



**PROPOSTA DI
PIANO ENERGETICO AMBIENTALE
DELLA
REGIONE AUTONOMA
VALLE D'AOSTA (PEAR)**

INDICE

PREMESSA.....	7
SINTESI DEL DOCUMENTO.....	9
CAPITOLO 1 - QUADRO NORMATIVO.....	23
1.1 CONTESTO INTERNAZIONALE	25
1.1.1 <i>Convenzione Quadro delle Nazioni Unite</i>	25
1.1.2 <i>Il Protocollo di Kyoto</i>	27
1.2 QUADRO NORMATIVO EUROPEO	28
1.2.1 <i>Protocollo di Kyoto</i>	29
1.2.2 <i>La politica energetica della UE</i>	30
1.2.3 <i>Elettricità, gas e cogenerazione</i>	35
1.2.4 <i>Efficienza energetica</i>	38
1.2.5 <i>Fonti rinnovabili</i>	40
1.3 QUADRO NORMATIVO NAZIONALE	43
1.3.1 <i>Recepimento del Protocollo di Kyoto</i>	43
1.3.2 <i>Elettricità, gas e cogenerazione</i>	44
1.3.3 <i>Efficienza energetica</i>	47
1.3.4 <i>Fonti rinnovabili</i>	53
1.3.5 <i>Autorizzazioni per gli impianti a fonti energetiche rinnovabili</i>	59
1.4 QUADRO NORMATIVO E PROGRAMMATICO REGIONALE	60
1.4.1 <i>Legge regionale 3 gennaio 2006, n. 3</i>	62
1.4.2 <i>Legge regionale 18 aprile 2008, n. 21</i>	63
1.4.3 <i>Legge regionale 31 marzo 2003, n. 6</i>	64
1.4.4 <i>Legge regionale 14 ottobre 2005, n.23</i>	65
1.4.5 <i>Deliberazione della Giunta regionale n. 9 del 5/01/2011</i>	66
1.4.6 <i>Legge regionale 4 agosto 2009, n. 24</i>	66
1.4.7 <i>Programma Operativo di Competitività regionale (POR)</i>	66
1.4.8 <i>Programma di sviluppo rurale 2007-2013 (PSR)</i>	68
1.4.9 <i>Piano Strategico regionale di posizionamento e sviluppo del territorio</i>	69
1.4.10 <i>Piano regionale per il risanamento, il miglioramento e il mantenimento della qualità dell'aria</i>	70
1.4.11 <i>Piano regionale di Tutela delle Acque</i>	71
CAPITOLO 2 - ANALISI DEL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE.....	75
2.1 I BILANCI ENERGETICI REGIONALI (BER 1990-2008).....	77
2.2 CONSIDERAZIONI METODOLOGICHE	78
2.3 ANALISI DEI BILANCI ENERGETICI 2001-2008	79
2.3.1 <i>Analisi dei consumi</i>	84
2.3.2 <i>Analisi dei consumi delle catene stazionarie</i>	86
2.3.3 <i>Analisi dei consumi dei trasporti</i>	99
2.3.3.1 <i>Tipologie di trasporto sul territorio regionale</i>	103
2.3.4 <i>Analisi della produzione elettrica</i>	106
2.4 EMISSIONI DI CO ₂	109
2.5 INFRASTRUTTURE PER IL TRASPORTO DI ENERGIA PRODOTTA	113

Proposta di PEAR

2.5.1	<i>Quadro generale nazionale</i>	113
2.5.2	<i>Quadro generale regionale</i>	116
2.5.3	<i>Smart Grid</i>	119
2.6	INDICI ENERGETICI.....	121
CAPITOLO 3 - VALUTAZIONE DEL PRECEDENTE PEAR (2001-2010)		129
3.1	OBIETTIVI ED AZIONI PREVISTE DAL PRECEDENTE PEAR PER IL PERIODO 2001-2010	131
3.1.1	<i>Interventi sulle fonti energetiche rinnovabili</i>	131
3.1.2	<i>Interventi sulle catene di conversione energetica</i>	132
3.1.3	<i>Interventi sugli usi finali</i>	132
3.2	ANALISI DEGLI SCOSTAMENTI RILEVATI.....	133
3.2.1	<i>Effetti di metodo</i>	133
3.2.2	<i>Analisi degli scostamenti sugli obiettivi generali</i>	134
3.2.3	<i>Produzione, consumo ed esportazione di energia elettrica</i>	135
3.2.4	<i>Analisi degli scostamenti sugli interventi specifici</i>	137
CAPITOLO 4 – DEFINIZIONE DELLO SCENARIO LIBERO E DELLO SCENARIO DI PIANO		139
4.1	SCENARIO LIBERO.....	141
4.2	OBIETTIVI DEL 20-20-20 ED OBIETTIVI REGIONALI.....	147
CAPITOLO 5 – SCENARIO E OBIETTIVI DI PIANO		155
5.1	FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI.....	158
5.1.1	<i>Energia idroelettrica</i>	158
5.1.2	<i>Energia eolica</i>	163
5.1.3	<i>Energia solare fotovoltaica</i>	167
5.1.4	<i>Energia solare termica</i>	171
5.1.5	<i>Biomassa</i>	174
5.1.6	<i>Valorizzazione energetica dei rifiuti: biogas</i>	177
5.1.7	<i>Valorizzazione energetica dei rifiuti: pirogassificatore</i>	179
5.1.7.1	<i>Valutazioni energetiche</i>	181
5.2	EFFICIENZA ENERGETICA – RIDUZIONE DEL FABBISOGNO ENERGETICO.....	184
5.2.1	<i>Riduzione del fabbisogno di energia termica</i>	184
5.2.2	<i>Riduzione del fabbisogno di energia elettrica</i>	186
5.3	EFFICIENZA ENERGETICA – EFFICIENZA DELLA CONVERSIONE ENERGETICA.....	188
5.3.1	<i>Efficienza della conversione energetica per impianti domestici e per i processi industriali</i>	188
5.3.2	<i>Impianto di teleriscaldamento di Aosta</i>	189
5.3.3	<i>Impianto di teleriscaldamento di Breuil Cervinia</i>	197
5.3.4	<i>Impianti di cogenerazione</i>	199
5.3.5	<i>Pompe di calore</i>	204
5.4	PRIME CONSIDERAZIONI SUI TRASPORTI.....	206
5.4.1	<i>La raccolta dati</i>	206
5.4.2	<i>Le analisi sulle possibilità di intervento</i>	206
5.5	ANALISI DEI RISULTATI.....	208
5.5.1	<i>Consumo finale lordo di energia termica</i>	208
5.5.2	<i>Consumo finale lordo di energia elettrica</i>	216
5.5.3	<i>Produzione di energia elettrica</i>	218
5.5.4	<i>Export di energia elettrica</i>	224
5.5.5	<i>Riepilogo produzioni e consumi</i>	226

Proposta di PEAR

5.6	OBIETTIVO DI BURDEN SHARING.....	227
5.7	OBIETTIVO DI RIDUZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI COMPLESSIVI.....	230
5.8	OBIETTIVO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO ₂ DEL 20% RISPETTO AI LIVELLI DEL 1990 231	
CAPITOLO 6 - AZIONI DI MONITORAGGIO E VERIFICA.....		235
6.1	NECESSITÀ DEL MONITORAGGIO	237
6.2	DEFINIZIONE DEI METODI UTILIZZATI E DELLE GRANDEZZE DA MONITORARE	237
CONCLUSIONI.....		239

Premessa

Il documento costituisce la base tecnico-scientifica per la redazione del Piano Energetico Ambientale Regionale della Valle d'Aosta.

Il documento si apre con l'individuazione del quadro normativo e giuridico in cui il PEAR si inserisce, dando particolare risalto alla normativa che definisce i principali obiettivi in ambito energetico a livello europeo e nazionale.

In questo contesto si inserisce l'obiettivo regionale definito dal decreto di "burden sharing", di quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo per il 2020. Tale obiettivo regionale, che sarà cogente, concorre al raggiungimento della quota nazionale del 17% di fonti energetiche rinnovabili sul consumo finale lordo, come previsto dalla direttiva europea del 2009/28/CE recepita a livello nazionale con il decreto del 03/03/2011 n°28.

Il documento analizza quindi nel dettaglio i Bilanci Energetici Regionali (BER), aggiornati fino al 2004 a livello regionale e dal 2005 al 2008 su base dei dati dell'ENEA, nonché lo stato di attuazione del PEAR precedente.

*Dall'analisi dei dati vengono quindi estrapolate le tendenze del sistema energetico della Valle d'Aosta e viene definito un ipotetico scenario di evoluzione, definito **scenario libero**, su cui si inseriscono le varie azioni previste per il raggiungimento degli obiettivi regionali, definendo un nuovo scenario definito **scenario di piano**. A tal fine, sono stati presi in considerazione i grandi progetti in corso di definizione o realizzazione sul territorio regionale e i possibili sviluppi delle diverse tecnologie nell'ambito del risparmio nei consumi finali, della razionalizzazione delle catene di trasformazione dell'energia e dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Sono stati quindi calcolati i contributi che possono essere presumibilmente apportati dalle diverse tecnologie, per valutarne l'incidenza sul raggiungimento degli obiettivi.*

Il PEAR sarà oggetto di monitoraggio periodico che consentirà di valutarne l'efficacia ed eventualmente di ridefinirne i contenuti.

Proposta di PEAR

Tale documento è stato redatto in collaborazione con il COA energia di Finaosta S.p.A. e il dipartimento DIMSET dell'Università di Genova.

SINTESI DEL DOCUMENTO

Proposta di PEAR

La redazione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) è prevista dalla legge 9 gennaio 1991, n.10 (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). Il presente documento costituisce la terza stesura per la regione Valle d'Aosta (la prima risale al 1998 e la seconda al 2003) e intende simulare l'evoluzione del sistema energetico regionale al 2020. Il documento è articolato nei seguenti capitoli:

- **CAPITOLO 1** viene analizzato il quadro normativo di riferimento a livello internazionale, europeo, nazionale e regionale;
- **CAPITOLO 2** viene effettuata l'analisi del sistema energetico regionale con la presentazione e la relativa analisi dei bilanci energetici regionali dal 1990 al 2008 con un'estensione al 2010 per la parte elettrica;
- **CAPITOLO 3** vengono analizzati gli scostamenti degli obiettivi previsti nel PEAR 2003 rispetto allo stato attuale (2010);
- **CAPITOLO 4** viene definito lo scenario libero fino al 2020, vale a dire la naturale tendenza evolutiva del sistema in assenza di pianificazione e di interventi in ambito energetico;
- **CAPITOLO 5** sono individuati lo scenario, gli obiettivi di piano e i relativi interventi fino al 2020;
- **CAPITOLO 6** sono definite le azioni per il monitoraggio del piano.

GLI OBIETTIVI

Il Protocollo di Kyoto ha previsto impegni a livello mondiale per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) e dei gas ad effetto serra al fine di contrastare i cambiamenti climatici.

Il PEAR della Valle d'Aosta è allineato alla Strategia **20-20-20** elaborata a tale proposito dall'Unione Europea, che ha fissato gli obiettivi da raggiungere entro il 2020:

- a) il **20%** dei consumi finali lordi dell'UE deve provenire da fonti energetiche rinnovabili;
- b) i consumi energetici complessivi devono essere ridotti del **20%** rispetto al livello tendenziale;
- c) le emissioni di anidride carbonica (CO₂) devono essere ridotte del **20%** rispetto ai livelli del 1990.

Con riferimento al **PRIMO OBIETTIVO**, l'Europa ha fissato, con la **direttiva 2009/28/CE**, la quota di energia da fonti rinnovabili in rapporto al consumo lordo finale che ciascun Paese europeo dovrà aver raggiunto nel 2020 (*Burden Sharing* ovvero "ripartizione del carico"). Per l'Italia l'obiettivo è pari al 17%.

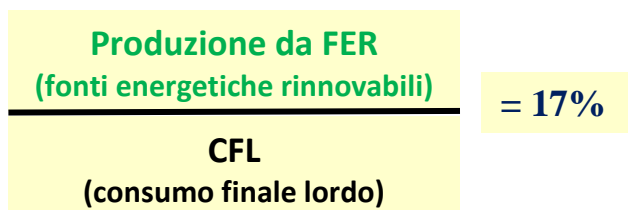


Figura 1: DIRETTIVA 2009/28/CE – Obiettivi nazionali al 2020

Le azioni dovranno essere volte ad aumentare la quantità di energie rinnovabili utilizzate, grandezza al numeratore, e a diminuire il consumo totale di energia, grandezza al denominatore.

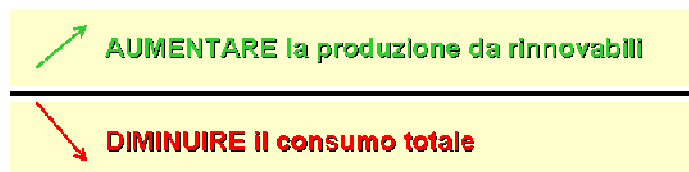


Figura 2: Strategia di raggiungimento degli obiettivi regionali

Inoltre, per tutti gli stati europei, il 10% dell'energia consumata per i trasporti dovrà provenire da fonti energetiche rinnovabili.



Figura 3: DIRETTIVA 2009/28/CE – Obiettivi nazionali al 2020

Il Ministero dello sviluppo economico, a fine luglio 2010, ha trasmesso alla Commissione europea il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) che presenta la strategia italiana per il raggiungimento degli obiettivi.

Con il Decreto ministeriale del 15 marzo 2012 "Definizione della 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", denominato decreto "Burden Sharing", viene introdotto il Burden Sharing anche a livello regionale e sono stabilite le quote di energia da fonte rinnovabile sul consumo finale lordo che ogni regione dovrà raggiungere entro il 2020 e negli anni intermedi.

OBIETTIVI PER LA VALLE D'AOSTA (Tabella A del decreto di "Burden Sharing")	
2012	51,8%
2014	51,0%
2016	50,7%
2018	51,0%
2020	52,1%

Tabella 1: BURDEN SHARING – Obiettivi regionali al 2020

In caso di mancato raggiungimento degli obiettivi, il decreto pone a carico delle regioni e delle province autonome gli oneri necessari alla copertura del deficit riscontato, con modalità che saranno fissate dall’Autorità per l’energia elettrica ed il gas¹.

Il **SECONDO OBIETTIVO** prevede la riduzione dei consumi energetici complessivi dell’UE del 20% rispetto al livello tendenziale; la **direttiva 2006/32/CE**, obbliga gli Stati europei a redigere un Piano d’Azione per l’Efficienza Energetica (PAEE).

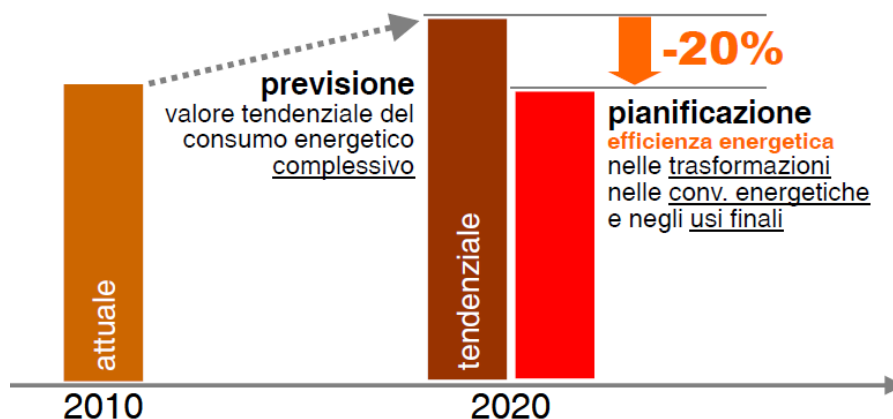


Figura 4: RIDUZIONE DEI CONSUMI – Obiettivo europeo

Il PAEE dell’Italia è stato presentato alla Commissione europea a luglio 2011 ed è volto a conseguire un obiettivo nazionale di risparmio energetico del 9,6 % al 2016 e del 14% al 2020.

Questo secondo obiettivo contribuisce anche al raggiungimento del primo, diminuendo i consumi finali che compaiono al denominatore del rapporto da cui deriva la quota percentuale assegnata.

Il **TERZO OBIETTIVO** prevede la riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% in Europa rispetto ai valori del 1990.

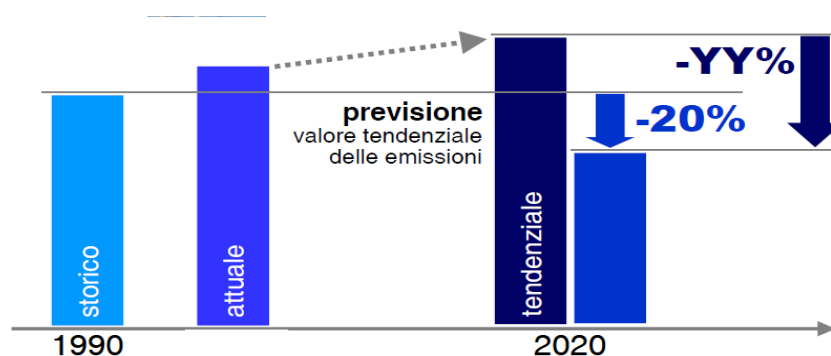


Figura 6: EMISSIONI DI CO₂ – Obiettivo di riduzione rispetto al 2020

¹ Articolo 6 comma 3 del d.m. 15/03/2012 “... le modalità di cui all’art.37, comma 1 e comma 4 lettera a) del Dlgs 28/2011”

IL SISTEMA ENERGETICO REGIONALE

La pianificazione energetica prende avvio dalla redazione dei **Bilanci Energetici Regionali (BER)** e dall'analisi dei flussi energetici che caratterizzano la regione.

Sono stati presi in considerazione, per il periodo 1990-2004, i BER derivanti dalla raccolta di dati a livello regionale, in quanto i dati dell'ENEA risultavano non completi, mentre per il periodo 2005-2008, sono stati considerati i dati provenienti dalle pubblicazioni dei BER dell'ENEA, aggiornati alla metodologia Eurostat. Per gli anni 2009 – 2010, invece, per quanto riguarda le produzioni e i consumi elettrici sono stati presi in considerazione i dati pubblicati disponibili di Terna, mentre per quanto riguarda i consumi e le produzioni termiche, sono state effettuate simulazioni derivanti dall'andamento del periodo precedente poiché allo stato attuale sono vi sono dati ufficiali in merito.

Lo scenario di piano prenderà invece in considerazione il periodo dal 2011 al 2020, in quanto il presente documento è stato redatto nel corso del 2011.

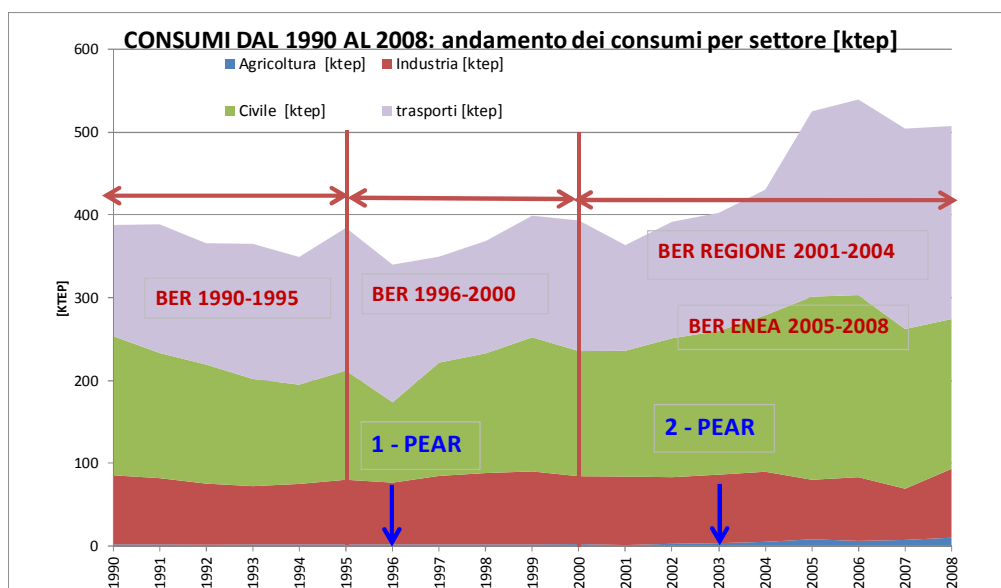


Figura 7: CONSUMI - andamento per settori dal 1990 al 2008

I BER dell'ENEA hanno un approccio “top-down” mutuato principalmente dai dati statistici forniti a livello nazionale.

Dall'analisi dei BER emerge principalmente che nel sistema energetico valdostano:

- i consumi, sia termici sia elettrici, sono tendenzialmente in crescita e raggiungono al 2008 il valore di **513 ktep** (5.964 GWh);
- i settori maggiormente energivori risultano quello dei trasporti (46%) e quello civile (36%); seguono l'industria con il 16% e l'agricoltura con il 2%;
- i consumi termici sono coperti principalmente da fonti fossili (97%) ed in minima parte da fonti rinnovabili (3%);

- i consumi di prodotti petroliferi presentano andamenti anomali che dovranno essere oggetto di approfondimento per valutarne l'effettiva rispondenza al sistema energetico regionale;
- il processo di metanizzazione del territorio ha portato a una netta crescita dei consumi di gas naturale, soprattutto nel settore civile;
- la produzione di energia elettrica deriva quasi totalmente da impianti idroelettrici (al 2010 pari a 242 ktep, vale a dire 2.811 GWhe, al netto dei rilasci per il "deflusso minimo vitale").

GLI INTERVENTI

Per stimare l'andamento del sistema energetico regionale al 2020 sono considerati due scenari. Il primo, definito **scenario libero**, simula la naturale tendenza evolutiva del sistema in assenza di pianificazione e di interventi di tipo energetico, mentre il secondo, definito **scenario di piano**, introduce nello scenario libero i diversi interventi che possono condurre a un miglioramento del Bilancio Energetico Regionale, sia come riduzione dei consumi, sia come aumento della produzione di energia da fonte rinnovabile.

Nello scenario libero, quindi in assenza di interventi, aumentano i consumi termici, in particolare da fonte fossile. Aumentano anche i consumi elettrici, mentre la produzione elettrica rimane costante e pertanto si riducono le esportazioni di energia elettrica.

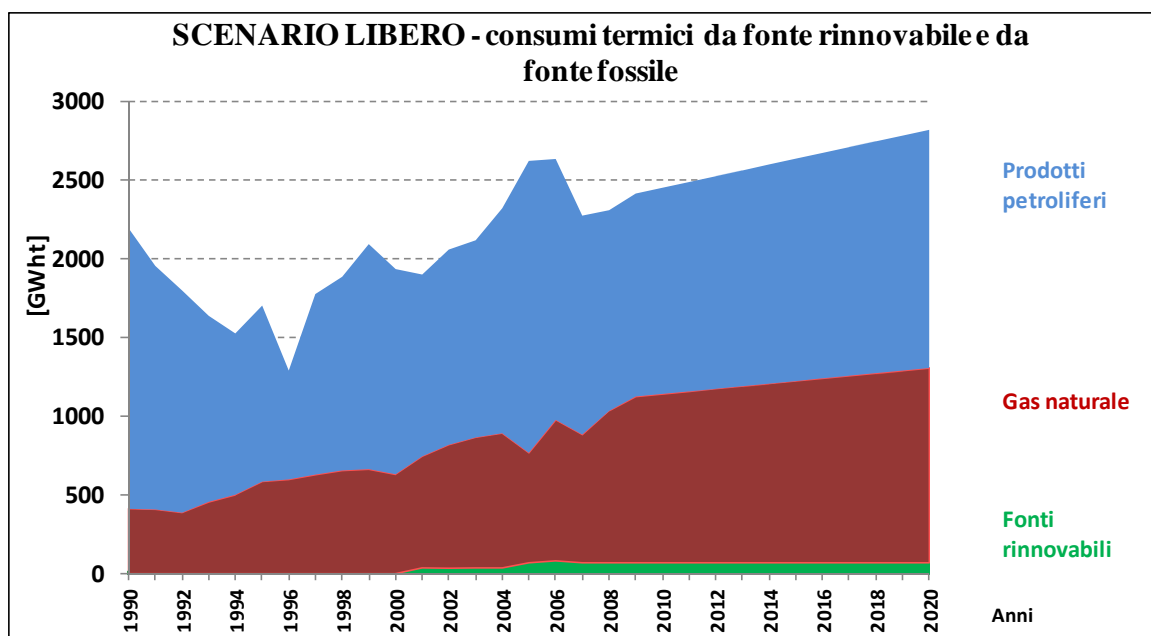


Figura 8: SCENARIO LIBERO – Andamento dei consumi termici da fonti rinnovabili e da fonte fossile

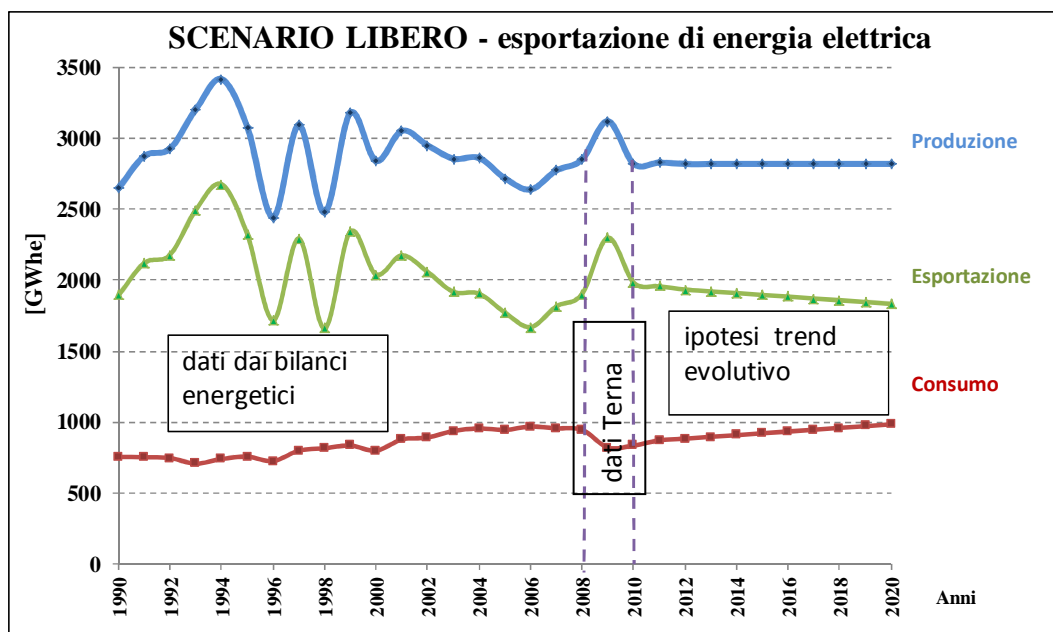


Figura 9: SCENARIO LIBERO – Andamento della produzione dei consumi e dell'esportazione di energia elettrica fino al 2020

Nello **scenario di piano**, sono previsti una serie di interventi articolati in due principali aree:

- **fonti energetiche rinnovabili;**
- **efficienza energetica** a sua volta suddivisa in:
 - interventi volti alla **riduzione del fabbisogno energetico;**
 - interventi di **efficienza delle conversioni energetiche.**

1) INTERVENTI SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

- a) Idroelettrico: incremento della produzione dal 2011 al 2020 di circa 180 GWhe con produzione totale al 2020 di circa 2.991 GWhe al netto del deflusso minimo vitale;
- b) Eolico: installazione di impianti al 2020 per circa 8 MWe di potenza complessiva con produzione di circa 14,4 GWhe;
- c) Solare fotovoltaico: installazione al 2020 di pannelli solari per circa 50 MWe con produzione di circa 60 GWhe al 2020;
- d) Solare termico: installazione di pannelli solari termici al 2020 per circa 30.000 mq con produzione di circa 30 GWht al 2020;
- e) Biomassa: questi possono essere suddivisi tra impianti non cogenerativi ed impianti cogenerativi.

Per quanto riguarda gli impianti alimentati a **biomassa non cogenerativi** si prevede: un incremento di impianti a biomassa presso le utenze di circa 12 MW con produzione al 2020 di circa 9 GWht; l'avvio di impianti a biomassa a servizio di reti di teleriscaldamento presso il comune di La Thuile con potenza pari a 7,3 MW e produzione di circa 10,9 GWht.

Per quanto riguarda gli **impianti a biomassa di tipo cogenerativo** si prevede l'installazione di un cogeneratore alimentato a biomassa presso uno degli

impianti di teleriscaldamento di La Thuile con potenza di 4,5 MWt e produzione termica di 9 GWht e 2 GWhe; installazione di altri impianti cogenerativi con potenza pari a 4 MW e produzione di circa 8 GWht e 2 GWhe;

- f) Biogas: installazione di un nuovo cogeneratore di potenza di 950 kWe e produzione elettrica di 6,9 GWhe /anno e termica di circa 2 GWht/anno al 2020.
- g) Pirogassificatore: lo studio di fattibilità dell'impianto prevede lo smaltimento di circa 59.000 t/anno con rendimento medio elettrico del 20%. Ne deriva un'ipotesi di produzione di energia termica di circa 35 GWht/anno e una produzione elettrica di circa 36 GWhe/anno.

2) INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA

2.1) riduzione del fabbisogno energetico

- a) Risparmi di energia termica per le utenze civili per circa 78,6 GWht al 2020. L'ipotesi di piano prevede di effettuare, ogni anno, sul 3% delle unità abitative presenti sul territorio, interventi relativi all'involucro edilizio, compresi gli interventi sui sistemi di termoregolazione e di contabilizzazione del calore, con risparmio medio annuo ad edificio di 5.000 kWht/anno.
- b) Risparmi di energia termica per l'industria derivanti sia da interventi sull'involucro degli edifici, sia da interventi di razionalizzazione del processo, per circa 38,3 GWht al 2020 con un'ipotesi di penetrazione di circa l'1% annuo;
- c) Risparmi di energia elettrica per le utenze civili per circa 42,9 GWhe al 2020, con l'ipotesi di un coinvolgimento annuo di circa il 4% delle utenze;
- d) Risparmi di energia elettrica per l'industria per circa 24 GWhe al 2020.

2.2) efficienza delle conversioni energetiche

- a) Rientrano in questo gruppo di interventi la sostituzione di caldaie esistenti con caldaie ad alta efficienza, i cui effetti utili sono stati considerati all'interno delle percentuali di risparmio definite per la riduzione del fabbisogno energetico nel settore civile e terziario (punto a) precedente). Anche per il settore industriale è stata considerata una riduzione dei consumi per azioni di efficientamento della conversione energetica anch'essa quantificata nel punto b) precedente.
- b) Teleriscaldamento di Aosta: si prevede che il teleriscaldamento di Aosta venga realizzato in lotti successivi. Con la realizzazione del primo lotto si prevede una produzione totale di 54,3 GWht/anno a bocca di centrale con un'energia utile, se si considerano le perdite di rete, di circa 47,2 GWht/anno e con una produzione elettrica di circa 17,5 Gwhe al 2020. Nei lotti successivi sarà realizzata la restante parte dell'impianto prevista da progetto con una produzione totale, al 2020, di 120 GWht a bocca di centrale, che corrispondono a 100 GWht/anno di energia utile e una produzione elettrica totale di 41,6 GWhe/anno;
- c) Teleriscaldamento di Breuil Cervinia: si ipotizza l'installazione di cogeneratori con una produzione termica di circa 25,2 GWht al 2020 e una produzione elettrica di circa 18,1 GWhe;

- d) Cogenerazione: interventi volti alla sostituzione di caldaie tradizionali con cogeneratori alimentati a gas naturale/gasolio. Si ipotizza al 2020 una potenza installata di 6 MW (di cui 2 MW di impianti alimentati a gas naturale, 4 MW di impianti alimentati a gasolio) con una produzione termica di circa 12,0 GWht al 2020 e una produzione elettrica di circa 9,7 GWhe al 2020. Oltre a tali valori occorre considerare 4 MWt di impianti cogenerativi alimentati a biomassa con una produzione, al 2020, di circa 8,0 GWht e una produzione elettrica pari a 2 GWhe.
- e) Pompe di calore: si prevede l'installazione di pompe di calore, in sostituzione di caldaie di tipo tradizionale alimentate a gasolio o a gas naturale, con una potenza totale di 2 MWt al 2020 e una produzione termica di 4 GWht.

I RISULTATI²

❖ PRIMO OBIETTIVO (BURDEN SHARING)

Attraverso la realizzazione dei principali interventi che influenzano i risultati di piano l'obiettivo potrà essere raggiunto al 2016.

CALCOLO OBIETTIVO BURDEN SHARING										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTALE PRODUZIONE DA FER ELETTRICO + TERMICO (FER-E + FER-C) [GWh/anno]	2924	2964	2995	3099	3123	3167	3198	3269	3287	3315
TOTALE CONSUMO FINALE LORDO CFL ELETTRICO + TERMICO+ TRASPORTI (CFL-E + CFL-C+ CFL-T) [GWh/anno]	6045	6079	6114	6147	6181	6214	6247	6292	6326	6360
FER/CFL SCENARIO DI PIANO	48,4%	48,7%	49,0%	50,4%	50,5%	51,0%	51,2%	51,9%	52,0%	52,1%
OBIETTIVO FER/CFL Tabella A - decreto di "Burden Sharing"		51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%

Tabella 2: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – Previsioni al 2020

Risulta evidente come per il raggiungimento dell'obiettivo di "burden sharing" assegnato alla Regione sia necessario che vengano realizzati entro il 2020 tutti gli interventi previsti nello scenario di piano come rappresentato nel grafico che segue:

² A livello metodologico occorre premettere che:

- come recentemente stabilito a livello europeo, un'unità di energia elettrica equivale a un'unità di energia termica
- sono previsti solamente interventi sulle catene stazionarie e non nel settore dei trasporti.

Proposta di PEAR

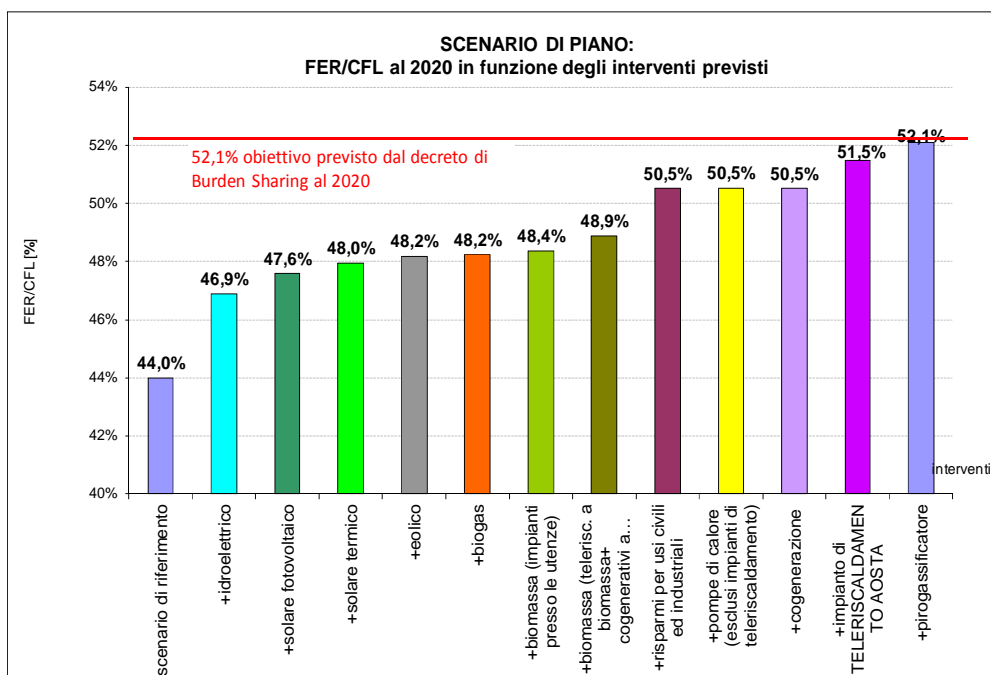


Figura 10 : OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – Percentuale di fonti rinnovabili su consumo finale lordo al 2020 con incremento relativo ai diversi interventi

Il contributo di ciascun intervento al raggiungimento dell'obiettivo, in ordine decrescente, è rappresentato nel grafico che segue, da cui risulta evidente l'apporto della produzione idroelettrica, del risparmio per usi civili e industriali, la produzione dall'impianto di teleriscaldamento presso il comune di Aosta, del solare fotovoltaico e della produzione energetica del pirogassificatore.

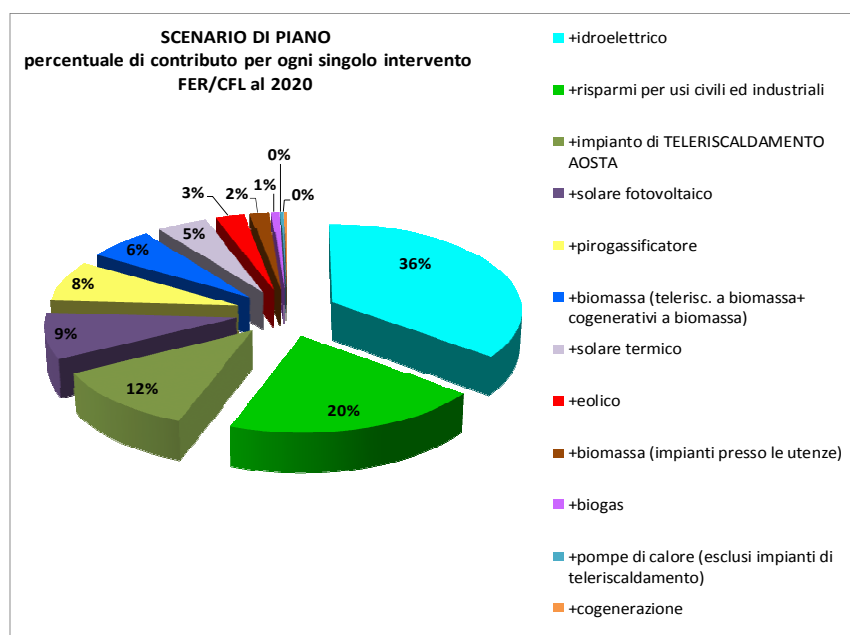


Figura 11 : SCENARIO DI PIANO – FER/CFL al 2020 percentuale di contributo per ogni singolo intervento

❖ **SECONDO OBIETTIVO: RIDUZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI COMPLESSIVI**

Con gli interventi sulle sole catene stazionarie la percentuale di riduzione rispetto allo scenario libero è pari al 2,1 % al 2016 e al 3,1% al 2020.

Occorre sottolineare che la cogenerazione da fonte fossile, pur generando un aumento locale di consumo, produce contemporaneamente energia elettrica ed energia termica con un risparmio rispetto alla generazione separata delle stesse.

❖ **TERZO OBIETTIVO: RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂**

Per effetto dell'esportazione di energia elettrica da fonte rinnovabile, la Valle d'Aosta consente al sistema esterno nazionale di non dover generare con centrali termoelettriche tradizionali la stessa quantità di energia elettrica, evitando così le relative emissioni di CO₂.

Nello scenario libero, la naturale evoluzione del sistema tende a fare incrementare le emissioni di CO₂ sia sul sistema esterno che sul territorio regionale.

Gli interventi previsti nel piano sono quindi necessari per invertire la tendenza e generare una diminuzione di emissioni di CO₂ stimate per il 2020 intorno a circa **298.616 t/anno**.

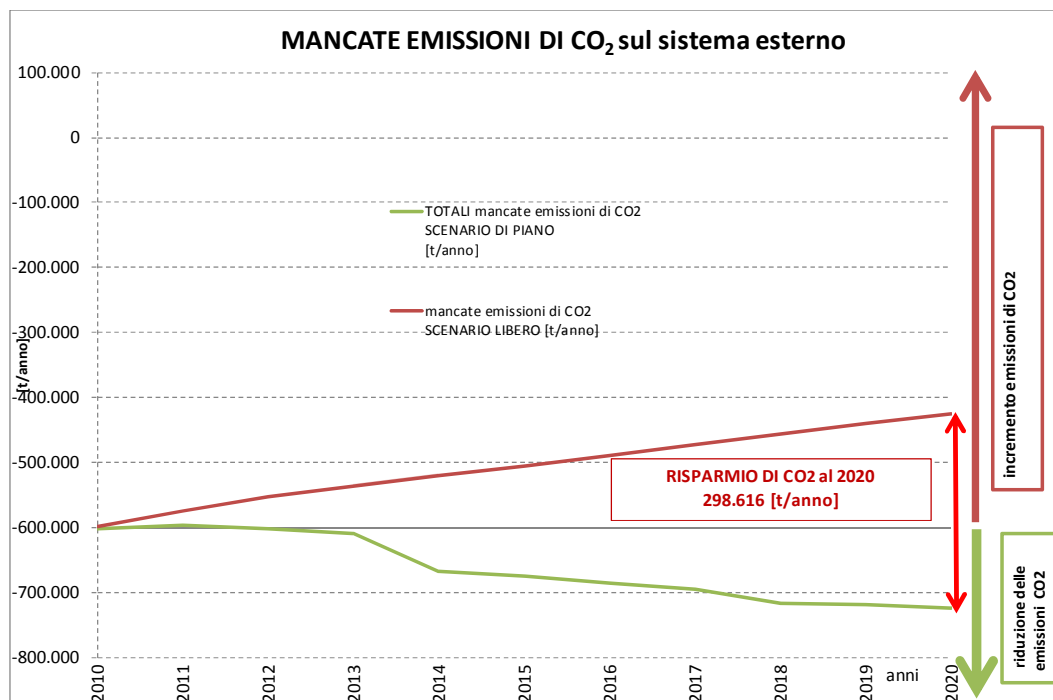


Figura 12 : MANCATE EMISSIONI DI CO₂ – Andamento delle mancate emissioni di CO₂ nello scenario libero e nello scenario di piano dal 2010 al 2020

Il contributo alla riduzione delle emissioni di CO₂ dei singoli interventi è indicato nel grafico che segue.

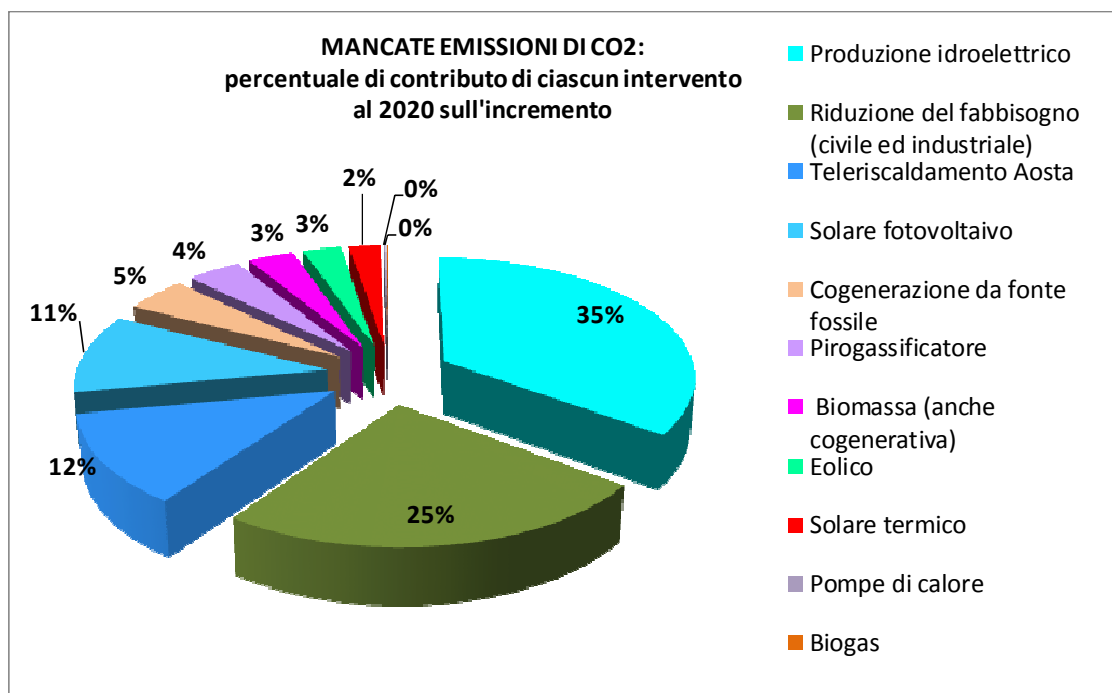


Figura 13 : MANCATE EMISSIONI DI CO₂ – Percentuale di mancate emissioni per ogni singolo intervento al 2020

MONITORAGGIO

L'aggiornamento periodico dei bilanci energetici regionali (BER) è necessario per verificare l'andamento del piano al fine di valutare il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Per definire un quadro completo e aggiornato occorre quindi definire una metodologia di raccolta dati univoca e replicabile negli anni, coerente con i sistemi statistici in fase di definizione a livello nazionale e che consenta di tenere conto delle peculiarità del territorio regionale.

Capitolo 1 - Quadro normativo

1.1 Contesto Internazionale

Il Protocollo di Kyoto, parte integrante della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), costituisce, in materia di energia e ambiente, il più importante progetto avviato dalla comunità internazionale con lo scopo di vincolare i Paesi a un accordo per la limitazione delle emissioni di gas ad effetto serra. Di seguito sono sintetizzate le principali tappe della Conferenza sull'Ambiente e sullo Sviluppo delle Nazioni Unite (UNCED), che ha dato luogo alla Convenzione Quadro nonché gli aspetti del Protocollo di Kyoto che risultano rilevanti ai fini della definizione di una politica energetica a livello regionale.

1.1.1 Convenzione Quadro delle Nazioni Unite

I risultati degli studi³ sugli effetti dell'aumento dell'anidride carbonica nell'atmosfera sono diventati oggetto di attenzione di governi nazionali e organismi internazionali solo dopo gli anni 70. Il primo atto rilevante è l'adozione, nel 1988, della risoluzione n. 43/53 con cui l'Assemblea Generale delle Nazioni Unite esortava alla protezione del clima mondiale per le presenti e future generazioni.

Nello stesso anno la World Meteorological Organisation (WMO) e l'UNEP (United Nations Environment Programme) diedero vita a un'organizzazione comune, l'Intergovernment Panel on Climate Change (IPCC), la cui missione è la raccolta, la valutazione e la divulgazione di informazioni scientifiche sul clima e sui fattori che ne influenzano l'evoluzione.

Si deve attendere il mese di giugno 1992 per un altro importante evento: la prima conferenza delle Nazioni Unite sull'ambiente e lo sviluppo, denominata anche *Earth summit*, tenutasi a Rio de Janeiro. In tale occasione venne adottata la Convenzione quadro delle Nazioni unite sui cambiamenti climatici (UN Framework Convention on Climate Change, UNFCCC), entrata in vigore nel marzo 1994 e ratificata, fino all'aprile 2007, da 190 Stati tra i 195 riconosciuti dalle Nazioni Unite.

La UNFCCC è, per l'alto numero dei paesi firmatari, uno degli accordi internazionali più universalmente riconosciuti e delinea un quadro comune di lavoro in risposta al cambiamento climatico.

Organo direttivo supremo della UNFCCC è la Conference of the Parties⁴ (COP), che si riunisce annualmente e i cui partecipanti sono tutti i paesi firmatari della Convenzione con l'obiettivo di esaminare l'attuazione della Convenzione stessa, deliberare lo sviluppo di norme ad essa relative e negoziare nuovi impegni.

³ I primi studi hanno avuto inizio nel 1958 con una raccolta sistematica di dati dell'Osservatorio di Mauna Loa sull'isola Hawaii.

⁴ A seconda dei documenti ratificati e degli obblighi assunti le Parti sono divise in: Allegato I, Allegato II, non-Allegato I, non-Allegato II.

Nella storia della Conferenza delle Parti, i due incontri più importanti sono stati la COP3, dove è stato definito il Protocollo di Kyoto, e la COP7 di Marrakesh, in cui sono state definite le norme operative del Protocollo di Kyoto, i cosiddetti meccanismi flessibili.

La Conferenza COP3, tenutasi a **Kyoto, Giappone, dall'1 all'11 dicembre 1997**, ha aperto i lavori registrando differenti posizioni dei diversi paesi rispetto agli obiettivi di riduzione percentuale:

- ✓ La UE aveva avanzato la proposta generalizzata di: a) riduzione del 10%, con disponibilità a raggiungere il 15% se altri paesi fossero stati disposti a fare altrettanto; b) porre un tetto all'utilizzo dei meccanismi flessibili al 50% degli impegni di riduzione di ogni paese;
- ✓ Gli USA, guidati dal presidente Clinton, erano per la stabilizzazione delle emissioni al livello del 1990 entro l'anno 2000, cioè senza alcuna riduzione;
- ✓ Il Giappone aveva avanzato la proposta di una riduzione del 5%.

Il Protocollo fu approvato con un compromesso: riduzione del 5,2% complessivo e quote variabili per i paesi dell'Allegato B⁵, periodo di adempimento 5 anni, dal 2008 al 2012.

Il protocollo è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica della Russia. Vari paesi industrializzati non hanno voluto ratificare il protocollo, tra cui gli Stati Uniti. L'Australia, che aveva firmato ma non ratificato il protocollo, lo ha infine ratificato il 2 dicembre 2007.

Dopo Kyoto, con la COP7, tenutasi tra il 29 ottobre e il 10 novembre 2001 a Marrakesh (Marocco), è stato approvato un pacchetto di decisioni di attuazione pratica conosciute con il nome di *Marrakesh agreements*.

Tra le norme approvate dalla COP7 per l'attuazione operativa del Protocollo di Kyoto, particolare interesse rivestono i così detti *meccanismi flessibili*, che sono trattati al punto 1.1.2.

Altra Conferenza molto nota, ma di scarsa importanza in termini di attuazione del Protocollo di Kyoto, è la COP13/MOP3⁶, tenutasi tra il 3 e il 14 dicembre 2007 a Bali (Indonesia), che aveva come obiettivo principale la definizione di un nuovo accordo allargato ai paesi in via di sviluppo e agli Stati Uniti. A Bali tutti i paesi si sono dichiarati d'accordo nel considerare la questione dei cambiamenti climatici come un tema che, coinvolgendo l'intera umanità, debba essere affrontato dall'insieme delle nazioni, senza eccezioni.

Tuttavia, le diverse posizioni si sono rilevate in gran parte inconciliabili, così come emerge dalla *Bali roadmap*, nella quale, dopo lunghe discussioni, si è preferito non inserire obiettivi espliciti di riduzione e sostituirli con formulazioni indirette.

⁵ Tutti i paesi europei e i paesi extraeuropei membri OCSE (USA, Canada, Australia, Nuova Zelanda, Giappone).

⁶ Durante la Conferenza di Montreal (28/11/05 – 9/12/05), si è tenuto il primo Incontro delle Parti (Meeting of the Parties) del Protocollo di Kyoto. L'incontro rappresenta l'organo supremo preposto all'attuazione del Protocollo stesso. Il COP/MOP si svolge annualmente durante le Conferenze delle Parti, a partire dalla prima Conferenza COP tenuta dopo l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, che è stata appunto quella di Montreal.

La Conferenza di Poznan COP14/MOP4, tenutasi tra il 1° e il 12 dicembre 2008 a Poznan (Polonia) ha rappresentato una tappa intermedia, seguita dalla conferenza COP15/MOP5 che si è tenuta dal 30 novembre all'11 dicembre 2009, a Copenaghen.

Dalla conferenza di Copenaghen sono emersi unicamente due aspetti:

- il mantenimento della crescita della temperatura della Terra entro i 2 gradi alla fine del secolo;

- il fornire da parte dei paesi più ricchi a quelli più poveri degli adeguati aiuti economici per il trasferimento e il potenziamento delle tecnologie pulite in fatto di energia.

Durante i lavori non sono stati quindi presi accordi decisivi né a livello politico né a livello legale volti a varare un protocollo successivo a quello di Kyoto, la cui scadenza è fissata al 2012.

La conferenza COP16 si è tenuta a Cancun, in Messico e ha dato luogo agli “Accordi di Cancun”, con i quali non sono stati fissati vincoli per i Paesi, bensì sono stati stabiliti obiettivi a lungo termine e il riconoscimento, in relazione al Protocollo di Kyoto, della necessità di ridurre le emissioni di gas a effetto serra da un minimo del 25% anche fino al 40% entro il 2020. Gli accordi prevedono anche finanziamenti per sostenere azioni di mitigazione e adattamento per i Paesi in via di sviluppo e un deciso impegno contro la deforestazione.

L'ultima conferenza, tenutasi a Durban in Sud Africa, si è conclusa il 9 dicembre 2011 e gli esiti sono stati interlocutori, definendo una tabella di marcia che prevede che entro il 2015 sia stilato un accordo che coinvolgerà tutti i Paesi ma che non sarà operativo prima del 2020. Nel frattempo, è stato prolungato il periodo di applicazione del Protocollo di Kyoto fino al 2017, con nuovi impegni di riduzione che saranno definiti entro il 1 maggio 2012. Impegni più cogenti sono stati assunti solo dall'UE e da una parte di paesi industrializzati ed emergenti, come Cina, Sudafrica, Messico e Brasile. Tre importanti Paesi cioè Russia, Giappone e Canada, si sono rifiutati di rinnovare il loro impegno rispetto al protocollo.

1.1.2 Il Protocollo di Kyoto

Il Protocollo di Kyoto stabilisce precisi impegni riguardo alla limitazione delle emissioni di gas a effetto serra per le Parti dell'Allegato I della Convenzione UNFCCC. I paesi industrializzati e quelli con economie in transizione devono ridurre complessivamente le loro emissioni, tra il 2008 e il 2012⁷, almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990.

All'art. 2 il Protocollo di Kyoto richiede a tutte le Parti dell'Allegato I di attuare politiche e misure volte al miglioramento dell'efficacia energetica in settori rilevanti dell'economia nazionale, al maggiore uso di fonti innovative e rinnovabili di energia, alla riduzione o eliminazione graduale delle imperfezioni di mercato, incentivi fiscali, esenzioni tributarie e sussidi nei settori con emissioni di gas a effetto serra, all'uso di strumenti di mercato e misure per limitare le emissioni nel settore dei trasporti, alla riduzione delle emissioni di metano con il suo recupero e il suo impiego nella gestione dei rifiuti.

⁷ Periodo di adempimento.

Inoltre le Parti sono obbligate a formulare, attuare, pubblicare e aggiornare regolarmente programmi nazionali e regionali con misure atte a mitigare i cambiamenti climatici e a facilitare l'adattamento ai suoi effetti. Queste devono riguardare il settore energetico, dei trasporti e dell'industria come pure l'agricoltura, la silvicoltura e la gestione dei rifiuti.

Infine nell'ambito del Protocollo di Kyoto, i paesi possono usare "pozzi di carbonio"⁸. Questo significa che la vegetazione, e in particolare i boschi, può contribuire al raggiungimento dell'obiettivo di riduzione fissato per i gas a effetto serra, assorbendo la CO₂ dall'atmosfera e immagazzinando il carbonio nella biomassa e nel suolo.

Il Protocollo di Kyoto rende obbligatoria l'elaborazione degli inventari annuali sulle emissioni, le cui stime devono essere effettuate, pena la perdita del carattere di ufficialità, con metodi e parametri di riferimento di cui ai manuali pubblicati e aggiornati dall'IPCC. Altro obbligo posto a carico delle Parti riguarda la redazione di relazioni periodiche sulle emissioni e sulle politiche nazionali in tema di cambiamenti climatici.

Uno dei pilastri fondamentali su cui si basa il Protocollo di Kyoto è rappresentato dai *meccanismi flessibili*, approvati dalla COP7 di Marrakesh, il cui scopo è assegnare un valore economico ai parametri di riduzione delle emissioni. I meccanismi previsti sono tre e hanno come condizione la partecipazione di due paesi:

- ✓ il commercio delle quote di emissione o scambio di emissioni (Emissions Trading - ET) tra due paesi dell'Allegato B del Protocollo: i paesi che emettono meno rispetto alla quantità loro assegnata possono vendere la differenza tra quota assegnata e quota emessa ai paesi che hanno un'eccedenza di emissioni rispetto agli obiettivi assegnati;
- ✓ l'attuazione congiunta (Joint Implementation - JI) tra due paesi dell'Allegato B: un paese dell'Allegato B può attuare un progetto di riduzione di emissioni sul territorio di un altro paese anch'esso dell'Allegato B e utilizzare i crediti derivanti, congiuntamente con il paese ospite;
- ✓ il meccanismo di sviluppo pulito (Clean Development Mechanism - CDM) tra un paese dell'Allegato B e un paese in via di sviluppo (non Allegato B): un paese dell'Allegato B può attuare un progetto di riduzione di emissioni sul territorio di un altro paese non-Allegato B. Lo scopo del CDM è di facilitare la cooperazione allo sviluppo sostenibile verso paesi non-Allegato B, favorendo lo sviluppo tecnologico, economico e sociale anche attraverso il reperimento di investimenti.

1.2 Quadro normativo europeo

L'Unione Europea è sempre stata molto attiva in materia energetica e ambientale, con una legislazione all'avanguardia e molto articolata. Non si può comprendere appieno la legislazione europea sull'energia se non si analizza la politica energetica dell'Unione Europea, le cui tappe significative hanno portato all'attuale sistema normativo in materia di energia.

Tali tappe sono individuabili in:

- ✓ la necessità di regolamentare il mercato dell'energia, la produzione diretta della stessa in alcuni settori (es. petrolio, gas, elettricità, ecc.) da parte dello Stato,

⁸ Bacino biologico di rimozione della CO₂ dall'atmosfera.

- ✓ l'attribuzione di speciali diritti ai soggetti fornitori dei servizi c.d. pubblici ed i successivi processi di rimozione di almeno alcuni di tali diritti speciali (c.d. regolamentazione) e la c.d. privatizzazione del settore.

Nelle pagine che seguono è dapprima illustrata in sintesi la politica energetica della UE e, successivamente, si propone un excursus della legislazione comunitaria in materia di energia, trattando separatamente le norme relative al Protocollo di Kyoto, quelle sul gas e l'elettricità, quelle sulle fonti rinnovabili e quelle sull'efficienza energetica. Tale suddivisione costituisce un aiuto alla lettura ma è solo indicativa, dal momento che molte norme costituiscono fonte rilevante al contempo per più settori.

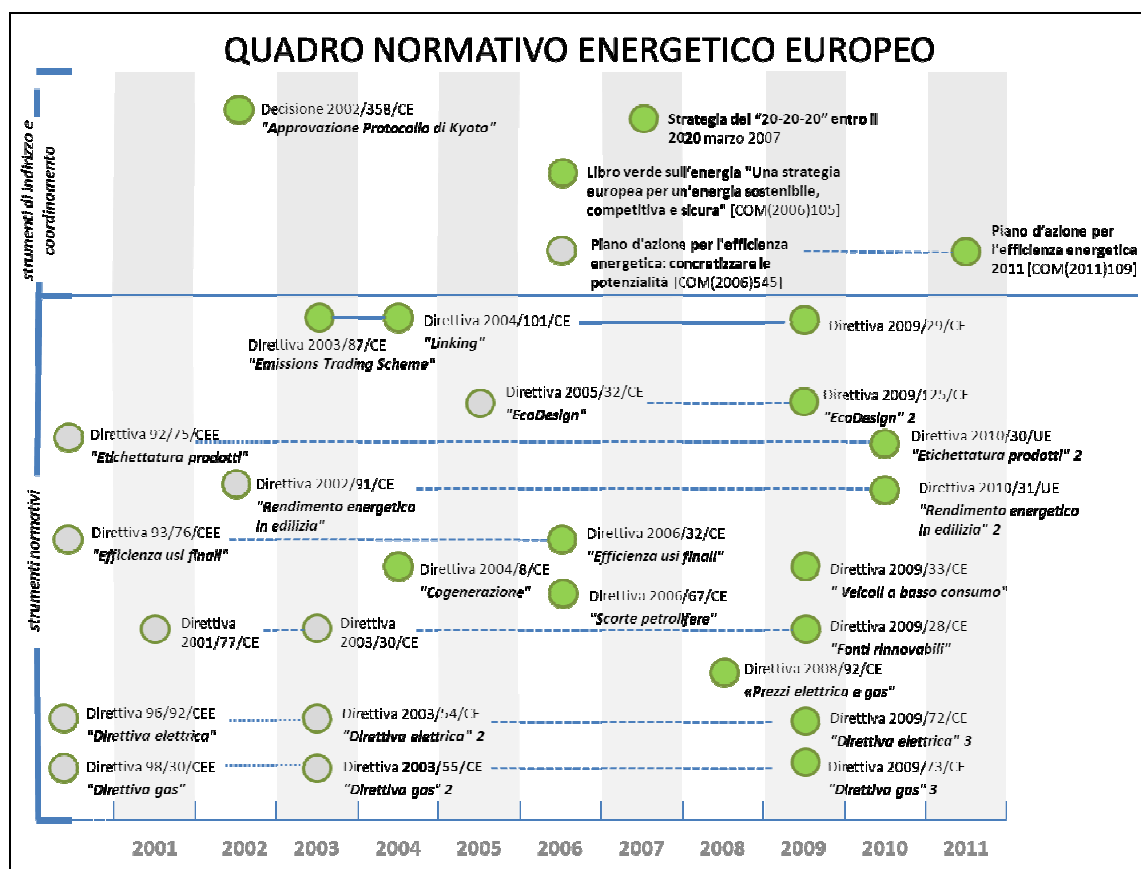


Figura 14: Quadro riassuntivo sinottico degli strumenti normativi europei (pallini in grigio sono norme abrogate, pallini in verde sono norme vigenti)

1.2.1 Protocollo di Kyoto

Nel protocollo di Kyoto viene definito che gli Stati membri dell'Unione europea devono ridurre collettivamente le loro emissioni di gas ad effetto serra dell'8% tra il 2008 e il 2012.

Tale obiettivo comune, in virtù delle previsioni dell'art. 4 del Protocollo di Kyoto è stato ripartito tra gli Stati membri attraverso il meccanismo del "Burden Sharing" ovvero suddivisione dei pesi. La decisione del Consiglio dei Ministri dell'Unione

Europea del **17 giugno del 1998**, *Burden Sharing agreement*, ha stabilito gli obiettivi specifici di ogni Stato e, in particolare, ha fissato per l'**Italia** l'obbligo di riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra del **6,5% rispetto ai livelli del 1990**.

La Comunità europea ha firmato il protocollo il 29 aprile 1998 e il 25 aprile 2002 la decisione **2002/358/CE del Consiglio** ha approvato il protocollo a nome della Comunità.

1.2.2 La politica energetica della UE

La strategia europea per rispondere al protocollo di Kyoto è stata elaborata con i **Programmi europei per il cambiamento climatico (*European Climate Change Programmes, ECCP*) del 2000 e del 2005**. È in questo contesto che è stato lanciato il sistema per lo scambio di quote⁹ di emissione di gas ad effetto serra (*Emission Trade Scheme, ETS*), istituito con la **Direttiva 2003/87/CE**, e divenuto operativo per un triennio a partire dal primo gennaio 2005.

Tale direttiva, inoltre, disciplina:

- la stesura di **piani nazionali** di assegnazione da parte di tutti gli stati membri;
- il rilascio, la validità, il trasferimento e la cancellazione delle quote di emissione;
- le linee guida per il monitoraggio, la comunicazione e la verifica delle emissioni;
- le sanzioni da applicare ai gestori inadempienti;
- la designazione di un'autorità competente;
- la costituzione di un sistema di registri per il rilascio e il controllo delle quote di emissione;
- le relazioni da parte degli stati membri.

In base all'ETS ad ogni stato membro viene assegnato un certo quantitativo di quote che viene distribuito, dallo Stato stesso, alle industrie nazionali operanti nei settori dell'energia, della produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, dell'industria minerale, della fabbricazione della carta e del cartone. Questa prima fase dell'ETS, conclusasi alla fine del 2007, ha evidenziato una serie di problemi insiti nel sistema¹⁰, che la Commissione ha tentato di correggere nel "**pacchetto energia**" del gennaio 2007, rivedendo il sistema ETS. In particolare ha incluso altri settori e altri tipi di gas, ha armonizzato le procedure tra gli stati membri, ha allungato il periodo per il quale vengono assegnate le quote e ha collegato il sistema di scambio comunitario ad altri sistemi in vigore in paesi terzi. È la **Direttiva 2009/29/CE del 23 aprile 2009** che, modificando la direttiva 2003/87/CE, ha di fatto perfezionato ed esteso il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.

⁹ Per "quota" s'intende il diritto ad emettere una tonnellata di biossido di carbonio o di qualsiasi altro gas a effetto serra per un determinato periodo di tempo.

¹⁰ Tra le anomalie vanno segnalate: la sovra-allocazione di quote, differenze applicative della direttiva 2003/87/CE tra i diversi stati membri, utilizzo improprio di quote gratuite delle compagnie elettriche per trarre profitti aggiuntivi. Si ricorda, questo proposito, che tra il 2005 e il 2007, è stato distribuito gratuitamente il 95% delle quote; per il periodo 2008-2013 è prevista una diminuzione di 5 punti percentuali.

Le priorità della politica energetica comunitaria sono indicate nel **Libro verde sull'energia “Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura”** [COM(2006)105] pubblicato dalla Commissione Europea nel 2006 e consistono nel:

- ✓ Garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici (*security of supply*);
- ✓ Limitare la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi (*competitiveness*);
- ✓ Coniugare le politiche energetiche con il contrasto al cambiamento climatico (*sustainability*);

Queste priorità sono state successivamente esplicitate dalla Commissione nella comunicazione **“Una politica energetica per l'Europa”** del **10 gennaio 2007** [COM(2007)1] che definisce un pacchetto integrato di misure, detto **“Pacchetto Energia”** e pone le basi della recente politica energetica europea.

Le proposte contenute nel pacchetto energia sono state approvate dai governi dei Paesi membri dell'Unione che, in occasione del Consiglio Europeo del **marzo 2007**, hanno ufficialmente lanciato la **Strategia del “20-20-20” entro il 2020**, con i seguenti obiettivi:

- d) **il 20% dei consumi finali lordi dell'UE deve provenire da fonti energetiche rinnovabili** (ai fini del raggiungimento di tale obiettivo è previsto anche un aumento del 10% nell'uso dei biocarburanti nel settore dei trasporti);
- e) **riduzione dei consumi energetici complessivi, rispetto al livello tendenziale, del 20%**;
- f) **riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto ai livelli del 1990.**

Successivamente, la Commissione Europea ha elaborato numerose proposte per l'attuazione degli obiettivi, la gran parte delle quali concorrono a definire il pacchetto energetico-climatico **“Due volte 20 per il 2020 - L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa”** [COM(2008)30] del 23 gennaio 2008, che è stato poi discusso dal Consiglio e dal Parlamento europeo in un clima fortemente influenzato dalla crisi economico-finanziaria.

A fine 2008 la Commissione ha pubblicato la comunicazione **“Efficienza energetica: conseguire l'obiettivo del 20%”** [COM(2008)772] che è incentrata sull'efficienza energetica negli edifici e dei prodotti e che prefigura un aggiornamento della normativa europea sia in tema di rendimento energetico nell'edilizia, sia di etichettatura energetica, sia di cogenerazione.

