenariato pubblico-privato a sostegno delle attività di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione (RST) nelle tecnologie energetiche a celle a combustibile e idrogeno in Europa. Il suo scopo è accelerare l'introduzione sul mercato di queste tecnologie, realizzandone il potenziale come strumento per realizzare un sistema di energia pulita dal carbonio. Ha cessato le sue attività il 29 novembre 2021 ed è stato sostituito da <i>Clean Hydrogen Joint Undertaking</i> .
FEAD	Fondo di Aiuti Europei agli Indigenti
FEASR	Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
FER EL	Fonti di Energia Rinnovabile elettriche - fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica (idroelettrico, solare fotovoltaico, eolico, ecc.)
FER TER	Fonti di Energia Rinnovabile termiche - fonti rinnovabili per la produzione di energia termica (solare termico, biomassa, ecc.).
FESR	Fondo europeo di sviluppo regionale - uno dei principali strumenti finanziari della politica di coesione dell'UE. Si prefigge di contribuire ad appianare le disparità esistenti fra i diversi livelli di sviluppo delle regioni europee e di migliorare il tenore di vita nelle regioni meno favorite. Un'attenzione particolare è rivolta alle regioni che presentano gravi e permanenti svantaggi naturali o demografici, come le regioni più settentrionali, con densità di popolazione molto basse, e le regioni insulari, transfrontaliere e di montagna.
FMI	Fondo Monetario Internazionale – <i>International Monetary Fund (IMF)</i>
FNEE	Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica
FORSU	Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano - materiale organico putrescibile ad alto tasso di umidità proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani e costituito da residui alimentari e frazioni assimilabili. Tale materiale può essere digerito grazie all'azione di batteri in modalità aerobica o anaerobica, con una conseguente riduzione delle emissioni di gas serra (come il metano) in discarica e limitazione della formazione di percolato in discarica (potenziale inquinante per le falde acquifere).
FRNP	Fonti Rinnovabili Non Programmabili – fonti strettamente connesse a variabili meteorologiche dinamiche (solare, eolico, idroelettrico). La loro disponibilità non consente una programmazione in funzione delle esigenze degli utenti.
FSB	Financial stability board - organismo internazionale, istituito in occasione del summit G20 del 2009, come evoluzione del già esistente Financial stability forum (Fsf), allo scopo di promuovere la stabilità del sistema finanziario internazionale, migliorare il funzionamento dei mercati finanziari e ridurre il rischio sistemico, attraverso lo scambio di informazioni e la cooperazione internazionale tra le autorità di vigilanza, le banche centrali e le principali organizzazioni sovranazionali. In tale organismo sono rappresentate le giurisdizioni del G20 (attraverso i rispettivi ministeri delle finanze, banche centrali e autorità di mercato), oltre a Svizzera, Singapore ed Hong Kong, nonché la Commissione europea, la Banca centrale europea, il Fondo monetario internazionale, la Banca mondiale, l'Ocse ed alcuni standard setting bodies (tra cui il Comitato di Basilea e l'International organization of securities commissions).
FSC	Fondo statale per lo sviluppo e la coesione
FSE	Fondo Sociale Europeo - il principale strumento utilizzato dall'UE per sostenere l'occupazione, aiutare i

cittadini a trovare posti di lavoro migliori e assicurare opportunità lavorative più eque per tutti

FSE+	Fondo Sociale Europeo Plus - principale strumento dell'Unione europea (UE) per investire nelle persone, fornendo un contributo importante alle politiche dell'UE in materia di occupazione, società, istruzione e competenze, comprese le riforme strutturali in questi settori, perseguendo la sua missione di sostegno alla coesione economica, territoriale e sociale nell'UE, riducendo le disparità tra gli Stati membri e le regioni.
GC	Green Communities
GDO	Grande Distribuzione Organizzata - è un sistema di vendita al dettaglio attraverso una rete di supermercati e di altre catene di intermediari di varia natura. Rappresenta l'evoluzione del supermercato singolo, che a sua volta costituisce lo sviluppo del negozio tradizionale
GG	Gradi Giorno - somma estesa a tutti i giorni, in un periodo annuale convenzionale di riscaldamento, delle sole differenze positive giornaliere tra la temperatura, fissata convenzionalmente per ogni Paese, e la temperatura media esterna giornaliera
GIS	Geographic Information Systems
GNC	Gas Naturale Compresso
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GSE	Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. è una società per azioni italiana nata nel 1999, interamente partecipata dal Ministero dell'economia e delle finanze, alla quale è attribuito l'incarico di promozione e sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. La Società svolge i propri compiti in conformità con gli indirizzi strategici e operativi definiti dal Ministero dello sviluppo economico e dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Il GSE ricopre un ruolo centrale nell'incentivazione economica dell'uso delle fonti rinnovabili in Italia oltre che nella promozione dell'efficienza energetica e della cultura dell'uso sostenibile dell'energia. GSE
G2V	Grid To Vehicle – Indicato anche come V1G, indica la tecnologia di scambio monodirezionale con la rete (prelievo) da parte di veicoli elettrici (rif. V2G).
GHG	GreenHouse Gases - i principali gas a effetto serra generati dalle sorgenti emissive in Valle d'Aosta sono il biossido di carbonio o anidride carbonica (CO ₂), il metano (CH ₄) e il protossido d'azoto (N ₂ O). In termini di "Global Warming Potential", utilizzato per ricavare il totale delle emissioni di GHG, il metano e il protossido di azoto sono pesati, rispetto all'anidride carbonica, rispettivamente di un fattore 28 e 265. Da ciò si evince come questi due gas abbiano un potenziale effetto molto superiore a quello della CO ₂ . Altre tipologie di gas serra, tipicamente legate a particolari attività industriali non presenti in Valle d'Aosta, non sono considerate.
GNSS	Global Navigation Satellite System
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
HEV	Hybrid Electric Vehicle (o full hybrid)– veicolo ove il motore elettrico funziona insieme a quello a combustione interna ICE (Internal Combustion Engine) ed è in grado di viaggiare al 100% in modalità elettrica per pochi chilometri grazie alla selezione del tipo di trazione da parte dell'automobilista. Il motore elettrico contribuisce maggiormente a ridurre consumi ed emissioni rispetto ai sistemi MHEV ma occupa più spazio e comporta maggiori costi e peso
HICEV	Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle – veicolo con motore a combustione interna a idrogeno
HRS	Hydrogen Refueling Solutions – Società specializzata nella produzione di massa di stazioni di rifornimento

di idrogeno chiavi in mano con grandi capacità (da 100 kg a 1 tonnellata) per veicoli pesanti (trasporti, autobus, camion della spazzatura, ecc.) e veicoli passeggeri.

HTE	High Temperature Electrolysis – elettrolisi ad alta temperatura. Tale tecnologia, caratterizzata da efficienze molto elevate, è in fase di sperimentazione con alcuni prototipi a piccola scala.
IA	Intelligenza Artificiale
IBE	Inventario Base delle Emissioni
ICE	Internal Combustion Engine – Motore a combustione interna
ICT	Information and Communications Technology - Tecnologie riguardanti i sistemi integrati di telecomunicazione (linee di comunicazione cablate e senza fili), i computer, le tecnologie audio-video e relativi software, che permettono agli utenti di creare, immagazzinare e scambiare informazioni. Rilevanti incentivi economici favoriscono questo processo di integrazione, promuovendo la crescita delle imprese attive nel settore.
IEA	International Energy Agency – organizzazione internazionale intergovernativa fondata nel 1974 dall'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE) con lo scopo di favorire il coordinamento delle politiche energetiche dei paesi membri per assicurare la stabilità degli approvvigionamenti energetici e sostenere la crescita economica. Negli anni, l'operato dell'agenzia si è esteso nella direzione dello sviluppo sostenibile, in particolare di sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, di razionalizzazione delle politiche energetiche e di coordinamento della ricerca multinazionale su nuove fonti di energia.
IECN	Sportello Info Energia Chez Nous
IEM	Internal Market for Electricity – con tale acronimo viene contraddistinta la Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944 pubblicata a giugno 2019
IH	Integrità dell'Habitat – Indicatore utilizzato per la modellazione e la valutazione dell'integrità dell'habitat fluviale utilizzando la metodologia MesoHABSIM
IMO	International Maritime Organization - Organizzazione Marittima Internazionale, è l'agenzia specializzata delle Nazioni Unite con responsabilità per la sicurezza del trasporto marittimo e la prevenzione dell'inquinamento marino e atmosferico causato dalle navi. Il lavoro dell'IMO sostiene gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite.
INGV	Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia
In.Va.	In.Va. SpA Sistemi informativi - società inhouse della Regione Autonoma Valle d'Aosta, del Comune di Aosta e dell'Azienda USL Valle d'Aosta, opera nel settore ICT (Information and Communication Technology) e progetta e realizza sistemi informativi, di telecomunicazione e servizi a supporto della transizione digitale per i propri azionisti.
INVALSI	Istituto nazionale per la valutazione del sistema educativo di istruzione e di formazione
INVITALIA	Agenzia nazionale per l'attrazione degli investimenti e lo sviluppo d'impresa SpA
IoT	Internet of Things – Internet delle cose, termine che fa riferimento all'estensione di internet al mondo degli oggetti e dei luoghi concreti, che acquisiscono una propria identità digitale in modo da poter comunicare con altri oggetti nella rete e poter fornire servizi agli utenti (rif. IoE)
IoE	Internet of Energy – termine tecnologico che si riferisce all'aggiornamento e all'automazione delle infrastrutture elettriche e per la produzione di energia. Il termine deriva dal più generale Internet of Things (rif. IoT).

IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change - principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici. È stato istituito nel 1988 dalla World Meteorological Organization (WMO) e dallo United Nations Environment Programme (UNEP) allo scopo di fornire al mondo una visione chiara e scientificamente fondata dello stato attuale delle conoscenze sui cambiamenti climatici e sui loro potenziali impatti ambientali e socioeconomici.
IPCEI	Important Project of Common European Interest
IR	Ionizing Radiations – radiazioni ionizzanti
IRENA	International Renewable Energy Agency - organizzazione intergovernativa che sostiene i paesi nella loro transizione verso un futuro energetico sostenibile con funzione di piattaforma principale per la cooperazione internazionale, centro di eccellenza e riferimento per il know-how sulle energie rinnovabili dal punto di vista politico, tecnologico, delle risorse e finanziario. IRENA promuove l'adozione diffusa e l'uso sostenibile di tutte le forme di energia rinnovabile al fine del perseguimento dello sviluppo sostenibile, dell'accesso all'energia, della sicurezza energetica e della crescita e prosperità economica a basse emissioni di carbonio.
IRES	Imposta sul Reddito delle Società
IROPI	Motivi imperativi di rilevante interesse pubblico prevalente procedura della VinCa disciplinata dall'articolo 6, paragrafo 4 della Direttiva 92/42/CEE che, nonostante una valutazione negativa, si propone di non respingere un piano o un progetto, ma di darne ulteriore considerazione a determinate condizioni, che comprendono l'assenza di soluzioni alternative, l'esistenza di motivi imperativi di rilevante interesse pubblico prevalente (IROPI) per la realizzazione del progetto, e l'individuazione di idonee misure compensative da adottare.
IRPEF	Imposta sul Reddito delle Persone Fisiche
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISPRED	Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione – indice elaborato da ENEA che valuta le tre dimensioni cruciali per una transizione energetica: decarbonizzazione, sicurezza dell'approvvigionamento e prezzo dell'energia. Tre ambiti che, se mantenuti in equilibrio, dovrebbero appunto favorire il passaggio da un'economia – quella attuale – centrata sull'utilizzo di combustibili fossili a una a basse emissioni di carbonio.
ISTAT	Istituto nazionale di statistica
ITS	Istituti tecnici superiori - segmento di formazione terziaria non universitaria che risponde alla domanda delle imprese di nuove ed elevate competenze tecniche e tecnologiche per promuovere i processi di innovazione.
LPWAN	Low Power Wide Area Network
LTE	Low Temperature Electrolysis – elettrolisi a bassa temperatura
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry – Identifica il regolamento relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel Quadro 2030 per il clima e l'energia
MASE	Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – ridenominazione del MITE
MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Il Ministero si occupa di svolgere le funzioni e i compiti spettanti allo Stato in materia di tutela dell'ambiente e del territorio in linea con le direttive internazionali riguardanti l'assetto del territorio in riferimento ai valori naturali e ambientali. Le fondamentali aree di interesse sono: la difesa del suolo e la tutela delle acque nazionali, la protezione

della natura, la gestione dei rifiuti, la valutazione dell'impatto ambientale cioè inquinamento e rischio ambientale, nonché la promozione di politiche di sviluppo sostenibile e delle risorse idriche.

MCA	Multi Criteria Analysis
MesoHABSIM	MesoHABitat SIMulation model - Metodologia per lo studio della disponibilità di habitat per la fauna in ambienti fluviali e torrentizi. Questa metodologia si basa sull'analisi della disponibilità dell'habitat per la fauna in ambienti fluviali e torrentizi mediante scale di risoluzione, tecniche di rilievo in campo e approcci analitici efficaci per la modellazione dell'habitat fluviale. Da questa metodologia si ricavano due sub indicatori l'Indice di disponibilità Spaziale dell'Habitat fluviale (ISH) e l'Indice di disponibilità Temporale dell'Habitat fluviale (ITH) che a loro volta danno origine a un indice finale definito come Indice di integrità dell'Habitat fluviale (IH).
MHEV	Mild Hybrid Electric Vehicle – veicoli con propulsione ibrida leggera, dotati di un impianto elettrico parallelo, alimentato da batterie che lavorano insieme a un motore elettrico di piccole dimensioni. Capace di recuperare energia durante le fasi di frenata, il sistema MHEV non è in grado di muovere in autonomia il veicolo ma fornisce energia durante la ripartenza del veicolo andando così a ridurre consumi ed emissioni inquinanti.
MIMS	Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MIT	Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - da marzo 2021 MIMS
MITD	Ministero per l'Innovazione Tecnologica e la Transizione Digitale
MiTE	Ministero della Transizione Ecologica – ridenominazione del MATTM
MPMI	Micro, piccole e medie imprese
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento – strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale)
MT	Media Tensione
Natura 2000	Natura 2000 – principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat" per garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario
NDC	Nationally Determined Contributions – Contributo Determinato a livello Nazionale previsto dall'Accordo di Parigi (COP21)
NEC	National Emission Ceilings – limiti nazionali di emissione, ovvero valori limite per le emissioni totali di alcuni inquinanti atmosferici che devono essere rispettati dagli Stati membri.
NGEU	Next Generation EU – strumento temporaneo per la ripresa da oltre 800 miliardi di euro, che contribuisce a riparare i danni economici e sociali immediati causati dalla pandemia di coronavirus. Per creare un'Europa post COVID-19 più verde, digitale, resiliente e adeguata alle sfide presenti e future.
NGFS	Network for Greening the Financial System – rete delle banche centrali e delle autorità di vigilanza, istituita nell'ambito del "One Planet Summit" di Parigi nel dicembre 2017, con l'obiettivo di rendere più ecologico il sistema finanziario, supportando la risposta globale necessaria per raggiungere gli obiettivi dell'accordo di Parigi e rafforzando il ruolo del sistema finanziario per gestire i rischi e mobilitare capitali per investimenti verdi e a basse emissioni di carbonio nel più ampio contesto dello sviluppo sostenibile

dal punto di vista ambientale . A tal fine, la rete definisce e promuove le migliori pratiche da attuare all'interno e all'esterno dell'appartenenza all'NGFS e conduce o commissiona lavori analitici sulla finanza verde.

NIR	Not Ionizing Radiations – radiazioni non ionizzanti
NZE	Net Zero Emissions by 2050 Scenario IEA
NZEB	Nearly Zero Energy Building – edificio ad altissima prestazione energetica il cui fabbisogno energetico molto basso o quasi nullo è coperto in misura molto significativa da energia da fonti rinnovabili, compresa l'energia da fonti rinnovabili prodotta in loco o nelle vicinanze. Il termine compare per la prima volta all'interno del pacchetto di Direttive Europee EPBD
O&M	Operation and Maintenance – processo volto ad assicurare il livello di prestazione, l'affidabilità, l'efficienza e la durata dell'impianto, minimizzando fermi macchina non pianificati e guasti in modo da abbassare i costi di gestione e massimizzare la produzione
OAVdA	Osservatorio Astronomico della Regione Autonoma Valle d'Aosta
OEM	Original Equipment Manufacturers – qualsiasi prodotto o parte specificamente progettato e realizzato per adattarsi a un prodotto originale
OMS	Organizzazione Mondiale della Sanità
ONU	Organizzazione delle Nazioni Unite – organizzazione intergovernativa a carattere mondiale. Tra i suoi obiettivi principali vi sono il mantenimento della pace e della sicurezza mondiale, lo sviluppo di relazioni amichevoli tra le nazioni, il perseguimento di una cooperazione internazionale e il favorire l'armonizzazione delle varie azioni compiute a questi scopi dai suoi membri.
OP	Obiettivi di policy dello Sviluppo Sostenibile
PA	Pubblica Amministrazione
PAESC	Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima – documento programmatico con il quale gli enti locali pianificano le proprie azioni per raggiungere gli obiettivi fissati dal Patto dei Sindaci per il Clima e l'Energia:
PCI	Project of Common Interest – categoria di progetti lanciati nel 2013, che la Commissione Europea ha individuato come priorità chiave per interconnettere le infrastrutture energetiche nell'Unione Europea. Questi progetti sono ammissibili a finanziamenti pubblici.
PCC	Proton-conducting ceramic cells – tecnologia, ancora a livello di ricerca, di elettrolisi basata su un materiale ceramico solido, come conduttore protonico.
PdGPo	Piano di Gestione del distretto idrografico del fiume Po
PdR	Punti di Riconsegna punto univoco di consegna del gas metano
PE	Piani Economici Forestali
Pen	Povert� Energetica
PEAR	Piano Energetico Ambientale Regionale
PEAR VDA 2030	Piano Energetico Ambientale Regionale della Valle d'Aosta al 2030
PEM	Proton Exchange Membrane – elettrolisi con membrane a scambio protonico. Tecnologia di produzione dell'idrogeno a bassa temperatura che utilizza speciali membrane che permettono il passaggio dei protoni. Questa tecnologia offre una risposta dinamica pi� rapida e intervalli di potenza di funzionamento

più ampi rispetto alle classiche Celle elettrolitiche alcaline (AE) ma costi più elevati, anche in ragione dell'utilizzo di metalli nobili come il platino. Inoltre, occupano circa il 20-25% in meno di spazio rispetto alle tradizionali celle alcaline.

PES	Public Employment Services - Centri per l'Impiego
PGMC	Piano Generale della mobilità ciclistica
PGTL	Piano Generale dei trasporti e della logistica
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle – veicoli le cui batterie possono essere ricaricate collegandole a una fonte esterna di energia elettrica (per esempio rete di ricarica domestica o colonnine di ricarica pubbliche).
PIL	Prodotto Interno Lordo - somma dei beni e dei servizi finali prodotti da un paese in un dato periodo di tempo. Si dice interno perché si riferisce a quello che viene prodotto nel territorio del paese, sia da imprese nazionali sia da imprese estere.
PISA	Programme for International Student Assessment – indagine internazionale promossa dall'OCSE – Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico – che, con periodicità triennale, misura le competenze degli studenti quindicenni dei Paesi aderenti
PME	Piano per la Mobilità Elettrica
PMI	Piccole Medie Imprese
PNACC	Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici
PNGP	Parco Nazionale del Gran Paradiso
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima – strumento di pianificazione energetica volto a cambiare la politica energetica e ambientale italiana verso la decarbonizzazione. Il Piano si struttura in cinque linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21 gennaio del 2020 il testo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020. Il PNIEC è stato inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999.
PNIRE	Piano Nazionale Infrastrutturale per la ricarica dei veicoli elettrici – aggiornamento al 2015 allegato al Decreto legislativo del 16 dicembre 2016 n°257 “Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi”
PNRR	Piano Nazionale Italiano di Ripresa e Resilienza – prevede un pacchetto di investimenti e riforme articolato in sei missioni. In particolare, le quattro principali riforme riguardano la pubblica amministrazione, la giustizia, la semplificazione e la competitività. Il Piano è in piena coerenza con i sei pilastri del Next Generation EU riguardo alle quote d'investimento previste per i progetti green (37%) e digitali (20%).
PNSS	Piano Nazionale per la Sicurezza Stradale
PPA	Power Purchase Agreement
PRACC	Piano Regionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici

PRAE	Piano Regionale Attività Estrattive
PRFV	Piano Regionale Faunistico Venatorio
PRG	Piano Regionale Generale
PRGR	Piano Regionale per la Gestione dei Rifiuti
PRMC	Piano Regionale della Mobilità Ciclistica
PRQA	Piano Regionale per il risanamento, miglioramento e mantenimento della Qualità dell’Aria
PRT	Piano Regionale dei Trasporti
Psic	Siti di Interesse Comunitario proposti della rete ecologica Rete Natura 2000
PSN	Polo Strategico Nazionale
PSN-MS	Piano Strategico Nazionale della mobilità sostenibile
PTA VDA	Piano di tutela delle acque della Valle d’Aosta
<u>PTE</u>	Piano per la transizione ecologica
<u>PTP</u>	Piano Territoriale Paesistico
<u>PUMS</u>	Piani Urbani della Mobilità Ciclistica
<u>PUN</u>	Piattaforma Unica Nazionale – contiene le informazioni relative alle infrastrutture pubbliche presenti a livello nazionale
QSRsVs	Quadro Strategico regionale di Sviluppo sostenibile 2030
RAEE	Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche
<u>REACT-EU</u>	Recovery Assistance for Cohesion and the Territories of Europe - pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori d'Europa; strumento europeo che dà seguito e amplia le misure di risposta alla crisi generata dal Covid-19 e rappresenta un ponte tra la Politica di Coesione 2014-2020 e la nuova programmazione dei fondi europei, che mira ad accompagnare l'uscita dalla crisi pandemica garantendo la continuità del sostegno alle regioni europee in attesa dei Programmi operativi 2021-2027
REC	Renewable Energy Community
RED II	Direttiva (UE) 2018/2001
RESR	Rete Europea per lo Sviluppo Rurale (in inglese “European Network for Rural Development” - ENRD) - funge da piattaforma di collegamento per lo scambio delle informazioni sul funzionamento concreto della politica, dei programmi, dei progetti e delle altre iniziative di sviluppo rurale e su come questi possano essere migliorati per conseguire ulteriori risultati.
RF	Radio Frequencies – segnale elettrico o onda elettromagnetica ad alta frequenza che si propaga nello spazio o in un cavo coassiale
RRF	Recovery and Resilience Facility – Dispositivo per la Ripresa e Resilienza, basato su sei pilastri di intervento (Transizione verde; Trasformazione digitale; Crescita intelligente, sostenibile ed inclusiva; Coesione sociale e territoriale; Salute e resilienza economica, sociale e istituzionale; Politiche per le nuove generazioni, l’infanzia e i giovani)
RSE	Ricerca sul Sistema Energetico - società incardinata nel gruppo Gestore dei Servizi Energetici (GSE)
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
RU	Rifiuti Urbani

S3	Smart Specialisation Strategy
S3 VdA	Smart Specialisation Strategy della Valle d'Aosta
SAF	Sustainable Aviation Fuel – carburante sostenibile per l'aviazione
SCT	Sistema delle Conoscenze territoriali
SAT	Superficie Agricola Totale
SAU	Superficie Agricola Utilizzata
SDGs	Sustainable Development Goals – 17 obiettivi di sviluppo sostenibile definiti dall'Organizzazione delle Nazioni Unite come strategia "per ottenere un futuro migliore e più sostenibile per tutti" nell'ambito dell'Agenda 2030.
SEC	Strategia Nazionale per l'Economia Circolare
SEN	Strategia Energetica Nazionale – strumento di indirizzo e programmazione a carattere generale della politica energetica nazionale, pubblicato nel 2017
SFDR	Sustainable Finance Disclosure Regulation
SGA	Sistemi di Gestione Ambientale
SGE	Sistema di Gestione dell'Energia
SIC	Sito di Interesse Comunitario o Sito di Importanza Comunitaria - concetto definito dalla Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche, nota anche come Direttiva "Habitat", recepita in Italia a partire dal 1997
SIRI	Strategia Italiana Ricerca Idrogeno – documento per il quale il Ministero dell'Università e della Ricerca ha emanato una serie di "prime indicazioni" a ottobre 2020.
<u>SN2000</u>	Siti Natura 2000 – siti appartenenti alla rete Natura 2000, il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat" per garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario. La rete Natura 2000 è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), identificati dagli Stati Membri secondo quanto stabilito dalla Direttiva Habitat, che vengono successivamente designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC), e comprende anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici.
<u>SNACC</u>	Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici
SNAM	Società Nazionale Metanodotti operatore per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale a livello nazionale
SNMC	Sistema Nazionale della Mobilità Ciclistica
SNSvS	Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile – strutturata in cinque aree, corrispondenti alle cosiddette "5P" dello sviluppo sostenibile proposte dall'Agenda 2030: Persone, Pianeta, Prosperità, Pace e Partnership. Una sesta area è dedicata ai cosiddetti vettori per la sostenibilità, da considerarsi come elementi essenziali per il raggiungimento degli obiettivi strategici nazionali. Ciascuna area contiene Scelte Strategiche e Obiettivi Strategici per l'Italia, correlati agli SDGs dell'Agenda 2030.
<u>SRACC</u>	Strategia Regionale di adattamento ai Cambiamenti Climatici della Regione autonoma Valle D'Aosta

SRSvS VdA 2030	Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile della Valle d'Aosta al 2030 – mira a individuare i principali strumenti per contribuire al raggiungimento degli obiettivi della Strategia Nazionale per lo Sviluppo sostenibile
SSN	Servizio Sanitario Nazionale
STEESC	Sistemi di Trasferimento dell'Energia Elettrica Senza Contatto
STEM	Science, Technology, Engineering and Mathematics
STEPS	Stated Policies Scenario IEA
SUDER	Sportello Unico Digitale per le Energie Rinnovabili
SUEL	Sportello Unico degli Enti Locali della Valle d'Aosta
TEE	Titoli di Efficienza Energetica
TEN	Trans-European Networks – Reti Trans-Europee, declinate nei tre pilastri: trasporti (TEN-T), energia (TEN-E) e telecomunicazioni (eTEN).
TERNA	TERNA S.p.A. – Trasmissione Elettrica Rete Nazionale – TERNA è l'operatore proprietario della rete elettrica di trasmissione nazionale in alta e altissima tensione, è responsabile della pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale (RTN) nonché della gestione dei flussi di energia elettrica che vi transitano.
TCFD	Task Force on Climate-related Financial Disclosure
TIAD	Testo Integrato Autoconsumo Diffuso -
TIC	Tecnologie dell'Informazione e della Comunicazione
TICA	Testo integrato delle connessioni attive
TIDE	Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico
TIUF	Testo Integrato Unbundling Funzionale
TPL	Trasporto Pubblico Locale – insieme delle diverse modalità di trasporto pubblico su scala locale in ambito comunale, provinciale o metropolitano
TSO	Transmission System Operators – soggetto gestore della rete di trasmissione dell'energia elettrica o di gas naturale
TUFF	Testo Unico in materia di foreste e filiere forestali
<u>TYNDP</u>	Ten Years Network Development Plan - svolge un ruolo centrale nello sviluppo dell'infrastruttura di trasmissione dell'elettricità in Europa, necessaria per raggiungere gli obiettivi politici europei. I principali obiettivi del TYNDP sono: identificare le carenze di investimento, comprese le capacità transfrontaliere, contribuire a un livello sufficiente di interconnessione transfrontaliera e non discriminazione, concorrenza effettiva e funzionamento efficiente del mercato, garantire una maggiore trasparenza della rete europea di trasmissione dell'energia elettrica.
UC	Unité des Communes
UE o UE-27	Unione Europea –Sigla dell'Unione europea (UE) composta da 27 paesi (Belgio, Bulgaria, Repubblica ceca, Danimarca, Germania, Estonia, Irlanda, Grecia, Spagna, Francia, Croazia, Italia, Cipro, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Ungheria, Malta, Paesi Bassi, Austria, Polonia, Portogallo, Romania, Slovenia, Slovacchia, Finlandia, Svezia), al 1° febbraio 2020. (Il Regno Unito ha lasciato l'UE il 31/1/2020)

UNEP	United Nations Environment Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change – Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, ovvero il principale accordo internazionale sull'azione per il clima
VAS	Valutazione Ambientale Strategica – valutazione funzionale al perseguimento della sostenibilità ambientale, attraverso l'individuazione, la descrizione e la valutazione degli effetti significativi che le azioni di piano potrebbero avere sull'ambiente, sull'uomo, sul patrimonio culturale e su quello paesaggistico, nonché proponendo eventuali misure di mitigazione, ove necessario
VHCN	Very High Connection Network - Reti interamente in fibra ottica ad alte prestazioni che solitamente arrivano fino alla centrale, detta anche punto di consegna neutro (PCN). In termini di velocità, una VHCN ha una velocità di connessione maggiore di 1 Gigabit/s in download su rete fissa e 100 Megabits/s su rete FWA
VIA	Valutazione di Incidenza Ambientale - procedimento di carattere preventivo al quale è necessario sottoporre qualsiasi piano, programma, progetto, intervento od attività (P/P/P/I/A) che possa avere incidenze significative su un sito o proposto sito della rete Natura 2000, singolarmente o congiuntamente ad altri piani e progetti e tenuto conto degli obiettivi di conservazione del sito stesso
VIncA	Valutazione di Incidenza Ambientale - atto previsto dal diritto dell'Unione Europea che ha lo scopo di accertare preventivamente se determinati progetti possano avere incidenza significativa sui Siti di Importanza Comunitari (SIC), sulle Zone Speciali di Conservazione e sulle Zone di Protezione Speciale (ZPS).
VIVA VDA	Valle d'Aosta unica per natura – progetto, cofinanziato dall'Unione europea, dallo Stato e dalla Regione, nell'ambito del Programma operativo Competitività regionale 2007/13, che vuole rappresentare un modo nuovo di tutelare l'ambiente naturale, stimolare una fruizione guidata e consapevole della natura, offrire opportunità di sviluppo socio economico per le comunità locali.
V1G	Ricarica intelligente unidirezionale nella sua forma più semplice, cioè in una direzione che permette ai veicoli elettrici di modificare i tassi e i tempi di ricarica in modo dinamico, poiché collega il veicolo alla stazione utilizzando una connessione dati e minimizzando i costi di ricarica. V1G permette, inoltre, al veicolo di comunicare ciò che è necessario alla stazione di ricarica utilizzando tecnologie di apprendimento automatico. Alcuni altri vantaggi di V1G includono una ricarica più sicura, il monitoraggio del consumo di elettricità, l'ottimizzazione del tempo di ricarica e la facile localizzazione delle stazioni di ricarica. Inoltre, potrebbe aiutare a decidere di caricare quando l'energia è più economica e più pulita, date le informazioni disponibili dal mercato dell'elettricità e dal sistema. Con V1G, un guidatore di EV può facilmente accedere ai dettagli dell'utilizzo dell'elettricità, dato che i sensori lo misurano e forniscono valori aggiornati per aiutare gli utenti EV a prendere decisioni migliori.
V2G	Vehicle To Grid – tecnologia che permette di trasformare le auto elettriche, da semplici mezzi di trasporto a veri e propri vettori energetici capaci di scambiare energia elettrica con la rete pubblica. In quest'ottica, e una volta a sistema, ciascun proprietario di un veicolo elettrico potrà diventare un piccolo fornitore di energia e contribuire così alla razionalizzazione e all'efficientamento del sistema elettrico. Grazie alle fasi di ricarica dei veicoli infatti, e in presenza delle infrastrutture necessarie, le batterie delle auto saranno impiegate anche come sistemi di accumulo energetico a servizio della rete. Il V2G (scambio bidirezionale con la rete, sia in immissione che in prelievo) si differenzia dal G2V (o V1G) che prevede solo scambio monodirezionale con la rete (solo prelievo)
YEI	Youth Employment Initiative - iniziativa a favore dell'occupazione giovanile
ZSC	Zona Speciale di Conservazione - concetto definito dalla Direttiva 92/43/CEE per definire un sito di importanza comunitaria (SIC) in cui sono state applicate le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino degli habitat naturali e delle popolazioni delle specie per cui il sito è stato designato dalla Commissione europea

ZPS **Zone di Protezione Speciale** - zone di protezione poste lungo le rotte di migrazione dell'avifauna, finalizzate al mantenimento e alla sistemazione di idonei habitat per la conservazione e gestione delle popolazioni di uccelli selvatici migratori. Tali aree sono state individuate dagli stati membri dell'Unione europea (Direttiva 79/409/CEE - Direttiva Uccelli) e assieme alle zone speciali di conservazione costituiscono la Rete Natura 2000.