È del 2008 anche il **“Secondo riesame strategico della politica energetica: Piano d'azione dell'UE per la sicurezza e la solidarietà nel settore energetico”** [COM(2008)781], che mette in primo piano le questioni di sicurezza degli approvvigionamenti, dando al pacchetto 20-20-20 il ruolo di volano per una politica energetica più sostenibile, sicura e fondata sulla tecnologia, allo stesso tempo generatrice di ricchezza ed occupazione. Complessivamente le misure europee finalizzate a garantire la **sicurezza degli approvvigionamenti** e limitare la dipendenza dell'Unione si muovono su due piani:

- **interno**, perseguendo obiettivi di:
 - a) **contenimento della domanda di energia degli Stati membri**: in tal senso vanno una serie di direttive volte a favorire l'efficienza e il risparmio energetico. Il Piano d'azione per l'efficienza energetica (2007-2012), adottato dalla

Commissione il 19 ottobre 2006, ha inglobato queste direttive delineando un programma più compatto;

- b) **promozione dell'autosufficienza energetica**: indipendentemente dal fatto che esse provengano da idrocarburi, da fonti rinnovabili o da energia nucleare, anche se un'attenzione particolare è riservata alle **energie rinnovabili**, il cui sviluppo è considerato fondamentale perché consentirebbe di ridurre sia le emissioni di gas serra sia la dipendenza dall'estero dell'Unione¹¹. Il mix energetico è attualmente di competenza degli Stati, ma la Commissione Europea ha previsto che ogni Stato membro aumenti la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Sul tema dell'**energia nucleare** c'è una divisione abbastanza netta tra gli Stati membri della UE: a favore sono Francia, Finlandia, Regno Unito e la maggior parte dei Paesi dell'Europa dell'est, contro Germania, Spagna, Belgio, Olanda e Austria. Il ruolo della UE si riduce ad incoraggiare gli investimenti necessari alla sicurezza degli impianti e alla gestione delle scorie radioattive. Le decisioni più recenti in materia fanno parte del pacchetto di proposte del 2007 che ha istituito un *forum sull'energia nucleare* e un *gruppo per la sicurezza nucleare e le scorie radioattive*. Nel 2011, a seguito del disastro nucleare di Fukushima in Giappone, l'Europa ha avviato degli stress-test per tutti gli impianti sul territorio europeo. Nel giugno dello stesso anno, in Italia, un referendum abrogativo ha frenato lo sviluppo del nucleare sul territorio nazionale, abrogando alcune norme che solo pochi mesi prima avevano reintrodotta questo settore energetico fra quelli da sviluppare.

Sul fronte degli **idrocarburi**, lo strumento più usato dalla UE è quello delle *scorte strategiche di petrolio*, che si basano su un meccanismo creato alla fine degli anni '70 in coordinamento con l'Agenzia Internazionale per l'Energia. L'ultimo aggiustamento di questo meccanismo è del 2006, con l'emanazione della direttiva 2006/67/CE¹² che ha stabilito l'obbligo per gli Stati membri di costituire e mantenere un livello minimo di scorte equivalenti ad almeno 90 giorni del consumo interno medio giornaliero dell'anno precedente.

Pur non esistendo un meccanismo analogo per il **gas naturale**, la direttiva 2006/67/CE stabilisce un quadro comune nel cui ambito gli Stati membri sono tenuti a definire le loro politiche. Prevede, inoltre, che la Commissione eserciti una serie di controlli su vari aspetti, tra cui: le forniture di gas stipulati con paesi terzi, il livello di gas stoccato, il grado di interconnessione dei sistemi nazionali di erogazione del gas degli Stati membri.

- **esterno**: con l'obiettivo di garantire un flusso continuo di importazioni ad un prezzo ragionevole, la UE ha sviluppato una fitta rete di dialoghi bilaterali e regionali con i

¹¹ Oggi le energie rinnovabili costituiscono circa l'8% del consumo interno di energia della UE (Fonte Eurostat: Energy, transport and environment indicators - 2010).

¹² Le precedenti direttive di riferimento sono: 68/414/CEE, 72/425/CEE, 98/93/CE e 2006/67/CE.

paesi produttori di energia, con quelli consumatori e con quelli di transito. La relazione più importante è quella con la Russia, avviata nel 2000 con obiettivi molto ambiziosi, tra cui una maggiore apertura del mercato russo dell'energia. Il dialogo UE-Russia ha avuto un certo successo nell'ambito delle infrastrutture per il trasporto e i collegamenti di reti elettriche, ma non è stato in grado di incoraggiare in modo sostanziale gli investimenti delle compagnie europee nei giacimenti russi. Inoltre, la Russia si rifiuta di ratificare la Carta dell'Energia¹³, i cui principi sono incoraggiare gli investimenti, garantire la sovranità delle risorse, il libero accesso ai mercati energetici, il libero transito delle materie, dei prodotti energetici, dei capitali legati agli scambi di prodotti energetici e degli investimenti nei settori dell'energia.

Dubbi sulle reali intenzioni della Russia, hanno spinto la UE a promuovere progetti per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Nonostante una fitta rete di dialoghi e cooperazione, la politica estera dell'energia a livello comunitario stenta a decollare, soprattutto perché gli stati membri preferiscono gestire su base bilaterale le proprie relazioni energetiche con i paesi produttori.

Al vertice europeo dell'11 e 12 dicembre 2008 è stato raggiunto l'accordo, approvato anche dal Parlamento europeo il 18 dicembre 2008, che, pur confermando l'impegno della UE di ridurre del 20% le emissioni di CO₂, prevede un sistema di distribuzione delle quote meno rigido rispetto alle ambizioni iniziali.

Gli aspetti più importanti dell'accordo possono essere sintetizzati come segue:

- per il settore elettrico rimane l'obbligo, a partire dal 2013, per le industrie degli Stati membri di comprare all'asta il 100% delle loro quote. È stata prevista una deroga per alcuni nuovi paesi membri, le cui compagnie elettriche possono, nel 2013, comprare all'asta solo il 30% delle quote, per poi arrivare al 100% nel 2020;
- per il settore industria pesante, è stata introdotta la previsione in virtù della quale compagnie che adottano tecnologie particolarmente avanzate possono ricevere gratuitamente il 100% delle quote;
- per le industrie non soggette alla forte concorrenza da parte di aziende operanti in paesi dove non esistono restrizioni per le emissioni, è previsto l'obbligo di acquistare all'asta il 20% delle quote nel 2013 fino ad arrivare al 70% nel 2020¹⁴, e al 100% nel 2027.

La Comunicazione della Commissione del 26 maggio 2010 intitolata **“Analisi delle ipotesi di intervento per una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra superiore al 20 % e valutazione del rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio”** [COM(2010) 265] riporta, con l'analisi di diversi scenari, la valutazione degli effetti di una riduzione al 30% delle emissioni.

Nel novembre del 2010 la Commissione europea ha pubblicato la Comunicazione **“Energia 2020 - Una strategia per un'energia competitiva, sostenibile e sicura”**

¹³ Accordo firmato nel 1994 da 52 paesi, che disciplina la cooperazione energetica (investimenti, transito e commercio di risorse energetiche) tra i paesi europei e gli altri paesi industrializzati.

¹⁴ Inizialmente la proposta della Commissione era del 100%.

[COM(2010) 639], i cui obiettivi si iscrivono nel quadro della strategia europea per la crescita denominata “**Europa 2020**” e dell’iniziativa “Un’Europa efficiente sotto il profilo dell’uso delle risorse”. Con questo documento la Commissione ha presentato le priorità in tema di energia per i prossimi dieci anni e ha elencato le azioni da intraprendere per affrontare le sfide del risparmio energetico e per realizzare un mercato competitivo e sicuro potenziando, nel contempo il ruolo guida dell’Europa nella capacità tecnologica e mettendo in atto una negoziazione efficace con i partner internazionali.

Un grande potenziale di risparmio energetico è riconosciuto ai settori degli immobili e dei trasporti. Per sfruttare efficacemente questo potenziale la strategia indica alcune strade da percorrere:

- accelerare il ritmo delle ristrutturazioni;
- stabilire criteri energetici da utilizzare in tutte le gare pubbliche per l’appalto di lavori, servizi o prodotti;
- studiare programmi finanziari che riguardino specificatamente progetti incentrati sul risparmio energetico;
- migliorare la sostenibilità dei trasporti;
- ridurre la dipendenza dal petrolio.

Nell’ambito della strategia Energia 2020, la Comunicazione della Commissione dell’8 marzo 2011 contiene il **Piano di efficienza energetica 2011** (COM(2011) 109), volto a:

- promuovere un’economia compatibile con le risorse del pianeta;
- attuare un sistema che produce poche emissioni di carbonio;
- rafforzare l’indipendenza energetica dell’UE;
- migliorare la sicurezza dell’approvvigionamento energetico.

Per raggiungere questi obiettivi, il Piano prevede di intervenire negli ambiti seguenti:

- privilegiare edifici a basso consumo energetico;
- sviluppare un’industria europea competitiva;
- adattare i metodi di finanziamento a livello nazionale ed europeo;
- risparmi per il consumatore;
- migliorare l’efficienza dei trasporti;
- ampliare la portata del quadro nazionale.

Il 15 dicembre 2011, la Commissione ha adottato la “**Energy RoadMap 2050**”, una tabella di marcia per l’energia con la quale si delineano per il sistema energetico europeo degli scenari di evoluzione finalizzati al contenimento delle emissioni di CO₂. Evoluzione che viene presentata come indifferibile per ragioni ambientali-climatiche, di sicurezza, economiche, senza dimenticarne la dimensione sociale del problema. Particolare rilievo viene dato alla ricerca e all’innovazione tecnologica.

La tabella di marcia per l’energia 2050 prende in considerazione alcuni scenari energetici e avanza una serie di proposte per raggiungere l’obiettivo della riduzione dell’80% delle emissioni di CO₂ in Europa. Fra queste indica, in particolare, i principali risultati da raggiungere in tema di:

- decarbonizzazione del sistema energetico: si è prospettato un processo di riconversione del sistema, possibile sotto il profilo tecnico e fattibile a livello economico, che con costi

non superiori a quelli dello scenario *business as usual*, possa dare luogo a notevoli risparmi sul lungo periodo;

- efficienza energetica: si lascia totale libertà sulla scelta del mix energetico cui ciascuno Stato membro vorrà ricorrere per perseguire la massima efficienza e sull'eventuale impiego dei Carbon Capture and Sequestration – CCS;
- fonti rinnovabili: il loro impiego dovrà aumentare in modo significativo;
- investimenti per le infrastrutture necessarie fino al 2030: l'evoluzione del sistema energetico dell'UE necessita di un rapido ammodernamento delle infrastrutture che renda più flessibili con interconnessioni transfrontaliere, reti elettriche “intelligenti” e tecnologie di produzione, trasporto e stoccaggio a basse emissioni;
- contenimento dei prezzi: per avere prezzi in diminuzione dal 2030 è necessario elaborare un quadro di investimento finalizzato all'abbattimento dei costi delle forniture, al sostegno di politiche di risparmio ed al progresso tecnologico;
- economie di scala: si prefigura un approccio a livello europeo per la gestione del sistema energetico, con il completamento di un mercato energetico comune entro il 2014.

1.2.3 Elettricità, gas e cogenerazione

Le reti e il mercato energetico hanno costituito e costituiscono oggetto rilevante per l'attività degli organi comunitari, che si è sostanziata nell'emanazione sia di decisioni del Parlamento Europeo e del Consiglio, sia di direttive.

Dopo una lunga gestazione durata dagli anni '80 agli anni '90, sono state emanate le seguenti due direttive comunitarie che regolamentano il mercato dell'elettricità e del gas:

- la **Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996**, nota con il nome di “**Direttiva elettrica**”, che introduce norme comuni in materia di energia elettrica;
- la **Direttiva 98/30/CE del 22 giugno 1998**, nota come “**Direttiva gas**”, che introduce norme comuni in materia di gas naturale.

Entrambe sono state revocate e sostituite, nel 2003, da due nuove direttive:

- la **Direttiva 2003/54/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, **del 26 giugno 2003**, nota come “**Seconda Direttiva Elettrica**”;
- la **Direttiva 2003/55/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, **del 26 giugno 2003**, nota come “**Seconda Direttiva Gas**”.

Le prime due direttive energetiche dettano solo una normativa di riferimento per il raggiungimento degli obiettivi prefissati per il mercato interno, demandando conseguentemente agli Stati membri l'attuazione degli obiettivi stessi.

Le direttive di seconda generazione hanno una notevole portata innovativa rispetto a quelle di prima generazione, soprattutto perché imprimono un'accelerazione al processo di creazione del mercato interno dell'energia. Le innovazioni di maggiore portata sono la **previsione della completa apertura al mercato** e l'estensione del **campo di applicazione**:

- la Seconda Direttiva elettrica estende il proprio ambito di applicazione alla fornitura oltre che alla generazione, trasmissione e distribuzione;

Proposta di PEAR

- la Seconda Direttiva gas include il gas da fonte rinnovabile (biogas e gas da biomasse) e altri gas iniettabili nel sistema del gas naturale.

Le direttive di seconda generazione dettano inoltre regole:

- a) **sul servizio universale e sulla qualità:** la Seconda Direttiva elettrica, allo scopo di contemperare gli obiettivi di interesse generale con quelli di concorrenza ed efficienza, prevede che gli Stati membri garantiscano che tutti i clienti civili e, ove necessario, le piccole imprese, possano usufruire nel rispettivo territorio del servizio universale, definito come il diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili e trasparenti;
- b) **in materia di separazione (“unbundling”) giuridica dei gestori di distribuzione e di trasmissione, nel settore dell’energia elettrica e dei sistemi di trasporto e distribuzione del gas:** dette direttive al fine di evitare discriminazioni nella distribuzione e trasporto dell’energia elettrica e del gas, impongono che il gestore di un sistema di distribuzione o trasmissione non possa anche effettuare altre attività del settore, quali la produzione e la vendita della relativa fonte energetica.

Infine, l’art. 23 della Seconda Direttiva elettrica e l’art. 25 della Seconda Direttiva gas dettano per la prima volta una disciplina circa le autorità di regolamentazione¹⁵ (per l’Italia, l’AEEG), cui viene affidato il compito generale di assicurare la non discriminazione, l’effettiva concorrenza e l’efficace funzionamento del mercato.

Tuttavia, nonostante le innovazioni introdotte dalle direttive di seconda generazione, un’indagine settoriale del 2006 sul funzionamento dei mercati del gas e dell’elettricità rilevava la persistenza di notevoli distorsioni della concorrenza¹⁶, per ovviare alle quali la Commissione ha lanciato un terzo pacchetto legislativo costituito da:

- **Direttiva 2008/92/CE del 22 ottobre 2008** concernente la procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica;

¹⁵ Le principali competenze che vengono affidate alle autorità di regolamentazione sono:

per il settore elettrico:

- monitorare e presentare relazioni annuali sul rispetto delle disposizioni comunitarie su concorrenza e funzionamento del mercato;
- determinare (o quanto meno approvare o fissare le modalità di definizione) le condizioni di connessioni ed accesso alle reti nazionali, nonché le tariffe di trasmissione e distribuzione e le condizioni di fornitura dei servizi di bilanciamento;
- garantire del rispetto delle determinazioni di cui ai punti precedenti ai gestori del sistema di trasmissione e distribuzione;
- giudicare, quale autorità di risoluzione delle controversie, sui reclami sollevati attraverso i gestori del sistema di trasmissione e distribuzione;

per il settore del gas:

- monitorare e presentare relazioni annuali sul rispetto delle disposizioni comunitarie su concorrenza e funzionamento del mercato;
- determinare (o quanto meno approvare o fissare le modalità di definizione) i termini e le condizioni di connessioni ed accesso alle reti nazionali, nonché le tariffe di trasporto e distribuzione, i termini, le condizioni e le tariffe per l’accesso agli impianti di GNL, i termini e le condizioni di fornitura dei servizi di bilanciamento;
- giudicare, quale autorità di risoluzione delle controversie, sui reclami sollevati attraverso i gestori del sistema di trasporto e distribuzione.

¹⁶ Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo e al consiglio del 10 gennaio 2007, *Prospettive del mercato interno del gas e dell’elettricità*.

Proposta di PEAR

- **Direttiva 2009/72/CE del 13 luglio 2009** relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che abroga la 2003/54/CE;
- **Direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009** relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale che abroga la 2003/55/CE.

Il 28 dicembre 2011 è entrato in vigore il Regolamento (UE) n. 1227/2011 "REMIT" concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso.

La **Direttiva 2004/8/CE dell'11 febbraio 2004**, promuove la cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia modificando la direttiva 92/42/CEE. Con la Comunicazione "**L'Europa può risparmiare più energia con la generazione combinata di calore ed energia elettrica**" [COM(2008)771] la Commissione traccia un bilancio sull'attuazione della direttiva 2004/8/CE negli Stati membri e indica quali sono gli ostacoli che rallentano lo sviluppo della cogenerazione.

1.2.4 Efficienza energetica

Dopo l'adozione del **“Libro verde sull'efficienza energetica: fare di più con meno”** del **22 giugno 2005**, la **Direttiva 2005/32/CE del 6 luglio 2005** (che modifica la direttiva n.92/42/CEE e le direttive n. 96/57/CE e n. 2000/55/CE), rappresenta una delle prime misure adottate a livello comunitario in tema di efficienza energetica e istituisce un quadro normativo per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia.

La Commissione europea nel **Libro verde dell'8 marzo 2006 “Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura”** presenta misure che riguardano l'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche di progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e l'adozione di un sistema europeo di **“certificati bianchi”** negoziabili, argomento, questo, ripreso e confermato nella Direttiva 32/2006/CE del 5 aprile del 2006.

Tale sistema consente alle imprese che superano gli standard minimi di efficienza energetica di “vendere” la loro migliore prestazione ad altre imprese che non sono riuscite a conseguire lo standard richiesto. I certificati bianchi (CB) sono impiegati con l'intento di garantire l'effettivo ottenimento degli obiettivi di risparmio dichiarati, mentre l'eventuale possibilità di un loro scambio vuole favorire il raggiungimento di questi obiettivi in maniera economicamente conveniente.

Con la Comunicazione della Commissione **“Piano d'azione per l'efficienza energetica: concretizzare le potenzialità”**, [COM(2006)545], la Commissione ha previsto l'adozione di una serie di misure il cui scopo era giungere ad un miglioramento del 20% dell'efficienza energetica entro il 2020, con consistenti risparmi di energia nei seguenti settori:

- terziario (edifici residenziali e commerciali), con un potenziale di riduzione stimato rispettivamente al 27% e al 30%;
- industria manifatturiera, con possibilità di risparmio di circa il 25%;
- trasporti, con una riduzione del consumo stimata al 26%.

L'8 marzo 2011 la Commissione ha emanato un nuovo **Piano di efficienza energetica 2011** (COM(2011)109) che aggiorna la strategia adottata dal momento che il conseguimento del target del 20% di risparmio di energia primaria rispetto al tendenziale è un obiettivo che potrebbe non essere raggiunto: la tendenza fino ad oggi – se confermata in futuro – porterà, rispetto ai consumi del 1990, solo al 10% del risparmio.

Il principale riferimento legislativo europeo in materia di efficienza energetica è la **Direttiva 2006/32/CE ESD** (Energy Service Directive) che abroga la Direttiva 93/76/CEE. Essa prevede la creazione di un mercato interno per i servizi energetici da perseguirsi, da un lato, con l'istituzione di misure combinate con “meccanismi, incentivi e interventi nel quadro istituzionale per eliminare le barriere e le imperfezioni esistenti sul

mercato che ostacolino un efficiente uso finale dell'energia", dall'altro con "la creazione di condizioni per lo sviluppo e la promozione di un mercato dei servizi energetici e la fornitura di altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica agli utenti finali".

La direttiva in esame ha un duplice scopo:

- consentire, attraverso servizi energetici ed altre misure, il raggiungimento di obiettivi nazionali di risparmio energetico del 9% entro il nono anno della sua applicazione (2016);
- supportare altre misure sulla riduzione delle emissioni di gas serra, ed in particolare il commercio delle emissioni.

La direttiva si basa sul presupposto che il consumo di energia nell'Unione sia superiore di circa il 20% rispetto a quanto sarebbe giustificato sulla base di criteri economici.

Gli obiettivi che la direttiva si prefigge non sono solo nazionali ma anche a livello di impresa. **Ogni Stato membro deve calcolare, attraverso l'elaborazione di un Piano di azione in materia di efficienza energetica o PAEE, un obiettivo di risparmio complessivo da implementare e misurare a partire dal 1 gennaio 2008.**

La direttiva stabilisce, inoltre, che il settore pubblico debba selezionare una o più misure di miglioramento dell'efficienza energetica, con particolare riguardo a quelle misure che consentono di raggiungere nel tempo più rapido i migliori risultati.

La direttiva dà inoltre un ruolo particolare alle società di servizi energetici o **ESCO** (Energy Service Company) nell'identificare e implementare misure di risparmio energetico con investimenti sostenuti dalle ESCO stesse. A questo scopo la direttiva prevede la possibilità, per gli stati membri, di organizzare "sistemi di qualificazione, accreditamento e certificazione per i fornitori di servizi energetici".

Infine, la direttiva **2006/32/CE** richiede:

- la soppressione di quegli incentivi, nelle tariffe per la trasmissione e la distribuzione, che aumentano inutilmente il volume di energia distribuita o trasmessa;
- l'utilizzo di metodologie di misurazione e di fatturazione informativa del consumo energetico: in particolare è richiesto l'uso dei così detti contatori "intelligenti"¹⁷ per i servizi di energia elettrica, gas naturale, teleriscaldamento e/o raffreddamento e acqua calda per uso domestico¹⁸.

Nel 2009 è stata emanata la **Direttiva 2009/125/CE** per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti connessi all'energia ("Ecodesign"), che sostituisce la Direttiva 2005/32/CE.

La direttiva riguarda i prodotti che utilizzano, producono, trasferiscono o misurano energia, ma anche altri prodotti connessi all'energia, quali ad esempio i materiali da costruzione per l'isolamento delle strutture, come finestre e materiali isolanti, e alcuni prodotti che utilizzano l'acqua, quali soffioni doccia e rubinetti, i quali possono contribuire a un notevole risparmio energetico in fase di utilizzazione. La direttiva richiama, infatti, il metodo del ciclo di vita del prodotto (LCA) per la valutazione del

¹⁷ Contatori che consentono ai clienti finali di avere informazioni precise sui consumi e sui tempi effettivi d'uso.

¹⁸ La direttiva non prevede l'obbligo di sostituire i contatori esistenti. L'obbligo di utilizzare il nuovo tipo di contatori è previsto per tutte le nuove costruzioni e per le ristrutturazioni su grande scala.

contributo al risparmio energetico che un manufatto può dare nel corso della sua fabbricazione, del suo impiego e del suo smaltimento. Con le prescrizioni sulla marchiatura e sull'informazione, la direttiva vuole sottolineare la centralità del ruolo del consumatore nella scelta di prodotti compatibili con l'ambiente ed ecologici.

Nell'ambito dell'efficienza nel settore dei trasporti è stata emanata la **Direttiva 2009/33/CE**.

Sono del 2010 la **Direttiva 2010/30/UE** e la **Direttiva 2010/31/UE**. La prima prescrive l'indicazione del consumo di energia e di altre risorse dei prodotti connessi all'energia, mentre la seconda sostituisce la Direttiva 2002/91/CE sulla prestazione energetica nell'edilizia. Quest'ultima è particolarmente incisiva perché rafforza l'obiettivo della riduzione dei consumi, imponendo che, a partire dal 2018, i nuovi edifici del settore pubblico siano edifici a consumo energetico quasi zero (**Nearly Energy Zero Building**). Dal 2020 tale obbligo sarà esteso a tutti i nuovi edifici pubblici e privati. Gli edifici oggetto di ristrutturazione dovranno invece conseguire i migliori risultati di efficienza energetica, per quanto tecnicamente, funzionalmente ed economicamente fattibile.

Quanto agli sviluppi per il prossimo futuro, in base alle proiezioni effettuate dalla Direzione Generale Energia della Commissione Europea, l'UE sembra lontana da riuscire a rispettare l'obiettivo di risparmio energetico del 20% entro il 2020. Pertanto, nel quadro delle correzioni di strategia per il raggiungimento dell'obiettivo, la Commissione Europea ha presentato il 22 giugno 2011 una proposta per una nuova direttiva sull'efficienza energetica. Tale proposta, ad oggi respinta, prevedeva un articolato programma di azioni, fra cui l'obbligo che gli Stati Membri attuino piani di risparmio energetico; l'obbligo per il settore pubblico di ridurre progressivamente l'energia consumata nei propri locali; la costruzione di una maggiore consapevolezza del consumatore finale, soprattutto in termini di opportunità di risparmio energetico; incentivi alle aziende private per la verifica, il controllo e la diminuzione del consumo energetico; l'efficienza nella generazione di energia.

Il **Regolamento 244/2012** integra la **Direttiva 2010/31/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio sulla prestazione energetica nell'edilizia istituendo un quadro metodologico comparativo per il calcolo dei livelli ottimali in funzione dei costi, per i requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici e degli elementi edilizi.

Il quadro metodologico prescrive il calcolo dei livelli ottimali in funzione dei costi sulla base sia della prospettiva macroeconomica che di quella finanziaria, lasciando agli Stati membri il compito di determinare quale calcolo debba diventare il riferimento nazionale per la valutazione dei requisiti minimi nazionali di prestazione energetica.

1.2.5 Fonti rinnovabili

Le fonti di energia rinnovabili sono considerate dall'Unione Europea una risorsa strategica, poiché il loro sviluppo dovrebbe consentire di ridurre sia la produzione di gas serra sia la dipendenza dall'energia importata dall'estero, costituendo un approvvigionamento energetico sostenibile e territorialmente distribuito.

In sede Europea sono stati adottati provvedimenti legislativi per regolamentare la materia e per promuovere lo sviluppo della produzione di energia elettrica mediante fonti rinnovabili.

Il **Libro Bianco del 1997 “Energia per il futuro: fonti energetiche rinnovabili”** rappresenta il primo e più importante piano di azione comunitaria e si pone l’obiettivo di raddoppiare la quota delle energie rinnovabili nel consumo interno lordo di energia dell’Unione Europea portandola dal 6% del 1997 al 12% del 2010.

La **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 viene adottata per rispondere alle priorità stabilite nel Libro Bianco del 1997 con l’obiettivo di:

- creare le basi per un futuro quadro normativo in materia di FER (fonti energetiche rinnovabili);
- incrementare la percentuale di elettricità “verde” nell’Unione Europea fino ad arrivare al 12% del consumo interno lordo di energia entro il 2010.

Inoltre la direttiva comunitaria chiarisce definitivamente che per fonti energetiche rinnovabili si intendono le fonti energetiche non fossili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

La Direttiva 2001/77/CE pone inoltre a carico degli Stati membri l’obbligo di:

- fare in modo che l’origine dell’elettricità prodotta da FER sia garantita secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori stabiliti da ciascun Stato membro;
- ridurre gli ostacoli normativi e di altro tipo all’aumento della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili, razionalizzare e accelerare le procedure amministrative per la costruzione di impianti di produzione elettricità da fonti energetiche rinnovabili, adottando norme oggettive, trasparenti e non discriminatorie che tengano conto delle particolarità delle varie tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili ;
- garantire che la tariffazione dei costi di trasmissione ed di distribuzione non penalizzi l’elettricità prodotta a partire da fonti energetiche rinnovabili.

Successivamente con la Decisione n.1230/2003/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, è stato adottato un programma pluriennale di azioni nel settore dell’energia, il programma **“Energia intelligente per l’Europa” (2003-2006)**, che aveva l’obiettivo di assicurare la continuità dell’azione europea sviluppata nell’ambito del precedente programma quadro sull’energia (1998-2002).

Il nuovo programma mirava a indurre un cambiamento reale del comportamento energetico nell’Unione Europea, sia nei privati, sia nell’industria, sia nelle imprese, sostenendo finanziariamente le iniziative locali, regionali e nazionali nel settore delle energie rinnovabili, dell’efficienza energetica, degli aspetti energetici del trasporto e della promozione internazionale.

Per ottemperare alle proposte contenute nel Libro verde “Una strategia europea per un’energia sostenibile, competitiva e sicura” e per garantire la continuità del programma **“Energia intelligente – Europa (2003-2006)”**, in scadenza alla fine del 2006, le istituzioni comunitarie, con la decisione n.1639/2006 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 24 ottobre 2006, adottavano nell’ambito del programma quadro per

l'innovazione e la competitività (2007- 2013) il programma “**Energia intelligente – Europa (2007-2013)**”.

Tale nuovo programma si propone di contribuire ad accelerare la realizzazione degli obiettivi nel settore dell'energia sostenibile, favorendo il miglioramento dell'efficienza energetica, l'adozione di fonti di energia nuova e rinnovabile, una maggiore penetrazione sul mercato di tali fonti di energia, la diversificazione dell'energia e dei carburanti e l'aumento della quota di energia rinnovabile.

La **Direttiva europea 2009/28/CE** “Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”, emanata il **23 aprile del 2009**, stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili, e sostituisce dal 1 febbraio 2012, le direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. **La direttiva fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.** Inoltre essa detta norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili. Fissa, oltre a ciò, i criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi.

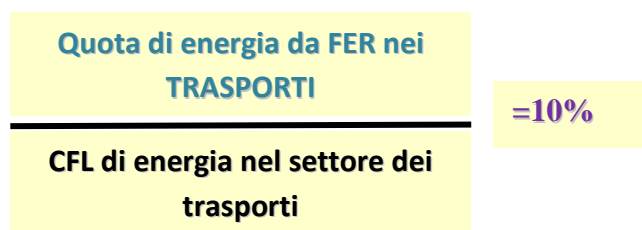
Nella direttiva viene definita, per ogni stato membro, la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo lordo finale di energia per il 2020¹⁹.

Per l'Italia si definisce:



Figura 15 :DIRETTIVA 2009/28/CE obiettivo nazionale di produzione da FER (fonti energetiche rinnovabili) su CFL (consumo finale lordo)

viene inoltre definita la quota di energia nel settore dei **trasporti per tutti gli stati membri** pari a:



¹⁹ Direttiva 2009/28/CE Allegato I “Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020”

Figura 16 :DIRETTIVA 2009/28/CE obiettivo per tutti glio stati membri di quota di energia da FER nei trasporti su CFL di energia nel settore dei trasporti

1.3 Quadro Normativo Nazionale

1.3.1 Recepimento del Protocollo di Kyoto

Con l'adesione al Protocollo di Kyoto, riguardo al programma da attuarsi nel periodo 2008-2012, l'Europa si è impegnata per un abbattimento complessivo di emissioni pari all'8%. Il Burden Sharing agreement, contenuto nella Decisione del Consiglio 2002/358/CE ridistribuisce a sua volta tale percentuale fra gli Stati membri attraverso un accordo formale che stabilisce gli obiettivi specifici di ogni Stato ed in particolare fissa per l'**Italia** l'obbligo di riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra del **6,5% rispetto ai livelli del 1990**.

L'Italia ha ratificato la Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici con la **Legge 15 gennaio 1994, n.65** (Ratifica ed esecuzione della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, con allegati, fatta a New York il 9 maggio 1992) per la "stabilizzazione delle concentrazioni in atmosfera di gas ad effetto serra ad un livello tale da prevenire pericolose interferenze delle attività umane al sistema climatico". Tale livello deve essere raggiunto entro un periodo di tempo sufficiente per permettere agli ecosistemi di adattarsi naturalmente ai cambiamenti di clima e per garantire che la produzione alimentare non sia minacciata e lo sviluppo economico possa continuare ad un ritmo sostenibile.

Successivamente con la **Legge 1 giugno 2002, n.120** (Ratifica ed esecuzione del protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997) l'Italia, nel giugno 2002, ha ratificato e reso esecutivo il Protocollo di Kyoto. Tra i punti più importanti della legge vi sono:

- l'affidamento al CIPE del compito di individuare le possibili misure per la riduzione delle emissioni nazionali di gas serra, tra cui il "miglioramento dell'efficienza energetica del sistema economico nazionale e un maggiore utilizzo delle fonti di energia rinnovabili ;
- l'aumento degli assorbimenti di gas serra conseguente ad attività di uso del suolo e forestali (LULUCF);
- la piena utilizzazione dei meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto" (articolo 2).

In attuazione, con la Delibera del 19 dicembre 2002 "Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra" il CIPE ha delineato gli scenari evolutivi per le emissioni al 2010.

L'ordinamento italiano ha poi recepito con la **Legge 18 aprile 2005, n. 62** (Disposizioni per l'affidamento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle comunità europee) (Legge comunitaria 2004):

- la direttiva 2003/87/CE sul commercio di emissioni (*Emissions Trading*)

- la direttiva 2004/101/CE “Linking”;
- nonché la direttiva 2004/8/CE sulla cogenerazione.

Ma è solo con il Decreto Legislativo 4 aprile 2006, n. 216 (Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto) che l’attuazione delle direttive 2003/87/CE e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto si concretizza. Con esso si istituisce il Comitato nazionale di gestione e attuazione della direttiva 2003/87/CE “Emissions Trading”. Il comitato è responsabile per tutti gli aspetti regolati dalla direttiva, in particolare:

- la preparazione del piano nazionale di assegnazione;
- il rilascio e l’aggiornamento delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra;
- la facoltà di impartire disposizioni all’amministratore del registro;
- l’accreditamento dei verificatori e il controllo sulle loro attività;
- l’irrogazione delle sanzioni per la violazione dei requisiti sulla restituzione di quote di immissione;
- la definizione di eventuali ulteriori disposizioni attuative in materia di monitoraggio delle emissioni.

Il 25 maggio 2005 è stato approvato il piano nazionale di assegnazione (PNA) italiano 2005-2007. nel successivo PNA 2008-2012 all’Italia è stato assegnato un quantitativo medio annuo complessivo di quote per 195,75 MtCO₂.

Con la Legge Finanziaria 2007 (Legge 27 dicembre 2006 n. 296) è stato istituito un fondo rotativo, denominato “**Fondo Kyoto**” per il finanziamento di misure finalizzate all’attuazione del Protocollo di Kyoto, in particolare alla riduzione delle immissioni dei gas a effetto serra. Il Decreto Interministeriale del 25 novembre 2008 disciplina le modalità per l’erogazione di tali finanziamenti a tasso agevolato. Pare imminente l’emanazione della circolare applicativa del Decreto Ministeriale, che ne definirà le modalità operative.

1.3.2 Elettricità, gas e cogenerazione

Le norme in materia di energia, intesa come servizio pubblico essenziale, hanno subito e continuano a subire profonde mutazioni. Tali norme sono principalmente leggi speciali di contenuto regolamentare.

In materia di elettricità e gas, l’ordinamento italiano ha recepito le direttive 96/92/CE e 98/30/CE²⁰ tramite il Decreto Bersani e Decreto Letta, ed il successivo Decreto Marzano che ha provveduto al complessivo riordino ed adeguamento del settore energia.

Il Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica) (Decreto Bersani) ha recepito nell’ordinamento nazionale la Direttiva Europea 96/92/CE concernente le norme comuni per il libero mercato dell’energia elettrica, con il principale obiettivo della

²⁰ Entrambe revocate e sostituite dalla Direttiva 2003/54/CE per il settore energia e la Direttiva 2003/55/CE per il settore gas.

graduale apertura di tale mercato in Italia e allo scopo di consentire il conseguimento di una migliore qualità ed efficienza del servizio, l'ottenimento di una maggiore integrazione delle reti energetiche, una migliore sicurezza degli approvvigionamenti e tutela dell'ambiente.

La norma ha stabilito che le attività di produzione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, mentre le attività di trasmissione e dispacciamento rimangono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale; infine l'attività di distribuzione è svolta in regime di concessione, rilasciata dal Ministero di Sviluppo Economico. Il decreto ha svolto un ruolo fondamentale nella nascita degli odierni soggetti istituzionali del settore elettrico²¹: il GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) ora divenuto GSE (Gestore Servizi Elettrici), l'AU (Acquirente Unico) e il GME (Gestore del Mercato Elettrico).

Per le imprese distributrici è stato previsto all'art.9 l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta. Le concessioni per svolgere il servizio di distribuzione sono state rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico fino al 31 marzo 2001 e avranno scadenza il 31 dicembre 2030.

Al fine di razionalizzare la distribuzione dell'energia elettrica, è stata introdotta una sola concessione per ambito comunale. Il decreto introduce inoltre importanti previsioni per favorire l'utilizzo di fonti rinnovabili, in particolare l'obbligo per produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili di immettere, per la parte eccedente i 100 GWh dell'anno precedente, ogni anno in rete una percentuale di energia rinnovabile pari al 2% dell'energia prodotta o importata, valore suscettibile di incremento annuo pari a 0,35%²².

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (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.) (Decreto Letta) dà attuazione alla Direttiva 98/30/CE, con la completa liberalizzazione dell'attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato. La novità sostanziale introdotta dal Decreto è la separazione dell'attività di distribuzione dall'attività di vendita, prima affidate ad un unico soggetto, imponendo alle società di distribuzione il cosiddetto "*unbundling* societario".

Dal 1 gennaio 2002 l'**attività di vendita del gas naturale**, soggetta ad autorizzazione da parte del Ministero delle Attività Produttive e rilasciata in base a criteri di tipo tecnico-economico, è garantita da una società che acquista e vende gas e che non svolge attività di

²¹ La società GRTN S.p.A. Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale ha tra i propri obiettivi quello di connettere alla rete nazionale chiunque ne avesse fatto richiesta, gestire i flussi di energia e la RTN rete di trasmissione nazionale). Al fine di assicurare la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolante il GRTN, per effetto dell'art. 4 del decreto, ha costituito l'Acquirente Unico S.p.A. (AU). L'art 5 del decreto prevede che la gestione economica sia affidata al Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (GME), con il compito di organizzare il mercato secondo i principi di neutralità, trasparenza e concorrenza tra i produttori, assicurando un'adeguata disponibilità della riserva di potenza.

²² Quanto al mercato propriamente libero, "clienti idonei" fino al 30 giugno 2007 sono definiti tutti i clienti non domestici che hanno la facoltà di stipulare contratti di fornitura direttamente con produttori, società di distribuzione o grossisti.

trasporto o distribuzione. L'**attività di distribuzione** è servizio pubblico e pertanto attribuita tramite gara di appalto per un massimo di 12 anni ed affidata dagli enti locali al gestore del servizio attraverso contratti di servizio predisposti dall'Autorità per l'energia Elettrica e il Gas (AEEG).

La **Legge 23 agosto 2004, n. 239** (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia) (Legge Marzano) è stata emanata con l'intento di riordinare l'intero quadro legislativo nel settore energetico con il definitivo riparto di competenze tra Stato, da un lato, e Regioni ed Enti locali, dall'altro, alla luce del nuovo assetto introdotto dalla legge costituzionale n.3/2001, che ha provveduto alla riforma del Titolo V della Costituzione. Si definiscono, in essa, i principi fondamentali per l'esercizio delle attività di produzione, importazione, esportazione, stoccaggio, acquisto e vendita di energia.

La legge Marzano, pur non provvedendo al completo recepimento della Direttiva 2003/55/CE, ha contribuito ulteriormente al processo di liberalizzazione del settore energetico. Tra i cambiamenti più importanti:

- le modifiche apportate alla definizione di cliente idoneo²³;
- il divieto ai concessionari e affidatari della gestione dei servizi pubblici locali ed ai gestori delle reti di esercitare alcuna attività²⁴;
- il riordino del mercato interno anche attraverso una rivisitazione del modello organizzativo interno avendo particolare riguardo ai rapporti tra AEEG²⁵ e il Ministero dello Sviluppo economico;
- l'esenzione dalla disciplina per quei soggetti che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione di nuove fonti di approvvigionamento del gas naturale;
- il completamento del processo di liberalizzazione dei settori dell'energia e gas naturale²⁶.

Fra i più recenti atti normativi in questo ambito si segnala anche il **Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93** (Mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale: procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi) in attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE.

In tema di **efficienza della rete elettrica**, si prevede, entro l'estate del 2012, il varo da parte dell'Autorità per l'energia di specifici provvedimenti per mantenere in equilibrio il sistema elettrico nazionale. Il numero sempre maggiore di nuove connessioni alle reti di

²³ Dal 1 luglio 2004 è divenuto cliente idoneo ogni cliente finale non domestico ed a decorrere dal 1 luglio 2007 ogni cliente finale a differenza di quanto previsto dall'art.22 del Decreto Letta, dove il termine per la trasformazione in clienti idonei di tutti i clienti, domestici e non, veniva fissato al 1 gennaio 2003.

²⁴ Ad eccezione dell'attività di vendita di energia elettrica e di gas e di illuminazione pubblica

²⁵ L'AEEG è stata costituita con lo scopo di garantire la promozione della concorrenza, dell'efficienza, qualità ed economia del settore dei servizi energetici, la diffusione omogenea dell'intero territorio nazionale, con un sistema tariffario certo e trasparente che potesse armonizzare gli interessi economici degli esercenti con gli obiettivi sociali, ambientali e di efficienza. L'AEEG ha altresì lo scopo di promuovere la tutela degli interessi di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa comunitaria.

²⁶ Cui i decreti n.79/1999 e n.164/2000 avevano dato avvio.

trasmissione e distribuzione impone, infatti, di ripensare i criteri tradizionali di sviluppo e gestione, in una prospettiva nella quale le reti, anche quelle di distribuzione, dovranno progressivamente diventare, da “passive” ad “attive” (*smart grid*), mentre gli impianti di produzione o di consumo dovranno diventare progressivamente più partecipi alla gestione delle reti stesse.

In Italia c'è stato un breve periodo in cui per la produzione di energia elettrica si è tornati a ipotizzare la realizzazione di impianti nucleari. La normativa sulla ripresa dell'energia nucleare in Italia è contenuta nella **Legge 23 luglio 2009, n. 99** (Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia) e nel Decreto Legislativo 15 febbraio 2010, n. 31 (Disciplina della localizzazione, della realizzazione e dell'esercizio nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia elettrica nucleare, di impianti di fabbricazione del combustibile nucleare, dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché misure compensative e campagne informative al pubblico, a norma dell'articolo 25 della legge 23 luglio 2009, n. 99).

A marzo 2011 a seguito di un violentissimo terremoto e del conseguente tsunami che si è abbattuto sulle coste del Giappone, l'impianto nucleare di Fukushima ha subito ingentissimi danni provocando una dispersione radioattiva in atmosfera e nelle acque che ha scosso l'opinione pubblica mondiale riportandola all'incubo atomico già prefigurato da Chernobyl nel 1986. Anche per effetto della forte impressione che l'incidente ha provocato, a giugno 2011 un referendum abrogativo ha nuovamente chiuso il capitolo del nucleare in Italia, abrogando le norme che consentivano la produzione nel territorio nazionale di energia elettrica nucleare.

Nell'ambito della cogenerazione, definiscono il quadro normativo il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 (Attuazione della direttiva 2004/8/Ce sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia); il Decreto Interministeriale 4 agosto 2011 per la promozione della cogenerazione; il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011, che definisce il regime di sostegno, previsto dalla Legge 09/99 (articolo 30, comma 11), per la cogenerazione ad alto rendimento.

1.3.3 Efficienza energetica

Le norme nazionali che promuovono azioni e investimenti tesi a migliorare le modalità di consumo di energia e il relativo grado di efficienza energetica sono numerose.

Il **D.Lgs. n.79/1999** prevedeva a carico delle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas naturale l'obbligo di conseguire risparmi energetici:

- nel settore elettrico; le imprese di distribuzione sono tenute a realizzare misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia;
- nel settore del gas; le imprese di distribuzione perseguono il risparmio energetico e lo sviluppo di fonti rinnovabili.

I Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004 elettricità e gas riformano profondamente la politica di promozione del risparmio energetico negli usi finali, introducendo un sistema molto innovativo anche nel panorama internazionale. Il sistema introdotto dai decreti 20 luglio 2004 prevede che ogni anno siano fissati obiettivi di risparmio obbligatori per i distributori di energia elettrica e le imprese distributrici di gas naturale. Tali obiettivi, crescenti nel tempo, possono essere raggiunti:

- realizzando interventi presso i consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo, quali ad esempio l'installazione di elettrodomestici o caldaie ad alta efficienza, interventi di isolamento termico degli edifici, interventi per aumentare l'efficienza energetica di processi industriali, utilizzo di lampadine ad alta efficienza. I progetti possono essere realizzati direttamente, oppure tramite società controllate, o ancora attraverso società operanti nei settori dei servizi energetici (le cosiddette **ESCO-energy services companies**),
- acquistando da terzi titoli, detti *titoli di efficienza energetica o certificati bianchi*, che rappresentano la quantificazione del risparmio energetico ottenuta tramite la realizzazione di progetti finalizzati al risparmio energetico medesimo.

L'Autorità (AEEG), che definisce le regole tecniche ed economiche per l'attuazione del meccanismo, ha recentemente sostituito con Delibera EEN 9/2011 le vecchie linee guida relative alle modalità e criteri di rilascio dei certificati bianchi. Il **Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28** (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) fra le diverse misure per la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili riorganizza il sistema dei Certificati Bianchi.

Nel 2006, la Direttiva 2006/32/CE ha imposto per tutti gli Stati membri la redazione di un Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica allo scopo di conseguire un obiettivo nazionale indicativo globale di risparmio energetico al 2016 pari al 9 % mediante servizi energetici e altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica.

Con il D.M. 1 agosto 2007 è adottato in Italia il primo **Piano Nazionale d'azione sull'Efficienza Energetica** con il quale si prevede di raggiungere entro il 2016 l'obiettivo del 9% di riduzione dei consumi.

Le misure previste nel piano intervengono sulle principali tecnologie disponibili per implementare programmi di efficienza energetica, con una valutazione dei risparmi effettivamente conseguibili, tenendo conto del vigente quadro normativo e della sua evoluzione. Il Ministero dello sviluppo economico ha comunicato i seguenti risparmi per settore:

- residenziale (edifici e apparecchiature): risparmi per 16.998 GWh/anno al 2010 e 56.830 GWh/anno al 2016;
- terziario (riscaldamento e condizionamento efficiente, illuminazione pubblica e degli edifici) 8.130 GWh/anno al 2010 e 24.700 GWh/anno al 2016;
- industria (motorizzazione efficiente, azionamenti a velocità variabile, cogenerazione ad lato rendimento, interventi sui processi industriali) 7.040 GWh/anno al 2010 e 21.537 GWh/anno al 2016;

Proposta di PEAR

- trasporto (introduzione del limite di emissione di 140 di CO₂/km, come media dei veicoli del parco venduto dal 2009) 3.490 GWh/anno al 2010 e 23.260 GWh/anno al 2016.

Tale piano è stato rivisto con il **secondo Piano Nazionale d'azione sull'efficienza Energetica** PAEE presentato a luglio 2011 alla commissione europea. Si riporta di seguito la tabella di riduzione dei consumi presente nel secondo PAEE nella quale sono presentate delle ipotesi di riduzione dei consumi nazionali al 2016 ed 2020.

Nel PAEE sono previsti i seguenti interventi di miglioramento dell'efficienza energetica per il 2016:

Proposta di PEAR

Interventi di miglioramento dell'efficienza energetica		Risparmio energetico annuale conseguito al 2010	Risparmio energetico annuale atteso al 2016	Emissioni CO ₂ evitate al 2016
Interventi		[GWh/anno]	[GWh/anno]	[MtCO ₂]
Settore residenziale:				
RES-1	Interventi adeguamento alla direttiva 2002/91/CE e attuazione D.Lgs. 192/05	5.832	13.500	3,51
RES-2	Sostituzione lampade ad incandescenza (GLS) con lampade a fluorescenza (CFL)	*3.744	4.800	2,11
RES-3	Sostituzione lavastoviglie con apparecchiature in classe A	21	526	0,23
RES-4	Sostituzione frigoriferi e congelatori con apparecchiature in classe A+ e A++	82	1.882	0,83
RES-5	Sostituzione lavabiancheria con apparecchiature in classe A superlativa	2	171	0,08
RES-6	Sostituzione scaldacqua elettrici efficienti	1.400	2.200	0,97
RES-7	Impiego di condizionatori efficienti	24	540	0,24
RES-8	Impiego di impianti di riscaldamento efficienti	13.929	26.750	6,66
RES-9	Camini termici e caldaie a legna	325	3.480	0,83
RES-10	Decompressione gas naturale, imp. FV	190	300	0,13
RES-11	Erogatori acqua Basso Flusso (EBF)	5.878	5.878	1,60
Totale Settore Residenziale		31.427	60.027	17,18
Settore terziario:				
TER-1	Riqualificazione energetica del parco edifici esistente	80	11,166	2,90
TER-2	Incentivazione all'impiego di condizionatori efficienti	11	2,510	1,10
TER-3	Lampade efficienti e sistemi di controllo	100	4,300	1,89
TER-4	Lampade efficienti e sistemi di regolazione del flusso luminoso (illuminazione pubblica)	462	1,290	0,57
TER-5	Erogatori acqua Basso Flusso (EBF)	385	340	0,11
TER-6	Recepimento della direttiva 2002/91/CE e attuazione del D.Lgs. 192/05 sul nuovo costruito dal 2005	4.004	4,984	1,30
Totale Settore Terziario		5.042	24.590	7,87
Settore industria:				
IND-1	Lampade efficienti e sistemi di controllo	617	1,360	0,60
IND-2	Installazione di motori elettrici a più alta efficienza	16	2,600	1,14
IND-3	Installazione di inverter su motori elettrici	121	300	0,13
IND-4	Cogenerazione ad alto rendimento	2.493	6,280	1,26
IND-5	Refrigerazione. inverter su compressori. sostituzione caldaie. recupero cascami termici	5.023	9,600	3,08
Totale Settore Industria		8.270	20.140	6,21
Settore trasporti:				
TRA-1	Incentivi statali 2007. 2008. 2009 in favore del rinnovo ecosostenibile del parco autovetture ed autocarri fino a 3.5 tonnellate	2.972	2.186	0,59
TRA-2	Applicazione del Regolamento Comunitario CE 443/2009 che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO ₂ dei veicoli leggeri		19.597	5,30
Totale Settore Trasporti		2.972	21.783	5,89
Totale risparmio energetico		47.711	126.540	37,16

(*Il presente valore risulta ridotto al 50% di quello contabilizzato, nell'ipotesi conservativa che il numero di lampadine efficienti effettivamente installate e almeno la metà del totale di quelle vendute/distribuite con il sistema dei TEE; la misura RES1 sostituisce le seguenti indicate nel PAEE2007: coibentazione superfici opache edifici residenziali ante 1980; sostituzione di vetri semplici con doppi vetri; recepimento della direttiva 2002/91/CE e attuazione del D.Lgs. 192/05; alla misura TER1 corrisponde un valore basso del monitoraggio, che non prende in considerazione l'entrata in vigore della nuova normativa).

Tabella 3: PAEE – luglio 2011 – interventi di miglioramento dell'efficienza energetica previsti per il 2016

Proposta di PEAR

Gli interventi previsti nei vari settori sia al 2016 che al 2020 sono i seguenti:

Settori	Riduzione di energia finale nel 2016		Riduzione di energia finale nel 2020		CO2 evitata nel 2020
	GWh/anno	Mtep/anno	GWh/anno	Mtep/anno	Mton
Residenziale	60027	5.16	77121	6.63	18.0
Terziario	24590	2.11	29698	2.55	9.45
Industria	20140	1.73	28678	2.47	7.20
Trasporti	21783	1.87	49175	4.23	10.35
Totale	126540	10.88	184672	15.88	45.0
(% rispetto alla media dei CFL negli anni 2001-2005)	(9,6%)		(14%)		

Tabella 4: PAEE – luglio 2011 - Riduzioni dei consumi finali di energia attesi per settori al 2016 e 2020 e emissioni di CO2 evitate al 2020

L'Italia accoglie, in seguito, la direttiva europea e si adegua alla tendenza verso la massimizzazione dell'efficienza energetica con il **Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115**, (Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE), pianificando la redazione del secondo e del terzo piano di Azione.

Definisce, inoltre, il miglioramento dell'efficienza come il risultato di azioni in ambito di miglioramento tecnologico, di cambiamento dei comportamenti individuali e di incentivazione economica. Il decreto, che costituisce in questo ambito il riferimento normativo più importante, ha fra le finalità di:

- definire gli obiettivi indicativi, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari ad eliminare le barriere e le imperfezioni esistenti sul mercato che ostacolano un efficiente uso finale dell'energia;
- creare le condizioni per lo sviluppo e la promozione di un mercato dei servizi energetici e la fornitura di altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica agli utenti finali.

Con il **Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n.1** (Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia) è stata data attuazione alla Direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico degli edifici, ove per rendimento si intende la quantità annua di energia effettivamente consumata o che si prevede possa essere necessaria per soddisfare i vari bisogni connessi ad un uso standard dell'edificio.

La normativa definisce: la metodologia per il calcolo delle prestazioni energetiche integrate degli edifici; l'applicazione dei requisiti minimi in materia di prestazioni energetiche degli edifici; i criteri generali di certificazione energetica degli edifici; le ispezioni periodiche; la raccolta di informazioni, delle esperienze, delle elaborazioni e degli studi necessari all'orientamento della politica energetica del settore; la promozione dell'uso razionale dell'energia. Il contenimento dei consumi energetici degli edifici passa attraverso obblighi che devono essere rispettati in occasione della:

Proposta di PEAR

- progettazione e realizzazione di edifici di nuova costruzione e degli impianti in essi installati;
- installazione di nuovi impianti in edifici esistenti;
- realizzazione di opere di ristrutturazione degli edifici e degli impianti esistenti.

Sono inoltre previste prescrizioni in materia di esercizio, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici degli edifici e certificazione energetica degli edifici.

Il **Decreto Legislativo 29 dicembre 2006, n. 311** (Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia) modifica la disciplina della certificazione energetica, estendendo l'ambito di applicazione della certificazione energetica a tutti gli edifici, nuovi ed esistenti.

Con il **Decreto del Presidente della Repubblica del 2 aprile 2009 n. 59** viene emanato il regolamento di attuazione dell'Articolo 4 del D.Lgs. n.192/2005 che definisce i criteri generali, le metodologie di calcolo e i requisiti minimi per la prestazione energetica degli edifici e degli impianti termici per la climatizzazione invernale e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari e, limitatamente al terziario, per l'illuminazione artificiale degli edifici.

Con il **Decreto del Ministero dello sviluppo economico del 26 giugno 2009** vengono emanate le **Linee Guida Nazionali per la certificazione energetica** degli edifici in cui si definiscono:

- a) le linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici;
 - b) gli strumenti di raccordo, concertazione e cooperazione tra lo Stato e le regioni.
- Nelle linee guida si ribadisce che sono elementi essenziali del sistema di certificazione degli edifici:
- a) i dati informativi che debbono essere contenuti nell'attestato di certificazione energetica;
 - b) le norme tecniche di riferimento, che devono essere conformi a quelle sviluppate in ambito europeo e nazionale;
 - c) le metodologie di calcolo della prestazione energetica degli edifici, compresi i metodi semplificati finalizzati a minimizzare gli oneri a carico dei cittadini, tenuto conto delle norme di riferimento;
 - d) i requisiti professionali e i criteri per assicurare la qualificazione e l'indipendenza dei soggetti preposti alla certificazione energetica degli edifici.

La validità temporale massima dell'attestato è elemento essenziale del sistema di certificazione degli edifici

Il Decreto del ministero dello sviluppo economico 26 gennaio 2010 aggiorna il precedente decreto 11 marzo 2008 in materia di riqualificazione energetica degli edifici, definendo nuovi valori limite di fabbisogno di energia primaria annuo e di trasmittanza termica

La legge finanziaria del 2007 ha introdotto le detrazioni fiscali del 55% per interventi di efficienza energetica sugli edifici di cui i decreti DM 19 febbraio 2007 e DM 7 aprile

2008 hanno definito l'applicazione, prorogata successivamente fino a fine 2012. L'ultimo provvedimento è il Decreto Legge 6 dicembre 2011 n. 201 (c.d. "Salva Italia") che nel contempo stabilisce che dal 2013 detti incentivi siano sostituiti con le detrazioni fiscali del 36% già previste per le ristrutturazioni edilizie.

1.3.4 Fonti rinnovabili

La normativa italiana con l'attuazione della legge n. 9 del 1991 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali" ha favorito l'incremento della produzione di energia da fonti rinnovabili attraverso il regime del CIP 6 (delibera del Comitato Interministeriale Prezzi del **29 aprile 1992**. Attraverso il CIP6 sono stabiliti prezzi incentivati per l'energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili e "assimilate"²⁷. Chi produce energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate ha quindi diritto a rivenderla al Gestore dei servizi elettrici a un prezzo superiore a quello di mercato.

I costi di tale incentivo vengono finanziati mediante un sovrapprezzo del 6-7% del costo dell'energia elettrica, che viene addebitato direttamente ai consumatori finali nel conteggio di tutte le bollette .

Il **DLgs 79/1999** ha, in seguito, posto le basi per il passaggio dal regime del CIP-6 al regime dei **certificati verdi**. Infatti, per favorire l'utilizzo di fonti rinnovabili nella generazione elettrica ha introdotto l'obbligo per produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili di immettere ogni anno in rete una quota crescente nel tempo di energia rinnovabile. Tale obbligo comporta che i produttori e importatori di energia elettrica che non riescano a raggiungere tali quote debbano necessariamente acquistare dei cosiddetti certificati verdi, dai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il decreto poi definisce specificatamente come fonti energetiche rinnovabili:

- il sole,
- il vento,
- le risorse idriche,
- le risorse geotermiche,
- le maree,
- il moto ondoso,
- la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

Il decreto è anche intervenuto sul regime concessorio delle grandi derivazioni idroelettriche che è stato regolamentato dall'Art. 12.

È stato introdotto inoltre il principio guida in base al quale l'unica assimilazione a fonte rinnovabile è quella prevista per la cogenerazione, intesa quale produzione combinata di

²⁷ La dizione "assimilate" fu aggiunta alla previsione originaria in sede di approvazione del provvedimento per includere fonti di vario tipo, non previste espressamente dalla normativa europea in materia.

energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che garantisca un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.

Il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) ha come finalità:

- a) promuovere il contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- b) promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'articolo 3 comma 1 del presente decreto quali l'incremento di consumo di elettricità da fonti energetiche rinnovabili;
- c) concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- d) favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

In tale decreto si prevede poi:

- una garanzia di origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili;
- una razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per la costruzione e gestione di impianti per la generazione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili;
- la semplificazione del regime di allacciamento alle reti elettriche degli impianti di generazione alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

In attuazione alla direttiva europea 2001/77/CE, recepita in Italia con il DLgs 387/2003, si dà l'avvio sul territorio nazionale al conto energia, attraverso due tappe fondamentali ovvero con l'approvazione del D.M. 28 luglio 2005 (che fissa i tempi e i termini di attuazione) e della delibera 188 del 14 settembre 2005 (che stabilisce i modi di erogazione degli incentivi).

I criteri di incentivazione del Secondo Conto Energia (2007-2010) sono definiti dal D.M. del 19 febbraio 2007.

Con il D.M. 6 agosto 2010 viene poi modificata la classificazione degli impianti fotovoltaici e si definiscono i limiti di potenza incentivabile in relazione al tipo di impianto (Terzo conto Energia 2010-2011).

Il **Quarto Conto Energia** (2011-2016) è il regime attualmente vigente. Le regole per l'accesso agli incentivi per l'installazione di impianti fotovoltaici sono definiti dal D.M 5 maggio 2011, per il periodo dal 1 giugno 2011 al 2016, data entro la quale si presume venga raggiunta la *grid parity* cioè la condizione di parità fra il costo del kWh prodotto con energie rinnovabili e il costo del kWh prodotto da fonti convenzionali.

Sono in fase di definizione due nuovi decreti ministeriali per disciplinare le modalità di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica l'uno e da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico l'altro, che dovrebbero essere pubblicati ed entrare in vigore nel corso del 2012.

In questo contesto di incentivi si inserisce la **Legge 24 dicembre 2007, n. 244** (Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato) (Legge

finanziaria 2008) che ha introdotto numerose novità normative in materia di fonti energetiche rinnovabili con lo scopo di porre le basi per raggiungere entro il 2012 l'obiettivo di coprire per almeno il 25% il consumo interno di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. A tal fine sono state introdotte agevolazioni tributarie, semplificazioni burocratiche, obblighi di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, il regime di incentivo diretto e il regime di incentivi di mercato. Inoltre la legge ridefinisce i parametri fondamentali dei certificati verdi e introduce la nuova tariffa c.d. feed-in tariff riconosciuta agli impianti di generazione da fonti rinnovabili che permettono la c.d. microgenerazione distribuita.

All'art. 2 comma 167 si cita : *“Il Ministro dello sviluppo economico, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, stabilisce con proprio decreto la ripartizione fra le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano della quota minima di incremento dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili necessaria per raggiungere l'obiettivo del 25 per cento del consumo interno lordo entro il 2012, e dei successivi aggiornamenti proposti dall'Unione europea”*, si pongono le basi per quello che sarà poi il così detto decreto di “Burden Sharing”.

La **Legge 22 dicembre 2008, n. 203** (Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato) (Legge finanziaria 2009), in materia di energia stabilisce che dal 1° gennaio 2009 si applichino le disposizioni, di cui all'art. 6 del decreto-legge n. 356/2001 per le reti di teleriscaldamento alimentate con biomassa o con energia geotermica, rendendo di fatto definitiva l'agevolazione prevista per l'utenza allacciata alle reti di teleriscaldamento di questo tipo.

Il **Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28** (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) (decreto Romani) si pone come obiettivo la definizione degli strumenti, dei meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti.

In tale decreto vengono inoltre dettate norme in merito ai trasferimenti statistici tra gli stati membri e con i paesi terzi, vengono fissati poi criteri di sostenibilità per i biocarburanti ed i bioliquidi.

Tale decreto obbliga poi, per le nuove costruzioni ed edifici sottoposti a ristrutturazione rilevante, l'utilizzo di fonti rinnovabili a copertura di percentuali prefissate del fabbisogno complessivo di calore, elettricità e raffrescamento. Il mancato rispetto di tale obbligo comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio. Le leggi regionali non possono legiferare in contrasto con quanto previsto dal Decreto, ma possono prevedere norme più restrittive.

A seguito della direttiva europea 2009/28/CE, in particolare secondo quanto previsto all'art.4 *“Piani di azione nazionale per le energie rinnovabili”* e del recepimento della stessa a livello Nazionale con il Dlgs del 03/03/2011 n°28, il Ministero dello sviluppo

economico, a fine luglio 2010, ha notificato alla Commissione europea il **Piano di Azione Nazionale** per le energie rinnovabili (PAN).

L'Italia al fine di coprire il **17%** dei consumi finali di energia mediante fonti rinnovabili, partendo da uno scenario efficiente (come definito nel PAN), al 2020 il consumo finale di energia rinnovabili dovrà attestarsi a **22,62 Mtep** a fronte di un consumo finale lordo stimato in **133 Mtep**.

Il risultato a livello nazionale verrà determinato alla somma dei contributi che le singole regioni dovranno apportare per il raggiungimento degli obiettivi nazionali secondo quanto definito dalla **finanziaria 2008** (legge n. 244/2007) all'articolo 2 comma 167, come modificato dalla **Legge del 27 febbraio 2009, n.13** (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2008, n. 208, recante misure straordinarie in materia di risorse idriche e di protezione dell'ambiente) ove all'articolo 8bis si cita che entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, devono essere emanati uno o più decreti per definire la ripartizione fra regioni e province autonome di Trento e di Bolzano della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili per raggiungere l'obiettivo del 17 per cento del consumo interno lordo entro il 2020.

“I decreti in merito che verranno emanati devono tenere conto di:

- a) della definizione dei potenziali regionali tenendo conto dell'attuale livello di produzione delle energie rinnovabili;*
- b) dell'introduzione di obiettivi intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 calcolati coerentemente con gli obiettivi intermedi nazionali concordati a livello comunitario;*
- c) della determinazione delle modalità di esercizio del potere sostitutivo del Governo ai sensi dell'articolo 120 della Costituzione nei casi di inadempienza delle regioni per il raggiungimento degli obiettivi individuati”.*

Il **Decreto Ministeriale 15 marzo 2012** (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) costituisce il così detto decreto di **Burden Sharing**.

Il presente decreto, in attuazione dell'articolo 37, comma 6, del decreto legislativo n. 28 del 2011 definisce e quantifica gli obiettivi intermedi e finali che ciascuna regione e provincia autonoma deve conseguire ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Vengono inoltre definite le modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento dell'obiettivo da parte delle regioni.

Per la quantificazione degli obiettivi da assegnare a ciascuna regione si assumono in riferimento gli obiettivi nazionali definiti nel PAN.

Si riportano nella tabella A gli obiettivi che ciascuna regione deve conseguire dal 2012 al 2020, solo gli obiettivi a partire dal 2016 saranno vincolanti per ciascuna regione.

Tabella A – Traiettoria degli obiettivi regionali, dalla situazione iniziale al 2020

Regioni e province autonome	Obiettivo regionale per l'anno [%]					
	anno iniziale di riferimento (*)	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,8	10,1	11,7	13,6	15,9	19,1
Basilicata	7,9	16,1	19,6	23,4	27,8	33,1
Calabria	8,7	14,7	17,1	19,7	22,9	27,1
Campania	4,2	8,3	9,8	11,6	13,8	16,7
Emilia Romagna	2,0	4,2	5,1	6,0	7,3	8,9
Friuli V. Giulia	5,2	7,6	8,5	9,6	10,9	12,7
Lazio	4,0	6,5	7,4	8,5	9,9	11,9
Liguria	3,4	6,8	8,0	9,5	11,4	14,1
Lombardia	4,9	7,0	7,7	8,5	9,7	11,3
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4
Molise	10,8	18,7	21,9	25,5	29,7	35,0
Piemonte	9,2	11,1	11,5	12,2	13,4	15,1
Puglia	3,0	6,7	8,3	10,0	11,9	14,2
Sardegna	3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	17,8
Sicilia	2,7	7,0	8,8	10,8	13,1	15,9
TAA – Bolzano	32,4	33,8	33,9	34,3	35,0	36,5
TAA – Trento	28,6	30,9	31,4	32,1	33,4	35,5
Toscana	6,2	9,6	10,9	12,3	14,1	16,5
Umbria	6,2	8,7	9,5	10,6	11,9	13,7
Valle D'Aosta	51,6	51,8	51,0	50,7	51,0	52,1
Veneto	3,4	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

Tabella 5: TABELLA A allegata al decreto di Burden Sharing con indicazione degli obiettivi che ciascuna regione deve raggiungere

L'obiettivo assegnato ad ogni regione è calcolato come rapporto tra la quota di energia da fonte rinnovabile sul consumo finale lordo di energia.