5P **Persone, Pianeta, Prosperità, Pace e Partnership**

**PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
DELLA VALLE D'AOSTA AL 2030**

Appendice 2

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

<u>ALCOTRA 2020</u>	Progetto INTERREG ALCOTRA Adapt Mont-Blanc, <i>Studio propedeutico alla definizione della Strategia regionale di adattamento ai cambiamenti climatici della Valle d'Aosta</i> , Settembre 2020
<u>ARERA</u>	Focus group ARERA sulla mobilità elettrica, <i>Rapporto finale della ricognizione mercato e caratteristiche dei dispositivi di ricarica per veicoli elettrici</i> , Aprile 2021
<u>ARPA 2022</u>	Agenzia Regionale Protezione Ambiente Valle d'Aosta, <i>La qualità dell'aria in Valle d'Aosta – Rapporto completo</i> , 2022
<u>ARPAV 2003</u>	Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale del Veneto (A.R.P.A.V.), <i>A proposito di...Inquinamento Luminoso</i> , Padova, Dicembre 2003
<u>ASviS 2022</u>	Alleanza Italiana per lo Sviluppo Sostenibile - <i>Rapporto ASviS 2022: L'Italia e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile</i> , Roma, Settembre 2022
<u>BANCA D'ITALIA 2020</u>	Banca d'Italia, Relazione annuale di Sintesi, 2020
<u>BOCCA [et al.] 2016</u>	Bocca M., Bovio M., Passerin d'Entrèves P., Poggio L., Tutino S. 2016 - <i>Natura 2000 in Valle d'Aosta</i> . - Regione Autonoma Valle d'Aosta 2016.
<u>CREMONESE 2021</u>	Cremonese E., Avanzi, F., Ratto S.M., Pogliotti P., Filippa G., Stevenin H., Mammoliti Mochet A., Ercolani G., Gabellani S., J.P. Fosson, <i>Impatti dei cambiamenti climatici sul regime idrologico della Valle d'Aosta</i> , Aprile 2021
<u>DEBERNARDI 2007</u>	Debernardi P., Patriarca E., <i>Guida alla tutela dei pipistrelli negli edifici</i> , Regione Autonoma Valle d'Aosta, Gennaio 2007
<u>EC 2020</u>	Commissione Europea, <i>Study on the EU's list of Critical Raw Materials Final Report</i> , 2020
<u>EC 2012</u>	Commissione Europea, <i>Orientamenti in materia di buone pratiche per limitare, mitigare e compensare l'impermeabilizzazione del suolo (documento di lavoro dei servizi della commissione)</i> , Maggio 2012
<u>ENEA 2022b</u>	ENEA - <i>Rapporto annuale sulla certificazione energetica degli edifici - Annualità 2022 - Executive Summary</i> , Dicembre 2022
<u>ENEA 2022a</u>	ENEA – Comunicati, <i>Analisi ENEA, forte rimbalzo dei consumi nel 2021 (+8%), ma segnali di rallentamento nel</i> , Marzo 2022
<u>FCH-JU 2019</u>	Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, <i>Hydrogen roadmap Europe : a sustainable pathway for the European energy transition</i> , Publications Office, 2019, https://data.europa.eu/doi/10.2843/341510
<u>FCH JU 2017</u>	FCH JU. <i>Development of business cases for fuel cells and hydrogen applications for European regions and cities</i> . 2017
<u>GEONEXT</u>	Software realizzato dalla società Dedagroup S.r.L. nel 2019/2020 finalizzato alla standardizzazione e elaborazione dei dati statistici derivanti dagli APE , simulazione dei

consumi energetici per settore e vettore , possibilità di creare scenari di sviluppo per diverse tipologie di intervento (interventi involucro – interventi sugli impianti - ipotesi di penetrazione di diverse tecnologie). Il software consente di restituire i risultati elaborati tramite mappature.

<u>IEA 2022a</u>	IEA, <i>World Energy Outlook 2022</i> , Novembre 2022
<u>IEA 2022b</u>	IEA, <i>The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions</i> , Marzo 2022
<u>IEA 2022c</u>	IEA, <i>Evolution of key regional natural gas prices, June 2021-October 2022</i> , IEA, Paris 2022
<u>IEA 2021a</u>	IEA, <i>Renewables 2021 Analysis and forecast to 2026</i> , Dicembre 2021
<u>IEA 2021b</u>	IEA, <i>World Energy Outlook 2021</i> , Dicembre 2021
<u>IEA 2019</u>	IEA, <i>The clean hydrogen future has already begun</i> . Paris, 2019
<u>IEA 2021d</u>	IEA. <i>Energy technology perspectives 2020</i> . 2021. doi:10.1787/ab43a9a5-en.
<u>IPCC 2022a</u>	IPCC, <i>Climate Change 2022. Mitigation of Climate Change</i>
<u>IPCC 2022b</u>	IPCC, <i>Climate Change 2022. Impacts, Adaptation and Vulnerability</i> , 2022
<u>IPCC 2020</u>	IPCC, <i>Special Report on Climate Change and Land</i> , Gennaio 2020
<u>IPCC 2018</u>	IPCC, <i>Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty</i> , 2018
<u>IPLA 2021</u>	I.P.L.A. S.p.A. per Regione Autonoma Valle d'Aosta, Assessorato Agricoltura e risorse naturali, Dipartimento risorse naturali e corpo forestale, <i>Valutazione delle potenzialità per le filiere forestali dai boschi della Valle d'Aosta</i> , Aprile 2021
<u>IRENA 2022</u>	IRENA, <i>Renewable Capacity Statistics</i> , Abu Dhabi 2022
<u>IRENA 2021</u>	IRENA, <i>Green hydrogen supply: A guide to policy making</i> , International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2021
<u>IRENA 2019</u>	IRENA, <i>Hydrogen: a renewable energy perspective</i> , 2019.
<u>ISPRA 2017</u>	Veza P., Zanin A., Parasiewicz P., <i>Manuale tecnico operativo per la modellazione e la valutazione dell'integrità dell'habitat fluviale</i> . ISPRA – Manuali e Linee Guida 154/2017, Roma, Maggio 2017
<u>ISPRA 2016</u>	Rinaldi M., Belletti B., Comiti F., Nardi L., Mao L., Bussetini M., <i>Sistema di rilevamento e classificazione delle Unità Morfologiche dei corsi d'acqua (SUM)</i> . Versione aggiornata 2016. ISPRA – Manuali e Linee Guida 132/2016, Roma, Gennaio 2016.
<u>ISPRA 2011</u>	ISPRA, <i>Quaderni – Ambiente e Società - L'Illuminazione nelle aree urbane</i> , Roma, Dicembre 2011
<u>MiSE 2020</u>	Ministero dello Sviluppo Economico, <i>Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari</i> , Novembre 2020

<u>MITE 2022</u>	Ministero della Transizione Ecologica, Dipartimento Energia, Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza, <i>La situazione energetica nazionale nel 2021</i> , Luglio 2022
<u>OES VDA 2020</u>	Osservatorio economico e Sociale della Valle d'Aosta, <i>Da una crisi all'altra: economia e società di fronte alla pandemia</i> , Ottobre 2020
<u>ONU 2015</u>	ONU, <i>Trasformare il nostro mondo: l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile</i> , Ottobre 2015
<u>PARASIEWICZ 2001</u>	Piotr Parasiewicz, <i>MesoHABSIM: A concept for application of instream flow models in river restoration planning</i> , 2001
<u>PATRIARCA 2003</u>	Patriarca E., Debernardi P., <i>Guida alla tutela dei pipistrelli negli edifici</i> . RAVA 2003
<u>POLIMI 2020</u>	Politecnico di Milano, <i>Studio "Servizio di consulenza a supporto del COA energia per l'approfondimento delle Comunità energetiche locali e dei potenziali sviluppi verso l'autosufficienza elettrica"</i> , Milano 2019/2020
<u>QSRsvS 2021</u>	RAVA, Quadro Strategico regionale di Sviluppo Sostenibile, ottobre 2021
<u>RAVA 2022</u>	Regione Autonoma Valle d'Aosta, <i>Studio di interventi infrastrutturali per la mobilità a idrogeno in Valle d'Aosta in attuazione della l.r. 8/2021</i> , Agosto 2022
<u>RAVA 2021</u>	Regione Autonoma Valle d'Aosta, <i>Valutazione delle potenzialità per le filiere forestali dei boschi della Valle d'Aosta</i> , Aprile 2021
<u>RAVA 2007</u>	Regione Autonoma Valle d'Aosta [Debernardi P., Patriarca E.,
<u>RSE 2020</u>	RSE, <i>Dossier RSE, Covid 19 e sistema elettrico - Un esperimento che non avremmo voluto fare</i> , Dicembre 2020
<u>RUF 2019</u>	Yvonne Ruf, Thomas Zorn, Pinar Akcayoz De Neve, Patrick Andrae, Svetlana Erofeeva, Frank Garrison, A.S. <i>Study on the use of fuel cells and hydrogen in the railway environment</i> . 2019
<u>UNFCC 2018</u>	UNFCC. Adoption of the initial IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships and existing IMO activity related to reducing GHG emissions in the shipping sector, note by the International Maritime Organization to the UNFCC Talanoa Dialogue. 2018.
<u>TERNA 2022</u>	Terna, Snam, <i>Documento di Descrizione degli Scenari</i> , 2022
<u>TERNA 2021</u>	Terna, <i>Piano di Sviluppo 2021</i>
<u>INFRATEL 2022</u>	INFRATEL, Yearbook 2022

SITOGRAFIA

ACI – Annuario statistico	https://www.aci.it/laci/studi-e-ricerche/dati-e-statistiche/annuario-statistico.html
ARERA	https://www.arera.it/
ARPA VDA	https://www.arpa.vda.it/it/
Banda ultralarga Italia	https://bandaultralarga.italia.it/
CCUS Teesside project	https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/reimagining-energy/net-zero-teesside-project.html
CE Impatto Conflitto Russia-Ucraina	https://www.consilium.europa.eu/it/policies/eu-response-ukraine-invasion/impact-of-russia-s-invasion-of-ukraine-on-the-markets-eu-response/
Clean-Hydrogen EU	https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/mission-innovation-hydrogen-valleys-platform_en
Climate-Adapt	https://climate-adapt.eea.europa.eu/
Consiglio Europeo – Cambiamenti climatici	https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/
Convenzione delle Alpi	https://www.alpconv.org/it/home/
Geoportale regione Valle d’Aosta – SCT sistema delle conoscenze territoriali	https://geoportale.regione.vda.it/
ISPRA – Cambiamenti climatici	https://cambiamenticlimatici.isprambiente.it/
ISSalute - Portale	https://www.issalute.it
Istat	https://www.istat.it/it/
Munich Re’s NatCatSERVICE	https://www.munichre.com/en/solutions/for-industry-clients/natcatservice.html
Natura 2000 - VDA	https://www.regione.vda.it/territorio/ambiente/Biodiversita_e_aree_naturali_protette/natura_2000/rete_natura_2000_i.aspx
Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica	https://oipeosservatorio.it/
Portale PTA VDA	https://pta.regione.vda.it/

Programma Horizon https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en

Programma Life https://cinea.ec.europa.eu/programmes/life_en

#ShowYourStripes <https://showyourstripes.info/s/globe>

**PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
DELLA VALLE D'AOSTA AL 2030**

**Appendice 3
NORMATIVA**

In questa appendice sono riepilogate le norme energetiche e ambientali a livello europeo (E), nazionale (N) e regionale (R) prese in considerazione a vario titolo nella stesura nei documenti del PEAR VDA 2030 e della Valutazione ambientale strategica (VAS). I Piani e le strategie esaminati sono, invece, riportati nel Capitolo 1 e 2 della Relazione Illustrativa al PEAR, nonché nell'Appendice 1 – Coerenza esterna del Rapporto Ambientale.

ENERGIA		
E	<u>COM(2022) 230 final</u>	Commissione Europea, Comunicazione 230 del 18 maggio 2022 al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni - <i>Piano REPowerEU</i>
E	<u>COM(2022) 108 final</u>	Commissione Europea, Comunicazione 108 dell'8 marzo 2022 al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni - <i>REPowerEU: azione europea comune per un'energia più sicura, più sostenibile e a prezzi più accessibili</i>
E	<u>Raccomandazione (UE) 2021/1749</u>	Raccomandazione (UE) 1749 del 28 settembre 2021 della Commissione Europea - <i>Efficienza energetica al primo posto: dai principi alla pratica — Orientamenti ed esempi per l'attuazione nel processo decisionale del settore energetico e oltre</i>
E	<u>Proposta di regolamento (UE) 559/2021</u>	Proposta di Regolamento (UE) 559 del 14 luglio 2021 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio
E	<u>COM(2020) 789 final</u>	Commissione Europea, Comunicazione 789 del 9 dicembre 2020 al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni - <i>Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente: mettere i trasporti europei sulla buona strada per il futuro</i>
E	<u>COM(2020) 301 final</u>	Commissione Europea, Comunicazione 301 dell'8 luglio 2020 al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni - <i>Una strategia per l'idrogeno per un'Europa climaticamente neutra</i>
E	<u>Regolamento 2019/1242</u>	Regolamento (UE) 1242 del 20 giugno 2019 del Parlamento europeo e del Consiglio che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO ₂ dei veicoli pesanti nuovi e modifica i regolamenti (CE) n. 595/2009 e (UE) 2018/956 del Parlamento europeo e del Consiglio e la direttiva 96/53/CE del Consiglio
E	<u>Direttiva 2019/1161/UE</u>	Direttiva 1161 del 20 giugno 2019 del Parlamento e del Consiglio europeo che modifica la direttiva 2009/33/CE relativa alla promozione di veicoli puliti a basso consumo energetico del trasporto su strada
E	<u>Direttiva 2019/944/CE</u>	Direttiva 944 del 5 giugno 2019 del Parlamento europeo e del Consiglio <i>relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE</i>
E	<u>Regolamento 2019/943/UE</u>	Regolamento 943 del 5 giugno 2019 del Parlamento europeo e del Consiglio sul mercato interno dell'energia elettrica
E	<u>Regolamento 2019/942/UE</u>	Regolamento 942 del 5 giugno 2019 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia

E	<u>Regolamento 2019/941/UE</u>	Regolamento 941 del 5 giugno 2019 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE
E	<u>Regolamento 2019/631</u>	Regolamento 631 del 17 aprile 2019 del Parlamento europeo e del Consiglio <i>che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri nuovi e che abroga i regolamenti (CE) n. 443/2009 e (UE) n. 510/2011 (rifusione)</i>
E	<u>Direttiva 2018/2002/UE</u>	Direttiva (UE) 2002 dell'11 dicembre 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
E	<u>Direttiva 2018/2001/CE</u>	Direttiva (UE) 2001 dell'11 dicembre 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili
E	<u>Direttiva 2018/844/UE</u>	Direttiva (UE) 844 del 30 maggio 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio <i>che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica</i>
E	<u>Delibera ARERA 654/2017</u>	Delibera ARERA n. 727 del 27 dicembre 2017 - <i>Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. Approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso</i>
E	<u>Direttiva 2014/94/UE</u>	Direttiva (UE) 94 del 22 ottobre 2014 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura di combustibili alternativi, cosiddetta direttiva DAFI (Directive Alternative Fuel Initiative).
E	<u>Regolamento (UE) 347/2013</u>	Regolamento (UE) 347 del 17 aprile 2013 del Parlamento europeo e del Consiglio sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009
E	<u>Direttiva 2012/27/UE</u>	Direttiva (UE) 27 del 25 ottobre 2012 del Parlamento europeo e del Consiglio sull'efficienza energetica, che modifica le Direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le Direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE
E	<u>Direttiva 2010/31/UE</u>	Direttiva (UE) 31 del 19 maggio 2010 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla prestazione energetica nell'edilizia
E	<u>Regolamento (CE) 714/2009</u>	Regolamento (CE) 714 del 13 luglio 2009 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento (CE) n. 1228/2003
E	<u>Direttiva 2009/28/CE</u>	Direttiva 28 del 23 aprile 2009 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
E	<u>DIRETTIVA 2002/91/CE</u>	Direttiva 91 del 16 dicembre 2002 del Parlamento europeo e del Consiglio sul rendimento energetico nell'edilizia
E	<u>Direttiva 98/30/CE</u>	Direttiva 30 del 22 giugno 1998 del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale

E	<u>DIRETTIVA 1993/76/UE</u>	Direttiva 76 del 13 settembre 1993 del Consiglio intesa a limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica (SAVE)
N	<u>Delibera ARERA 727/2022</u>	Delibera ARERA 27 dicembre 2022 n. 727 - <i>Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. Approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso</i>
N	<u>D.dir. 23/12/2022</u>	Decreto direttoriale 23 dicembre 2022 n.426 - <i>Approvazione degli elenchi dei progetti ammessi alle agevolazioni sull'Avviso pubblico n. 119 del 20 giugno 2022 - Rafforzamento Smart Grid</i>
N	<u>DL. 176/2022</u>	Decreto Legge 18 novembre 2022, n. 176 - <i>Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica.</i>
N	<u>D.M. 21/10/2022</u>	Decreto Ministero della Transizione Ecologica 21 ottobre 2022 - <i>Attuazione dell'Investimento 3.1 «Produzione in aree industriali dismesse» e dell'Investimento 3.2 «Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate», della Missione 2, Componente 2 del PNRR.</i>
N	<u>D.M. 21/09/2022</u>	Decreto Ministero della Transizione Ecologica 21 settembre 2022 - <i>Condizioni per l'accesso alle agevolazioni sul consumo di energia rinnovabile in impianti di elettrolisi per la produzione di idrogeno verde.</i>
N	<u>Decreto 15 settembre 2022</u>	Decreto 15 settembre 2022 - <i>Attuazione degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, al fine di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in coerenza con la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4, del PNRR.</i>
N	<u>D.M. 259/2022</u>	Decreto ministeriale 24 giugno 2022, n. 259 - <i>Adozione della Strategia nazionale per l'economia circolare</i>
N	<u>DL. 50/2022</u>	Decreto Legge 17 maggio 2022, n. 50 - <i>Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina.</i>
N	<u>DPCM 06/04/2022</u>	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 6 aprile 2022 - <i>Riconoscimento degli incentivi per l'acquisto di veicoli non inquinanti.</i>
N	<u>DL. 17/2022</u>	Decreto Legge 1 marzo 2022, n. 17 - <i>Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali.</i>
N	<u>D.Lgs 210/2021</u>	Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, <i>Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.</i>
N	<u>DL. 121/2021</u>	Decreto Legge 10 settembre 2021, n. 121 - <i>Disposizioni urgenti in materia di investimenti e sicurezza delle infrastrutture, dei trasporti e della circolazione stradale,</i>

		<i>per la funzionalità del Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, del Consiglio superiore dei lavori pubblici e dell'Agenzia nazionale per la sicurezza delle infrastrutture stradali e autostradali.</i>
N	<u>D.Lgs. 199/2021</u>	Decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 - <i>Attuazione della direttiva (UE) 2018/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili</i>
N	<u>DM 16/09/2020</u>	Decreto Ministeriale 16 settembre 2020 - <i>Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge n. 162/2019, convertito dalla legge n. 8/2020</i>
N	<u>Delibera ARERA 318/2020</u>	Delibera ARERA n. 318 del 4 agosto 2020 - <i>Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile</i>
N	<u>D.Lgs. 48/2020</u>	Decreto legislativo 10 giugno 2020, n.48 - <i>Attuazione della direttiva (UE) 2018/844 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica</i>
N	<u>DM 30/01/2020</u>	Decreto 30 gennaio 2020 - <i>Criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, denominata vehicle to grid</i>
N	<u>L. 8/2020</u>	Legge 28 febbraio 2020, n. 8 - <i>Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica.</i>
N	<u>DM 594/2019</u>	Decreto ministeriale 594 del 23 dicembre 2019 - <i>Fondo Progettazione di fattibilità e insediamenti prioritari</i>
N	<u>DECRETO 05/04/2019</u>	Decreto 12 aprile 2019 – <i>Approvazione delle modalità operative per la presentazione delle domande di agevolazione al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica.</i>
N	<u>L 2/2018</u>	Legge 11 gennaio 2018, n. 2 – <i>Disposizioni per lo sviluppo della mobilità in bicicletta e la realizzazione della rete nazionale di percorribilità.</i>
N	<u>Delibera ARERA 689/2017</u>	Delibera ARERA 19 ottobre 2017, n. 689 - <i>Valutazione degli schemi di piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2014, 2015 e 2016</i>
N	<u>Delibera ARERA 654/2017</u>	Delibera ARERA 28 settembre 2017 n. 654 - <i>Disposizioni per il documento di descrizione degli scenari per il piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale e il coordinamento delle relative attività tra i settori dell'energia elettrica e del gas naturale</i>
N	<u>DECRETO 22/12/2017</u>	Decreto 22 dicembre 2017 - <i>Modalità di attuazione delle disposizioni in materia di rimborsi da conto fiscale.</i>
N	<u>DM. 397/2017</u>	Decreto 4 agosto 2017, n. 397 - <i>Individuazione delle linee guida per i piani urbani di mobilità sostenibile, ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.</i>

N	<u>D.Lgs. 257/2016</u>	Decreto legislativo 16 dicembre 2016, n.257 - <i>Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi. Quadro Strategico Nazionale.</i>
N	<u>D.M. 16/02/2016</u>	Decreto 16 febbraio 2016 - <i>Aggiornamento della disciplina per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.</i>
N	<u>L 221/2015</u>	Legge 28 dicembre 2015, n. 221 - <i>Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali.</i>
N	<u>DM 26/06/2015</u>	Decreto 26 giugno 2015 - <i>Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.</i>
N	<u>Delibera ARERA 296/2015</u>	Delibera ARERA 22 giugno 2015 n. 296 - <i>Disposizioni in merito agli obblighi di separazione funzionale (unbundling) per i settori dell'energia elettrica e del gas</i>
N	<u>DECRETO 11 maggio 2015</u>	Decreto 11 maggio 2015 - <i>Approvazione della metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali, in attuazione dell'articolo 40, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.</i>
N	<u>D.Lgs. 102/2014</u>	Decreto Legislativo 4 luglio 2014, n. 102 - <i>Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.</i>
N	<u>L. 90/2013</u>	Legge 3 agosto 2013, n. 90 - <i>Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 4 giugno 2013, n. 63, recante disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale.</i>
N	<u>D.P.R. 74/2013</u>	Decreto del Presidente della Repubblica 16 aprile 2013, n. 74 - <i>Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.</i>
N	<u>DL 63/2013</u>	Decreto Legge 4 giugno 2013, n. 63 - <i>Disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale.</i>
N	<u>DM 28/12/2012</u>	Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012 - <i>Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni.</i>
N	<u>DM 15/03/2012</u>	Decreto 15 marzo 2012 - <i>Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome (c.d. Burden Sharing)</i>
N	<u>D.Lgs. 28/2011</u>	Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 - <i>Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla</i>

		<i>promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.</i>
N	<u>DM 26/06/2009</u>	Decreto 26 giugno 2009 - <i>Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici.</i>
N	<u>DPR 59/2009</u>	Decreto del Presidente della Repubblica 2 aprile 2009, n. 59 - <i>Regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della Direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia</i>
N	<u>Delibera ARERA 99/2008</u>	Delibera ARERA 23 luglio 2008 n. 99 - <i>Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)</i>
N	<u>D.Lgs. 192/2005</u>	Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192 - <i>Attuazione della Direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.</i>
N	<u>DM 20/07/2004</u>	Decreto 20 luglio 2004 - <i>Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.</i>
N	<u>D.Lgs. 164/2000</u>	Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 - <i>Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144</i>
N	<u>D.P.R. 412/1993</u>	Decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 - <i>Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10</i>
N	<u>L. 10/1991</u>	Legge 9 gennaio 1991, n. 10 - <i>Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia</i>
N	<u>L. 373/1976</u>	Legge 30 marzo 1976, n. 373 - <i>Norme per il contenimento del consumo energetico per usi termici negli edifici</i>
R	<u>d.G.r. 1649/2022</u>	Delibera di Giunta Regionale 28 dicembre 2022, n. 1649 - <i>Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Misura 3 "Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno", "Componente 2 "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile", Investimento 3.1 "Produzione in aree industriali dismesse", Finanziato dall'Unione Europea - Nextgeneration EU. Approvazione schema avviso pubblico e determinazioni</i>
R	<u>d.G.r. 1570/2022</u>	Delibera di Giunta Regionale 6 dicembre 2022, n. 1570 - <i>Approvazione delle prime linee di indirizzo per la diffusione del vettore energetico idrogeno nel settore dei trasporti in Valle D'Aosta, in attuazione della l.r. 18/2021</i>
R	<u>d.G.r. 1522/2021</u>	Delibera di Giunta Regionale 22 novembre 2021, n.1522 – <i>"Presenza d'atto del rapporto di monitoraggio del Piano Energetico Ambientale Regionale, in attuazione della l.r.</i>

		<i>13/2015 e della l.r. 12/2009"</i>
R	<u>d.G.r. 128/2021</u>	Delibera di Giunta Regionale 15 febbraio 2021, n.128 - Approvazione della costituzione di una rete interistituzionale per il sostegno e lo sviluppo delle discipline afferenti all'ambito STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics)
R	<u>l.r. 18/2021</u>	Legge regionale 13 luglio 2021, n. 18 - <i>Disposizioni per una ferrovia moderna e un efficiente sistema di trasporto ecosostenibile con utilizzo di trazione a idrogeno. Modificazioni alla legge regionale 25 novembre 2016, n. 22</i>
R	<u>d.G.r. 960/2020</u>	Delibera di Giunta Regionale 28 settembre 2020, n.960 - <i>Determinazione di conclusione positiva della conferenza dei servizi, ai sensi dell'articolo 14-bis, della l. 241/1990 e rilascio dell'autorizzazione unica condizionata alla Società Energie rete gas s.r.l., di Milano, alla realizzazione e all'esercizio del metanodotto di interesse regionale "valle del lys" e dichiarazione di pubblica utilità. apposizione del vincolo preordinato all'esproprio e approvazione del progetto, ai sensi del d.lgs. 330/2004.</i>
R	<u>d.C.r. 649/2019</u>	Deliberazione di Consiglio regionale 649/XV del 22 Maggio 2019 , <i>Approvazione del Piano pluriennale 2019-2021</i>
R	<u>d.G.r. 535/2018</u>	Delibera di Giunta Regionale 2 maggio 2018, n.535 – <i>"Presenza d'atto del primo Rapporto di monitoraggio 2011-2015 del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), in attuazione della legge regionale 25 maggio 2015, n. 13 e della legge regionale 26 maggio 2009, n. 12</i>
R	<u>d.G.r. 535/2018</u>	Delibera di Giunta Regionale 2 maggio 2018, n.535 – <i>"Presenza d'atto del primo Rapporto di monitoraggio 2011-2015 del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), in attuazione della legge regionale 25 maggio 2015, n. 13 e della legge regionale 26 maggio 2009, n. 12</i>
R	<u>d.G.r. 1509/2017</u>	Delibera di Giunta Regionale 6 novembre 2017, n.1509 – <i>Valutazione positiva condizionata sulla compatibilità ambientale del progetto di realizzazione del metanodotto di trasporto del gas nella Val d'Ayas tra i Comuni di Verres e Ayas, proposto dalla Società Energie Rete Gas s.r.l. di Genova.</i>
R	<u>l.r. 22/2016</u>	Legge regionale 25 novembre 2016, n. 22 - <i>Disposizioni per una ferrovia moderna ed un efficiente sistema pubblico integrato dei trasporti.</i>
R	<u>d.G.r. 272/2016</u>	Delibera di Giunta Regionale 26 febbraio 2016, n.272 – <i>Approvazione, ai sensi del titolo iii, capo ii, della l.r. 13/2015 (legge europea regionale 2015), dei requisiti minimi di prestazione energetica nell'edilizia, delle prescrizioni specifiche degli edifici e relative metodologie di calcolo, nonché i casi e le modalità per la compilazione della relazione tecnica attestante il rispetto dei medesimi requisiti e prescrizioni, in sostituzione di quelli approvati con Deliberazione n. 488 in data 22 marzo 2013.</i>
R	<u>l.r. 13/2015</u>	Legge regionale 25 maggio 2015, n. 13 - <i>Disposizioni per l'adempimento degli obblighi della Regione autonoma Valle d'Aosta derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea. Attuazione della direttiva 2006/123/CE, relativa ai servizi nel mercato interno (direttiva servizi), della direttiva 2009/128/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria ai fini dell'utilizzo sostenibile dei pesticidi, della direttiva 2010/31/UE, sulla prestazione energetica nell'edilizia e della direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (Legge europea regionale 2015).</i>
R	<u>d.C.r. 727/2014</u>	Delibera del Consiglio Regionale 25 settembre 2014, n.727, <i>Approvazione, ai sensi della legge regionale 1° agosto 2012, n. 26, del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)</i>

R	d.G.r. 1252/2012	Delibera di Giunta Regionale 15 giugno 2012, n.1252 – <i>Approvazione delle modalità di prosecuzione e conclusioni della sperimentazione condotta dalla società CVA S.p.a. a S.u., con sede a Châtillon, per l'adeguamento delle ventotto principali derivazioni del gruppo a quanto stabilito dal piano regionale di tutela delle acque in merito alle portate di deflusso minimo vitale (DMV).</i>
R	d.G.r. 9/2011	Delibera di Giunta Regionale 5 gennaio 2011, n.9 - <i>Individuazione delle aree e dei siti del territorio regionale non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici ed adeguamento della disciplina regionale in materia di energia e di ambiente mediante la definizione di criteri per la realizzazione degli stessi impianti, ai sensi dei paragrafi 17 e 18 del decreto interministeriale 10 settembre 2010 (linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili)</i>
R	l.r. 3/2006	Legge regionale 3 gennaio 2006, n. 3, <i>Nuove disposizioni in materia di interventi regionali per la promozione dell'uso razionale dell'energia</i>
R	d.C.r. 3146/2003	Delibera del Consiglio Regionale 03 aprile 2003, n.3146, <i>Aggiornamento del Piano energetico della Valle d'Aosta (2001-2010)</i>
R	l.r. 31/2001	Legge regionale 12 novembre 2001, n. 31, <i>Interventi regionali a sostegno delle piccole e medie imprese per iniziative in favore della qualità, dell'ambiente, della sicurezza e della responsabilità sociale. Modificazioni alla legge regionale 7 dicembre 1993, n. 84 (Interventi regionali in favore della ricerca, dello sviluppo e della qualità), da ultimo modificata dalla legge regionale 18 aprile 2000, n. 11.</i>
R	d.C.r. 3126/1998	Delibera del Consiglio Regionale 14 aprile 1998, n.3126, <i>Approvazione del primo Piano energetico della Valle d'Aosta</i>
R	l.r. 16/1996	Legge regionale 12 luglio 1996, n. 16, <i>Programmazione, organizzazione e gestione del sistema informativo regionale. Ulteriori modificazioni alla legge regionale 17 agosto 1987, n. 81 (Costituzione di una Società per azioni nel settore dello sviluppo dell'informatica), già modificata dalla legge regionale 1° luglio 1994, n. 32. Abrogazione di norme.</i>

NORMATIVA VAS		
E	DIRETTIVA 2011/92/CE	Direttiva 2011/92/CE del 13 dicembre 2011 del Parlamento Europeo e del Consiglio <i>concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati</i>
E	DIRETTIVA 2006/123/CE	Direttiva 2006/123/CE del 12 dicembre 2006 del Parlamento Europeo e del Consiglio <i>relativa ai servizi nel mercato interno</i>
E	DIRETTIVA 2001/42/CE	Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio <i>concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente</i>
N	L. 131/2003	Legge 5 giugno 2003, n. 131, <i>Disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento della Repubblica alla legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3.</i>
N	D.P.R. 357/1997	Decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357 - <i>Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche.</i>
N	L. 394/1991	Legge 6 dicembre 1991, n. 394, <i>Legge quadro sulle aree protette</i>
N	R.D.L. 1584/1922	Regio Decreto-Legge 3 dicembre 1922, n. 1584, <i>con cui si costituisce un "Parco nazionale" presso il gruppo del "Gran Paradiso" nelle Alpi Graie.</i>
R	d.G.r. 1718/2021	Deliberazione della Giunta regionale n. 1718 del 30 dicembre 2021 - <i>Approvazione, ai sensi dell'articolo 7 della l.r. 8/2007, del recepimento delle linee guida nazionali per la valutazione di incidenza. Revoca della Deliberazione della Giunta Regionale n. 970 in data 11 maggio 2012.</i>
R	l.r. 12/2009	Legge regionale 26 maggio 2009, n. 12, <i>Disposizioni per l'adempimento degli obblighi della Regione autonoma Valle d'Aosta derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee. Attuazione delle direttive 2001/42/CE, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente, e 85/337/CEE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. Disposizioni per l'attuazione della direttiva 2006/123/CE, relativa ai servizi nel mercato interno e modificazioni di leggi regionali in adeguamento ad altri obblighi comunitari. Legge comunitaria 2009.</i>
R	d.G.r. 1087/2008	Deliberazione della Giunta regionale n. 1087/2008, <i>Approvazione del documento tecnico concernente la classificazione delle zone di protezione speciale (ZPS), le misure di conservazione e le azioni di promozione ed incentivazione, ai sensi dell'art. 4 della legge regionale n. 8/2007 e del decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 17 ottobre 2007.</i>
R	l.r. 8/2007	Legge regionale 21 maggio 2007, n. 8 - <i>Disposizioni per l'adempimento degli obblighi della Regione autonoma Valle d'Aosta derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee. Attuazione delle direttive 79/409/CEE, concernente la conservazione degli uccelli selvatici, e 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche. Legge comunitaria 2007.</i>

COMPONENTI AMBIENTALI		
E	<u>COM(2021) 400</u>	Commissione Europea, <i>Un percorso verso un pianeta più sano per tutti - Piano d'azione dell'UE: "Verso l'inquinamento zero per l'aria, l'acqua e il suolo"</i> , Maggio 2021
E	<u>Regolamento 2006/1907/CE</u>	Commissione europea, <i>Regolamento 1907 del 18 dicembre 2006 - Registrazione, valutazione, autorizzazione e la restrizione delle sostanze chimiche (REACH), che istituisce un'agenzia europea per le sostanze chimiche, che modifica la direttiva 1999/45/CE e che abroga il regolamento (CEE) n. 793/93 del Consiglio e il regolamento (CE) n. 1488/94 della Commissione, nonché la direttiva 76/769/CEE del Consiglio e le direttive della Commissione 91/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE e 2000/21/CE</i>
N	<u>D.Lgs. 152/2006</u>	Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, <i>Norme in materia ambientale</i>

ACQUE		
E	<u>Direttiva 2006/118/CE</u>	Commissione Europea, <i>Direttiva 2006/118/CE del Parlamento Europeo e del consiglio sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento</i> , 12 dicembre 2006
E	<u>Direttiva 2000/60/CE</u>	Commissione Europea, <i>Direttiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo e del consiglio che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque</i> , 23 Ottobre 2000
N	<u>D.M. 29/2017</u>	Decreto 13 febbraio 2017 n.29 - <i>Approvazione delle Linee Guida per le valutazioni ambientali ex ante delle derivazioni idriche, in relazione agli obiettivi di qualità ambientale dei corpi idrici definiti ai sensi della Direttiva 2000/60/CE [...]</i>
N	<u>D.M. 30/2017</u>	Decreto 13 febbraio 2017 n.29 - <i>Approvazione delle Linee Guida per l'aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale al fine di garantire il mantenimento nei corsi d'acqua del deflusso ecologico a sostegno del raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale dei corpi idrici definiti ai sensi della Direttiva 2000/60/CE [...]</i>
N	<u>D.M. 260/2010</u>	Decreto 8 novembre 2010, n. 260 - <i>Regolamento recante i criteri tecnici per la classificazione dello stato dei corpi idrici superficiali, per la modifica delle norme tecniche del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, predisposto ai sensi dell'articolo 75, comma 3, del medesimo decreto legislativo.</i>
N	<u>D.M. 56/2009</u>	Decreto 14 aprile 2009, n. 56 - <i>Regolamento recante «Criteri tecnici per il monitoraggio dei corpi idrici e l'identificazione delle condizioni di riferimento per la modifica delle norme tecniche del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante Norme in materia ambientale, predisposto ai sensi dell'articolo 75, comma 3, del decreto legislativo medesimo»</i>
N	<u>D.Lgs 30/2009</u>	D.Lgs. 16 marzo 2009, n. 30 – <i>Attuazione della direttiva 2006/118/CE, relativa alla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento (G.U. 4 aprile 2009, n. 79)</i>

N	<u>D.M. 131/2008</u>	Decreto 16 giugno 2008, n. 131, <i>Regolamento recante i criteri tecnici per la caratterizzazione dei corpi idrici (tipizzazione, individuazione dei corpi idrici, analisi delle pressioni) per la modifica delle norme tecniche del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante: «Norme in materia ambientale», predisposto ai sensi dell'articolo 75, comma 4, dello stesso decreto</i>
---	--------------------------------------	--

ARIA

E	<u>Direttiva 2016/2284/CE</u>	Direttiva 2284 del 14 dicembre 2016 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la riduzione delle emissioni nazionali di determinati inquinanti atmosferici, che modifica la direttiva 2003/35/CE e abroga la direttiva 2001/81/CE
N	<u>DL. 111/2019</u>	Decreto Legge 14 ottobre 2019, n. 111 - <i>Misure urgenti per il rispetto degli obblighi previsti dalla Direttiva 2008/50/CE sulla qualità dell'aria e proroga del termine di cui all'articolo 48, commi 11 e 13, del decreto-legge 17 ottobre 2016, n. 189, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 dicembre 2016, n. 229</i>
N	<u>D.Lgs. 155/2010</u>	Decreto legislativo 13 agosto 2010, n.155, <i>Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa.</i>
R	<u>l.r. 23/2016</u>	Legge regionale 25 novembre 2016, n. 23, <i>Approvazione dell'aggiornamento del Piano regionale per il risanamento, il miglioramento e il mantenimento della qualità dell'aria per il novennio 2016/2024</i>

BIODIVERSITÀ E AREE PROTETTE

E	<u>COM(2020) 380 final</u>	Commissione Europea, <i>Strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030</i> , Maggio 2020
E	<u>Direttiva 2009/147/CE</u>	Direttiva 147 del 30 novembre 2009 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la conservazione degli uccelli selvatici
E	<u>Direttiva 92/43/CEE</u>	Direttiva 43 del 21 maggio 1992 del Consiglio Europeo - <i>Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (c.d. Direttiva Habitat)</i>
E	<u>Direttiva 79/409/CEE</u>	Direttiva 409 del 2 aprile 1979 del Consiglio <i>concernente la conservazione degli uccelli selvatici (c.d. Direttiva Uccelli)</i>
N	<u>D.Lgs 34/2018</u>	Decreto Legislativo 3 aprile 2018, n. 34 - <i>Testo unico in materia di foreste e filiere forestali</i>
N	<u>D.P.R. 120/2003</u>	Decreto del Presidente della Repubblica marzo 2003, n. 120 - <i>Regolamento recante modifiche ed integrazioni al decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, concernente attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche</i>
N	<u>L. 221/2002</u>	Legge 3 ottobre 2002, n. 221 - <i>Integrazioni alla legge 11 febbraio 1992, n. 157, in materia di protezione della fauna selvatica e di prelievo venatorio, in attuazione dell'articolo 9</i>

		della direttiva 79/409/CEE
N	<u>DM 3 settembre 2002</u>	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, Decreto 3 settembre 2002 - <i>Linee guida per la gestione dei siti Natura 2000</i>
N	<u>D.P.R. 357/1997</u>	Decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357 - <i>Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche</i>
N	<u>L. 157/1992</u>	Legge 11 febbraio 1992, n. 157, <i>Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio.</i>
N	<u>L. 394/1991</u>	Legge 6 dicembre 1992, n. 394, <i>Legge quadro sulle aree protette.</i>
R	<u>d.G.r. 1718/2021</u>	Delibera di Giunta regionale 30 dicembre 2021, n.1718 - <i>Approvazione, ai sensi dell'articolo 7 della l.r. 8/2007, del recepimento delle linee guida nazionali per la valutazione di incidenza. Revoca della deliberazione della giunta regionale n. 970 in data 11 maggio 2012.</i>
R	<u>d.G.r. 349/2019</u>	Delibera di Giunta regionale 22 marzo 2019, n.349 - <i>Approvazione del Piano del Parco Nazionale Gran Paradiso, integrato con il Piano di Gestione per il Sito di Importanza Comunitaria e Zona di Protezione Speciale IT1201000, e approvazione del Piano pluriennale economico e sociale, ai sensi degli art. 12 e 14 della legge 6 dicembre 1991, n. 394 e dell'art. 6 della legge regionale 21 maggio 2007, n. 8.</i>
R	<u>d.G.r. 32-8597/2019</u> <u>(Regione Piemonte)</u>	Delibera di Giunta regionale 22 marzo 2019, N. 32-8597 della Regione Piemonte - <i>Approvazione del Piano del Parco nazionale Gran Paradiso integrato con le misure di conservazione per il Sito di importanza comunitaria e Zona di protezione speciale IT1201000 e approvazione del Piano pluriennale economico e sociale. Articoli 12 e 14 della Legge 6 dicembre 1991, n. 394; articoli 26, 40 e 42 della legge regionale 29 giugno 2009, n. 19.</i>
R	<u>d.G.r. 970/2012</u>	Deliberazione 11 maggio 2012, n. 970 - <i>Approvazione della disciplina per l'applicazione della procedura di valutazione di incidenza, ai sensi dell'art. 7 della L.R. 8/2007, concernente disposizioni in materia di conservazione degli habitat naturali e seminaturali, della flora e della fauna selvatiche di cui alle direttive CEE 92/43 E 79/409. Revoca della D.G.R. 1815/2007</i>
R	<u>d.G.r. 3061/2011</u>	Deliberazione della Giunta Regionale 16 dicembre 2011, n. 3061 - <i>Individuazione delle misure di conservazione per i SIC e dei criteri di designazione per le ZSC</i>
R	<u>l.r. 45/2009</u>	Legge regionale 7 dicembre 2009, n. 45 - <i>Disposizioni per la tutela e la conservazione della flora alpina. Abrogazione della legge regionale 31 marzo 1977, n. 17</i>
R	<u>d.G.r. 1087/2008</u>	Deliberazione di Giunta regionale n. 1087 del 18 aprile 2008 - <i>Approvazione del documento tecnico concernente la classificazione delle zone di protezione speciale (ZPS), le misure di conservazione e le azioni di promozione ed incentivazione, ai sensi dell'articolo 4 della legge regionale 21 maggio 2007, n. 8 e del decreto del Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare 17 ottobre 2007"</i>
R	<u>l.r. 8/2007</u>	Legge regionale 21 maggio 2007, n. 8 - <i>Disposizioni per l'adempimento degli obblighi della Regione autonoma Valle d'Aosta derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle</i>

		<i>Comunità europee. Attuazione delle direttive 79/409/CEE, concernente la conservazione degli uccelli selvatici, e 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche. Legge comunitaria 2007</i>
R	I.r. 16/2004	Legge regionale 10 agosto 2004, n. 16 - <i>Nuove disposizioni in materia di gestione e funzionamento del parco naturale Mont Avic. Abrogazione delle leggi regionali 19 ottobre 1989, n. 66, 30 luglio 1991, n. 31, e 16 agosto 2001, n. 16.</i>
R	D.P.G.R. 1258/1993	Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 1258/1993 – Costituzione della ZSC dello stagno di Loson
R	D.P.G.R. 745/1993	Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 745/1993 – Costituzione della ZSC del lago di Lolair
R	D.P.G.R. 676/1993	Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 676/1993 – Costituzione della ZSC di Saint Marcel
R	D.P.G.R. 513/1993	Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 513/1993 – Costituzione della ZSC del Mont Mars
R	D.P.G.R. 512/1993	Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 512/1993 – Costituzione della ZSC dello stagno di Holay
R	D.P.G.R. 248/1993	Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 248/1993 – Costituzione della ZSC della Côte de Gargantua
R	D.P.G.R. 1117/1992	Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 1117/1992 - Costituzione della ZSC del Lago di Villa
R	D.P.G.R. 253/1992	Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 235/1992 - Costituzione della ZSC del marais di Morgex
R	I.r. 30/1991	Legge regionale 30 luglio 1991, n. 30 - <i>Norme per l'istituzione di aree naturali protette.</i>

CAMBIAMENTI CLIMATICI

M	UNFCC 1992	Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, 1992
E	Regolamento 2021/1119/UE	Commissione Europea, <i>Regolamento (UE) 1119 del 30 Giugno 2021, quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»)</i>
E	Regolamento 2021/2139/UE	Commissione Europea, <i>Regolamento delegato (UE) 2139 del 4 giugno 2021 - Integrazione del regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio fissando i criteri di vaglio tecnico che consentono di determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici o all'adattamento ai cambiamenti climatici e se non arreca un danno significativo a nessun altro obiettivo ambientale</i>

E	<u>COM(2021) 550 final</u>	Commissione Europea, <i>“Pronti per il 55 %”: realizzare l’obiettivo climatico dell’UE per il 2030 lungo il cammino verso la neutralità climatica</i> , Luglio 2021
E	<u>COM(2021) 82 final</u>	Commissione Europea, <i>Plasmare un’Europa resiliente ai cambiamenti climatici – La nuova strategia dell’UE di adattamento ai cambiamenti climatici</i> , Febbraio 2021
E	<u>COM(2020) 80 final</u>	Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio <i>che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (UE) 2018/1999 (Legge europea sul clima)</i>
E	<u>COM(2019) 640 final</u>	Commissione Europea, Comunicazione 640 dell’11 dicembre 2019 al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni - <i>Il Green Deal europeo</i>
E	<u>Regolamento 2018/1999/UE</u>	Commissione Europea, <i>Regolamento (UE) 1999 dell’11 dicembre 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla governance dell’Unione dell’energia e dell’azione per il clima che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio</i>
E	<u>COM(2015) 80 final</u>	Commissione europea, Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo, al Comitato delle regioni e alla Banca europea per gli investimenti - <i>Una strategia quadro per un’Unione dell’energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici</i>
N	<u>Delibera 1/2022</u>	Delibera 8 marzo 2022, n.1 - <i>Approvazione del Piano per la transizione ecologica ai sensi dell’art. 57-bis, comma e) e seguenti, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152</i>
N	<u>D.L. 22/2021</u>	Decreto Legge 1° marzo 2021, n. 22 - <i>Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri</i>
N	<u>d.dir. 86/2015</u>	Decreto direttoriale n. 86 del 16 giugno 2015 - <i>Approvazione del documento "Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici"</i>
R	<u>d.G.r. 1557/2021</u>	Delibera di Giunta regionale 29 novembre 2021, n.1557 - <i>Approvazione del documento di Strategia di adattamento ai cambiamenti climatici della Regione Autonoma Valle d’Aosta/Vallée d’Aoste</i>
R	<u>d.G.r. 151/2021</u>	Delibera di Giunta regionale 22 febbraio 2021, n.151 - <i>"Approvazione delle Linee Guida per la definizione della Strategia regionale di decarbonizzazione, contenute nel documento "Roadmap per una Valle d’Aosta Fossil Fuel Free al 2040"</i>

PAESAGGIO E PATRIMONIO CULTURALE

N	<u>L. 14/2006</u>	Legge 9 gennaio 2006, n. 14, <i>Ratifica ed esecuzione della Convenzione europea sul paesaggio</i>
---	-----------------------------------	--

N	<u>D.Lgs 42/2004</u>	D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42, <i>Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137</i>
R	<u>I.r. 27/2012</u>	Legge regionale 1° agosto 2012, n. 27, <i>Modificazioni alla legge regionale 27 maggio 1994, n. 18 (Deleghe ai Comuni della Valle d'Aosta di funzioni amministrative in materia di tutela del paesaggio), e ad altre disposizioni in materia di tutela del paesaggio.</i>
R	<u>I.r. 13/1998</u>	Legge regionale 10 aprile 1998, n. 13 - <i>Approvazione del piano territoriale paesistico della Valle d'Aosta (PTP).</i>
R	<u>I.r. 18/1994</u>	Legge regionale 27 maggio 1994, n. 18, <i>Deleghe ai Comuni della Valle d'Aosta di funzioni amministrative in materia di tutela del paesaggio.</i>
R	<u>I.r. 56/1983</u>	Legge regionale 10 giugno 1983, n. 56, <i>Misure urgenti per la tutela dei beni culturali.</i>

RADIAZIONI NON IONIZZANTI

N	<u>D.Lgs. 207/2021</u>	Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 207, <i>Attuazione della direttiva (UE) 2018/1972 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, che istituisce il Codice europeo delle comunicazioni elettroniche (rifusione) - Autorizzazione impianti a radiofrequenza</i>
N	<u>D.L. 179/2012</u>	Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179, <i>Ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese" convertito con Legge del 17 dicembre 2012, n. 221 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179, recante ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese" - Modifica dei limiti per le radiofrequenze</i>
N	<u>Decreto 29/05/2008</u>	Decreto 29/05/2008, <i>Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti</i>
N	<u>D.lgs. 259/2003</u>	Decreto Legislativo 1° agosto 2003, n. 259 - <i>Codice delle comunicazioni elettroniche</i>
N	<u>DPCM 08/07/03</u>	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 - <i>Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz</i>
N	<u>L. 36/2001</u>	Legge 22 febbraio 2001, n. 36 - <i>Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici</i>
R	<u>I.r. 8/2011</u>	Legge regionale 28 aprile 2011, n. 8. - <i>Nuove disposizioni in materia di elettrodotti. Abrogazione della legge regionale 15 dicembre 2006, n. 32</i>
R	<u>I.r. 25/2005</u>	Legge regionale 4 novembre 2005, n. 25. <i>Disciplina per l'installazione, la localizzazione e l'esercizio di stazioni radioelettriche e di strutture di radiotelecomunicazioni. Modificazioni alla legge regionale 6 aprile 1998, n. 11 (Normativa urbanistica e di pianificazione territoriale della Valle d'Aosta), e abrogazione della legge regionale 21 agosto 2000, n. 31.</i>

RIFIUTI		
E	<u>DIRETTIVA (UE) 2018/849</u>	Commissione Europea, <i>Direttiva 849 del 30 maggio 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica le direttive 2000/53/CE relativa ai veicoli fuori uso, 2006/66/CE relativa a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori e 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche</i>
E	<u>DIRETTIVA (UE) 2018/850</u>	Commissione Europea, <i>Direttiva 850 del 30 maggio 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti</i>
E	<u>DIRETTIVA (UE) 2018/851</u>	Commissione Europea, <i>Direttiva 851 del 30 maggio 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti</i>
E	<u>DIRETTIVA (UE) 2018/852</u>	Commissione Europea, <i>Direttiva 852 del 30 maggio 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 94/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio</i>
E	<u>DIRETTIVA (UE) 2008/98</u>	Commissione Europea, <i>Direttiva 98 del 19 novembre 2008 del Parlamento europeo e del Consiglio relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive</i>
E	<u>DIRETTIVA (UE) 2005/64</u>	Commissione Europea, <i>Direttiva 64 del 26 ottobre 2005 del Parlamento europeo e del Consiglio sull'omologazione dei veicoli a motore per quanto riguarda la loro riutilizzabilità, riciclabilità e recuperabilità e che modifica la Direttiva 70/156/CEE</i>
E	<u>DIRETTIVA (UE) 2000/53</u>	Commissione Europea, <i>Direttiva 53 del 18 settembre 2000 del Parlamento europeo e del Consiglio relativa ai veicoli fuori uso</i>
N	<u>D.lgs 116/2020</u>	Decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116, <i>Attuazione della direttiva (UE) 2018/851 che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti e attuazione della direttiva (UE) 2018/852 che modifica la direttiva 1994/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio.</i>
N	<u>D.lgs 121/2020</u>	Decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 121, <i>Attuazione della direttiva (UE) 2018/850, che modifica la direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti.</i>
N	<u>D.P.R. 120/2017</u>	Decreto del Presidente della Repubblica 13 giugno 2017, n. 120, <i>Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164.</i>
N	<u>DM 3 maggio 2007</u>	Decreto 3 Maggio 2007, <i>Recepimento della direttiva 2005/64/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2005 sull'omologazione dei veicoli a motore, per quanto riguarda la loro riutilizzabilità, riciclabilità e recuperabilità e che modifica la direttiva 70/156/CE del Consiglio.</i>
N	<u>D.lgs. 209/2003</u>	Decreto legislativo 24 giugno 2003, n. 209, <i>Attuazione della direttiva 2000/53/CE relativa ai veicoli fuori uso.</i>
R	<u>l.r. 31/2007</u>	Legge regionale 3 dicembre 2007, n. 31, <i>Nuove disposizioni in materia di gestione dei rifiuti.</i>

RISCHIO IDROGEOLOGICO

R	<u>d.G.r. 2939/2008</u>	Delibera di Giunta regionale 10 ottobre 2008, n. 2939 - <i>Approvazione delle nuove disposizioni attuative della Legge regionale 6 aprile 1998, n. 11 previste agli artt. 35, 36 e 37 in sostituzione dei Capitoli I, II e III dell'allegato A alla deliberazione della Giunta regionale 15 febbraio 1999, n. 422 e revoca della deliberazione della Giunta regionale n. 1968/2008.</i>
---	---	---

RISCHIO SISMICO

N	<u>D.M. 17 Gennaio 2018</u>	Decreto Ministeriale 17 gennaio 2018, <i>Aggiornamento delle «Norme tecniche per le costruzioni»</i>
N	<u>OPCM 3519/2006</u>	Ordinanza del presidente del consiglio dei ministri 28 aprile 2006, <i>Criteri generali per l'individuazione delle zone sismiche e per la formazione e l'aggiornamento degli elenchi delle medesime zone</i>
N	<u>OPCM 3274/2003</u>	Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 - <i>Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica</i>
R	<u>d.G.r. 1603/2013</u>	Delibera di Giunta regionale 4 ottobre 2013, n. 1603 - <i>Approvazione delle prime disposizioni attuative di cui all'art. 3 comma 3, della legge regionale 31 luglio 2012, n. 23 "Disciplina delle attività di vigilanza su opere e costruzioni in zone sismiche". revoca della d.G.r. n. 1271 del 2 agosto 2013</i>

RUMORE

E	<u>Direttiva 2002/49/CE</u>	Commissione Europea, Direttiva 49 del 25 giugno 2002 del Parlamento europeo e del Consiglio - <i>determinazione e gestione del rumore ambientale</i>
N	<u>D. lgs. 194/2005</u>	Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 194 - <i>Attuazione della direttiva 2002/49/CE relativa alla determinazione e alla gestione del rumore ambientale»</i>
N	<u>Decreto 1° giugno 2022</u>	Decreto 1° giugno 2022. <i>Determinazione dei criteri per la misurazione del rumore emesso dagli impianti eolici e per il contenimento del relativo inquinamento acustico</i>
R	<u>d.G.r. 2083/2012</u>	“Approvazione delle disposizioni attuative della legge regionale 30 giugno 2009, n. 20 recante "Nuove disposizioni in materia di prevenzione e riduzione dell'inquinamento acustico. Abrogazione della legge regionale 29 marzo 2006, n. 9, di cui all'art. 2 comma 1, lettera a), b), d) e g)”
R	<u>l.r. 20/2009</u>	Legge regionale 30 giugno 2009, n. 20 - <i>Nuove disposizioni in materia di prevenzione e riduzione dell'inquinamento acustico. Abrogazione della legge regionale 29 marzo 2006, n. 9.</i>