Per consumo di energia da fonte rinnovabile (**FER**) per ciascuna regione è data dalla somma dei seguenti addendi:

- energia elettrica lorda da fonte rinnovabile prodotta da impianti ubicati nella regione;
- energia termica da fonte rinnovabile per riscaldamento/raffreddamento, prodotta e distribuita, anche mediante teleriscaldamento, da impianti di conversione ubicati nella regione, ad esclusione di quelli alimentati con biometano o biogas prelevato da reti di cui al punto d);
- biometano prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione ed immesso nella rete di distribuzione del gas naturale;
- biometano e biogas prodotto tramite impianti di produzione ubicati nella regione, immesso in reti di distribuzione private e impiegato per usi termici o di trasporto.

Proposta di PEAR

Il consumo finale lordo di energia (CFL) di ciascuna regione è dato dalla somma dei seguenti tre termini:

- a) consumi elettrici, compresi i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per trasporto;
- b) consumi di energia per riscaldamento e raffreddamento in tutti i settori, con esclusione del contributo dell'energia elettrica per usi termici;
- c) consumi per tutte le forme di trasporto, ad eccezione del trasporto elettrico e della navigazione internazionale.

Ciascuna Regione può definire il mix energetico necessario per raggiungere l'obiettivo posto ovvero ipotizzare interventi che riguardano solo l'incremento del numeratore e quindi delle FER o solo il decremento del denominatore e quindi in ambito di riduzione dei consumi o interventi che prevedono entrambe le azioni. L'obiettivo principale è raggiungere la percentuale FER/CFL definita per ciascun anno nella tabella A del decreto, in particolare dal 2016 ove tale obiettivo diventa vincolante.

Il decreto prevede poi all'articolo 5 comma 6 che in occasione del monitoraggio dell'anno 2016, qualora risulti uno scostamento dell'obiettivo nazionale superiore al 20%, l'osservatorio, che si occupa del monitoraggio degli obiettivi per le regioni, individua le cause e propone al Ministero dello sviluppo economico l'adozione di provvedimenti diretti a superare le criticità, anche attraverso la rimodulazione degli obiettivi regionali di cui alla Tabella A.

A decorrere poi dal 2017, nel caso di mancato conseguimento degli obiettivi da parte delle regioni, il MISE entro i successivi due mesi, qualora abbia verificato che il mancato raggiungimento è dovuto all'inerzia delle amministrazioni, propone al Presidente del Consiglio dei Ministri di assegnare all'ente interessato un termine non inferiore ai sei mesi per l'adozione di provvedimenti necessari al conseguimento dell'obiettivo. Decorso inutilmente tale termine, il Consiglio dei ministri nomina un apposito **commissario che consegue la quota di energia da fonti rinnovabili idonea a coprire il deficit riscontrato con oneri a carico della Regione** nelle modalità definite all'articolo 37, comma 1 e comma 4 lettera a) del decreto legislativo 28/2011.

Nel decreto di Burden Sharing sono poi inseriti l'allegato 1 "Regionalizzazione degli obiettivi delle FER" e l'allegato 2 "Criteri per la ripartizione tra regioni e province autonome degli obiettivi di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili previsti dal Piano di Azione Nazionale (PAN)".

Il primo documento, a partire dai valori nazionali di sviluppo delle FER indicati dal Piano di Azione Nazionale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili (PAN), definisce, per ciascuna regione e provincia autonoma, i valori di CFL, FER-E e FER-C, all'anno 2020 e negli anni intermedi. Sulla base dei suddetti valori vengono quindi calcolati gli obiettivi di sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili per ciascun regione e provincia autonoma nel periodo considerato.

Nel secondo documento viene presentata la metodologia impiegata per la ripartizione a livello regionale degli obiettivi di sviluppo delle FER previsti dal Piano di Azione Nazionale.

Si evidenzia che ciascuna regione avrà la libertà di definire le proprie traiettorie e gli interventi per il raggiungimento degli obiettivi intermedi indicati nella Tabella A indipendentemente dalle simulazioni proposte dal Ministero negli allegati 1 e 2.

1.3.5 Autorizzazioni per gli impianti a fonti energetiche rinnovabili

La direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001 definisce fondamentale incrementare nella massima misura possibile le installazioni di impianti a fonti rinnovabili, obbligando gli stati membri a razionalizzare e accelerare le procedure nonché a garantire che le norme in materia di autorizzazione siano oggettive, trasparenti, non discriminatorie e tengano pienamente conto delle particolarità delle varie tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili.

A livello nazionale, come si è detto, la direttiva è stata recepita con il **D.Lgs. 387/2003**. Il decreto introduce una notevole semplificazione nei procedimenti autorizzativi per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili, prevedendo all'articolo 12 la procedura dell'Autorizzazione Unica per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili di taglia uguale o superiore a quelle previste nell'Allegato A del decreto.

INTERVENTI SOGGETTI AD AUTORIZZAZIONE UNICA	
<i>interventi</i>	<i>taglie</i>
-impianti eolici	≥ 60 kW
-impianti solare fotovoltaici	≥ 20 kW
-impianti idraulici	≥ 100 kW
-impianti a biomassa	≥ 200 kW
-impianti alimentati con gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas	≥ 250 kW

Tabella 6: **AUTORIZZAZIONE UNICA** – interventi soggetti ad autorizzazione unica (allegato A – D.lgs 387/2003)

L'Autorizzazione Unica, rilasciata dalla Regione o dalle Province delegate dalla regione a seguito di un procedimento unico, permette “la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi”. Il procedimento che porta al rilascio dell'AU prevede la convocazione della Conferenza dei Servizi in seno alla quale sono prodotti tutti i pareri, le autorizzazioni, i nulla osta e gli assensi degli enti e delle amministrazioni coinvolte.

Il **D.Lgs. 28/2011** ha introdotto all'art. 6 una nuova procedura abilitativa semplificata (PAS) per le tipologie di attività ed esercizio di impianti così come delineati e descritti ai paragrafi 11 e 12 delle Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Il **D.Lgs.115/2008** ha stabilito che alcuni impianti rientrano fra gli interventi di manutenzione ordinaria, pertanto non sono soggetti alla disciplina della denuncia di inizio attività (DIA) ma alla sola comunicazione preventiva al Comune di competenza. Questi sono l'installazione di singoli generatori eolici con altezza complessiva non superiore a 1,5 metri e diametro non superiore ad 1 metro e l'installazione di impianti solari termici o fotovoltaici aderenti o integrati nei tetti degli edifici con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi. Sono escluse dall'applicazione del decreto gli immobili, i nuclei e i centri storici, cioè i beni ricadenti nell'ambito della disciplina della parte seconda e dell'articolo 136, comma 1, lettere b) e c), del dlgs. n.42/2004 "Codice dei beni culturali e del paesaggio".

Con il **D.M. del 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"** vengono emanate delle linee guida per il procedimento di cui all'art.12 "*razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative*" del decreto n°387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi. Lo scopo di tali linee guida è di facilitare un contemperamento fra le esigenze di sviluppo economico e sociale con quelle di tutela dell'ambiente e di conservazione delle risorse naturali e culturali nelle attività regionali di programmazione ed amministrative.

In tali linee guida viene analizzato il regime giuridico delle autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili ovvero chiariscono le procedure per l'ottenimento delle autorizzazioni per i diversi impianti, distinti per fonte e per taglia. Vengono poi analizzati dei criteri di inserimento degli impianti nel paesaggio e nel territorio. In particolare all'art. 17 si cita, che al fine di accelerare l'iter di autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio degli impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili, le Regioni e le province autonome, possono procedere all'indicazione di aree e di siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti .

All'allegato 3 vengono definiti dei criteri generici per l'individuazione delle aree non idonee che si basano su aspetti di tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio artistico – culturale, connessi alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito.

All'allegato 4 viene effettuato un approfondimento riguardante il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio per gli impianti eolici.

1.4 Quadro Normativo e Programmatico Regionale

La **Legge 9 gennaio 1991, n. 10** (Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia) ha introdotto i Piani Energetici anche a livello locale. In particolare, l'art. 5 prescrive alle Regioni e alle Province Autonome la predisposizione di piani energetici regionali, precisandone i contenuti di massima.

In Valle d'Aosta il primo Piano energetico regionale è stato approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 3126/X in data 14 aprile 1998.

Successivamente il Piano Energetico Ambientale relativo alle catene energetiche stazionarie è stato approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 3146/XI in data 3 aprile 2003.

Il presente Piano costituisce quindi il terzo aggiornamento del quadro di pianificazione energetica e ambientale regionale.

Si riportano di seguito alcune norme che contribuiscono a costruire il quadro di riferimento del settore energetico:

Legge regionale 8 novembre 1956, n. 4 (Norme procedurali per l'utilizzazione delle acque pubbliche in Valle d'Aosta). La norma disciplina le concessioni e le subconcessioni per l'utilizzazione delle acque pubbliche che sono di competenza della Regione Valle d'Aosta in base al Decreto legislativo luogotenenziale 7 settembre 1945 n. 546 e allo Statuto regionale, promulgato con legge costituzionale 26 febbraio 1948 n. 4. L'Autonomia regionale prevede infatti che la Regione eserciti sulle acque pubbliche, tutti i poteri e tutte le attribuzioni già di pertinenza dello Stato.

Legge regionale 24 giugno 1992, n. 35 (concernente la proroga della durata delle utenze di piccole derivazione d'acqua pubblica. Si veda inoltre l'art. 23 della **l.r. 29 marzo 2007, n. 4** (che stabilisce un'ulteriore proroga della durata delle utenze di piccole derivazioni di acqua pubblica.

Legge regionale 28 aprile 1998, n.17 recante (Norme in materia di illuminazione esterna), con la finalità di tutelare dall'inquinamento luminoso²⁸ il territorio regionale, la fauna notturna e le rotte migratorie dell'avifauna, e i siti degli osservatori astronomici. La legge obbliga a contenere entro il tre per cento, rispetto al flusso luminoso emesso dalle lampade, il flusso luminoso che viene inviato nell'emisfero superiore. La legge ha una valenza energetica, essendo la dispersione di flusso luminoso una forma di sperpero di energia altrimenti utilizzabile.

Legge regionale 4 settembre 2001, n.19 (Interventi regionali a sostegno delle attività turistico-ricettive e commerciali). La legge concede agevolazioni a imprese piccole e medie operanti nell'ambito della ricettività turistica e proprietari di strutture alberghiere per interventi volti alla riqualificazione e al potenziamento delle attività turistico-ricettive e commerciali. La legge non fa esplicitamente riferimento alla riqualificazione energetica o al miglioramento dell'efficienza degli impianti, ma può indirettamente portare a un miglioramento complessivo delle prestazioni degli edifici, dal momento che le agevolazioni sono concesse per ristrutturazioni ammodernamento e riqualificazione di strutture ricettive, ricomprendendo nel finanziamento lavori e opere edili, compresi gli impianti tecnici, le spese di progettazione, di direzione lavori e di collaudo.

²⁸ Art. 2 Lr n.17/1998 viene considerato inquinamento luminoso ogni forma di irradiazione di luce artificiale al di fuori delle aree a cui essa è funzionalmente dedicata ed in particolare verso la volta celeste.

Più esplicitamente legate al sistema energetico e alla regolamentazione degli interventi in questo settore sono le leggi che seguono.

1.4.1 Legge regionale 3 gennaio 2006, n. 3

La legge regionale 3 gennaio 2006, n. 3 (Nuove disposizioni in materia di interventi regionali per la promozione dell'uso razionale dell'energia), modificata con la legge regionale del 23 dicembre 2009, n. 50 e con la legge regionale 20 dicembre 2010, n. 42, disciplina le procedure finalizzate all'approvazione degli strumenti di pianificazione energetico-ambientale e promuove l'attuazione delle iniziative per il perseguimento delle relative finalità, tenuto conto dell'esigenza di diversificare le fonti energetiche e di rendere più efficiente e razionale l'utilizzo delle fonti convenzionali, riducendo nel contempo l'emissione in atmosfera di gas inquinanti e climalteranti.

Al fine di assicurare conoscenze e analisi adeguate a un'efficace programmazione di settore, la Regione ha istituito presso Finaosta S.p.A., con la legge n.3/2006, un Centro osservazione e attività sull'energia (COA energia), le cui attività sono organizzate sulla base degli indirizzi di programmazione energetico-ambientale, secondo le indicazioni e gli obiettivi stabiliti dalla Giunta regionale con propria deliberazione.

La l.r. 3/2006 **concede agevolazioni** per l'installazione di sistemi, a servizio di edifici ad uso residenziale, che consentono un utilizzo razionale dell'energia, un aumento dell'efficienza energetica degli edifici e lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili.

Le iniziative agevolabili, sugli edifici esistenti, sono suddivise in quattro macro settori

- **fonti rinnovabili**: che comprende l'installazione di collettori solari per la produzione di acqua calda, l'installazione di sistemi fotovoltaici ad isola e connessi alla rete, di mini idroelettrico, di generatori di calore a biomassa ed infine di sistemi di illuminazione a tubi di luce.

- **uso razionale dell'energia**: che comprende installazioni di pompe di calore, di generatori di calore a gas (con metano o gpl) destinati al riscaldamento degli ambienti e/o alla produzione di acqua calda sanitaria solo per impianti centralizzati a servizio di un intero edificio, allacciamento alla rete di teleriscaldamento solo se questa è alimentata da fonti rinnovabili o da combustibili gassosi ed infine sistemi di contabilizzazione del calore se l'impianto termico è centralizzato ed abbinato a sistemi di termoregolazione per ogni singola utenza.

- **risparmio energetico**: che comprende l'installazione di materiale isolante per pareti verticali, orizzontali, isolamento delle coperture, sostituzione di serramenti con l'utilizzo di materiali che soddisfino determinati requisiti termici.

- **aumento dell'efficienza energetica degli edifici**: interventi volti all'isolamento globale dell'edificio di nuova costruzione o soggetto a completa demolizione e ricostruzione o ad ampliamento volumetrico limitatamente ai casi in cui con la parte ampliata si costituisca almeno una nuova unità immobiliare.

Le modalità per accedere ai contributi previsti dall'articolo 5 della l.r. 3/2006 sono disciplinate dalla deliberazione della Giunta regionale n. 1064 del 23 aprile 2010 e dalla recente delibera della Giunta regionale n.1989 del 26 agosto 2011 che sostituisce

l'Allegato A delle precedente deliberazione (d.G.r. 1064/2010 e successiva d.G.r. 2413/2010).

I soggetti beneficiari delle agevolazioni sono privati, enti locali (comuni, comunità montane e loro enti strumentali) ed imprese, che possano dimostrare la disponibilità dell'immobile oggetto di intervento (proprietà, nuda proprietà, usufrutto, locazione o comodato). Gli interventi in oggetto che beneficiano delle agevolazioni riguardano esclusivamente il settore residenziale.

È altresì agevolabile, ai sensi dell'articolo 6 della l.r. 3/2006, la realizzazione di **impianti dimostrativi**, pilota e sperimentali per l'utilizzazione delle fonti energetiche rinnovabili e per l'impiego di tecniche di efficienza energetica e di sistemi e installazioni a basso consumo energetico specifico. Per impianto dimostrativo si intende l'insieme di componenti attivi e/o passivi organizzati al fine di ridurre le perdite di conversione dell'energia e, comunque, di risparmiare combustibile fossile contenendo la produzione di gas climalteranti, a parità d'effetto utile finale. Il termine "dimostrativo" definisce in particolare l'attitudine di un impianto di carattere innovativo a mostrare - monitorandoli - i propri effetti positivi rispetto alle usuali tecnologie in un funzionamento continuativo, allo scopo di diffondere le buone pratiche energetiche sul territorio regionale.

Il nuovo iter per la richiesta delle agevolazioni è disciplinato dalla deliberazione della Giunta regionale n. 284/2011.

Tra le altre iniziative della legge 3/2006 sono inoltre previsti:

- la promozione e l'attivazione di laboratori didattici (art.6bis);
- la concessione di agevolazioni per l'effettuazione di diagnosi energetiche e di analisi tecnico- economiche di impianti di teleriscaldamento;
- la concessione di agevolazioni nel settore terziario per la realizzazione di iniziative finalizzate alla riduzione del fabbisogno energetico, nell'ambito della riorganizzazione della logistica distributiva delle merci nelle aree urbane (art. 6 quater).

1.4.2 Legge regionale 18 aprile 2008, n. 21

La legge regionale 18 aprile 2008, n. 21 (Disposizioni in materia di rendimento energetico nell'edilizia), modificata con la l.r. del 2 marzo 2010, n. 8, promuove ed incentiva la sostenibilità energetica nella progettazione, realizzazione ed uso delle opere edilizie, il miglioramento delle prestazioni energetiche degli edifici esistenti al fine di favorire lo sviluppo, la valorizzazione e l'integrazione delle fonti rinnovabili e la diversificazione energetica privilegiando le tecnologie con minore impatto ambientale.

Essa prevede:

- a) le metodologie per la determinazione delle prestazioni energetiche degli edifici;
- b) i requisiti minimi e le prescrizioni specifiche in materia di prestazione energetica degli edifici;
- c) le caratteristiche e gli ambiti di applicazione della certificazione energetica degli edifici, compresi i criteri di accreditamento dei soggetti abilitati al rilascio dell'attestato di certificazione energetica;
- d) le modalità di costituzione e di gestione del catasto energetico degli edifici;

Proposta di PEAR

- e) gli obiettivi per il miglioramento dell'efficienza energetica del parco edilizio e le forme di incentivazione economica;
- f) le iniziative di informazione e di sensibilizzazione degli utenti finali e l'aggiornamento degli operatori del settore;
- g) le linee guida per l'introduzione, negli strumenti urbanistici, di criteri generali di efficienza energetica e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili;
- h) l'istituzione e la promozione di un contrassegno di qualità per installatori e imprese edili.

La d.G.r. 3014 del 30 ottobre 2009 ha approvato i requisiti minimi e le prescrizioni specifiche in materia di rendimento energetico nell'edilizia, ricalcando fondamentalmente quanto previsto a livello nazionale ed applicabile nelle zone climatiche regionali E e F.

La d.G.r. 1448 del 25 maggio 2010 ha introdotto le modalità di riconoscimento dei corsi di formazione utili ai fini dell'accreditamento dei certificatori energetici, mentre la successiva d.G.r. 2236 del 20 agosto 2010 ha approvato nelle specifico le modalità di accreditamento dei certificatori energetici e dei soggetti ispettori.

La d.G.r. 1606 del 8 luglio 2011 (che sostituisce la precedente d.G.r. 3629 del 23 dicembre 2010) ha introdotto la metodologia di calcolo per la determinazione della prestazione energetica degli edifici e le relative semplificazioni, nonché la definizione delle classi energetiche degli edifici.

La d.G.r. 1062 del 6 maggio 2011 ha approvato gli aspetti procedurali della certificazione energetica ed il modello di attestato di certificazione energetica e di targa e prevede l'avvio del sistema di certificazione regionale, denominato "Beauclimat" al 20 luglio 2011.

1.4.3 Legge regionale 31 marzo 2003, n. 6

Mediante la legge regionale 31 marzo 2003, n. 6 (Interventi regionali per lo sviluppo delle imprese industriali ed artigiane) la Regione favorisce il consolidamento e lo sviluppo delle imprese operanti in Valle d'Aosta nei settori dell'industria e dell'artigianato. In particolare tale legge disciplina gli interventi volti a promuovere la realizzazione di investimenti produttivi, la commercializzazione dei prodotti e l'associazionismo tra imprese, nonché gli strumenti di programmazione e monitoraggio volti a migliorarne l'efficacia, compresa la semplificazione dei relativi procedimenti amministrativi.

A tal fine, la Regione approva il programma triennale per lo sviluppo dell'industria e dell'artigianato e istituisce il relativo Osservatorio regionale.

La legge prevede forme di intervento a sostegno dello sviluppo delle imprese artigiane ed industriali attraverso:

- 1) Finanziamento degli investimenti produttivi, vengono prese in considerazione le iniziative dirette alla dotazione, alla realizzazione, all'ampliamento e all'ammodernamento di beni, materiali e immateriali, strumentali all'attività di impresa. suddivise in diverse categorie, tra cui "*adozione di misure per l'uso razionale dell'energia*". Per questi sono previsti concessione di contributi in

- conto capitale, di mutui a tasso agevolato, di contributi in conto interessi, di prestiti partecipativi e di fideiussioni;
- 2) Concessioni di contributi per l'elaborazione di studi e ricerche di mercato, con particolare riferimento alle indagini conoscitive sui canali più efficaci di penetrazione nei diversi Paesi, per la partecipazione collettiva a manifestazioni fieristiche e per organizzazione di congressi, di seminari, di convegni e di dibattiti;
 - 3) Concessione di diritti di superficie o l'alienazione di diritti di proprietà e di interventi a favore dei consorzi e delle società consortili tra piccole imprese industriali, tra imprese artigiane o tra piccole imprese industriali e imprese artigiane.

L'**allegato 4** della deliberazione della Giunta regionale n. 2542, in data 18 settembre 2009 disciplina interventi a sostegno delle attività nei settori del risparmio energetico, delle fonti energetiche rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento.

In particolare, l'investimento può riguardare:

- investimenti nel settore del risparmio energetico, attraverso azioni finalizzate all'isolamento termico degli edifici, alla coibentazione ed altri interventi di riduzione dei consumi di energia nel processo produttivo;
- investimenti nel settore delle fonti energetiche rinnovabili non fossili, attraverso l'utilizzo di sistemi attivi e passivi di sfruttamento delle fonti medesime: energia eolica, solare, idraulica, geotermica, biogas e biomassa;
- investimenti nel settore della cogenerazione ad alto rendimento, come definita all'art. 2 del d.lgs. 8 febbraio 2007, n. 20,

I costi ammissibili sono rigorosamente limitati agli oneri di investimento supplementari ("sovraccosti"), necessari per conseguire gli obiettivi previsti ai punti precedenti.

1.4.4 Legge regionale 14 ottobre 2005, n.23

La Legge regionale 14 ottobre 2005, n.23 (Disposizioni per la razionalizzazione e la semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, destinati alla produzione di energia o di vettori energetici) detta disposizioni in materia di autorizzazioni necessarie per la costruzione, il rifacimento, la riattivazione, la modifica, il potenziamento e l'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, destinati alla produzione di energia o di vettori energetici. Le modalità di svolgimento del procedimento autorizzativo sono definite dalla deliberazione della Giunta regionale n. 343 del 10/02/2006. L'iter autorizzativo che prevede la convocazione di una Conferenza dei Servizi potrà avere un esito finale positivo, positivo sottoposto a prescrizioni o negativo. L'esito positivo sostituisce, a tutti gli effetti, ogni autorizzazione, concessione, nulla osta o atto di assenso di competenza delle strutture interessate dalla convocazione.

1.4.5 Deliberazione della Giunta regionale n. 9 del 5/01/2011

In recepimento di quanto previsto agli art. 17 e 18 del D.M. del 10 settembre 2010, è stata approvata la deliberazione della Giunta regionale n. 9 del 5 gennaio 2011 **“Individuazione delle aree e dei siti del territorio regionale non idonei all’installazione di impianti fotovoltaici ed eolici e 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 del 10 settembre 2010 (linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili)”**. Tale deliberazione individua le aree del territorio regionale non idonee all’installazione di impianti che sfruttano la fonte solare con conversione fotovoltaica e la fonte eolica.

1.4.6 Legge regionale 4 agosto 2009, n. 24

La legge regionale 4 agosto 2009, n. 24 (Misure per la semplificazione delle procedure urbanistiche e la riqualificazione del patrimonio edilizio in Valle d’Aosta) riguarda l’ampliamento o la realizzazione di unità immobiliari mediante l’esecuzione di nuovi volumi e superfici, in deroga agli strumenti urbanistici generali e ai regolamenti edilizi, nel rispetto delle destinazioni d’uso previste dal piano regolatore generale comunale urbanistico e paesaggistico (PRG).

Sono previste misure di semplificazione delle procedure vigenti per la realizzazione degli interventi sul patrimonio edilizio. Sono altresì disciplinate ulteriori incentivazioni volte a favorire il miglioramento della qualità degli edifici, l’efficienza energetica, la sostenibilità ambientale e l’utilizzo di fonti di energia alternative e rinnovabili.

La norma consente interventi di integrale demolizione e ricostruzione di edifici realizzati anteriormente al 31 dicembre 1989, con aumento fino al 35 per cento del volume esistente, a condizione che si utilizzino criteri e tecniche di edilizia sostenibile, fonti di energia alternative e rinnovabili o misure di risparmio delle risorse energetiche o idriche. Nell’ambito dei programmi integrati, delle intese e delle concertazioni promossi dalla Regione o dai Comuni sono consentiti interventi con aumento fino al 45 per cento del volume esistente.

La Giunta regionale ha stabilito, con deliberazione di Giunta regionale n. 3753 del 18/12/2009, i criteri e le modalità di applicazione della legge.

1.4.7 Programma Operativo di Competitività regionale (POR)

Il **Programma Operativo di Competitività regionale (POR)** è stato approvato con delibera della Giunta regionale del 31/08/2007 per l’intervento del Fondo Europeo di sviluppo regionale (FESR) nell’ambito dell’obiettivo “Competitività regionale e occupazione” 2007/2013.

Proposta di PEAR

Il programma ha come obiettivo globale quello di contribuire all'incremento del valore aggiunto regionale attraverso una maggiore competitività del sistema economico e il rafforzamento dei vantaggi competitivi, preservando la sostenibilità della crescita e valorizzando l'ambiente.

Il programma individua quattro assi di azione strategici per la Valle d'Aosta quali:

Asse 1: Ricerca, sviluppo, innovazione ed imprenditorialità:

Obiettivo specifico: Promuovere la competitività e l'innovazione del sistema produttivo regionale;

Asse 2: Promozione dello sviluppo sostenibile:

Obiettivo specifico: Rendere più attraente la Regione per i cittadini per i turisti e per gli operatori economici;

Asse 3: Promozione delle ICT (Tecnologie dell'Informazione e della Comunicazione):

Obiettivo specifico: Ampliare la diffusione della banda larga e delle ICT e sviluppare servizi che utilizzano le tecnologie dell'informazione e della comunicazione.

Asse 4 : Assistenza Tecnica:

Obiettivo specifico: Migliorare l'efficacia e l'efficienza dei Programmi Operativi attraverso azioni e strumenti di supporto.

I quattro assi, ed i rispettivi obiettivi specifici ed operativi, presentano forti interconnessioni tra loro. Per esempio l'innovazione del sistema produttivo deve orientarsi verso lo sviluppo di tecnologie sostenibili in coerenza anche con gli obiettivi del trattato di Göteborg (2001) in materia di sviluppo sostenibile: la salvaguardia dell'ambiente può e deve divenire anche una fonte di sviluppo.

L'Asse 2 "Promozione dello sviluppo sostenibile" trova declinazione in quattro obiettivi operativi che sono:

- a. Elevare la qualità degli insediamenti urbani, turistici e rurali;
- b. Promuovere lo sfruttamento efficiente di fonti di energia rinnovabili e l'efficienza energetica;
- c. Favorire la valorizzazione sostenibile del territorio e del patrimonio naturale;
- d. Promuovere la valorizzazione economica del patrimonio culturale.

L'attività c) Sfruttamento delle fonti di energia rinnovabili e promozione dell'efficienza energetica trova attuazione in una serie di attività specifiche quali:

a) supporto all'attività del Centro di osservazione avanzato sulle energie di flusso e sull'energia di rete della Regione Valle d'Aosta, in particolare alle:

- attività di monitoraggio e studi specialistici (compreso l'allestimento di un sistema informativo e la raccolta e l'aggiornamento di dati statistici significativi) finalizzati all'aggiornamento degli strumenti di programmazione energetico-ambientale, con particolare riguardo all'evoluzione tecnologica delle soluzioni impiantistiche presenti sul mercato;
- iniziative di informazione, divulgazione e animazione finalizzate alla diffusione presso cittadini, imprese e istituzioni di soluzioni, tecniche e strumenti innovativi nel campo dell'efficienza energetica;
- consulenze per l'effettuazione di studi di fattibilità e per la realizzazione di progetti pilota in materia energetico-ambientale;

Proposta di PEAR

- attività finalizzate alla ricognizione del patrimonio edilizio (pubblico e privato) esistente ed alla adozione di strumenti di azione idonei a migliorare le prestazioni energetiche degli edifici, anche attraverso l'utilizzo di nuove metodiche di progettazione, di realizzazione e di gestione energetica;

- specifiche attività a progetto, con particolare riferimento alla sperimentazione di soluzioni nel campo delle energie rinnovabili, finalizzate a testarne l'utilizzo e la diffusione su larga scala in un territorio, quale quello valdostano, caratterizzato da specifici handicap climatici.

b) iniziative finalizzate alla diffusione degli strumenti di diagnosi energetica sul patrimonio edilizio (pubblico e privato) esistente. La d.G.r. n. 2539/2010 e la d.G.r. n.2672 del 18/11/2011 hanno finanziato rispettivamente la prima e la seconda edizione dell'avviso pubblico per il finanziamento di audit energetici su edifici di proprietà degli enti locali.

c) realizzazione di una centrale termica cogenerativa e per il recupero di calore da processo industriale a servizio della città di Aosta.

I progetti pilota finanziati sono citati di seguito:

- Progetto pilota che prevede l'installazione di un impianto di illuminazione innovativo con corpi illuminanti a LED, nell'area autoportuale di Pollein-Brissogne;
- Progetto pilota di trasformazione della "Galleria delle Botteghe artigiane" in un "edificio ad energia zero" presso l'area autoportuale di Pollein-Brissogne;
- Progetto pilota "Rê.V.E. - Grand Paradis". Si tratta della prima sperimentazione in Valle d'Aosta di una rete di 11 pensiline fotovoltaiche complete di veicoli elettrici dei quali saranno monitorati consumi ed utilizzo, dislocate in 8 postazioni di 5 diversi comuni (Introd, Rhêmes-Notre-Dame, Rhêmes-Saint-Georges, Cogne e Valsavarenche).
- Progetto pilota per la sperimentazione di diversi Impianti Fotovoltaici con Tecnologia a Film Sottile e Microeolico sul Tetto degli Edifici "Direzionale" e "Serpentone" in Località Autoporto;
- Progetto pilota presso della sede della fondazione "Montagna Sicura" Villa Una May Cameron nel comune di Courmayeur, per la sperimentazione delle tecnologie del solare fotovoltaico e del solare termico in ambiente di montagna.

1.4.8 Programma di sviluppo rurale 2007-2013 (PSR)

Il **Programma di Sviluppo Rurale 2007-2013** della Valle d'Aosta è stato approvato con Decisione della Commissione Europea C(2008)734 del 18 febbraio 2008. Il programma è stato modificato successivamente a seguito delle modifiche Health Check della Politica Agricola Comune e successivamente a giugno 2010.

Proprio in seguito all'approvazione da parte della Commissione Europea dell'assegnazione di nuove risorse al PSR nell'ambito dell'operazione Health Check, l'Autorità di Gestione ha scelto di concentrare le risorse aggiuntive nelle misure per la biodiversità e per le energie rinnovabili, con riferimento alle priorità di intervento indicate dall'art. 16-bis del Regolamento (CE) n. 1698/05.

In particolare la **misura 311 dell'Asse 3 "Diversificazione in attività non agricole"** orientata alla promozione di attività complementari a quella agricola in un contesto di

multifunzionalità dell'agricoltura, comprende interventi correlati allo sviluppo della produzione energetica da fonti rinnovabili. In attuazione della misura sono stati approvati due avvisi finalizzati a favorire nuove opportunità di reddito per le aziende agricole e per la riduzione dei costi energetici e dell'uso di carburanti fossili. Sono rivolti l'uno a progetti di investimento per la produzione da fotovoltaico, l'altro per l'utilizzo a scopi energetici di biomasse locali forestali o zootecniche.

Un primo bando per gli impianti fotovoltaici (deliberazione n. 3687/2009) ha registrato una buona partecipazione. Dato l'interesse riscosso da tale misura è presumibile che nel 2012 sia pubblicato un nuovo bando "Energie rinnovabili".

La realizzazione di impianti che utilizzano biomasse agricole o forestali oggetto della deliberazione n. 681/2011, non sembra aver suscitato particolare interesse negli agricoltori.

1.4.9 Piano Strategico regionale di posizionamento e sviluppo del territorio

Approvato con deliberazione della Giunta Regionale n.1043 in data 11 aprile 2008, il Piano Strategico è stato elaborato nell'ambito del Programma Operativo Competitività Regionale 2007/13 e fornisce le principali linee di intervento da perseguire nel periodo 2008/15 per favorire lo sviluppo economico ed il riposizionamento della Regione.

La strategia risponde alle priorità di intervento fissate nella nuova programmazione 2007/2013 (Asse I del P.O.R. Competitività regionale 2007/2013, "attività e azioni finalizzate all'attrazione di investimenti ed imprese nelle aree industriali recuperate nei precedenti periodi di programmazione"). Fra le finalità vi sono: il popolamento industriale duraturo e di qualità, il sostegno delle iniziative di innovazione tecnologica, di ricerca industriale e di sviluppo sperimentale. Punti chiave del piano strategico sono pertanto l'attrazione selettiva di imprese qualificate, l'integrazione tra ricerca e sviluppo globale, il radicamento di un modello di rete scientifica pubblica e privata sovragionale, l'integrazione delle iniziative di generazione e trasferimento di innovazione tecnologica.

In particolare gli ambiti di Ricerca e Sviluppo Tecnologico verso i quali indirizzare le risorse vengono inquadrati in quattro piattaforme tecnologiche:

- PT1: Tecnologie per il monitoraggio e la sicurezza del territorio;
- PT2: Energie rinnovabili e risparmio energetico;
- PT3: Tecnologie per la salvaguardia ambientale ed il ripristino di ecosistemi;
- PT4: Elettronica – Microelettronica – Microrobotica – Meccatronica;

La piattaforma PT2 "Energie rinnovabili e risparmio energetico" comprende:

- Applicazioni e sistemi per la generazione distribuita la cogenerazione /rigenerazione di energia, specialmente nel campo delle biomasse e del mini e micro - idro per la gestione sostenibile delle risorse naturali;
- Tecnologie per la distribuzione di energia;
- Tecnologie per l'accumulo di energia;
- Bio-processi di pre-trattamento delle biomasse;
- Bio-processi per la produzione di energia (produzione di biocarburanti);

- Applicazioni per la produzione di biofuel per l'alimentazione di autoveicoli pubblici;
- Applicazioni per l'edilizia sostenibile, la costruzione di edifici a basso consumo energetico e la ristrutturazione di edifici con tecniche volte al risparmio e all'efficienza energetica;
- Bio-edilizia e architettura bio-climatica;
- Automazione di edifici;
- Realizzazione e gestione di sistemi tecnologici avanzati per la riduzione dell'intensità energetica delle attività produttive;
- Servizi di energy management;
- Servizi intelligenti di installazione e configurazione impianti;
- Tecnologie per l'auto-configurazione degli impianti.

La piattaforma PT4 "*Elettronica – Microelettronica – Microrobotica – Meccatronica*" comprende tra le varie tecnologie anche sistemi elettronici per il risparmio energetico.

1.4.10 Piano regionale per il risanamento, il miglioramento e il mantenimento della qualità dell'aria

Il Piano regionale per il risanamento, il miglioramento e il mantenimento della qualità dell'aria, allegato alla legge regionale n. 2 del 30 gennaio 2007 (Disposizioni in materia di tutela dall'inquinamento atmosferico ed approvazione del Piano regionale per il risanamento, il miglioramento ed il mantenimento della qualità dell'aria per gli anni 2007/2015), costituisce lo strumento di gestione del settore, che, agendo in attuazione delle direttive europee e degli indirizzi della normativa nazionale, propone un orientamento più rigoroso perseguendo obiettivi di eccellenza riguardo alle condizioni ambientali, anche in considerazione del valore del contesto naturale/paesistico e della attrattività turistica della regione. Gli obiettivi di qualità dell'aria sono pertanto più restrittivi di quelli europei e nazionali. Gli ambiti di azione considerati sono in prevalenza i consumi energetici, i trasporti e le attività produttive.

Il piano definisce una zonizzazione del territorio regionale in base alla qualità dell'aria riscontrata.

Si distinguono tre tipi di zone :

- Zona di risanamento (A) in cui i livelli di uno o più inquinanti superano i valori limite imposti dal D.M. 60/02 e in cui sono previste azioni per il risanamento della qualità dell'aria;
- Zona di miglioramento (B1) e tutela (B2) in cui i livelli di uno o più inquinanti possono essere a rischio di superamento dei valori limite. In tale categoria rientrano quelle parti del territorio che, durante tutto l'anno, per la presenza di sorgenti inquinanti presentano situazioni di criticità e per le quali si prevedono azioni finalizzate al miglioramento della qualità dell'aria (B1) e quelle parti del territorio caratterizzate da un elevato valore paesaggistico e naturalistico che in certi periodi dell'anno, per l'elevato afflusso turistico, possono trovarsi in situazioni critiche per la qualità dell'aria, per le quali si prevedono azioni di tutela (B2);

• Zona di mantenimento (C) in cui i livelli degli inquinanti si mantengono abbondantemente al di sotto dei limiti, per le quali sono previste azioni di mantenimento della qualità dell'aria.

Vengono poi nel piano complessivamente individuate 25 azioni principali, ciascuna delle quali ha il compito di concorrere all'obiettivo complessivo di miglioramento o mantenimento della qualità dell'aria. Fra le azioni del piano sono previste azioni nell'ambito dell'energia, per le tematiche "Risparmio, efficienza, innovazione" che riguardano prevalentemente le prestazioni energetiche degli edifici, il rinnovo tecnologico, l'utilizzo di fonti rinnovabili, l'uso razionale dell'energia, la diversificazione delle fonti energetiche e l'implementazione dell'efficiency manager regionale.

Le azioni sono orientate al risanamento e miglioramento della qualità dell'aria nelle zone A e B individuate dal piano e al mantenimento della qualità dell'aria nella zona C.

In attuazione del piano per l'ambito Energia, si segnala la d.G.r. n. 3149/2010 che prevede l'**erogazione di contributi per il periodo 2010-2012**, modulati in base alla zona del Piano interessata dall'intervento, per:

- l'adozione di dispositivi antiparticolato (FAP) sui mezzi d'opera (da cantiere);
- la realizzazione di reti di GPL e metano nelle zone non ancora servite da alimentazione con combustibili gassosi o da teleriscaldamento;
- l'integrazione degli incentivi per l'installazione di pannelli solari per la produzione di energia termica.

Le agevolazioni, che proseguiranno anche per l'anno 2012, sono previste nella forma di contributo in conto capitale mediante bando. L'intensità delle agevolazioni è determinata in base al risparmio di emissioni inquinanti calcolate in relazione al combustibile utilizzato e alla zonizzazione del "Piano aria". Possono beneficiare dei contributi i soggetti privati, gli enti locali territoriali (comuni e comunità montane e loro enti strumentali), le imprese individuali o societarie aventi sede legale o operativa nella regione.

1.4.11 Piano regionale di Tutela delle Acque

Il **Piano regionale di Tutela delle Acque (PTA)**, approvato con la deliberazione del Consiglio regionale n. 1788/XII dell'8 febbraio 2006, ai sensi dell'art. 44 del decreto legislativo n. 152/1999, individua gli obiettivi di qualità ambientale dei corpi idrici e gli interventi volti a garantire il loro raggiungimento o mantenimento, nonché le misure di tutela qualitative e quantitative tra loro integrate e coordinate per bacino idrografico.

Il Piano contiene, pertanto, numerosi elementi di disciplina della gestione delle acque, inquadrati nel contesto normativo della Direttiva comunitaria quadro sulle acque 2000/60/CE.

Per quanto attiene specificatamente al settore energetico, e più in particolare alla produzione idroelettrica, il Piano definisce criteri di rilascio in alveo. Già nella normativa nazionale si indica con Deflusso Minimo Vitale (DMV) il valore della portata che deve essere rilasciata dalla derivazione per garantire a valle della stessa il raggiungimento di prefissati obiettivi di qualità e stabilità ecologica e che costituisce il fattore di regolazione dei prelievi idrici da corsi d'acqua superficiali.

Proposta di PEAR

Le Norme del PTA comprendono l'allegato G "Modalità di determinazione e di applicazione delle portate di deflusso minimo vitale (DMV) che ne illustra modalità di applicazione e criteri di calcolo".

Il deflusso minimo vitale (DMV) in una determinata sezione del corpo idrico è calcolato secondo la seguente formula: $DMV = k q_{media} * S * M * Z * A * T$ (in l/s)

ove $k q_{media} * S$ costituisce la componente idrologica del DMV ed il parametro K esprime la percentuale della portata media che deve essere presa in considerazione per i rilasci. Gli altri parametri costituiscono dei fattori di correzione che tengono conto delle particolari condizioni locali.

A livello regionale vengono individuati poi tre criteri di calcolo che si distinguono per:

- Criterio 1 ---considerazione dell'afflusso medio annuo;
- Criterio 2 ---considerazione dell'afflusso medio mensile;
- Criterio 3 ---valutazione specifica che distingue tra nuove derivazioni e derivazioni esistenti;

Per i maggiori impianti presenti sul territorio regionale è stata avviata a partire dal 2009 una fase di sperimentazione che dovrebbe permettere, tramite le analisi ecosistemiche di definire un quantitativo di acqua necessario in alveo per raggiungere gli obiettivi di qualità richiesti dal PTA.

La sperimentazione, definita da un tavolo tecnico, consiste nel rilasciare un quantitativo pari al 20% della formula idrologica per tutti i bacini. Il territorio regionale è stato poi suddiviso in quattro aree in base alle caratteristiche geografiche, climatiche, idro-morfologiche, antropiche, per particolari interessi turistico/ricreativi. Per ognuna di queste aree sono stati presi in considerazione due bacini rappresentativi ai quali sono stati applicati, al primo i rilasci pari al 20% della formula idrologica, al secondo dei rilasci incrementali al 20% in vari anni ovvero pari al 50%/60% fino al 100% della formula idrologica. Queste due diverse tipologie di rilascio, consentono di effettuare dei confronti e di valutare i tempi di risposta ecosistemica ed i valori necessari per raggiungere gli obiettivi previsti dal PTA in funzione dei quantitativi rilasciati.

Tale fase di sperimentazione si è conclusa al 31/12/2011. A partire dal 01/01/2012 e per tutto il 2013 partirà una seconda fase di sperimentazione in cui verranno analizzati i dati della fase precedente e saranno sperimentate e monitorate politiche di rilascio, specifiche per ciascuna derivazione, individuate tramite un'analisi a molti criteri.

In base ai risultati ottenuti dalla sperimentazione verranno adeguate le concessioni per ciascun impianto presente sul territorio. Nel tempo i monitoraggi delle condizioni ecosistemiche dovranno essere mantenuti comunque costanti, con le misure minime ritenute necessarie dal tavolo tecnico.

Con la deliberazione di Giunta regionale n. 976 del 4/04/2008 sono stati definiti gli indirizzi agli uffici per l'esame delle **nuove domande di derivazione d'acqua** da corpo idrico superficiale a scopo idroelettrico a integrazione delle disposizioni previste dal Piano regionale di tutela delle acque e dalla deliberazione della Giunta regionale n. 3924 del 27/12/2007 contenente le procedure tecnico-amministrative relative al rilascio delle subconcessioni di derivazione d'acqua da corpo idrico superficiale ad uso idroelettrico.

Proposta di PEAR

La deliberazione della Giunta regionale n 1757 del 22 luglio 2011 contiene gli indirizzi agli uffici per l'esame delle **domande di rinnovo delle subconcessioni di derivazione di acqua** da corpo idrico superficiale a scopo idroelettrico, **con potenza inferiore a 3.000 kW**, ad integrazione delle disposizioni previste dal piano regionale di tutela delle acque e dalla deliberazione della giunta regionale 3924/2007. In tale deliberazione viene definito che la subconcessione può essere rinnovata per un periodo massimo di anni trenta per potenze inferiori a 220 kW, per un periodo massimo di 20 anni per potenze superiori a 220 kW e inferiori a 1.000 kW e per un periodo massimo di anni 15 per potenze comprese tra 1.000 kW e 3.000 kW e che per tali impianti deve essere applicato il criterio 2 per i rilasci di deflusso minimo vitale previsti dal piano di tutela delle acque.

Capitolo 2 - Analisi del sistema energetico regionale

Il punto di partenza della pianificazione energetica è l'individuazione e la comprensione dei flussi energetici che caratterizzano la regione, attraverso la redazione dei **Bilanci Energetici Regionali (BER)**. Essi rappresentano la "fotografia" del territorio sotto il profilo energetico e ne mettono in evidenza la capacità di produzione, la dipendenza dalle importazioni, i consumi complessivi e la relativa ripartizione tra i diversi settori (civile, trasporti, industriale, agricolo) e tra le diverse fonti, rinnovabili e fossili. I Bilanci Energetici costituiscono quindi dei modelli di contabilità energetica che analizzano la disponibilità e gli impieghi di energia in un dato periodo di tempo e nel sistema economico e sociale considerato. Essi, pertanto, analizzano le caratteristiche energetiche di un territorio in un determinato periodo, consentono di fare analisi comparative con altre realtà e di creare trend evolutivi.

2.1 I Bilanci energetici regionali (BER 1990-2008)

L'ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile) si è occupata fino dai primi anni novanta della redazione dei bilanci energetici per ciascuna Regione. La metodologia utilizzata dall'ENEA, MEPEP – Metodologia per la Pianificazione Energetica Regionale, nasce per rispondere alle esigenze di realtà più complesse rispetto a quella della Valle d'Aosta e prevede l'inserimento di dati che derivano principalmente da indagini statistiche condotte a livello nazionale.

Il primo studio, a livello regionale, per la redazione dei bilanci energetici della Regione Valle d'Aosta è stato condotto nel 1997 relativamente al periodo **1990-1995**, a cui è corrisposto il primo piano energetico della regione del 1996, approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 3126/X in data 14 aprile 1998. Successivamente, i bilanci energetici sono stati aggiornati prendendo in considerazione il periodo **1996-2000** con la redazione nel 2003 del PEAR attualmente vigente (approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 3146/XI in data 3 aprile 2003). Tali studi sono partiti dalla metodologia proposta dall'ENEA, che si è però dimostrata troppo complessa e poco adattabile al sistema energetico valdostano. Ciò ha portato alla creazione di due versioni semplificate che consistevano in una serie di schede (rispettivamente 35 e 23 a partire dalle 42 della versione originale) in cui inserire i dati che venivano poi rielaborati ed aggregati.

Nel 2007 è stato poi condotto, a livello regionale, uno studio per la redazione dei bilanci energetici regionali (BER) per il periodo **2001-2006**. Lo studio ha utilizzato un approccio metodologico differente da quello adottato in precedenza. Infatti, tenuto conto delle dimensioni ridotte della regione e della relativa facilità nel contattare direttamente i soggetti interessati, si è cercato di impostare il lavoro con un approccio "bottom-up", non facendo quindi affidamento esclusivamente alle fonti statistiche nazionali, ma tentando un'indagine più capillare sul territorio.

Questa metodologia, se in alcuni casi ha avuto esito positivo e ha contribuito ad una miglior definizione del sistema energetico, ha evidenziato in modo ancor più marcato la difficoltà nel reperire dati attendibili e aggiornati. Nello studio vengono messe in evidenza molte incongruenze tra le diverse fonti, soprattutto tra dati statistici nazionali e dati raccolti sul territorio e vengono riportate in dettaglio le differenze riscontrate nelle

rilevazioni relative ai diversi vettori energetici. In particolare, emerge una difficile “validazione” del valore relativo ai consumi di gasolio (sia da riscaldamento che da trazione), che incide in maniera preponderante sui consumi della Regione.

Parallelamente, L'ENEA ha redatto i propri bilanci, che costituiscono i dati “ufficiali” riconosciuti a livello nazionale. Per gli anni precedenti al 2005, tuttavia, i BER dell'ENEA non risultano disponibili in versione integrale e, inoltre, non utilizzavano gli schemi proposti da EUROSTAT.

Le informazioni contenute nei Bilanci Energetici sono imprescindibili per la stesura del piano e per la realizzazione degli scenari, i bilanci ufficiali dell'Enea pubblicati fanno riferimento solo fino all'anno 2008. Si sta sviluppando attualmente, a livello regionale, la fase di raccolta di dati sul territorio per l'aggiornamento delle informazioni e l'aggiornamento dei bilanci energetici.

Nel presente piano energetico, si è pertanto deciso di considerare, per il periodo 2001-2004, i bilanci energetici derivanti dalla raccolta di dati a livello regionale in quanto quelli dell'Enea per quegli anni non sono completi e per il periodo 2005-2008, i bilanci dell'ENEA aggiornati alla metodologia Eurostat. A questi ultimi si fa riferimento, tra l'altro, anche per il calcolo degli obiettivi regionali nel decreto di “Burden Sharing”. I BER dell'ENEA per il periodo 2005-2008 hanno un approccio “top-down” mutuato principalmente sui dati statistici forniti a livello nazionale. Tali differenti approcci naturalmente mettono in luce alcuni scostamenti di dati da un anno all'altro che verranno di volta in volta evidenziati nei capitoli a seguire.

Per gli anni 2009 – 2010 sono stati presi in considerazione i dati disponibili (produzioni e consumi elettrici) ed effettuate simulazioni derivanti dall'andamento del periodo precedente (in particolare per consumi e produzioni termiche).

Lo scenario di piano prenderà invece in considerazione il periodo dal 2011 al 2020, in quanto il presente documento è stato redatto nel corso del 2011.

2.2 Considerazioni metodologiche

I bilanci energetici regionali rappresentano quindi un dato di partenza essenziale per redigere il PEAR e la **qualità dei dati** impiegati influisce sulla reale comprensione delle criticità di un sistema energetico piccolo come quello della regione Valle d'Aosta. Risulta quindi fondamentale **affinare e standardizzare la metodologia di acquisizione dei dati** in modo da garantirne una più precisa rispondenza alla realtà e la confrontabilità tra diversi periodi. Ad esempio, l'andamento inaspettato di una grandezza in un determinato anno potrebbe essere dovuto a una causa reale oppure essere falsato da una diversa provenienza del dato. Tale necessità è ancora più marcata alla luce dell'esigenza di monitorare il raggiungimento dell'obiettivo regionale di Burden Sharing al 2020 e per gli anni intermedi (paragrafo 4.2). La verifica sarà svolta a livello italiano dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), il quale ha incaricato di tale compito il GSE (Gestore dei servizi elettrici) e l'ENEA (Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile), ognuno per le parti di propria competenza. Il GSE ha sviluppato per la raccolta dati dei consumi e produzioni da fonti rinnovabili un applicativo denominato SIMERI (Sistema italiano per il monitoraggio statistico delle energie rinnovabili: Elettricità, Riscaldamento/Raffreddamento e Trasporti) che prenderà

in considerazione dati statistici aggregati, a meno di informazioni più precise fornite e documentate dalle singole Regioni, secondo modalità e tempistiche in fase di definizione. Convenzionalmente, i valori di sintesi dei BER sono espressi in tonnellate equivalenti di petrolio (**tep**) e suoi multipli (1 ktep=1.000 tep), mentre si utilizza, sia per l'energia termica che per l'energia elettrica, lo stesso **fattore di conversione** assunto dal Regolamento Europeo n.1099/2008 ovvero **1 GWhe = 0.086 kTep** e viceversa 1 kTep = 11,628 GWhe.

Non viene quindi valorizzata l'energia elettrica con il principio della "sostituzione", per il quale l'energia elettrica verrebbe valorizzata con il coefficiente, stabilito annualmente dall'AEEG sulla base dell'evoluzione del parco termoelettrico italiano, corrispondente alla quantità di energia primaria necessaria alla produzione di tale energia. Questo coefficiente dipende dall'efficienza media degli impianti termoelettrici nazionali ed è attualmente pari a 2,17 (delibera EEN 3/08 del 28/03/2008). L'approccio scelto dal MISE non considera quindi che ogni unità di energia elettrica richieda più unità di energia termica per la sua produzione e che quindi ogni unità di energia elettrica da fonte rinnovabile immessa in rete sostituisca, per priorità di dispacciamento, energia altrimenti prodotta dal parco termoelettrico e pertanto eviti il consumo di energia da fonte fossile occorrente alla produzione di quella stessa quantità di energia.

Nel paragrafo seguente verranno analizzati i Bilanci Energetici Regionali, in particolare partendo dai bilanci di sintesi. Questi vengono riportati anche al netto dei consumi per i trasporti, in quanto lo scenario di piano prenderà in considerazione le sole catene stazionarie, rimandando ad apposita trattazione il tema dei trasporti. Il **settore dei trasporti** necessita infatti di un'analisi più precisa sia dello stato di fatto, sul quale non si hanno a disposizione dati sufficientemente approfonditi, sia della sua possibile evoluzione, che tenga in considerazione la posizione geografica di confine, la particolare conformazione orografica e la specifica vocazione turistica della Regione.

2.3 Analisi dei bilanci energetici 2001-2008

Nelle tabelle sottostanti si riportano i bilanci di sintesi per il periodo 2001-2004, redatti con dati raccolti a livello regionale e, per il periodo 2005-2008, redatti dall'ENEA.

Per i bilanci regionali 2001-2004 si intendono:

- *Prodotti Petroliferi: petrolio greggio, olio combustibile, gasolio, benzine, carburante avio, kerosene, GPL, altri prodotti petroliferi;*
- *Gassosi: gas naturale ed altri gas;*
- *Solidi: carbone, coke, altri prodotti petroliferi;*
- *Rinnovabili: idroelettrico, solare (termico e fotovoltaico), biomasse (legname, biogas e RSU), eolico.*

Proposta di PEAR

BILANCIO DI SINTESI DELL'ENERGIA VALLE D'AOSTA (ktep)						2001
	GASSOSI	SOLIDI	PRODOTTI PETROLIFERI	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
PRODUZIONE	0,0	0,0	0,0	274,3		274,3
IMPORTAZIONE	61,1	0,2	228,2	0,6	0,0	290,1
ESPORTAZIONI	0,0	0,0	0,0	0,0	191,8	191,8
VARIAZIONE DELLE SCORTE	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0
CONSUMO INTERNO LORDO	61,1	0,2	228,2	275,0	-191,8	372,7
TRASFORMAZIONE IN ENERGIA ELETTRICA	-0,2	0,0	-0,2	-271,1	271,4	271,4
CONSUMI E PERDITE	0,0	0,0	-0,1	0,0	-4,2	-4,3
BUNKERAGGI	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0
USI NON ENERGETICI	0,0	0,0	1,0	0,7		1,7
CONSUMI FINALI:						
- agricoltura e pesca	0,0	0,0	0,9	0,0	0,4	1,2
- industria	43,1	0,0	2,9	0,0	36,8	82,8
- civile	17,8	0,2	95,7	3,2	38,3	155,1
- trasporti	0,0	0,0	127,5	0,0	0,0	127,5
CONSUMI FINALI TOTALI	60,9	0,2	227,0	3,2	75,4	366,7

Consumi al netto dei Trasporti	60.9	0.2	99.5	3.2	75.4	239.2
---------------------------------------	-------------	------------	-------------	------------	-------------	--------------

Tabella 7: BER REGIONALE – Bilancio energetico di sintesi della Valle d'Aosta per l'anno 2001

BILANCIO DI SINTESI DELL'ENERGIA VALLE D'AOSTA (ktep)						2002
	GASSOSI	SOLIDI	PRODOTTI PETROLIFERI	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
PRODUZIONE	0,00	0,00	0,00	264,20		264,20
IMPORTAZIONE	67,79	0,15	248,99	0,85	0,00	317,58
ESPORTAZIONI	0,00	0,00	0,00	0,00	181,60	181,60
VARIAZIONE DELLE SCORTE	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
CONSUMO INTERNO LORDO	67,79	0,15	248,99	264,85	-181,60	400,19
TRASFORMAZIONE IN ENERGIA ELETTRICA	-0,30	0,00	-0,30	-261,34	261,93	261,93
CONSUMI E PERDITE	-0,10	0,00	-0,10	0,00	-3,60	-3,80
BUNKERAGGI	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
USI NON ENERGETICI	0,00	0,00	1,17	0,46		1,63
CONSUMI FINALI:						
- agricoltura e pesca	0,00	0,00	2,55	0,00	0,41	2,96
- industria	40,76	0,00	3,07	0,00	36,61	80,44
- civile	26,64	0,15	101,20	3,06	39,71	170,75
- trasporti	0,00	0,00	140,60	0,00	0,00	140,60
CONSUMI FINALI TOTALI	67,39	0,15	247,43	3,06	76,73	394,75

Consumi al netto dei Trasporti	67.39	0.15	149.83	3.06	76.73	254.15
---------------------------------------	--------------	-------------	---------------	-------------	--------------	---------------

Tabella 8: BER REGIONALE – Bilancio energetico di sintesi della Valle d'Aosta per l'anno 2002

Proposta di PEAR

BILANCIO DI SINTESI DELL'ENERGIA VALLE D'AOSTA (ktep)						2003
	GASSOSI	SOLIDI	PRODOTTI PETROLIFERI	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
PRODUZIONE	0,00	0,00	0,00	256,30		256,30
IMPORTAZIONE	71,68	0,15	251,74	0,69	0,00	324,26
ESPORTAZIONI	0,00	0,00	0,00	0,00	169,65	169,65
VARIAZIONE DELLE SCORTE	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
CONSUMO INTERNO LORDO	71,68	0,15	251,74	256,99	-169,65	410,92
TRASFORMAZIONE IN ENERGIA ELETTRICA	-0,30	0,00	-0,30	-252,96	253,56	253,56
CONSUMI E PERDITE	-0,10	0,00	-0,10	0,00	-3,24	-3,44
BUNKERAGGI	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
USI NON ENERGETICI	0,00	0,00	0,92	0,83		1,76
CONSUMI FINALI:						
- agricoltura e pesca	0,00	0,00	3,03	0,00	0,44	3,47
- industria	41,09	0,00	3,04	0,00	38,82	82,95
- civile	30,19	0,15	101,83	3,20	41,42	176,79
- trasporti	0,00	0,00	142,51	0,00	0,00	142,51
CONSUMI FINALI TOTALI	71,28	0,15	250,42	3,20	80,68	405,72
Consumi al netto dei Trasporti	71.28	0.15	107.91	3.20	80.68	263.21

Tabella 9: BER REGIONALE – Bilancio energetico di sintesi della Valle d'Aosta per l'anno 2003

BILANCIO DI SINTESI DELL'ENERGIA VALLE D'AOSTA (ktep)						2004
	GASSOSI	SOLIDI	PRODOTTI PETROLIFERI	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
PRODUZIONE	0,0	0,0	0,0	260,4		260,4
IMPORTAZIONE	74,1	0,2	276,1	0,7	0,0	351,0
ESPORTAZIONI	0,0	0,0	0,0	0,0	171,6	171,6
VARIAZIONE DELLE SCORTE	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0
CONSUMO INTERNO LORDO	74,1	0,2	276,1	261,1	-171,6	439,8
TRASFORMAZIONE IN ENERGIA ELETTRICA	-0,4	0,0	-0,4	-257,4	258,3	258,3
CONSUMI E PERDITE	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-4,5	-4,8
BUNKERAGGI	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0
USI NON ENERGETICI	0,0	0,0	0,9	0,5		1,3
CONSUMI FINALI:						
- agricoltura e pesca	0,0	0,0	4,8	0,0	0,4	5,2
- industria	41,4	0,0	3,4	0,0	39,7	84,6
- civile	32,1	0,2	114,9	3,2	42,1	192,4
- trasporti	0,0	0,0	151,6	0,0	0,0	151,6
CONSUMI FINALI TOTALI	73,5	0,2	274,6	3,2	82,3	433,8
Consumi al netto dei Trasporti	73.5	0.2	123.0	3.2	82.3	282.2

Proposta di PEAR

Tabella 10: BER REGIONALE – Bilancio energetico di sintesi della Valle d'Aosta per l'anno 2004

Per i bilanci ENEA 2005-2008 si intendono:

- Combustibili solidi: carbone, prodotti della cokefazione, gas da altoforno, carbone da legna, gas da acciaieria ad ossigeno, gas residui da processi chimici, altri combustibili (non specificati);
- Petrolio e prodotti petroliferi: petrolio, olio combustibile, prodotti petroliferi in genere;
- Gas naturale: gas naturale, gas naturale liquefatto (GNL);
- Rinnovabili: idroelettrico, solare (termico e fotovoltaico), biomasse (legname, biogas e RSU), geotermia ad alta e bassa entalpia, eolico, biocombustibili;
- Calore: calore di recupero da pirite, di recupero da olio combustibile, da non specificate fonti energetiche.

	Combustibili solidi	Lignite	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Calore	Energia elettrica	Totale
Produzione interna		-			238		-	238
Saldo import-export	2		387	59	2		-132	318
Bunkeraggi internazionali	-	-	3	-	-		-	3
Variazioni delle scorte	-	-	-	-	-		-	-
Disponibilità interna lorda	2		384	59	240		-132	553
Ingressi in trasformazione			0		234			234
Centrali elettriche					234			234
Cokerie		-	-	-	-			
Raffinerie	-	-	-	-	-			
Altri impianti	-	-	0	-	0			0
Uscite dalla trasformazione			0		0		234	234
Centrali elettriche							234	234
Cokerie	-							
Raffinerie	-							
Altri impianti	-		0		0			0
Trasferimenti	0		0	0	-234		234	
Energia elettrica					-234		234	
Calore								
Altro	0		0	0	0			
Consumi e perdite					0		20	20
Disponibilità interna netta	2		384	60	6		81	532
Usi non energetici								
Consumi finali	2		384	60	6		81	532
Industria	1		6	27	1		38	73
Industria manifatturiera di base	0	-	0	20	0		31	51
Industria manifatturiera non di base	1		5	7	1		6	20
Trasporti			224					224
Stradali	-	-	220		-			220
Altre modalità di trasporto	-	-	4		-			4
Altri settori	0		153	33	5		43	
Residenziale	0		142	12	5		16	175
Terziario			3	21	0		27	51
Agricoltura, Silvicultura e Pesca			8				0	8
Consumi al netto dei Trasporti	2		159	60	6		81	308

Tabella 11: BER ENEA – Bilancio energetico di sintesi della Valle d'Aosta per l'anno 2005

Proposta di PEAR

	Combustibili solidi	Lignite	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Calore	Energia elettrica	Totale
Produzione interna		-			232		-	232
Saldo import-export	0		381	77	3		-141	320
Bunkeraggi internazionali	-	-	3	-	-		-	3
Variazioni delle scorte	-	-					-	
Disponibilità interna lorda	0		379	77	235		-141	549
Ingressi in trasformazione			0		227			227
Centrali elettriche					227			227
Cokerie		-	-	-	-			
Raffinerie	-	-						
Altri impianti	-	-	0	-	0			0
Uscite dalla trasformazione			0		0		227	227
Centrali elettriche							227	227
Cokerie	-							
Raffinerie	-							
Altri impianti	-		0		0		-	0
Trasferimenti	0		0	0	-227		227	
Energia elettrica					-227		227	
Calore								
Altro	0		0	0	0			
Consumi e perdite					0		3	3
Disponibilità interna netta	0		378	77	7		83	546
Usi non energetici								
Consumi finali	0		378	77	7		83	546
Industria	0		10	28	1		39	78
Industria manifatturiera di base	0	-	0	21	0		33	54
Industria manifatturiera non di base	0		9	7	1		6	23
Trasporti			236					236
Stradali	-	-	232		-			232
Altre modalità di trasporto	-	-	4					4
Altri settori	0		133	49	6		44	
Residenziale	0		124	11	6		16	158
Terziario			3	38	0		27	67
Agricoltura, Silvicoltura e Pesca			6				0	6
Consumi al netto dei Trasporti	0		142	77	7		83	310

Tabella 12: BER ENEA – Bilancio energetico di sintesi della Valle d'Aosta per l'anno 2006

	Combustibili solidi	Lignite	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Calore	Energia elettrica	Totale
Produzione interna		-			242		-	242
Saldo import-export	0		370	70	3		-134	310
Bunkeraggi internazionali	-	-	6	-	-		-	6
Variazioni delle scorte	-	-					-	
Disponibilità interna lorda	0		364	70	245		-134	546
Ingressi in trasformazione			0		239			239
Centrali elettriche					239			239
Cokerie		-	-	-	-			
Raffinerie	-	-						
Altri impianti	-	-	0,03	-	0			0
Uscite dalla trasformazione			0		0		238	239
Centrali elettriche							238	238
Cokerie	-							
Raffinerie	-							
Altri impianti	-		0		0		-	0
Trasferimenti	0		0	0	-239		238	
Energia elettrica					-238		238	
Calore								
Altro	0		0	0	0			
Consumi e perdite					0		23	23
Disponibilità interna netta	0		364	70	6		82	523
Usi non energetici								
Consumi finali	0		364	70	6		82	523
Industria	0		10	24	0		38	73
Industria manifatturiera di base	0	-	0	18	0		32	50
Industria manifatturiera non di base	0		10	6			6	22
Trasporti			242					242
Stradali	-	-	238		-			238
Altre modalità di trasporto	-	-	4					4
Altri settori	0		112	46	6		44	
Residenziale	0		102	10	6		16	135
Terziario			2	35	0		28	65
Agricoltura, Silvicoltura e Pesca			7				0	8
Consumi al netto dei Trasporti	0		122	70	6		82	281

Tabella 13: BER ENEA – Bilancio energetico di sintesi della Valle d'Aosta per l'anno 2007

Proposta di PEAR

	Combustibili solidi	Lignite	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Calore	Energia elettrica	Totale
Produzione interna		-			249		-	249
Saldo import-export	0		345	83	3		-141	290
Bunkeraggi internazionali	-	-	1	-	-		-	1
Variazioni delle scorte	-	-		-	-		-	
Disponibilità interna lorda	0		343	83	252		-141	537
Ingressi in trasformazione			0		245			245
Centrali elettriche					245			245
Cokerie		-	-	-	-			
Raffinerie	-	-						
Altri impianti	-	-	0	-	0			0
Uscite dalla trasformazione			0		0		245	245
Centrali elettriche							245	245
Cokerie	-							
Raffinerie	-							
Altri impianti	-		0		0			0
Trasferimenti	0		0	0	-245		245	
Energia elettrica					-245		245	
Calore								
Altro	0		0	0	0			
Consumi e perdite				0	0		24	24
Disponibilità interna netta	0		343	83	6		81	513
Usi non energetici								
Consumi finali	0		343	83	6		81	513
Industria	0		6	38	0		39	84
Industria manifatturiera di base	0	-	0	18	0		33	51
Industria manifatturiera non di base	0		6	20	0		6	32
Trasporti			233					233
Stradali	-	-	232		-			232
Altre modalità di trasporto			1					1
Altri settori	0	-	104	45	6	-	42	
Residenziale	0		92	11	6		16	125
Terziario			2	34	0		25	61
Agricoltura, Silvicoltura e Pesca			10				0	10
Consumi al netto dei Trasporti	0		110	83	6		81	280

Tabella 14: BER ENEA – Bilancio energetico di sintesi della Valle d'Aosta per l'anno 2008

I BER dell'Enea sono quindi ufficialmente disponibili fino al 2008: come già indicato in precedenza, per gli anni 2009-2010 per quanto riguarda l'energia elettrica (produzione e consumi), i dati sono stati aggiornati utilizzando altre fonti ufficiali quali GSE o TERNA (rete di trasmissione di motore di sviluppo energetico ed economico italiano) mentre per quanto riguarda l'energia termica sono state effettuate alcune ipotesi di sviluppo di tendenza come quelle utilizzate nella definizione dello scenario libero dal 2011 al 2020. (paragrafo 4.1).