USO SUOLO		
E	COM/2021/699 final	Commissione Europea, <i>Strategia dell'UE per il suolo per il 2030. Suoli sani a vantaggio delle persone, degli alimenti, della natura e del clima</i> , Novembre 2021
E	COM/2021/554 final	Commissione Europea, <i>Proposta di regolamento che modifica i regolamenti (UE) 2018/841 nel settore dell'uso del suolo, della silvicoltura e dell'agricoltura</i> , Luglio 2021
E	CE 2020 SUOLO	Commissione Europea, <i>Report Caring for soil is caring for life</i> , Settembre 2020
R	d.G.r. 384/2022	Delibera di Giunta Regionale 11 aprile 2022, n.384 - <i>"Adesione alla carta nazionale dei principi sull'uso sostenibile del suolo e costituzione dell'osservatorio regionale sul consumo del suolo"</i>

ALTRO		
E	COM(2022) 332 final	Commissione Europea, Comunicazione 332 del 5 luglio 2022 al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni - <i>Una nuova agenda europea per l'innovazione</i>
E	Decisione di Esecuzione del Consiglio 10160/21	Decisione di Esecuzione del Consiglio 10160 del 13 luglio 2021, <i>Approvazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), dal titolo "Italia domani"</i> ,
E	Regolamento (UE) 694/2021	Regolamento (UE) 694 del 29 aprile 2021 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il programma Europa digitale e abroga la decisione (UE) 2015/2240
E	COM(2021) 118 final	Commissione Europea, Comunicazione 118 del 9 marzo 2021 al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni - <i>Bussola per il digitale 2030: il modello europeo per il decennio digitale</i>
E	REGOLAMENTO UE 241/2021	Regolamento (UE) 241 del 12 febbraio 2021 del Parlamento europeo e del Consiglio – <i>Istituzione del dispositivo per la ripresa e la resilienza</i>
E	REGOLAMENTO UE 2020/852	Regolamento (UE) 852 del 18 giugno 2020 del Parlamento europeo e del Consiglio - <i>Istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del regolamento (UE) 2019/2088</i>
E	Regolamento 2018/1724/UE	Regolamento 1724 del 2 ottobre 2018 del Parlamento europeo e del Consiglio <i>che istituisce uno sportello digitale unico per l'accesso a informazioni, procedure e servizi di assistenza e di risoluzione dei problemi e che modifica il regolamento (UE) n. 1024/2012</i>
E	COM(2010)245	Comunicazione 245 del 19 maggio 2010 della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni, <i>Un'agenda digitale europea</i>
N	L. 197/2022	Legge 29 dicembre 2022, n. 197 - <i>Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2023 e bilancio pluriennale per il triennio 2023-2025</i>
N	L. 234/2021	Legge 30 dicembre 2021, n. 234 - <i>Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario</i>

		<i>2022 e bilancio pluriennale per il triennio 2022-2024.</i>
N	<u>DL. 228/2021</u>	Decreto Legge 30 dicembre 2021, n. 228 - <i>Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi.</i>
N	<u>D.L. 152/2021</u>	Decreto Legge 6 novembre 2021, n. 152 - <i>Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e per la prevenzione delle infiltrazioni mafiose</i>
N	<u>DL. 73/2021</u>	Decreto Legge 25 maggio 2021, n. 73 - <i>Misure urgenti connesse all'emergenza da COVID-19, per le imprese, il lavoro, i giovani, la salute e i servizi territoriali.</i>
N	<u>DL 59/2021</u>	Decreto Legge 6 maggio 2021, n. 59 - <i>Misure urgenti relative al Fondo complementare al Piano nazionale di ripresa e resilienza e altre misure urgenti per gli investimenti.</i>
N	<u>DL 22/2021</u>	Decreto Legge 1° marzo 2021, n. 22 - <i>Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri.</i>
N	<u>L. 120/2020</u>	Legge 11 settembre 2020, n.120 - <i>Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante "Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitali" (Decreto Semplificazioni)</i>
N	<u>DL. 76/2020</u>	Decreto Legge 16 luglio 2020, n. 76 - <i>Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale.</i>
N	<u>DL 34/2020</u>	Decreto Legge 19 maggio 2020, n. 34 - <i>Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19.</i>
N	<u>DL. 162/2019</u>	Decreto Legge 30 dicembre 2019, n. 162 - <i>Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica.</i>
N	<u>L. 160/2019</u>	Legge 27 dicembre 2019, n. 160, <i>Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2020 e bilancio pluriennale per il triennio 2020-2022.</i>
N	<u>DM 28/06/2019</u>	Decreto Ministeriale 28 giugno 2019 - <i>Individuazione, su proposta dell'Agenzia del demanio, degli immobili di proprietà dello Stato, non utilizzati per finalità istituzionali, da ricomprendere nel piano di cessione di immobili pubblici, ai sensi del comma 423, articolo 1, legge 30 dicembre 2018, n. 145.</i>
N	<u>L. 55/2019</u>	Legge del 14 giugno 2019, n. 55 - <i>Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 aprile 2019, n. 32, recante disposizioni urgenti per il rilancio del settore dei contratti pubblici, per l'accelerazione degli interventi infrastrutturali, di rigenerazione urbana e di ricostruzione a seguito di eventi sismici.</i>
N	<u>DM 171/2019</u>	Decreto Ministeriale 171 del 10 maggio 2019 - <i>Assegnazione delle risorse destinate alla progettazione di fattibilità delle infrastrutture e degli insediamenti prioritari per lo sviluppo del Paese, alla project review delle infrastrutture già finanziate ed alla predisposizione dei PUMS e dei PSM ed alla progettazione di opere portuali e piani strategici.</i>
N	<u>DPCM 30/04/2019</u>	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 30 aprile 2019 - <i>Credito d'imposta per le erogazioni liberali in denaro effettuate per interventi di manutenzione, restauro o realizzazione di impianti sportivi pubblici.</i>

N	<u>L. 145/2018</u>	Legge 30 dicembre 2018, n. 145 - <i>Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2019 e bilancio pluriennale per il triennio 2019-2021.</i>
N	<u>L. 232/2016</u>	Legge 11 dicembre 2016, n. 232 - <i>Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2017 e bilancio pluriennale per il triennio 2017-2019</i>
N	<u>D.Lgs. 194/2016</u>	Decreto del Presidente della Repubblica 12 settembre 2016, n. 194 - <i>Regolamento recante norme per la semplificazione e l'accelerazione dei procedimenti amministrativi, a norma dell'articolo 4 della legge 7 agosto 2015, n. 124.</i>
N	<u>D.Lgs. 33/2016</u>	Decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 33 - <i>Attuazione della Direttiva 2014/61/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, recante misure volte a ridurre i costi dell'installazione di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità.</i>
N	<u>DL 179/2012</u>	Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179 – <i>Ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese.</i>
N	<u>L. 134/2012</u>	Legge del 07 agosto 2012 - <i>Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese. Testo del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, coordinato con la legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134, recante Misure urgenti per la crescita del Paese.</i>
N	<u>DL 83/2012</u>	Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 – <i>Misure urgenti per la crescita del Paese.</i>
N	<u>DL 52/2012</u>	Decreto Legge 7 maggio 2012, n. 52 – <i>Disposizioni urgenti per la razionalizzazione della spesa pubblica.</i>
N	<u>L. 35/2012</u>	Legge 4 aprile 2012, n. 35 - <i>Conversione, con modificazioni, del decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5: Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo</i>
N	<u>DL 05/2012</u>	Decreto Legge 9 febbraio 2012, n. 5 - <i>Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo.</i>
N	<u>L. 222/2007</u>	Legge 29 novembre 2007, n. 222 - <i>Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale.</i>
N	<u>L. 296/2006</u>	Legge 27 dicembre 2006, n. 296 - <i>Ripubblicazione del testo della legge 27 dicembre 2006, n. 296, recante: «Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2007)», corredato delle relative note. (Legge pubblicata nel supplemento ordinario n. 244/L alla Gazzetta Ufficiale - serie generale - n. 299 del 27 dicembre 2006).</i>
N	<u>DPR 917/1986</u>	Decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917 - <i>Approvazione del testo unico delle imposte sui redditi.</i>
R	<u>d.G.r. 682/2022</u>	Delibera di Giunta Regionale 13 giugno 2022, n.682 - <i>Approvazione dello schema protocollo di intesa tra il Ministro per gli affari regionali e le autonomie, il Ministro per l'innovazione tecnologica e la transizione digitale e la Regione autonoma Valle d'Aosta/Vallée d'Aoste avente a oggetto la collaborazione per la realizzazione del progetto bandiera "Potenziamento della capacità digitale della pubblica amministrazione regionale" ai sensi dell'art. 33, comma 3, lettera b) del D.Lgs. 152/2021.</i>

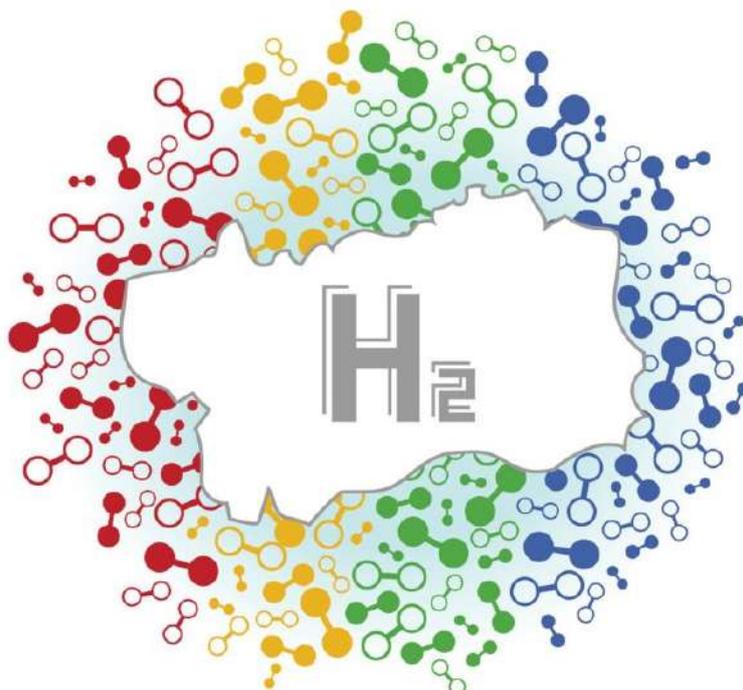
R	<u>d.G.r. 590/2022</u>	Delibera di Giunta Regionale 23 maggio 2022, n.590 - <i>Approvazione della scheda di progetto bandiera per la Valle d'Aosta "Potenziamento della capacità digitale della pubblica amministrazione regionale" nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)</i>
R	<u>d.G.r. 128/2022</u>	Delibera di Giunta Regionale 23 maggio 2022, n.128 - <i>Approvazione delle linee guida di modulistica, documenti ed elaborati progettuali a corredo della SCIA nonché dello schema di disciplinare per la presentazione delle istanze per la realizzazione sul territorio regionale di reti di comunicazione elettronica in fibra ottica in attuazione della l.r. 30/2021</i>
R	<u>d.G.r. 1399/2021</u>	Delibera di Giunta regionale 2 novembre 2021, n. 1399 - <i>Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), implementazione del sistema di governance, a livello regionale, per l'attuazione del PNRR, definito con d.G.r. 591/2021. Istituzione di una struttura organizzativa dirigenziale di progetto di secondo livello denominata "semplificazione, supporto procedimentale e progettuale per l'attuazione del PNRR in ambito regionale"</i>
R	<u>l.r. 30/2021</u>	Legge regionale 28 ottobre 2021, n. 30 - <i>Disciplina per la realizzazione sul territorio regionale di reti di comunicazione elettronica in fibra ottica.</i>
R	<u>d.G.r. 1335/2021</u>	Delibera di Giunta regionale 15 ottobre 2021, n. 1335 - <i>Approvazione del "Patto per una Valle d'Aosta sostenibile al 2030", in relazione al Quadro Strategico regionale di Sviluppo Sostenibile 2030, approvato con Deliberazione del Consiglio regionale n. 894/xvi in data 6 ottobre 2021.</i>
R	<u>d.C.r. 894/XVI/2021</u>	Delibera n. 894/XVI del 6 ottobre 2021 del Consiglio regionale, <i>Approvazione del Quadro strategico regionale di Sviluppo sostenibile 2030 (QSRsVs 2030)</i>
R	<u>d.G.r. 591/2021</u>	Delibera di Giunta regionale 24 maggio 2021, n. 591 - <i>Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) costituzione della "cabina di regia regionale per il PNRR" e della "task force per il PNRR"</i>
R	<u>d.G.r. 446/2020</u>	Delibera di Giunta regionale 29 maggio 2020, n.446 – <i>"Presenza d'atto dell'avvenuta approvazione della proposta progettuale presentata al ministero per l'ambiente e la tutela del territorio e del mare per attività nell'ambito dei processi di definizione delle strategie regionali e provinciali per lo sviluppo sostenibile, di cui all'articolo 34 del D.Lgs. 152/2006. Prenotazione di spesa."</i>
R	<u>l.r. 16/2019</u>	Legge regionale 08 ottobre 2019, n.16 - <i>Principi e disposizioni per lo sviluppo della mobilità sostenibile</i>
R	<u>d.G.r. 613/2019</u>	Delibera di Giunta regionale 10 maggio 2019, n. 613 – <i>"Approvazione - in coerenza con l'Agenda 2030 approvata dall'assemblea generale delle nazioni unite - del posizionamento della regione rispetto agli obiettivi della strategia nazionale di sviluppo sostenibile e della governance finalizzata alla definizione della strategia regionale al 2030."</i>
R	<u>l.r. 34/2007</u>	Legge regionale 24 dicembre 2007, n. 34 - <i>Manutenzione del sistema normativo regionale. Modificazioni di leggi regionali e altre disposizioni</i>
R	<u>l.r. 11/1998</u>	Legge regionale 6 aprile 1998, n. 11 - <i>Normativa urbanistica e di pianificazione territoriale della Valle d'Aosta</i>

R	<u>I.r. 29/1997</u>	Legge regionale 1° settembre 1997, n. 29 - <i>Norme in materia di servizi di trasporto pubblico di linea</i>
R	<u>I.r. 16/1996</u>	Legge regionale 12 luglio 1996, n. 16 - <i>Programmazione, organizzazione e gestione del sistema informativo regionale. Ulteriori modificazioni alla legge regionale 17 agosto 1987, n. 81 (Costituzione di una società per azioni nel settore dello sviluppo dell'informatica), già modificata dalla legge regionale 1° luglio 1994, n. 32 (Abrogazione di norme)</i>
R	<u>I.r. 1/1993 (abrogata)</u>	Legge regionale 12 gennaio 1993, n. 1 - <i>Piano urbanistico-territoriale avente specifica considerazione dei valori paesistici ed ambientali, denominato piano territoriale paesistico della Valle d'Aosta.</i>



**PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE
DELLA VALLE D'AOSTA AL 2030**

**LINEE GUIDA
PER LO SVILUPPO
DELL'IDROGENO
IN VALLE D'AOSTA**



Riproduzione autorizzata citando la fonte**Assessorato Sviluppo economico, Formazione e Lavoro, Trasporti e Mobilità sostenibile****Dipartimento Sviluppo economico ed energia**

P.zza della Repubblica, 15 - 11100 – Aosta

Redazione del documento a cura di:**Finaosta S.p.A. - COA energia**

Via Festaz, 22 - 11100 - Aosta

Con la collaborazione di:**Politecnico di Torino nell'ambito della regia complessiva dell'Energy Center****Con i contributi di:****Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente Valle d'Aosta**

SOMMARIO

1. PREMESSA	5
2. IDROGENO: INQUADRAMENTO	7
2.1. Caratteristiche e modalità di produzione	7
2.2. Applicazioni attuali dell'idrogeno	8
2.3. Principali barriere alla diffusione dell'idrogeno.....	9
3. PROSPETTIVE E POTENZIALI APPLICAZIONI DELL'IDROGENO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA.....	12
3.1. Produzione di idrogeno verde	12
3.2. Trasporto, stoccaggio e distribuzione	13
3.2.1. Gasdotti e idrogenodotti	14
3.2.2. Rete di distribuzione per i veicoli a idrogeno	15
3.3. Usi finali	17
3.3.1. Settore Industriale	17
3.3.2. Settore trasporti e mezzi "non road"	18
3.3.3. Settore civile.....	21
3.4. Servizi per il settore elettrico	22
4. STRATEGIE EUROPEE E NAZIONALI.....	23
4.1. Quadro europeo	23
4.1.1. Hydrogen strategy	23
4.1.2. REPowerEU	24
4.1.3. "Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente" e revisione della direttiva DAFI	25
4.1.4. Horizon Europe (2021-2027)	25
4.2. Quadro nazionale	25
4.2.1. SEN e PNIEC	25
4.2.2. Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari	26
4.2.3. Prime indicazioni per una Strategia Italiana Ricerca Idrogeno.....	29
4.2.4. Piano Nazionale italiano di Ripresa e Resilienza (PNRR)	29
5. PROSPETTIVE DI SVILUPPO E POSSIBILI APPLICAZIONI DELL'IDROGENO IN VALLE D'AOSTA	31
5.1. Produzione	32
5.2. Trasporto, stoccaggio, distribuzione	32
5.3. Usi finali	33
5.3.1. Settore industriale	33
5.3.2. Settore civile	34

5.3.3.	Settore trasporti	34
5.4.	Azioni trasversali	36
5.4.1.	Governance	36
5.4.2.	Partecipazione a network e programmi a scala sovraregionale.....	37
5.4.3.	Attività di formazione.....	37
5.4.4.	Ricerca e Sviluppo e attrazione di imprese.....	37
5.4.5.	Altri fondi.....	38
5.4.6.	Monitoraggio	38

1. PREMESSA

Con l'accordo di Parigi del 2015 è stata sancita la necessità di attuare una rapida decarbonizzazione per evitare gli impatti catastrofici dei cambiamenti climatici. Nel report *Global Warming of 1,5°C*¹ del 2018 dell'*IPCC* è stata messa in evidenza l'urgenza di realizzare un taglio drastico delle emissioni di gas climalteranti (*GHGs*).

Una così profonda e rapida decarbonizzazione dell'economia rappresenta una sfida fondamentale, da approcciare principalmente con azioni di riduzione dei consumi, elettrificazione diretta e aumento della produzione da fonti rinnovabili. Tuttavia, tali azioni risultano difficilmente applicabili, per non dire impossibili, nei settori "Hard-to-Abate" (industria siderurgica, aviazione, trasporto merci, trasporto marittimo, ecc.) che richiedono quindi altre soluzioni a zero emissioni di carbonio, tra cui la più promettente risulta essere l'idrogeno green.

La filiera dell'idrogeno è, quindi, al centro della strategia di decarbonizzazione e di sviluppo industriale dell'Unione Europea e dei relativi programmi di sostegno alla transizione energetica, in particolare nell'ambito dei progetti di ricerca e innovazione.

Il Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (*FCH-JU*)² ipotizza che il contributo dell'idrogeno per soddisfare gli usi finali dell'Unione Europea possa essere del 13-24% entro il 2050, mentre *IRENA*³ stima che contribuirà al 6% dei consumi totali energetici finali.

In seguito al conflitto Russo-Ucraino, si è intensificato l'impeto a velocizzare la transizione energetica, come fermamente stabilito nel piano *REPowerEU*, nel quale la Commissione europea si propone di ridurre progressivamente la dipendenza dai combustibili fossili provenienti dalla Russia ben prima del 2030 e di aumentare la resilienza del sistema energetico europeo. Tra le varie misure, il piano si pone l'obiettivo di incrementare di 15 Mt il precedente obiettivo di 5,6 Mt di idrogeno green previsto nel pacchetto *Fit for 55*.

Nel 2021 la Clean Hydrogen Partnership⁴ ha promosso il concetto di hydrogen valley, che si configura come un cluster geograficamente limitato in cui una pluralità di utilizzatori finali prossimi tra loro utilizza l'idrogeno. Si crea pertanto un ecosistema tecnologico e di usi finali da decarbonizzare che permette più facilmente di raggiungere le economie di scala necessaria allo sviluppo dell'intera filiera idrogeno.

Anche a livello nazionale, successivamente all'emanazione del *PNIEC*, il Ministero dello sviluppo economico ha predisposto la *Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari*, esponendo una prima visione "di alto livello" sul ruolo che l'idrogeno potrebbe ricoprire nel percorso nazionale di decarbonizzazione.

In tale contesto, il *PEAR VDA 2030* dedica un allegato di approfondimento sulla tematica idrogeno per fornire alcune prime considerazioni sul possibile sviluppo della filiera sul territorio regionale. Occorre tuttavia premettere che l'analisi e l'evoluzione di tale tematica, ampiamente dibattuta e spesso con punti di vista discordanti, devono necessariamente prendere in considerazione le strategie e le politiche di rango sovraordinato, i limiti fisici, tecnologici ed economici che attualmente caratterizzano la filiera e le specificità del territorio valdostano, anche in termini di produzione energetica e usi finali.

Per agevolare la lettura e l'approfondimento degli argomenti affrontati dal documento sono stati effettuati collegamenti ipertestuali che consentono di accedere direttamente alla documentazione di riferimento (evidenziati all'interno del documento tramite sottolineatura) e sono stati indicati con l'utilizzo del carattere blu gli acronimi presenti nel testo ai quali è stata dedicata una specifica Appendice.

La normativa è stata citata nel testo in forma abbreviata, a cui è stato associato un collegamento ipertestuale per accedere direttamente all'atto normativo completo pubblicato su web. La denominazione completa di ogni norma citata è comunque stata inserita nell'apposita Appendice (Appendice 3 - Normativa).

¹ Rif. *IPCC 2018*

² Rif. *FCH-JU 2019*

³ Rif. *IRENA 2019*

⁴ Rif. *Clean-Hydrogen EU*

Al fine di rendere più evidente l'identificazione delle tipologie di finanziamento a supporto dello sviluppo dell'idrogeno, le stesse vengono evidenziate nel testo come indicato in TABELLA 1:

	Finanziamento PNRR
	Finanziamento PO FESR

TABELLA 1 - Simboli utilizzati per l'identificazione delle tipologie di finanziamento.

Si sottolinea che i seguenti documenti:

- **Appendice 1 – Acronimi;**
- **Appendice 2 - Bibliografia e Sitografia;**
- **Appendice 3 – Normativa**

contengono i riferimenti richiamati in tutti i documenti del [PEAR VDA 2030](#) e sono pertanto da considerare a supporto e completamento degli stessi.

Tutti i documenti sono stati redatti, sotto coordinamento e indirizzo del Dipartimento sviluppo economico ed energia della Regione autonoma Valle d'Aosta, dal [COA energia](#) di Finaosta S.p.A., con il supporto dell'Energy Center del Politecnico di Torino.

2. IDROGENO: INQUADRAMENTO

2.1. Caratteristiche e modalità di produzione

Il termine “idrogeno” deriva dal greco “ὑδωρ”, hýdor, “acqua”, più la radice γεν-, ghen “generare”, quindi significa, etimologicamente, “generatore di acqua”. È il primo elemento chimico della tavola periodica (numero atomico 1), il più leggero, nonché quello più abbondante. Allo stato elementare l'idrogeno si presenta come un gas inodore, incolore e altamente infiammabile, mentre nell'universo lo si trova sottoforma di plasma, sostanza di cui sono composte le stelle. Sulla Terra non lo si può trovare allo stato libero e molecolare bensì combinato, principalmente, in idrocarburi (con carbonio) o acqua (con ossigeno). Essendo l'idrogeno combinato assieme ad altri elementi in vari composti sulla crosta terrestre, esso **non è una fonte primaria di energia** come lo sono gas naturale, petrolio e carbone, in quanto deve essere prodotto artificialmente spendendo energia a partire da fonti energetiche primarie. Da qui il concetto di idrogeno utilizzabile come **vettore energetico**, cioè come mezzo per immagazzinare e trasportare l'energia disponibile ove occorra. L'idrogeno, per poter essere utilizzato, deve essere quindi separato dagli elementi ai quali è unito e ciò avviene principalmente attraverso processi di **reforming del metano** (separazione dell'idrogeno dal carbonio attraverso l'utilizzo di calore) e di **elettrolisi** (separazione dell'idrogeno dall'ossigeno dell'acqua tramite l'energia elettrica). Tali procedimenti possono essere più o meno sostenibili e sono caratterizzati da diverse fattibilità tecnico-economiche. Si riporta di seguito, nella Tabella 2, una “classificazione” convenzionalmente utilizzata per la produzione dell'idrogeno.

IDROGENO GRIGIO	H ₂
<p><i>Si intende l'idrogeno prodotto da fonti fossili generalmente tramite il processo di steam reforming del metano, in cui metano e vapore acqueo reagiscono ad alta temperatura (700-1100 °C) e vengono convertiti in syngas (miscela costituita principalmente da idrogeno e monossido di carbonio). Altri processi di conversione dei combustibili fossili in idrogeno sono la gassificazione del carbone e l'ossidazione parziale o il cracking degli idrocarburi. L'idrogeno generato per mezzo di questi processi produttivi convenzionali basati su materie prime e combustibili fossili è detto “grigio” in quanto alla sua produzione sono associate ingenti emissioni di anidride carbonica (10 tCO₂/tH₂ da gas naturale, 12 tCO₂/tH₂ da prodotti petroliferi e 19 tCO₂/tH₂ da carbone). Al momento, la produzione dell'idrogeno grigio mediante processi convenzionali di conversione dei combustibili fossili è la soluzione più economica, anche se il suo prezzo dipende dalla volatilità dei prezzi del gas naturale o degli altri combustibili fossili utilizzati come materia prima.</i></p>	
IDROGENO BLU	H ₂
<p><i>Si intende l'idrogeno generato da processi convenzionali (come l'idrogeno grigio) accoppiati però a sistemi di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS). Il prezzo dell'idrogeno blu è influenzato sia dai prezzi del gas naturale o degli altri combustibili fossili utilizzati come materia prima, sia dal costo di cattura, stoccaggio e riutilizzo dell'anidride carbonica; pertanto, è superiore a quello dell'idrogeno grigio.</i></p>	
IDROGENO VIOLA	H ₂
<p><i>L'idrogeno viola è simile all'idrogeno verde ovvero viene prodotto da elettrolizzatori, alimentati però da energia elettrica prodotta da impianti nucleari.</i></p>	

IDROGENO VERDE⁵H₂

Si intende l'idrogeno prodotto principalmente tramite il processo di elettrolisi dell'acqua alimentato da elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili quali idroelettrico, solare o eolico. Nell'elettrolizzatore le molecole d'acqua vengono scisse in ossigeno e idrogeno. La maturità raggiunta dagli elettrolizzatori per le applicazioni industriali è già adeguata alla commercializzazione, mentre per le applicazioni energetiche i costi di investimento, l'efficienza e la vita utile degli elettrolizzatori (in particolare le performance in regime dinamico e la resistenza a frequenti cicli di avvio/arresto) devono ancora essere migliorati perché il costo di produzione dell'idrogeno risulti competitivo. Gli elettrolizzatori comuni sono del tipo "a bassa temperatura" (LTE) e si basano su tre tecnologie: Alkaline electrolysis (AE); Proton exchange membrane (PEM) electrolysis o Anion exchange membrane (AEM) electrolysis, mentre gli elettrolizzatori "ad alta temperatura" (HTE), sono ancora in fase di sperimentazione e sviluppo. Altre tecnologie sembrano tuttavia promettenti e sono oggetto di ricerca, come le Proton-conducting ceramic cells (PCC), ma devono ancora raggiungere lo stadio di prototipo.

		Alkaline	PEM	SOEC	AEM
	Development status	Commercial	Commercial	Demonstration	Under research
Operating conditions	Temperature (°C)	70-90	50-80	700-850	40-60
	Pressure (bar)	<30	<70	1	<35
Cost parameters	CAPEX (system) (USD/kW)	600	1000	> 2000	
	Lifetime (hours)	50 000	60 000	20 000	5 000
	Efficiency (kWh/kg)	50-78	50-83	40-50	40-69
Flexibility	Load range	15-100%	0-160%	30-125%	5-100%
	Start-up	1-10 min	1 sec-5 min		
	Ramp up/down	0.2-20% per second	100% per second		
	Shutdown	1-10 minutes	Seconds		

TABELLA 2 – Stato dell'arte delle tecnologie di elettrolisi [fonte: IRENA]

2.2. Applicazioni attuali dell'idrogeno

La maggior parte dell'idrogeno prodotto, a oggi, è utilizzata dal **settore industriale**:

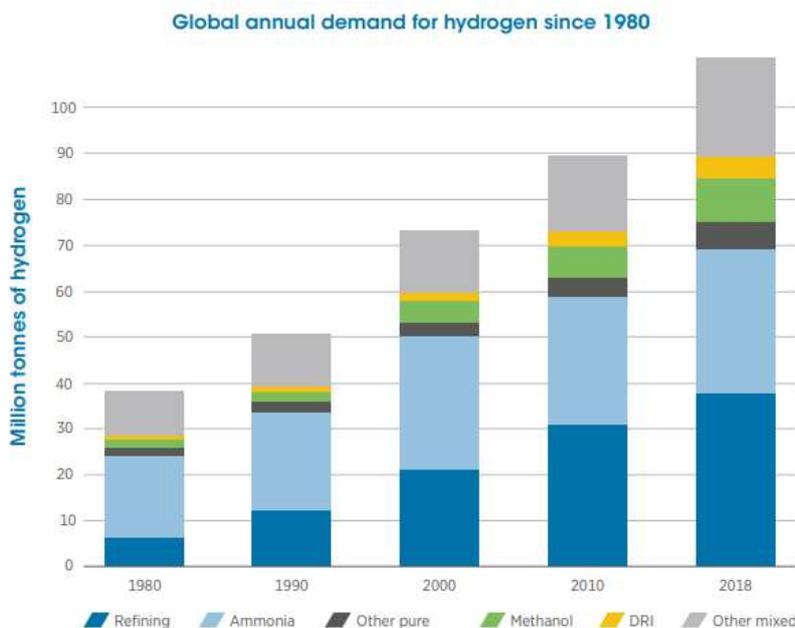
- nell'**industria chimica**, in particolare, come materia prima per la produzione di ammoniaca (fertilizzanti) e di metanolo (utilizzato nella fabbricazione di molti polimeri), dove la stechiometria dei processi non può prescindere dall'utilizzo dell'idrogeno;
- nella **raffinazione del petrolio**, in cui viene richiesto nei processi di *hydrotreatment* (rimozione dei composti indesiderati come zolfo, ossigeno e altre impurità), per rendere i prodotti petroliferi adatti agli standard di qualità richiesti dai prodotti finali e di *hydrocracking* (frazionamento dell'olio più pesante in componenti basso bollenti);
- nell'**industria siderurgica**, in particolare nel processo di ricottura (*annealing*) del ferro e dell'acciaio (trattamento termico del metallo utilizzato per ripristinare la duttilità del materiale dopo la deformazione che avviene in atmosfera controllata costituita da idrogeno puro o da ammoniaca dissociata);

⁵ Si tratta di una classificazione da "letteratura". Per maggiori dettagli sulle recenti definizioni di idrogeno verde e idrogeno rinnovabile si rimanda al Cap. 4.2.4.

- in **altri processi industriali**, tra i quali, in particolare, la produzione di cemento e ferro, la lavorazione del vetro e della ceramica, l'idrogenazione dei grassi nell'industria alimentare, la realizzazione di semiconduttori e la sintesi di combustibili propellenti per razzi nel settore aerospaziale.

L'utilizzo dell'idrogeno come materia prima nel settore industriale è ben consolidato e nel 2018 determinava un valore di mercato stimato in 115 miliardi di dollari (rif. [GRAFICO 1](#)), valore in continua crescita negli ultimi 50 anni.

GRAFICO 1 - UTILIZZO DELL'IDROGENO DAL 1980 AL 2018 NEL SETTORE INDUSTRIALE A LIVELLO GLOBALE [Fonte: IRENA²]



Il 95% dell'idrogeno usato come materia prima nel settore industriale è derivato dal gas naturale (48%), da prodotti petroliferi (30%) e dal carbone (18%). Il restante 5% è prodotto dall'elettrolisi dell'acqua o come sottoprodotto di lavorazioni industriali. L'interesse per l'idrogeno, invece, nel **settore energetico e dei trasporti**, risale all'inizio del secolo scorso e si è progressivamente intensificato con diverse applicazioni "pilota" sviluppate nel mondo, senza che si sia però consolidato un vero e proprio mercato dell'idrogeno.

A fronte di uso ancora modesto dell'idrogeno, di origine prevalentemente fossile e dedicato al settore petrolchimico o alla produzione di *chemicals* (ammoniaca e metanolo, in primis), le prospettive per il futuro sono di una diffusione massiccia di idrogeno verde (da fonte rinnovabile) per andare a supportare la decarbonizzazione di molti settori cosiddetti *hard-to-abate* (trasporto marittimo, aviazione, trasporto su gomma e industria pesante). L'*International Energy Agency (IEA)* prevede al 2030 nello scenario 'net-zero' (che porta alla neutralità carbonica al 2050) una produzione di idrogeno pari a 175 Mton. Quest'ultima rimane ancora una produzione modesta, ma fondamentale per decarbonizzare i settori di cui sopra.

2.3. Principali barriere alla diffusione dell'idrogeno

Di seguito vengono riportate le principali e attuali limitazioni alla diffusione dell'idrogeno. Posto che le prospettive si riferiscono a un utilizzo di idrogeno verde, le considerazioni di tipo tecnico e tecnologico sono generalizzabili a prescindere dalla fonte primaria utilizzata per la produzione.

In generale, allo stato attuale **le principali limitazioni** alla diffusione dell'idrogeno sono:

- di tipo **economico**, in particolare:
 - **elevato costo di produzione** dell'idrogeno verde, che non lo rende a oggi economicamente competitivo con altre forme di produzione dello stesso o con altre soluzioni basate sui combustibili fossili.
 - **elevato costo di investimento** per l'acquisizione di nuove tecnologie;

- nel settore dei trasporti, i **costi per la realizzazione di infrastrutture di ricarica** al momento sono ancora molto elevati (sono recuperabili solo con un alto numero di mezzi commercializzati), e parallelamente i **veicoli** attualmente disponibili presentano costi superiori almeno del 50% rispetto ai veicoli tradizionali e un costo al km circa doppio rispetto a quelli di un'auto elettrica a batteria.
- di tipo **tecnologico**, con alcuni **limiti tecnici** che devono essere superati per diverse applicazioni, tra cui:
 - le **difficoltà di stoccaggio** dell'idrogeno. Sono attualmente disponibili quattro opzioni principali per lo stoccaggio dell'idrogeno: compressione, liquefazione, adsorbimento o stoccaggio chimico. In particolare, in riferimento alle tecnologie "tradizionali" di stoccaggio fisico (compressione e liquefazione), sono numerosi i limiti riscontrati: avendo una elevata densità di energia per unità di massa ma bassa densità energetica volumetrica rispetto agli idrocarburi, l'idrogeno richiede serbatoi di grandi dimensioni per il suo deposito. Aumentando la compressione si necessita di bombole capaci di sopportare pressioni di esercizio di circa 700 bar e pertanto molto pesanti, senza considerare che il processo di compressione richiede energia per alimentare il compressore. Utilizzando, in alternativa, idrogeno liquido avremmo una più alta densità volumetrica di energia, ma l'idrogeno liquido si ottiene raffreddando il gas a circa 20,268 K (-253°C) e mantenendolo a tale temperatura (immagazzinamento criogenico), con conseguenti elevate perdite di energia. Inoltre, anche senza considerare tali problematiche, l'idrogeno liquido ha densità energetica per unità di volume circa 4 volte inferiore rispetto ad altri idrocarburi;
 - le **trasformazioni energia → idrogeno → energia** sono costose, tecnologicamente complesse ed energivore. L'elettrolisi può avere rendimenti tra il 60% e il 75%, ma l'eventuale riconversione in energia elettrica ha sul rendimento complessivo un effetto negativo tale da rendere l'uso diretto dell'elettricità, ove possibile, intrinsecamente la soluzione energeticamente più efficiente;
 - le **caratteristiche fisico-chimiche** dell'idrogeno (alta infiammabilità, elevata velocità di combustione; fiamma non visibile, corrosività a contatto con alcuni metalli, alta diffusività ecc..), ne limitano la possibilità di utilizzo o richiedono quantomeno particolari accorgimenti tecnici e tecnologie dedicate.
- di tipo **infrastrutturale**, ove citiamo, in particolare, la mancanza di una rete di distribuzione diffusa e strutturata e di stazioni di ricarica per i veicoli, che diventa, a sua volta, ostacolo per l'effettiva espansione degli stessi. Per quanto riguarda la **rete gas**, bisogna tenere conto degli importanti limiti strutturali delle reti esistenti, delle specifiche condizioni di progettazione delle nuove reti e dell'interoperabilità dei sistemi frontaliere, nonché del fatto che la miscelazione con l'idrogeno modifica le caratteristiche tecniche del gas naturale. In generale, l'immissione diretta dell'idrogeno nella rete del gas naturale presenta le seguenti problematiche:
 - l'**infragilimento** causato dall'idrogeno delle condotte di ferro e acciaio: questo fenomeno, che si accentua all'aumentare della concentrazione di idrogeno, può causare la propagazione di crepe nelle tubazioni e si manifesta soprattutto nelle reti ad alta pressione, in quanto le reti di distribuzione sono tendenzialmente realizzate in polietilene, materiale meno suscettibile all'infragilimento;
 - la **minore densità energetica** rispetto al gas naturale (rif. [TABELLA 3](#)): essendo il valore relativo al gas naturale più di tre volte superiore a quello dell'idrogeno, la minore erogazione di energia della miscela deve essere compensata da maggiori portate, ma la capacità delle condotte è limitata dalla pressione massima consentita, a sua volta imposta da vincoli di sicurezza;

Parameter	CH ₄	H ₂
Potere calorifico superiore [MJ/m ³]	39.82	12.75
Densità relativa [m ³ /m ³]	0.5548	0.0695
Indice di Wobbe [MJ/m ³]	53.54	48.37
Aria stechiometrica [mol/mol]	9.55	2.39
Velocità laminare di fiamma [cm/s]	36.7	275
Temperatura adiabatica di fiamma [K]	1950	2210
Limiti di infiammabilità in aria [% _{vol}]	5.3 , 15	4.1 , 74
Coefficiente di diffusione [cm ² /s]	0.21	0.63

TABELLA 3 – Proprietà dell'idrogeno e del metano valutate a temperatura e pressione normale [Fonte: EASEE-gas]

- **problemi di compatibilità tecnica con alcuni componenti dell'infrastruttura** (es: stazioni di compressione, sistemi di stoccaggio - linepack, connessioni, stazioni di riduzione della pressione);
- **le emissioni fuggitive:** l'idrogeno, infatti, permea più facilmente le tenute a causa delle sue piccole dimensioni, dell'elevata diffusività e della bassa viscosità. Le emissioni fuggitive si verificano da valvole, connessioni, guarnizioni e anche attraverso le condotte in particolare per quelle in polietilene. Il tasso di perdita dell'idrogeno puro è fino a tre volte superiore rispetto a quello del gas naturale su base volumetrica, ma è inferiore su base energetica ed è trascurabile rispetto al volume totale trasportato (0.0005% - 0.001%).
- eventuali vincoli imposti da alcuni utilizzatori finali.
- di **"contesto"**, in particolare:
 - la mancanza di chiarezza e certezza di prospettive circa l'evoluzione della domanda, che frena gli investimenti nel settore;
 - la mancanza di norme tecniche specifiche e di standard commerciali lungo l'intera catena del valore dell'idrogeno;
 - la mancanza di un sistema univoco di valutazione della sostenibilità delle installazioni.

3. PROSPETTIVE E POTENZIALI APPLICAZIONI DELL'IDROGENO NELLA TRANSIZIONE ENERGETICA

L'idrogeno dovrà rivestire un ruolo strategico nella transizione energetica del prossimo futuro. Tuttavia, risulta importante sottolineare che l'utilizzo di tale vettore deve essere visto come **complementare al percorso di "elettrificazione dei consumi"**, cioè risulta opportuno e in alcuni casi necessario, laddove l'alimentazione elettrica, per ragioni tecniche ed economiche, non riesca a soddisfare alcuni segmenti della domanda o per offrire servizi al sistema elettrico, in particolare in termini di bilanciamento della rete. In questa prospettiva l'idrogeno si configura come elemento di completamento e di accelerazione della decarbonizzazione del sistema economico. Affinché ciò avvenga è necessario intervenire lungo tutta la catena del valore, come sintetizzato in FIGURA 1.

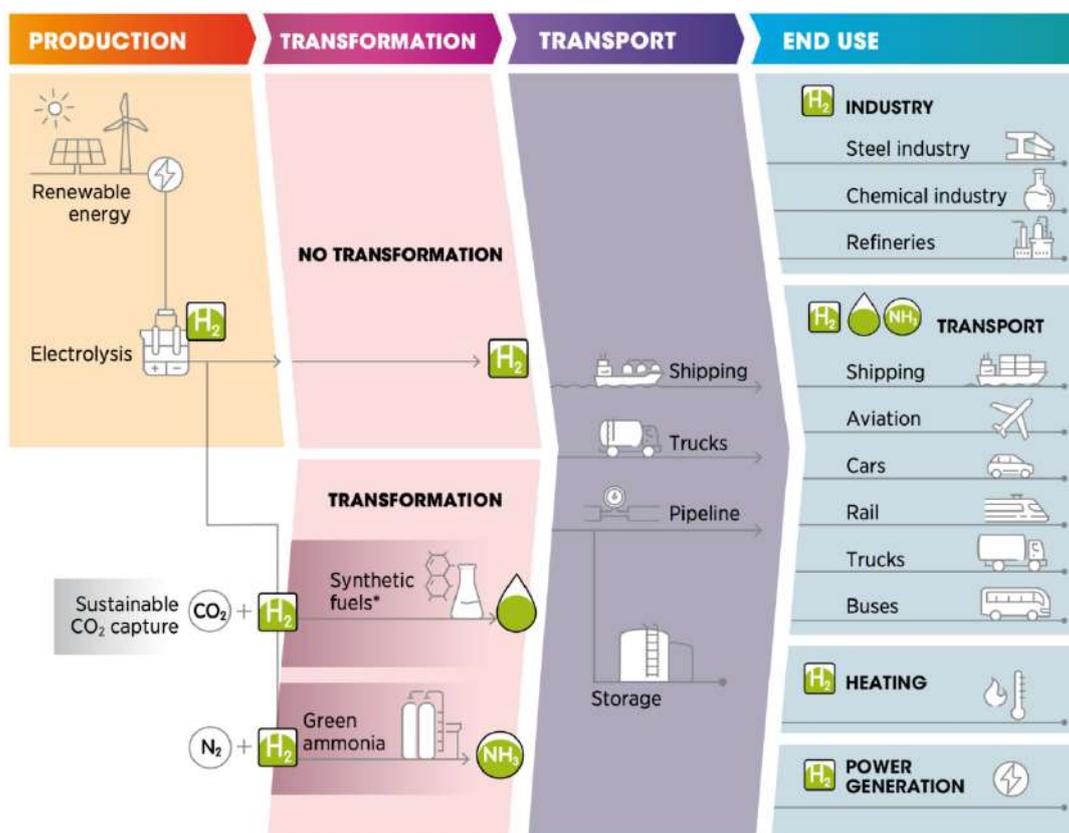


FIGURA 1 – Catena del valore dell'idrogeno verde [Fonte: IRENA⁶]

3.1. Produzione di idrogeno verde

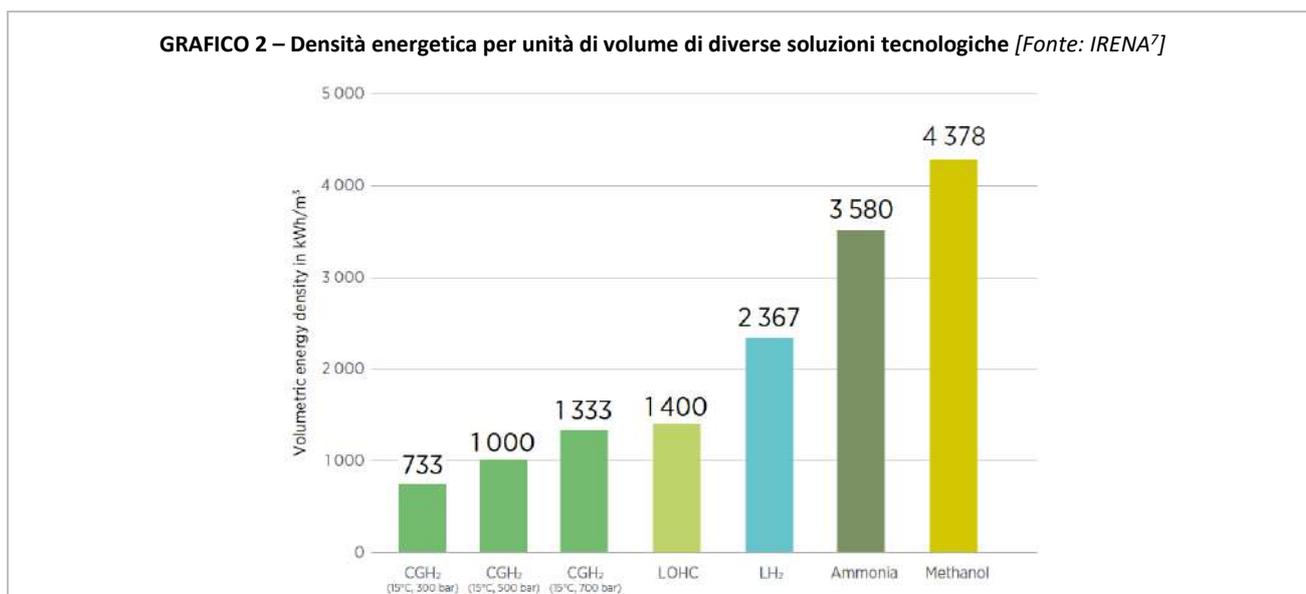
Affinché l'idrogeno verde possa rivelarsi un "game changer" per la transizione energetica, occorre renderlo **economicamente competitivo** con i processi di steam reforming. Il divario attuale potrebbe ridursi con l'aumento del costo delle emissioni di CO₂ nel sistema per lo scambio delle quote di emissione dell'Unione Europea (EU-ETS), in cui si ipotizza che il prezzo aumenterà gradualmente nei prossimi 10 anni da circa 30 a 40 euro a tonnellata e che ciò potrebbe comportare anche un aumento del prezzo dell'idrogeno grigio in Europa. Lo stesso impulso potrebbe essere dovuto alla volatilità dei prezzi del gas naturale o degli altri combustibili fossili utilizzati come materia prima, come particolarmente evidente in seguito al conflitto in Ucraina. Le attuali politiche energetiche, le relative misure di sostegno e le nuove opportunità di utilizzo nei diversi settori, potranno ulteriormente determinare una diminuzione del costo di produzione delle tecnologie per economie di scala. Il costo dell'elettrolisi dell'acqua, ad esempio, si

⁶ IRENA 2021

prevede diminuirà di circa il 70% nei prossimi 10 anni grazie all'aumento della capacità installata globalmente. Risulta altresì fondamentale **aumentare la capacità produttiva delle imprese del settore e la taglia degli elettrolizzatori prodotti**, al fine di poter installare in poco tempo e a costi più sostenibili la potenza necessaria al percorso di decarbonizzazione. Affinché l'uso dell'idrogeno possa essere considerato effettivamente sostenibile, deve essere garantito il **principio di addizionalità**: nei casi in cui sia possibile un uso diretto dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, questa non deve essere deviata sulla produzione di idrogeno, in quanto l'elettrificazione diretta degli usi finali è, in linea generale, più efficace in termini di obiettivi di decarbonizzazione. Occorre al contrario **aumentare velocemente e massivamente la capacità produttiva da fonti rinnovabili** per garantire una generazione addizionale da dedicare all'idrogeno.

3.2. Trasporto, stoccaggio e distribuzione

Lo sviluppo dell'idrogeno sconta, come già accennato, la mancanza di un'infrastruttura che ne permetta agevolmente il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione. La fase del **trasporto** diventa essenziale quando gli impianti di produzione non sono vicini ai centri di consumo. Nel settore energetico, il trasporto di gas e prodotti petroliferi per lunghe distanze è consolidato ormai da tempo, ma l'idrogeno deve affrontare sfide ulteriori, a causa delle sue peculiari caratteristiche fisiche (rif. Cap. 2.1). In particolare, la sua bassa densità energetica per unità di volume rende necessarie soluzioni tecnologiche per ridurre i quantitativi di idrogeno trasportati (compressione, liquefazione, sintesi di altri vettori come l'ammoniaca, il metanolo, ecc.) (rif. [GRAFICO 2](#)).



Il trasporto può essere eseguito in diversi modi (su ruota, nave, tubazioni) e con diverse soluzioni tecnologiche e ogni combinazione è adatta per particolari usi e distanze, ma fronteggia sfide tecnico-economiche specifiche. Ad esempio, l'idrogeno compresso può essere trasportato con camion in serbatoi a pressioni comprese tra 200 e 700 bar, ma tale soluzione è sostenibile solo per brevi distanze e piccoli volumi, mentre al crescere della distanza è preferibile la liquefazione. Per lunghe distanze e grossi volumi, diventa strategico il trasporto tramite reti (rif. Cap. 3.2.1) o nave.

Anche lo **stoccaggio** è un aspetto tanto delicato quanto fondamentale. Le soluzioni attualmente disponibili sono:

- l'utilizzo di **serbatoi** caratterizzati da volumi limitati, pressioni elevate (nell'ordine dei 1000 bar) e utilizzati in modo frequente (giornaliero);
- le **formazioni geologiche sotterranee**, adatte a contenere volumi più importanti e che necessitano di pressioni inferiori (50-250 bar), indicate per intervalli di tempo più ampi (accumulo stagionale).

⁷ Rif. [IRENA 2021](#)

3.2.1. Gasdotti e idrogenodotti

Attualmente, una delle soluzioni prospettate per trasportare grossi volumi di idrogeno per lunghe distanze è l'utilizzo dei **gasdotti**: l'idrogeno può essere immesso nella rete esistente di trasmissione/distribuzione del gas naturale in miscela (blending) con lo stesso.

Le concentrazioni ottimali dipendono fortemente dalle caratteristiche della rete esistente e dalle applicazioni finali. I tassi di miscelazione attualmente si attestano su valori piuttosto esigui in quanto a concentrazioni molto basse generalmente non emergono problematiche strutturali della rete di distribuzione e delle infrastrutture collaterali che richiedano investimenti o modifiche importanti. Non è ancora stato definito un livello di concentrazione univoco, ma in Europa alcuni paesi hanno predisposto dei limiti di immissione nazionali che variano in base alla qualità del gas naturale trasportato (potere calorifico, indice di Wobbe) e alla tolleranza dei componenti della rete più sensibili: in generale il limite varia da 0,1% (Belgio, Regno Unito, Olanda, Lettonia, Lituania) fino al 6% in Francia, mentre in Italia non sono ancora stati stabiliti. La mancanza di valori univoci può potenzialmente compromettere il mercato transfrontaliero.

Diversi studi suggeriscono, comunque, **l'immissione di una miscela non superiore al 15-20% in volume** di idrogeno: oltre tale valore pare preferibile una conversione totale della rete.

L'immissione dell'idrogeno nella rete di trasmissione del gas naturale riduce proporzionalmente il consumo di metano e quindi le emissioni in atmosfera di CO₂, "decarbonizzando" parzialmente la rete gas e gli usi finali ad essa collegati. Inoltre, anche basse percentuali di idrogeno nella miscela di gas naturale potrebbero consentire l'assorbimento di quantità significative di energia rinnovabile non programmabile.

Tale strategia, seppur con una serie di limitazioni tecniche (rif. Cap. 2.3) e seppur a servizio principalmente di settori in cui possono essere presenti alternative tecnologiche preferibili, come nel settore civile (rif. Cap. 3.3.3), potrebbe quindi consentire di aumentare progressivamente i volumi di idrogeno, sfruttando la possibilità di utilizzare infrastrutture esistenti, favorendo le economie di scala necessarie a ridurre il costo di produzione dell'idrogeno verde, nonché fornendo agli operatori una stima affidabile dei volumi di idrogeno che potranno essere richiesti nei prossimi anni. Occorre tuttavia valutare attentamente tutte le ricadute sugli utilizzatori finali, sia in termini di aumento del costo della miscela fornita, sia della capacità tecnica degli impianti di utilizzare il nuovo mix, sia i sovraccosti nelle utenze che necessitano di idrogeno puro.

Un utilizzo "indiscriminato" di tale soluzione a servizio di settori in cui sono disponibili tecnologie migliori (come l'elettificazione dei consumi o l'efficientamento energetico degli edifici) potrebbe dirottare l'idrogeno disponibile dai settori *hard-to abate*, in cui lo stesso risulta fondamentale e non sostituibile.

In alternativa, è tecnicamente possibile immettere in rete **metano sintetico** prodotto dall'idrogeno con processi di metanazione: in questo caso l'immissione in rete non comporta costi aggiuntivi o barriere tecniche, ma il limite rimane, ad oggi, la bassa efficienza del processo e l'elevato costo del processo di cattura e metanazione della CO₂, da aggiungere a quello della produzione di idrogeno da fonti rinnovabili.

A livello europeo, una prima visione condivisa di un'infrastruttura dedicata al trasporto dell'idrogeno è stata delineata a luglio 2020, in un "vision paper" prodotto dal gruppo di lavoro **European Hydrogen Backbone (EHB)**, composto inizialmente da 11 TSO di 9 Stati membri europei e della Svizzera. L'iniziativa, che vede attualmente la partecipazione di 31 operatori appartenenti a 25 Stati Europei oltre a Norvegia, Regno Unito e Svizzera, ha recentemente aggiornato il documento iniziale, al fine di recepire l'accelerazione imposta dalla comunicazione della Commissione Europea REPower EU. Nella strategia, si ipotizza al 2030 l'emergere di 5 corridoi che connettano i cluster industriali e le hydrogen valleys con le regioni caratterizzate da abbondante produzione di idrogeno, incluso il Nord Africa (rif. FIGURA 2). La rete dovrebbe poi estendersi e intensificarsi al 2040, basandosi in via prioritaria sulla riconversione della rete del gas esistente.

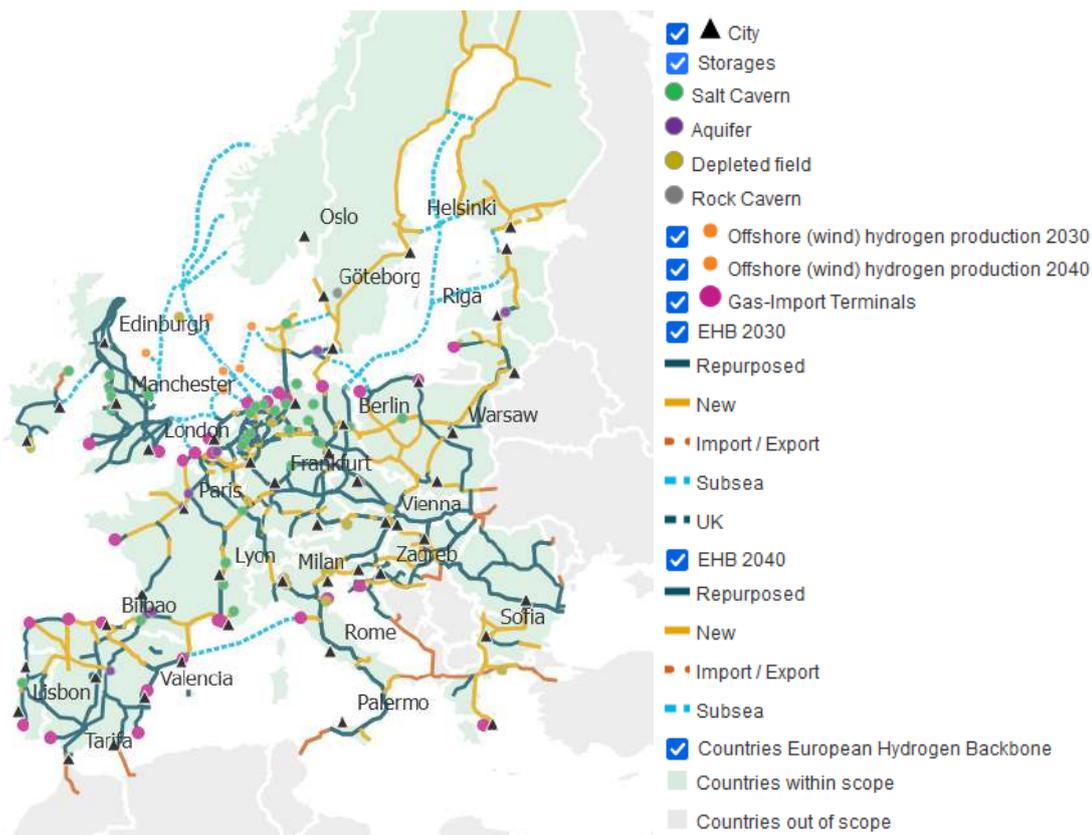


FIGURA 2 - European Hydrogen Backbone [Fonte: [EHB](#)]

3.2.2. Rete di distribuzione per i veicoli a idrogeno

Lo sviluppo di veicoli a idrogeno nel settore trasporti richiede un'implementazione coordinata dell'infrastruttura di trasporto ma anche delle stazioni di rifornimento dedicate (*HRS - Hydrogen Refueling Station*). Queste ultime variano come capacità e pressione a seconda della tipologia di veicoli che devono alimentare (700 bar per autovetture, 350 bar per mezzi pesanti). L'attuale diffusione delle stazioni di rifornimento in Europa, suddivise per tipologia, è riportata e aggiornata sul sito dell'[HRS Availability Map](#) (rif. FIGURA 3 e FIGURA 4). Salvo pochi territori pilota, le infrastrutture per il rifornimento sono ancora carenti e i costi d'investimento e di gestione sono elevati. Per il rifornimento dei mezzi, a oggi, vengono principalmente realizzate piccole stazioni di rifornimento con produzione di idrogeno in loco per flotte di autobus che tornano alla base per il rifornimento.