2.3.1 Analisi dei consumi

Tenendo presente i limiti di metodo esplicitati nel paragrafo 2.2 è possibile ricostruire l'andamento dei consumi della regione dal 1990 al 2008, suddivisi per settori ovvero agricoltura, industria, settore civile e trasporti.

L'analisi dei consumi viene effettuata fino al 2008 in quanto non sono presenti dati ufficiali dell'Enea per gli anni successivi. Per i consumi in ambito elettrico sono presenti dei dati più aggiornati tratti da fonte Terna o GSE, che sono stati presi in considerazione nella definizione dello scenario libero (capitolo 4.1) ma che non vengono riportati nelle tabelle a seguire per coerenza di lettura e confronto tra i dati elettrici e i dati termici.

È necessario notare come, in corrispondenza dei due "raccordi" tra le diverse metodologie di redazione dei bilanci energetici (1995/1996, 2000/2001), siano presenti due inversioni di tendenza che potrebbero essere riconducibili, almeno in parte, alla diversa metodologia di acquisizione dei dati. Ugualmente, la crescita nel settore trasporti a partire dal 2005,

potrebbe essere falsata dalla metodologia “top-down” utilizzata a livello nazionale. Il calo dei consumi degli anni 2007-2008, sembrerebbe maggiormente legato alla crisi economica che ha influito sul dato dell'intero territorio nazionale e quindi, di conseguenza, su quello regionale.

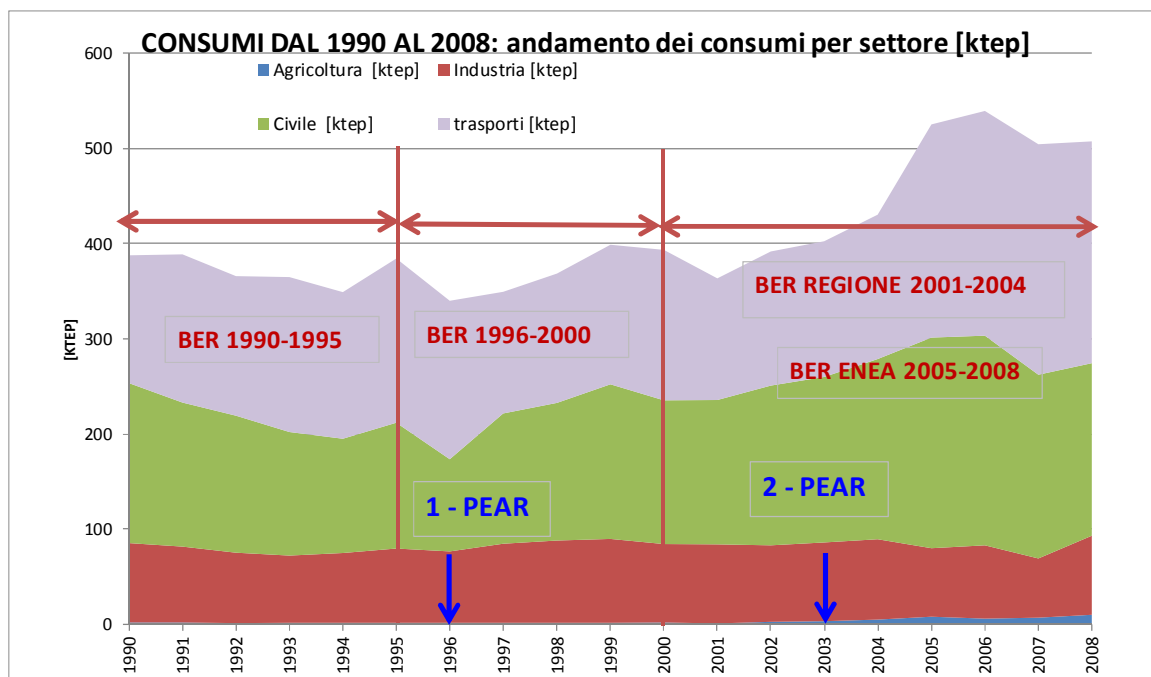


Figura 17: CONSUMI - Andamento per settori dal 1990 al 2008

Nel 2008, come rappresentato nel grafico, il peso preponderante dei consumi regionali è da attribuire al settore dei trasporti (46%) e, a seguire, al settore civile (36%).

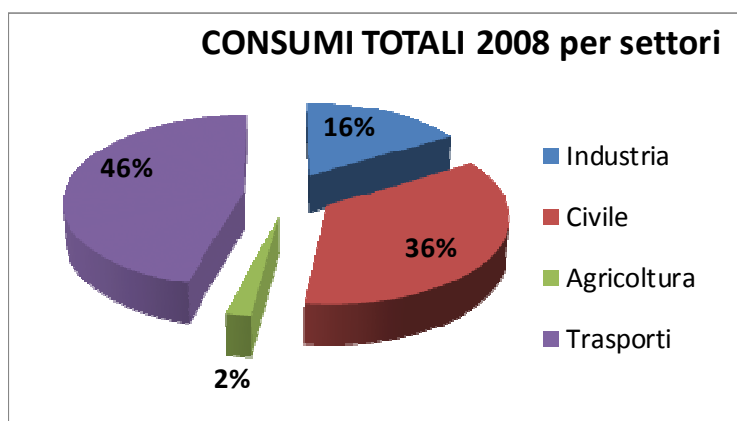


Figura 18 : CONSUMI - Suddivisione percentuale per settori al 2008

Nei paragrafi a seguire sono analizzate separatamente le catene stazionarie ovvero i settori civile/terziario, industria e agricoltura, e in modo meno approfondito il settore dei trasporti.

2.3.2 Analisi dei consumi delle catene stazionarie

L'analisi dei consumi viene effettuata per il settore termico, elettrico e a seguire a livello complessivo per entrambi i settori.

2.3.2.1 Consumi termici

I consumi termici sul territorio regionale sono coperti da una produzione termica generata prevalentemente da caldaie di tipo tradizionale alimentate a gasolio/gas naturale, ubicate presso le utenze. Solo in parte marginale la produzione termica è generata da fonti energetiche rinnovabili prevalentemente costituite da biomassa.

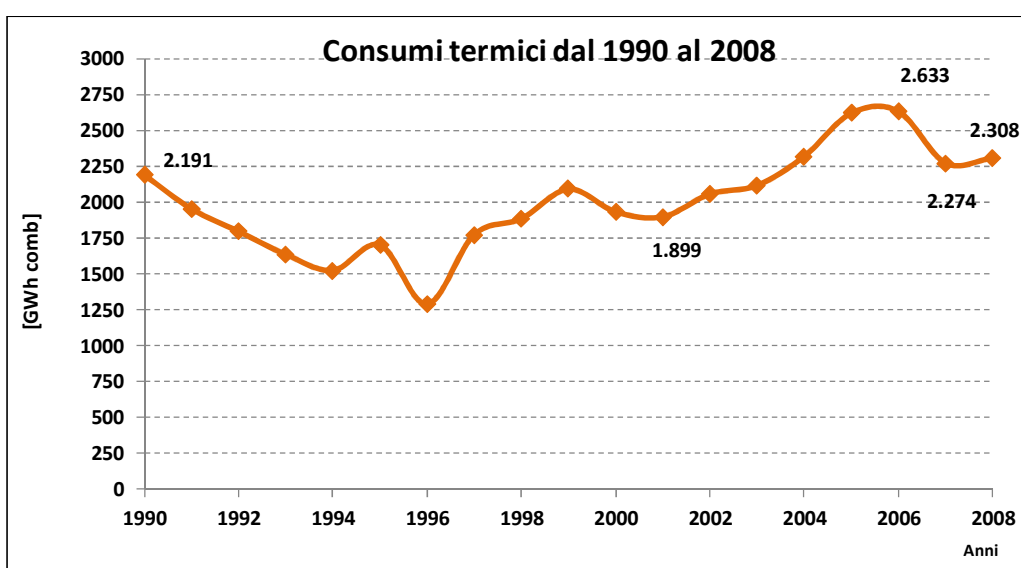


Figura 19 : CONSUMI TERMICI - Andamento dei consumi termici in Valle d'Aosta dal 1990 al 2008 [GWhcomb/anno]

In particolare al 2008 i consumi termici si distribuiscono per fonte con le percentuali di cui alla successiva figura.

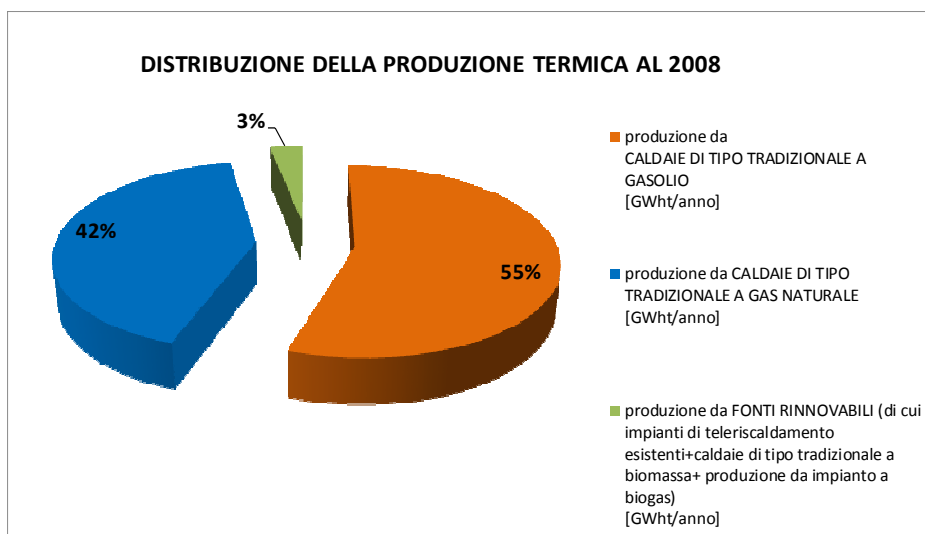


Figura 20 : PRODUZIONE TERMICA - Distribuzione della produzione termica in Valle d'Aosta al 2008 [%]

Per quanto riguarda i consumi coperti da fonti non rinnovabili, cioè prodotti petroliferi e gas naturale, la Valle d'Aosta è completamente dipendente dalle importazioni, con un andamento in crescita di circa il 2,2% rispetto al 1990, ma che presenta fluttuazioni che potrebbero derivare in parte da effettivi aumenti o diminuzioni e, in parte, dalle modalità di rilevazione dei dati utilizzati nei bilanci energetici.

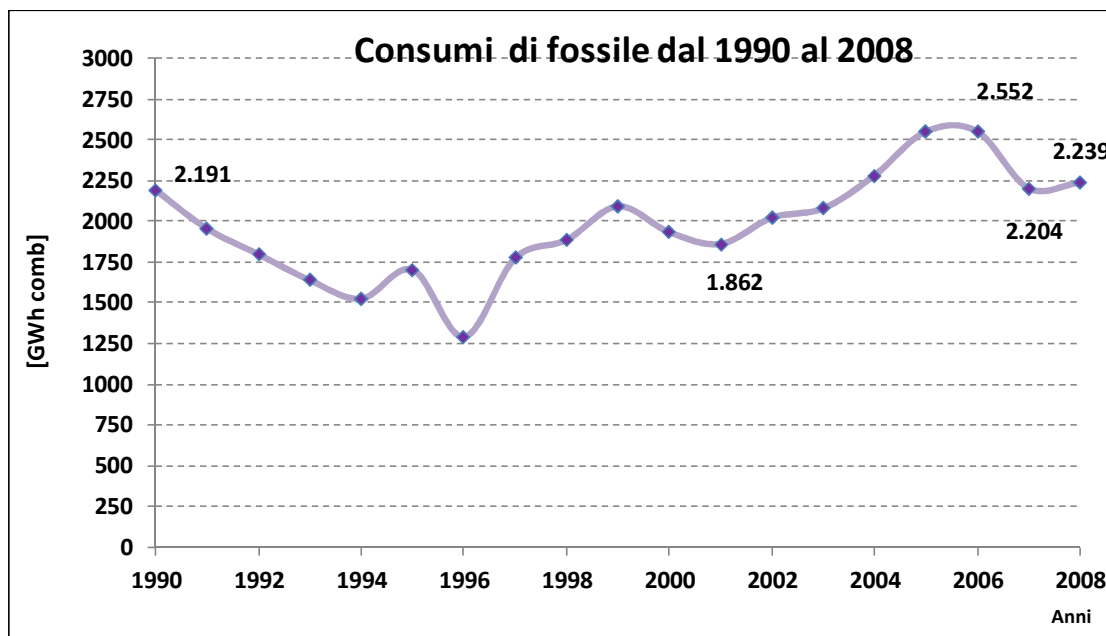


Figura 21 : CONSUMI DI FOSSILE - Andamento dal 1990 al 2008

Tra il 2001 e 2008 i combustibili fossili (prodotti petroliferi + gas naturale), in media sono ripartiti per settore secondo quanto indicato nella figura seguente.

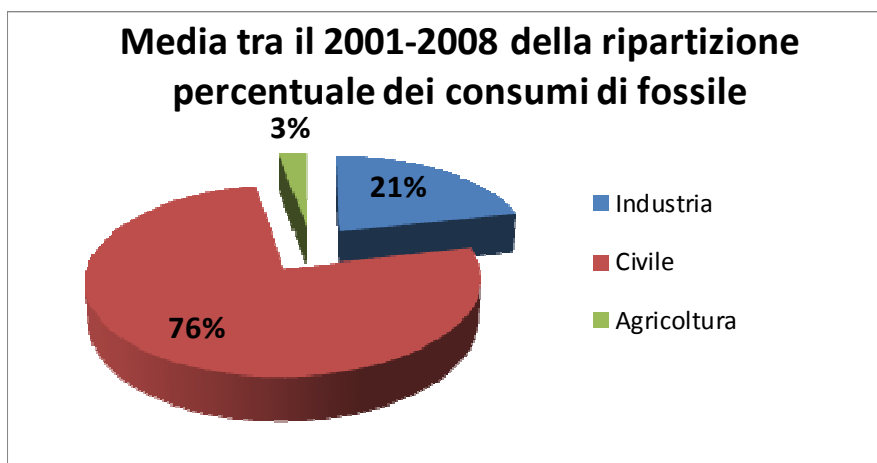


Figura 22 : *CONSUMI DI FOSSILE PER SETTORE - Ripartizione della media tra 2001 e 2008 di consumo di combustibile fossile (gas naturale + altri prodotti petroliferi) per settore*

L'andamento sopra riportato è la risultante dell'aumento del consumo di gas naturale e dalla conseguente diminuzione del consumo di prodotti petroliferi.

A partire dai primi anni '90 si è passati infatti da un valore del 19% di consumo di gas naturale sul consumo totale di fossile al 43% di consumo di gas naturale nel 2008 sul consumo totale di fossile, come rappresentato nel grafico che segue.

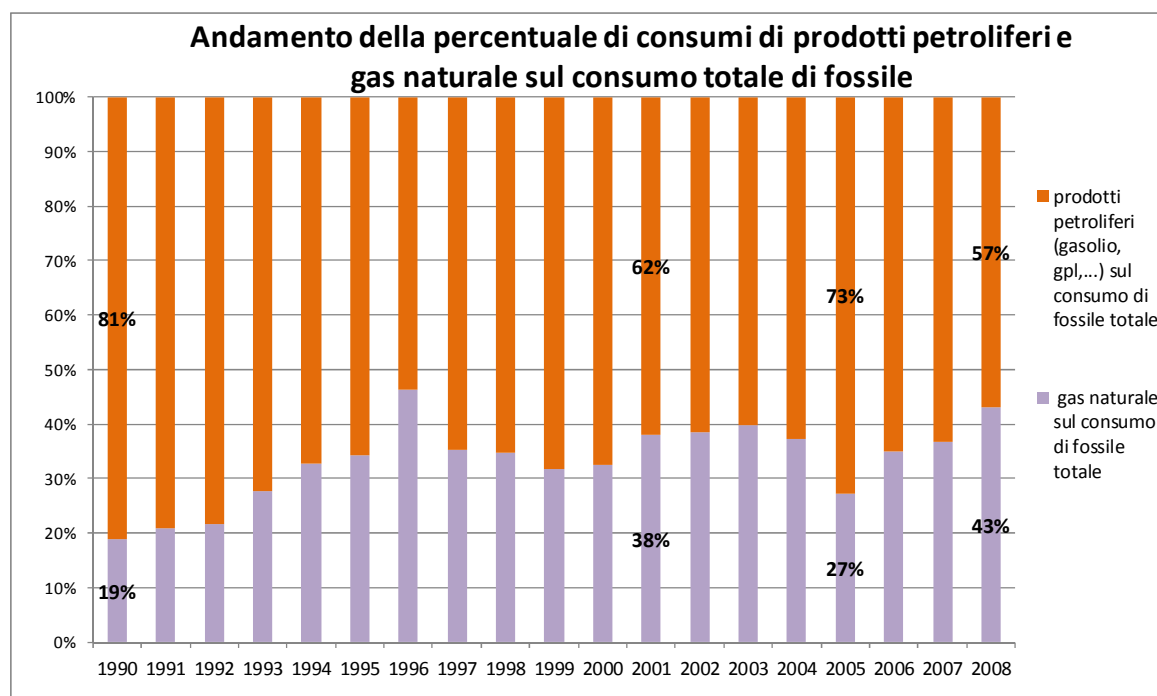


Figura 23 : *ANDAMENTO DEI CONSUMI DI FOSSILE ESCLUSO GAS NATURALE- Andamento dei consumi dal 1990 al 2008*

I consumi di gas naturale hanno infatti registrato, dal 1990 al 2008, un incremento del 135%, con media annua del 7,5%, dovuto principalmente alla forte penetrazione nel settore civile con lo sviluppo della rete del metano lungo la valle centrale.

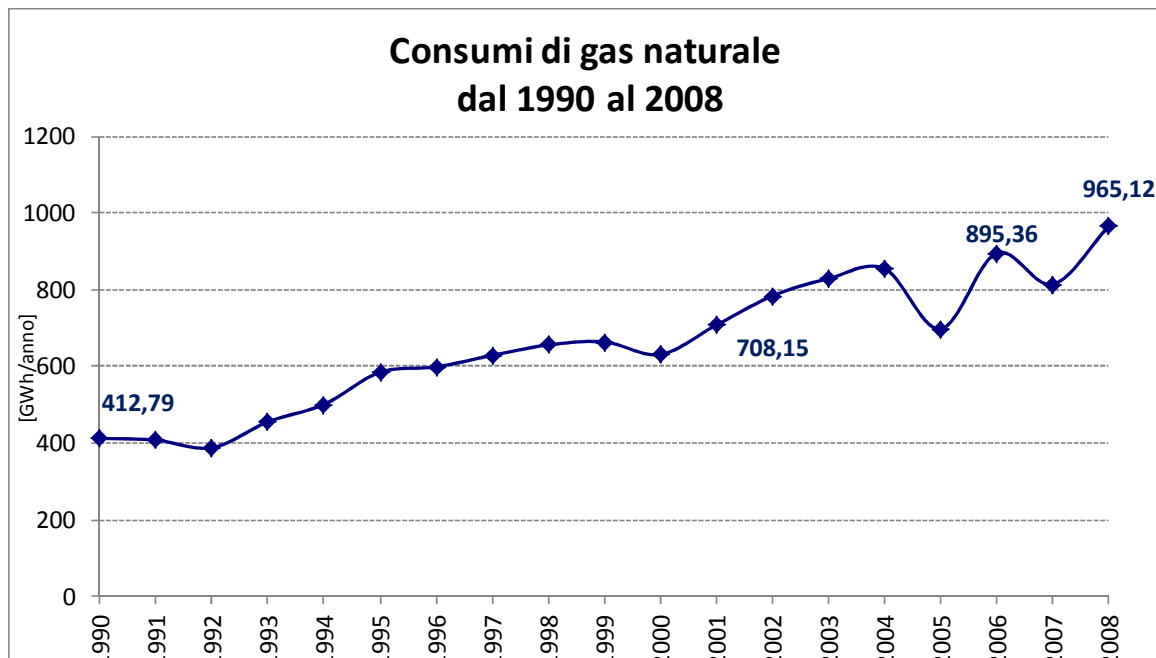


Figura 24 : CONSUMI DI GAS NATURALE - Andamento dal 1990 al 2008

I consumi di gas naturale nei primi anni '90 interessavano esclusivamente il settore industriale, l'incremento della metanizzazione sul territorio ha generato una maggiore diffusione dell'utilizzo di gas metano tanto che nel 2008 i consumi del settore civile raggiungono il 54% dei consumi totali e superano quelli dell'industria, settore che ha avuto una crescita decisamente più contenuta. I bilanci energetici ENEA non presentano valori di consumo di gas naturale nel settore agricolo.

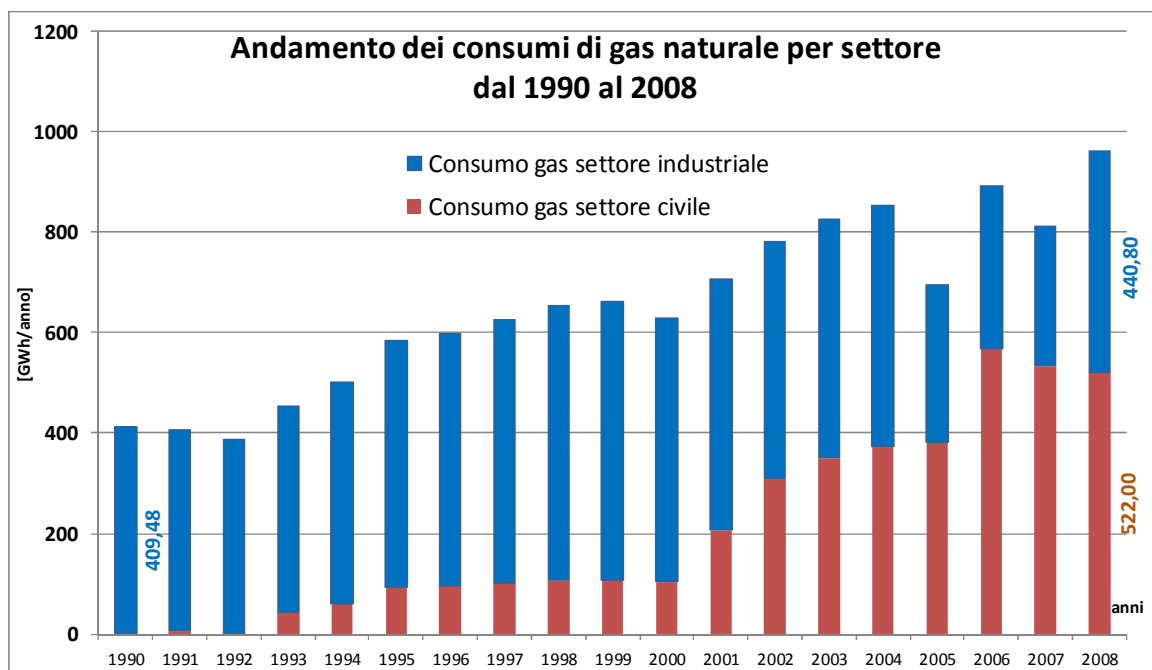


Figura 25 : CONSUMI DI GAS NATURALE - Andamento nel settore civile ed industriale dal 1990 al 2008

L'andamento dei prodotti petroliferi, principalmente gasolio e GPL, è più difficile da determinare rispetto al gas naturale ed è costituito da decrescite e crescite variabili che potrebbero essere generate dalle modalità di rilevazione dei dati utilizzati nei bilanci energetici.

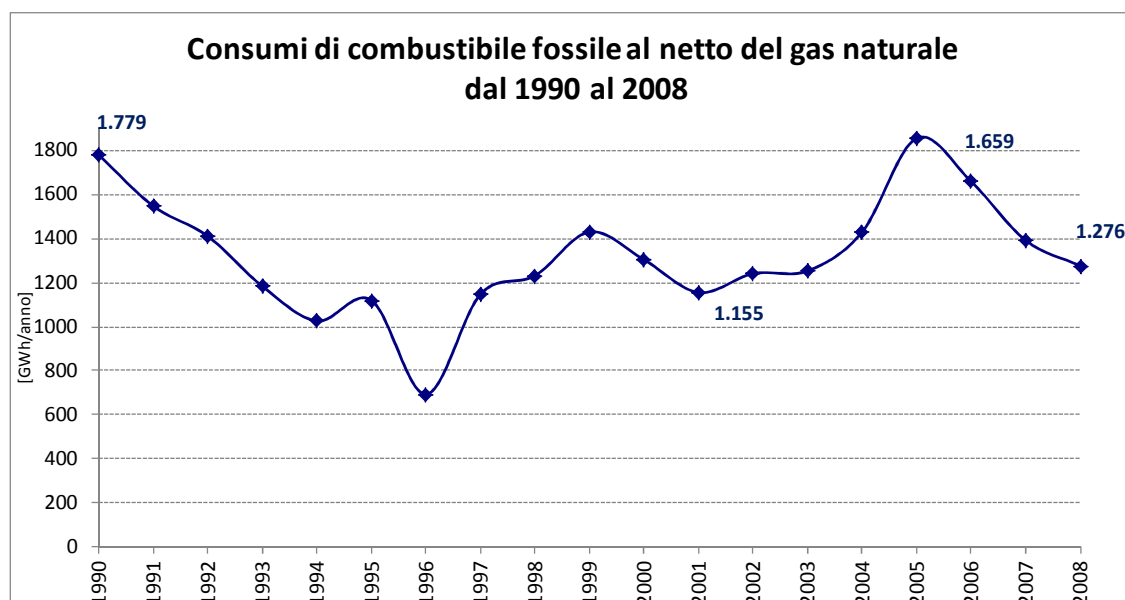


Figura 26 : CONSUMI DI PRODOTTI PETROLIFERI - Andamento dei consumi dal 1990 al 2008

Il consumo di prodotti petroliferi è imputabile principalmente al settore civile, in quanto le principali industrie della regione sono ubicate nella valle centrale e utilizzano gas naturale.

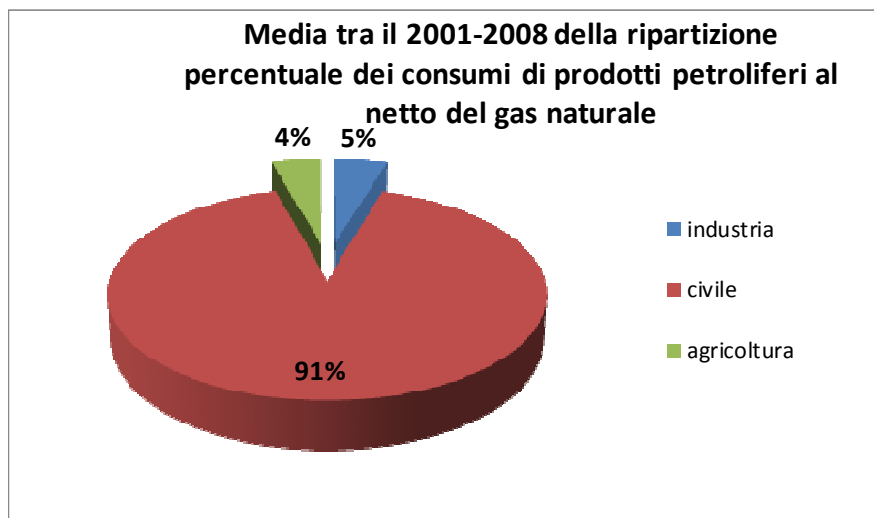


Figura 27 : CONSUMI DI PRODOTTI PETROLIFERI - Distribuzione percentuale dei consumi di prodotti petroliferi nei vari settori - media tra 2001 e 2008

La produzione di energia termica da fonti rinnovabili copre, da dati ENEA del 2008, circa il 3% dei consumi termici ed è costituita principalmente da impianti a biomassa. In particolare, dal 1990 al 2008 sono stati realizzati alcuni impianti di teleriscaldamento alimentati prevalentemente a biomassa, con caldaie di soccorso/integrazione alimentate a metano o gasolio. Le principali stazioni di teleriscaldamento sono posizionate nel comune di Pollein, di Morgex e sono state realizzate alla fine degli anni '90 , l'impianto di Pré - Saint - Didier è stato invece realizzato nel 2006/2007.

E' inoltre presente sul territorio regionale un impianto di cogenerazione che sfrutta una parte del biogas prodotto dalla discarica di Brissogne per alimentare l'area commerciale limitrofa all'impianto. La produzione termica da fonti rinnovabili da impianti a biomassa (caldaie, caminetti, termocamini, ecc..) e solari termici ubicati negli edifici è invece un dato che richiede un approfondimento, in quanto non si hanno a disposizione dati di dettaglio derivanti da un catasto impianti.

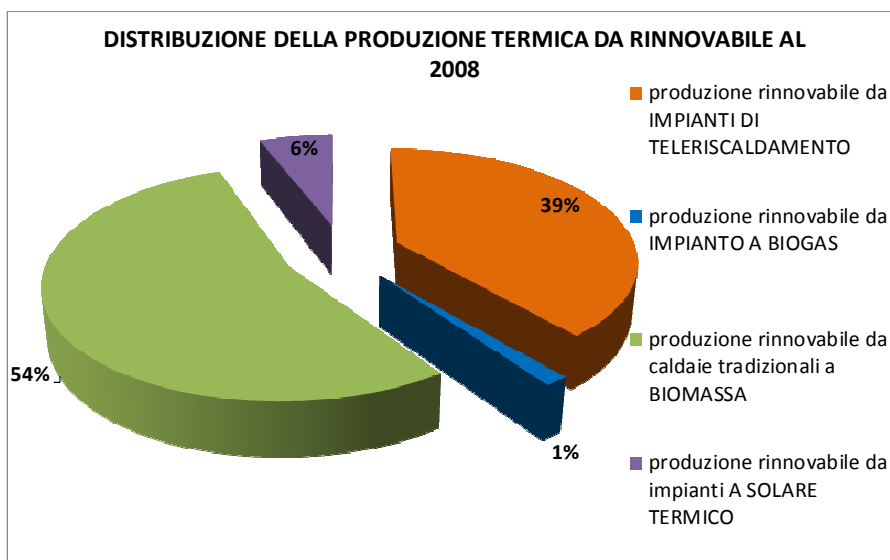


Figura 28 : PRODUZIONE TERMICA DA RINNOVABILE - Distribuzione della produzione termica al 2008 [%]

2.3.2.2 Consumi elettrici

I consumi elettrici registrano un incremento dei consumi dal 1990 al 2008 di circa il 25,3% , con un incremento medio annuo, pressoché costante, del 1,4%.

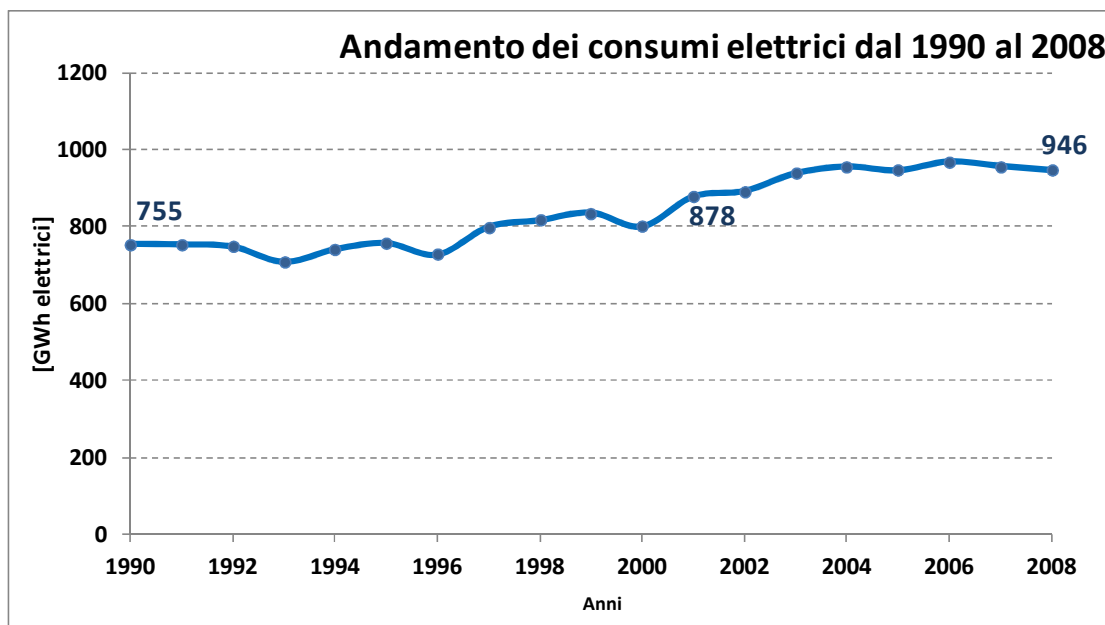


Figura 29 : ANDAMENTO DEI CONSUMI ELETTRICI- Andamento dei consumi elettrici dal 1990 al 2008

Il consumo di energia elettrica – vista la sostanziale trascurabilità del comparto agricoltura – è fondamentalmente riconducibile in pari entità al settore civile (circa il 52%) e a quello industriale (circa il 48%). Entrambi i settori evidenziano consumi di energia elettrica in crescita, con incremento maggiore nel civile.

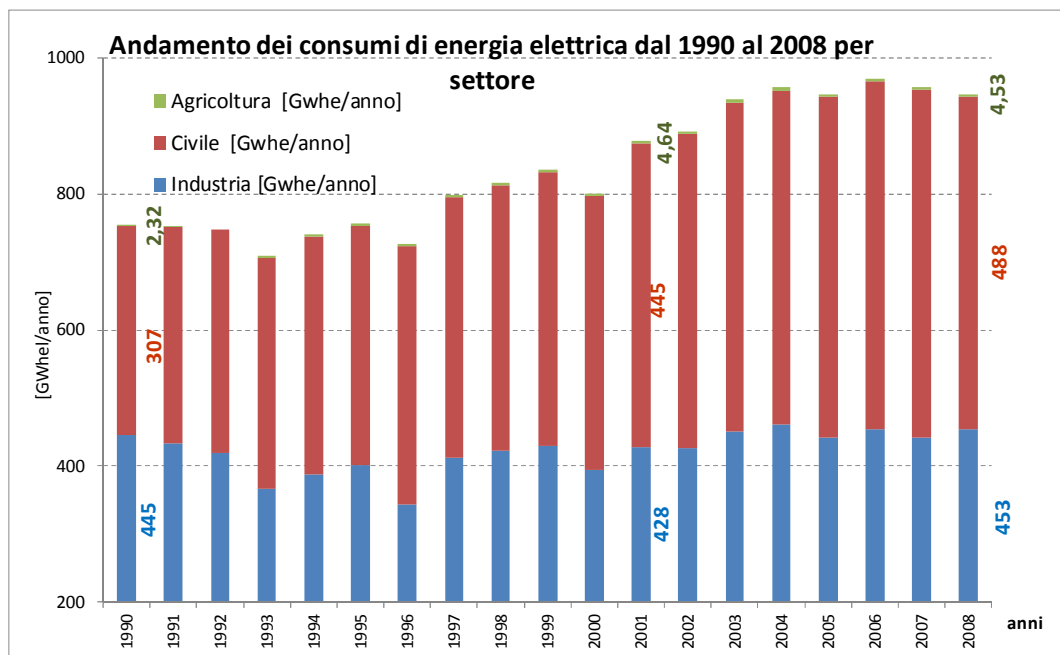


Figura 30 : CONSUMI ELETTRICI - Andamento dei consumi per settore dal 1990 al 2008

Tra il 2001 e il 2008 si ha un incremento dei consumi elettrici nel settore civile/terziario del 9,6%, con incremento medio annuo del 1,4%, mentre il settore industriale presenta un incremento del 5,8% con una crescita media annua inferiore all'1%. Il settore agricolo presenta, invece, dal 2001 al 2008 un decremento di circa il 2,3%.

2.3.2.3 Consumi elettrici e termici nel loro complesso

Il totale dei consumi elettrici e termici per le sole catene stazionarie, presentano dal 1990 al 2008 l'andamento di cui alla figura seguente.

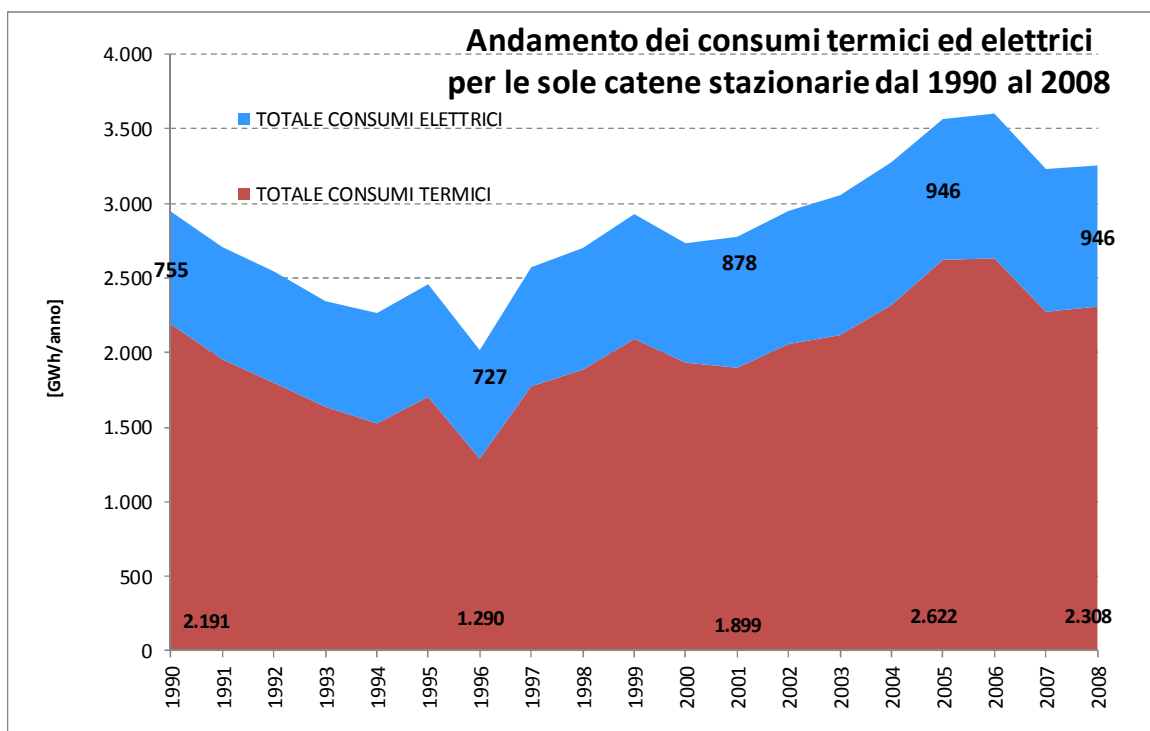


Figura 31 : ANDAMENTO DEI CONSUMI TERMICI ED ELETTRICI - Andamento dei consumi elettrici e termici dal 1990 al 2008 per le sole catene stazionarie

Confrontando il dato del 2001 con quello del 2008 si registra un aumento dei consumi totali di circa il 17% con una media annua del 2,4%. L'incremento del consumo, limitato comunque dalla crisi del 2006-2008, è imputabile all'aumento della richiesta di combustibili liquidi, di combustibili gassosi e di energia elettrica.

I consumi si suddividono tra consumi elettrici e consumi termici con le percentuali di cui alla tabella che segue.

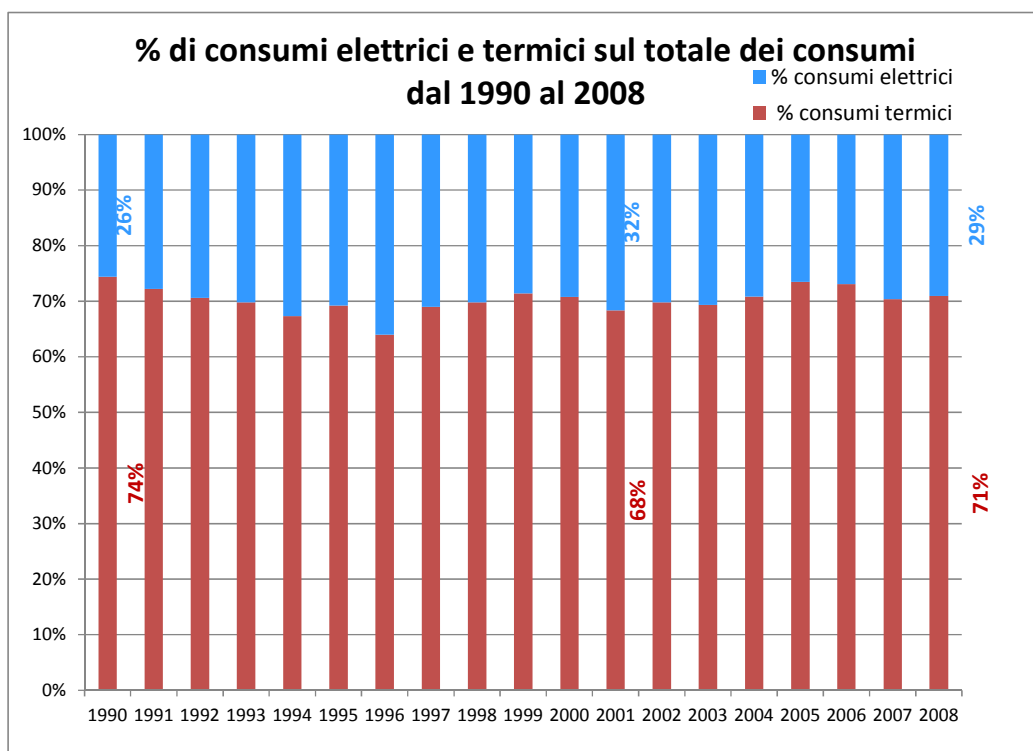


Figura 32 : % CONSUMI TERMICI ED ELETTRICI - Distribuzione percentuale dei consumi elettrici e termici dal 1990 al 2008

La percentuale di distribuzione dei consumi elettrici e di quelli termici si mantiene pressoché costante dal 2001 al 2008 ovvero con un 30% dei consumi totali di tipo elettrico e il restante 70% del consumi di tipo termico. Distribuzione leggermente differente si ha intorno agli anni novanta ove il 74% dei consumi è di tipo termico e il restante 26% è di tipo elettrico.

I consumi totali (per le sole catene stazionarie) vengono ora analizzati per singolo vettore e settore energetico come rappresentato nelle tabelle e grafici a seguire.

I consumi per vettore presentano i seguenti valori dal 2001 al 2008 come indicato nella tabella successiva tratta dai bilanci energetici regionali per il periodo 2001 -2004 e dai bilanci energetici regionali dell'Enea per il periodo 2005-2008, espressi in ktep.

CONSUMI PER VETTORE PER LE CATENE STAZIONARIE [ktep]						
	TOTALI	prod petroliferi	gassosi	en. elettrica	solidi	rinnovabili
2001	239	100	61	76	0,20	3
2002	254	107	67	77	0,15	3
2003	263	108	71	81	0,15	3
2004	282	123	74	82	0,20	3
2005	309	160	60	81	2,00	6
2006	309	142	77	83	0,00	7
2007	278	122	70	82	0,00	6
2008	280	110	83	81	0,00	6

Tabella 15: CONSUMI PER VETTORE –Dati estratti dai BER per il periodo 2001-2004 e dal bilancio energetico redatto dall'ENEA per il periodo 2005-2008

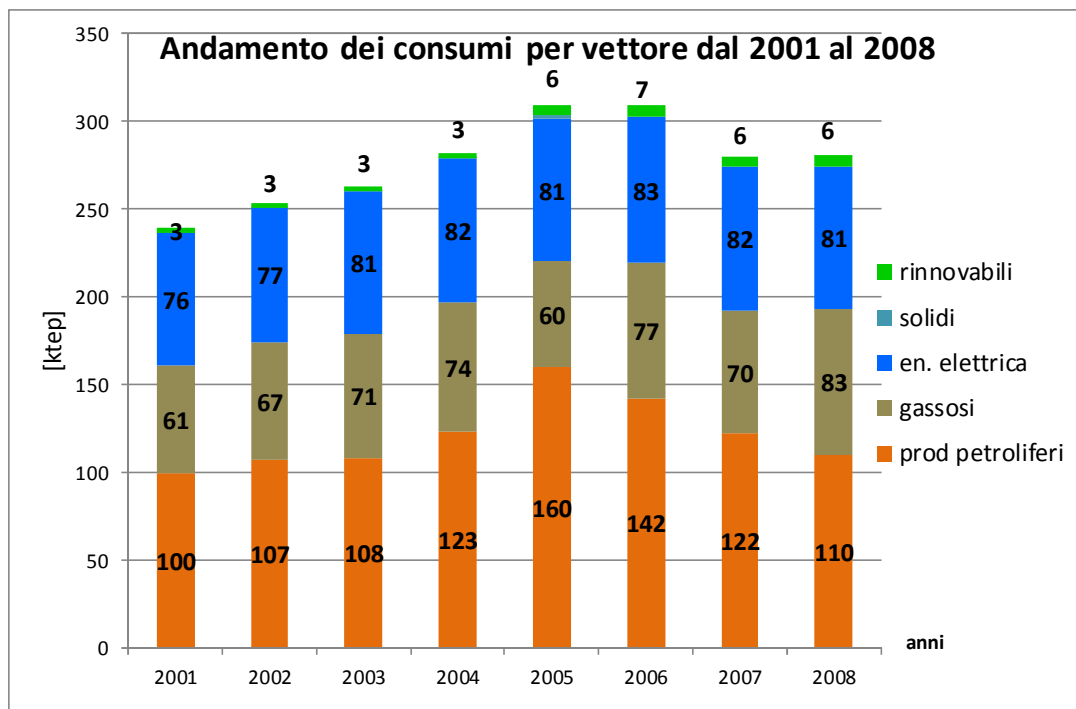


Figura 33 : CONSUMI PER VETTORE -Andamento dei consumi per vettore per le sole catene stazionarie dal 2001 al 2008

Negli ultimi otto anni i consumi di prodotti petroliferi hanno subito un calo a seguito dell'espansione della rete del metano che ha generato quindi un incremento di consumi di prodotti gassosi (in media tra il 2001 ed il 2008 il 45% dei consumi è costituito da combustibili liquidi quali gasolio, olio combustibile ecc., mentre circa il 25% è costituito dai combustibili gassosi). Mediamente crescente ma marginale la richiesta delle altre fonti rinnovabili mentre resta invece stabile quella di combustibili solidi ovvero prodotti quali carbone, prodotti della cokefazione, gas da altoforno, carbone da legna, ecc., che si attestano su valori pressoché prossimi allo zero.

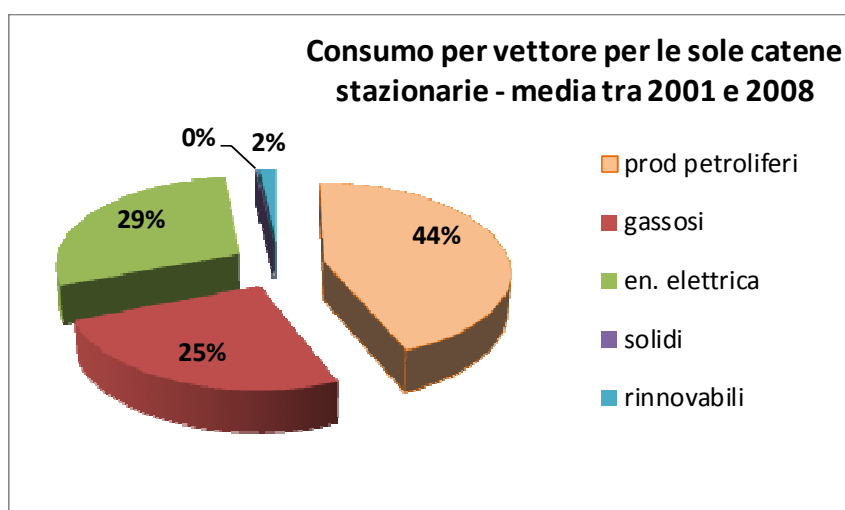


Figura 34 : CONSUMI PER VETTORE - Valori medi dal 2001 al 2008

I consumi per settore presentano i seguenti valori dal 2001 al 2008 come indicato nella tabella successiva tratta dai bilanci energetici regionali per il periodo 2001 -2004 e dai bilanci energetici regionali dell'Enea per il periodo 2005-2008, i valori sono espressi in ktep:

CONSUMI PER SETTORE PER LE CATENE STAZIONARIE - [ktep]				
	TOTALI	agricoltura	industria	civile
2001	239	1	83	155
2002	254	3	80	171
2003	263	3	83	177
2004	282	5	85	192
2005	308	8	74	226
2006	309	6	78	225
2007	278	7	72	199
2008	280	10	83	186

Tabella 16: CONSUMI PER SETTORE DELLE CATENE STAZIONARIE

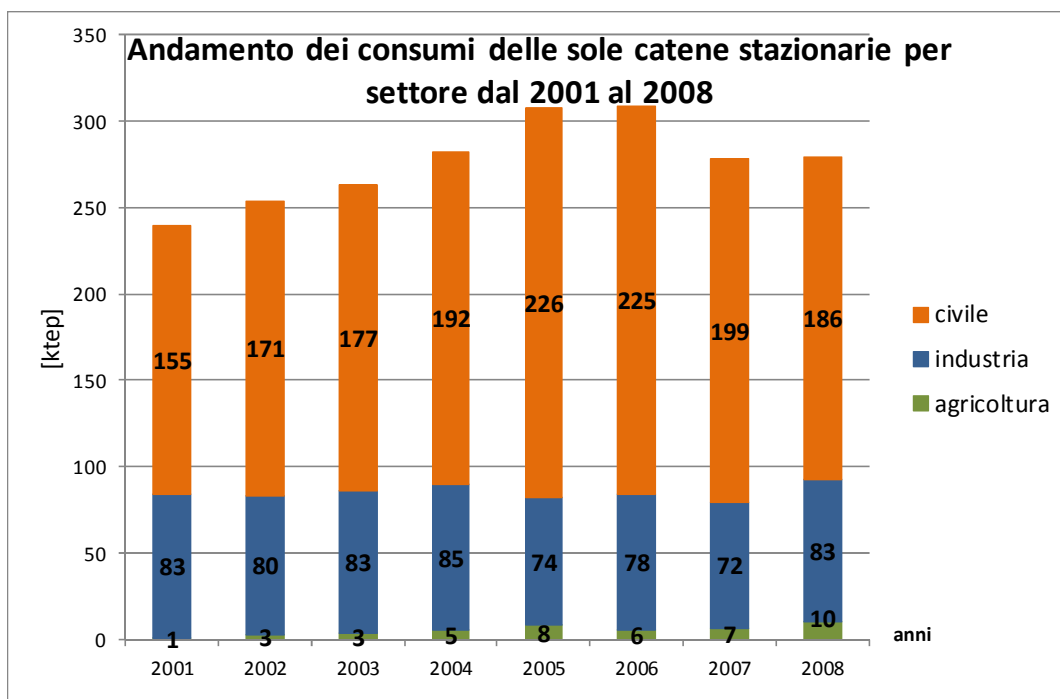


Figura 35 : CONSUMI PER SETTORE - Andamento dei consumi per settore per le sole catene stazionarie dal 2001 al 2008

Come evidenziato dal grafico sovrastante il settore più energivoro è costituito dal settore civile con quasi il 70% dei consumi totali (media 2001-2008), a seguire il settore industriale con circa il 30% e, infine, il settore agricolo con il 2%. Il settore civile comprende sia il civile residenziale che il terziario.

I consumi complessivi del settore civile sono composti per il 76% da combustibili fossili, di cui 58% di prodotti petroliferi e 18% di gas naturale, per il 22% da energia elettrica e per la restante parte da energie rinnovabili e prodotti solidi, come riportato nella successiva tabella.

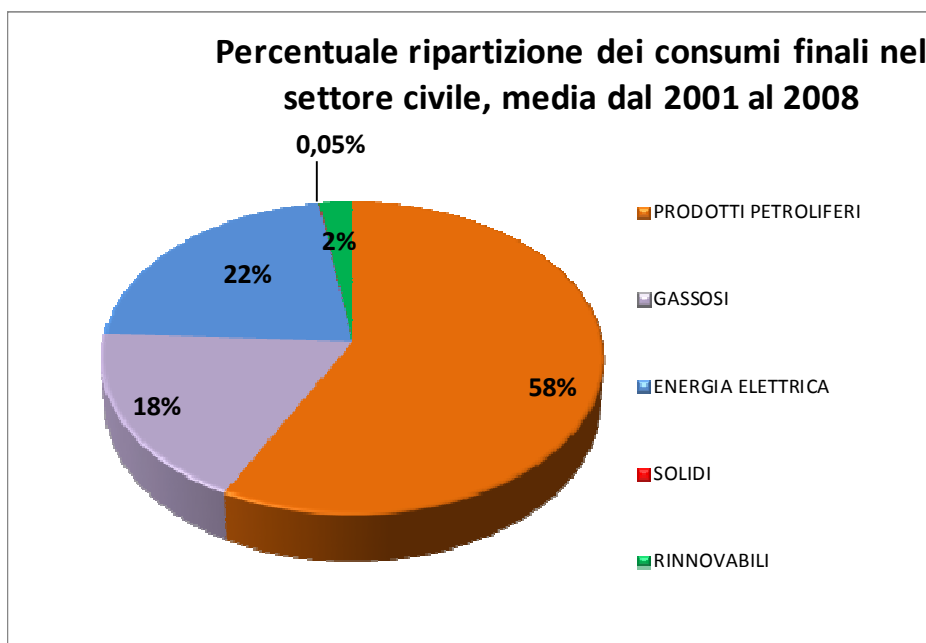


Figura 36 : PERCENTUALE DI RIPARTIZIONE DEI CONSUMI NEL SETTORE CIVILE - Media dei consumi tra il 2001 ed il 2008

I consumi da fonti rinnovabili presentano una percentuale piuttosto bassa sul totale, ma se si confrontano i dati del 2001 con quelli del 2008 questi risultano quasi raddoppiati, ovvero 37,2 GWh di consumo da rinnovabile al 2001 contro i 69,8 GWh di consumo da rinnovabile al 2008.

Il settore civile comprende sia il residenziale che il terziario ovvero tutte le attività turistiche commerciali. Dai dati dei bilanci energetici al 2008 (BER Enea), secondo quanto rappresentato nel grafico sovrastante i consumi di prodotti petroliferi pare provengano per la maggiore parte dal settore civile residenziale. I consumi dei prodotti gassosi e di energia elettrica sono invece maggiori nel settore terziario.

2.3.3 Analisi dei consumi dei trasporti

La domanda di mobilità all'interno della Regione Valle d'Aosta è influenzata da alcune particolarità territoriali e logistiche che generano un quadro atipico rispetto agli standard delle altre Regioni. In particolare occorre tener conto dei seguenti aspetti:

- la domanda di spostamento dei residenti, caratterizzata da pendolarismo che interessa principalmente il Comune di Aosta;
- il turismo, che comporta fenomeni di concentrazione periodica dovuti alla fruizione turistica della regione;
- la rete di trasporto nazionale: la regione funge da "corridoio" di passaggio tra Italia, Francia e Svizzera.

L'orografia tipicamente montuosa del territorio e la presenza di numerosi piccoli centri urbani fortemente dispersi, comporta una forte propensione all'uso dell'auto come mezzo di trasporto.

Tale valutazione emerge con forza considerando alcuni degli indicatori chiave: tasso di motorizzazione, composizione del parco circolante, ecc..

Si può individuare un grosso polo attrattore di mobilità, rappresentato dal comune di Aosta e dalla relativa cintura, dove si concentra la maggioranza dei servizi. Si nota che, anche all'interno di tale area, il mezzo più diffuso per la mobilità è il veicolo privato.

Nel 2010 le statistiche dell'ACI, Automobil Club d'Italia, restituiscono un quadro abbastanza positivo della composizione del parco auto, che costituisce il 72% dell'intero parco veicolare, rispetto alle classi di emissione (Euro 0,1, 2,3,4,5). Il 77,92% delle vetture, infatti, appartiene a classi alte Euro 3, 4 e 5 e il 6,17% alla classe Euro 0.

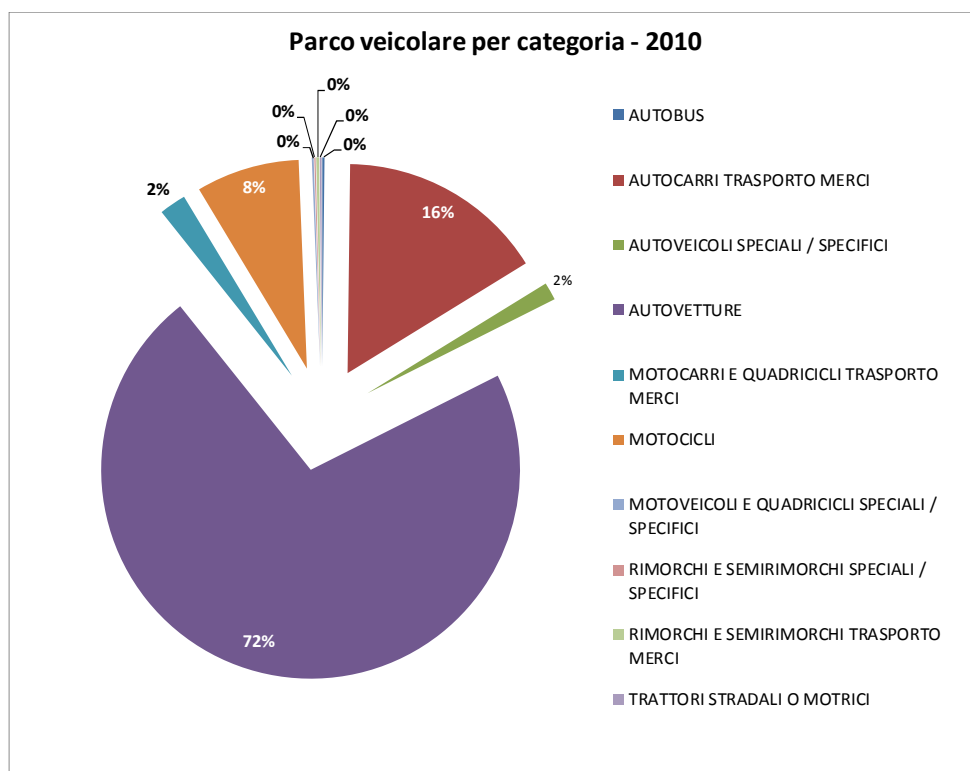


Figura 37 : COMPOSIZIONE DEL PARCO VEICOLARE (fonte: elaborazione dati ACI)

Il parco veicolare valdostano è cresciuto dalle 113.730 unità del 1994 alle 187.967 unità del 2010. La composizione del parco veicolare al 2010 è costituita in prevalenza da vetture (134.836) e in percentuale minore da altri mezzi (53.131).

Le autovetture sono così suddivise in funzione dell'alimentazione, secondo la tabella sottostante.

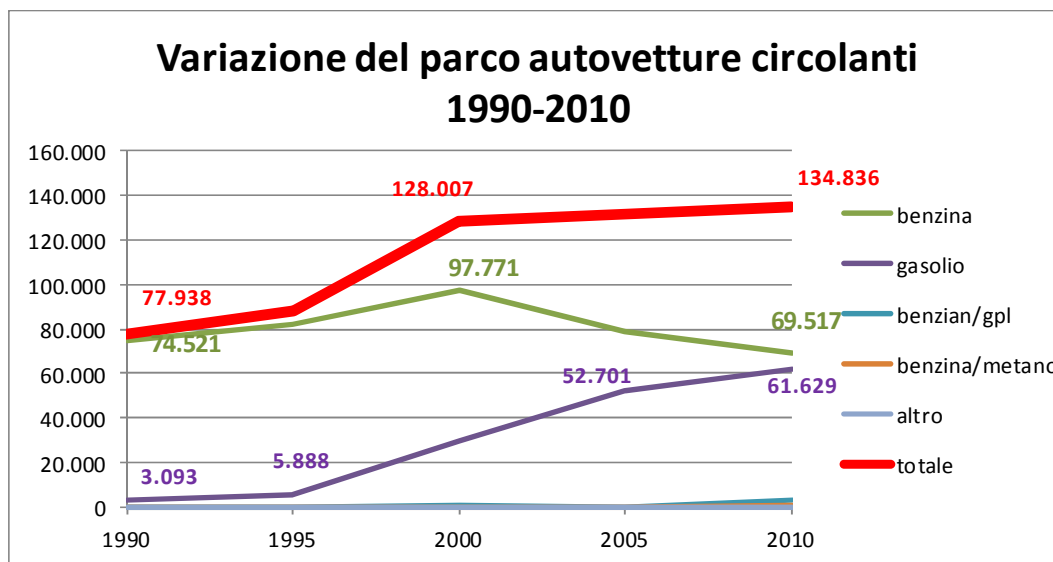


Figura 38 : PARCO VEICOLARE - Evoluzione del parco autovetture circolanti (fonte: elaborazione dati ACI)

Si può notare dal 2000 al 2010 un decremento delle autovetture a benzina ed un incremento delle autovetture alimentate a gasolio.

Resta ancora molto esiguo, al 2010, il numero di auto alimentate a gpl o metano.

Il settore dei trasporti incide notevolmente sui bilanci energetici regionali complessivi, in particolare, negli ultimi anni, per oltre il 45%.

	INCIDENZA DEI TRASPORTI SUL TOTALE DEI CONSUMI							
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Trasporti [GWh/anno]	1483	1635	1657	1763	2605	2744	2814	2709
Catene stazionarie (civile/terziario, industria, agricoltura) [GWh/anno]	2777	2950	3055	3276	3567	3602	3231	3255
TOTALE CONSUMI [GWh/anno]	4259	4585	4712	5039	6172	6346	6045	5964
incidenza dei trasporti	35%	36%	35%	35%	42%	43%	47%	45%

Tabella 17: BER ENEA TRASPORTI – Consumi nel settore dei trasporti dal 2001 al 2008 [ktep]

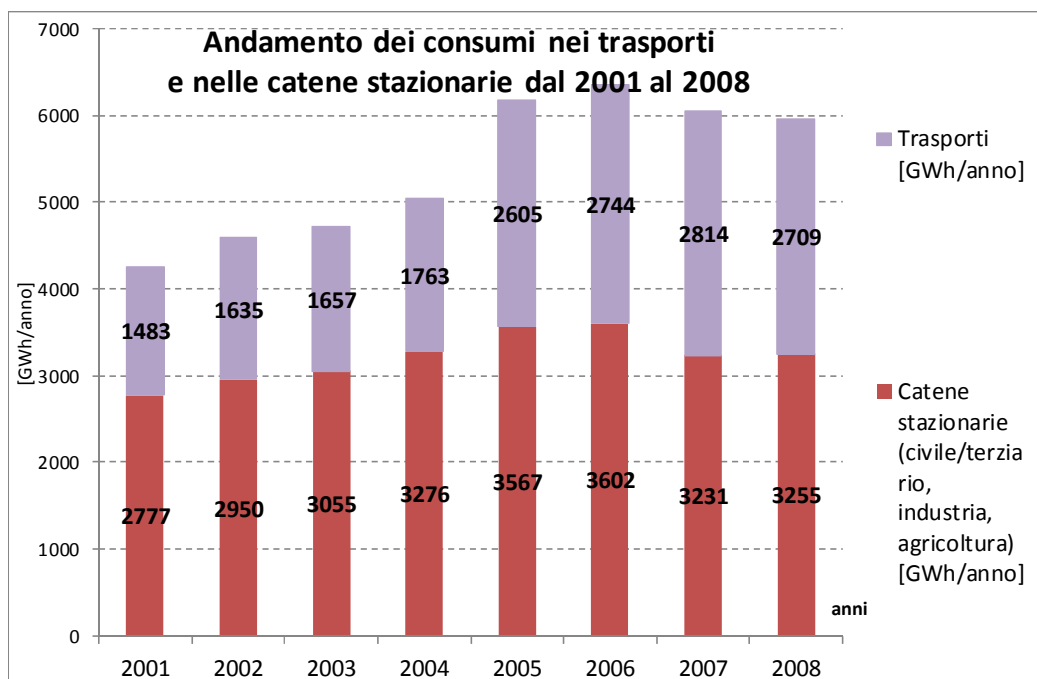


Figura 39 : TRASPORTI- Suddivisione dei consumi tra catene energetiche stazionarie e trasporti

Dal 2001 al 2008 i dati riportati (BER ENEA) indicano un incremento dei trasporti di circa l'83% in sette anni con una media di circa il 11,8% annuo. Si ritiene che tale incremento possa derivare dalle modalità di rilevazione dei dati la cui metodologia non è stata resa nota.

Il numero di veicoli sul territorio regionale è passato da 162.716 veicoli al 2001 a 194.906 al 2008, con un incremento del 20% pari ad un incremento medio annuo di circa il 3% che non pare giustificare il suddetto incremento annuo del 11,8%. In aggiunta, la tipologia dei veicoli circolanti tende ad attestarsi, negli ultimi anni, su categorie di tipo "euro 4 o 5" che presentano consumi nettamente ridotti rispetto a veicoli di categoria "euro 0 - 1 - 2 - 3", come evidenziato dalle statistiche ACI.

Tale settore, di difficile regolamentazione in una regione di confine come la Valle d'Aosta caratterizzata da traffico di attraversamento e da flussi legati alla fruizione turistica del territorio, necessita di approfondimenti che verranno effettuati con lo sviluppo del piano, attraverso i suoi periodici aggiornamenti.

Sarà necessario effettuare una raccolta dati più dettagliata per determinare gli effettivi consumi di fossile connessi al settore trasporti che avvengono sul territorio regionale.

2.3.3.1 Tipologie di trasporto sul territorio regionale

Si riporta una breve descrizione delle tipologie di trasporto sul territorio regionale.

Trasporto pubblico

Il sistema di trasporto pubblico locale urbano e di area vasta di Aosta, gestito dalla SVAP, è mediamente ben sviluppato e utilizzato e i dati di utilizzo parlano di uno scenario di sostanziale stabilità nell'utilizzo della rete di trasporto pubblico.

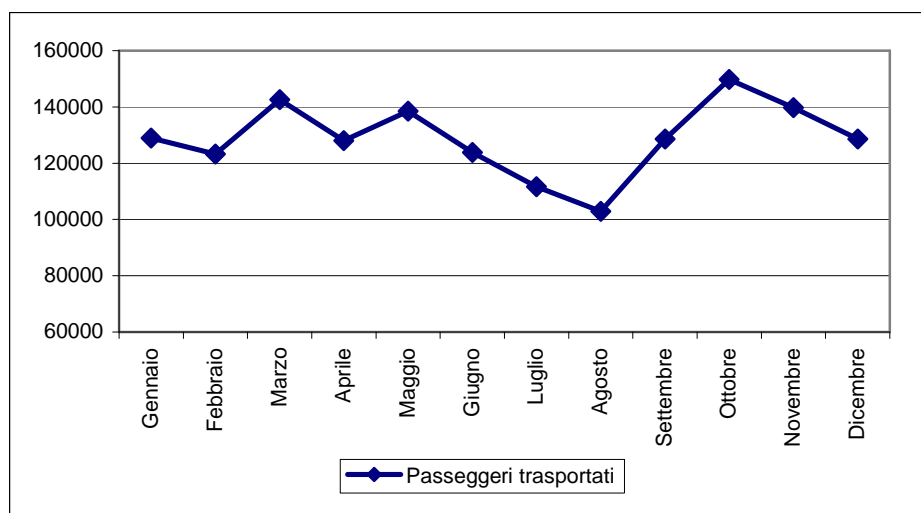


Figura 40 : TRASPORTI- Passeggeri trasportati sui mezzi pubblici TRT su dati Comune di Aosta SVAP - anno 2006

Viabilità autostradale

Collocata in corrispondenza del primo svincolo (Aosta Est), la barriera Aosta Monte Bianco separa la tratta autostradale che arriva dalla bassa valle (gestione SAV) dalla tratta che raggiunge il Monte Bianco e la Francia (gestione RAV).

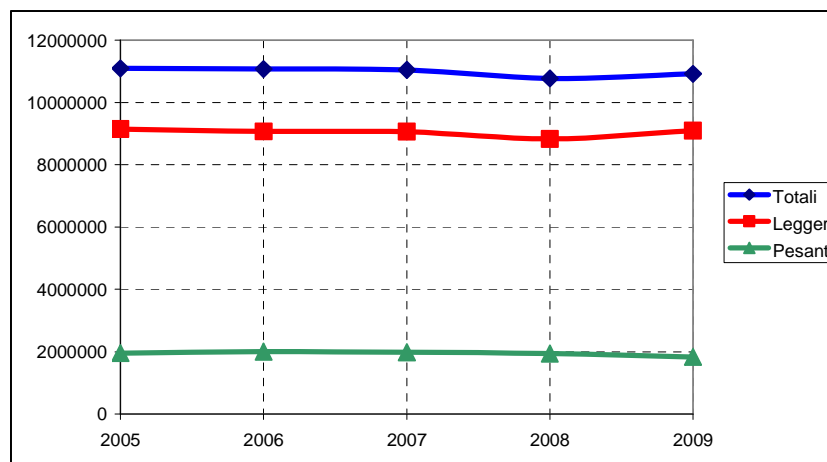


Figura 41 : TRASPORTI - Transiti totali veicoli sulla tratta autostradale della Valle d'Aosta

Il numero totale di transiti, inteso come la somma dei passaggi di veicoli dai caselli autostradali, è risultato pressoché costante negli ultimi anni, con valori nell'ordine di 10 milioni di veicoli per anno. Il traffico dei veicoli per trasporto merce risulta non trascurabile.

Dall'elaborazione dei dati provenienti da Società Autostrade si evince che circa la metà dei transiti proviene da fuori Regione, ovvero dal Piemonte o dal confine.

Il numero di transiti attraverso il tunnel del Monte Bianco, che permette di isolare il traffico transfrontaliero, è riportato nella seguente tabella.

Anno	Veicoli leggeri	Veicoli pesanti	Totale
2005	1.142.756	601.065	1.743.821
2006	1.183.529	621.896	1.805.425
2007	1.168.381	605.391	1.773.772
2008	1.187.277	604.102	1.791.379

Figura 42 : TRASPORTI - Numero di transiti presso il tunnel del Monte Bianco dal 2005-2008

Rete ferroviaria

Accanto ad una domanda di trasporto coperta prevalentemente da trasporto su gomma, la rete ferroviaria svolge un ruolo marginale.

La linea ferroviaria percorre la vallata centrale con una linea a binario unico non elettrificata, con utilizzo di motrici a gasolio.

La ferrovia Aosta-Ivrea-Chivasso è una linea di importanza secondaria nella classificazione delle ferrovie nazionali; essa è collegata alla linea ferroviaria storica Milano-Torino nei pressi della stazione di Chivasso.

Linea ferroviaria Aosta - Ivrea - Chivasso	
Gestore	RFI
Lunghezza (km)	98,6
Binari (n)	1
Scartamento	Ordinario
Tipo di trazione:	
▪ tratta Chivasso-Ivrea	Elettrica (3000V CC)
▪ tratta Ivrea-Aosta	Termica
Stazioni / Fermate intermedie (n)	19
▪ di cui non in servizio	5

Figura 43 : RETE FERROVIARIA AOSTA- IVREA – CHIVASSO - Principali caratteristiche infrastrutturali della linea www.rfi.it (rete ferroviaria italiana)

L'offerta di trasporto lungo la relazione è ad oggi assicurata da servizi regionali che collegano il capoluogo aostano con Ivrea, con tempi di percorrenza compresi tra i 58 e i 70 minuti.

Una linea ferroviaria minore percorre l'alta valle e unisce Aosta con Pré-Saint-Didier, per circa 31 km con uno sviluppo planimetrico piuttosto tortuoso, mentre l'altimetria varia dai 580 metri sul livello del mare di Aosta ai 1000 metri di Pré-Saint-Didier.

Linea ferroviaria Aosta – Pré Saint Didier

Gestore	RFI
Lunghezza (km)	31,4
Binari (n)	1
Scartamento	Ridotto
Tipo di trazione	Termica
Stazioni / Fermate intermedie (n)	10
▪ di cui non in servizio	2

Figura 44 : RETE FERROVIARIA AOSTA - PRE'-SAINT- DIDIER - Principali caratteristiche infrastrutturali della linea (www.rfi.it - rete ferroviaria italiana)

Trasporto a fune

Il trasporto a fune è oggi strettamente correlato alla fruizione turistico/sciistica del territorio e solo in alcune realtà particolari viene considerato un vero e proprio mezzo di trasporto per raggiungere località isolate. In questo contesto è possibile citare la cabinovia Buisson – Chamois che costituisce l'unico mezzo per accedere al Comune di Chamois, vista l'assenza di strade per l'accesso dei veicoli. Medesima funzione ha, in parte, la cabinovia di Aosta-Pila, la quale, oltre essere utilizzata per accedere alle piste sciistiche, viene utilizzata da alcuni residenti come mezzo di trasporto giornaliero dal capoluogo alla frazione di Pila e viceversa.

2.3.4 Analisi della produzione elettrica

La produzione elettrica sul territorio regionale è generata per circa il 99,7% da impianti idroelettrici e per il restante 0,3% da impianti fotovoltaici (0,2%) e dall'impianto a biogas (0,1%) presso la discarica di Brissogne.

Dal confronto dell'andamento della produzione con i consumi emerge la **forte esportazione di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile**. Al 2010, infatti, circa il 70% dell'energia elettrica annualmente prodotta in Valle d'Aosta è ceduta alla rete elettrica nazionale, in quanto eccede il fabbisogno sul territorio regionale.

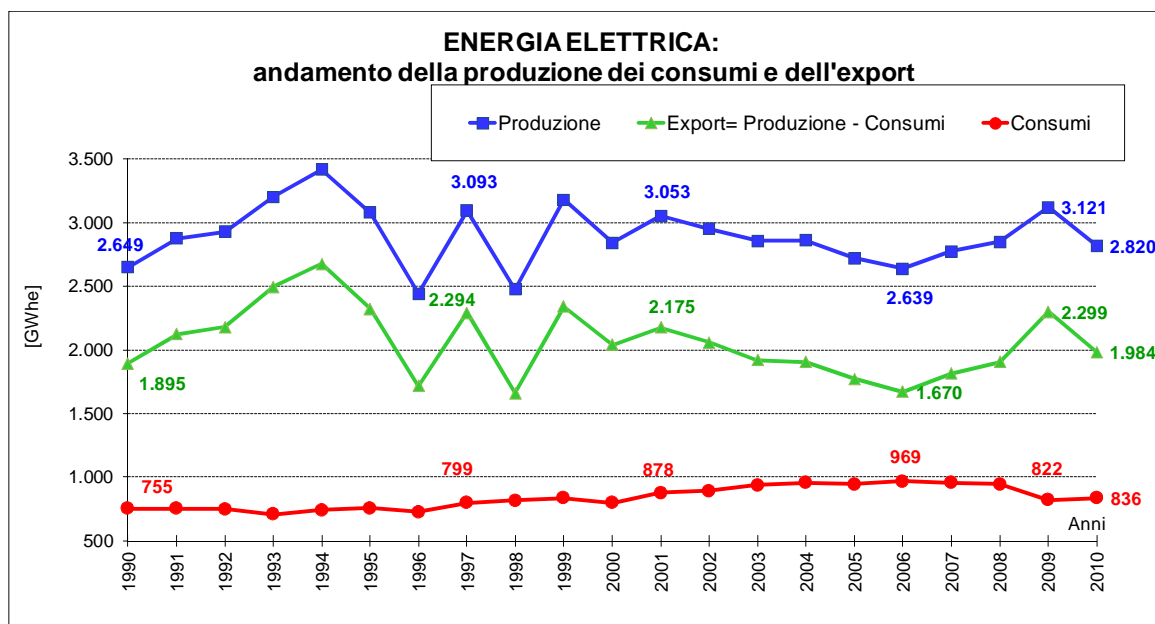


Figura 45 :ENERGIA ELETTRICA - Andamento della produzione dei consumi e dell'export dal 1990 al 2010 (dati TERNA)

La variazione della produzione di energia idroelettrica è influenzata da numerose variabili.

Una semplice correlazione tra produzione e precipitazioni pluviometriche non tiene infatti conto delle dinamiche di scioglimento delle nevi, più o meno distribuite nel tempo, che danno un importante contributo agli apporti idrici. Per un'analisi coerente e completa della situazione, è quindi opportuno prendere in considerazione tutti i numerosi fattori da cui dipende la produzione, quali pluviometria e suo andamento stagionale, dinamiche di scioglimento delle nevi, criteri di gestione degli impianti, piani di manutenzione straordinaria e normative in materia di tutela ambientale degli ecosistemi acquatici.

Sul territorio regionale le precipitazioni medie annue si attestano intorno a valori di 700-800 mm anno, sulla Valle centrale e sulle principali vallate laterali e sono così distribuite:

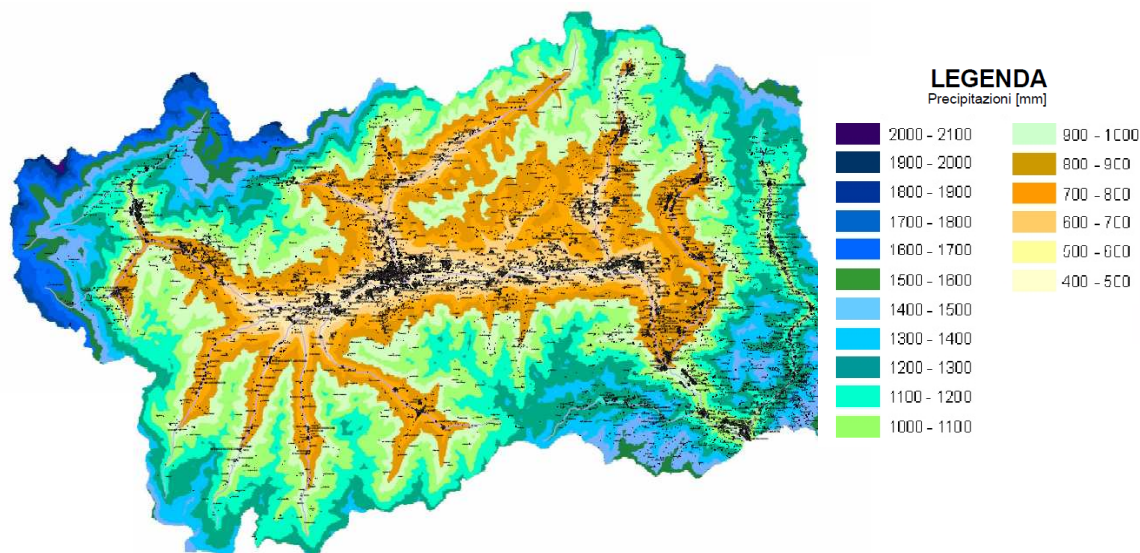


Figura 46 :DISTRIBUZIONE DELLE PRECIPITAZIONI - Distribuzione delle precipitazioni medie annue sul territorio regionale (fonte: Piano di tutela delle Acque regionale)

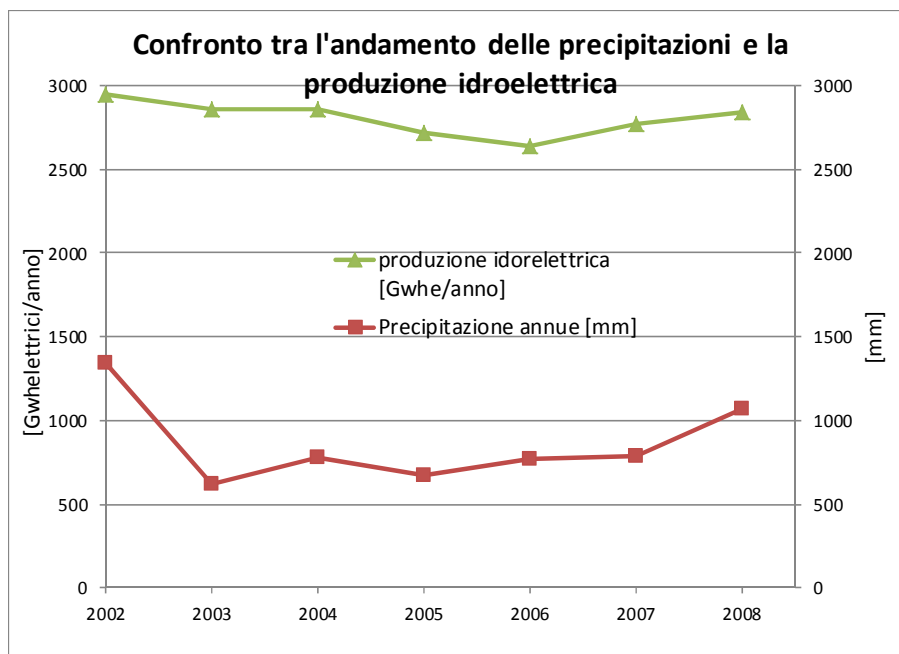


Figura 47 :CONFRONTO TRA PRODUZIONE E PRECIPITAZIONI MEDIE ANNUE - Andamento della produzione idroelettrica dal 2002 al 2008 [GWhe/anno] e delle precipitazione medie annue [mm]

Proposta di PEAR

Il minore utilizzo della risorsa idrica è riconducibile nell'anno 2010 anche ad una gestione degli impianti volta a rispettare le nuove norme relative ai deflussi minimi vitali (DMV), cioè alle portate d'acqua da rilasciare in alveo per garantire la tutela ambientale degli ecosistemi acquatici, con l'avvio della fase di sperimentazione sul territorio regionale, che ha comportato una mancata produzione di circa 120 GWhe.

2.4 Emissioni di CO₂

Dai valori di consumo ripartiti tra le diverse fonti è possibile stimare le emissioni di anidride carbonica (CO₂) della regione Valle d'Aosta. I **fattori di emissione** per i diversi combustibili sono riportati in tabella a seguire.

FATTORI DI EMISSIONE	
COMBUSTIBILE	g/kWh comb
gasolio	264
olio combustibile	269
benzina	250
gas naturale	200
gpl	225
carbone	340

Tabella 18: FATTORI DI EMISSIONE – Emissione specifica di CO₂ dei principali combustibili fossili

Sulla base di questi fattori di emissione differenziati per unità di energia primaria dei diversi combustibili sono stati calcolati i fattori di emissione che tengono conto dei diversi rendimenti impiantistici, utilizzati successivamente nelle simulazioni dei differenti scenari. Per quanto riguarda l'energia elettrica, il valore di 584 g/kWh elettrico viene utilizzato per valorizzare le mancate emissioni di CO₂ dovute alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Esso tiene conto dei dati forniti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ovvero della composizione del parco termoelettrico italiano e del relativo rendimento e, dal momento che la produzione elettrica da fonte rinnovabile è prioritaria per l'accesso in rete, ogni kWh generato da rinnovabile sostituisce un'energia che sarebbe altrimenti prodotta da fossile.

Per il calcolo della CO₂ evitata si è quindi considerato il valore del fattore di emissione relativo alla media del parco termoelettrico nazionale (584 g/kWh) e **non** il fattore medio relativo a tutta la produzione elettrica nazionale, che comprende anche le fonti energetiche rinnovabili (di seguito FER), pari a 472 g/kWh elettrico

Nella seguente tabella si riportano i valori dei fattori di emissione utilizzati per tenere conto delle riduzioni specifiche di CO₂ per le principali tecnologie o interventi previsti nel piano.

Tecnologia	Riduzione specifica emissione di CO ₂
Fonti energetiche rinnovabili	
Utilizzo di fonti rinnovabili per produzione elettrica (esempio: idroelettrico, fotovoltaico ed eolico)	584 g/kWh elettrico prodotto
Utilizzo fonti rinnovabili per produzione termica (esempio: biomassa, solare termico) Sostituzione gas naturale	250 g/kWh termico prodotto
Utilizzo fonti rinnovabili per produzione termica (esempio: biomassa, solare termico) Sostituzione gasolio	330 g/kWh termico prodotto
Risparmio energetico sugli usi finali dell'energia	
Risparmio energetico elettrico	584 g/kWh elettrico risparmiato
Risparmio energetico da gas naturale	250 g/kWh termico risparmiato
Risparmio energetico da gasolio	330 g/kWh termico risparmiato
Sostituzione combustibili fossili	
Sostituzione gasolio con gas naturale	80 g/kWh termico sostituito
Razionalizzazione catene energetiche	
Cogenerazione	Calcolati caso per caso in funzione dell'indice di risparmio energetico (IRE) e del combustibile fossile sostituito
Teleriscaldamento	
Pompaggio termico	

Tabella 19: FATTORI DI EMISSIONE – Emissioni medie di CO₂ per tecnologia (elaborazioni DIMSET – Università di Genova)

Se consideriamo esclusivamente il sistema energetico della Valle d'Aosta, l'andamento delle emissioni rispecchia l'andamento dei consumi di combustibile fossile. La tendenza dei valori di emissione in atmosfera di CO₂ risulta essere crescente nel periodo 2001 – 2006 per poi decrescere nel 2007 e riprendere verso una leggera crescita dal 2007 al 2008.

In particolare l'incremento delle emissioni di anidride carbonica dal 2001 al 2006 si attesta su valori elevati (+ 38%) anche non considerando il settore dei trasporti. Dal 2001 al 2008 si ha un incremento medio di emissioni di circa il 19% con media annua del 2,6%.

Nel grafico a seguire è riportato l'andamento delle emissioni di anidride carbonica riconducibili all'utilizzo di combustibili fossili **per i soli fabbisogni relativi alle catene stazionarie**.

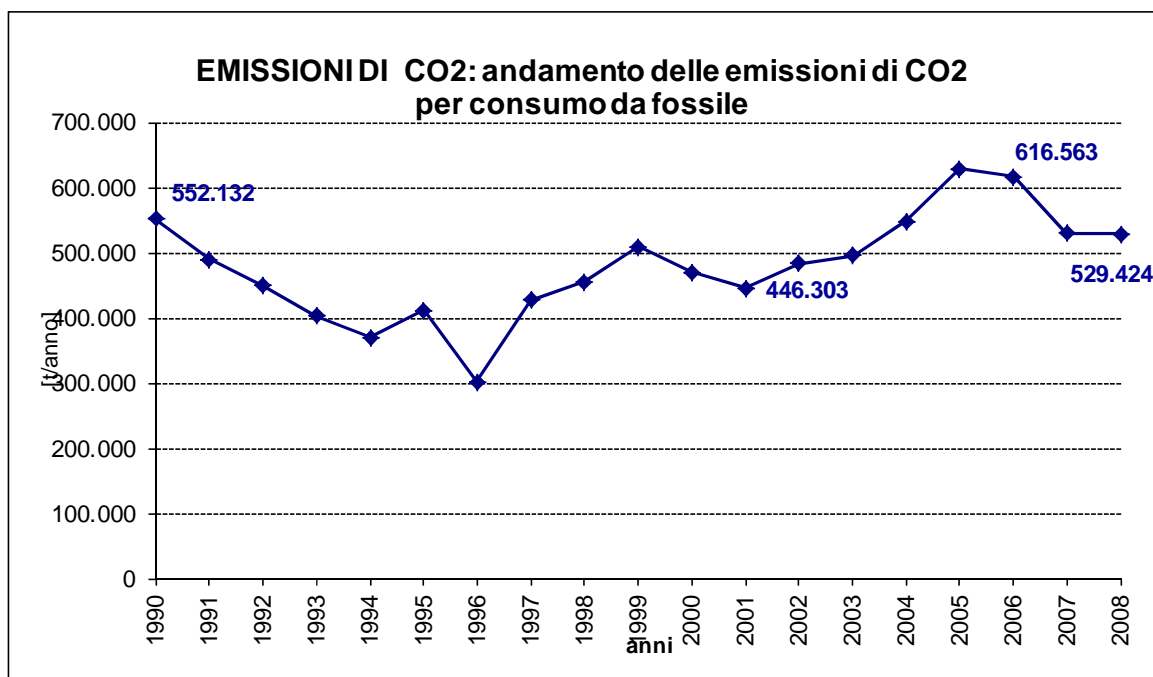


Figura 48 : EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA - Emissioni di anidride carbonica per consumi di fossile da catene stazionarie [t/anno]

La Valle d'Aosta ha un sistema energetico particolare rispetto a quello di altre regioni italiane in quanto è caratterizzata da un'elevata produzione di energia elettrica di tipo rinnovabile, derivante prevalentemente da fonte idroelettrica. Le esportazioni di energia elettrica, che si aggirano intorno al 70% della produzione, comportano sul sistema esterno una riduzione di produzione di energia elettrica da centrali termoelettriche e quindi una riduzione di consumo da fonte fossile.

Per quanto riguarda le emissioni di CO₂ sul territorio regionale si devono considerare le emissioni di CO₂ generate dai consumi da fonte fossile interni alla regione.

Per effetto dell'esportazione di energia elettrica da fonte rinnovabile, la Valle d'Aosta, permette poi al sistema esterno nazionale di non dover generare con centrali termoelettriche tradizionali la stessa quantità di energia elettrica, evitando così le relative emissioni di CO₂.

Si introduce quindi il concetto di "saldo della CO₂" dato come differenza tra la CO₂ generata dai consumi da fossile e la CO₂ evitata sul sistema esterno per esportazione di energia elettrica da fonte rinnovabile. L'esportazione di energia elettrica da fonte rinnovabile genera quindi una riduzione delle emissioni nel sistema esterno alla regione.

In quest'ottica, la Valle d'Aosta risulta a "saldo negativo", cioè è maggiore la quantità di CO₂ risparmiata dal sistema esterno rispetto a quella emessa sul territorio regionale, come mostrato nel grafico a seguire.

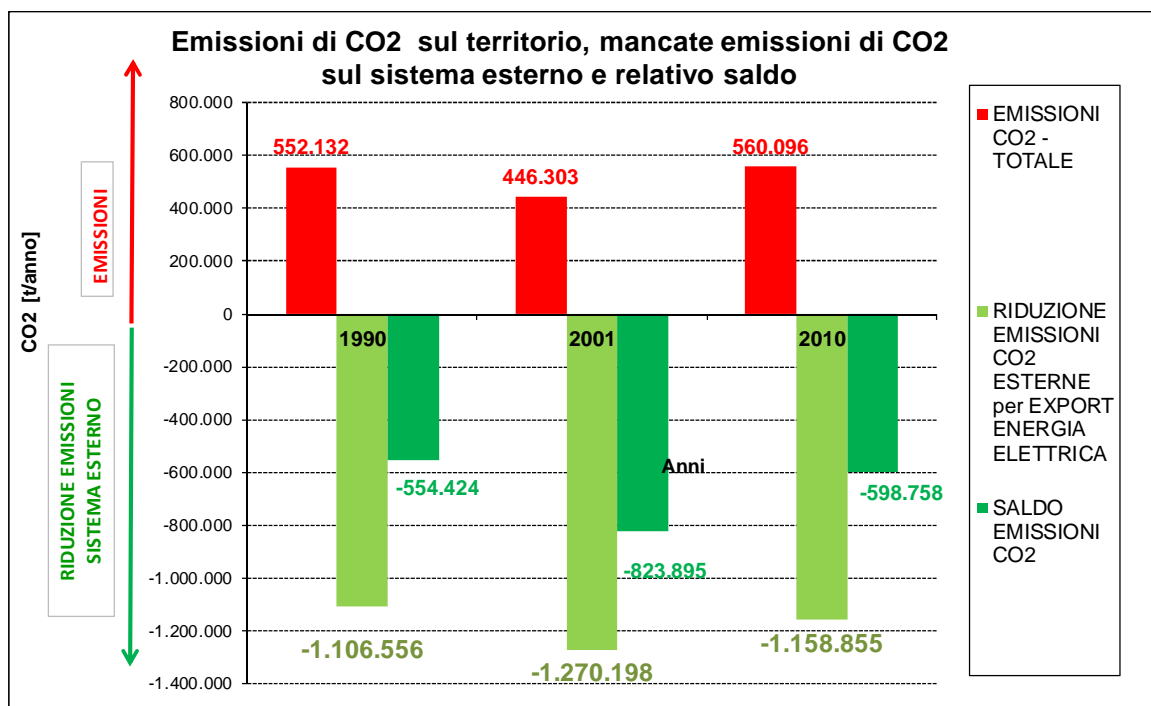


Figura 49 : EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA - Saldo della CO₂[t/anno]

Nel grafico sovrastante si evidenzia il saldo della CO₂ per gli anni 1990-2001-2010 con la seguente modalità:

saldo della CO₂ (colonne verde scuro) = emissioni di CO₂ sul territorio regionale per il consumo di combustibile fossile (colonne rosse) - CO₂ evitata sul sistema esterno per l'esportazione di energia elettrica da fonte rinnovabile, idroelettrica (colonne verde chiaro).

Una riduzione di esportazione di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile produce una riduzione del beneficio ambientale generato dalla Valle d'Aosta sul sistema esterno nazionale che, in tal caso, dovrà produrre quella stessa quantità di energia elettrica da fonte fossile.

2.5 Infrastrutture per il trasporto di energia prodotta

2.5.1 Quadro generale nazionale

Nel 2011 il settore elettrico italiano è stato caratterizzato soprattutto da un rapido e imponente sviluppo della produzione elettrica da fonte rinnovabile, in particolare di quella fotovoltaica, supportato dai dispositivi di incentivazione previsti dal Conto Energia.

Nel corso del 2011 la capacità installata di nuovi impianti fotovoltaici è cresciuta molto rapidamente e alla fine dell'anno ha raggiunto il valore di oltre 12 GW, che avvicina l'Italia ad altri Paesi Europei come Germania e Spagna.

Tale fenomeno, tuttavia, ha reso necessario porre rapidamente l'attenzione su nuove importanti **problematiche di gestione in sicurezza della rete** e del sistema elettrico nel suo complesso, che hanno comportato una sostanziale revisione dei paradigmi su cui tradizionalmente si erano basati l'esercizio e lo sviluppo del sistema. In presenza infatti di grandi quantitativi di potenza prodotta sul sistema da impianti tipicamente non programmabili e in parte aleatori, in particolare nei momenti in cui il fabbisogno in potenza è piuttosto basso, risulta fondamentale poter disporre a pieno e in modo efficace di tutte le risorse di regolazione esistenti, tra le quali gli scambi con l'estero e gli impianti di accumulo rivestono un ruolo fondamentale per garantire l'equilibrio istantaneo di immissioni e prelievi.

Per quanto riguarda l'evoluzione del quadro normativo nazionale per il trasporto dell'energia nel corso del 2011, si evidenziano **le disposizioni in tema di accumulo di energia elettrica** introdotte dal **D.Lgs. 28/2011** che prevede la possibilità di includere nel Piano di Sviluppo della RTN sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile.

Il **D.lgs. 93/2011** specifica che Terna e i gestori di distribuzione possono realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso mediante batterie, in attuazione dei rispettivi Piani di sviluppo.

Gli studi effettuati e quelli in corso in ambito europeo prefigurano impatti rilevanti sulla composizione del mix produttivo europeo e sull'adeguatezza dei sistemi elettrici europei e, anche per il forte sviluppo della nuova capacità produttiva da fonte rinnovabile non programmabile (**FRNP**), lasciano prevedere un diverso utilizzo delle linee di interconnessione, caratterizzato da una più accentuata variabilità e bi-direzionalità degli scambi in relazione alle mutate esigenze di sicurezza e alla disponibilità di offerta.

Terna redige annualmente un **piano di sviluppo della rete nazionale** i cui obiettivi principali sono legati alle esigenze di adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile, al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio, all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

In tale documento, si evidenziano fenomeni associati a rischi di frequenti congestioni e sovraccarichi su sezioni critiche della rete di trasmissione a livello zonale e locale, la cui entità e diffusione dipenderà dall'ulteriore forte sviluppo atteso nel breve-medio periodo

della generazione rinnovabile in particolare sui sistemi interconnessi ai livelli di tensione inferiori.

Iniziative finalizzate alla mitigazione delle criticità.

Le attività intraprese da Terna hanno l'obiettivo di gestire nell'immediato le criticità di rete emerse nel corso dell'ultimo anno per garantire nel brevissimo termine l'immissione in sicurezza in rete della produzione da fonti energetiche non programmabili (FRNP).

Per sostenere tale sviluppo è necessario che le reti di distribuzione si trasformino in “**reti attive**” e che anche gli impianti di generazione diffusa, data la rilevanza complessiva in termini di capacità installata ed il conseguente impatto sul sistema, siano dotati di strumenti che ne consentano la controllabilità, almeno in situazioni straordinarie di criticità del sistema.

Il **DM 5 Maggio 2011**, per esempio, in materia di incentivazione della produzione da impianti fotovoltaici dispone che gli inverter utilizzati in impianti fotovoltaici che entrano in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012, devono tener conto delle esigenze della rete elettrica prestando servizi e protezioni atte a garantire insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione; rendere possibile la disconnessione dalla rete a seguito di un comando da remoto; aumentare la selettività delle protezioni, al fine di evitare fenomeni di disconnessione automatica intempestiva dell'impianto fotovoltaico ed evitare la possibilità che attraverso gli inverter possano essere alimentati i carichi elettrici della rete in assenza di tensione sulla cabina della rete.

Riguardo a tale tematica l'Autorità, con la **Deliberazione AEEG dell'8 marzo 2012 n. 84**, ha strutturato le nuove regole sugli impianti di produzione, sia per allacciamenti in media tensione (MT) sia in bassa tensione (BT), per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Sistemi di accumulo ed esigenze di sviluppo

Lo sviluppo rapido e imponente delle FRNP previsto nei prossimi anni richiede l'adozione di nuove soluzioni di adeguamento e sviluppo del sistema finalizzate a ridurre in maniera il più possibile efficace e tempestiva l'incidenza delle criticità ad esso correlate e a raggiungere l'obiettivo di promozione dell'uso efficiente dell'energia da fonti rinnovabili sancito dalle recenti direttive europee.

In particolare è previsto che il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione nazionale (RTN) possa includere, tra gli interventi che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile, anche nuovi sistemi di accumulo finalizzati a “favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili”.

A tal riguardo, il D.Lgs 93/11 ha precisato che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica **mediante batterie**.

Nel 2012 sarà pubblicato il **Piano di Sviluppo Decennale della Rete elettrica Europea** (TYNDP 2012), dando particolare evidenza alle attività in capo a Terna in materia di definizione degli scenari di produzione e consumo in linea con gli obiettivi comunitari di

incremento delle rinnovabili al 2020 e di sviluppo dei modelli europei di rete e di mercato, ai fini della pianificazione del sistema di trasmissione europeo.

Gli investimenti presenti nel TYNDP considerano tutti i progetti di interconnessione dell'Italia con l'estero.

All'interno del TYNDP e del Regional Investment Plan sono descritti i principali interventi di interconnessione e di sviluppo interno che interessano le nazioni appartenenti al "Continental Central South" CCS necessari per raggiungere i target energetici europei tra i quali:

- ❖ Cluster Italia – Svizzera, oltre al rafforzamento delle interconnessioni esistenti con delle nuove ancora in fase di studio, sono previsti i rinforzi interni lato Italia, tra cui i nuovi collegamenti 380 kV tra Milano e Brescia, la razionalizzazione Valtellina ed il **potenziamento dell' "Avisé – Chatillon"**, e lato Svizzera con un nuovo collegamento tra Mettlen e Airolo.

I nuovi interventi di sviluppo della rete sul territorio nazionale

I nuovi interventi di sviluppo pianificati nel corso del 2011 da Terna, riguardano aree pluriregionali quali:

- Nord – Ovest (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria), Nord (Lombardia);
- Nord – Est (Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia);
- Centro – Nord (Emilia Romagna e Toscana);
- Centro (Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo e Molise);
- Sud (Campania, Puglia, Basilicata e Calabria);
- Sicilia, Sardegna.

La regione Piemonte registra un deficit fabbisogno/produzione che, contestualmente al fenomeno di trasporto della potenza dall'estero (Svizzera e Francia) e dalle regioni limitrofe (Liguria e Valle d'Aosta) verso la Lombardia, può causare notevoli problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria.

In particolare, la capacità di trasporto della rete AAT sulla sezione Ovest/Est risulta insufficiente ed i notevoli transiti generano, in condizioni N-1, rischi di impegni insostenibili sia sulla rete primaria a 380 kV e 220 kV sia sulla rete 132 kV che alimenta le isole di carico laddove è presente un parallelismo con la rete primaria.

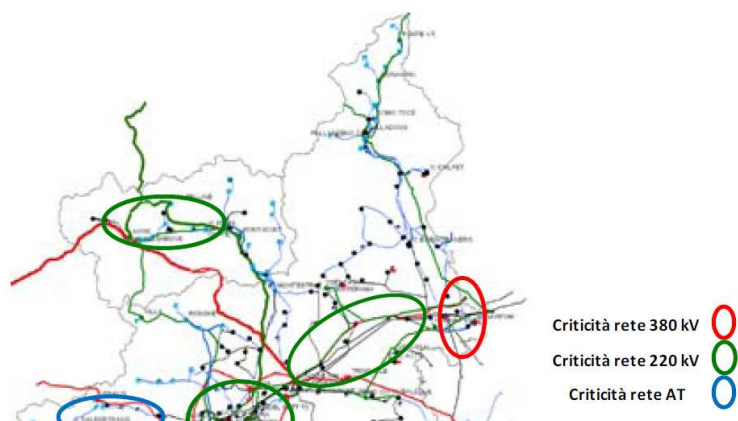


Figura 50 : CRITICITA' DELLA RETE - Zona nord - ovest

2.5.2 Quadro generale regionale

La trasmissione della rete elettrica sul territorio regionale è costituita da tre principali linee di altissima/alta tensione.

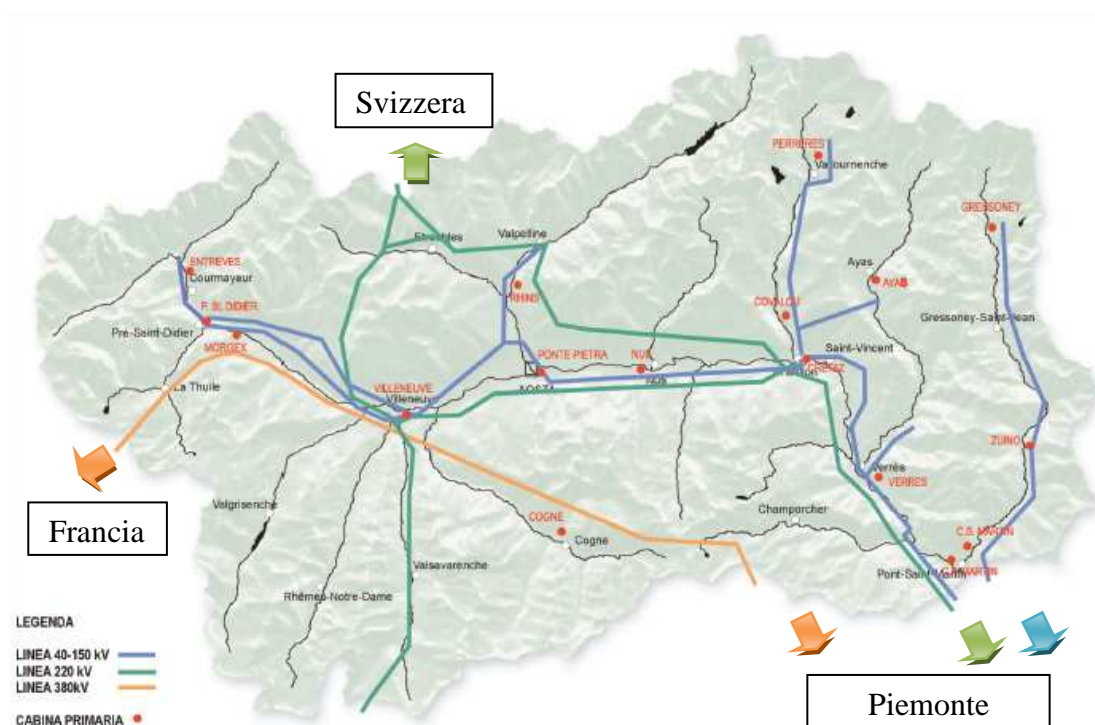





Figura 51 : TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA - Rete di trasporto in alta tensione dell'energia elettrica

Proposta di PEAR

-  linea a 40-150 kV utilizzata per il trasporto dell'energia elettrica all'interno del territorio regionale;
-  linea a 220 kV utilizzata per il trasporto dell'energia elettrica sia all'interno del territorio regionale che per la Svizzera;
-  linea a 240 kV utilizzata per il trasporto dell'energia elettrica dalla Francia verso il Piemonte.

Generalmente le linee di distribuzione vengono classificate in funzione della tensione di esercizio in :

- alta tensione (AT) ovvero tra i 60 kV e i 150 kV;
- media tensione (MT) ovvero tra i 5 kV e i 25 kV;
- bassa tensione (BT) ovvero inferiori a 1000 V in genere intorno ai 400 V.

Fanno parte della distribuzione anche da impianti di trasformazione AT/MT (cabine primarie), trasformatori su pali o cabine elettriche a media tensione (cabine secondarie), sezionatori e interruttori, strumenti di misura.

In Valle d'Aosta lo sviluppo delle linee di alta e altissima tensione è costituito da:

- 65 km a 380 kV;
- 240 km 220 kV;
- 250 km a 40-150 kV.

Nel documento di **Valutazione Ambientale del Piano di Sviluppo di TERNIA del 2012** sono previsti sul territorio valdostano alcune importanti azioni di ampliamento e adeguamento della rete nazionale in quanto sono presenti alcune criticità, in particolare relative alla rete da 220 kV.

Questi interventi possono essere sintetizzati in:

- 1 – ricostruzione (in classe 380 kV ed esercita transitoriamente a 220 kV) e potenziamento della direttrice a 220 kV “Avisse – Villeneuve – Chatillon” (che attualmente costituisce una limitazione di rete) per migliorare l'utilizzo della capacità di trasporto dalla Svizzera sui collegamenti da 220 kV “Riddes – Avisse” e “Riddes – Valpelline” (intervento previsto per il 2014);
- 2 - razionalizzare la rete 132 kV nella Valle d'Aosta consentendo, oltre ad una significativa riduzione dell'impatto ambientale, la risoluzione dei T rigidi presenti sulla rete alta tensione ed incrementando di conseguenza la sicurezza e la qualità del servizio;
- 3 – razionalizzazione della rete da 132 kV tra Piemonte e Valle d'Aosta per favorire il trasporto in sicurezza della produzione idroelettrica locale verso le aree di carico dell'alto Torinese con conseguente significativa riduzione degli elettrodotti sui territori interessati.

La prima azione ovvero la ricostruzione ed il potenziamento della direttrice Avisse - Villeneuve - Chatillon” sarà costituita dai seguenti interventi:

- la nuova stazione di smistamento 132 kV S.Pierre alla quale saranno raccordate le centrali idroelettriche Chavonne e Aymaville (soluzione del T rigido) nonché la linea 132 kV per Villeneuve ed un nuovo collegamento 132 kV verso la nuova

Proposta di PEAR

SE Aosta (quest'ultimo consentirà la connessione in entra – esce della CP Aosta Ovest);

- la nuova stazione di smistamento 132 kV Aosta alla quale saranno raccordati gli impianti, Ponte Pietra e Praoil nonché il sopraccitato nuovo collegamento;
- la nuova stazione 220/132 kV che sarà connessa in entra – esce all'elettrodotto 220 kV “Valpelline – Leynì”;
- un raccordo 220 kV per la connessione della centrale idroelettrica Quart alla futura SE;
- i raccordi 132 kV per la connessione degli attuali impianti IC Fenis (in doppia antenna) e Nus (soluzione del T rigido) alla futura SE 220/132 kV.

Transitoriamente l'impianto di Delta Cogne resterà in derivazione rigida sul nuovo elettrodotto 380 kV esercito a 220 kV, presso il quale sarà realizzato un breve raccordo. Successivamente se ne potrà prevedere il collegamento alla linea 220 kV a Nord.

A valle del completamento dei lavori saranno demoliti i tratti di elettrodotti a 132 kV non più necessari.

L'intervento, grazie alla realizzazione di alcune varianti degli attuali tracciati, consentirà il miglioramento delle caratteristiche di sicurezza e di qualità del servizio ma anche una significativa riduzione dell'impatto ambientale, migliorando alcune aree fortemente antropizzate a ridosso degli stessi elettrodotti.

Inoltre, allo scopo di garantire, anche in particolari condizioni di criticità, un'adeguata capacità di trasformazione, presso l'impianto di Chatillon (AO) verranno sostituiti i due attuali ATR 220/132 kV da 100 MVA con altrettanti da 160 MVA. Successivamente potranno essere adeguate anche le trasformazioni di Villeneuve e Valpelline.

Sul territorio regionale vi sono poi tre principali compagnie di distribuzione dell'energia elettrica prevalentemente per la media e bassa tensione:

- **Deval** (distributore energia elettrica in Valle d'Aosta), costituita da circa 3.841 km di linee di cui:
 - 56 km anche in alta tensione (132.000V)
 - 1.437 km in media tensione (15.000 V)
 - 2.348 km in bassa tensione (400V)
- **C.E.G.** (società cooperativa elettrica di Gignod) che serve principalmente i comuni di Saint – Christophe, Allein, Gignod, Doues e Valpelline ed alcune frazioni del comune di Aosta quali Arpuilles, Entrebin, Excenex e Porossan;
- **Cooperativa Forza e Luce** che serve una parte della città di Aosta e del comune di Gressan.

Per quanto riguarda gli interventi i dati relativi alle reti in **media e bassa tensione** presenti sul territorio regionale, secondo i dati fornitoci dalla società DEVAL, la media annuale di costruzione impianti, per l'adeguamento della rete, è pari a:

- 10 km di rete MT
- 12 km di rete BT
- n. 20 cabine MT/BT
- n. 2.500 prese

Si ipotizza un trend annuale simile fino al 2020.

I nuovi sviluppi di fonti energetiche rinnovabili che vengono ipotizzati nello scenario di piano comporteranno sicuramente degli adeguamenti della rete esistente che consistono non solo in interventi sulla rete ma anche sulle cabine sia primarie che secondarie, sulle prese ecc..

L'efficienza della rete soprattutto in relazione agli adeguamenti annuali finalizzati anche alla sicurezza dell'approvvigionamento è legato alla celerità delle realizzazioni ed alla snellezza degli iter autorizzativi nel rispetto delle norme di salvaguardia del territorio.

2.5.3 Smart Grid

Il soddisfacimento del fabbisogno energetico nonché la necessità di ridurre emissioni inquinanti e/o clima alteranti sta generando un profondo cambiamento nella configurazione dei sistemi elettrici: il concetto di generazione tradizionalmente effettuata in grandi siti centralizzati afferenti alla rete di trasmissione viene progressivamente sostituita da impianti di piccola taglia da connettere alla rete di distribuzione in prossimità degli utenti.

Attualmente le problematiche connesse a questo nuovo tipo di architettura elettrica si traduce nella necessità da parte dei distributori di verificare ed eliminare i limiti di penetrazione della generazione diffusa; l'intervento dei distributori si deve estendere anche alle modifiche di architettura e coordinamento dei sistemi di protezione, regolazione e automazione delle cabine primarie al fine di permettere un esercizio in sicurezza del sistema elettrico così come si andrà a modificare.

Anche il sistema di trasmissione è coinvolto in queste profonde modifiche strutturali della rete di distribuzione, che si sta evolvendo dalla sua funzione storicamente "passiva" verso una **attiva gestione** delle risorse energetiche distribuite (intese come generatori a produzione non imposta a programma, carichi controllabili e dispositivi di accumulo) e/o riconfigurazioni rapide della topologia di rete.

Con la Delibera ARG/elt n°39 del 2010 "*Procedura e criteri di selezione degli investimenti ammessi al trattamento incentivante di cui al comma 11.4 lettera d) dell'Allegato A alla deliberazione per l'Autorità dell'energia elettrica ed il gas 29 dicembre 2007, n°348/07*" vengono agevolati dei progetti pilota volti all'efficientamento della distribuzione dell'energia elettrica. Le reti di distribuzione, visto l'aumento della generazione distribuita (GD), il passaggio di utenti di tipo passivo ad utenti di tipo attivo, devono gestire nuove situazioni e problematiche quali:

- limiti di transito;
- inversione di flusso di potenza;
- qualità della tensione ;
- fenomeni isola indesiderata.

Riguardo a questa tematica, sul territorio regionale sono in fase di svolgimento e completamento alcuni importanti progetti pilota volti a rispondere alle nuove esigenze della rete elettrica quali:

- "*ALPENERGY – Virtual power systems as an instrument to promote transnational cooperation and sustainable energy supply in the alpine space*" nell'ambito del programma operativo di cooperazione territoriale europea transnazionale obiettivo 3 - 2007/2013 "SPAZIO ALPINO", approvato con DGR n°1000 del 10/04/2009;

Proposta di PEAR

- progetto pilota “Deval Smart Grid” sviluppato presso i comuni di Villeneuve e le valli di Rhêmes e Valsavarenche prevede lo sviluppo di sistemi di gestione dell’energia in modo flessibile ed efficiente con l’utilizzo di sistemi di telecontrollo delle apparecchiature e la gestione delle comunicazioni dei dati per mezzo di rete Wi-Fi.
- il progetto “RêVE Grand Paradis – Rete Veicoli elettrici Grand Paradis”.

Obiettivo di tali progetti è contribuire alla realizzazione e diffusione sul territorio valdostano di un nuovo concetto virtuoso di rete di distribuzione dell'energia elettrica incentrato sulla produzione distribuita da fonte rinnovabile, sul suo consumo a livello locale e sulla gestione dei flussi, al fine di sviluppare un modello di quadro normativo atto a favorire la nascita di reti intelligenti (smart-grid) di distribuzione dell'energia elettrica.

2.6 Indici energetici

Le variazioni delle produzioni e dei consumi in ambito energetico vanno interpretati anche tenendo conto dell'evoluzione demografica della regione.

La popolazione residente in Valle d'Aosta ha infatti subito un leggero ma continuo incremento nel corso degli anni. Negli ultimi dieci anni la popolazione è passata da 120.589 individui nel 2000 a 128.230 individui nel 2010 con un aumento medio annuo inferiore all' 1% .

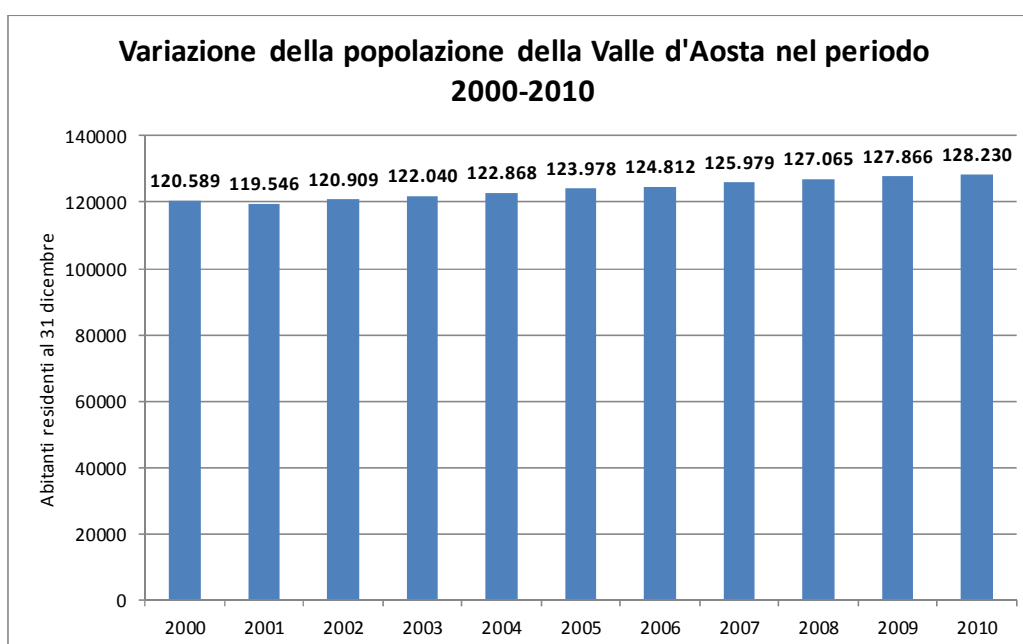


Figura 52 : *ANDAMENTO DEMOGRAFICO - Andamento della popolazione residente sul territorio regionale dal 2000 al 2010*

L'incremento dei consumi medi annui (esclusi i consumi dei trasporti) si attesta su valori intorno al 2,4% annuo, oltre il doppio rispetto all'incremento della popolazione, ciò significa che un sistema energetico senza interventi (scenario libero) dovrebbe evolvere verso una configurazione energivora.

Come evidenziato nelle tabelle e grafici a seguire si assiste, negli ultimi anni, a un consistente aumento dei **consumi pro-capite**, questi ultimi calcolati come somma dei consumi finali compreso il settore dei trasporti.

Di seguito sono riportati i valori dei consumi pro capite fino all'anno 2008 (ultimo anno in cui sono disponibili i dati ufficiali dei BER) relativi ai più significativi flussi energetici precedentemente analizzati sia nel caso in cui vengano considerate le sole catene stazionarie sia nel caso in cui vengano considerati anche i trasporti.

CONSUMI PRO CAPITE PER VETTORE PER LE SOLE CATENE STAZIONARIE					
	consumi pro capite PRODOTTI PETROLIFERI [MWh/abitante]	consumi pro capite GAS NATURALE [MWh/abitante]	consumi pro capite ENERGIA ELETTRICA [MWh/abitante]	consumi pro capite RINNOVABILI [MWh/abitante]	TOTALE CONSUMI PRO CAPITE [MWh/abitante]
2001	9,7	5,9	7,3	0,3	23,3
2002	10,3	6,4	7,4	0,3	24,4
2003	10,3	6,8	7,7	0,3	25,0
2004	11,6	7,0	7,8	0,3	26,7
2005	15,0	5,6	7,6	0,6	28,8
2006	13,2	7,2	7,8	0,7	28,8
2007	11,3	6,5	7,6	0,6	25,9
2008	10,1	7,6	7,4	0,5	25,7

Tabella 20: CONSUMI PRO CAPITE PER LE SOLE CATENE STAZIONARIE – Consumi pro capite per vettore dal 2001 al 2008

CONSUMI PRO CAPITE PER VETTORE COMPRESI I TRASPORTI					
	consumi pro capite PRODOTTI PETROLIFERI [MWh/abitante]	consumi pro capite GAS NATURALE [MWh/abitante]	consumi pro capite ENERGIA ELETTRICA [MWh/abitante]	consumi pro capite RINNOVABILI [MWh/abitante]	TOTALE CONSUMI PRO CAPITE [MWh/abitante]
2001	22,1	5,9	7,3	0,3	35,7
2002	23,8	6,5	7,4	0,3	37,9
2003	23,8	6,8	7,7	0,3	38,6
2004	26,0	7,0	7,8	0,3	41,1
2005	36,0	5,6	7,6	0,6	49,8
2006	35,2	7,2	7,8	0,7	50,8
2007	33,6	6,5	7,6	0,6	48,2
2008	31,4	7,6	7,4	0,5	47,0

Tabella 21: CONSUMI PRO CAPITE COMPRESI I TRASPORTI – Consumi pro capite per vettore dal 2001 al 2008

Se si considerano le sole catene stazionarie, i consumi pro-capite si attestano su valori che oscillano dai 23,3 MWh/abitante al 2001 a 25,7 MWh/abitante al 2008, se si considera anche il settore dei trasporti tali valori quasi raddoppiano e passano da 35,7 MWh/abitante a 47,0 MWh/abitante al 2008.

Gli incrementi di consumi pro-capite per vettore dal 2001 al 2008 sono riportati nel grafico che segue.

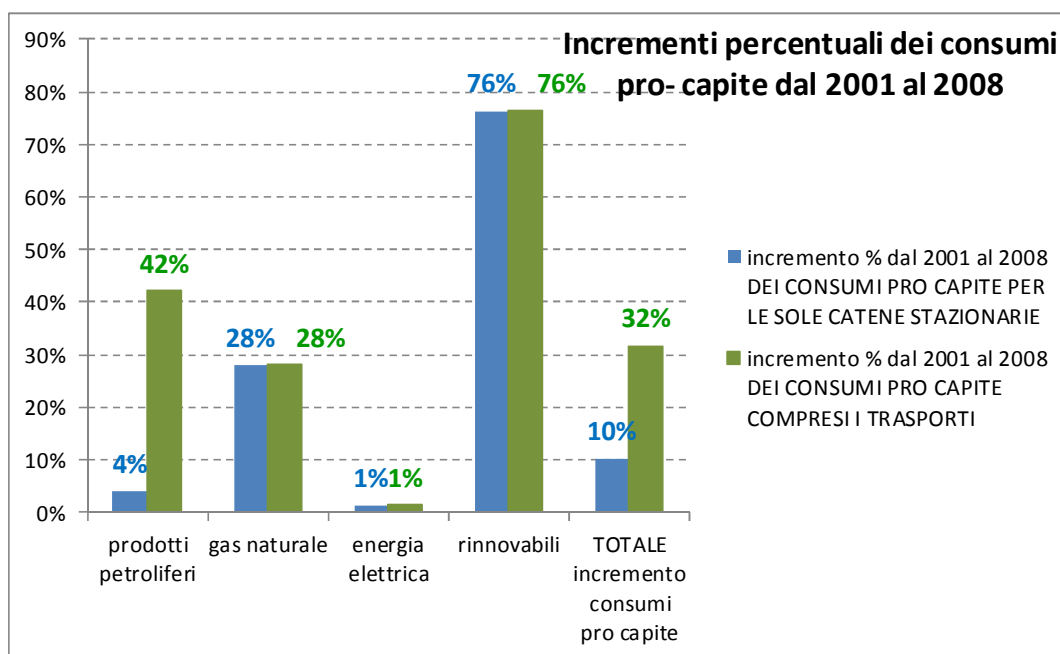


Figura 53 : INCREMENTI PERCENTUALI DEI CONSUMI PRO – CAPITE - Per vettori dal 2001 al 2008 calcolati sia considerando le sole catene stazionarie che considerando anche il settore dei trasporti

Il valore di consumo pro – capite di prodotti petroliferi è fortemente influenzato dal settore dei trasporti infatti, come emerge dal grafico sovrastante, l’incremento del consumo pro-capite dal 2001 al 2008 è pari al 4% se si considerano le sole catene stazionarie mentre sale al 42% se viene considerato anche il settore dei trasporti. Come già descritto precedentemente, quest’ultimo settore necessita di un’opportuna analisi dei reali consumi che avvengono sul territorio regionale a verifica dei dati forniti dai bilanci Enea.

Dal grafico sovrastante emerge poi come i consumi da fonte rinnovabile abbiano avuto un deciso incremento (+76%), pari ad un incremento medio annuo di circa il 10% anche se rimangono ancora una fetta minoritaria sui consumi totali.

Tenendo conto quindi del “naturale” aumento di richiesta energetica dovuto all’incremento demografico e delle possibili imprecisioni dovute alla metodologia di raccolta dati, gli aumenti dei consumi si attestano comunque su livelli decisamente elevati.

Questo aspetto assume una notevole rilevanza nell’ottica del raggiungimento degli obiettivi 20-20-20, per cui la realizzazione di interventi volti alla riduzione dei consumi diventa condizione indispensabile e necessaria per raggiungere gli obiettivi regionali come definiti nel decreto “Burden Sharing”.

Il consumo finale pro capite totale sul territorio regionale è nettamente superiore rispetto al dato nazionale. Infatti nel 2008 il consumo pro capite regionale è di 46,9 MWh contro i 26,5 MWh a livello nazionale. Tale differenza potrebbe essere dovuta a vari fattori quali

gli afflussi turistici, il traffico di attraversamento e le condizioni climatiche oltre alle già citate modalità di rilevazione dei dati Enea che devono essere approfondite.

I combustibili liquidi si attestano con un consumo pro capite di 31,4 MWh a livello regionale rispetto ai 12,93 MWh a livello nazionale.

Il consumo invece pro capite di gas naturale a livello regionale presenta valori simili a quelli nazionali per il 2008 mentre nel 2001 il dato nazionale è superiore rispetto a quello regionale.

Risulta invece superiore il consumo pro capite di energia elettrica a livello regionale rispetto al dato nazionale.

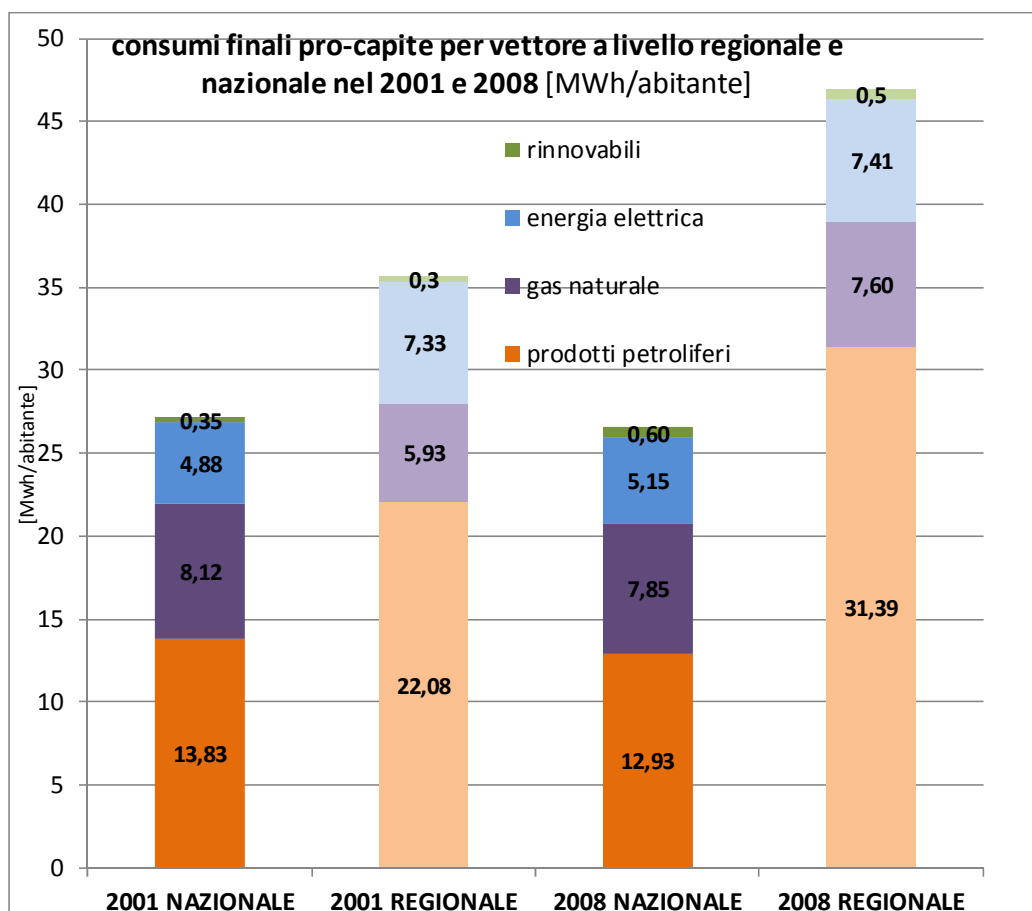


Figura 54 : CONSUMO PRO CAPITE PER VETTORE [MWh/pers] - Confronto del consumo pro capite per vettore al 2001 ed al 2008 a livello regionale e nazionale

Il grafico che segue evidenzia i consumi pro capite per settore. Escludendo il settore dei trasporti, i consumi pro-capite nel 2001 sono 17,31 MWh/abitante a livello nazionale e 23,28 MWh/abitante a livello regionale (differenza 5,99 MWh/abitante); nel 2008 tale differenza sale a 8,89 MWh/abitante.

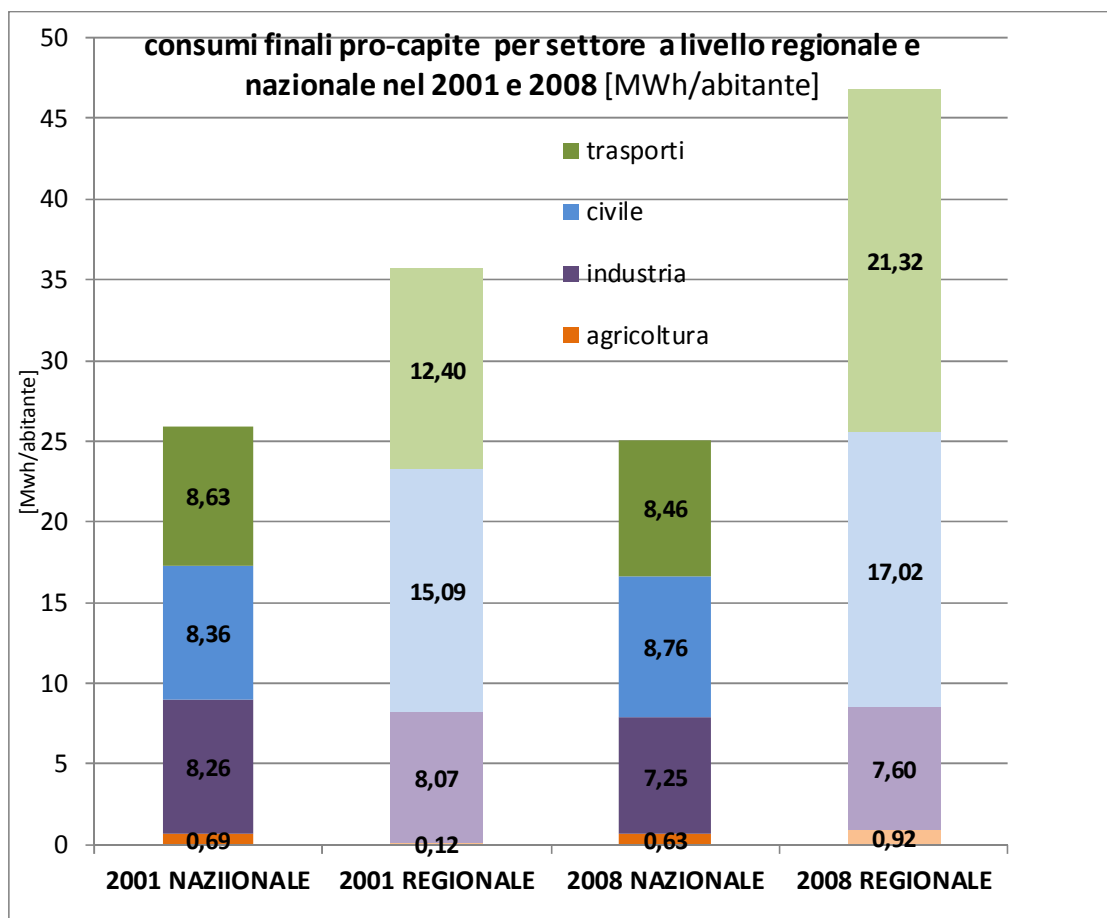


Figura 55 : CONSUMO PRO CAPITE PER SETTORE [MWh/pers] - Confronto del consumo pro capite per settore al 2001 ed al 2008 a livello regionale e nazionale

Per quanto riguarda le emissioni di anidride carbonica per i consumi termici, sul territorio regionale, si aggirano intorno a valori 3,73 [t/abitante] al 2001 e di 4,26 [t/abitante] al 2008.

Anche le emissioni presentano dal 2001 al 2008 un incremento pro-capite che si attesta intorno al 14,20%.

	2001	2008	Differenza [%]
Emissioni di CO₂ pro capite [t/abitante]	3,73	4,26	14,20%

Tabella 22: EMISSIONI DI ANIDRIDE CARBONICA – Emissioni di anidride carbonica per consumi catene stazionarie pro capite [t/abitante] e relativo aumento percentuale

L'indice di **intensità energetica** rappresenta la quantità di energia finale consumata per la produzione di una unità di prodotto e consente di visualizzare le relazioni tra i processi di

trasformazione socio – economici in un determinato periodo ed i consumi energetici a livello regionale.

Una sua tendenza a diminuire è quindi un indicatore di efficienza ambientale in quanto misura la capacità di un'economia complessiva (o di un settore produttivo) di scindere la propria crescita dal consumo di risorse. E' opportuno precisare però che, gli indicatori di intensità energetica, riflettono l'effetto combinato di diversi fattori i quali possono anche avere andamento divergente, e di cui l'efficienza energetica delle tecnologie utilizzate è solo una componente. Inoltre, l'intensità energetica non descrive le pressioni sull'ambiente derivanti dall'uso di energia, quali le emissioni in atmosfera derivanti da combustione: l'unità di energia infatti è espressa in tep (tonnellate di petrolio equivalenti) e nulla dice sul tipo di energia consumata o di combustibile utilizzato per la sua produzione.

INTENSITÀ ENERGETICA PER UNITÀ DI PIL - tep/milioni € correnti			
	DISPONIBILITA' INTERNA LORDA* [tep]	PIL - milioni di euro a prezzi correnti	INTENSITA' ENERGETICA- tep/milioni € correnti
2001	372.100	3.352,3	111,0
2002	400.190	3.508,0	114,1
2003	410.920	3.664,8	112,1
2004	439.600	3.846,7	114,3
2005	553.000	3.911,9	141,4
2006	549.000	4.054,7	135,4
2007	546.000	4.207,9	129,8
2008	537.000	4.320,6	124,3

Tabella 23: INTENSITA' ENERGETICA – Rapporto tra la disponibilità interna lorda [tep] ed il PIL (prodotto interno lordo) in milioni di euro a prezzi correnti

** La disponibilità interna lorda, da bilancio è calcolata come somma tra produzione interna, saldo import- export, bunkeraggi internazionali e variazione delle scorte*

Come meglio rappresentato dal grafico, l'intensità energetica cresce tra il 2001 ed il 2005 e tende poi a diminuire tra il 2006 ed il 2008.