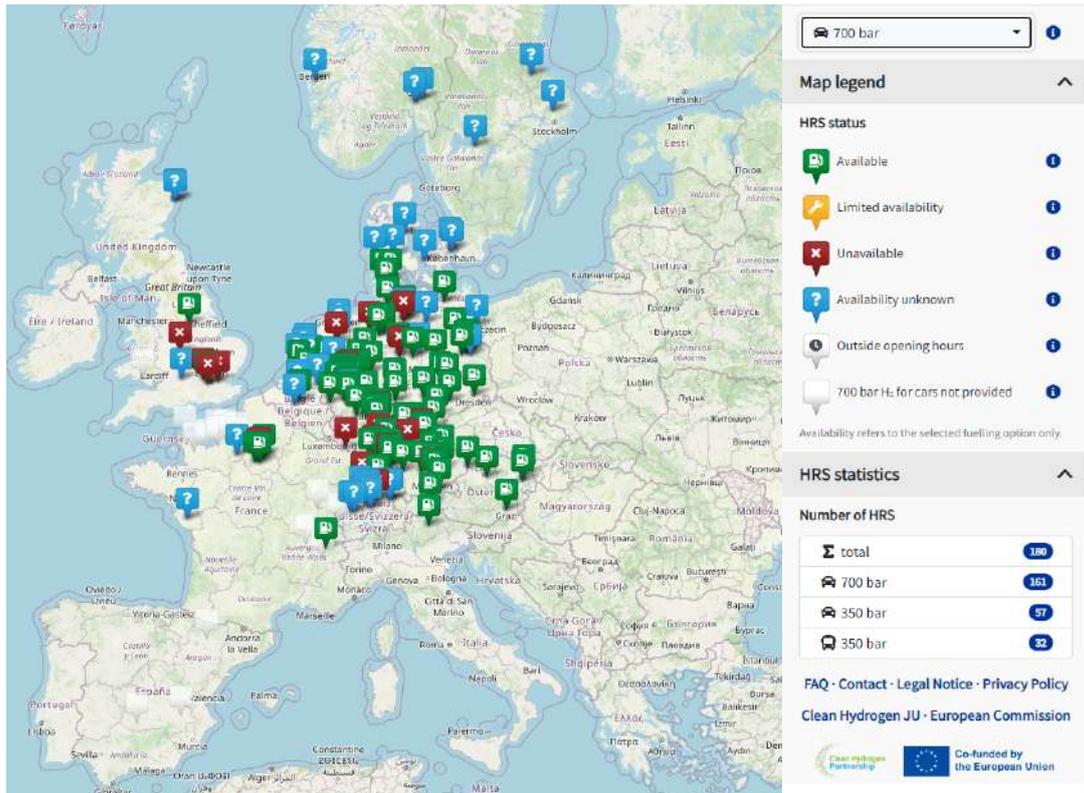


FIGURA 3 – Stazioni di rifornimento a 700 bar [Fonte: [HRS Availability Map](#)]

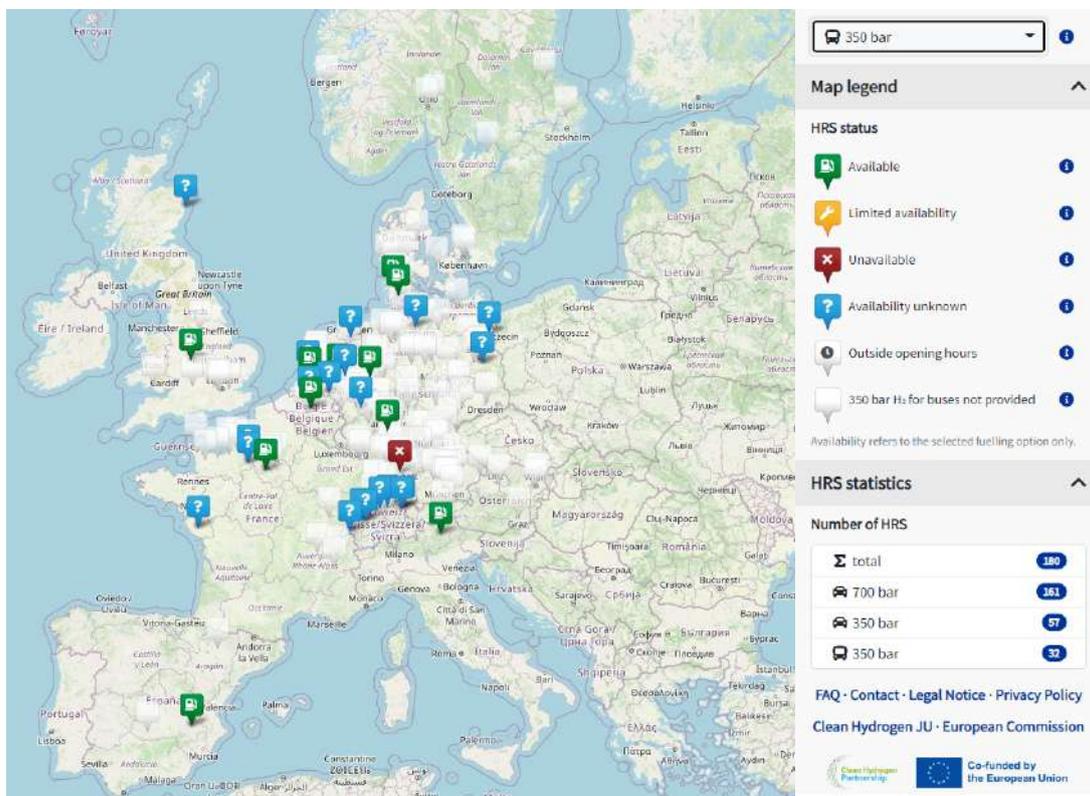


FIGURA 4 – Stazioni di rifornimento a 350 bar [Fonte: [HRS Availability Map](#)]

Lo sviluppo della rete di rifornimento per veicoli a idrogeno, in modo complementare a quella per i veicoli elettrici, sarà fondamentale per un effettivo sviluppo della tecnologia nel settore dei trasporti. La tematica è oggetto di recenti analisi da parte del **Clean Hydrogen Partnership**, il partenariato per l'idrogeno pulito in Europa per ricerca e innovazione, che ha sostituito la Fch JU (fuel cells and hydrogen joint undertaking), istituito con regolamento del Consiglio dell'UE a novembre 2021, e finanziato dall'UE e che, insieme all'Hydrogen Alliance, contribuirà agli obiettivi dell'Unione presentati nella strategia dell'idrogeno dell'UE.

3.3. Usi finali

Gli utilizzi dell'idrogeno sono in continua evoluzione e possono essere svariati e con impatti differenti a seconda del settore di utilizzo. Si riportano di seguito i principali ambiti di applicazione in cui l'idrogeno potrebbe avere un ruolo strategico nel processo di decarbonizzazione, senza entrare approfonditamente nel merito degli aspetti relativi ai costi delle tecnologie o delle applicazioni.

3.3.1. Settore Industriale

Il settore industriale genera una parte rilevante delle emissioni di anidride carbonica, in particolare in quei processi che richiedono produzione di calore ad alta temperatura (superiore a 650 °C). Si riportano di seguito i principali ambiti di intervento in cui l'idrogeno verde può risultare strategico.

Produzione "CO₂ neutral" dell'idrogeno per uso industriale (materia prima)

Come già precedentemente descritto, l'idrogeno è utilizzato in molte industrie come **materia prima**. La richiesta attuale è coperta solo per circa il 5% da idrogeno verde, in quanto gli elevati costi di produzione ne limitano fortemente l'utilizzo, essendo il settore industriale particolarmente sensibile ai prezzi delle materie prime. La progressiva riduzione del costo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, dei costi di investimento degli elettrolizzatori e le altre misure volte a stimolare la competitività dell'idrogeno verde e blu dovrebbero garantire la progressiva sostituzione dell'idrogeno grigio, prioritariamente in quelle realtà industriali in cui l'utilizzo dell'idrogeno è ben consolidato e in cui i volumi sono tali da poter beneficiare di rapide riduzioni dei costi per effetti di scala.

Con riferimento alle industrie di **raffinazione del petrolio**, la crescente domanda di carburante a basso tenore di zolfo, dovuta ai requisiti sempre più stringenti sulle emissioni di inquinanti, ha determinato negli anni un trend in aumento della domanda di idrogeno per gli impianti di desolforazione. Tuttavia, in questo settore, seppur sia auspicabile la sostituzione dell'idrogeno in un'ottica di sostenibilità come sopra descritto, è difficile stimare i trend futuri e pianificare gli interventi, in quanto la domanda sarà fortemente dipendente dall'efficacia delle politiche di transizione energetica e della probabile conseguente diminuzione di produzione di carburanti di origine fossile.

Industria siderurgica

Oltre agli impieghi sopra esposti (rif. Cap. 2.2), l'idrogeno potrà trovare applicazione nell'industria siderurgica come **riducente diretto** del ferro e dell'acciaio fuso nell'altoforno, in sostituzione del carbon coke che è tipicamente utilizzato per tale scopo. Il processo di riduzione con carbone e coke rilascia in atmosfera una grande quantità di anidride carbonica, mentre la riduzione diretta del ferro (**DRI**) è un processo alternativo molto efficiente dal punto di vista energetico (a temperatura inferiore) che permette di soddisfare la crescente domanda di acciaio con minori emissioni di CO₂. La tecnologia viene già utilizzata usando come riducente il gas naturale o il carbone ed è in forte espansione. In tale ambito l'uso dell'idrogeno, seppur richieda ulteriori sviluppi, risulta promettente e tecnicamente fattibile, come dimostrato dai primi impianti pilota realizzati o in fase di realizzazione. Anche in questo caso, la sostenibilità ambientale della tecnologia e la sua diffusione dipenderanno fortemente dalla capacità del sistema economico di rendere competitive le nuove tecnologie rispetto a quelle tradizionali e alla produzione di idrogeno grigio.

Altre applicazioni industriali

Nei processi industriali che richiedono la produzione di calore ad alta temperatura (es: cemento e ferro, vetro e ceramica, ecc.), l'elettrificazione risulta spesso tecnicamente complessa ed economicamente non vantaggiosa. L'utilizzo dell'idrogeno comporta, invece, una serie di difficoltà tecniche, tra le quali: l'elevata velocità di combustione; la fiamma non visibile che rende difficile il monitoraggio "ottico"; il trasferimento di calore per irraggiamento relativamente basso; la necessità di creare nuovi rivestimenti all'interno dei forni per far fronte alla corrosività dell'idrogeno a contatto con alcuni metalli, ecc.. In tali casi, i combustibili sintetici potrebbero essere utilizzati nei forni esistenti senza richiedere modifiche, anche se attualmente i quantitativi disponibili e i costi di produzione ne limitano fortemente l'utilizzo.

Produzione di e-fuels (combustibili elettrici o carburanti sintetici)

L'idrogeno verde potrà essere utilizzato per produrre **combustibili elettrici (e-fuels)**, combustibili liquidi o gassosi di origine sintetica (ad esempio: metano, metanolo, *DME*, benzina, diesel, cherosene, ...), cioè che sono stati prodotti dalla reazione tra idrogeno e anidride carbonica, seguita, eventualmente, da processi di liquefazione e upgrading.

La CO₂ utilizzata nel processo potrebbe, a sua volta, essere catturata dai gas esausti, dall'upgrading del biogas o direttamente dall'atmosfera: in questo modo le emissioni generate dalla combustione degli e-fuels sono compensate dalla quantità di CO₂ catturata e utilizzata per la sintesi del combustibile.

I combustibili elettrici potranno essere trasportati per mezzo delle infrastrutture esistenti e alimentare motori a combustione interna senza particolari modifiche, evitando elevati costi di investimento per nuove infrastrutture e nuove tecnologie. Inoltre, gli e-fuels possono sostituire completamente i combustibili fossili o essere miscelati con essi. La convenienza economica degli e-fuels è attualmente una sfida a causa dei costi di produzione elevati, anche se nei prossimi decenni si prevede che possano scendere a circa 1 \$/litro⁸. Si ipotizza che questi combustibili potranno cominciare ad essere prodotti a livello commerciale nel 2025.

Il loro potenziale è, però, prioritariamente indirizzato a quei settori specifici in cui le celle a combustibile non sono un'alternativa praticabile (aviazione e trasporto marittimo). Tuttavia, tra gli e-fuel vi è anche la produzione di metano sintetico che è possibile immettere nella rete del gas naturale. L'immissione in rete del metano sintetico non comporta alcuna barriera tecnica nell'infrastruttura del gas o presso gli utilizzatori finali. In questo caso le principali limitazioni rimangono, come già riportato, la bassa efficienza e l'elevato costo del processo di cattura e metanizzazione della CO₂ e della produzione di idrogeno da fonti rinnovabili.

3.3.2. Settore trasporti e mezzi "non road"

L'idrogeno riveste un particolare interesse nel settore della mobilità, sia per la difficoltà a trovare tecnologie efficaci per la decarbonizzazione dove il vettore elettrico non risulta competitivo, sia per la vicinanza alla maturità commerciale di molte tecnologie.

L'attuale mobilità si basa sull'utilizzo di carburanti fossili che, oltre a essere fonte di emissioni dirette in atmosfera, derivano da processi energivori, vengono a loro volta trasportati per lunghe distanze e risentono della dipendenza dai Paesi in cui si estraggono le materie prime e dal relativo quadro geo-politico.

I **veicoli elettrici a batteria (BEV)** stanno crescendo molto più rapidamente rispetto a quelli a idrogeno, in particolare per applicazioni urbane a corto raggio. Tuttavia, sempre con il presupposto di utilizzare idrogeno verde, i **veicoli elettrici a celle a combustibile (FCEV)** e i **veicoli con motore a combustione interna a idrogeno (HICEV)** possono rappresentare un'opzione di mobilità a basse emissioni di carbonio e prestazioni di guida maggiormente confrontabili con quelle dei veicoli tradizionali (autonomia e tempo di rifornimento) rispetto ai *BEV*. I veicoli a idrogeno potranno, infatti, essere complementari ai *BEV* nei segmenti di mercato ad alto ciclo di lavoro, come veicoli stradali a lunga distanza o ad alto tasso di utilizzo e con necessità di tempi di rifornimenti brevi (autocarri, autobus extra-urbani, taxi), nonché in treni, navi, aerei e mezzi industriali (carrelli elevatori, trattori, ecc..). I veicoli *FCEV*, sui

⁸ Rif. *FCH-JU 2019*

quali si sta, infatti, indirizzando prioritariamente la produzione di veicoli a idrogeno, hanno una maggiore efficienza rispetto ai motori a combustione interna e contribuiscono anche alla riduzione locale delle emissioni di CO₂, mentre i veicoli *HICEV* risultano promettenti negli ambiti in cui le celle a combustibile sono difficilmente applicabili (trasporti pesanti, aerei, navi). Gli e-fuels possono tuttavia contribuire efficacemente alla riduzione delle emissioni nel settore trasporti nel breve-medio termine, in quanto possono essere utilizzati nei motori a combustione interna, inizialmente come miscela con i combustibili tradizionali e successivamente in loro sostituzione. Nella successiva **FIGURA 5** si rappresenta le potenziali applicazioni nel settore dei trasporti delle tecnologie *BEV*, *FCEV* e bio/e-fuel.

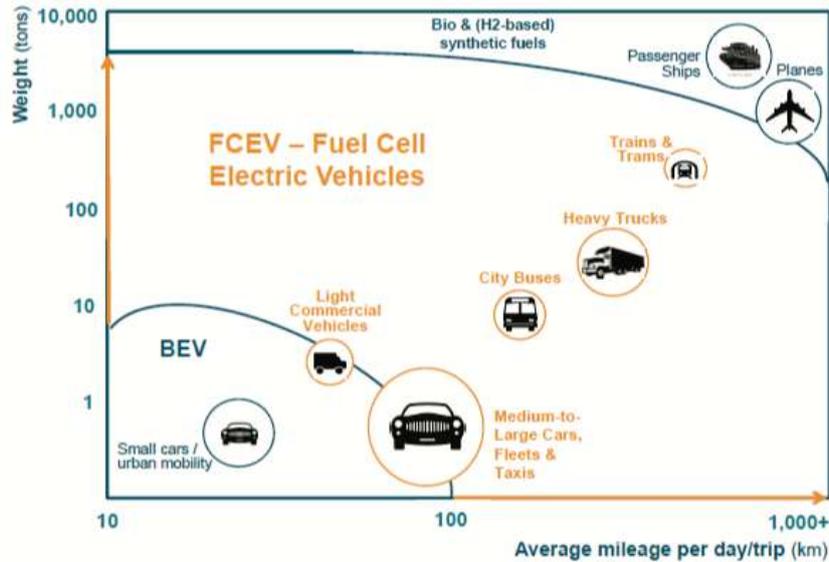


FIGURA 5 - Potenziali applicazioni nel settore dei trasporti delle tecnologie BEV, FCEV e bio/e-fuel [Fonte: IRENA]

Come per i *BEV*, lo sviluppo delle tecnologie *FCEV* richiede, quale condizione abilitante, un'implementazione coordinata dell'infrastruttura e delle stazioni di rifornimento dedicate (*HRS*) (rif. Cap. 3.2.2).

Autovetture

Per quanto riguarda il segmento delle autovetture, la diffusione dei *BEV* è preponderante rispetto alle tecnologie a idrogeno. Tuttavia, gli ambiti caratterizzati da tassi di utilizzo elevati e tempi di rifornimento brevi (taxi, consegna merci) e dalla necessità di utilizzare mezzi di medie-grandi dimensioni, si stanno indirizzando verso i veicoli *FCEV*. Diverse case automobilistiche hanno iniziato la commercializzazione dei veicoli elettrici a celle a combustibile in alcune regioni del mondo (Giappone, California, Europa e Cina). Toyota, Hyundai e Honda hanno commercializzato automobili a celle a combustibile con autonomia di 385-750 km. La potenza tipica delle celle a combustibile utilizzate sui veicoli leggeri è di 80-90 kW, il consumo di idrogeno è di 0,76-1 kg H₂/100 km e il serbatoio di stoccaggio è di circa 5-6 kg.⁹ A titolo informativo, attualmente il costo dei *FCEV* già sul mercato è compreso tra 50.000 e 80.000 euro per modelli del segmento medio o medio-alto (quasi il doppio di un'auto elettrica o ibrida con caratteristiche analoghe).

Autobus

Gli autobus elettrici a celle a combustibile sono in fase di commercializzazione. I costi di produzione sono diminuiti significativamente negli ultimi anni e diversi progetti sperimentali hanno dimostrato che la tecnologia è tecnicamente valida. Un esempio applicativo si ha nella provincia di Bolzano, nella quale sono stati messi inizialmente in servizio 5 prototipi ed è stata successivamente introdotta una nuova flotta con 12 prototipi nel 2021, i cui mezzi hanno circa 350 km di autonomia. Applicazioni analoghe sono attuabili nel breve periodo soprattutto a flotte di veicoli che tornano alla base per il rifornimento.

⁹ FCH JU 2017

Per le tratte extra-urbane e per percorsi “di montagna”, non ci sono ancora mezzi in fase di commercializzazione, ma è previsto che gli stessi possano essere resi disponibili in pochi anni.

Autotrasporti

Attualmente, nel settore dell'autotrasporto l'idrogeno può trovare la sua applicazione principalmente come combustibile elettrico e-fuel, utilizzabile nei motori a combustione interna in miscela o sostituendo i combustibili tradizionali. Per quanto riguarda i veicoli a batteria o a celle a combustibile al momento le potenze richieste dai mezzi di trasporto su strada non rendono tali tecnologie competitive. Stime *IEA* prevedono che i camion elettrici a celle a combustibile potranno iniziare a entrare nella flotta in numero significativo solo intorno al 2040, quando si auspica che i costi saranno minori grazie ad economie di scala nel settore. I veicoli a celle a combustibile a idrogeno non sono ancora tecnicamente o economicamente redditizi per molte condizioni operative degli autocarri, in particolare per trasporti a lungo raggio. La potenza media richiesta da un veicolo pesante è 2-4 volte superiore alla potenza di un veicolo leggero (160-360 kW), e arriva anche a 750 kW. Il consumo di idrogeno dipende dal grado di ibridizzazione del veicolo, variando tra 7,5 e 15,7 kg/100 km con un'autonomia del mezzo di 320 - 1300 km. Tuttavia, il settore autotrasporti rimane uno dei potenziali usi finali più interessanti dell'idrogeno nel medio termine, soprattutto per la maggiore autonomia che garantisce rispetto ai veicoli con batteria.

Trasporto ferroviario

Nel settore ferroviario, l'idrogeno costituisce una valida alternativa per sostituire le locomotive diesel dove l'elettificazione della rete ferroviaria non è realizzabile per problemi tecnici o economici. In generale, i treni a idrogeno risultano vantaggiosi qualora vengano utilizzati su tratte non elettrificate più lunghe di 100 km o per tratte a basso utilizzo che raggiungono anche aree più rurali¹⁰. La tecnologia garantisce lunga autonomia (fino a 1000 km e 18 ore di servizio) ed elevata potenza nominale, nonché tempi di rifornimento brevi e può offrire vantaggi nei casi di trasporto transfrontaliero in quanto utilizzabile. I requisiti di servizio e manutenzione di un treno a celle a combustibile comportano costi operativi simili a quelli dei treni elettrici o diesel, a eccezione dei componenti relativi al gruppo propulsione e dei serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno. Nonostante gli investimenti iniziali richiesti, inclusa la riqualificazione del personale di manutenzione, gli studi più recenti prevedono costi di manutenzione nel lungo periodo inferiori a quelli della tecnologia diesel.

Nella conversione della tecnologia, occorre considerare le aree di immagazzinamento dell'idrogeno che, se su copertura, possono portare a cambiamenti nelle dimensioni che devono essere considerate in relazione all'infrastruttura esistente.

Trasporto marittimo

Nel settore marittimo, lo sviluppo di sistemi di propulsione a idrogeno è considerato una potenziale opzione per la navigazione a lunga distanza. Per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra fissato dall'Organizzazione Marittima Internazionale (*IMO*) al 50% entro il 2050¹¹. Stime *IEA* indicano come strada percorribile per la decarbonizzazione del settore marittimo un'iniziale sostituzione parziale dei combustibili fossili con biocarburanti fino al 2050 (miscelabili a quote gradualmente più elevate senza modifiche significative a navi e sistemi di alimentazione) e successivamente la sostituzione delle navi a fine vita con navi dotate di tecnologie di propulsione compatibili con ammoniaca e idrogeno. Le navi alimentate a idrogeno sono in fase iniziale di sviluppo tecnologico. In questo ambito, il principale svantaggio è la bassa densità volumetrica dell'idrogeno. Si prevede pertanto che l'idrogeno verrà utilizzato principalmente per la navigazione di breve-media distanza e principalmente in forma compressa. L'ammoniaca è potenzialmente interessante come carburante per la navigazione, in quanto più facile da immagazzinare e trasportare rispetto all'idrogeno, ma per contro è caratterizzata da elevata tossicità che può causare

¹⁰ Rif. *RUF 2019*

¹¹ Rif. *UNFCCC 2018*

grave inquinamento nell'acqua in caso di perdite. L'ammoniaca può essere utilizzata in una cella a combustibile o in un *ICE* convenzionale ma sono necessari ulteriori progressi tecnologici perché le celle a combustibile ad ammoniaca diventino una tecnologia praticabile. Alcuni produttori di motori marittimi hanno iniziato a sviluppare motori bi-fuel che possono essere alimentati anche ad ammoniaca.

Le celle a combustibile possono agevolmente, per contro, essere utilizzate per sostenere l'alimentazione elettrica di bordo e a terra, attualmente spesso basata su generatori diesel o a olio combustibile, per eliminare le emissioni inquinanti nei porti.

Trasporto aereo

Le emissioni del settore aereo sono difficili da abbattere in quanto l'aviazione richiede combustibili ad alta densità energetica (principalmente cherosene). Pertanto, nonostante gli sviluppi tecnologici, è improbabile che le batterie elettriche possano fornire una densità sufficiente per rendere gli aerei elettrici adatti a voli di medio-lungo raggio.

Si ipotizza pertanto che i **carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF)** svolgeranno un ruolo importante per la riduzione delle emissioni in questo settore a lungo termine. Il cherosene sintetico, prodotto dall'ossidazione termochimica di idrogeno e anidride carbonica, consente la miscelazione o la completa sostituzione del combustibile fossile, in quanto ha le stesse caratteristiche del combustibile tradizionale.

La propulsione elettrica basata su celle a combustibile nel settore dell'aviazione è stata sviluppata, invece, per **piccoli velivoli a elica**. Sono stati sperimentati piccoli velivoli (< 5 passeggeri) che raggiungono velocità di 200 km/h e hanno un'autonomia di 750-1500 km¹². Le celle a combustibile non hanno densità energetica sufficiente per gli aerei a reazione, ma possono essere utilizzate per l'alimentazione di bordo.

Altri mezzi

La tecnologia delle celle a combustibile sta trovando applicazione anche su mezzi "particolari" come carrelli elevatori, battipista e trattori:

- **carrelli elevatori:** in questo segmento di mercato, i mezzi a celle a combustibile sono già una soluzione commerciale, con migliaia di unità installate nei magazzini di grandi aziende degli Stati Uniti. La potenza dei carrelli elevatori è compresa indicativamente tra 2,5 e 4,5 kW, l'autonomia è di circa 8 ore e il tempo di ricarica è inferiore a 3 minuti;
- **battipista:** un'azienda italiana ha realizzato il primo prototipo al mondo di battipista con motore elettrico alimentato a idrogeno. I dati tecnici (potenza motore massima di 400 kW e una coppia massima disponibile di 2300 Nm, autonomia di circa 4 ore) sono confrontabili con quelli del modello alimentato a gasolio;
- **trattori e mezzi d'opera:** sono già stati sperimentati prototipi di trattori ed escavatori che hanno superato test di durata e funzionalità. In particolare, il primo prototipo di trattore alimentato da celle a combustibile a idrogeno risale al 2009 e successivamente lo stesso costruttore americano ha presentato un nuovo modello con prestazioni confrontabili con modelli analoghi alimentati a gasolio.

3.3.3. Settore civile

Le tecnologie basate sui combustibili fossili per il riscaldamento degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria devono essere sostituite principalmente con pompe di calore elettriche e altre fonti di energia rinnovabile. Stime *IEA* prevedono che il contributo dell'idrogeno rappresenterà solo l'1,5% della riduzione totale delle emissioni di CO₂ derivante dal settore civile¹³. Tuttavia, il mercato delle caldaie e dei cogeneratori si sta evolvendo nel fornire anche soluzioni in tale ambito. Alcune aziende stanno già proponendo i primi modelli di caldaie a idrogeno, precisando

¹² Rif. *FCH JU 2017*

¹³ Rif. *IEA 2021*

che, con tale termine, possono essere indicate due tecnologie distinte e con ambiti di applicazione completamente differenti: le caldaie *H₂ ready per il blending* e quelle *100% H₂ ready*¹⁴.

Considerate le differenze tra le caratteristiche fisiche di metano e idrogeno (rif. Cap. 2), le caldaie "*H₂ ready*" per il *blending*, puntano a sopperire alle perdite di potere calorifico¹⁵ della miscela attraverso la modulazione del combustibile in ingresso, al fine di garantire comunque il corretto rapporto stechiometrico tra aria e combustibile, nei limiti di tolleranza dei vari componenti (valvole e bruciatori).

Nel secondo caso, invece, si tratta di caldaie progettate per la riconversione a idrogeno. È presumibile che l'idrogeno, in prospettiva, venga distribuito attraverso la rete esistente del gas naturale, con una pressione maggiore rispetto a quella attuale: di conseguenza, è necessario intervenire sulle caratteristiche del bruciatore e della valvola di regolazione delle caldaie, nonché sul sistema di combustione, regolazione e controllo della fiamma.

3.4. Servizi per il settore elettrico

Come già precedentemente accennato, l'idrogeno deve essere una soluzione complementare e sinergica con la progressiva elettrificazione dei consumi e con l'installazione di nuove fonti rinnovabili. In particolare l'idrogeno, se utilizzato su larga scala, potrebbe essere un valido strumento per far fronte alle ampie oscillazioni di produzione e consumo di energia elettrica.

Il suo utilizzo permette infatti di:

- intercettare la sovrapproduzione (**overgeneration**) da **fonti rinnovabili non programmabili** (in particolare fotovoltaico ed eolico) e stoccare tale energia anche per lunghi periodi, fornendo altresì un importante servizio di bilanciamento della rete elettrica e soddisfacendo i picchi di domanda non contestuali alla produzione;
- contribuire al **sector coupling**, vale all'integrazione del settore elettrico e del settore termico ottimizzando le possibili sinergie nella generazione, trasporto e distribuzione di elettricità e gas e aumentando il livello di flessibilità del sistema di approvvigionamento energetico.

La rieletrificazione dell'idrogeno (**Power-to-Power**) potrebbe essere un'opzione promettente a lungo termine per lo **stoccaggio stagionale** di grandi quantità di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili non programmabili nei momenti di eccesso di produzione. L'energia viene convertita in idrogeno, che viene a sua volta stoccato per essere riconvertito in energia elettrica (con turbine a gas o celle a combustibile), quando la domanda di energia elettrica supera la produzione.

Tali sistemi, che permettono potenzialmente di adeguare la variabilità della generazione alle esigenze della domanda, non sono attualmente convenienti a causa della bassa efficienza totale del sistema (~40%) e agli elevati costi di investimento, in confronto alle batterie che sono generalmente meno costose e presentano un'efficienza di conversione migliore. L'idrogeno non presenta, per contro, problemi di aut scarica e assicura una durata più lunga e una maggiore tolleranza alle temperature elevate. I sistemi di ri-elettrificazione per l'alimentazione di sistemi isolati (off-grid) che presentano costi elevati dell'elettricità di origine fossile (aree remote e isolate, comunità isolate o alpine) rappresentano un potenziale mercato di nicchia. In questo caso, la combinazione dello stoccaggio di idrogeno con quello infra-giornaliero in batterie potrebbe diventare una soluzione percorribile. Si può già ipotizzare un potenziale mercato di nicchia per l'alimentazione di sistemi isolati (off-grid), per l'alimentazione stazionaria di gruppi di continuità o per sistemi di backup dell'alimentazione di apparecchiature di rete e data center.