L'intensità energetica a livello nazionale si attesta su valori costanti con leggera decrescita e con valori inferiori rispetto l'intensità energetica regionale.

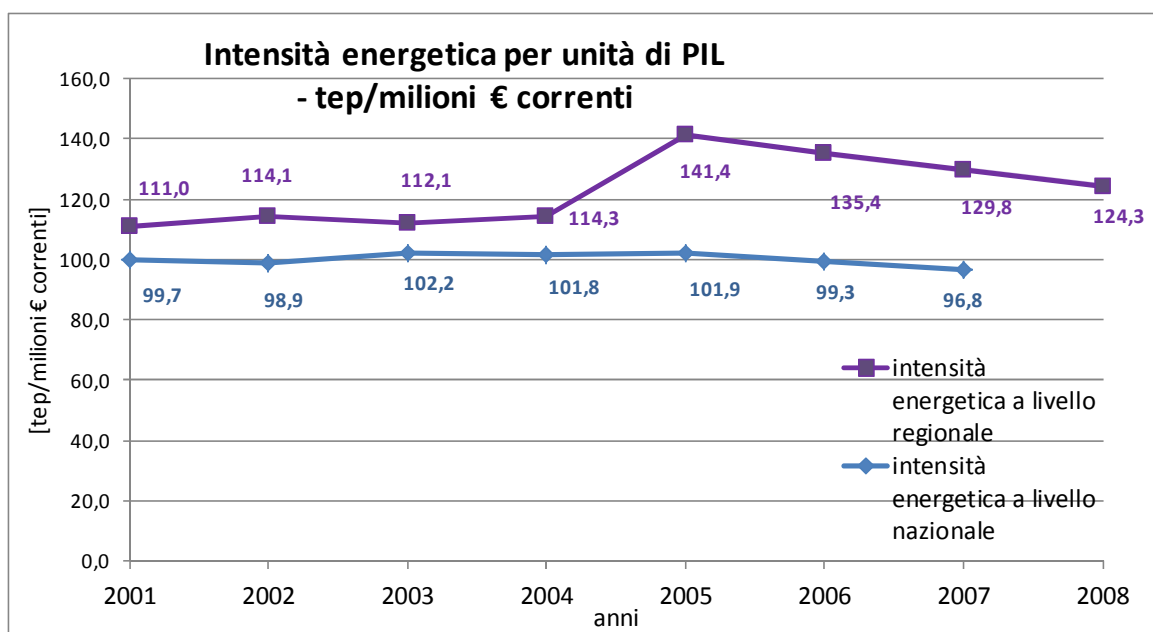


Figura 56 : INTENSITA' ENERGETICA [tep/milioni € correnti] - Andamento dell'intensità energetica a livello nazionale ed a livello regionale

Capitolo 3 - Valutazione del precedente PEAR (2001-2010)

Nel 2003 la Regione Valle d'Aosta si è dotata di un Piano Energetico Ambientale Regionale per il decennio 2001-2010, quale strumento di programmazione energetica e di indirizzo e armonizzazione delle decisioni rilevanti assunte a livello locale, che è stato approvato con Delibera di Consiglio Regionale n. 3146/XI in data 3 aprile 2003.

Di seguito, vengono valutati gli effetti della pianificazione sulla realtà energetica valdostana, analizzando gli scostamenti tra i dati di consuntivo desumibile dai Bilanci Energetici Regionali e gli interventi previsti dal Piano, al fine di verificare lo stato di raggiungimento degli obiettivi.

3.1 Obiettivi ed Azioni previste dal precedente PEAR per il periodo 2001-2010

Si richiamano brevemente i tratti salienti della pianificazione energetica per il decennio 2001-2010 che affrontava solamente le tematiche inerenti le catene energetiche "stazionarie" e non riguardava quindi il settore dei trasporti.

Il PEAR 2001-2010 si poneva l'obiettivo di contribuire in maniera significativa al rispetto degli impegni assunti dall'Italia con il Protocollo di Kyoto. In particolare di:

- mantenere i consumi al livello del 2000, limitandone la deriva e riqualificando la natura del consumo di fossile;
- sviluppare il business elettrico regionale attraverso l'incremento dell'esportazione di energia elettrica, contribuendo così al risultato ambientale globale del sistema Italia.

La pianificazione prevedeva la realizzazione degli obiettivi ricordati mediante una campagna di interventi articolati su tre fronti:

- interventi sulle fonti energetiche rinnovabili;
- interventi sulle catene di conversione energetica;
- interventi sui consumi finali, sui terminali delle catene.

3.1.1 Interventi sulle fonti energetiche rinnovabili

Con l'obiettivo di incrementare ulteriormente il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili, peraltro già elevato, il PEAR 2003 proponeva un piano di interventi articolato nel modo seguente:

- nuove realizzazioni idroelettriche, anche attraverso l'incentivazione del mini-idro;
- realizzazione di impianti solari fotovoltaici e termici;
- potenziamento di impianti a biomassa esistenti e nuove installazioni, oltre all'incentivazione delle diffusione di impianti a pellet per le piccole utenze;
- metanizzazione dei siti raggiungibili dalla rete e sostituzione di gasolio e olio combustibile per un ammontare annuo di 46 GWht al 2010.

INTERVENTO	PRODUZIONE ANNUA AL 2010 [GWh/a]
Incremento di produzione elettrica per realizzazione di nuove centrali idroelettriche	43,5
Incremento di produzione termica derivante da impianti solari termici	1,5
Incremento di produzione elettrica derivante da impianti a solare fotovoltaico	0,6
Incremento di produzione termica derivante da nuovi impianti a biomassa	45

Tabella 24: INTERVENTI SULLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI – Interventi previsti al 2010 nel PEAR 2003

3.1.2 Interventi sulle catene di conversione energetica

Le catene di conversione energetica analizzate erano di due tipi:

- installazione di impianti di generazione combinata di energia elettrica e termica (cogenerazione);
- installazione di impianti a pompa di calore per il riscaldamento degli ambienti in utenze termiche.

INTERVENTO	PRODUZIONE ANNUA AL 2010
Installazione di impianti a cogenerazione a gas in sostituzione di impianti esistenti alimentati a gasolio/olio	Produzione termica: 11 GWht/a Produzione elettrica: 4.4 GWhe/a
Installazione di impianti a cogenerazione a gas naturale in sostituzione di impianti esistenti a gas naturale	Produzione termica: 6.8 GWht/a Produzione elettrica: 2.7 GWhe/a
Installazione di impianti a cogenerazione a gasolio in sostituzione di impianti esistenti a gasolio/olio	Produzione termica: 5.8 GWht/a Produzione elettrica: 2.3 GWhe/a
Installazione di pompe di calore	20 GWht/a

Tabella 25: INTERVENTI SULLE CATENE DI CONVERSIONE ENERGETICA – Interventi previsti al 2010 nel PEAR 2003

3.1.3 Interventi sugli usi finali

Il PEAR prevedeva una serie di interventi sugli usi finali, con l'obiettivo di ridurre i consumi termici ed elettrici delle utenze.

Per quanto concerne i consumi elettrici, era prevista la possibilità di intervenire sui corpi illuminanti adottati nelle abitazioni, sugli elettrodomestici e sui motori elettrici, mentre, in relazione al fabbisogno termico, di provvedere all'isolamento dei locali da climatizzare, al recupero termico di reflui industriali e al monitoraggio degli impianti termici.

INTERVENTO	RISPARMIO ANNUO AL 2010
Corpi illuminanti	0.3 GWhe/a
Elettrodomestici	3 GWhe/a
Isolamento abitazioni	4 GWht/a
Industria	15 GWht/a

Tabella 26: INTERVENTI SUGLI USI FINALI – Interventi previsti al 2010 nel PEAR 2003

3.2 Analisi degli scostamenti rilevati

Un monitoraggio efficace del piano energetico richiederebbe la messa a punto di una procedura e di uno strumento dedicato per la gestione ed elaborazione dei dati energetici regionali, per la raccolta sistematica delle grandezze rilevanti e la conseguente analisi delle modifiche che potranno essere effettuate sul panorama energetico. Ciò permetterebbe di monitorare lo stato di avanzamento del Piano e di controllare gli scostamenti tra gli scenari reali e pianificati.

In mancanza di tale strumento, la verifica può essere condotta solo confrontando la situazione descritta dal più aggiornato Bilancio Energetico Regionale disponibile con l'evoluzione corrispondente proposta nel precedente piano energetico. Prescindendo dalle osservazioni di metodo espresse precedentemente, si assumerà la situazione energetica regionale descritta in tale documento, prendendolo come riferimento per un'analisi comparativa rispetto agli obiettivi del PEAR 2001-2010.

3.2.1 Effetti di metodo

L'acquisizione e l'elaborazione dei dati di consumo energetico della Regione sono state discusse in precedenza, evidenziando disomogeneità sulle fonti di informazione che possono aver determinato alcune irregolarità nell'andamento dei consumi regionali. Differenti metodologie di elaborazione dei Bilanci energetici possono condurre a risultati differenti e pertanto rendere difficile il confronto e la valutazione dell'affidabilità dei dati. Un'altra importante precisazione va fatta sul bilancio dell'energia elettrica: nel presente lavoro si quantifica sempre l'energia elettrica in termine di fonte fossile "equivalente" solo per la quantificazione delle emissioni di CO₂, per le restanti analisi la produzione di energia elettrica da fonte idroelettrica non viene "valorizzata" (come previsto da metodologia di bilancio eurostat e regolamento europeo 1099/2008) nonostante questa

vada a sostituire una produzione elettrica generata da fonte termoelettrica e quindi con conseguente consumo di combustibile fossile.

3.2.2 Analisi degli scostamenti sugli obiettivi generali

Gli obiettivi fondamentali fissati dal PEAR 2001-2010 riguardavano il contenimento dei consumi e l'incremento dell'esportazione di energia elettrica, sui quali è possibile effettuare un paragone tra l'evoluzione prevista dal piano e i dati di consuntivo riportati dal BER però solo fino all'anno 2008 per il termico, mentre per l'elettrico fino al 2010 in quanto per gli anni 2009-2010 sono presenti i dati tratti da Terna.

Per quanto riguarda il **consumo da fossile**, come già precedentemente rappresentato (capitolo 2), dai bilanci energetici regionali, per il periodo 2001-2004 e dai bilanci energetici dell'enea per il periodo 2005-2008 emerge il seguente andamento, per le sole catene stazionarie:

	consumi di fossile (prodotti petroliferi+gas naturale) [GWh/anno]	consumo di energia elettrica [Gwhe/anno]
2000	1933	800
2001	1865	877
2002	2023	895
2003	2081	942
2004	2285	957
2005	2558	942
2006	2547	965
2007	2233	953
2008	2244	942

Tabella 27: CONSUMI DI FOSSILE E DI ENERGIA ELETTRICA – Andamento dei consumi dal 2000 al 2008

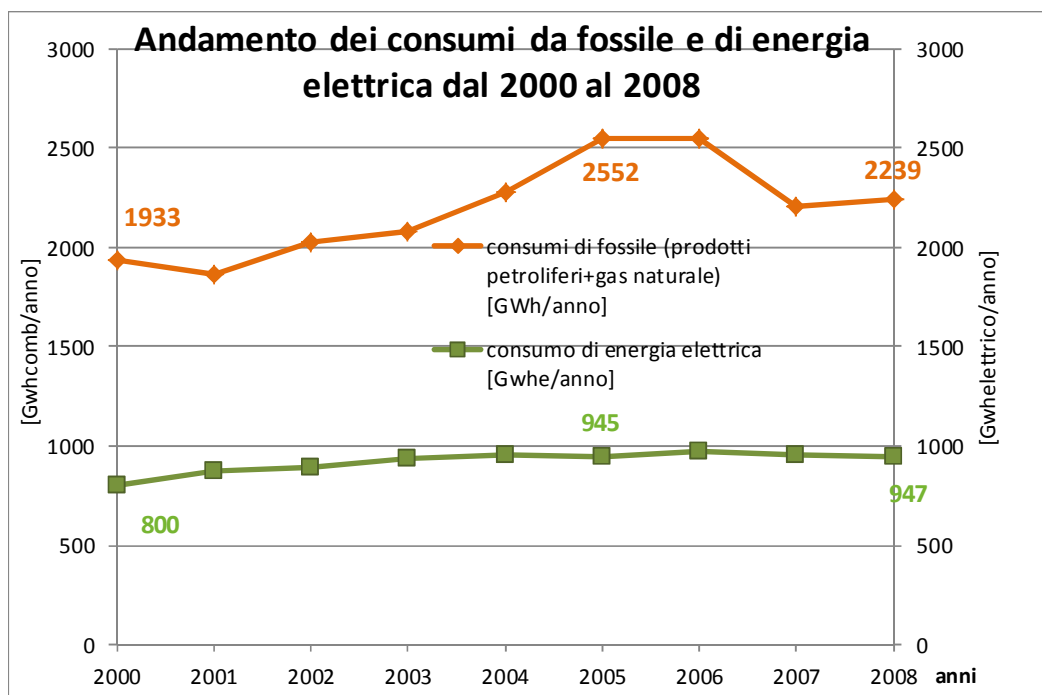


Figura 57 : CONSUMI DI FOSSILE E DI ENERGIA ELETTRICA - Andamento dei consumi di fossile e di energia elettrica dal 2000 al 2008

Come messo in evidenza dalla tabella e dai grafici sovrastanti, dal 2000 si è avuto un continuo incremento dei consumi, in particolare del 16% per quanto riguarda il termico e di circa il 17% per quanto riguarda i consumi elettrici.

Risulta quindi evidente l'andamento divergente rispetto a quanto previsto dal Piano Energetico precedente, che **prevedeva di contenere i consumi al livello del 2000**.

3.2.3 Produzione, consumo ed esportazione di energia elettrica

Per quanto riguarda l'esportazione e la produzione di energia elettrica i dati del PEAR 2003 possono essere confrontati con i dati dei bilanci energetici fino al 2008 e con i dati Terna per gli anni 2009 e 2010 come riportato nella tabella seguente.

Proposta di PEAR

	PRODUZIONE di energia elettrica da fonte BER e TERNATA [Gwhe/anno]	PRODUZIONE di energia elettrica previsione di PEAR 2003 [Gwhe/anno]	CONSUMO di energia elettrica da fonte BER e TERNATA [Gwhe/anno]	CONSUMO di energia elettrica previsione di PEAR 2003 [Gwhe/anno]	EXPORT di energia elettrica da fonte BER e TERNATA [Gwhe/anno]	EXPORT di energia elettrica previsione di PEAR 2003 [Gwhe/anno]
2001	3.053	2.961	878	997	2.175	1.964
2002	2.951	2.961	892	1.004	2.059	1.957
2003	2.857	2.961	938	1.012	1.919	1.949
2004	2.861	2.961	956	1.020	1.905	1.940
2005	2.720	2.969	946	1.028	1.774	1.940
2006	2.639	2.979	969	1.035	1.670	1.942
2007	2.773	3.022	957	1.043	1.816	1.979
2008	2.850	3.033	946	1.051	1.904	1.982
2009	3.122	3.077	822	1.059	2.300	2.019
2010	2.820	3.089	836	1.067	1.984	2.023

Tabella 28: ENERGIA ELETTRICA – Confronto della produzione, del consumo e dell’esportazione di energia elettrica dal 2001 al 2008 tra i dati tratti dal bilancio Enea e dati Terna ed i dati previsionali del PEAR 2003

La produzione di energia elettrica e i consumi, come indicato dai dati BER- TERNATA, hanno avuto dal 2001 al 2010 un andamento con valori mediamente inferiori rispetto a quanto previsto nello scenario di pianificazione del PEAR 2003, conseguentemente anche l’export si attesta su produzioni inferiori. Nell’anno 2009 si ha un’inversione di tendenza dell’export con un incremento della produzione a fronte della diminuzione del valore dei consumi.

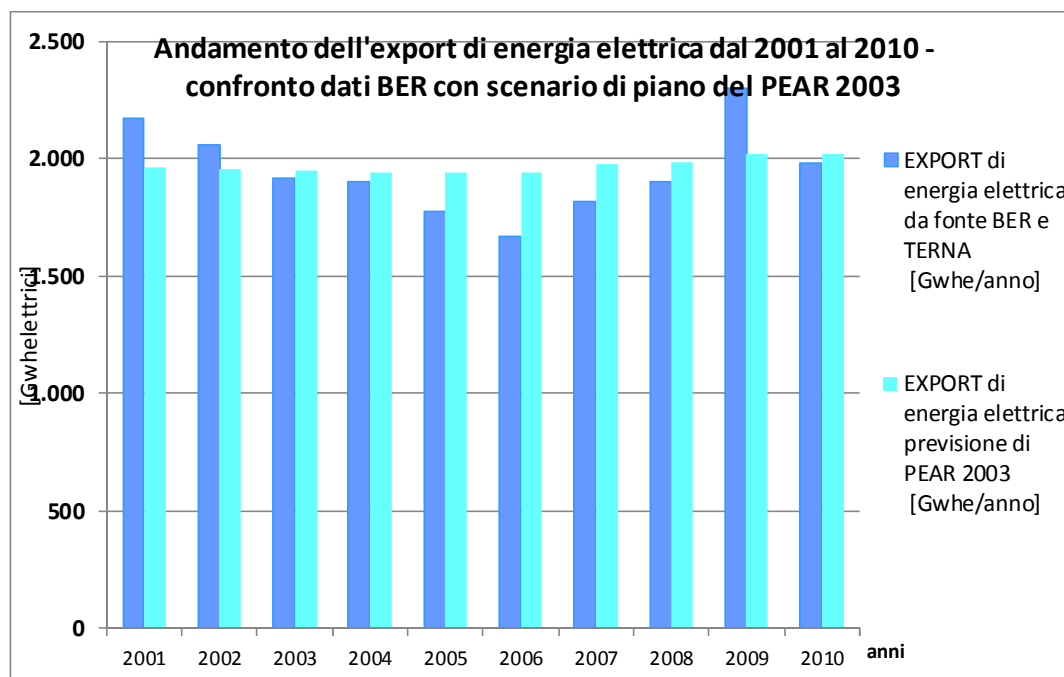


Figura 58 : EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA - Andamento dell’export di energia elettrica dal 2001 al 2008, confronto tra dati tratti dal BER – TERNATA e scenario di piano del PEAR 2003

L'incremento dei consumi elettrici dal 2001 al 2007, come indicato dai dati BER-TERNA è di circa il 12%, tali valori sono poi diminuiti negli anni 2008-2010 a seguito della crisi economica nazionale. Lo scenario di pianificazione del PEAR 2003 prevedeva invece un incremento dei consumi dal 2001 al 2007 del 5%, inferiore rispetto a quanto effettivamente rilevato.

3.2.4 Analisi degli scostamenti sugli interventi specifici

Il raggiungimento degli obiettivi generali sui consumi e sulla produzione di energia termica ed elettrica previsti dal precedente PEAR passavano attraverso interventi specifici riferiti agli usi, alle fonti e alle catene energetiche. Si riportano, relativamente agli interventi più significativi, lo stato di avanzamento al 2010 (secondo quanto raccolto da indagini sul territorio, da dati Terna e GSE e dal calcolo di tendenza al 2010 dei bilanci energetici dell'ENEA del 2008), affiancandolo all'obiettivo al 2010 proposto dal PEAR 2003.

INTERVENTI	OBIETTIVO AL 2010 - SCENARIO DI PIANO DEL PEAR 2003 (incremento rispetto all'anno 2000)	SITUAZIONE AL 2010 (incremento rispetto all'anno 2000)
IDROELETTRICO	+ 43 GWh _{el}	-30 GWh _{el}
SOALRE FOTOVOLTAICO	+0.6 GWh _{el}	+5.5 GWh _{el}
SOLARE TERMICO	+1,5 GWht	+7,65 GWht
BIOMASSA (comprensiva degli impianti di teleriscaldamento e delle singole installazioni)	+45 GWht	+53,13 GWht

Tabella 29: CONFRONTO INTERVENTI – Confronto degli interventi come previsti nello scenario di piano al 2010 e di quanto effettivamente rilevato al 2010

Per quanto riguarda la produzione idroelettrica, il decremento di produzione dal 2000 al 2010 è da attribuirsi al fatto che a partire dal 2010 è stata avviata la fase di sperimentazione per il DMV che ha comportato una mancata produzione di circa 120 GWhe/anno.

Per quanto riguarda il solare fotovoltaico l'obiettivo è stato ampiamente superato visti anche le politiche di incentivazione a livello nazionale relative ai conti energia ed all'incentivazione regionale (l.r. 3/2006 e precedenti).

Anche il solare termico ha avuto un notevole incremento rispetto alle prospettive dovuto anche in questo caso dalle politiche di incentivazione a livello nazionale (detrazione del 55%) e quelle a livello regionale (l.r. 3/2006 e precedenti).

Proposta di PEAR

Al di là dei singoli interventi previsti nello scenario di piano del precedente PEAR, alcuni dei quali sono stati raggiunti e superati, la situazione energetica regionale presenta, al 2010, un incremento dei consumi sia elettrici sia termici, rispetto alle previsioni del PEAR 2003 di mantenimento dei valori di consumi registrati al 2000.

Capitolo 4 – Definizione dello scenario libero e dello scenario di piano

Il PEAR prende in considerazione un periodo temporale di breve termine che va dal 2011 al 2020. Per stimare l'andamento del sistema energetico regionale in tale periodo si introducono due scenari. Il primo, definito **scenario libero**, prende in considerazione la naturale tendenza evolutiva del sistema in assenza di pianificazione e di interventi di tipo energetico, mentre il secondo, definito **scenario di piano**, introduce nello scenario libero i diversi interventi che possono portare a un miglioramento del Bilancio Energetico Regionale, sia come riduzione dei consumi, sia come aumento della produzione di energia da fonte rinnovabile e che consentono il raggiungimento degli obiettivi di piano e il rispetto degli obiettivi nazionali di "Burden Sharing".

4.1 Scenario libero

Per definire lo scenario libero è necessario prendere in considerazione sia il probabile trend evolutivo dei consumi, sia la produzione da fonti rinnovabili, valutati sulla base degli andamenti desunti dai Bilanci Energetici del periodo 1990-2008 (Paragrafo 2.1). Il valore del consumo finale lordo, per gli anni 2009-2010, è stato estrapolato con le stesse modalità utilizzate nel periodo di piano, non essendo ancora disponibili i Bilanci Energetici redatti dall'ENEA che, come accennato in precedenza, sono pubblicati solo fino all'anno 2008.

L'andamento dei consumi, in assenza di interventi che possano comportare un risparmio energetico, potrebbero risultare in crescita. Questo è in accordo con l'incremento della popolazione che negli ultimi anni è di circa l'1% annuo, ma non tiene conto di eventuali crisi del sistema economico che potrebbero portare con sé conseguenti diminuzioni dei consumi.

Nello scenario libero si ipotizza un trend per l'andamento dei consumi crescente, pari mediamente all'1,4% annuo. Tale crescita porta i consumi termici dai 2.451 GWht del 2010 ai 2.818 GWht del 2020, registrando un aumento del 15% circa.

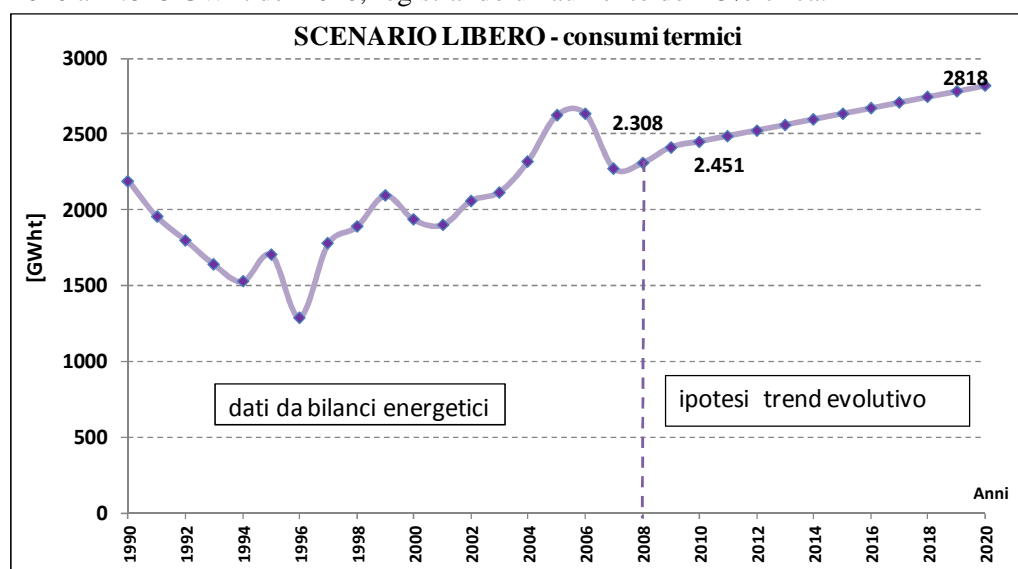


Figura 59: SCENARIO LIBERO – Andamento dei consumi termici fino al 2020

I consumi sopra descritti sono coperti in parte preponderante da fonti fossili, principalmente gasolio da riscaldamento, gpl e gas naturale e, in parte minore, da fonti rinnovabili. Prima dell'anno 2000 nei Bilanci energetici non venivano esplicitate le fonti rinnovabili; successivamente si è reso disponibile un dato cumulativo sulle fonti rinnovabili, senza un dettaglio sulle tipologie di produzione, fino al 2005, a partire da tale data sono state esplicitate alcune voci di dettaglio, ma tuttavia i dati non risultano ancora precisi, soprattutto per quanto riguarda le biomasse. Nel 2008, le fonti rinnovabili forniscono 69,9 GWht su un consumo totale di 2.308 GWht, coprendone quindi circa il 3%.

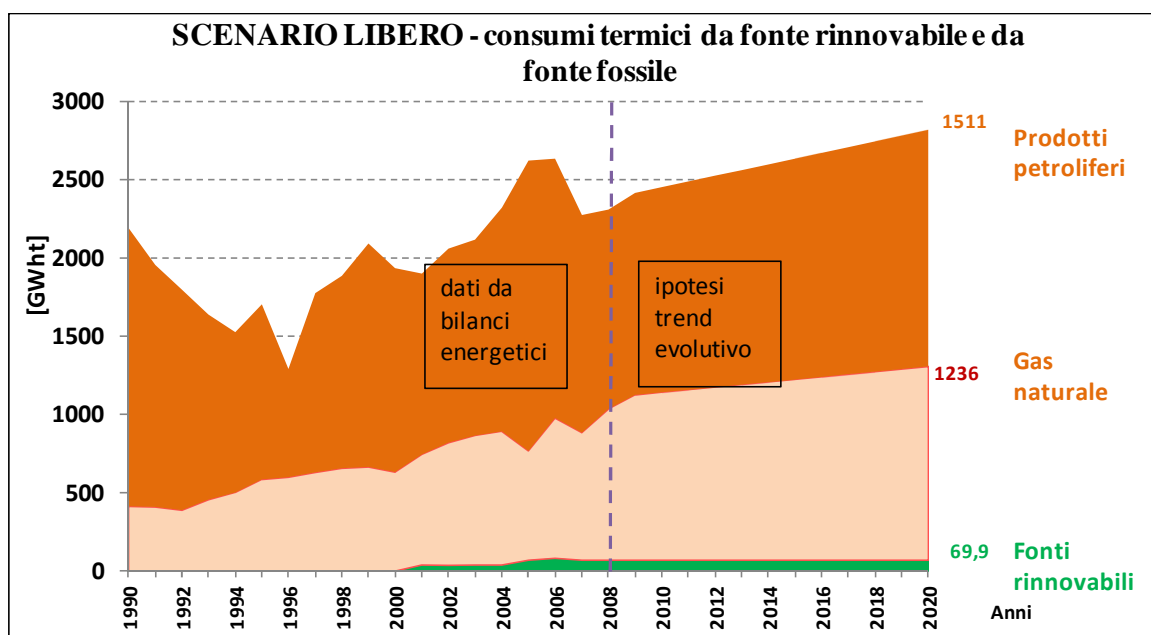


Figura 60: SCENARIO LIBERO – Andamento dei consumi termici da fonti rinnovabili e da fonte fossile

Nello scenario libero si ipotizza che la ripartizione dei consumi in 60% prodotti petroliferi e 40% gas metano, registrata nel biennio 2007-2008, rimanga percentualmente costante e che la quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili si mantenga costante nel periodo considerato (3% annuo).

Per conoscere l'ammontare del combustibile che si evita di consumare sostituendo la generazione distribuita dell'energia termica con una rete di teleriscaldamento centralizzata, si ipotizza che le caldaie originarie abbiano un'efficienza media dell'80%.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, produzione e consumo sono maggiormente scollegati rispetto ai consumi termici, in quanto, grazie alla rete di distribuzione, la produzione avviene tendenzialmente in un luogo diverso da quello in cui si registra il consumo e quest'ultimo può anche essere esterno alla regione. Si definisce quindi il bilancio di importazione/esportazione dell'energia elettrica. La Valle d'Aosta si configura come un produttore di energia, grazie alla presenza di impianti idroelettrici diffusi sul territorio.

Per quanto riguarda i consumi elettrici, i cui dati sono disponibili nelle statistiche regionali di TERNA fino al 2010, si ipotizza per lo scenario libero un trend crescente, non costante negli anni pari mediamente a 1,7% annuo. Tale crescita porta i consumi elettrici dagli 836 GWhe del 2010 ai 985 GWhe del 2020, registrando un aumento del 17,8% circa. L'andamento dei consumi elettrici è comunque fortemente correlato al settore industriale e potrebbe anche risentire di eventuali periodi di crisi economica.

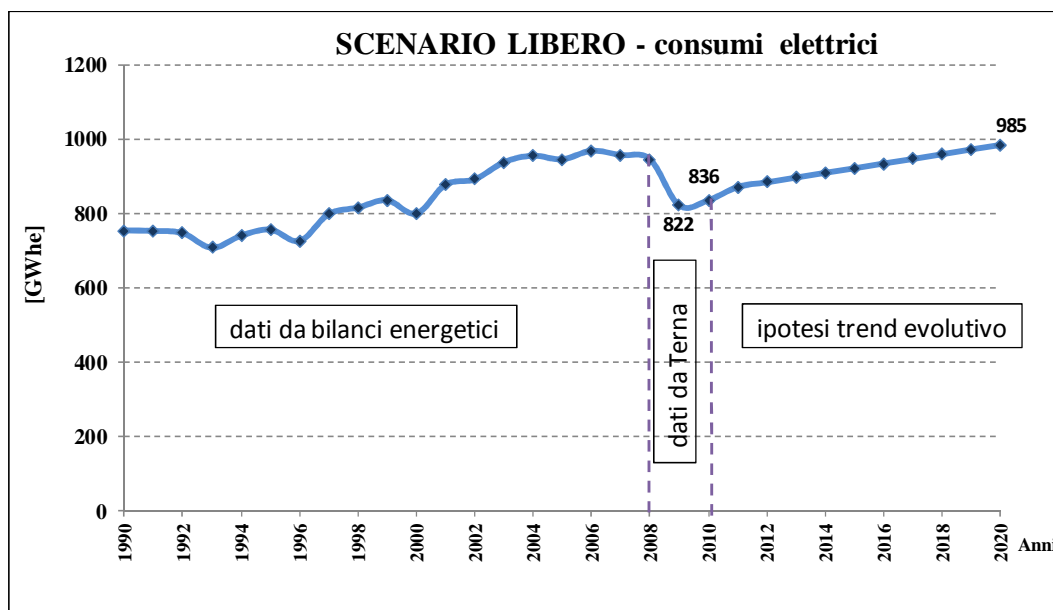


Figura 61: SCENARIO LIBERO – Andamento dei consumi elettrici fino al 2020

Il trend di produzione di energia elettrica a partire dal 2011 è invece ipotizzato costante, assumendo il valore di producibilità media degli impianti idroelettrici calcolata fino al 2010 e depurato delle mancate produzioni stimate per l'applicazione della normativa relativa al DMV, nonché i valori più aggiornati di produzione da impianti fotovoltaici e dal cogeneratore a biogas della discarica di Brissogne. Tale valore complessivo è assunto pari a 2.818,8 GWhe costituito totalmente da fonti rinnovabili e prevalentemente da produzione idroelettrica (2.800,5 GWhe, pari al 99,4%).

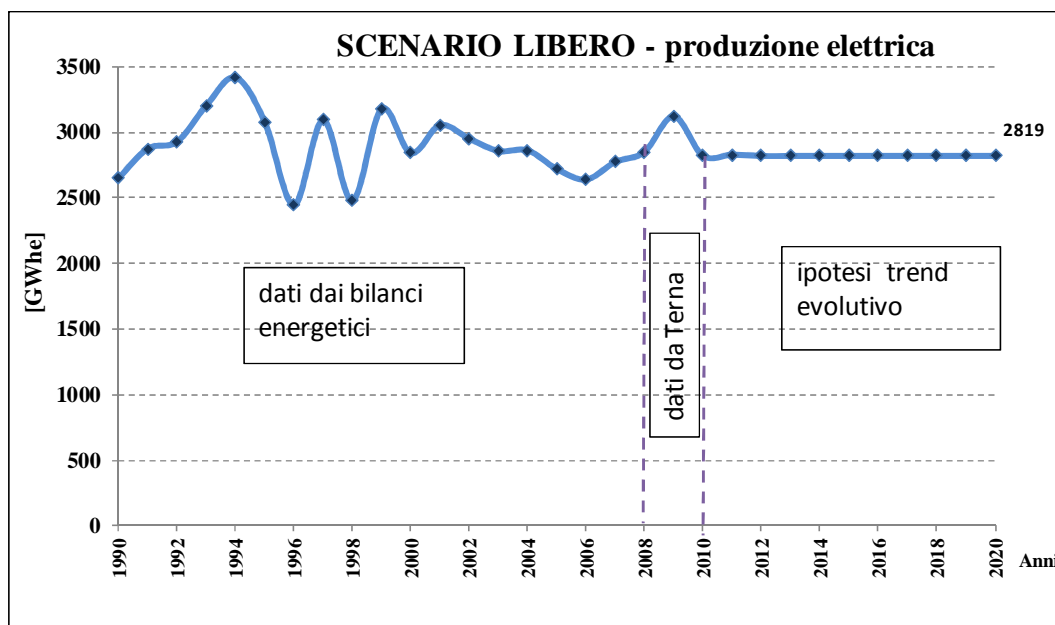


Figura 62: SCENARIO LIBERO – Andamento della produzione elettrica fino al 2020

Nello scenario libero l'aumento dei consumi, rapportato ad una produzione costante, comporta una diminuzione delle esportazioni di energia elettrica verso l'esterno della regione, stimate in circa il 6,6% nel 2020 rispetto al 2010, con le relative ricadute economiche.

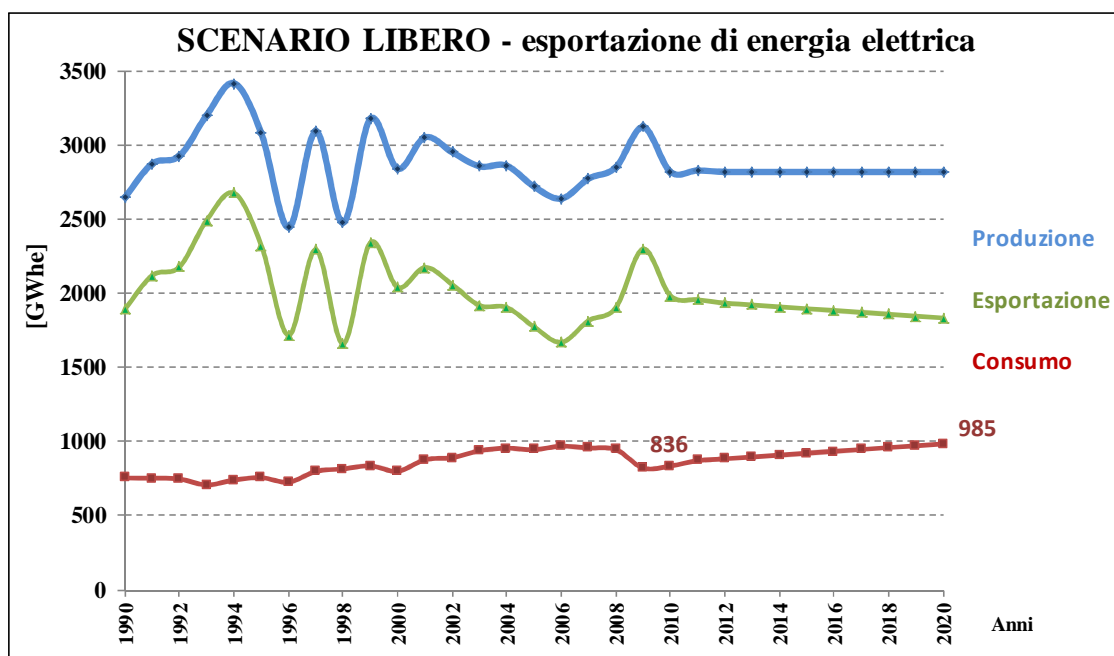


Figura 63: SCENARIO LIBERO – Andamento dell'esportazione di energia elettrica fino al 2020

Questo scenario comporta, da un punto di vista delle emissioni di CO₂ in atmosfera, un peggioramento rispetto alla condizione di partenza. Per valutare le emissioni di CO₂ in atmosfera è necessario tenere in considerazione sia le emissioni di CO₂ generate sul territorio regionale dalla combustione di fonti fossili, come ad esempio le caldaie, sia quelle evitate sul territorio nazionale per aver esportato energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Dal momento che la produzione elettrica è maggiore del consumo interno si può considerare, in prima approssimazione, che tutta l'energia elettrica consumata sia di origine locale e quindi senza emissioni di CO₂ e che la differenza di questi due valori (export) comporta anzi un saldo negativo. Ciò significa che il sistema energetico della Valle d'Aosta, esportando energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, permette al sistema esterno nazionale di non dover generare con centrali termoelettriche tradizionali la stessa quantità di energia elettrica, evitando così le relative emissioni di CO₂. Per il calcolo delle emissioni di CO₂ si assume per il gasolio una produzione specifica di 330 tonnellate di CO₂ per GWht prodotto e per il gas naturale una produzione specifica di 250 tonnellate di CO₂ per GWht prodotto.

Si riporta di seguito l'andamento delle emissioni di CO₂ nello scenario libero, da cui si vede come:

- le emissioni di CO₂ sul territorio sono in aumento in quanto aumentano i consumi;
- il risparmio di CO₂ sul sistema esterno diminuisce in quanto direttamente proporzionale alle diminuzioni di esportazione di energia elettrica (*Figura 63*).

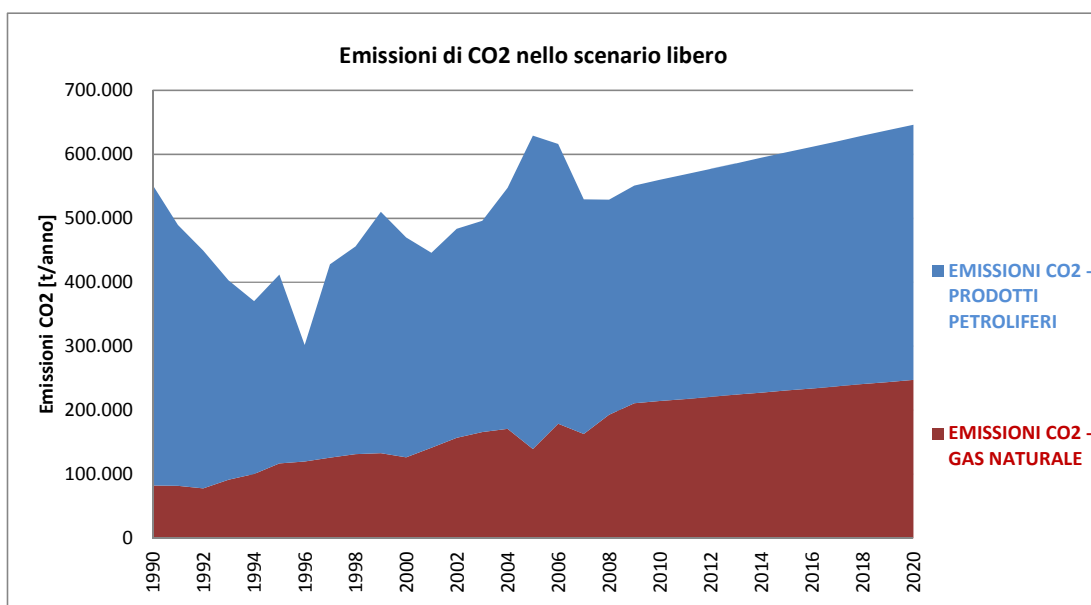


Figura 64: SCENARIO LIBERO – Emissioni di CO₂ sul territorio da impianti alimentati da prodotti petroliferi e da impianti a gas naturale fino al 2020

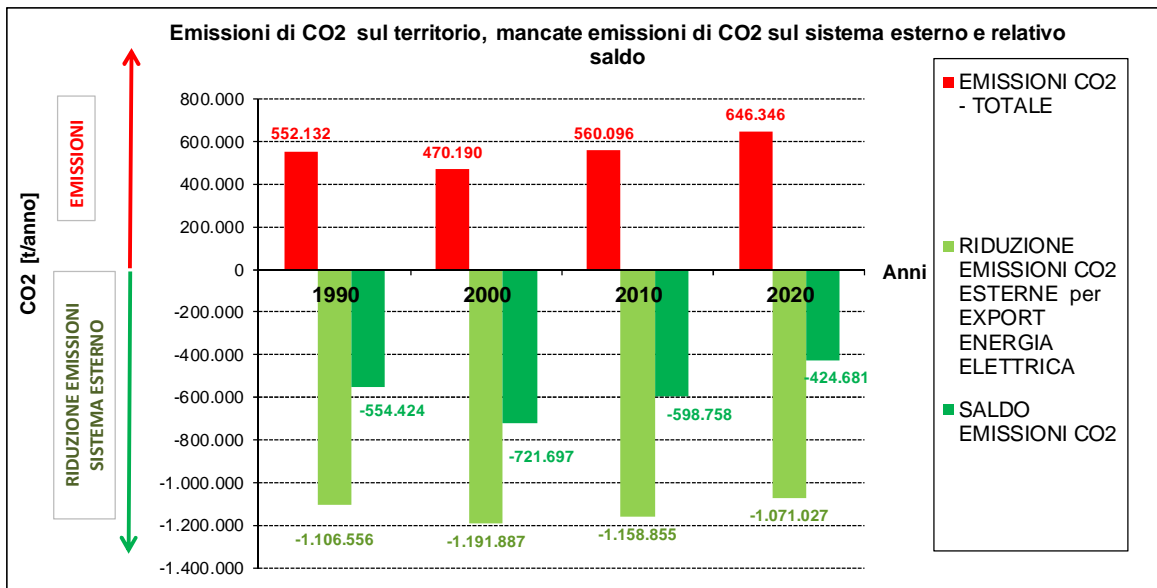


Figura 65: SCENARIO LIBERO – Saldo delle emissioni di CO₂ fino al 2020

4.2 Obiettivi del 20-20-20 ed obiettivi regionali

Come già descritto nel paragrafo 1.2, la strategia europea del 20-20-20 prevede al 2020 il raggiungimento di tre obiettivi e in particolare:

- a) **20% dei consumi finali lordi dell'UE deve provenire da fonti energetiche rinnovabili;**
- b) **riduzione dei consumi energetici complessivi, rispetto al livello tendenziale, del 20%;**
- c) **riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto ai livelli del 1990.**

Gli obiettivi della Valle d'Aosta devono essere in linea con quelli fissati a livello europeo nell'ambito della strategia del 20-20-20, ma anche tenere in considerazione che la regione presenta una situazione al contempo semplice e atipica. È semplice per via della bassa interconnessione tra fonti energetiche e usi finali, poiché in generale l'energia elettrica è prodotta da fonti rinnovabili mentre l'energia termica è prodotta da combustibili fossili e vige una netta separazione tra queste due filiere energetiche. L'atipicità del sistema energetico della Valle d'Aosta consiste nell'avere una produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili tale da coprirne interamente i consumi elettrici e consentire l'esportazione di energia "pulita" da fonte rinnovabile al di fuori del territorio regionale. L'importazione di combustibili fossili da parte della regione è quindi attualmente limitata a utilizzi termici e al settore dei trasporti.

Per tali ragioni, la Valle d'Aosta si trova in una situazione del tutto particolare dal punto di vista del rispetto degli obiettivi "20-20-20", essendo questi calibrati sulla media delle regioni europee, la maggior parte delle quali risulta un "consumatore" di energia fossile anziché un "convertitore energetico", come la Valle d'Aosta.

Si analizza qui di seguito la ricaduta dei tre obiettivi europei a livello regionale.

a) **20% DEI CONSUMI FINALI LORDI DELL'UE DEVE PROVENIRE DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI**

La **direttiva europea 2009/28/CE** sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili definisce nel dettaglio il primo degli obiettivi sopra elencati, fissando per ogni stato membro una diversa quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo lordo finale di energia da raggiungere al 2020, nonché la quota di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti pari al 10% per tutti gli stati membri.

Per l'**Italia** sono fissati i seguenti obiettivi:

Produzione da FER (fonti energetiche rinnovabili)	= 17%
CFL (consumo finale lordo)	

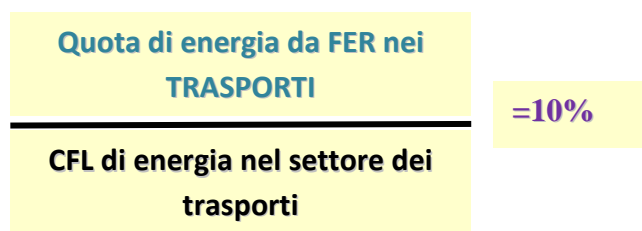


Figura 66: DIRETTIVA EUROPEA 2009/28/CE – Obiettivi nazionali al 2020

Il risultato nazionale verrà determinato dalla somma dei contributi apportati dalle singole regioni, quantificati sotto forma di obiettivi percentuali regionali come definito nel **decreto ministeriale 15 marzo 2012** (Definizione della 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) denominato decreto “**Burden Sharing**”, cioè di “suddivisione dei pesi”.

Per quanto riguarda la Valle D’Aosta, il decreto stabilisce per l’anno iniziale di riferimento una percentuale pari al 51,6% e le percentuali nei vari anni fino al 2020 sono quelle riportate nella tabella seguente.

OBIETTIVI PER LA VALLE D'AOSTA (Tabella A del decreto di "Burden Sharing")	
2012	51,8%
2014	51,0%
2016	50,7%
2018	51,0%
2020	52,1%

Tabella 30: BURDEN SHARING – Obiettivi regionali al 2020

Tali valori di percentuale costituiscono la quota di fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, ovvero il rapporto tra la produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) ed il consumo finale lordo (CFL).

La produzione da fonti energetiche rinnovabili è costituita dalla somma dei seguenti termini:

1– FER – E ovvero il consumo di energia elettrica da fonte rinnovabile

L’energia elettrica dispone di una rete di distribuzione già sviluppata sul territorio, che non obbliga necessariamente l’utilizzo dell’energia nel luogo in cui essa viene prodotta. Pertanto, la quantità di FER-E riportata dal PAN al 2020, è stata definita facendo riferimento al potenziale produttivo, ovvero allo sfruttamento delle risorse rinnovabili dove queste sono disponibili.

2– FER – C ovvero il consumo di energia termica da fonte rinnovabile per riscaldamento e raffrescamento;

Il consumo finale lordo è costituita dalla somma dei seguenti termini:

- 1-CFL-E ovvero i consumi finali lordi elettrici (compresi gli i consumi degli ausiliari di centrale, le perdite di rete e i consumi elettrici per il trasporto);
- 2 – CFL – C ovvero i consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento in tutti i settori (con esclusione del contributo consumi dell’energia elettrica per usi termici);
- 3 – CFL – T ovvero i consumi per tutte le forme di trasporto ad eccezione del trasporto elettrico (i cui consumi sono inclusi tra quelli del punto 1) e della navigazione internazionale.

Gli obiettivi nei vari anni intermedi e al 2020 sono calcolati a partire da una situazione di riferimento, stabilita a livello nazionale, come segue:

- per quanto riguarda la **PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI**: somma delle produzioni regionali di energia elettrica da fonti rinnovabili (relative all’anno 2009 da fonte GSE ma, per quanto riguarda idroelettrico ed eolico, normalizzate secondo quanto previsto dal D.Lgs. 28/2011) e dei consumi non elettrici coperti da fonti rinnovabili per riscaldamento/raffreddamento relativi all’anno 2005, forniti da ENEA;
- per quanto riguarda i **CONSUMI FINALI LORDI ELETTRICI**: come media dei consumi finali regionali netti del periodo 2006-2010, ricavati da fonte Terna, a cui sono state aggiunte le perdite di rete e i consumi degli ausiliari di centrale;
- per quanto riguarda i **CONSUMI FINALI LORDI TERMICI**: come media dei consumi non elettrici (termici e trasporti) ricavati dai Bilanci Energetici Regionali del periodo 2005–2007 redatti dall’ENEA.

La metodologia nazionale prevede che l’energia termica e l’energia elettrica vengano valorizzate nello stesso modo. Non viene quindi utilizzato il principio di “sostituzione” per il quale l’energia elettrica verrebbe valorizzata con il coefficiente, stabilito annualmente dall’AEEG sulla base dell’evoluzione del parco termoelettrico italiano, corrispondente alla quantità di energia primaria necessaria alla produzione di tale energia. Tale coefficiente dipende dall’efficienza media degli impianti termoelettrici nazionali ed è attualmente pari a 2,17 (delibera EEN 3/08 del 28/03/2008). Questo approccio non considera quindi che ogni unità di energia elettrica richiede più unità di energia termica per la sua produzione e che, quindi, ogni unità di energia elettrica da fonte rinnovabile immessa in rete sostituisce, per priorità di dispacciamento, energia altrimenti prodotta dal parco termoelettrico e, pertanto, evita il consumo di energia da fonte fossile occorrente alla produzione della stessa.

La linea d’azione per il raggiungimento di quanto sopra descritto consiste nell’aumentare la produzione da fonti rinnovabili (numeratore) e diminuire contestualmente i consumi (denominatore).

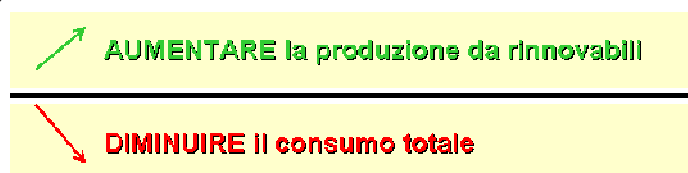


Figura 67: BURDEN SHARING – Strategia di raggiungimento degli obiettivi regionali

Le simulazioni effettuate a livello nazionale per le singole regioni non considerano la quota da fonti rinnovabili sui trasporti (numeratore), in quanto considerato ambito legato alle strategie a scala nazionale e non regionale, la quota dei trasporti viene comunque considerata al denominatore.

Per quanto riguarda questo obiettivi a livello regionale, in una ipotesi di scenario libero, si vedrebbe una situazione molto distante dal raggiungimento degli obiettivi sopra delineati.

Le percentuali raggiunte nello scenario libero sono, infatti, molto distanti da quanto richiesto dagli obiettivi per la regione Valle d'Aosta indicati nella *Tabella 30* e si attestano su un valore del 44% al 2020. La percentuale dello scenario libero è in diminuzione in quanto i consumi seguono un trend crescente.

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FER/CONSUMI FINALI LORDI SCENARIO LIBERO	%	47,7%	47,1%	46,7%	46,3%	45,9%	45,5%	45,1%	44,7%	44,4%	44,0%
FER/CFL come definiti nella Tabella A del decreto di "Burden Sharing"			51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%

Tabella 31: SCENARIO LIBERO – Obiettivo di Burden Sharing

Lo scenario di piano definirà quindi una serie di interventi per il periodo 2011-2020 che vanno nella direzione di raggiungere gli obiettivi della strategia del 20-20-20, con particolare attenzione alle percentuali stabilite dal decreto di Burden Sharing.

b) RIDUZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI COMPLESSIVI, RISPETTO AL LIVELLO TENDENZIALE, DEL 20%

Tale obiettivo mira, a livello europeo, alla riduzione dei consumi energetici finali del 20% rispetto al livello tendenziale.

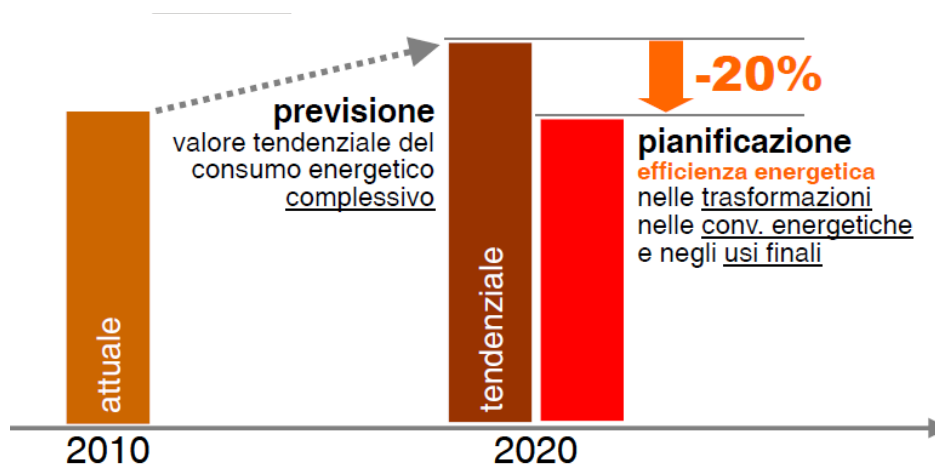


Figura 68: RIDUZIONE DEI CONSUMI – Obiettivo europeo

Proposta di PEAR

La direttiva 2006/32/CE sull'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici stabilisce che gli Stati Membri devono redigere un Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) volto a conseguire un obiettivo nazionale di risparmio energetico del 9,6% al 2016, da raggiungere tramite servizi energetici e altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica. A livello italiano, tale obiettivo è stato recepito nel PAEE (Piano di azione italiano per l'efficienza energetica, luglio 2011), nel quale si ipotizzano le riduzioni dei consumi nazionali del 9,6% al 2016 (calcolate rispetto alla media dei valori dal 2001 al 2005) e del 14% al 2020.

Settori	Riduzione di energia finale nel 2016		Riduzione di energia finale nel 2020		CO2 evitata nel 2020
	GWh/anno	Mtep/anno	GWh/anno	Mtep/anno	Mton
Residenziale	60027	5.16	77121	6.63	18.0
Terziario	24590	2.11	29698	2.55	9.45
Industria	20140	1.73	28678	2.47	7.20
Trasporti	21783	1.87	49175	4.23	10.35
Totale	126540	10.88	184672	15.88	45.0
(% rispetto alla media dei CFL negli anni 2001-2005)	(9,6%)		(14%)		

Tabella 32: PAEE (luglio 2011) - Riduzioni dei consumi finali di energia al 2016 e 2020

Sul territorio regionale, ipotizzando uno scenario di tipo libero, senza quindi applicare particolari politiche in ambito energetico, i consumi totali, comprensivi dei trasporti, tendono costantemente a crescere con un incremento totale dal 2010 al 2020 del 10% e con una crescita media annua del 1%. Se si escludesse il settore dei trasporti, che, come accennato nei capitoli precedenti, richiede un ulteriore approfondimento viste le peculiarità del territorio regionale, dal 2010 al 2020 si avrebbe una crescita dei consumi elettrici e termici del 15,7% con una media annua del 1,6%.

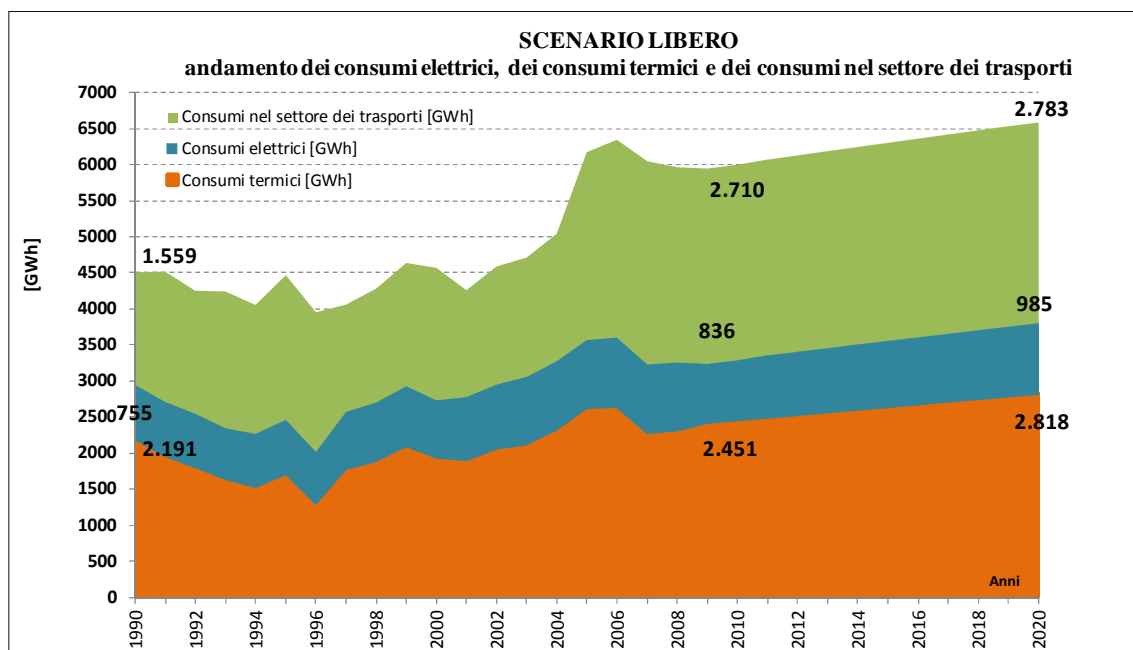


Figura 69: SCENARIO LIBERO – Andamento dei consumi elettrici, termici e dei consumi termici e elettrici del settore dei trasporti dal 1990 al 2020

Per l'applicazione di tale obiettivo a livello regionale occorre quindi sviluppare politiche energetiche volte alla riduzione dei consumi, in particolare termici, come ipotizzato nello scenario di piano.

c) RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂ DEL 20% RISPETTO AI LIVELLI DEL 1990

Nel pacchetto energia del 20-20-20 del 2008 è prevista la riduzione a livello europeo del 20% delle emissioni di CO₂ rispetto ai valori del 1990.

Il calcolo dell'obiettivo comporta quindi la riduzione delle emissioni di CO₂ relative al 2020 (quindi rispetto a un valore che sta registrando un trend di crescita) del 20% rispetto ai valori del 1990.

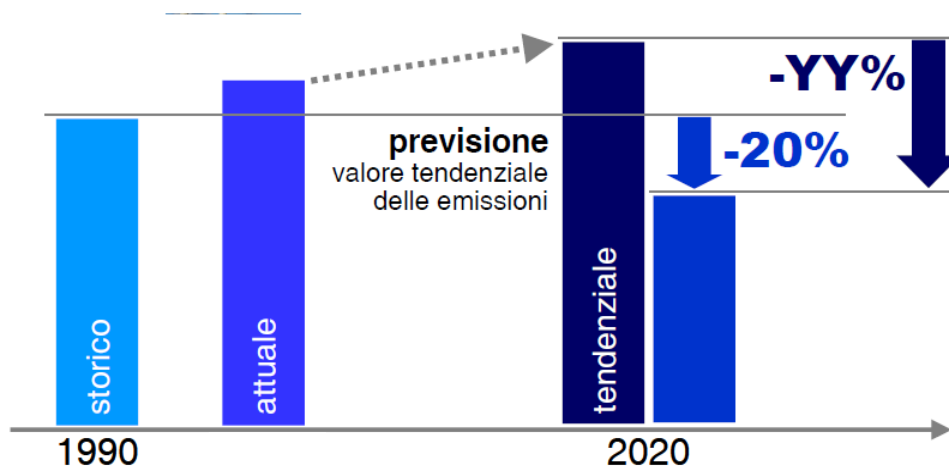


Figura 70: EMISSIONI DI CO₂ – Obiettivo di riduzione rispetto al 2020

Nello scenario libero, l'incremento dei consumi termici ed elettrici determina il conseguente aumento delle emissioni di CO₂ sul territorio regionale.

Inoltre, la diminuzione delle esportazioni di energia elettrica genera, nel sistema esterno alla Valle d'Aosta, un incremento di emissioni in quanto non viene ridotto il quantitativo di energia elettrica prodotta da centrali termoelettriche che sono alimentate da fonte fossile.

Tutto questo comporta una diminuzione del saldo della CO₂ che tende progressivamente verso un annullamento dello stesso e quindi verso un sistema che, nel suo complesso, oltre a non generar più effetti positivi sul sistema esterno al territorio regionale (saldo negativo) emette CO₂ sul proprio territorio.

Rispetto al 1990 il saldo della CO₂ in uno scenario libero al 2020 subisce un decremento di circa il 23% . Il decremento del saldo delle emissioni dal 2010 al 2020 si aggira invece intorno al 29% ovvero un decremento medio annuo del 2,9%.

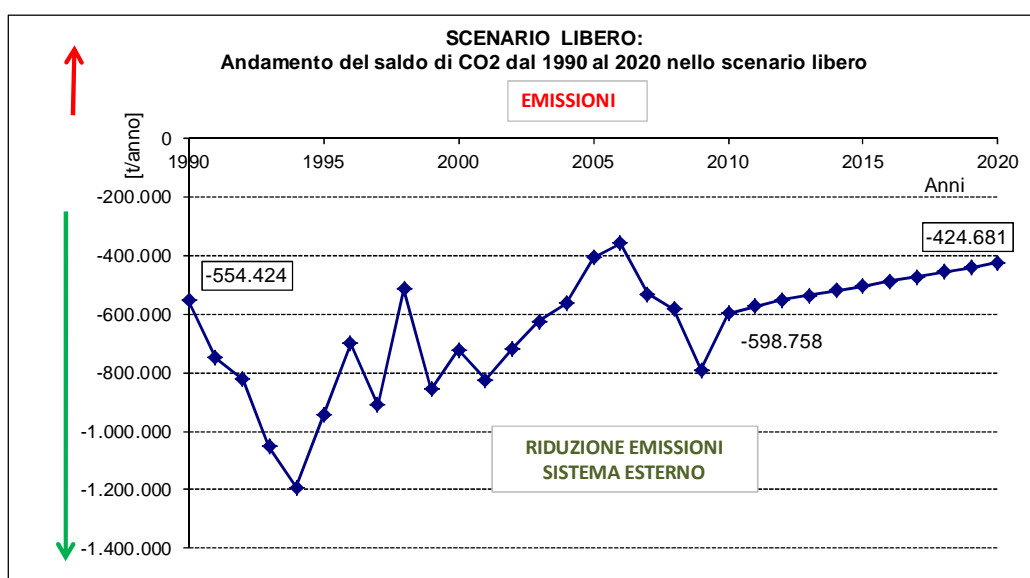


Figura 71: SCENARIO LIBERO – Saldo delle emissioni di CO₂ fino al 2020

Capitolo 5 – Scenario e obiettivi di piano

Proposta di PEAR

Nel capitolo a seguire vengono riportati e descritti gli interventi previsti per il periodo 2011–2020 finalizzati al raggiungimento degli obiettivi regionali, come definiti nel paragrafo 4.2 e che costituiscono lo scenario di piano.

Lo scenario di piano prevede due principali campi di azione:

- interventi relativi all'incremento delle fonti energetiche rinnovabili;
- interventi di efficienza energetica volti alla riduzione dei consumi.

In particolare:

FER (FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI), cioè gli interventi che consentono di aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili (acqua, sole, vento, biomassa, RSU, ecc.) e di limitare quindi il consumo di prodotti petroliferi di fonte fossile.

EFFICIENZA ENERGETICA, vale a dire gli interventi volti alla riduzione dei consumi che possono a loro volta essere suddivisi in :

- **RIDUZIONE DEL FABBISOGNO ENERGETICO** che comprende tutte quelle azioni che possono condurre a un minor fabbisogno energetico da parte delle utenze a parità di servizio ottenuto, mediante un incremento dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia. Si tratta principalmente di interventi sull'involucro degli edifici, di sostituzione di elettrodomestici e di corpi illuminanti con nuovi apparecchi ad elevata efficienza, nonché azioni di risparmio energetico nei processi delle diverse realtà produttive e l'installazione di sistemi di termoregolazione e di dispositivi per la contabilizzazione diretta o indiretta del calore;
- **EFFICIENZA DELLE CONVERSIONI ENERGETICHE** ovvero tutte quelle azioni finalizzate al miglioramento del processo di conversione della fonte primaria (combustibile) in energia utile per gli usi finali. Si tratta, principalmente, dell'installazione di caldaie ad alto rendimento, dell'applicazione delle tecnologie cogenerative, del riscaldamento/raffrescamento a pompa di calore, nonché della realizzazione di impianti di teleriscaldamento.

5.1 Fonti energetiche rinnovabili

Allo stato attuale, in Valle d'Aosta l'incidenza delle fonti rinnovabili è molto rilevante, grazie all'elevata produzione di energia idroelettrica. Il potenziale di sviluppo delle altre fonti energetiche rinnovabili rimane comunque importante nella valutazione dello sviluppo energetico del territorio regionale, sia per incentivare il passaggio verso un sistema di generazione distribuita e di autosufficienza energetica, sia per il raggiungimento degli obiettivi regionali definiti al paragrafo 4.2).

Vengono presi in considerazione gli interventi che consentono di aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili e in particolare:

- la produzione di energia elettrica da fonte idraulica, da fonte eolica e da solare fotovoltaico;
- la produzione di energia termica da biomassa e da impianti solari termici;
- la produzione di energia termica mediante pompe di calore (che viene considerata in parte rinnovabile secondo quanto previsto all'allegato 1 del DLgs 28/2011);
- la produzione combinata di energia elettrica e calore (cogenerazione) da biomassa, biogas e da rifiuti.

5.1.1 Energia idroelettrica

Analizzando la serie storica della produzione idroelettrica dal 1990 al 2010, si possono notare una serie di discontinuità, dipendenti dalle condizioni meteorologiche specifiche di ogni anno, ma un andamento tendenzialmente costante nel periodo.

Produzione idroelettrica [GWhe/anno]			
1990	2649	2001	3053
1991	2874	2002	2951
1992	2927	2003	2857
1993	3203	2004	2861
1994	3417	2005	2715
1995	3080	2006	2635
1996	2444	2007	2769
1997	3093	2008	2846
1998	2477	2009	3116
1999	3178	2010	2931
2000	2841		

Tabella 33: IDROELETTRICO – Produzione idroelettrica dal 1990 al 2010

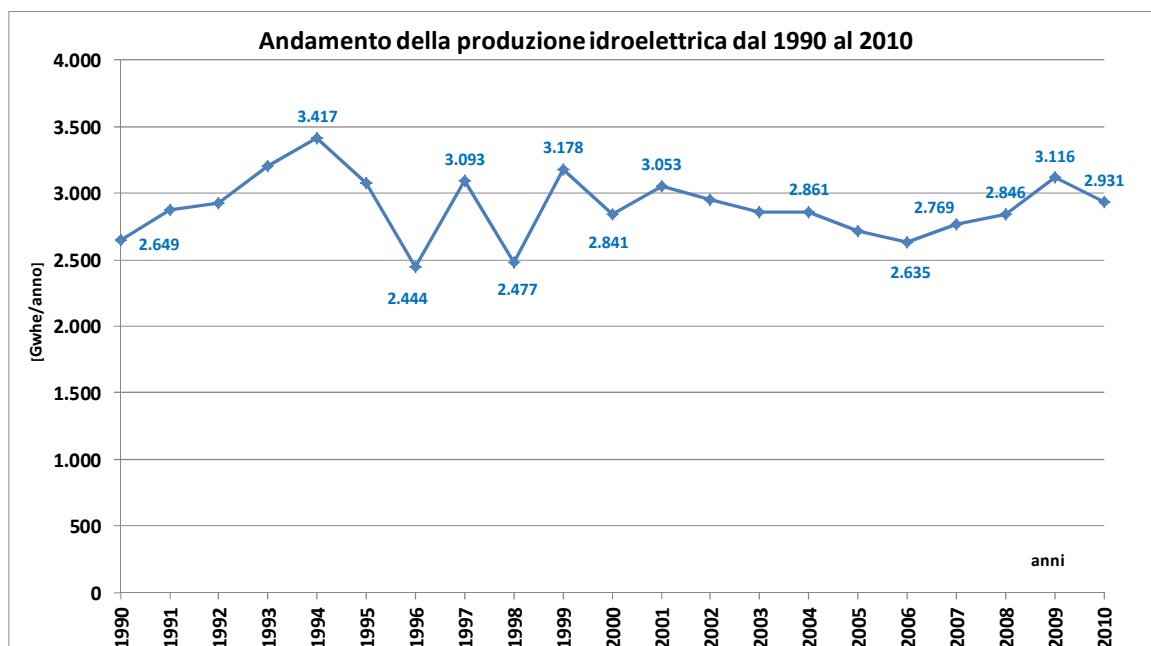


Figura 72 : IDROELETTRICO - Andamento della produzione idroelettrica dal 1990 al 2010 (fonte: statistiche regionali TERNA)

Sui 74 Comuni della Valle d'Aosta, 64 sono interessati da prelievi a scopi energetici. Gli impianti attualmente presenti sul territorio regionale risultano 228, con una potenza media annua di concessione di circa **535 MW** a cui corrisponde una potenza efficiente lorda di **901,5 MW** (fonte Terna 2010), così suddivisa:

Impianti idroelettrici		
Classi di potenza	Numero impianti	Potenze medie annue di concessione
P < 100 kW	133	3 MW
100 kW < P < 1MW	46	18 MW
1 MW < P < 10 MW	33	134 MW
P > 10 MW	16	380 MW
TOTALE	228	535 MW

Tabella 34: IDROELETTRICO – Numero impianti e potenze installate (fonte: dati servizio Gestione Demanio e risorse idriche dell'Assessorato opere pubbliche, difesa del suolo e edilizia residenziale pubblica, aggiornati al 21/10/2011)

Contestualmente alle ipotesi di nuovi investimenti e repowering è necessario valutare l'effetto dell'applicazione della normativa sul Deflusso Minimo Vitale (DMV) previsto dall'articolo 37 del Piano di Tutela delle Acque (approvato con la deliberazione del Consiglio regionale n. 1788/XII dell'8 febbraio 2006, ai sensi dell'art. 44 del DLgs 152/1999).

Proposta di PEAR

Tale normativa prevede che vengano rilasciati, a valle di una qualsiasi opera di captazione, opportuni quantitativi di acqua al fine di garantire la naturale integrità ecologica del corso d'acqua, con particolare riferimento alla tutela della vita acquatica.

A partire dall'anno 2009 è stata avviata, nella regione Valle d'Aosta, una fase di sperimentazione della durata di cinque anni, come previsto dallo stesso Piano di Tutela delle Acque, che prevede un incremento graduale dei rilasci per un periodo di tre anni ed una successiva taratura dei valori per altri due anni al fine di monitorare la risposta degli ecosistemi acquatici alle variazioni di portata rilasciata in alveo. Da un confronto con i soggetti coinvolti nella sperimentazione, il rilascio del DMV comporta attualmente una mancata produzione di circa 120/130 GWhe/anno.

Nel periodo di piano si considera, sia nello scenario libero, sia nello scenario di piano, una **perdita di produzione** connessa all'applicazione del DMV costante negli anni pari a **130 GWhe/anno**, corrispondente al valore ricavato dalle sperimentazioni in corso. Si precisa, tuttavia, che una prima analisi indicativa dei criteri teorici di calcolo presenti nell'allegato G del P.T.A. porterebbe a stimare una diminuzione complessiva del potenziale produttivo variabile tra 100 e 430 GWhe/anno, in funzione del diverso orientamento di applicazione degli stessi. Un diverso orientamento in materia rispetto a quanto attualmente applicato potrebbe incidere in modo marcato sulla futura produzione di energia elettrica della regione.

Nella definizione dello **scenario libero** si prende a riferimento la producibilità media del parco impianti in esercizio al 2010, ovvero **2.931 GWhe/anno**, ipotizzando una produzione costante dal 2011 al 2020 pari a tale valore, a cui si sottrae la perdita conseguente al DMV come sopra quantificata.

Per quantificare, invece, lo sviluppo del settore idroelettrico nel periodo di piano, sono state analizzate le domande di concessione presentate all'amministrazione regionale dal 2001 al 2010.

Impianti idroelettrici – domande di concessione dal 2001 al 2010			
Classi di potenza	Numero richieste	Numero concessioni rilasciate	Potenze nominali medie annue di concessione [MW]
P < 100 kW	93	61	1,7
100 kW < P < 1MW	79	25	10,0
1 MW < P < 10 MW	69	8	24,2
P > 10 MW	10	0	0
TOTALE	251	94	35,9

Tabella 35: IDROELETTRICO – Concessioni idroelettriche dal 2001 al 2010

Sono state prese in considerazione le richieste di concessione attualmente in fase di istruttoria o in sospeso e che potrebbero quindi essere rilasciate nei prossimi anni, ipotizzando una percentuale di esiti favorevoli analoga a quella registrata nel decennio precedente.

Proposta di PEAR

Gli interventi possibili riguardano, sia lo sfruttamento del potenziale residuo tramite la costruzione di nuove centrali, sia il repowering di impianti esistenti volti all'incremento della capacità produttiva e dell'efficienza degli stessi.

Impianti idroelettrici – ipotesi concessioni nel periodo di piano		
Classi di potenza	Potenze nominali medie annue di concessione stimate [MW]	Produzioni stimate [GWhe/anno]
P < 100 kW	0,4	3,0
100 kW < P < 1MW	5,3	37,5
1 MW < P < 10 MW	7,9	69,5
P > 10 MW	0,0	0,0
TOTALE	13,6	110,0

Tabella 36: IDROELETTRICO – Ipotesi potenze e produzioni nel periodo di piano

Si ipotizza quindi un incremento di produzione dal 2011 al 2020 di circa **190 GWh/anno** di cui circa **110 GWh/anno** derivanti dalle valutazioni sopra effettuate e **80 GWh/anno** previsti per gli impianti in fase di realizzazione nel Comune di La Thuile. Tali valori corrispondono a un incremento di potenza media annua di concessione stimata di circa **0,014 GW**. Si precisa che sono attualmente in sospenso le domande di concessione per due impianti di taglia superiore ai 10 MW, la cui approvazione modificerebbe notevolmente lo scenario sopra definito.

Di seguito si riportano i valori complessivi dello scenario di piano, evidenziando, rispetto allo scenario libero, un incremento di produzione al 2020 pari a **60 GWhe/anno**.

IDROELETTRICO - scenario di piano [GWhe]										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
producibilità scenario libero	2931	2931	2931	2931	2931	2931	2931	2931	2931	2931
applicazione DMV	-120	-130	-130	-130	-130	-130	-130	-130	-130	-130
nuovi impianti e repowering	0	12	24	116	128	140	152	164	176	190
produzione scenario di piano	2811	2813	2825	2917	2929	2941	2953	2965	2977	2991
CO ₂ non emessa [t/anno]	1641332	1642500	1649508	1703236	1710244	1717252	1724260	1731268	1738276	1746452

Tabella 37: IDROELETTRICO - Produzione nello scenario di piano

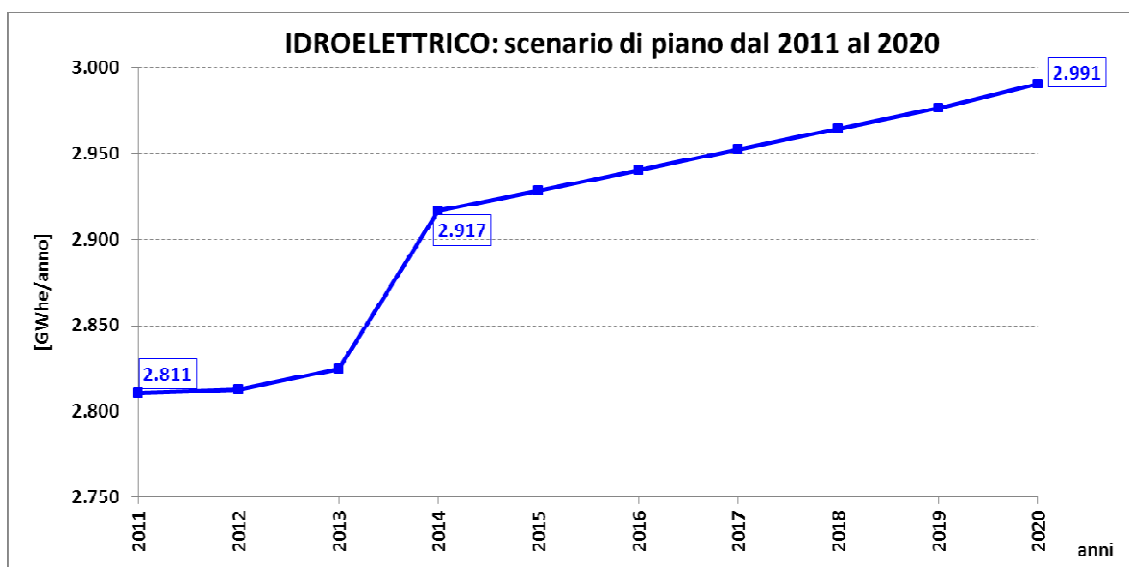


Figura 73: IDROELETTRICO - Andamento della produzione idroelettrica dal 2011 al 2020

Lo scenario di piano si basa su una producibilità media che può fornire una stima indicativa ma non può, ovviamente, indicare una previsione annuale corretta, in quanto la produzione effettiva dipende da numerose variabili quali la quantità di precipitazioni e il relativo andamento stagionale, le dinamiche di scioglimento delle nevi, oltre che i criteri di gestione degli impianti, i piani di manutenzione straordinaria e, come già specificato, eventuali variazioni nell'applicazione dei rilasci per DMV.

Secondo tale scenario la produzione idroelettrica permetterà, al 2020, di evitare l'emissione di **1.746.452** tonnellate di CO₂ in atmosfera.

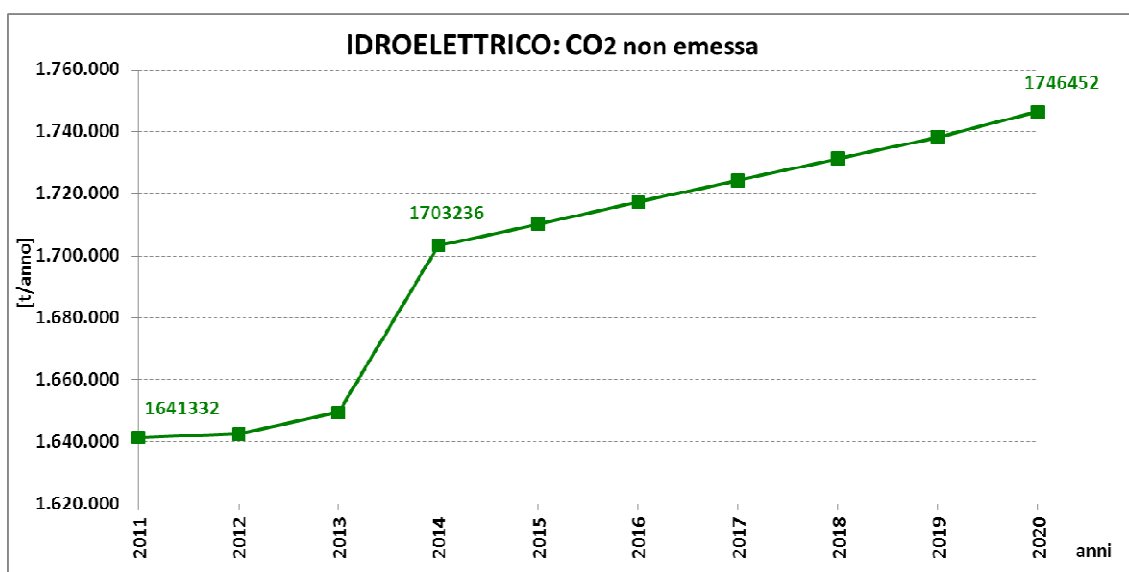


Figura 74 : IDROELETTRICO - CO₂ evitata

5.1.2 Energia eolica

Attualmente, in Valle d'Aosta è presente un unico impianto di circa 20 kW nel Comune di Verrès oltre ad alcune installazioni di potenza trascurabile (ad esempio 4 pale da 1kW ognuna sulla copertura dell'edificio di Autoporto, nel Comune di Pollein).

Nel 2008 è stato condotto uno studio²⁹ finalizzato alla caratterizzazione del territorio regionale in relazione alla possibilità di captazione e di utilizzo della fonte eolica. Sono stati incrociati dati relativi alle condizioni geomorfologiche, urbanistiche e di conformazione territoriale con i dati più propriamente anemometrici, ricavati da mappature a copertura nazionale (Atlante eolico CESI) e confrontati con alcune misure puntuali sul territorio regionale. Tale analisi ha consentito di assegnare ad ogni porzione di territorio un punteggio corrispondente all'idoneità di installazione di un impianto eolico di taglia significativa, tenendo conto della producibilità stimata, degli aspetti funzionali e della sostenibilità ambientale complessiva. La relativa cartografia ha messo in evidenza le aree del territorio dove ci sono condizioni più vantaggiose per approfondire la reale fattibilità di un impianto di taglia significativa. È stata quindi definita una superficie "teoricamente idonea" (circa il 12,8% del territorio regionale) che risulta dalla sovrapposizione di tutti i parametri considerati e che non presenta controindicazioni evidenti all'installazione di macchine eoliche, ovvero che rispetta le condizioni di distanza da strade, linee elettriche, centri abitati, i limiti di quota e pendenza, i vincoli paesaggistici e locali (parchi, aree franose, aree esondabili, aree SIC, ZPS, aree urbanizzate, ecc.).

In tali aree "teoricamente idonee", caratterizzate dal massimo punteggio, risulta teoricamente possibile installare pale eoliche per una potenza di circa 65 MWe, con una producibilità stimata pari a 117 GWhe/anno. Tale potenziale è molto elevato in quanto comprende tutte le installazioni valutate possibili sulla base dei soli criteri di tipo tecnico. Lo studio, pur riportando utili indicazioni di massima sul potenziale teorico regionale, non è sufficiente per poter formulare stime di installazione degli impianti, che richiedono invece analisi dettagliate delle condizioni anemometriche di ogni sito per determinarne l'effettiva idoneità.

²⁹ Lo studio è stato condotto dal DIMSET dell'Università degli Studi di Genova, in collaborazione con il COA Energia e con l'ausilio dei sistemi informatici – territoriali di INVA.

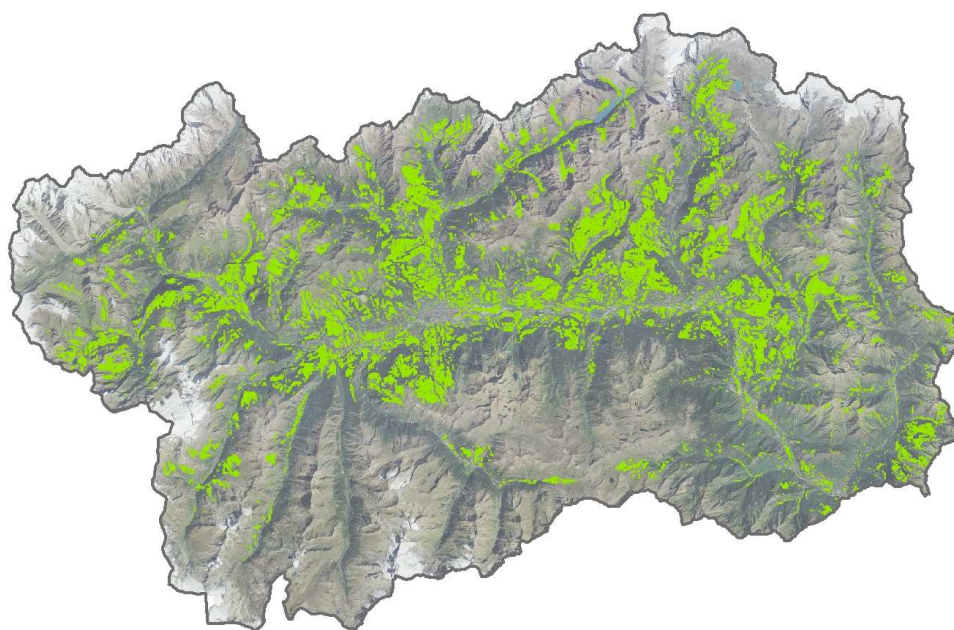


Figura 75: EOLICO - Porzioni di territorio potenzialmente idonee all'installazione di impianti eolici di grossa taglia

La deliberazione della Giunta regionale 9/2011 - Allegato B “*Definizione di criteri per l’individuazione di aree del territorio regionale non idonee all’installazione di impianti eolici*”, ha fornito successivamente i criteri per l’individuazione delle aree non idonee all’installazione di impianti eolici sul territorio regionale, basandosi su principi di tutela dell’ambiente, del paesaggio e del patrimonio artistico e culturale connessi alle caratteristiche del territorio, all’orografia e agli aspetti naturalistici. Il documento contiene, inoltre, l’indicazione delle buone pratiche progettuali e di realizzazione, nonché le cautele da applicare per il rispetto dell’interesse della collettività, come riferimento per gli operatori che intendono proporre impianti eolici sul territorio regionale e per i soggetti preposti alla valutazione di efficacia, producibilità e compatibilità ambientale durante il procedimento autorizzativo.

Nello scenario di piano si ipotizza di installare al 2020 alcuni aeromotori con potenza unitaria di circa 1 MW oltre ad una serie di impianti di piccola taglia distribuiti sul territorio, per un totale di **8 MWe** a cui corrisponde una produzione di circa **14,4 GWhe/anno**. La potenza ipotizzata comprende anche l’impianto autorizzato nel Comune di Saint-Denis, della potenza di circa 3 MWe, attualmente in fase di costruzione.

EOLICO - scenario di piano dal 2011 al 2020 [GWhe]										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Potenza [MWe]	0,02	0,02	3,00	4,00	5,00	6,00	6,00	7,00	7,00	8,00
Produzione attesa [GWhe/anno]	0,04	0,04	5,40	7,20	9,00	10,80	10,80	12,60	12,60	14,40
CO ₂ non emessa [t/anno]	21	21	3.154	4.205	5.256	6.307	6.307	7.358	7.358	8.410

Tabella 38: EOLICO – Produzione nello scenario di piano

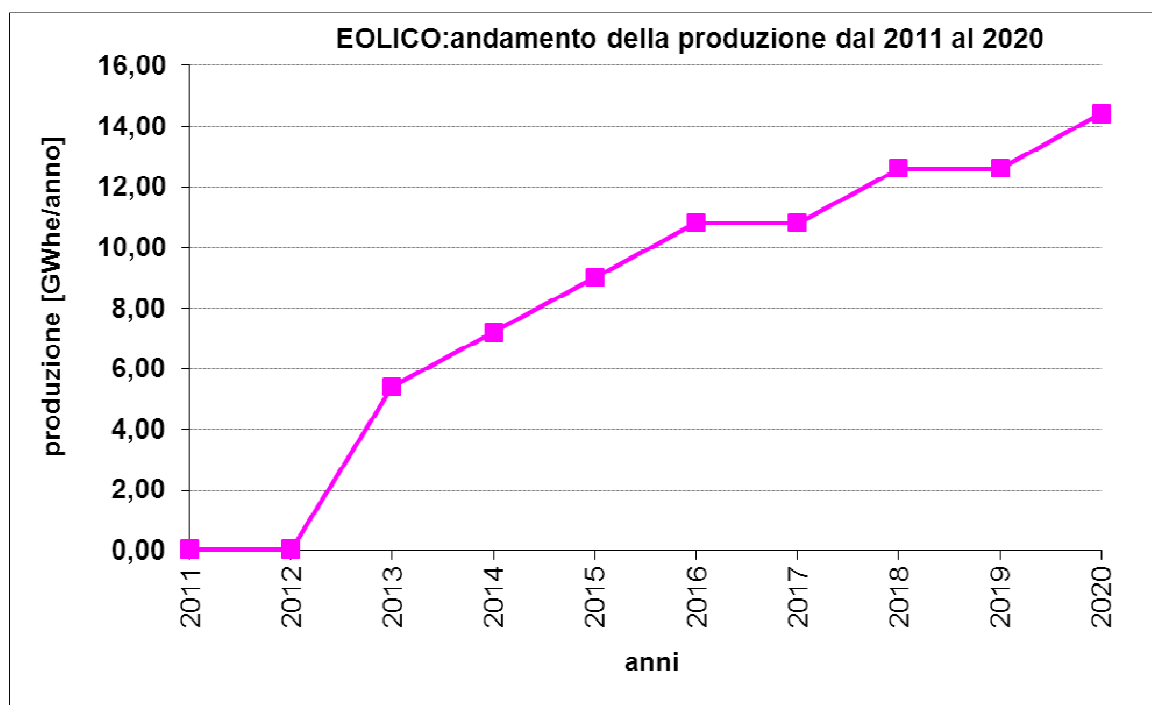


Figura 76 :EOLICO - Andamento della produzione nel periodo di piano

Secondo tale scenario la produzione di elettricità da fonte eolica permetterà, al 2020, di evitare l'emissione di **8.410** tonnellate di CO₂ in atmosfera.

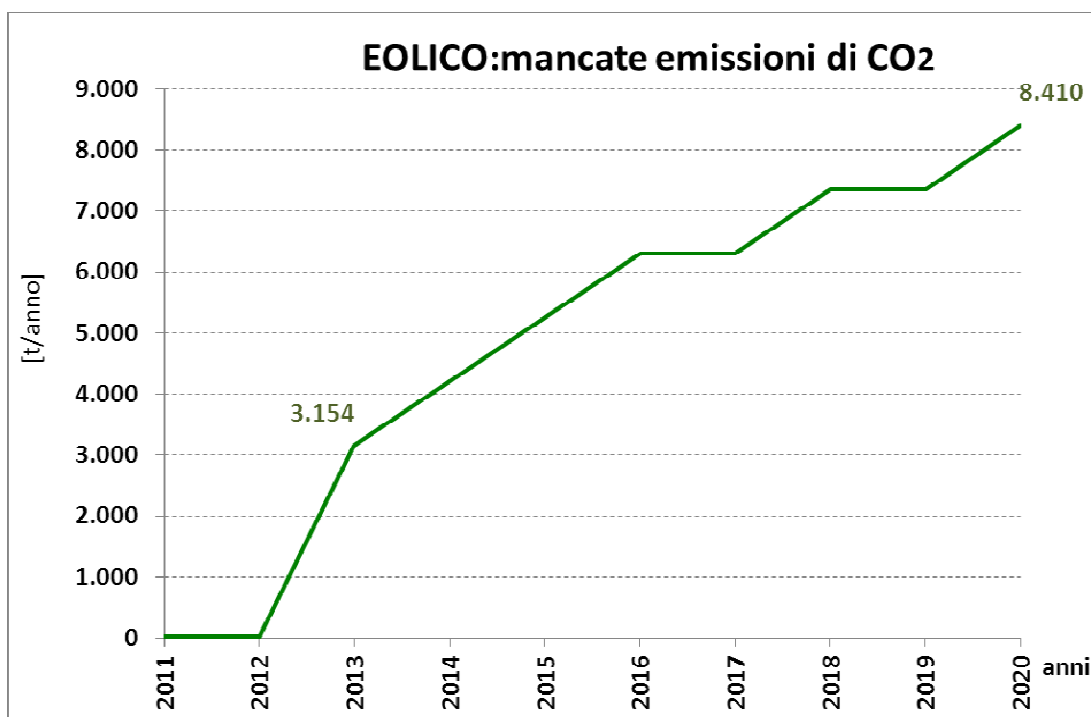


Figura 77 :EOLICO - Mancate emissioni di CO₂

5.1.3 Energia solare fotovoltaica

La tecnologia fotovoltaica permette la captazione diretta dell'energia solare e la relativa trasformazione in energia elettrica. Il territorio regionale può essere suddiviso in due differenti zone, l'Adret, in sinistra orografica della dora Baltea, esposto a sud e l'Envers, in destra orografica della dora Baltea, esposto a Nord. La radiazione solare incidente su una superficie unitaria varia notevolmente nelle due aree: i territori esposti a Sud sono caratterizzati da una producibilità specifica stimabile, in prima approssimazione, in circa 1.200 kWh/kWp, mentre le aree in destra orografica raggiungono produzioni specifiche di poco inferiori ai 1.000 kWh/kWp. Tali valori sono stimati sulla base dell'applicativo PVGIS [<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>], da cui sono anche ricavati i grafici sotto riportati per due differenti località.



Figura 78 :FOTOVOLTAICO – Località all'Envers e all'Adret

Per le due località vengono forniti i valori di radiazione solare incidente sul pannello (esposizione Sud, inclinato a 35°) e il grafico dell'orizzonte solare.

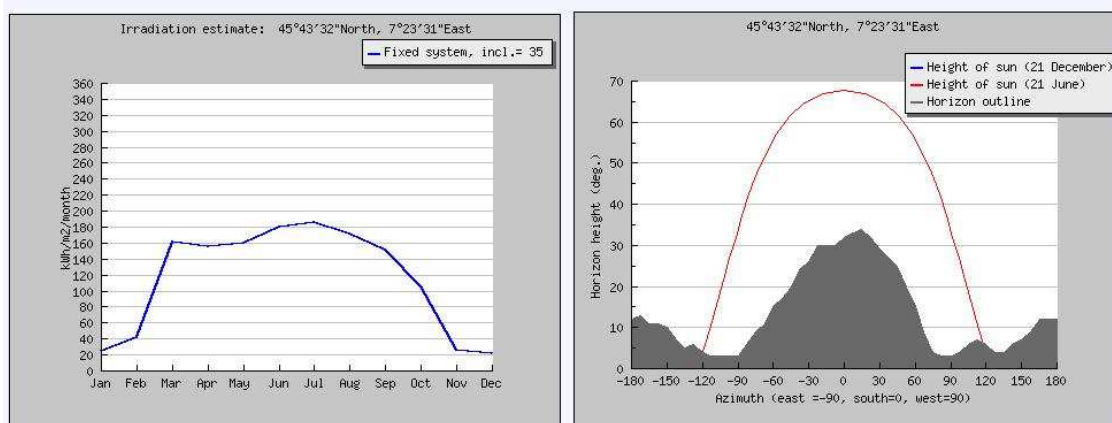


Figura 79 :FOTOVOLTAICO – Radiazione incidente e orizzonte solare per una località all'Envers (Brissogne) – (fonte: PVGIS)

Proposta di PEAR

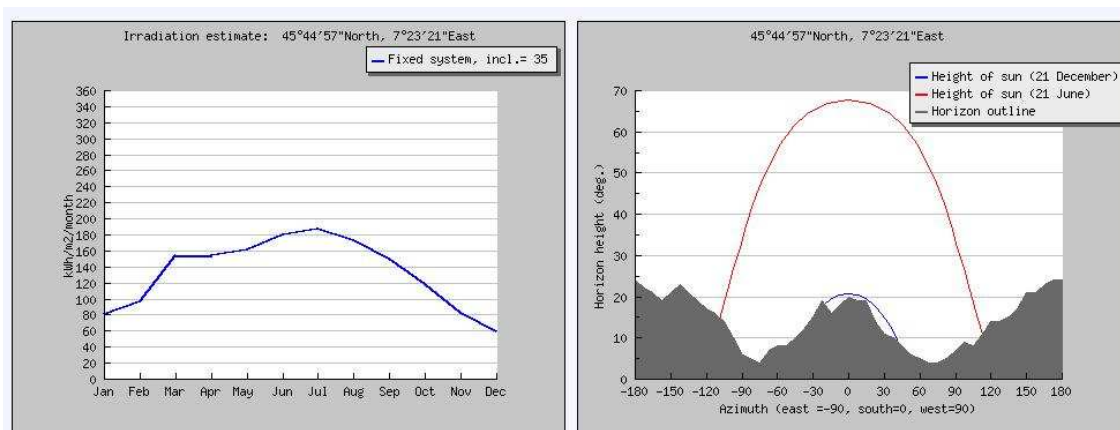


Figura 80 :FOTOVOLTAICO – Radiazione incidente e orizzonte solare per una località all’Adret (Villair de Quart) – (fonte: PVGIS)

Nella località all’Envers, la radiazione raggiunge i 1.380 kWh/m² e la produzione circa i 1.000 kWh/kWp, mentre nella località all’Adret la radiazione raggiunge i 1.600 kWh/m² e una produzione di circa 1.200 kWh/kWp.

Attualmente sul territorio regionale la tecnologia fotovoltaica è stata utilizzata sia per applicazioni connesse alla rete "on grid" sia per quelle "stand alone", dedicate ad alimentare siti isolati, quali alpeggi e rifugi alpini, dove l’utilizzo di tale fonte consente di sopperire alla mancanza di apposite linee elettriche.

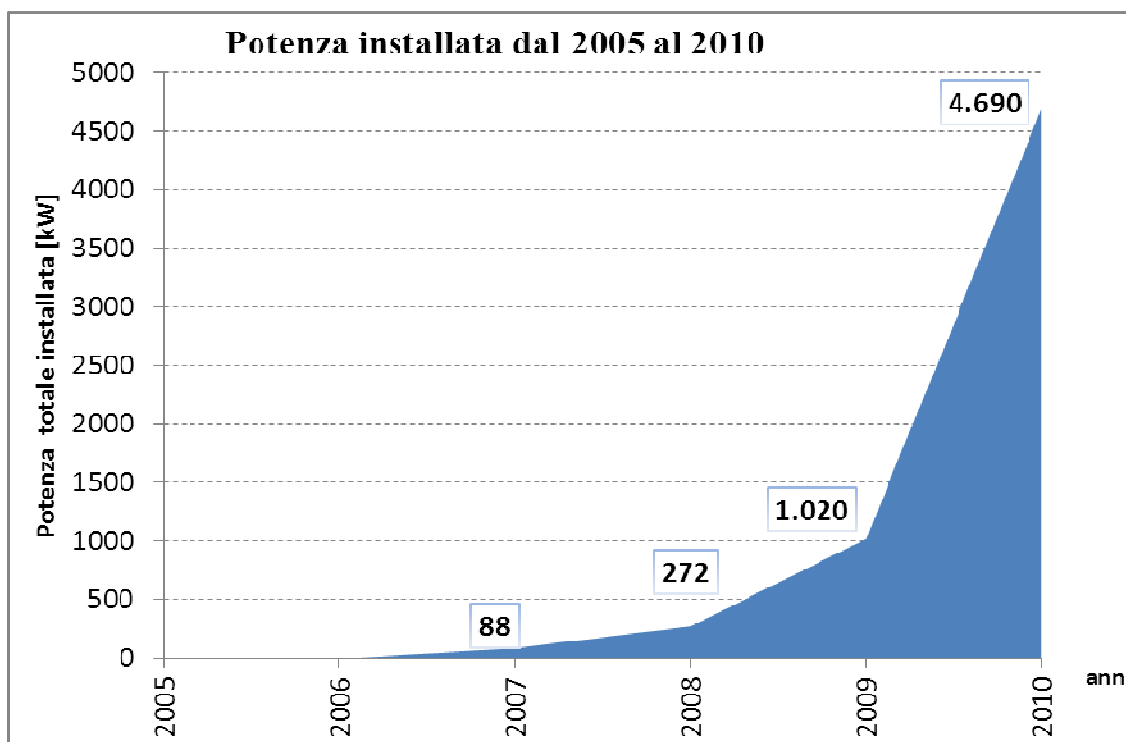


Figura 81 :FOTOVOLTAICO – Potenza installata dal 2005 al 2010 (fonte: GSE)

Proposta di PEAR

Il fotovoltaico ha registrato una crescita esponenziale negli ultimi anni, passando da pochissime installazioni isolate a 4.690 kW installati al 2010. Al 20 novembre 2011 sono presenti in Valle d'Aosta 916 impianti fotovoltaici per una potenza totale installata di circa 11,81 MWp e una producibilità media pari a circa 14,16 GWhe/anno.

Tale crescita è strettamente correlata alle politiche di incentivazione nazionali (Conto Energia e meccanismi di valorizzazione dell'energia immessa in rete), ai contributi regionali (l.r. 3/2006), nonché alla progressiva diminuzione dei costi di acquisto ed installazione degli impianti.

Gli impianti installati sono così suddivisi:

Impianti fotovoltaici installati al 2011			
Classi di potenza	Numero di impianti	Potenza [kWp]	Produzione [MWhe/anno]
P < 20 kW	855	5.946	7.135,2
20 kW < P < 50 kW	22	888	1.065,6
P > 50 kW	39	4.971	5.965,2
TOTALE	916	11.805	14.166,0

Tabella 39: FOTOVOLTAICO –Impianti installati al 2011

Come si può notare dalla tabella, sul territorio regionale sono maggiormente sviluppati gli impianti di piccola/media taglia che trovano collocazione in particolare sulle coperture.

La d.G.r. n. 9/2011 individua i criteri per la realizzazione di impianti fotovoltaici sopra i 5 kW, vincolando la realizzazione a terra nei soli casi in cui sia dimostrabile la non fattibilità sulla copertura e solo per una produzione di energia elettrica limitata al proprio fabbisogno elettrico.

Nello scenario di piano si suppone che il trend di installazione prosegua con un ritmo crescente ma meno accentuato rispetto a quanto registrato nell'ultimo biennio. Le politiche di incentivazione nazionale prevedono una progressiva diminuzione degli incentivi, fino ad un probabile annullamento nel 2016, ma nel frattempo i costi della tecnologia dovrebbero ridursi ulteriormente e renderla maggiormente competitiva. Inoltre, la normativa in materia di rendimento energetico nell'edilizia prevede che sugli edifici residenziali di nuova costruzione e su edifici oggetto di ristrutturazione rilevante vengano obbligatoriamente installati impianti a fonti rinnovabili in misura crescente negli anni.

Si ipotizza quindi che al 2020 venga installata una potenza complessivamente pari a **50 MWp**, a cui corrisponde una produzione di energia elettrica pari a circa **60,0 GWhe/anno**.

FOTOVOLTAICO - scenario di piano dal 2011 al 2020 [GWhe]										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Potenza [MWe]	11,80	17,60	23,40	29,20	35,00	38,00	41,00	44,00	47,00	50,00
Produzione attesa [GWhe/anno]	14,16	21,12	28,08	35,04	42,00	45,60	49,20	52,80	56,40	60,00
CO ₂ non emessa [t/anno]	8.269	12.334	16.399	20.463	24.528	26.630	28.733	30.835	32.938	35.040

Tabella 40: FOTOVOLTAICO - Scenario di piano

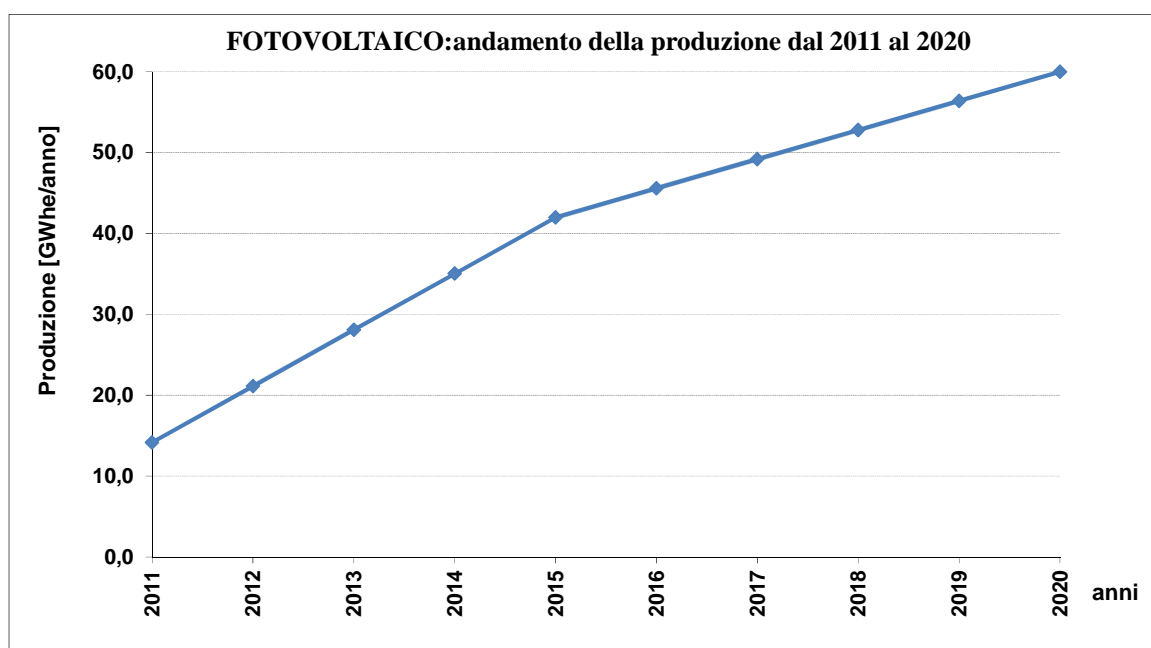


Figura 82 :FOTOVOLTAICO - Andamento della produzione nello scenario di piano

Secondo tale scenario la produzione di elettricità da impianti fotovoltaici permetterà, al 2020, di evitare l'emissione di **35.040** tonnellate di CO₂ in atmosfera.

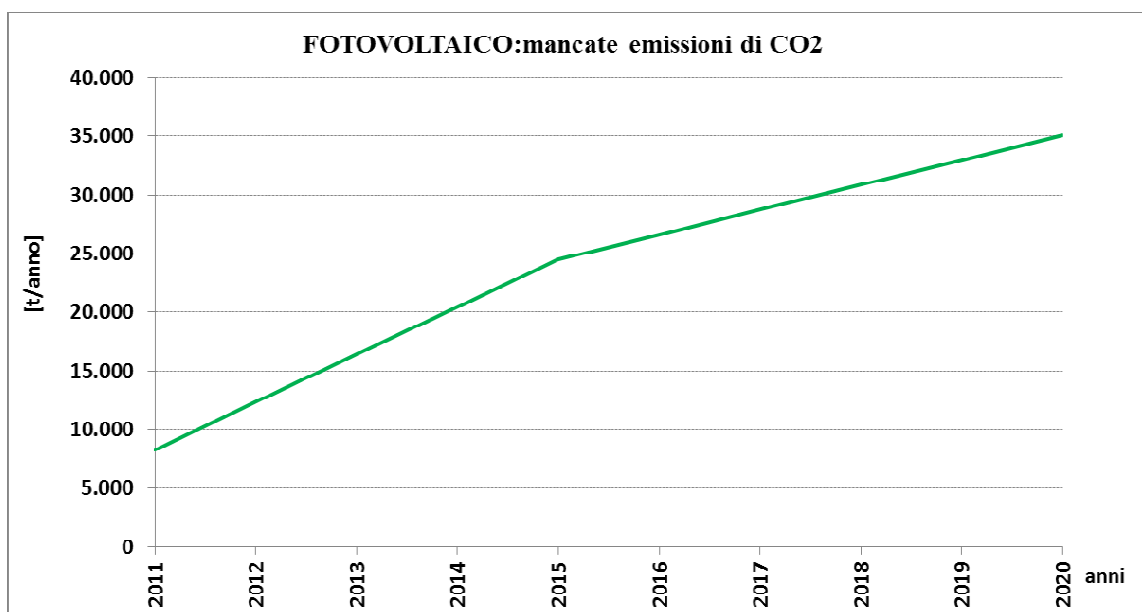


Figura 83 :FOTOVOLTAICO - Mancate emissioni di CO₂

5.1.4 Energia solare termica

Gli impianti solari termici permettono di utilizzare la radiazione solare nella produzione di acqua calda sanitaria e, talvolta, come integrazione al riscaldamento. Il solare termico ha registrato, negli ultimi anni, un trend di forte crescita sul territorio regionale, dovuto sia ai contributi regionali (l.r. 3/2006), sia alle politiche di incentivazione nazionali (detrazioni del 55%). Il dato di installazioni di impianti solari termici è stimabile a partire dai dati dei contributi regionali erogati e dai dati dell'ENEA sulle detrazioni nazionali, aggiornati, questi ultimi, al 2009, con circa 134 interventi. Ai fini dello scenario viene considerato, al 2010, un valore di 7.650 mq di pannelli installati, sicuramente cautelativo in quanto non considera le installazioni finanziate nel 2010 con contributo nazionale. Si riporta di seguito il numero di domande ed i mq installati dal 2007 al 2010 per la richiesta di agevolazioni sulla legge regionale 3/2006 su edifici a destinazione d'uso residenziale. La decrescita evidenziata nel grafico dipende non da una reale diminuzione delle installazioni ma dal fatto che i contributi regionali e nazionali non sono più cumulabili, secondo quanto previsto dal DLgs 115/2008, a partire dal 1 gennaio 2009 e quindi per molte installazioni è stata richiesta, in alternativa, la detrazione del 55%.

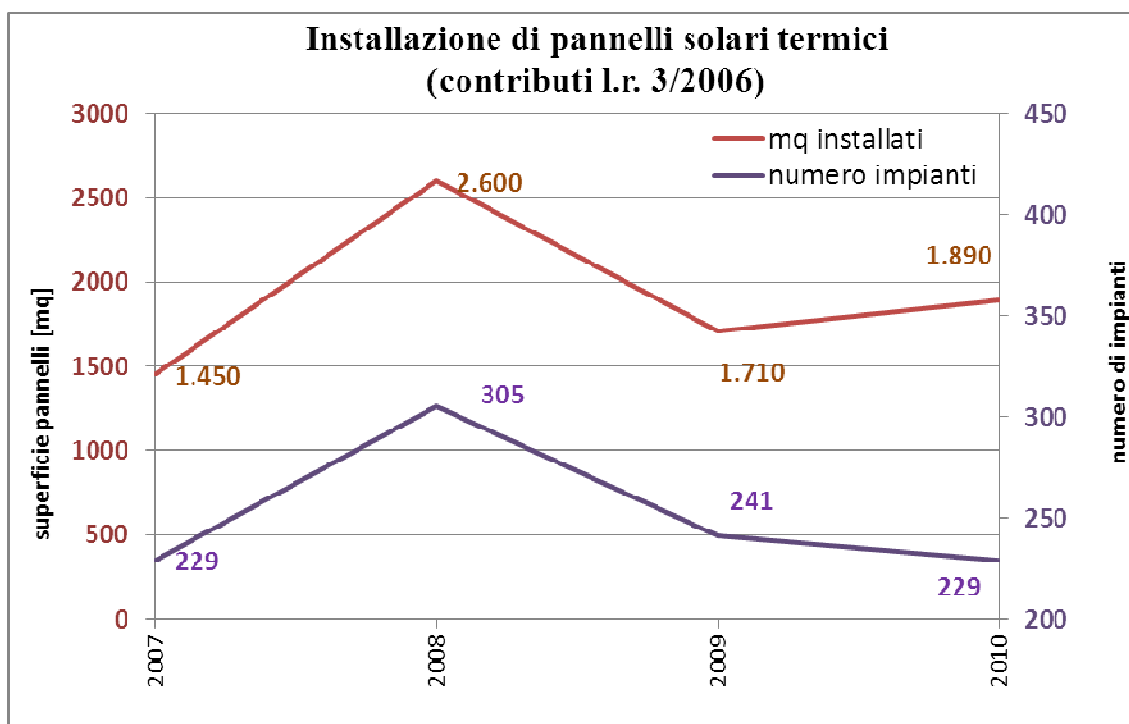


Figura 84 :SOLARE TERMICO - Numero di installazioni e mq di pannelli installati incentivati dalla legge regionale 3/2006

Le ipotesi di sviluppo nel periodo di piano prevedono un trend di installazioni annue costanti di circa 2200 mq (pari a circa 280 impianti da 8 mq), sia per la presenza degli incentivi, sia perché la normativa vigente in materia di rendimento energetico in edilizia prevede che negli edifici di nuova costruzione ed nelle ristrutturazioni rilevanti di edifici esistenti, gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso ad energia prodotta da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e di percentuali, crescenti negli anni, della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento. Al 31 maggio 2012 la percentuale richiesta è del 20%. Nello scenario di piano si ottiene al 2020 una produzione di energia termica da solare termico pari a circa **30,0 GWh/anno**.

SOLARE TERMICO - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Superficie [mq]	9.885	12.120	14.355	16.590	18.825	21.060	23.295	25.530	27.765	30.000
Produzione [GWh/anno]	9,9	12,1	14,4	16,6	18,8	21,1	23,3	25,5	27,8	30,0
Risparmio di combustibile [GWhcomb/anno]	12,4	15,2	17,9	20,7	23,5	26,3	29,1	31,9	34,7	37,5
CO ₂ non emessa [t/anno]	2.946	3.612	4.278	4.944	5.610	6.276	6.942	7.608	8.274	8.940

Tabella 41: SOLARE TERMICO - Scenario di piano

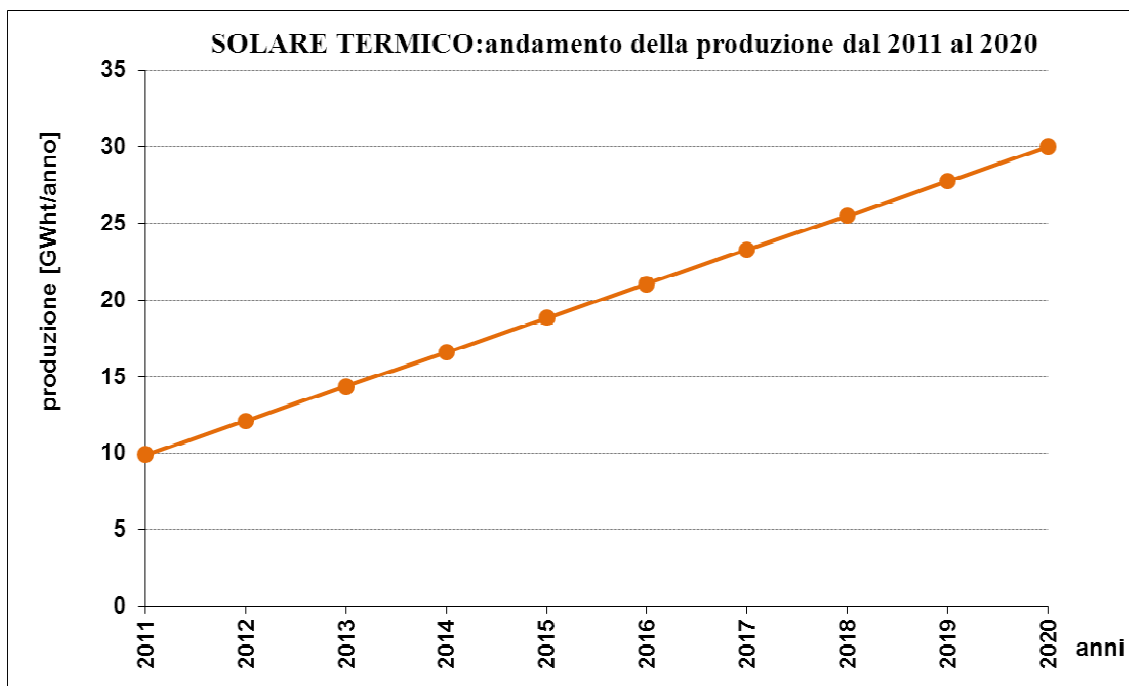


Figura 85 : SOLARE TERMICO - Andamento della produzione dal 2011 al 2020

Secondo tale scenario la produzione di energia termica da impianti solari permette, al 2020, di evitare l'emissione di **8.940 t/anno** di CO₂ in atmosfera.

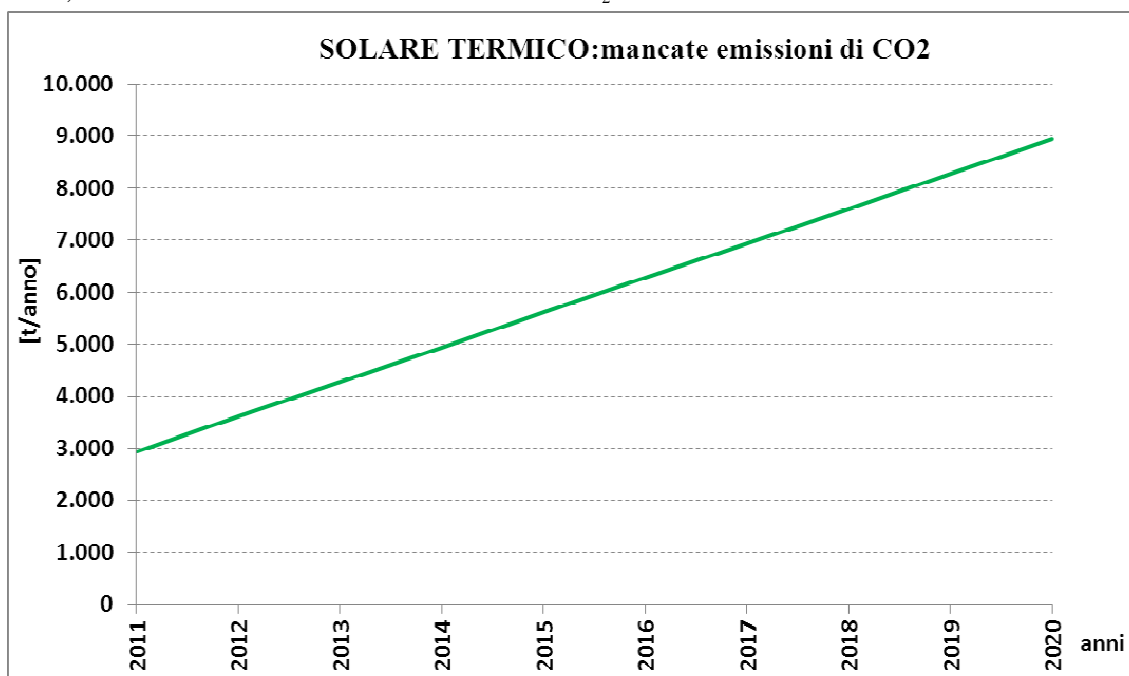


Figura 86 : SOLARE TERMICO - Mancate emissioni di CO₂

5.1.5 Biomassa

Il termine biomassa include diverse tipologie di materiali organici di natura molto eterogenea (animale o vegetale). L'utilizzo della biomassa a fini energetici non contribuisce all'effetto serra, poiché la quantità di CO₂ rilasciata dalla sua decomposizione è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa. La regione Valle d'Aosta è caratterizzata da un'elevata superficie boscata che potrebbe tradursi in un potenziale energetico da biomassa legnosa non trascurabile. La quantificazione del potenziale effettivamente utilizzabile, considerando le difficoltà di approvvigionamento dovute alla complessità orografica del territorio e alla prevalenza di conifere come tipologia di legname, potrà essere valutata a fronte di apprendimenti specifici sulla filiera.

La biomassa viene attualmente utilizzata per la produzione di calore per il riscaldamento di edifici, sia in impianti di piccola e media taglia (per le singole abitazioni e per i condomini) sia in centrali di taglia maggiore collegate a reti di teleriscaldamento.

Il quantitativo di legname utilizzato nelle abitazioni (caminetti, stufe, termocamini, caldaie, ecc.) è di difficile determinazione. È possibile quantificare i principali impianti a biomassa, attualmente presenti sul territorio, collegati a reti di teleriscaldamento, cioè quelli di Morgex, Pollein e Pré-Saint-Didier che costituiscono una potenza totale installata di **18 MWt** e una produzione annuale, variabile di anno in anno, che nel 2010 si è attestata a circa 35,1 GWht. Si prende in considerazione, cautelativamente, un regime di funzionamento degli impianti pari a 1.500 ore (indipendente, quindi, dalla produzione registrata nel 2010). Di conseguenza, a partire dai BER (bilanci energetici regionali) dell'ENEA, è possibile stimare in **33,8 GWhcomb/anno**, la quota di legname utilizzato in piccoli impianti ubicati presso le utenze.

BIOMASSA – impianti di teleriscaldamento al 2010					
Impianti	Potenza [MW]	Produzione annua [MWht/anno]	Tipo di biomassa	Quantità [mc stero]*	Provenienza
Morgex	10	17.900	cippato (scarti di segherie)	40.900	esterna (zona Piemonte)
Pollein	4	4.200	cippato (scarti di segherie)	8.200	locale (area Valdigne)
Pré-Saint-Didier	4	13.000	cippato (scarti di segherie)	26.000	locale (area Valdigne)
TOTALE	18	35.100		75.100	

**mc stero: rappresenta l'unità di volume apparente (comprendente il legno e gli spazi vuoti) corrispondente ad una catasta delle dimensioni di un metro per un metro per un metro. Il rapporto tra volume reale del legno di una catasta e il suo volume apparente è variabile con la regolarità e la lunghezza dei pezzi nonché da come è accatastato.*

Tabella 42: BIOMASSA - Dati impianti di teleriscaldamento attualmente installati

Proposta di PEAR

Per valutare lo scenario di piano si tiene conto che nel 2011 sono entrati in funzione due impianti di teleriscaldamento alimentati a biomassa nel comune di La Thuile, di cui uno costituito da una caldaia e un cogeneratore alimentati a cippato per una potenza totale pari a 9 MW e l'altro costituito da una caldaia a pellet di potenza pari a 2,8 MW.

Nello scenario di piano si ipotizza inoltre la realizzazione di un impianto di teleriscaldamento presso il comune di Aosta, che prevede una sezione a biomassa, come meglio descritto nel paragrafo 5.3.2..

L'ipotesi di installazione di ulteriori impianti a biomassa nasce dall'analisi degli edifici presenti sul territorio regionale nelle aree non metanizzate ed, escludendo le aree ove sono attualmente presenti gli impianti di teleriscaldamento a biomassa, è stato stimato un incremento di impianti pari a **12 MWt** di potenza installata entro il 2020, distribuiti in impianti di piccola e media taglia e di ulteriori **4 MWt** relativi a impianti di tipo cogenerativo. La produzione di energia termica da biomassa al 2020 risulta quindi complessivamente pari a **128,2 GWh/anno**.

PRODUZIONE DA BIOMASSA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Impianti di teleriscaldamento esistenti [GWh]	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Impianti presso le utenze di piccola/media taglia esistenti [GWh]	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8
Scenario di piano: Impianti di Teleriscaldamento di "La Thuile" [GWh]	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Scenario di piano: Impianti a biomassa presso le utenze di piccola e media taglia [GWh]	0,8	2,3	3,0	4,5	5,3	6,0	6,8	7,5	8,3	9,0
Scenario di piano: Impianti a biomassa presso le utenze di piccola e media taglia in assetto cogenerativo + cogeneratore impianto di La Thuile [GWh]	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	13,0	13,0	13,0	13,0	17,0
Scenario di piano: teleriscaldamento di Aosta - impianto a biomassa [GWh]	0,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	32,7	32,7	32,7	32,7
TOTALE [Gwh/anno]	81,5	102,6	103,3	104,8	105,6	110,3	124,2	124,9	125,7	130,4
CO₂ non emessa [t/anno]	18.157	24.812	25.036	25.483	25.706	26.943	31.306	31.529	31.753	32.989

Tabella 43: BIOMASSA - Produzioni e mancate emissioni di CO₂ nello scenario di piano

Proposta di PEAR

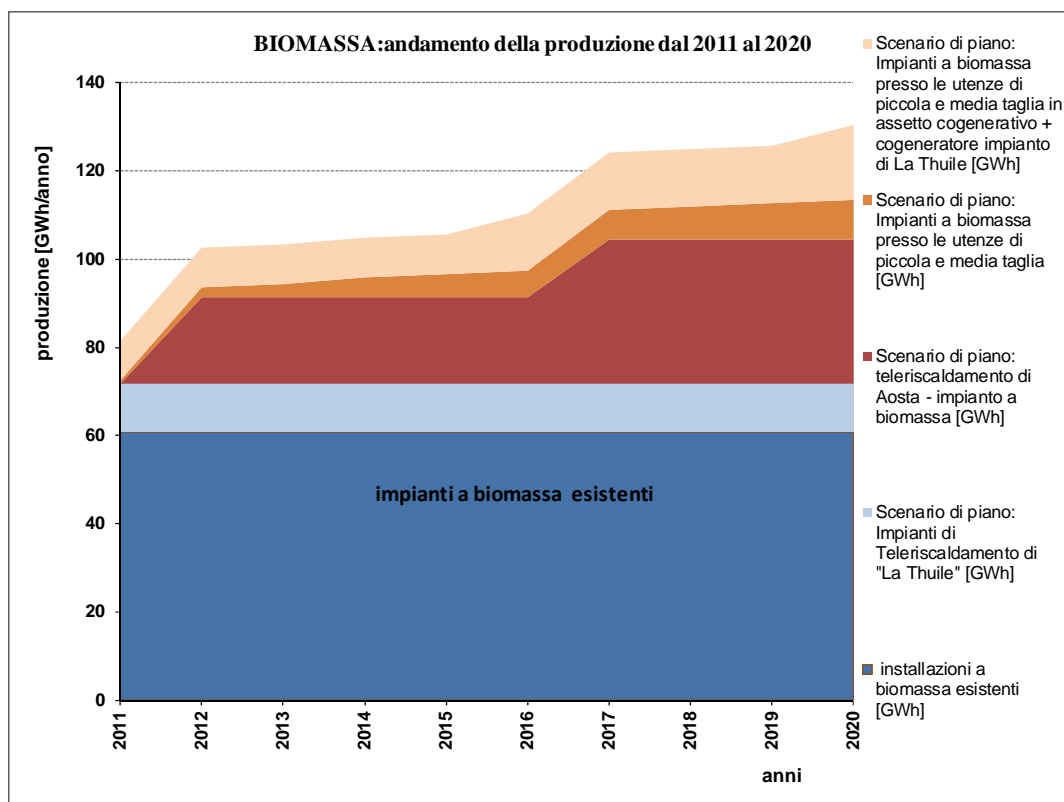


Figura 87 : BIOMASSA - Andamento della produzione dal 2011 al 2020

Secondo tale scenario la produzione di energia termica da impianti a biomassa permetterà, al 2020, di evitare l'emissione di **32.419 tonnellate di CO₂** in atmosfera.

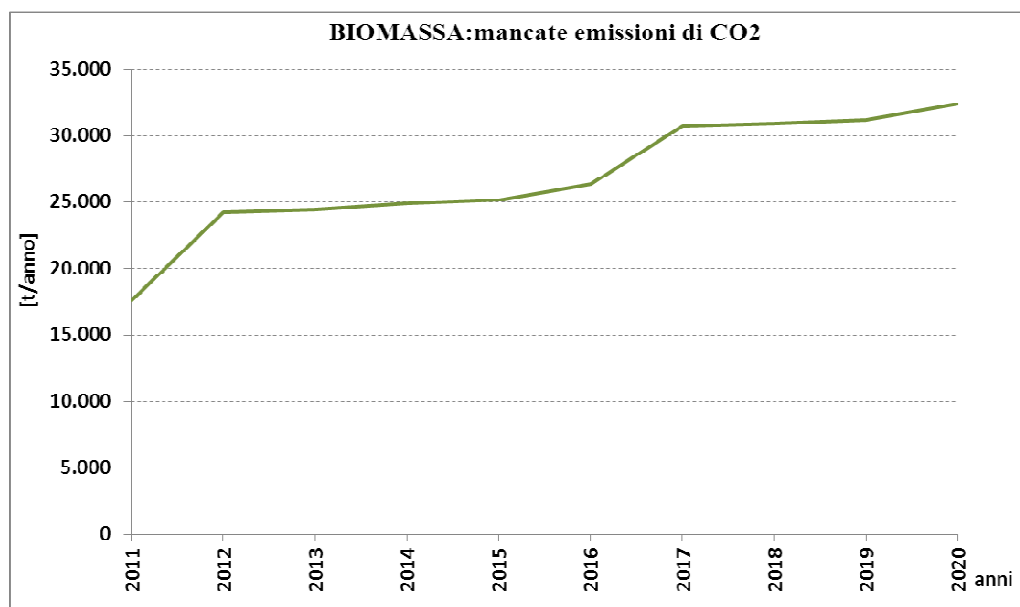


Figura 88 : BIOMASSA - CO₂ evitata

5.1.6 Valorizzazione energetica dei rifiuti: biogas

Presso il centro regionale di trattamento RU ed assimilati di Brissogne è attualmente presente un impianto di cogenerazione, di potenza nominale pari a 803 kWe, entrato in funzione nel 1999, che utilizza il biogas di discarica per la produzione di energia elettrica e di calore. L'energia elettrica viene immessa nella rete di distribuzione, mentre il calore viene utilizzato per il teleriscaldamento di una parte dell'area dell'ex Autoporto. Si riportano in tabella i dati di produzione dal 2006 al 2009.

Impianto a biogas – dati di funzionamento dal 2006 al 2009					
	Gas aspirato [mc]	Gas per la cogenerazione [mc]	Ore di produzione	Energia elettrica prodotta [MWhe]	Energia termica utilizzata [MWht]
2006	4.834.152	4.094.920	6.594	3.103	490
2007	5.033.900	4.766.060	7.929	4.072	1.061
2008	4.719.072	3.525.995	6.578	3.766	1.275
2009	3.849.424	3.133.946	8.066	5.601	1.827

Tabella 44: BIOGAS – Funzionamento dal 2006 al 2009

Nello scenario di piano si considera che è stato indetto un bando di gara per “*interventi di adeguamento e potenziamento del sistema di valorizzazione energetica del biogas prodotto dalla discarica annessa al centro regionale di trattamento dei rifiuti urbani ed assimilati di Brissogne*” che prevede tra gli interventi di sostituire il cogeneratore attuale con una macchina di **950 kWe** di potenza media effettiva erogata. Si prevede che la nuova macchina sia in grado di sfruttare una quantità di biogas pari a circa 550-580 Nmc/h, quantità comunque inferiore a quella totale potenzialmente producibile dalla discarica e che possa funzionare per circa **7.300 ore/anno** (media delle ore di funzionamento dell'attuale cogeneratore), ottenendo le produzioni di energia elettrica e termica riportate in tabella.