¹⁴ È probabile che questa tecnologia venga utilizzata prioritariamente in settori industriali hard-to-abate.

¹⁵ Una miscela al 10% di H₂ può far perdere circa il 7% di potere calorifico rispetto al metano.

4. STRATEGIE EUROPEE E NAZIONALI

Le politiche regionali in materia di idrogeno sono fortemente dipendenti dalle strategie delineate a livello sovraordinato, in particolare europeo e nazionale. Si riportano, pertanto, di seguito i principali documenti di indirizzo da tenere in considerazione.

4.1. Quadro europeo

La produzione e l'uso efficiente dell'idrogeno, oltre a contribuire alle politiche di decarbonizzazione dei settori hard-to-abate, possono generare una forte crescita dell'economia europea e comportare la nascita e lo sviluppo di nuove filiere industriali ad alto contenuto tecnologico.

4.1.1 Hydrogen strategy

L'idrogeno è al centro delle politiche energetiche e industriali dell'Unione Europea ed è richiamato nei principali documenti strategici e pianificatori della stessa. In particolare, la visione su tale tematica è stata inizialmente delineata a luglio 2020 nella Comunicazione della Commissione Europea "**A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe**"¹⁶, che ha individuato l'idrogeno come una priorità per raggiungere il Green Deal europeo¹⁷ e ha dato un quadro d'insieme di come l'idrogeno possa contribuire alla transizione energetica dell'Unione Europea. Il documento riconosce la centralità dell'energia elettrica rinnovabile nel processo di decarbonizzazione, ma ne individua anche i limiti, prevedendo per il futuro un sistema energetico integrato in cui l'idrogeno potrà assumere, gradualmente, un ruolo sempre più importante.

La strategia prevede di intervenire su diversi filoni d'azione, con un approccio volto a **valorizzare l'intera catena del valore** e mettendo in campo diverse forme di supporto per sostenere e accelerare la creazione di un mercato dell'idrogeno, senza comportare costi irrecuperabili e nel rispetto delle regole sulla concorrenza. In particolare il documento pone l'accento su:

- focalizzare la creazione di **nuovi mercati-guida**, in particolare nel settore industriale e dei trasporti;
- **augmentare progressivamente la produzione di idrogeno**, sia rinnovabile che a basse emissioni di carbonio, con tecnologie di produzione sviluppate in Europa;
- sviluppare un'importante agenda di investimenti;
- creare un **quadro normativo** chiaro e favorevole, che possa abilitare lo sviluppo dell'idrogeno;
- creare una **tassonomia** comune per la certificazione dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio e rinnovabile;
- creare l'**infrastruttura** necessaria per uno sviluppo di larga scala, basata sui principi di accessibilità e non discriminazione;
- promuovere **ricerca e innovazione** (sia in ambito generazione, infrastrutture e usi finali, sia nella definizione di standard tecnici comuni e nelle valutazioni di impatto ambientale, sia nell'ambito delle materie prime considerate "critiche");
- sviluppare la **cooperazione** sia nell'ambito dell'Unione Europea (es: *Clean Hydrogen Partnership*), sia a livello internazionale (es: *International Partnership for a Hydrogen Economy –IPHE* o *Africa-Europe Green Energy Initiative*, ...).

Per supportare tale strategia, la Commissione Europea ha lanciato la *European Clean Hydrogen Alliance* che riunisce il settore industriale, le autorità pubbliche nazionali e locali, la comunità scientifica in tema di ricerca e innovazione, la società civile e altre parti interessate con l'obiettivo di mettere in campo progetti per lo sviluppo della filiera dell'idrogeno entro il 2030. Tra gli obiettivi principali vi è quello di sviluppare un'agenda di investimenti per stimolare produzione e uso dell'idrogeno, creando le basi per un "ecosistema" industriale dell'idrogeno in Europa che sia sostenibile e competitivo.

La strategia delinea una **Road Map suddivisa in tre fasi**, di seguito riepilogate in TABELLA 4.

¹⁶ Rif. COM(2020) 301 final

¹⁷ Rif. COM(2019) 640 final

FASE	PERIODO	OBIETTIVI
1	2020-2024	<ul style="list-style-type: none"> • Installare almeno 6 GW di elettrolizzatori e produrre 1 milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile, prioritariamente in prossimità degli utilizzatori finali e alimentati da fonti energetiche rinnovabili presenti in loco; • Decarbonizzare prioritariamente la produzione di idrogeno esistente (es: settore chimico) e introdurre l'idrogeno in nuovi usi finali (processi industriali e trasporto pesante); • Introdurre tecnologie di cattura del carbonio; • Iniziare la pianificazione di una infrastruttura di trasporto dedicata; • Incentivare, sia lato produzione sia lato domanda, i mercati "guida" per aumentare la competitività con le soluzioni tradizionali; • Dispiegare un'importante agenda di investimenti.
2	2025-2030	<ul style="list-style-type: none"> • Installare almeno 40 GW di elettrolizzatori e produrre 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile; • Far progressivamente diventare l'idrogeno rinnovabile competitivo con le altre forme di produzione; • Introdurre nuove applicazioni nell'industria, nei trasporti (autotrasporto, ferrovie, trasporto marittimo) e nel bilanciamento del sistema elettrico; • Incrementare l'utilizzo di sistemi di cattura del carbonio; • Sviluppare Hydrogen Valleys; • Sviluppare infrastrutture per il trasporto dell'idrogeno da aree con forte potenziale produttivo ad aree di forte richiesta e una rete di stazioni di rifornimento per i veicoli.
3	2030-2050	<ul style="list-style-type: none"> • Raggiungere la maturità nelle principali tecnologie dell'idrogeno; • Implementare soluzioni basate sull'idrogeno in tutti i settori non facilmente decarbonizzabili per i quali altre alternative non sono praticabili o hanno costi più elevati; • Incrementare fortemente l'elettricità prodotta da FER, con previsione che un quarto sia utilizzata nella produzione di idrogeno.

TABELLA 4 – Fasi della RoadMap europea al 2050 [Fonte: Commissione Europea]¹⁸

4.1.2 REPowerEU

Rispetto a tale visione, in seguito al conflitto in Ucraina, l'Unione Europea ha recentemente sancito, con propria comunicazione "REPowerEU: azione europea comune per un'energia più sicura, più sostenibile e a prezzi più accessibili"¹⁹, la necessità di imprimere una forte accelerazione nel processo di decarbonizzazione e un rafforzamento dell'obiettivo di autonomia energetica. Tale documento precede due filoni di azione, volti rispettivamente ad:

- **affrontare l'emergenza**, sia calmierando i prezzi al dettaglio e sostenendo le imprese fortemente esposte, sia assicurando livelli di stoccaggio di gas adeguati ad affrontare il prossimo inverno;
- **affrancarsi dalla dipendenza dei combustibili fossili russi**, sia diversificando gli approvvigionamenti di gas, sia accelerando la transizione energetica. In tale ambito, la Commissione si pone obiettivi ancora più sfidanti rispetto alla precedente strategia in materia di idrogeno, **incrementando a 20 Mt i quantitativi complessivamente importati/prodotti annualmente entro il 2030**. Per fare ciò, occorre concentrarsi sulla promozione del mercato dell'idrogeno, sullo sviluppo di un'infrastruttura integrata per il gas e l'idrogeno e sullo sviluppo di soluzioni innovative in ambito industriale.

¹⁸ Rif. [COM\(2020\) 301 final](#)

¹⁹ Rif. [COM\(2022\) 108 final](#)

4.1.3 “Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente” e revisione della direttiva DAFI

A livello europeo, occorre poi considerare anche che la Commissione ha adottato la comunicazione “**Strategia per una mobilità sostenibile e intelligente**”²⁰, in cui ha posto le basi, stabilendo altresì tappe concrete, per far sì che il sistema dei trasporti dell’UE possa evolvere sulla rotta di un futuro sostenibile. A luglio 2021 è poi stata pubblicata la “**Proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un’infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio**”, cioè la revisione della precedente “Directive Alternative Fuel Initiative” (DAFI). Nel documento si pone l’attenzione sul fatto che la diffusione e l’utilizzo di combustibili a basse emissioni di carbonio deve essere accompagnata dalla **realizzazione di una rete globale di infrastrutture di ricarica e rifornimento avente una base geografica ben distribuita**, in quanto gli utilizzatori finali cambieranno mezzo di trasporto solo quando sarà garantita la possibilità di ricarica/rifornimento in tutto il territorio UE e con la stessa facilità che contraddistingue i combustibili fossili. Il documento sottolinea l’importanza di non avere territori esclusi dallo sviluppo di tali infrastrutture e che vengano minimizzate le disparità regionali, accelerando lo sviluppo dell’infrastruttura e ponendo la dovuta attenzione all’interoperabilità dei sistemi, a garantire informazioni trasparenti per i consumatori e ad attivare sistemi di pagamento comuni. Nella proposta sono previsti obiettivi minimi di sviluppo delle diverse infrastrutture.

4.1.4 Horizon Europe (2021-2027)

Il programma quadro Horizon Europe (2021-2027) ha definito le priorità di ricerca, declinandole nei seguenti argomenti principali:

- **Produzione:** RM01 – Electrolysis; RM02 - Other modes of production; RM03 - Role of electrolysis;
- **Accumulo e distribuzione:** RM04 - Bulk storage; RM05 - Gas grid; RM06 - Liquid carriers; RM07 - Non gas grid distribution; RM08 - Key technos for distribution;
- **Usi finali;**
- **Trasporti:** RM09 – HRS; RM10 - Building blocks; RM11 - Trucks and large vans; RM12 - Waterborne; RM13 – Aviation; RM14 – Rail; RM15 – Coaches;
- **Industria:** RM17 - Turbines and burners; RM18 - H2 in Industry;
- **Edilizia:** RM16 - Stationary FC;
- **Aspetti trasversali:** RM19 - Cross-cutting; RM20 - Supply chain; RM21 - H2 Valleys.

4.2. Quadro nazionale

A **livello italiano**, la tematica dell’idrogeno è stata trattata, inizialmente, con il D.Lgs. 257/2016 di recepimento della direttiva **DAFI** ed è attualmente in evoluzione.

4.2.1. SEN e PNIEC

Successivamente, l’Italia ha definito la propria strategia per il Clima nel 2017 con la **Strategia Energetica Nazionale (SEN)** e poi, nel 2019, con il **Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC)**. Quest’ultimo documento, in particolare, delinea la strategia ambientale fino al 2030, in coerenza ai precedenti obiettivi europei di riduzione di CO₂ del 40% entro il 2030. Nel **PNIEC** viene delineato il ruolo dell’idrogeno nel raggiungimento di tali obiettivi, prevedendone un utilizzo in particolar modo per la gestione dell’overgeneration elettrica (ad esempio, con applicazioni Power-to-Gas) e nel settore dei trasporti (con un obiettivo di penetrazione di carburanti rinnovabili nei trasporti pari all’1% al 2030). Gli obiettivi del documento sono però stati superati dai più recenti obiettivi dell’UE di neutralità climatica entro il 2050 e dall’obiettivo intermedio di riduzione netta di almeno il 55% delle emissioni di gas serra entro il 2030. Il documento dovrà pertanto essere rivisto e adeguato ai nuovi e più sfidanti obiettivi europei, che già hanno guidato la redazione del *Piano Nazionale italiano di Ripresa e Resilienza*.

²⁰ Rif. COM(2020) 789 final

4.2.2. Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari

A fine del 2020 è stato emanato il documento **Strategia Nazionale Idrogeno – Linee Guida Preliminari**, che intende fornire una prima visione strategica sul ruolo dell'idrogeno nel percorso nazionale di piena decarbonizzazione dell'economia al 2050. Il documento prevede due obiettivi su periodi temporali diversi:

- nel **breve termine** (2030), l'idrogeno dovrebbe arrivare a una penetrazione del **2%** nei consumi energetici finali di circa 0,7 Mt/anno), dando priorità ad alcune applicazioni selezionate (chimica, raffinazione petrolifera e mobilità, in particolare camion a lungo raggio e ferrovie), al fine di porre le basi per una filiera nazionale dell'idrogeno necessaria per sfruttarne appieno il potenziale (rif. FIGURA 6 e FIGURA 7);
- nel **lungo periodo** (2050), dovrebbe essere raggiunta una penetrazione del 20% nei consumi energetici finali, concorrendo significativamente al processo di decarbonizzazione, soprattutto nei settori hard-to-abate.



FIGURA 6 - Obiettivi al 2030 e al 2050 di penetrazione dell'idrogeno nei consumi finali [Fonte: MISE²¹]



FIGURA 7 – Numeri chiave al 2030 nello sviluppo dell'idrogeno [Fonte: MISE²²]

²¹ Rif. MISE 2020

Per quanto riguarda gli **usi finali**, le linee guida prevedono che al 2030 l'immissione dell'idrogeno nella rete gas, la creazione delle prime hydrogen valleys e lo sviluppo di progetti pilota potranno stimolare e accelerare la crescita del mercato dell'idrogeno (rif. [TABELLA 5](#)).

TEMA	OBIETTIVO AL 2030	NOTE
Camion a lungo raggio	<i>Penetrazione di almeno il 2% di camion a lungo raggio con tecnologia FCEV (da valutare percentuali più significative, 5-7%)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Il segmento dei camion a lungo raggio rappresenta il 5-10% delle emissioni complessive del settore trasporti; • Evoluzione negli standard di emissione per gli Original Equipment Manufacturers (OEM): riduzione del 15% delle emissioni sui nuovi veicoli venduti al 2025 e del 30% al 2030; • Importanza dei parametri tecnici nella scelta delle nuove tecnologie in questo settore (es: tempi di rifornimento); • Necessario realizzare una rete di rifornimento dedicata, con priorità agli itinerari strategici). Possibili impatti dalla revisione della direttiva DAFI.
Treni	<i>Conversione a idrogeno delle tratte non elettrificabili (max 50%)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Priorità dove c'è un alto numero di treni diesel vetusti e un elevato numero di passeggeri
Chimica e raffinazione		<ul style="list-style-type: none"> • Settori "hard-to-abate", caratterizzati da alta intensità energetica e mancanza di soluzioni di elettrificazione; • Diversi progetti pilota, di portata ancora piccola: potenziale di conversione elevato; • Attenta valutazione di ogni singolo processo produttivo per stabilire la fattibilità tecnica della conversione
Miscelazione nella rete del gas naturale	<i>Fino al 2% del gas naturale sostituito con idrogeno</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Stimolo allo sviluppo del mercato dell'idrogeno • Limite tecnico ufficiale di miscelazione non ancora definito;
Altri usi finali (industria siderurgica primaria e cluster industriali)		<ul style="list-style-type: none"> • Opportunità aggiuntive per accrescere la domanda • Tecnologia DRI per evitare la produzione ad alte emissioni della ghisa in altoforno

TABELLA 5 – Sviluppo negli usi finali al 2030 [Fonte: [MISE²³](#)]

Per quanto riguarda, invece, **produzione, trasporto e stoccaggio**, il documento prevede che al 2030 venga raggiunta una **capacità produttiva di 5 GW di idrogeno verde** e sottolinea l'importanza della nascita delle **Hydrogen Valleys**, in particolare nelle aree fortemente industrializzate, dove offerta e domanda potrebbero coesistere, con differenti applicazioni dell'idrogeno tale da massimizzare sinergie e ritorno degli investimenti.

Rispetto ai possibili modelli teorici di configurazione di produzione/trasporto (*Produzione totalmente in loco - Produzione in loco con trasporto di energia elettrica - Produzione centralizzata con trasporto di idrogeno*) esemplificati in [FIGURA 7](#), il documento rimanda ad analisi più complessive che prendano in considerazione una visione di lungo periodo e il rapporto "costi benefici" non per il singolo progetto ma per l'intero sistema energetico.

²² Rif. [MISE 2020](#)

²³ Rif. [MISE 2020](#)

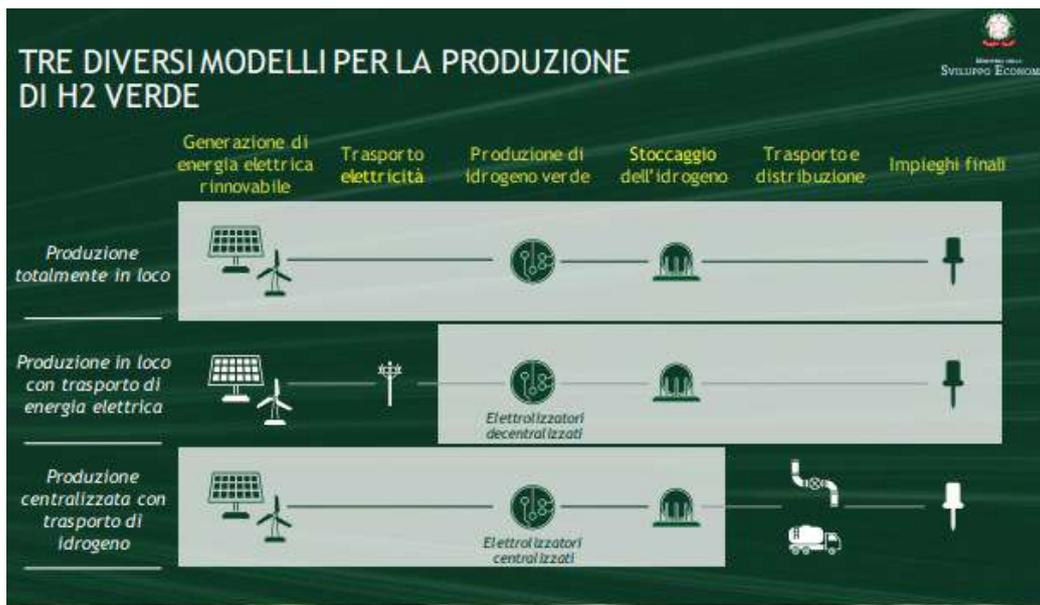


FIGURA 8 – Configurazioni possibili per la produzione di idrogeno verde [Fonte: MiSE²⁴]

Il documento rimarca l’importanza di disporre di una considerevole **quantità aggiuntiva di energia elettrica da FER** per il raggiungimento degli obiettivi posti nella strategia e lascia aperte la possibilità di integrare la produzione nazionale con le **importazioni** o con altre forme di idrogeno a basse emissioni di carbonio (**idrogeno blu**). Si stimano investimenti necessari per circa 10 mld di euro entro il 2030, oltre a quelli necessari per la diffusione delle rinnovabili.

Inoltre, il documento focalizza l’attenzione sulla necessità di sviluppare un **ecosistema industriale** nazionale e di **sostenere lo sviluppo di questo mercato strategico** e, in particolare, di un’industria locale di produzione di celle a combustibile.

La transizione energetica verso l’idrogeno deve però essere sostenuta lungo tutta la catena del valore, attraverso opportuni finanziamenti pubblici, sia europei sia nazionali (rif. FIGURA 9).

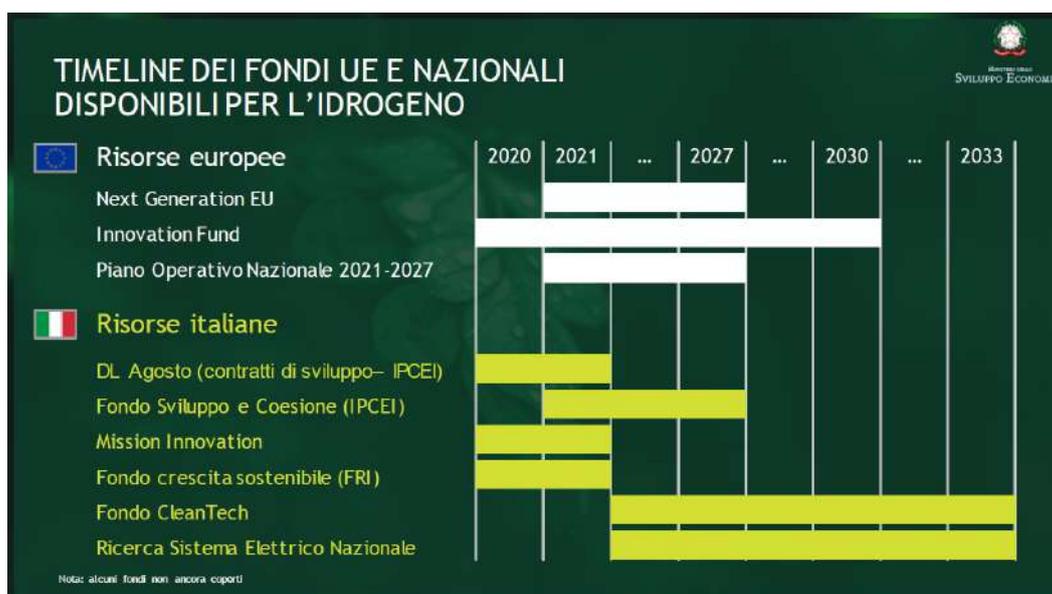


FIGURA 9 – Fondi UE e Nazionali per l’idrogeno [Fonte: MiSE²⁵]

²⁴ Ut supra

4.2.3. Prime indicazioni per una Strategia Italiana Ricerca Idrogeno

A ottobre 2020, il Gruppo di lavoro Idrogeno del Ministero dell'Università e della Ricerca ha pubblicato le **Prime indicazioni per una Strategia Italiana Ricerca Idrogeno (SIRI)**. Tale documento vuole dare alcune prime linee di indirizzo per la definizione di una strategia di ricerca italiana sull'idrogeno, partendo dagli obiettivi e programmi quadro europei, ma tenendo conto delle specificità del sistema Italia. In particolare, sottolinea **l'importanza di creare sinergie, collaborazioni, interazioni interdisciplinari e incremento della massa critica**, attraverso la creazione, ad esempio, di reti di laboratori e infrastrutture di ricerca in collaborazione con il settore industriale.

Gli obiettivi generali vengono così delineati:

- potenziare la competitività dei prodotti della ricerca italiani e le probabilità di successo nei bandi europei;
- essere in sinergia con l'industria e le amministrazioni locali, per favorire il trasferimento dei risultati;
- incrementare le risorse destinate ai vari settori di ricerca e sviluppo riguardanti l'idrogeno, con particolare riferimento alla ricerca di base per colmare il divario con altri Paesi europei.

Il documento ricalca poi i tre pilastri della Strategia su Ricerca e Innovazione della *Clean Hydrogen for Europe Partnership* (Produzione – Stoccaggio, trasporto e distribuzione – Usi finali), declinando per ognuno la visione al 2030 e i principali ambiti di interesse, sia come ricerca di base, sia come ricerca industriale, sviluppo e dimostrazione.

4.2.4. Piano Nazionale italiano di Ripresa e Resilienza (PNRR)

Il Next Generation EU (NGEU) intende promuovere la ripresa dell'economia con particolare attenzione alla transizione ecologica, alla digitalizzazione, alla competitività, alla formazione e all'inclusione sociale, territoriale e di genere. Tra i pilastri del *Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (RRF)*, particolare importanza viene data alla *Transizione verde*, basata direttamente sull'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e sull'obiettivo intermedio al 2030. Il regolamento *RRF* prevede che almeno il 37% della spesa per investimenti e riforme debba sostenere obiettivi climatici e che venga sempre rispettato il principio del "non arrecare danni significativi" all'ambiente (*DNSSH*).

A livello italiano, il *PNRR* si basa su 3 assi strategici: digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica, inclusione sociale. La **Missione 2 del PNRR, "Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica"**, in particolare, consiste di 4 componenti (C1. Agricoltura sostenibile ed Economia circolare – C2. **Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile** – C.3 Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici – C.4 Tutela del territorio e della risorsa idrica).

L'idrogeno riveste un ruolo rilevante nel *PNRR*, sia rientrando nei sette programmi di punta ("**Flagship programs**"), individuati dalla Commissione, che devono affrontare sfide comuni a tutti gli Stati Membri (in particolare nel "Power up", il quale prevede che a livello europeo vengano installati 6 GW di elettrolizzatori e la produzione e il trasporto di 1Mton di idrogeno rinnovabile entro il 2025), sia nell'ambito della Missione 2 componente C2 che prevede, nel percorso di decarbonizzazione degli usi finali in tutti i settori, l'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno, in linea con la *EU Hydrogen Strategy*, con finanziamenti dedicati per circa 3,64 Miliardi di euro (rif. [TABELLA 6](#)).

MISSIONE	INVESTIMENTO / RIFORMA	DOTAZIONE (euro)
M2C2	Investimento 3.1 - Produzione in aree industriali dismesse	500.000.000
M2C2	Investimento 3.2 - Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate	2.000.000.000
M2C2	Investimento 3.3 - Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	230.000.000
M2C2	Investimento 3.4 - Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	300.000.000
M2C2	Investimento 3.5 - Ricerca e Sviluppo sull'idrogeno	160.000.000
M2C2	Riforma 3.1 - Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
M2C2	Riforma 3.2 - Misure volte a favorire la competitività dell'idrogeno	-
M2C2	Investimento 5.2 - Idrogeno	450.000.000

TABELLA 6 – Misure economiche del *PNRR* relative all'idrogeno [Fonte: elaborazione dati *PNRR*]

²⁵ Rif. *MISE 2020*

In tale ambito si situa, in particolare, il [DM 21/09/2022](#) in cui, all'articolo 3, vengono definite le condizioni per l'accesso alle agevolazioni sul consumo di energia rinnovabile in impianti di elettrolisi per la produzione di **idrogeno verde**, definito come *l'idrogeno che soddisfa il requisito di riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del 73,4% rispetto a un combustibile fossile di riferimento di 94g CO_{2eq}/MJ ovvero l'idrogeno che comporta meno di 3 tCO_{2eq}/tH₂. L'idrogeno di cui al primo periodo è prodotto mediante processo elettrolitico a partire da fonti di energia rinnovabile e/o dall'energia elettrica di rete*. Si specifica, al comma 2, che gli impianti di produzione di idrogeno verde soddisfano i seguenti requisiti:

- a) sono collegati agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso una rete con obbligo di connessione di terzi. In tal caso, l'energia elettrica fornita agli elettrolizzatori è munita di garanzie di origine rinnovabile ai sensi dell'art. 46 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- b) utilizzano energia elettrica prodotta da impianti a fonte rinnovabile direttamente connessi all'elettrolizzatore.

Nell'ambito dell'applicazione del [PNRR](#), il successivo [DM 21/10/2022](#), all'articolo 2, precisa che, agli effetti del decreto, per **idrogeno verde** si intende l'idrogeno definito ai sensi dell'art. 3, comma 1, del [DM 21/09/2022](#) e che l'idrogeno verde prodotto a partire da fonti di energia rinnovabile è definito come **idrogeno rinnovabile**. Precisa inoltre che, per le finalità del decreto, gli impianti di produzione di idrogeno rinnovabile soddisfano i requisiti previsti dall'art. 3, comma 2, del [DM 21/09/2022](#).

A marzo 2023 il *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica* ha pubblicato [l'avviso pubblico](#) per la presentazione di proposte progettuali di cui all'art. 10 del [D.M. 21 ottobre 2022, n. 463](#), nell'ambito della *Missione 2 Componente C2, Investimento 3.2 - Utilizzo dell'idrogeno in settori hard-to-abate*. L'Investimento mira a promuovere la ricerca, lo sviluppo e l'innovazione nel campo dei processi industriali, al fine di sviluppare iniziative per l'impiego di idrogeno nei settori industriali che utilizzano il metano come fonte di energia termica (cemento, cartiere, ceramica, industrie del vetro, ecc.).

5. PROSPETTIVE DI SVILUPPO E POSSIBILI APPLICAZIONI DELL'IDROGENO IN VALLE D'AOSTA

Lo sviluppo dell'idrogeno sul territorio regionale dipenderà fortemente dalle strategie che verranno attuate a livello europeo e nazionale (con riferimento, per esempio, all'immissione di idrogeno nella rete gas o alla diffusione di *e-fuel*) e potrà esplicare pienamente i suoi effetti su tempistiche medio-lunghe, che traggono, quindi, oltre il periodo di pianificazione considerato dal *PEAR VDA 2030*. Tuttavia, questa fase iniziale è fondamentale per porre le basi per lo sviluppo della filiera e, ove possibile, cogliere al meglio le opportunità offerte da questa transizione epocale e dalle ingenti misure economiche messe in campo a livello sovranazionale.

In generale, lo sviluppo dell'idrogeno, anche sul territorio regionale, deve seguire alcuni principi guida:

- essere coerente con le strategie europee e nazionali in materia e seguire le priorità declinate nelle stesse, prendendo però in considerazione le specificità territoriali e socio-economiche della regione, tipiche dell'arco alpino. Anche in questo ambito, si tratta di concorrere ad una sfida globale, a cui occorre trovare un "approccio locale";
- contribuire al raggiungimento degli obiettivi del *PEAR VDA 2030* e dell'obiettivo di abbattimento delle emissioni di gas climalteranti previsti dalla *RoadMap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel Free al 2040*, trovando pertanto utilizzo prioritario nei settori Hard-to-Abate, in un'ottica complementare e non concorrenziale con la strategia di elettrificazione dei consumi. È importante indirizzare le azioni verso una complementarità tra diverse tecnologie in funzione dell'utilizzo, del tipo di segmento da soddisfare e con una valutazione complessiva in termini di Bilancio Energetico Regionale.
- essere coerente con il principio di "addizionalità", ovvero prevedere l'installazione di *FER* aggiuntive a copertura, almeno parziale, dell'incremento di fabbisogno di energia elettrica per la produzione di idrogeno, senza distogliere quindi la capacità produttiva esistente di energia elettrica dagli usi diretti della stessa;
- considerare la filiera nel suo complesso, valorizzando tutta la catena del valore, considerando la possibilità di sviluppare un approccio *Hydrogen Valley*, cioè di introdurre un modello di sviluppo che punta a massimizzare le sinergie tra i diversi usi del vettore idrogeno, tenendo in considerazione le caratteristiche del sistema energetico e industriale del territorio e la presenza di players di produzione di energia da *FER*, come *CVA S.p.A.*;
- valutare le ricadute che la nascita di un "mercato dell'idrogeno" può comportare sul tessuto produttivo: promuovere e facilitare l'accesso a strumenti di sostegno, in particolare alle misure europee e nazionali, per favorire investimenti da parte delle imprese in un'ottica di decarbonizzazione, può portare con sé uno sviluppo del tessuto economico in un settore strategico e ad alta specializzazione;
- essere accompagnato, coerentemente con l'Asse 4 del *PEAR-VDA 2030* riferito alle Persone, da misure trasversali volte all'aumento delle competenze tecnico-scientifiche, pianificatorie, gestionali e amministrative di tutti gli stakeholders coinvolti, pubblici e privati;
- favorire un'apertura verso l'innovazione: si tratta di una transizione che "rompe" gli schemi progettuali e tecnici finora applicati e che richiede, pertanto, la capacità di attrarre innovazione e progetti pilota, nonché quella di non precludere, bensì di approfondire, scenari e configurazioni ambiziose (a titolo esemplificativo: applicazioni di stoccaggio per il bilanciamento della rete elettrica (soprattutto bilanciamenti di lunga durata e/o stagionali - l'idrogeno è infatti una soluzione riconosciuta per le cosiddette applicazioni *long duration energy storage*); soluzioni per la completa autosufficienza energetica di aree remote, non facilmente o economicamente infrastrutturabili con reti gas ed elettricità; *sector coupling* (power-to-X), in cui l'idrogeno è sostanzialmente un tramite tra una forma energetica e un'altra o direttamente il vettore energetico finale utilizzato).

5.1. Produzione

L'aspetto più rilevante che caratterizza la Valle d'Aosta è sicuramente la sovrapproduzione di energia elettrica da FER rispetto ai consumi elettrici. Fermi restando gli scenari di elettrificazione dei consumi previsti dal PEAR-VDA 2030, che hanno la priorità ove tecnicamente possibile, la quota di energia rinnovabile "non programmabile" (derivante principalmente da fotovoltaico, eolico e idroelettrico ad acqua fluente senza possibilità di laminazione della portata), potrebbe essere un'opzione per la produzione di idrogeno verde, soprattutto nell'ipotesi di evoluzioni di mercato dell'idrogeno e di aumento della domanda. Una strategia di sviluppo dell'idrogeno deve però tenere in considerazione, nonostante questa peculiarità, la necessità di rispettare il **principio di addizionalità** (cfr. Cap. 3.1) e si fonda pertanto sul raggiungimento dei **nuovi target di produzione FER** previsti dall'Asse 2 del PEAR-VDA 2030. Tale produzione aggiuntiva potrà così essere destinata, almeno parzialmente, a produrre idrogeno verde o a compensare analoga produzione da altre fonti rinnovabili già esistenti.

La Regione Valle d'Aosta deve contribuire al raggiungimento degli obiettivi europei e italiani di **installazione di elettrolizzatori** (rif. Cap. 4), individuando i player e gli ambiti più opportuni e avendo cura, in questa fase iniziale, di valutare la sostenibilità dei progetti lungo tutta la catena del valore (dalla produzione agli usi finali). In tale ambito sono disponibili sia l'apposita misura PNRR, sia i fondi sulla nuova programmazione PO/FESR.

Nell'ambito del PNRR - *Missione 2 Rivoluzione verde e transizione ecologica - Componente 2 Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile - Investimento 3.1. Produzione in aree industriali dismesse*, sono stati stanziati per la Valle d'Aosta 14.000.000 €.



In particolare, con *d.G.r. 1649/2022*, è stato approvato l'avviso pubblico finalizzato alla selezione di progetti relativi alla produzione di idrogeno rinnovabile in aree industriali dismesse tramite la realizzazione di impianti sul territorio regionale, dando così attuazione al *D.M. 21/10/2022* del Ministero della Transizione Ecologica (MITE)²⁶ e al *D.dir. 426/2022*, con il quale è stato approvato il bando tipo. In data 29/12/2022, con Provvedimento Dirigenziale n. 8362, la Regione ha approvato l'avviso pubblico definendo nel dettaglio le modalità e lo svolgimento delle procedure connesse per la selezione dei progetti finanziabili e con successivo Provvedimento Dirigenziale n. 1571 del 21/03/2023 ha approvato la graduatoria dei progetti ammissibili a finanziamento.

Ulteriori misure potranno essere sviluppate a valere sul programma PR/FESR 2021-2027, nel cui ambito è stata inserita l'azione *b.ii.1) Interventi per aumentare la produzione di energia da FER*, che prevede la realizzazione di uno o più progetti rivolti alla produzione, allo stoccaggio e/o al trasporto dell'idrogeno verde e la cui dotazione economica è pari a 4.000.000 euro.



5.2. Trasporto, stoccaggio, distribuzione

Per quanto riguarda il trasporto e la distribuzione, occorre presidiare gli sviluppi a livello nazionale, sia in termini di revisione della direttiva DAFI e relativo successivo recepimento a livello nazionale, sia di sviluppo di nuove infrastrutture. Nel breve termine, si ipotizzano **installazioni con produzione totalmente in loco o con trasporto su gomma di corto raggio**.

Occorre però valutare, con particolare riferimento all'**estensione della rete di gas naturale**, se possano esserci azioni che possano favorire l'immissione in rete con il metano, secondo i principi declinati a livello nazionale, anche da un punto di vista pianificatorio e regolamentare. Occorre, inoltre, monitorare lo sviluppo della decarbonizzazione della rete del gas naturale e delle progressive crescenti quote di idrogeno immesso in blending, anche per valutare eventuali necessità di adeguamento degli usi finali (rif. Cap. 5.3)

Al fine di creare le condizioni abilitanti per la transizione di alcuni segmenti specifici del settore dei trasporti verso l'utilizzo dell'idrogeno, dovranno essere individuate in modo strategico alcune **stazioni di rifornimento** a servizio delle prime iniziative previste e contribuire proattivamente alla realizzazione delle stesse. In particolare, la zona di Aosta e relativa cintura risulta sicuramente un sito di interesse prioritario, in quanto maggior polo attrattore di mobilità della

²⁶ Ora Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)

regione e nel quale potrebbero essere valutate interazioni e sinergie tra diversi possibili usi. In una seconda fase, si dovrà passare da una prima realizzazione “dimostrativa” a pianificare la copertura di punti strategici, anche se occorre aspettare gli sviluppi nella revisione della direttiva *DAFI*. Occorre, inoltre, prendere in considerazione l’impatto che lo sviluppo dell’idrogeno potrà avere nell’ambito dei flussi transfrontalieri di trasporto persone e merci, cercando di garantire il coordinamento necessario per uno sviluppo coerente e sinergico della rete nei territori confinanti, anche attraverso iniziative di collaborazione dedicate.

In generale, Aosta e cintura potrebbero candidarsi a essere un primo embrione di sviluppo di una piccola *Hydrogen Valley*, un hub di incontro tra produzione e diversi usi finali. In particolare è in corso la valutazione circa l’utilizzo delle aree di proprietà regionale e di Vallée d’Aoste Structure denominate *Area Ex Multibox*, nel Comune di Pollein, per la realizzazione di un primo distributore aperto al pubblico, per autoveicoli e autobus (700 e 350 bar).

Per gli interventi è prevista un’apposita misura *PNRR - Obiettivo M2C2 – 3.3 Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale* con l’obiettivo di avviare una fase di sperimentazione per l’utilizzo dell’idrogeno nel trasporto stradale, soprattutto con riferimento alle lunghe percorrenze per i mezzi pesanti. Sul territorio nazionale verranno sviluppate almeno 40 stazioni di rifornimento, in particolare lungo le autostrade, vicino ai porti e in prossimità dei terminali logistici, localizzate prioritariamente nell’ambito di *Hydrogen Valleys*. In riferimento all’avviso approvato con Decreto direttoriale n. 113 del 10/11/2022 in attuazione di tale linea di investimento del *PNRR*, che ha previsto una dotazione finanziaria pari a 230 milioni di euro ripartiti nel periodo 2023-2026, un operatore economico ha ottenuto il finanziamento per realizzare un primo distributore in Valle d’Aosta.



5.3. Usi finali

5.3.1. Settore industriale

Nel **settore industriale**, rispetto ad altre realtà, la Valle d’Aosta non è caratterizzata da industrie che utilizzano, a oggi, idrogeno come materia prima e quindi la domanda attuale è praticamente assente. Particolare attenzione merita però la presenza dell’acciaieria *Cogne Acciai Speciali (CAS)*, in quanto soggetto particolarmente energivoro, peraltro soggetto incluso nel sistema *ETS* e di difficile decarbonizzazione ricorrendo a tecnologie tradizionali. Come già specificato, i settori produttivi hard-to-abate (carta, cemento, acciaio, ecc...) sono ritenuti prioritari dalle strategie nazionali ed europee. I processi produttivi della *CAS* non prevedono la trasformazione del minerale di ferro mediante un altoforno o la riduzione diretta del ferro, ma l’idrogeno potrebbe sostituire, almeno parzialmente, il gas naturale nei processi tecnologicamente compatibili. Il fabbisogno termico dello stabilimento, dovuto principalmente al processo produttivo ad alta temperatura e ai circa 70 forni presenti, risulta un ambito particolarmente difficile su cui intervenire, in particolare quando l’elettrificazione può richiedere una rivalutazione complessiva del processo produttivo e degli impianti con notevoli complessità tecniche da gestire. Sono in corso alcuni primi studi per la valutazione delle possibilità di utilizzo dell’idrogeno in funzione delle caratteristiche produttive dell’azienda e in particolare delle varie problematiche tecniche che devono essere gestite (es: sicurezza) e che variano in base alle diverse tipologie di forni.

Sarà opportuno individuare se, nel settore industriale regionale, ci possano essere altri processi produttivi in cui le soluzioni tecnologiche tradizionali (es: elettrificazione), risultano difficilmente perseguibili e in cui pertanto l’idrogeno, nelle sue diverse forme e modalità di utilizzo, potrebbe esplicare un ruolo importante nel processo di decarbonizzazione. Si ritiene anche opportuno approfondire le modalità di utilizzo dell’idrogeno, vale a dire se in modo diretto ed esclusivo (affrontando le problematiche di riconversione tecnologica degli usi finali), se in blending con il metano (con percentuali che, allo stato attuale, raggiungono pochi punti percentuali sulla miscela) o se, in ottica di medio-lungo periodo, attraverso soluzioni alternative (ad esempio, utilizzando tecniche di *Carbon Capture and Utilisation – CCU*), ovvero utilizzando la CO₂ “catturata” a valle del processo industriale in abbinamento con l’idrogeno per produrre combustibili sintetici, quale il metano, da utilizzare in ambito industriale. Impianti che volessero dotarsi di sistemi commerciali di cattura della CO₂ (lavaggio amminico), si scontrerebbero, peraltro, con la problematica del conferimento della stessa. Il riutilizzo della CO₂ per produrre metano sintetico (attraverso l’idrogenazione con

idrogeno verde) e il successivo uso del metano sintetico all'interno del processo industriale, rappresenterebbe pertanto una via per realizzare una filiera circolare sul carbonio. Il vantaggio per l'impianto industriale assoggettato alla regolamentazione *ETS* è quello di evitare l'emissione di CO₂ e poter disporre, per il proprio processo produttivo, di un combustibile (metano) già utilizzabile dalle tecnologie presenti in stabilimento, rispetto all'idrogeno. Si tratta ovviamente di valutazioni teoriche che andrebbero approfondite in termini di taglia e di fattibilità tecnico-economica.

5.3.2. Settore civile

Analogamente a quanto previsto a livello europeo e nazionale, il settore civile non rappresenta un ambito di elezione preferenziale per l'idrogeno, essendo caratterizzato da tecnologie che possono essere sostituite prioritariamente con pompe di calore elettriche e altre fonti di energia rinnovabile. Tuttavia, il settore dovrà adeguarsi tecnologicamente alla progressiva immissione di idrogeno in rete e occorrerà monitorare l'eventuale necessità di adeguamento impiantistico a livello di usi finali (rif. Cap. 3.3.3).

Inoltre, con una visione più di lungo termine, il vettore idrogeno potrebbe assumere un rilievo importante sia come strumento per la progressiva decarbonizzazione delle reti di teleriscaldamento, sia nell'ambito di *Positive Energy District*, cioè distretti energetici autosufficienti, a zero emissioni di CO₂ e con possibilità di esportare energia rinnovabile o di offrire servizi alla rete. In tale ottica, potrebbero essere valutati progetti pilota a scala di villaggio in cui l'idrogeno dovrebbe svolgere un ruolo di "accumulo stagionale" e permettere il sector coupling tra produzione e consumo.

5.3.3. Settore trasporti

Nel **settore dei trasporti**, premesse le linee guida di sviluppo tecnologico precedentemente espone (Cap. 3.3.2), la *l.r. 18/2021* ha introdotto, nella previgente *l.r. 22/2016*, l'articolo 1 bis, stabilendo il principio che: *la Regione riconosce l'idrogeno come sistema di accumulo, vettore energetico e combustibile alternativo alle fonti fossili e ne favorisce la sua produzione mediante l'impiego di fonti rinnovabili per promuovere un uso più efficiente dell'energia prodotta, la generazione distribuita e una rete di trasporti intelligenti, ecosostenibili e integrati*. Con *d.G.r. 1570/2022*, sono poi state approvate le *Prime linee di indirizzo per la diffusione del vettore energetico idrogeno nel settore dei trasporti in Valle d'Aosta*, di cui nel presente documento si sono ripresi e integrati parzialmente i contenuti.

Mobilità privata

Per quanto riguarda la mobilità privata delle persone, effettuata con veicoli di dimensioni relativamente piccole (autovetture e furgoni), si sta diffondendo sempre più l'utilizzo di auto ibride o elettriche. Le tecnologie attuali consentono già autonomie adeguate (fino a 400/500 km) con pesi del veicolo ragionevoli. Pertanto, analogamente con le linee di investimento delle aziende automobilistiche e coerentemente con linee di indirizzo richiamate nei capitoli introduttivi, non si ritiene che nel breve periodo l'idrogeno possa esplicare una funzione significativa sulla decarbonizzazione di tale segmento di mobilità.

Trasporto pubblico

In questa fase iniziale di sviluppo dell'idrogeno, possono trovare applicazione alcuni primi progetti nell'ambito del **trasporto pubblico locale**, come meglio dettagliate di seguito.

Trasporto pubblico su ferro

Per il trasporto pubblico collettivo su ferro, l'impiego dell'idrogeno è meno sviluppato: i primi treni in commercio hanno preso servizio da poco in Sassonia (D), in un territorio prevalentemente pianeggiante. La *l.r. 18/2021* ha previsto la redazione di **uno studio finalizzato alle verifiche economiche e ambientali relativo alla riapertura della tratta Aosta-Pré-Saint-Didier con l'utilizzo del vettore energetico idrogeno come opzione ulteriore rispetto a quelle oggetto di valutazione della tratta**.

Lo Studio di interventi infrastrutturali per la mobilità a idrogeno in Valle d'Aosta, è stato consegnato nell'estate del 2022 e, data per acquisita l'elettrificazione della tratta Aosta-Ivrea, ha rilevato che l'utilizzo di un treno a idrogeno sulla Aosta/Pré-Saint-Didier è ai limiti delle capacità operative dell'unico rotabile oggi in commercio, a causa delle pendenze elevate della linea e che pertanto vi sarebbe la necessità di approfondimenti relativi all'utilizzo di questa tecnologia su una linea di montagna, in presenza di pendenze longitudinali elevate, che richiede l'utilizzo intensivo del sistema di accumulo dell'energia con cicli di carica e scarica aventi frequenza nettamente differente rispetto a quanto normalmente riscontrabile nelle simulazioni proposte dalla letteratura di settore o nella pratica dell'esercizio sperimentale su linee pianeggianti.

Trasporto pubblico su gomma

La Valle d'Aosta è caratterizzata da un territorio prevalentemente montuoso e quindi da strade con pendenze ragguardevoli, oltre che da un clima temperato, con freddo intenso nei mesi invernali, caratteristiche che influiscono negativamente sulle prestazioni delle batterie, riducendone l'autonomia: percorsi in salita, effettuati al freddo, possono abbattere anche del 30-40% i km percorribili. Per quanto riguarda il parco dei mezzi adibiti al trasporto pubblico su gomma attualmente circolanti, per quanto già oggetto di efficientamento (classi euro 5 ed euro 6), o di conversione con mezzi a metano, può essere valutata una **progressiva sostituzione con mezzi a idrogeno**, pervenendo gradualmente alla decarbonizzazione del settore. Da un punto di vista tecnologico, data la conformazione orografica del territorio valdostano, si può indicare che:

- per l'utilizzo su tratte **extra urbane**, i bus a trazione elettrica, in Valle d'Aosta, non risultano attualmente adeguati a questo tipo di servizio, sia per la presenza di pendenze eccessive, sia in termini di autonomia e di tempi di ricarica. I mezzi a idrogeno a celle a combustibile (FCEV) potrebbero rappresentare una valida alternativa: si prevede che i principali produttori del settore saranno in grado di fornire sul mercato mezzi ad adeguata maturità tecnologica dopo il 2025.
- per l'utilizzo in **ambito urbano**, le valutazioni dal mero punto di vista energetico e di costo di investimento tenderebbero a far preferire soluzioni a trazione elettrica. Tuttavia, le analisi di fattibilità dovranno prendere in considerazione in modo omnicomprendente anche le esigenze di gestione del servizio, in termini di autonomia, velocità di ricarica, organizzazione complessiva della flotta e semplificazione delle fasi O&M²⁷, al fine di definire la scelta tecnologica preferibile. In questo ambito, alcuni mezzi a idrogeno sono già commercialmente disponibili.

Trattandosi di una tecnologia di recente introduzione sul mercato, gli operatori del settore si trovano, in generale, a dover affrontare un maggior rischio collegato all'incertezza tecnologica, a sopperire al disagio di una mancanza iniziale di una rete di rifornimento e a sostenere costi più elevati lungo tutta la filiera (produzione o acquisto dell'idrogeno verde, trasporto, distribuzione, acquisto dei mezzi, costi di esercizio), rispetto ai combustibili fossili, sul mercato da decenni. Per questo motivo, risulta necessario il **sostegno pubblico** per dare il via alle prime applicazioni pratiche e lanciare uno sviluppo più strutturato di tutta la filiera.

A livello europeo e italiano sono state destinate importanti risorse allo sviluppo di questo vettore energetico e al suo utilizzo nel settore dei trasporti: il Piano Strategico Nazionale per la Mobilità Sostenibile (PSN-MS), il PNRR e il Piano complementare prevedono ingenti risorse per la sostituzione progressiva del parco veicolare dedicato al TPL (rif. TABELLA 7).

²⁷ Operation and Maintenance - processo volto ad assicurare il livello di prestazione,

Strumento	Norma/atto	Tipo mezzo	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	TOT
PSN-MS	d.G.r. 935/2021	gas-elettrico-idrogeno	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10			25,20
Piano complementare	D.M. 315/2021	gas-elettrico-idrogeno	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24										6,20
DM piccole Regioni	D.M. 256/2022	gas-elettrico-idrogeno	0,35	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	6,59
DM capoluoghi	D.M. 530/2021	elettrico-idrogeno	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22										1,10
TOTALE			3,91	4,04	4,04	4,04	4,04	2,58	0,48	0,48	39,09						

TABELLA 7 – Riepilogo misure economiche relative all'idrogeno nel settore dei trasporti (milioni di euro)

[Fonte: elaborazione dati RAVA]

Considerato quanto sopra, l'obiettivo è la progressiva sostituzione del parco autobus attualmente circolante, prevalentemente con mezzi a idrogeno, tenuto conto delle risorse disponibili, nonché l'analisi delle ricadute dell'utilizzo dell'idrogeno sui costi complessivi (investimenti, manutenzione, rifornimento, ecc.), anche ai fini di un eventuale adeguamento del corrispettivo al km nell'ambito degli attuali contratti di servizi per il trasporto pubblico locale.

Mobilità merci e mezzi "non road"

Ferma restando la necessità di garantire in modo coordinato il rifornimento, sul medio periodo potrebbero essere attivati progetti pilota e previste modalità, ove la trazione elettrica non risulti adeguata, per incentivare:

- l'adozione di mezzi alimentati a idrogeno da parte delle imprese di trasporto e logistica, per i quali il mercato offre veicoli nelle categorie N1 (furgoni fino a 3,5 t) e N2 (fino a 12 t). Relativamente alla mobilità delle merci su lunga distanza, la transizione è ancora molto in ritardo: il gasolio è il vettore più diffuso e si stanno affermando i primi modelli di autotreni a gas naturale liquefatto, anche se si prevede la maturità commerciale per veicoli N3 (oltre le 12 t) a idrogeno dopo il 2025;
- l'utilizzo di veicoli a idrogeno per attività economiche di trasporto persone (es: taxi e NCC);
- l'utilizzo di "mezzi non road", previa analisi di settore specifiche, quali a titolo esemplificativo, mezzi battipista, carrelli elevatori e mezzi agricoli.

5.4. Azioni trasversali

Analogamente a quanto previsto nell'Asse 4 del [PEAR-VDA 2030](#), il capitale umano riveste un ruolo fondamentale nello sviluppo di un settore particolarmente innovativo, che deve essere sostenuto da un insieme di azioni trasversali di accompagnamento e supporto degli stakeholders locali, pubblici e privati, in particolare in tema di capacità di governance del processo di transizione.

5.4.1. Governance

Nell'ambito dei tavoli di lavoro di cui all'Asse 4 del [PEAR-VDA 2030](#), si ritiene importante istituire un **Gruppo di Lavoro Idrogeno** su questa tematica estremamente strategica e in forte evoluzione, per garantire un presidio permanente e una governance sul territorio regionale, valutando l'efficacia delle misure in essere e formulando eventuali proposte di azioni migliorative e correttive. In particolare si intende:

- condividere informazioni rilevanti, comprese le possibili fonti di finanziamento e di sviluppo di progettualità;
- supervisionare la regolamentazione della tematica in relazione ai diversi aspetti (criteri di sostenibilità, processi autorizzativi, norme tecniche specifiche e standard commerciali);
- gestire sinergie e raccordi con altri piani, valutando le eventuali necessità di adeguamento degli strumenti di pianificazione e regolamentazione;

- dialogare in modo costante e strutturato con stakeholders regionali per ricognizione di progettualità e per individuare soggetti, azioni da intraprendere e siti da interessare;
- definire le misure di informazione e disseminazione;
- relazionare periodicamente all'Assessore regionale di riferimento al fine di illustrare le attività in Giunta e nella commissione consiliare competente.

5.4.2. Partecipazione a network e programmi a scala sovraregionale

Oltre alle sinergie e al coordinamento che dovrà essere garantito sul territorio dal *Gruppo di Lavoro Idrogeno*, risulta importante che la Regione si inserisca nel nascente ecosistema, a scala nazionale ed europeo, di soggetti a vario titolo interessati dallo sviluppo della filiera idrogeno, al fine di poter beneficiare delle opportunità e intercettare tempestivamente i fondi a vario titolo messi a disposizione per l'evoluzione del sistema. Occorre, pertanto, agire per rafforzare la partecipazione della Regione Valle d'Aosta e del tessuto economico locale ai network europei, transnazionali e nazionali sull'idrogeno. In particolare si sottolineano alcune opportunità strategiche da valutare:

- vista l'attuale partecipazione al Gruppo di lavoro 9 "Energia" nell'ambito della Macroregione alpina *EUSALP*, la sottoscrizione della lettera di intenti per una cooperazione specifica sulla tematica dell'idrogeno;
- la partecipazione al partenariato *European Hydrogen Valleys* nell'ambito della *S3 Platform Industrial Modernisation*;
- la possibilità di adesione all'associazione *Hydrogen Europe*, che raggruppa importanti enti e aziende europee, nonché attori pubblici, impegnati nella promozione e approfondimento delle potenzialità dell'idrogeno nell'ambito della transizione energetica;
- possibili sinergie con i territori confinanti, in particolare collaborazioni con la Regione Piemonte, front-runner nel settore idrogeno, nonché la realizzazione di azioni e progetti transfrontalieri, attraverso la creazione di partnership per la partecipazione a progetti europei o di veri e propri gruppi di cooperazione territoriali;
- promuovere la partecipazione di attori del territorio ad associazioni di settore (es: H2IT), lo sviluppo in ambito industriale di progetti sulla tematica da parte delle imprese in sinergia con il sistema universitario e i centri di eccellenza valdostani.

Il confronto sui tavoli interregionali ed europei sul tema, finalizzati a un coordinamento delle azioni con le realtà confinanti, anche in un'ottica di economia di scala, raggiungimento di massa critica e sviluppo, ove opportuno, di nuove progettualità condivise, in coerenza con le direttive eurocomunitarie in materia è fondamentale per un'efficace programmazione nel settore.

5.4.3. Attività di formazione

Lo sviluppo dell'idrogeno e, più in generale, la transizione energetica in atto, portano con sé forti elementi di rottura con il passato e di innovazione a diversi livelli, in particolare a seguito delle future definizioni di standard tecnici e normative specifiche. Ciò comporta una forte necessità di specifici programmi di formazione e aggiornamento tecnico e scientifico per i diversi stakeholders, in particolare:

- di livello universitario, creando ove possibile sinergie con gli Atenei del territorio e con il sistema di formazione professionale in particolare nell'ambito degli istituti tecnici professionali;
- per professionisti del settore e per il personale delle imprese (formazione continua);
- nell'ambito della *PA*, in particolare degli uffici tecnici e dei servizi che si occupano di pianificazione nei settori a vario titolo interessati dallo sviluppo del vettore idrogeno.

5.4.4. Ricerca e Sviluppo e attrazione di imprese

In parallelo, al fine di cogliere appieno, anche a livello di tessuto produttivo e non solo di ricadute ambientali, le potenzialità dello sviluppo della filiera idrogeno, si ipotizza lavorare su due fronti:

- favorire lo sviluppo e il nuovo insediamento sul territorio regionale di imprese ad alto contenuto tecnologico, anche attraverso misure e programmi di sostegno dedicati;

- promuovere la nascita di un ecosistema regionale di ricerca e sviluppo in questo settore. In tale ottica risulta opportuno:
 - avviare azioni di supporto a programmi e progetti di ricerca, sviluppo e innovazione tecnologica, prodotti, componentistica e software relativi alle filiere dell'idrogeno lungo tutta la sua catena del valore, ivi incluse le tecnologie correlate di cattura, uso della CO₂ (CCU);
 - nell'ambito del potenziamento dei centri di eccellenza del territorio e dello sviluppo di un centro unico della ricerca a livello regionale, sostenere lo sviluppo di progettualità su tali tematiche, anche verificando la possibilità di effettuare accordi per l'innovazione e Contratti di Sviluppo;
 - accompagnare le azioni sopra descritte con attività di animazione territoriale e scouting, al fine di far emergere progettualità e sinergie tra i diversi soggetti interessati a vario titolo allo sviluppo della filiera idrogeno.

5.4.5. Altri fondi

L'idrogeno è ritenuto strategico in tutti i programmi di sostegno alla decarbonizzazione, pertanto è ipotizzabile che ci possano essere ulteriori importanti dispiegamenti di fondi a livello UE e nazionale. A titolo esemplificativo e non esaustivo, si elencano i principali programmi e misure attualmente in atto connessi al settore idrogeno:

- **Horizon Europe**, che promuove investimenti in ricerca e innovazione;
- **LIFE**, che si focalizza su soluzioni dimostrative a piccola-media scala;
- **ETS Innovation Fund**, che si rivolge alle industrie inquinanti per l'abbattimento delle emissioni di CO₂;
- **Connecting Europe Facility**, che sostiene gli investimenti nelle infrastrutture di trasporto europee (principalmente corridoi TEN-T);
- **Important Project of Common European Interest (IPCEI)**, che sostiene la creazione di filiere strategiche industriali europee.

Alla luce delle potenzialità, in parte conosciute e in parte emergenti, si ritiene strategico, in questa fase, supervisionare le risorse a disposizione e coordinare la predisposizione di progettualità di livello tecnico adeguato e coerenti con le pianificazioni regionali, che possano essere presentabili e cantierabili al momento dell'emanazione dei diversi bandi.

5.4.6. Monitoraggio

Coerentemente con quanto previsto per le azioni del PEAR VDA 2030, le iniziative nel settore idrogeno devono essere opportunamente monitorate nel tempo, al fine di verificarne l'attuazione e valutarne l'efficacia e le ricadute sul territorio.

A tal fine la tematica verrà introdotta all'interno del Piano di Monitoraggio del PEAR VDA 2030 con una serie di primi indicatori che potranno essere integrati nel tempo sulla base dell'evoluzione delle attività e dei progetti. I risultati verranno riportati in apposita sezione dei prossimi documenti di Monitoraggio del PEAR VDA 2030 e relazionati nell'ambito del Tavolo di lavoro di cui al Capitolo 5.4.1.

INDICATORI - Piano di monitoraggio		
REALIZZAZIONE	RISULTATO	RICADUTA AMBIENTALE
da M.I.01 a M.I.03	M.I.04	-