BIOGAS - scenario di piano dal 2011 al 2020 [GWhe]										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energia termica prodotta [GWht/anno]	1,16	1,16	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
Energia termica alle utenze [GWht/anno]	0,99	0,99	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
Energia elettrica [GWhe/anno]	4,14	4,14	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94	6,94
CO₂ non emessa [t/anno]	2.771	2.771	2.771	4.649	4.649	4.649	4.649	4.649	4.649	4.649

Tabella 45: BIOGAS – Scenario di piano

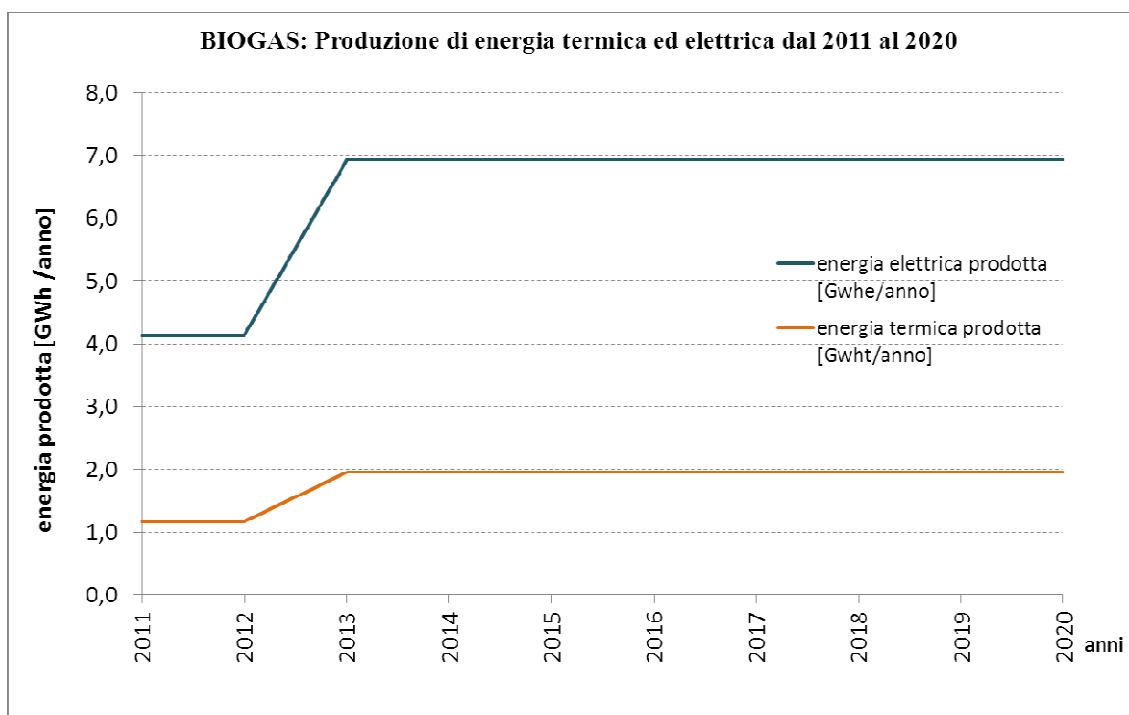


Figura 89 : BIOGAS - Andamento della produzione di energia termica ed elettrica dal 2011 al 2020

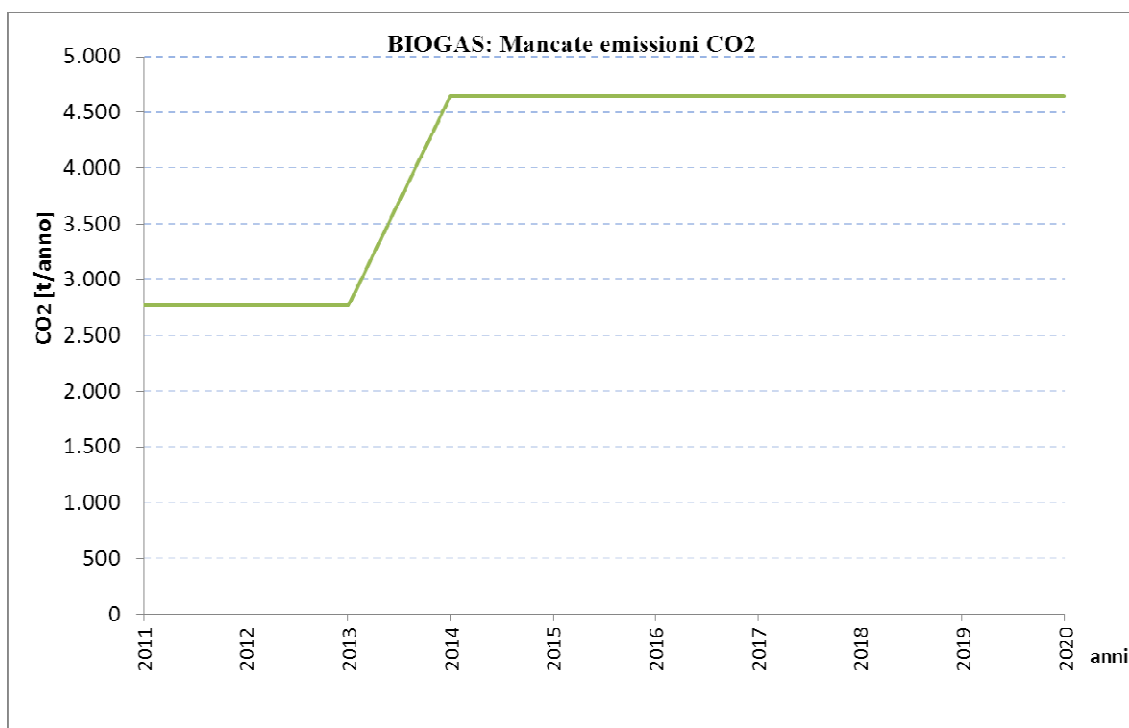


Figura 90 : BIOGAS - Mancate emissioni di CO₂

5.1.7 Valorizzazione energetica dei rifiuti: pirogassificatore

Con deliberazione della Giunta regionale n. 3394 del 26 novembre 2010 è stato approvato lo studio di fattibilità per l'affidamento in concessione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani della Valle d'Aosta e con deliberazione della Giunta regionale n. 3395 del 26 novembre 2010 è stata indetta la gara d'appalto per l'affidamento in concessione di tale servizio. Tali deliberazioni richiedono la valorizzazione energetica dei rifiuti urbani indifferenziati da attuarsi attraverso un sistema di pirolisi e gassificazione, di seguito denominato genericamente "pirogassificatore", prevedendo la possibilità di avviare una o più sperimentazioni di tecnologie particolarmente innovative, anche in attuazione della deliberazione del Consiglio regionale n. 1117/XIII del 24 marzo 2010. Il bando di gara prevedeva la presentazione delle offerte entro il 6 giugno 2011 e l'aggiudicazione dovrebbe concludersi nei primi mesi del 2012.

Le valutazioni energetiche fanno riferimento alle indicazioni riportate nello studio di fattibilità allegato al bando di gara, che vengono di seguito riportate, a partire dalle quali sono state effettuate le valutazioni sui principali aspetti a carattere energetico (ipotesi di produzione elettrica e termica).

Inquadramento territoriale

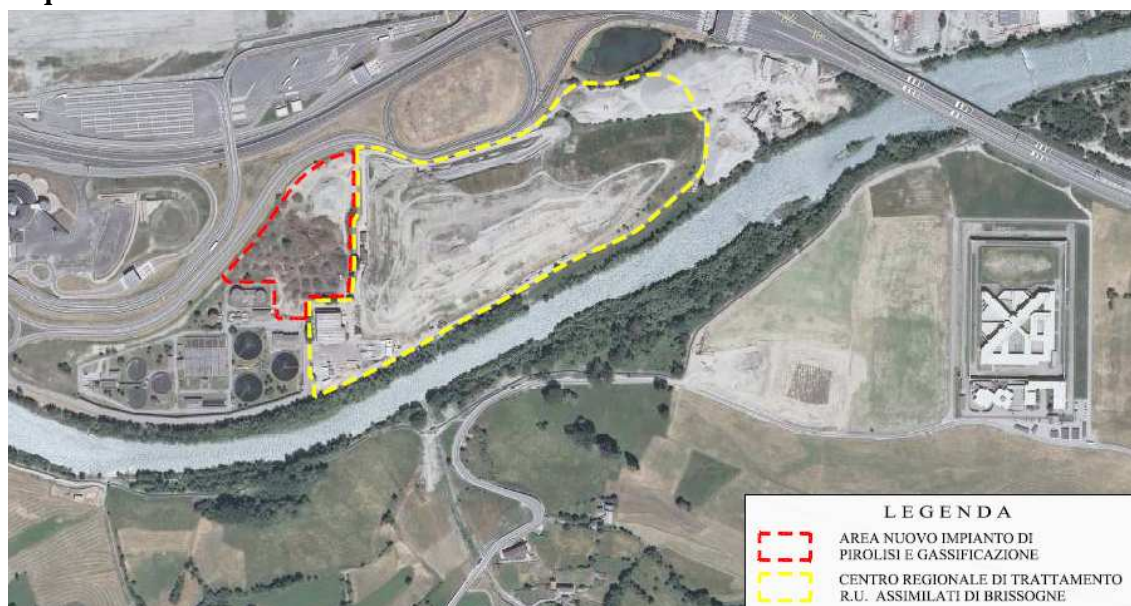


Figura 91 : PIROGASSIFICATORE - Inquadramento territoriale dell'impianto di trattamento rifiuti

Tecnologia di trattamento dei rifiuti

L'impianto di trattamento dovrà basarsi su processi di pirolisi, su processi di gassificazione o su processi combinati di pirolisi e gassificazione (*studio di fattibilità capitolo 7.8.1*). L'impianto di trattamento finale dovrà in ogni caso essere idoneo a garantire lo smaltimento dei rifiuti provenienti dalle attività sanitarie, dei rifiuti speciali assimilabili agli urbani indifferenziati, dei fanghi derivanti dagli impianti di trattamento delle acque reflue urbane e assimilate, eventualmente pre-disidratati.

L'impianto di trattamento potrà altresì essere idoneo al trattamento di altre tipologie di rifiuti, diverse da quelle urbane, quali le carcasse di animali destinate alla distruzione, residui animali a rischio e ad alto rischio disciplinati dal Regolamento 1774/2002 (*studio di fattibilità capitolo 5.1*).

Caratteristiche generali dell'impianto

L'impianto di trattamento dovrà essere dimensionato nel rispetto dei seguenti parametri funzionali ritenuti vincolanti:

- n. giorni di funzionamento annui minimi 300 g/a;
- n. ore di funzionamento annue minime 7.200 h/a.

L'impianto dovrà essere dimensionato tenendo conto dei flussi di rifiuti da trattare con un opportuno margine di sovradimensionamento, in modo da poter fronteggiare situazioni di emergenza, interventi eccezionali, sovraccarichi e quant'altro.

Indicativamente, ai fini di assicurare un confronto omogeneo in sede di valutazione delle offerte, sono stati fissati i seguenti quantitativi di rifiuti da trattare:

- rifiuti urbani ed assimilati indifferenziati: **45.100 t/a**;
- rifiuti speciali assimilabili agli urbani indifferenziati: **4.000 t/a**;

- fanghi da impianti di depurazione acque reflue urbane ed assimilati: **10.000 t/a** (riferito convenzionalmente ad un grado di secco pari al 20 % di S.S.);
- rifiuti sanitari: **400 t/a** (*studio di fattibilità capitolo 7.8.2*).

Aspetti energetici

L'obiettivo da assicurare in termini di produzione di energia elettrica, al netto degli autoconsumi, deve essere pari o superiore al 16%. In particolare, in sede di gara era richiesto di definire la potenza elettrica lorda mediamente prodotta, la potenza per autoconsumi dell'impianto dettagliata per ciascun comparto impiantistico, il totale dell'energia elettrica prodotta e dell'energia elettrica cedibile. Era inoltre richiesto di definire il calore termico residuo dalla turbina a condensazione (cascame termico), reso disponibile dall'impianto e cedibile all'esterno, indicando il carico termico (MWt), la temperatura e la portata. Nella definizione degli aspetti energetici era necessario tenere in considerazione la possibilità di sfruttare energeticamente nell'impianto anche il biogas prodotto dalle discariche annesse al centro regionale di trattamento RU ed assimilati di Brissogne (*studio di fattibilità capitolo 7.8.4*).

Aspetti ambientali (emissioni in atmosfera)

I valori limite di emissione in atmosfera sono definiti all'art. 9 del d.lgs. 11 maggio 2005 n. 133 (G.U n. 163 del 15.07.05) – Attuazione della direttiva 2000/76/CE (*studio di fattibilità capitolo 7.8.5*). E' stato posto l'obiettivo di limitare al minimo l'impatto aggiuntivo dell'impianto di trattamento rispetto al livello di qualità dell'aria preesistente, valutando tale impatto nell'ambito del progetto proposto sulla base dei criteri tecnici definiti dall'ARPA Valle d'Aosta e allegati allo studio di fattibilità.

Tempistiche

Nel periodo 2013 -2015 sono previste le fasi di progettazione esecutiva, di costruzione e di avviamento del trattamento finale.

Nel periodo 2016-2035 è invece previsto lo svolgimento del servizio di trattamento dei rifiuti urbani e lo svolgimento di attività inerenti la valorizzazione energetica del biogas prodotto dalle aree di discarica annesse al centro regionale di trattamento dei rifiuti di Brissogne.

Nel periodo 2018-2035 è prevista la gestione dei rifiuti differenziati, la gestione post-operativa della discarica di Brissogne e la gestione di tutti gli altri servizi. (*studio di fattibilità capitolo 5.2*)

5.1.7.1 Valutazioni energetiche

Partendo dall'ipotesi di 59.000 t/anno di rifiuti da smaltire, con rendimento medio elettrico efficace ipotizzato a circa il 20% , sono stati ipotizzati i valori di produzione di energia elettrica e termica riportati nella tabella seguente.

Proposta di PEAR

PIROGASSIFICATORE: PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA ED ELETTRICA scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
energia termica prodotta [GWht/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,5	17,5	35,0	35,0	35,0
energia termica all'utente [GWht/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	14,9	29,8	29,8	29,8
energia elettrica prodotta [GWhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	18,0	36,0	36,0	36,0
CO₂ non emessa [t/anno]	0	0	0	0	0	0	6.727	6.727	13.454	13.454

PIROGASSIFICATORE: PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA ED ELETTRICA - QUOTA DA RINNOVABILE scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
energia termica prodotta [GWht/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,9	8,9	17,9	17,9	17,9
energia elettrica prodotta [GWhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,2	9,2	18,4	18,4	18,4

Tabella 46: PIROGASSIFICATORE – Produzione di energia termica ed elettrica e tabella con quota di produzione da rinnovabile

La produzione di energia elettrica e termica da termovalorizzazione dell'RSU può essere equiparata a una produzione da fonte energetica rinnovabile per la sua parte biodegradabile, valutata intorno al 51% del totale dei rifiuti conferiti in discarica come anche indicato nel decreto ministeriale 15 marzo 2012 così detto decreto "Burden Sharing" allegato 2 punto 3.3.5.1.

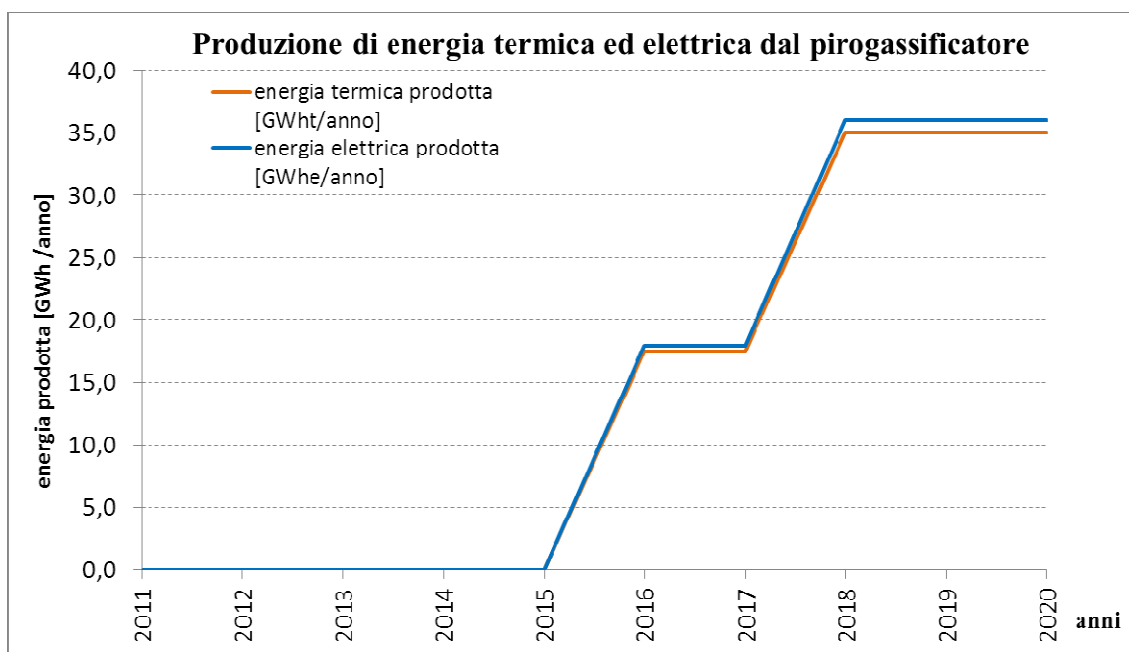


Figura 92 : PIROGASSIFICATORE - Produzione di energia termica ed elettrica dal 2011 al 2020

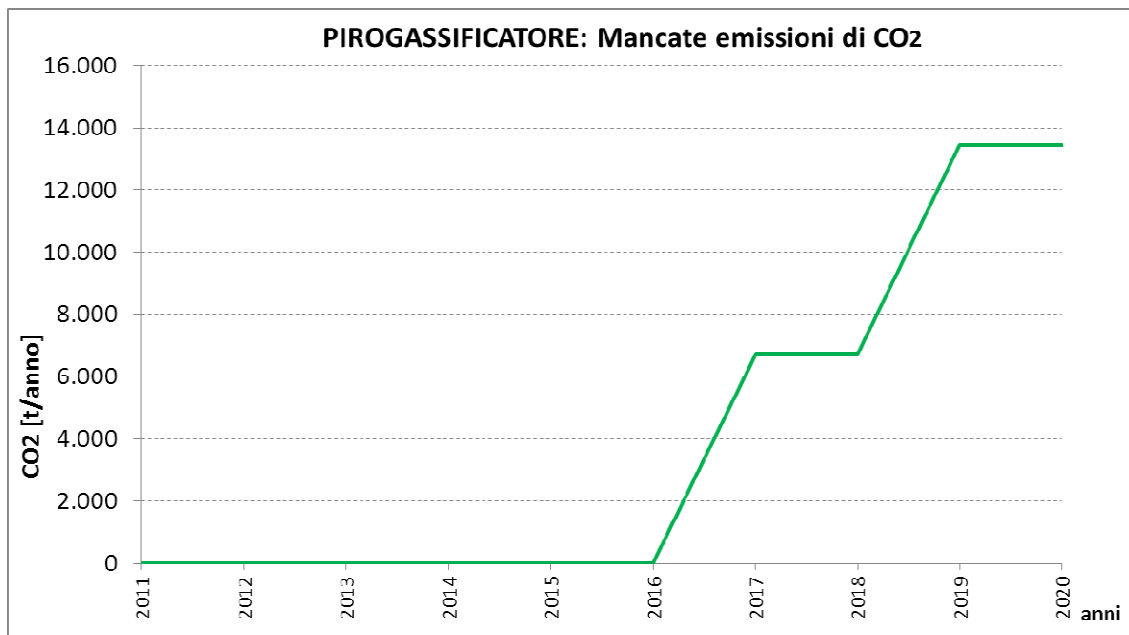


Figura 93 : PIROGASSIFICATORE - Mancate emissioni di CO₂ [t/anno]

5.2 Efficienza energetica – riduzione del fabbisogno energetico

Negli ultimi anni si sta diffondendo la cultura del risparmio energetico con la realizzazione di interventi che, a parità di servizio ottenuto, conducono a un minore fabbisogno energetico da parte delle utenze. Si tratta per esempio di interventi che possono migliorare le prestazioni energetiche dell'involucro edilizio in generale e quindi comportare una netta diminuzione dei consumi degli edifici quali:

- realizzazione di isolamento delle coperture e delle strutture orizzontali;
- realizzazione di cappotti termici ovvero isolamenti delle pareti opache;
- sostituzione serramenti e quindi miglioramento delle prestazioni delle strutture trasparenti;
- realizzazione di serre o utilizzo di schermature solari al fine di sfruttare efficientemente la radiazione solare;
- sistemi di contabilizzazione e termoregolazione del calore.

Rientrano in questo campo anche interventi negli usi finali dell'utilizzo dell'energia elettrica quali per esempio:

- utilizzo di tecnologie di illuminazione a basso consumo;
- utilizzo di elettrodomestici ad elevata efficienza;
- utilizzo di tubi di luce per illuminare ambienti che non possono fruire dell'illuminazione naturale.

Lo scenario di evoluzione dei consumi nel sistema libero si attesta in leggera crescita, come definito nel paragrafo 4.1.

Lo scenario di piano considera una serie di interventi volti alla riduzione dei consumi ipotizzati nello scenario libero e al relativo risparmio di combustibile, suddivisi tra utenze civili e industriali.

5.2.1 Riduzione del fabbisogno di energia termica

Gli interventi sul parco edilizio hanno un ritmo di penetrazione sul territorio piuttosto lento nel tempo, ma sono fondamentali se riportati in uno scenario di lungo periodo, sia per l'incidenza percentuale che il settore civile ha sui consumi di fossile, sia per l'entità del risparmio conseguibile all'utente finale, sia per la durata nel tempo del risparmio conseguito con gli interventi.

A livello regionale, la l.r. 3/2006 incentiva gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici, cumulabile fino a fine 2008 con le detrazioni del 55%. Dall'inizio del 2009 i due contributi sono uno alternativo all'altro.

La legge regionale 21/2008 e successive modifiche (legge regionale n.8 del 02/03/2010) e le relative delibere attuative, normano invece i requisiti di prestazione energetica negli edifici e la certificazione energetica regionale "Beauclimat".



Figura 94 : CERTIFICAZIONE ENERGETICA – Logo del sistema regionale Beauclimat

Come definito dagli articoli 6 e 7 della norma, tutti gli edifici di nuova costruzione, interessati da totale demolizione e ricostruzione e sottoposti a ristrutturazione edilizia di cui la legge regionale 11/2008, nonché gli edifici oggetto di compravendita sono obbligatoriamente soggetti a certificazione energetica. Tale normativa prevede inoltre, in analogia a quanto richiesto a livello nazionale, degli standard minimi di efficienza energetica nelle nuove costruzioni e negli interventi su edifici esistenti, mentre la certificazione energetica crea consapevolezza ed attenzione del mercato agli aspetti energetici, indicando anche possibili interventi migliorativi sui fabbricati.

Per raggiungere gli obiettivi di piano, sono stati ipotizzati interventi globali sugli edifici, nel **settore civile**, con una penetrazione del **3%** annuo. Tali valori sono superiori agli attuali trend di intervento ma necessari al raggiungimento dell'obiettivo del Burden Sharing. In tale percentuale sono comprese le azioni volte alla riduzione del fabbisogno di energia termica che comprendono, in particolare nel settore residenziale e terziario, sia interventi sull'involucro edilizio, sia l'installazione di sistemi di termoregolazione e di contabilizzazione del calore.

Viene stimata quindi una riduzione del fabbisogno energetico per interventi di efficienza energetica nel settore civile pari a circa 5.000 kWh/anno per un risparmio complessivo al 2020 di circa **78,64 GWh/anno**.

Per quanto riguarda il **settore industriale**, anche in questo caso è stata effettuata una stima di interventi volti alla riduzione del fabbisogno di energia termica, sia con interventi relativi all'involucro degli edifici, sia con interventi di razionalizzazione dei processi industriali.

Si ipotizza quindi per tale settore un risparmio annuo dell'**1%** con un risparmio di energia termica alla fine del 2020 pari a circa **38,4 GWh/anno**.

INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA: RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA TERMICA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
risparmio settore civile [GWh/anno]	10,15	17,76	25,37	32,98	40,59	48,20	55,81	63,42	71,03	78,64
risparmio settore industriale [GWh/anno]	3,8	7,7	11,5	15,4	19,2	23,0	26,9	30,7	34,5	38,4
TOTALE [GWh/anno]	14,0	25,4	36,9	48,3	59,8	71,2	82,7	94,1	105,6	117,0
CO ₂ non emessa [t/anno]	4.167	7.579	10.990	14.402	17.813	21.225	24.636	28.048	31.459	34.870

Tabella 47: RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA TERMICA – Scenario di piano

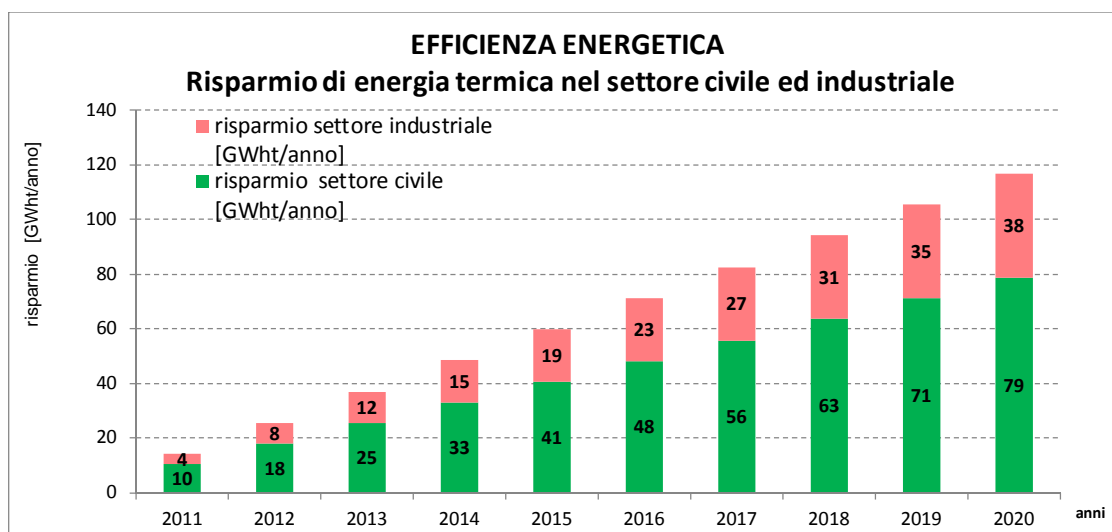


Figura 95 : RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA TERMICA – Risparmio nel settore civile e industriale

5.2.2 Riduzione del fabbisogno di energia elettrica

Per quanto riguarda gli interventi di riduzione del fabbisogno di energia elettrica, nel settore **civile/terziario** è stata effettuata un'analisi dei tempi medi di ricambio del parco elettrodomestici con apparecchi ad elevata efficienza (Classe A⁺) e della sostituzione dei corpi illuminanti esistenti, ipotizzando una percentuale annua di penetrazione degli interventi pari al **4%** annuo, vale a dire che tali interventi, che comportano risparmi medi del 20% sui consumi elettrici, vengano effettuati annualmente dal 4% della popolazione. Al 2020 viene quindi ipotizzato un risparmio energetico elettrico nel settore civile e terziario pari a circa **43 GWh/anno**.

Proposta di PEAR

Per quanto riguarda il **settore industriale**, il valore di risparmio ipotizzato è stato stimato pari allo 0,5% dei consumi elettrici industriali annui. Il risparmio annuo prende in considerazione oltre al risparmio generato da nuovi corpi illuminanti a basso consumo anche da interventi relativi al miglioramento dell'efficienza energetica dei sistemi di processo.

Lo scenario di piano è stato elaborato a partire dal 2011 in considerazione alle industrie presenti sul territorio regionale, portando ad un risparmio di circa **24 GWhe/anno** nel 2020.

INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA: RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
risparmio settore civile [GWhe/anno]	6,14	10,23	14,33	18,42	22,51	26,60	30,70	34,79	38,88	42,98
risparmio settore industriale [GWhe/anno]	3,4	5,7	8,0	10,3	12,6	14,9	17,1	19,4	21,7	24,0
TOTALE [GWhe/anno]	9,6	15,9	22,3	28,7	35,1	41,5	47,8	54,2	60,6	67,0
CO ₂ non emessa [t/anno]	5.589	9.314	13.040	16.766	20.491	24.217	27.943	31.669	35.394	39.120

Tabella 48: RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA – Risparmio nel settore civile e industriale fino al 2020

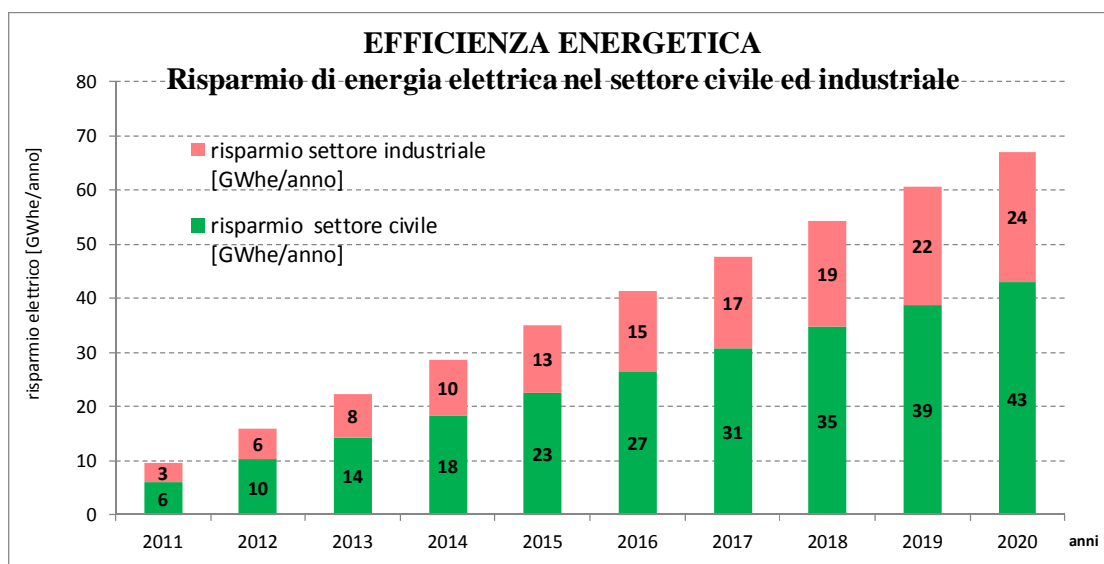


Figura 96 : RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA – Risparmio elettrico nel settore civile e industriale

L'insieme del risparmio elettrico e termico nei diversi settori comporterà al 2020 una riduzione delle emissioni di CO₂ pari a circa **74.970 t/anno**.

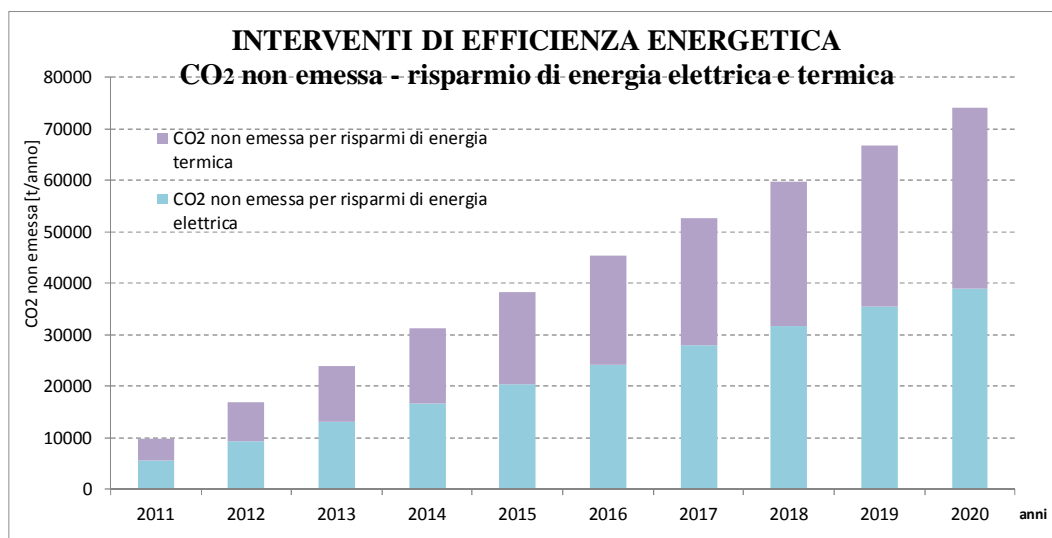


Figura 97 : RIDUZIONE DEL FABBISOGNO DI ENERGIA – Mancata emissione di CO₂

5.3 Efficienza energetica – efficienza della conversione energetica

Si considerano in questo gruppo tutti gli interventi che migliorano l'efficienza energetica del processo di conversione della fonte primaria in energia utile. Nello scenario di piano vengono presi in considerazione sia interventi relativi a impianti di piccola/media taglia, sia interventi più sostanziali quali, ad esempio, la possibile realizzazione del teleriscaldamento presso il comune di Aosta e presso il comune di Valtournenche, in frazione Breuil Cervinia. Viene considerata anche la possibile installazione di impianti di cogenerazione alimentati ad olio, a gas naturale e a biomassa, nonché l'installazione di pompe di calore di taglie differenti per il riscaldamento/raffrescamento.

5.3.1 Efficienza della conversione energetica per impianti domestici e per i processi industriali

Nello scenario di piano, sono stati presi in considerazione interventi di sostituzione del parco caldaie esistenti con caldaie ad alta efficienza, i cui effetti utili sono stati considerati all'interno delle percentuali di risparmio definite nel capitolo 5.2.1. Il rendimento termico medio del parco caldaie esistenti è valutato pari all'80%, mentre si assumono valori di rendimento per caldaie di nuova installazione uguali/maggiori al 90%. L'installazione di caldaie a condensazione alimentate a gas naturale comporta, a parità di prestazione energetica, anche consistenti benefici in termini di emissioni di CO₂ rispetto a quelle alimentate a olio combustibile o gasolio.

Anche nel settore industriale è stata ipotizzata una riduzione dei consumi per azioni di efficientamento della conversione energetica, anch'essa quantificata nel paragrafo 5.2.1. Ad oggi non si ha a disposizione uno strumento che permetta la completa conoscenza dei quantitativi e delle tipologie di installazioni di piccola/media taglia presenti sul territorio regionale. Nello scenario di piano è stata pertanto effettuata una stima di penetrazione di

tali interventi a partire dalla banca dati delle agevolazioni per il risparmio energetico della legge regionale 3/2006 e dalle informazioni tratte dalle relazioni sulle detrazioni del 55% redatte dall'ENEA.

Vista l'importanza e il peso di tali azioni per il raggiungimento degli obiettivi di piano si rende necessaria sviluppare, con l'attuazione del piano, un sistema di raccolta dati di dettaglio relativa al parco impianti presente sul territorio regionale.

5.3.2 Impianto di teleriscaldamento di Aosta

L'impianto di teleriscaldamento della città di Aosta prevede la produzione di calore da una centrale unica ubicata in modo baricentrico ma comunque esterna al centro cittadino e la distribuzione del calore (acqua calda) attraverso una rete sotterranea. Il progetto è stato approvato con deliberazione della Giunta regionale n. 977 del 10 aprile 2009 e successivamente integrata e modificata con d.G.r. n. 498 del 4 marzo 2011.



Figura 98: TELERISCALDAMENTO AOSTA - Posizione della centrale (progetto esecutivo)



Figura 99: TELERISCALDAMENTO AOSTA - Area in cui verrà realizzata la centrale (progetto esecutivo)

Proposta di PEAR

La rete di teleriscaldamento permette la distribuzione del fluido termovettore a partire dalla centrale di teleriscaldamento sino alle utenze finali. La distribuzione è realizzata attraverso una tubazione di mandata e una tubazione di ritorno, le quali ramificandosi permettono di raggiungere le utenze. I diametri delle tubazioni interrate, a circa 100 cm di profondità, variano in ragione del numero di utenze servite o di eventuali attraversamenti di altri sottoservizi e hanno un'ampiezza massima di 300 mm.

Il progetto definitivo prevede la realizzazione della centrale e della rete in **lotti** differenti. Il primo lotto (**Lotto I**) prevede un periodo di realizzazione, sia della parte impiantistica della centrale che di sviluppo della rete sul territorio comunale di Aosta (zona est della città - *Figura 100*), che va dal 2012 al 2013.

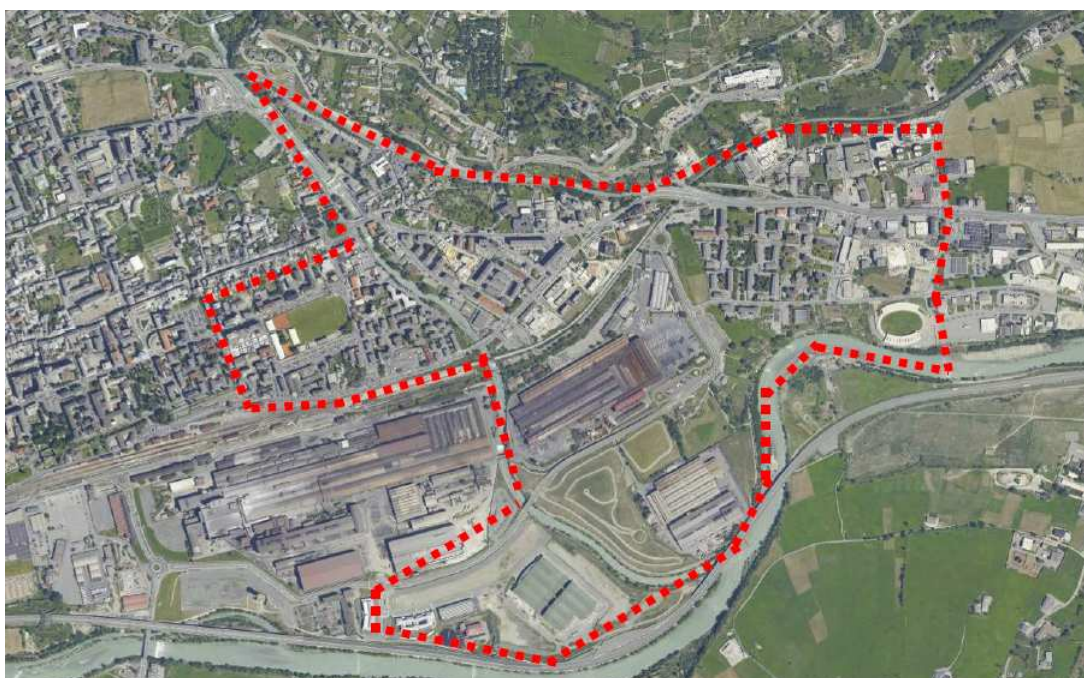


Figura 100: TELERISCALDAMENTO AOSTA – Area interessata dallo sviluppo del lotto I (progetto esecutivo)

Nei lotti successivi si prevede di ultimare la parte impiantistica presso la centrale e l'allacciamento dell'intera rete cittadina, in particolare del centro storico e della zona ovest della città nel periodo che va dal 2013 al 2018.

L'opera quindi è di tipo modulare in quanto sia la centrale termica che la rete di teleriscaldamento verranno realizzate e saranno funzionali in periodi differenti. Gli stessi macchinari all'interno della centrale termica saranno modulari. Questa flessibilità permetterà di organizzare la realizzazione dell'opera in funzione della strategia di penetrazione nel tessuto urbano.

2.3.2.4 Sviluppo della rete di teleriscaldamento

La realizzazione della rete di teleriscaldamento di Aosta permetterà il trasporto del calore generato in centrale alle varie zone della città.

Il progetto prevede che la messa in opera della rete di condotte per il teleriscaldamento sia completata nel 2018, anno in cui tutte le utenze previste saranno raggiunte dalle sue ramificazioni. Tra il 2012 e il 2018 la rete è progressivamente espansa su territorio della città a partire dalle dorsali principali.

La rete di teleriscaldamento è costituita da due tubazione appaiate ovvero andata con acqua a circa 90°C e ritorno con acqua a circa 60°C. La rete, di tipo ramificato, è costituita da **dorsali principali**, di diametro maggiore che servono interi quartieri o grandi zone abitate, mentre gli **stacchi secondari** raggiungono direttamente le singole utenze.

La rete verrà interrata di circa 1 m rispetto al piano campagna anche se, per alcuni tratti, verranno utilizzati cunicoli già esistenti come per esempio il cunicolo presente in regione Borgnalle e il cunicolo presente nell'area di Vallée d'Aoste Structure.

La fase di realizzazione del lotto I prevede la copertura nell'area est della città, in particolare delle zone Dora, Borgnalle, Clavalité, Garibaldi, Torino, Mazzini, Rives, Buthier.

Si prevede la posa di tubazioni per una lunghezza totale di circa 12 km. Per il primo lotto, la volumetria servita dalla rete di teleriscaldamento della città risulta distribuita al 71% sul residenziale e al 29% sul terziario. Non sono previste utenze di tipo industriale. Nel lotto successivo si prevede di coprire l'intero territorio cittadino con espansione nella zona Ovest della città.

2.3.2.5 Centrale di teleriscaldamento

La centrale di teleriscaldamento, come previsto da progetto definitivo, sarà costituita da:

- un gruppo a biomassa;
- un gruppo cogenerativo costituito da motori a combustione interna alimentati a gas naturale;
- un gruppo pompa di calore;
- un gruppo caldaie ausiliarie.

Tali gruppi verranno installati nella loro totalità entro il 2015.

Si analizzano di seguito i gruppi che saranno installati rispettivamente nel lotto I e nei lotti successivi con indicazione delle potenze e delle relative produzioni termiche ed elettriche.

Lotto I

Per quanto riguarda il lotto I nel territorio di Aosta è previsto un potenziale di produzione termica pari a circa **54,3 GWh/anno** a bocca di centrale. Se si considerano le perdite energetiche della rete di teleriscaldamento stimate intorno al 15% si ottiene un'energia utile di circa **47,2 GWh/anno**. Si prevede una produzione elettrica di circa **17,5 GWh/anno**.

Nel dettaglio gli impianti previsti nel lotto I sono i seguenti:

1 – Gruppo a biomassa

Si tratta di un impianto cogenerativo che produce energia elettrica grazie alla presenza, a valle di una caldaia a biomassa, di un ciclo a vapore a fluido organico ORC(Organic Rankine Cycle). L'impianto a biomassa è costituito da una caldaia a cippato di legna di potenza al focolare di circa **6 MW**, collegata al turbogeneratore ORC. Il sistema ha un funzionamento continuativo per circa **8.000 ore/anno**.

La potenza termica resa all'acqua dall'impianto ORC è pari a **4,09 MWt** e la potenza elettrica prodotta è pari a circa **0,9 MWe**.

Il gruppo a biomassa prevede quindi una produzione di energia termica di circa **32.747 MWht/anno** e una produzione di energia elettrica di circa **7.441 MWhe/anno**.

2 - Gruppo cogenerativo:

Il gruppo cogenerativo nel lotto I comprende un solo cogeneratore alimentato a gas naturale a combustione interna accoppiato ad un alternatore sincrono e dotato di scambiatore appositamente dimensionato per il recupero termico sui fumi di combustione, sull'acqua delle camicie del motore, sull'olio motore e sull'intercooler del turbocompressore. E' possibile la contemporanea produzione di energia elettrica e calore con rendimenti complessivi superiori all'80%.

La potenza elettrica è pari a **2,00 MWe** a cui corrisponde una potenza termica resa all'acqua di **2,13 MWt** (acqua calda a 90°C). Il funzionamento di tale impianto è previsto per circa **5.088 ore/anno**; si prevede quindi una produzione di energia termica di circa **10.827 MWht/anno** ed una produzione elettrica di circa **10.176 MWhe/anno**.

3 - Gruppo caldaie ausiliarie:

Le caldaie di questo gruppo sono a metano e svolgono la funzione di seguire le fluttuazioni energetiche della rete di teleriscaldamento e di intervenire ad eventuale soccorso, nel caso di malfunzionamenti degli impianti di cogenerazione o biomassa. A tal fine, il numero di ore di funzionamento del gruppo caldaie potrebbe variare in funzione della gestione dell'intero impianto.

Il gruppo caldaie ausiliarie, nel lotto I è costituito da una sola caldaia della potenza termica di **12 MWt**. Tale caldaia viene utilizzata solamente per i picchi delle richieste energetiche: il suo contributo permette di non sovradimensionare gli impianti cogenerativi ottimizzandone l'efficienza. Per tale impianto si prevede quindi una media di funzionamento di circa **890 ore/anno** con una produzione termica di circa **10.700 MWht/anno**.

Lotti successivi

Per quanto riguarda i lotti successivi nel territorio di Aosta è previsto un ulteriore potenziale di produzione termica pari a circa **120 GWht/anno** a bocca di centrale. Se si considerano le perdite energetiche della rete di teleriscaldamento stimate intorno al 15% si ottiene un'energia utile di circa **100 GWht/anno**. Si prevede una ulteriore produzione elettrica pari a circa **41,6 GWhe/anno**.

Gli impianti previsti nei lotti successivi, che vanno a sommarsi a quelli previsti nel Lotto I, sono i seguenti:

1 - Gruppo cogenerativo:

E' prevista l'installazione di due cogeneratori alimentati a gas naturale della potenza termica resa all'acqua di circa **6,06 MWt** ciascuno e potenza elettrica di circa **6,8 MWe**. Il funzionamento del primo dei due cogeneratori è previsto per circa **3.656 ore/anno** con una produzione termica di circa **24.000 MWht/anno** ed una produzione elettrica di circa **26.900 MWhe/anno**. Il funzionamento del secondo dei due cogeneratori è previsto per un numero di ore inferiori, ovvero per circa **2.160 ore/anno** con una produzione termica di circa **13.100 MWht/anno** ed una produzione elettrica di circa **14.700 MWhe/anno**.

2 - Pompa di calore:

Si prevede l'installazione di un impianto a pompa di calore costituito da una macchina con potenza termica di **18,6 MWt** e **COP di 2,86** che consuma circa 22.100 MWhe/anno secondo i dati di targa e che prevede una produzione termica di circa **48.000 MWht/anno**.

L'impianto recupera calore dalle acque di raffreddamento dello stabilimento siderurgico limitrofo al fine di aumentare l'efficienza energetica: questa soluzione permette di riscaldare l'acqua della rete di teleriscaldamento (lato condensatore) fino a 90°C, partendo (lato evaporatore) da acqua a 15°C, pur mantenendo un COP elevato.

3 - Gruppo caldaie ausiliarie:

Le caldaie di questo gruppo sono a metano e svolgono la funzione di seguire le fluttuazioni energetiche della rete di teleriscaldamento ed di intervenire ad eventuale soccorso, nel caso di malfunzionamenti degli impianti principali. A tal fine il numero di ore di funzionamento del gruppo caldaie potrebbe variare in funzione della gestione dell'intero impianto.

Il gruppo caldaie ausiliarie, nel secondo lotto è costituito da **due caldaie** della potenza termica di **23 MWt** ciascuna. Tali caldaie, analogamente a quella prevista nel Lotto I, entrano in funzione per coprire i picchi di carico ed i malfunzionamenti degli altri impianti principali ed hanno una media di funzionamento di circa **200 ore/anno** con una produzione termica di circa **4.500 MWht/anno ciascuna**.

L'opera di teleriscaldamento nella sua completezza prevede quindi una richiesta energetica a bocca di centrale di circa **170 GWht/anno** e se si considerano le perdite di rete si ottiene una richiesta energetica di circa **150 GWht/anno**. La produzione elettrica totale prevista è di circa **59.200 MWhe/anno**.

2.3.2.6 Grado di penetrazione della rete di teleriscaldamento

Il grado di penetrazione dell'impianto di teleriscaldamento sarà variabile in funzione delle zone e del periodo in cui queste verranno allacciate.

I primi edifici che si considera di allacciare sono le strutture pubbliche e le costruzioni attualmente servite da impianti termici a gasolio e/o olio combustibile oppure nei quali l'impianto termico è ormai obsoleto, per i quali il risparmio economico è più tangibile, a seguire tutti gli stabili che ne faranno domanda.

Il grado di penetrazione dipende sostanzialmente dalla politica commerciale adottata e dalla tipologia di impianti esistenti sul territorio.

Il primo punto risulta fondamentale in quanto una buona diffusione delle informazioni e una consapevolezza da parte della popolazione sulle potenzialità del teleriscaldamento induce una parte dei cittadini ad allacciarsi alla rete. Sul territorio regionale, la legge regionale 3/2006, in particolare attraverso la d.G.r. n. 2413 del 10/09/2010, prevede l'agevolazione economica per le opere necessarie all'allacciamento di edifici residenziali a reti di teleriscaldamento alimentate da fonti rinnovabili o combustibili gassosi.

La tipologia di impianto esistente genera invece un discriminante economico poiché la penetrazione è tanto maggiore quanto più alto è il numero di impianti centralizzati, soprattutto se questi sono obsoleti. Sono stati considerati, nella fase di progettazione, due scenari di penetrazione, uno al 60% in cinque anni (più cautelativo) e l'altro al 70% in tre anni (previsto nel progetto esecutivo). Nelle ipotesi di piano, a titolo cautelativo, è stato assunto un grado di penetrazione del **60%** per i primi cinque anni **fino al 2016**.

2.3.2.7 Analisi energetiche

Si riportano di seguito i dati di consumo e di produzione termica ed elettrica per ciascuna delle componenti dell'impianto stimati per il periodo di piano a partire dal 2011, in cui la produzione è nulla, fino al 2020, anno in cui l'impianto viene ipotizzato a pieno regime. E' da evidenziare che per gli anni dal 2011 al 2015 i valori di produzione indicati sono il 60% della produzione totale dell'impianto in quanto si è preferito, a titolo cautelativo, ipotizzare una penetrazione graduale per i primi cinque anni dall'inizio degli interventi (cfr. paragrafo 2.3.2.6).

Si riportano, nelle tabelle seguenti, i valori dell'energia termica prodotta dalla centrale e utilizzata dall'utente finale ripartita in funzione del sistema (caldaia biomassa, cogeneratore, caldaia metano, pompa di calore) dalla quale è stata generata e i valori dell'energia elettrica prodotta dai cogeneratori.

Si indica il consumo annuo di gas naturale per caldaie e cogeneratori, calcolato a partire dall'energia termica ed elettrica prodotte, assumendo un'efficienza elettrica dei cogeneratori del 44% e un'efficienza termica delle caldaie a metano del 90%.

TELERISCALDAMENTO AOSTA: PRODUZIONE ENERGIA TERMICA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cogeneratori a biomassa [GWh/anno]	0,00	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	32,68	32,68	32,68	32,68
Cogeneratori a gas naturale [GWh/anno]	0,00	6,50	6,50	20,90	28,74	28,74	38,32	47,91	47,91	47,91
Pompa di calore [GWh/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48,36	48,36	48,36
TOTALE ENERGIA TERMICA PRODOTTA [GWh/anno]	0,00	26,10	26,10	40,50	48,35	48,35	71,00	128,95	128,95	128,95
TOTALE ENERGIA TERMICA ALL'UTENTE [GWh/anno]	0,00	22,19	22,19	34,43	41,10	41,10	60,35	109,60	109,60	109,60

Tabella 49: TELERISCALDAMENTO AOSTA - Energia termica prodotta

Proposta di PEAR

TELERISCALDAMENTO AOSTA: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cogeneratori a gas naturale [GWhe/anno]	0,00	7,02	7,02	22,57	31,04	31,04	41,39	51,74	51,74	51,74
ORC a biomassa [GWhe/anno]	0,00	7,32	7,32	7,32	7,32	7,32	7,32	7,32	7,32	7,32
TOTALE ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA [GWhe/anno]	0,00	14,34	14,34	29,89	38,36	38,36	48,71	59,06	59,06	59,06
Consumo elettrico pompa di calore [GWhe/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,13	22,13	22,13
ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA NETTA [GWhe/anno]	0,00	14,34	14,34	29,89	38,36	38,36	48,71	36,93	36,93	36,93

Tabella 50: TELERISCALDAMENTO AOSTA - Energia elettrica prodotta

Valutando la quantità di CO₂ emessa dagli impianti (escluse le caldaie di back-up) e quella risparmiata rispetto alla generazione separata di un'analogia quantità di calore ed energia elettrica, si ottiene un risparmio di CO₂ al 2020 pari a **49.260 t/anno**.

L'andamento non costante del grafico deriva da come è stata considerata l'entrata in esercizio delle varie parti dell'impianto in particolare dall'aver considerato una penetrazione pari al 60% fino al 2016.

TELERISCALDAMENTO AOSTA: CO2 NON EMESSA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ risparmiata per utilizzo di cogeneratori rispetto a generazione separata [t/anno]	0	13.519	13.519	20.249	23.916	23.916	32.533	37.010	37.010	37.010
CO ₂ non emessa per utilizzo pompa di calore [t/anno]	0	0	0	0	0	0	0	12.250	12.250	12.250
TOTALE CO₂ non emessa [t/anno]	0	13.519	13.519	20.249	23.916	23.916	32.533	49.260	49.260	49.260

Tabella 51: TELERISCALDAMENTO AOSTA – Mancate emissioni di CO₂

Proposta di PEAR

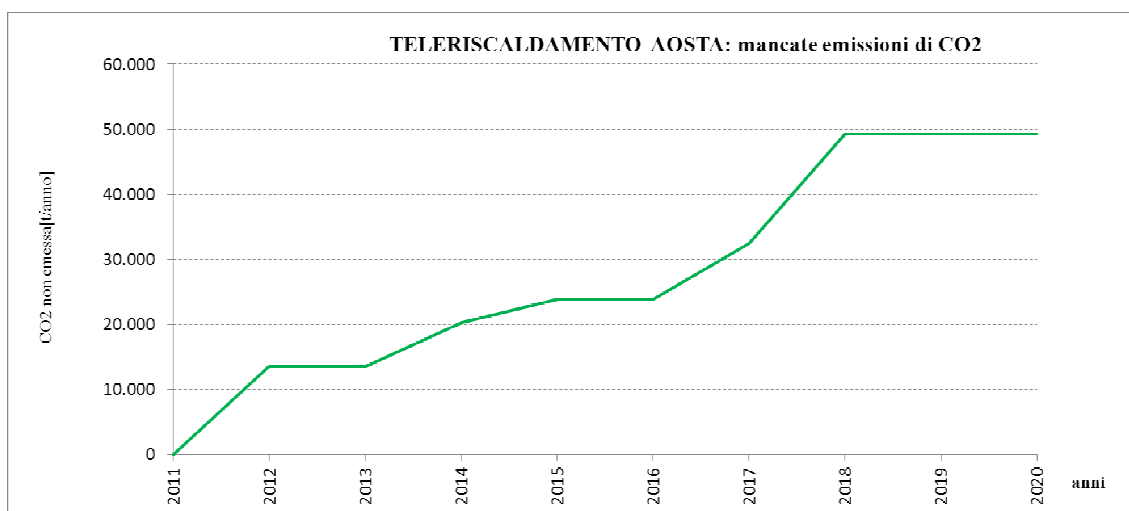


Figura 101 : TELERISCALDAMENTO AOSTA - Andamento della CO₂ non emessa nello scenario di piano

5.3.3 Impianto di teleriscaldamento di Breuil Cervinia

Con deliberazione n. 11 del 30/01/2008 il Comune di Valtournenche ha approvato la relazione previsionale e programmatica per il triennio 2008-2010 comprendente nel piano operativo triennale dei lavori pubblici 2008-2010 la realizzazione di un impianto di cogenerazione per alimentare la rete di teleriscaldamento di Breuil-Cervinia, come definito nello studio di fattibilità approvato con Deliberazione comunale n. 8 del 22/01/2009.

Nel corso del 2010 è stato indetto un bando di gara per l'assegnazione dell'intervento, ma allo stato attuale non è ancora stata avviata la progettazione esecutiva. Le ipotesi utilizzate nello scenario di piano derivano quindi dall'analisi dello studio di fattibilità.

L'impianto di teleriscaldamento previsto è destinato a servire le utenze della zona di Breuil-Cervinia, suddivise in tre lotti. Gli edifici potenzialmente raggiungibili dal servizio sono circa 148, di cui circa 110 per il lotto 1, circa 34 per il lotto 2 e circa 4 per il lotto 3. Si prevede l'allacciamento delle utenze del lotto 1 non oltre i 48 mesi dall'approvazione del progetto esecutivo. Si ipotizza l'installazione di due cogeneratori alimentati a gas naturale della potenza termica di circa **4,2 MWt** ciascuno con un numero di ore di funzionamento intorno a **3.000 ore/anno**.

Con una potenza totale dei cogeneratori di **8,4 MWt**, si prevede una produzione di energia termica pari a **25.200 MWht/anno** e una produzione di energia elettrica di **18.144 MWhe/anno**.

TELERISCALDAMENTO VALTOURNENCHE: PRODUZIONE ENERGIA TERMICA ED ELETTRICA scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
energia termica [GWht/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,2	25,2	25,2
energia elettrica [GWhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,1	18,1	18,1

Tabella 52: *TELERISCALDAMENTO BREUIL CERVINIA – Produzione di energia termica ed elettrica*

L'utilizzo di un impianto cogenerativo a gas metano e la sostituzione di impianti alimentati prevalentemente a gasolio, con un rendimento medio stimato di circa 80%, permetterà di non emettere in atmosfera una quantità di CO₂ pari a circa **7.347 t/anno** rispetto alla generazione separata della stessa quantità di calore ed energia elettrica.

TELERISCALDAMENTO VALTOURNENCHE: CO ₂ NON EMESSA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa [t/anno]	0	0	0	0	0	0	0	7.347	7.347	7.347

Tabella 53: *TELERISCALDAMENTO BREUIL CERVINIA – Andamento delle mancate emissioni di CO₂*

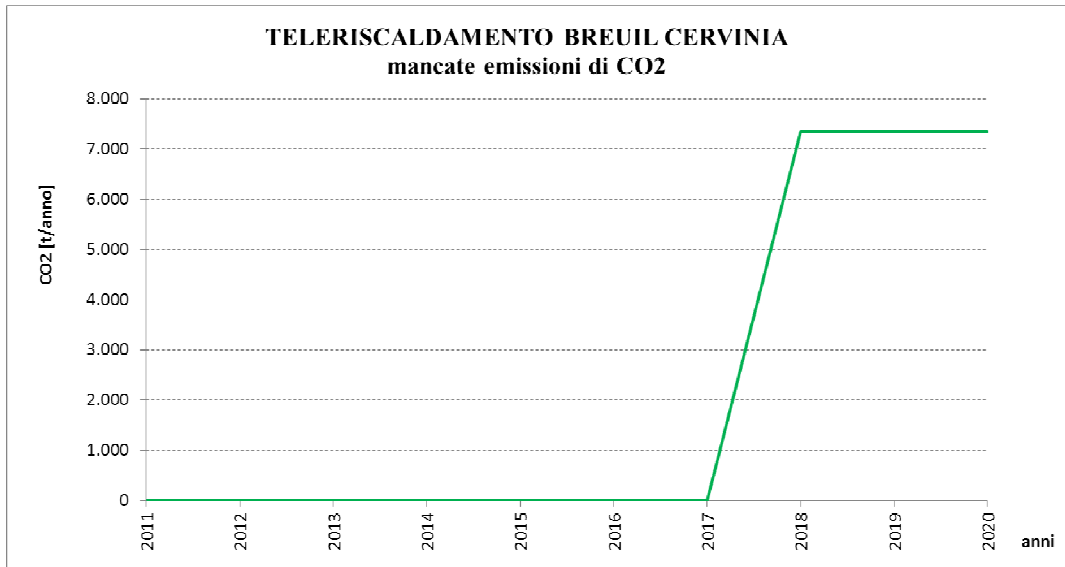


Figura 102 : TELERISCALDAMENTO BREUIL CERVINIA - Andamento delle mancate emissioni di CO₂

5.3.4 Impianti di cogenerazione

Con il termine cogenerazione si indica la produzione combinata di energia termica ed elettrica a partire da un'unica fonte di energia primaria, per mezzo di un sistema integrato di generazione che consente risparmi energetici del 30% circa rispetto alla generazione separata di energia elettrica e calore. La produzione termica si può considerare "gratuita" in quanto deriva dallo sfruttamento del calore refluvo, altrimenti perso nell'ambiente, di un ciclo motore utilizzato per produrre energia elettrica. Il calore refluvo viene recuperato per riscaldare un fluido che va a soddisfare i fabbisogni termici di un'utenza.

Per valutare la diffusione degli impianti cogenerativi nello scenario di piano, in generale sono stati presi in considerazione gli impianti termici esistenti con potenza superiore a 800 kW (dati 2002), funzionanti a gasolio/olio combustibile e gas naturale ed è stata poi effettuata un'analisi statistica per stimare quelli potenzialmente idonei ad essere sostituiti con impianti cogenerativi. Tale stima ha portato a prendere in considerazione circa il 15% del potenziale di impianti analizzati. Aosta e Valtournenche sono state escluse dall'analisi in quanto interessate da progetti più ampi di teleriscaldamento, meglio illustrati nei paragrafi 5.3.2 e 5.3.3.

Dall'analisi si assume quindi, nello scenario di piano, di installare al 2020, impianti cogenerativi di **2 MWt alimentati a gas naturale, 4 MWt alimentati a gasolio e altri 4 MWt di altri impianti cogenerativi alimentati a biomassa**. Tali potenze contemplano anche impianti di micro e minicogenerazione ovvero con taglie inferiori ai 100 kW.

Per effettuare le simulazioni è stato necessario fissare alcuni dei parametri caratteristici di funzionamento, considerando cogeneratori che presentano:

- rendimento elettrico medio efficace per gli impianti funzionanti a gas naturale pari al 38%;
- rendimento elettrico medio efficace per gli impianti funzionanti a gasolio del 42%;
- rendimento elettrico medio efficace per gli impianti funzionanti a biomassa del 35%;
- rapporto caratteristico tra produzione di energia elettrica e di energia termica per gli impianti alimentati a gas naturale pari a 0,72;
- rapporto caratteristico tra produzione di energia elettrica e di energia termica per gli impianti alimentati a gasolio pari a 0,85;
- rapporto caratteristico tra produzione di energia elettrica e di energia termica per gli impianti alimentati a biomassa di 0,25;
- funzionamento pari a 2000 ore annue.

Alle stime di cui sopra si sommano la centrale di teleriscaldamento di la Thuile con un impianto cogenerativo **di potenza pari a 4,5 MWt** alimentato a biomassa, l'impianto di teleriscaldamento del Comune di Aosta (capitolo 5.3.2) alimentato a biomassa e gas naturale, **l'impianto di teleriscaldamento di Breuil Cervinia** (capitolo 5.3.3),

Proposta di PEAR

alimentato a gas naturale e l'impianto a biogas presso la discarica di Brissogne (capitolo 5.1.6).

Si riportano di seguito i consumi finali lordi per gli impianti di cogenerazione, le produzioni di energia termica ed elettrica e le mancate emissioni di CO₂.

Nel caso di impianti di teleriscaldamento si ricorda che come consumo finale lordo viene conteggiata l'energia prodotta a bocca di centrale e non il combustibile all'ingresso della centrale.

COGENERAZIONE: CONSUMI FINALI LORDI DA FOSSILE- scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
consumo cogeneratori a gas naturale [GWh comb/anno]	0,0	1,4	2,8	3,4	4,1	4,8	5,5	6,2	6,9	7,6
consumo cogeneratori a gasolio [GWh comb/anno]	0,0	4,4	5,9	7,4	8,8	10,3	11,8	13,2	14,7	16,2
consumo cogeneratori teleriscaldamento di Aosta a gas naturale [GWh/anno]	0,0	6,5	6,5	20,9	28,7	28,7	38,3	47,9	47,9	47,9
consumo cogeneratori a gas naturale - Valtournenche [GWh t/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,2	25,2	25,2
COGENERAZIONE: TOTALE CONSUMI FINALI LORDI DA FONTE FOSSILE [GWh/anno]	0,0	12,3	15,1	31,7	41,7	43,9	55,6	92,6	94,7	96,9

Tabella 54: COGENERAZIONE DA FOSSILE – Totale consumo finale lordo per cogenerazione da fossile nello scenario di piano

COGENERAZIONE: CONSUMI FINALI LORDI DA RINNOVABILE- scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
consumo cogeneratore a biomassa [GWh t/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0	8,0
consumo cogeneratore a biomassa La Thuile [GWh/anno]	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
consumo cogeneratori teleriscaldamento di Aosta a biomassa [GWh/anno]	0,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	32,7	32,7	32,7	32,7
consumo cogeneratore a biogas - discarica di Brissogne [GWh t/anno]	1,2	1,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
COGENERAZIONE: TOTALE CONSUMI FINALI LORDI DA RINNOVABILE [GWh/anno]	10,2	29,8	30,6	30,6	30,6	34,6	47,6	47,6	47,6	51,6

Tabella 55: COGENERAZIONE DA RINNOVABILE – Totale consumo finale lordo per cogenerazione da rinnovabile nello scenario di piano

Proposta di PEAR

COGENERAZIONE: PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA FOSSILE - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
produzione termica cogeneratori a gas naturale - altri [GWh/anno]	0,0	0,7	1,5	1,8	2,2	2,5	2,9	3,3	3,6	4,0
produzione termica cogeneratori a gasolio [GWh/anno]	0,0	2,2	2,9	3,6	4,4	5,1	5,8	6,5	7,3	8,0
produzione termica cogeneratori teleriscaldamento di Aosta a gas naturale [GWh/anno]	0,0	6,5	6,5	20,9	28,7	28,7	38,3	47,9	47,9	47,9
produzione termica cogeneratori a gas naturale - Valtourmenche [GWh/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,2	25,2	25,2
COGENERAZIONE: PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA FONTE FOSSILE [GWh/anno]	0,0	9,4	10,9	26,4	35,3	36,4	47,1	82,9	84,0	85,1

Tabella 56: COGENERAZIONE DA FOSSILE – Totale produzione di energia termica da cogenerazione di fossile nello scenario di piano

COGENERAZIONE: PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA RINNOVABILE- scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
produzione termica cogeneratori a biomassa [GWh/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	4,0	4,0	8,0
produzione termica cogeneratori a biomassa -La Thuile [GWh/anno]	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
produzione termica cogeneratori teleriscaldamento di Aosta biomassa [GWh/anno]	0,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	32,7	32,7	32,7	32,7
produzione di energia termica da impianto a biogas - discarica di Brissogne [GWh t/anno]	1,2	1,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
COGENERAZIONE: PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA RINNOVABILE [GWh/anno]	10,2	29,8	30,6	30,6	30,6	34,6	47,6	47,6	47,6	51,6

Tabella 57: COGENERAZIONE DA RINNOVABILE – Totale produzione di energia termica da cogenerazione da rinnovabile nello scenario di piano

Proposta di PEAR

COGENERAZIONE: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FOSSILE - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
produzione elettrica cogeneratori a gas naturale [GWhe/anno]	0,0	0,5	1,0	1,3	1,6	1,8	2,1	2,4	2,6	2,9
produzione elettrica cogeneratori a gasolio [GWhe/anno]	0,0	1,9	2,5	3,1	3,7	4,3	4,9	5,6	6,2	6,8
produzione elettrica cogeneratori teleriscaldamento di Aosta gas naturale [GWhe/anno]	0,0	7,0	7,0	22,6	31,0	31,0	41,4	51,7	51,7	51,7
produzione elettrica cogeneratori a gas naturale - Valtourmenche [GWhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,1	18,1	18,1
COGENERAZIONE: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FOSSILE [GWhe/anno]	0,0	9,4	10,5	27,0	36,3	37,2	48,4	77,8	78,7	79,6

Tabella 58: COGENERAZIONE DA FOSSILE – Totale produzione di energia elettrica da cogenerazione da fossile nello scenario di piano

COGENERAZIONE: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA RINNOVABILE- scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
produzione elettrica cogeneratore a biomassa [GWhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0
produzione elettrica cogeneratore a biomassa La Thuile [GWhe/anno]	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
produzione elettrica cogeneratori teleriscaldamento di Aosta a biomassa [GWhe/anno]	0,0	14,3	14,3	29,9	38,4	38,4	48,7	59,1	59,1	59,1
produzione di energia elettrica da impianto a biogas - discarica di Brissogne [GWhe/anno]	4,1	4,1	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
TOTALE produzione elettrica cogenerazione [GWhe/anno]	6,4	20,7	23,5	39,1	47,5	48,5	58,9	69,2	69,2	70,2

Tabella 59: COGENERAZIONE DA RINNOVABILE – Totale produzione di energia elettrica da cogenerazione da rinnovabile nello scenario di piano

L'introduzione di tali sistemi di cogenerazione comporta una diminuzione delle emissioni di CO₂ in parte direttamente sul territorio regionale con gli impianti alimentati a biomassa, in parte perché si producono risparmi di combustibile rispetto alla generazione separata di analoghe quantità di energia elettrica e termica.

Proposta di PEAR

COGENERAZIONE: CO ₂ NON EMESSA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa per utilizzo cogeneratori a gas naturale	0	212	424	530	636	742	848	954	1.060	1.166
CO ₂ non emessa per utilizzo cogeneratori a gasolio	0	920	1.227	1.533	1.840	2.147	2.453	2.760	3.066	3.373
CO ₂ non emessa per utilizzo cogeneratore a biomassa (La Thuile e altri)	4.284	4.284	4.284	4.284	4.284	6.188	6.188	6.188	6.188	8.092
CO ₂ non emessa per utilizzo cogeneratori teleriscaldamento di Aosta (biomassa e gas naturale)	0	13.519	13.519	20.249	23.916	23.916	32.533	37.010	37.010	37.010
CO ₂ non emessa per utilizzo cogeneratori a gas naturale - Valtourneche	0	0	0	0	0	0	0	7.347	7.347	7.347
CO ₂ non emessa per utilizzo impianto a biogas - discarica di Brissogne [GWhe/anno]	295	295	495	495	495	495	495	495	495	495
TOTALE CO₂ non emessa per utilizzo di cogeneratori	4.579	19.230	19.949	27.091	31.171	33.488	42.517	54.754	55.166	57.483

Tabella 60: COGENERAZIONE – Totale mancate emissioni di CO₂

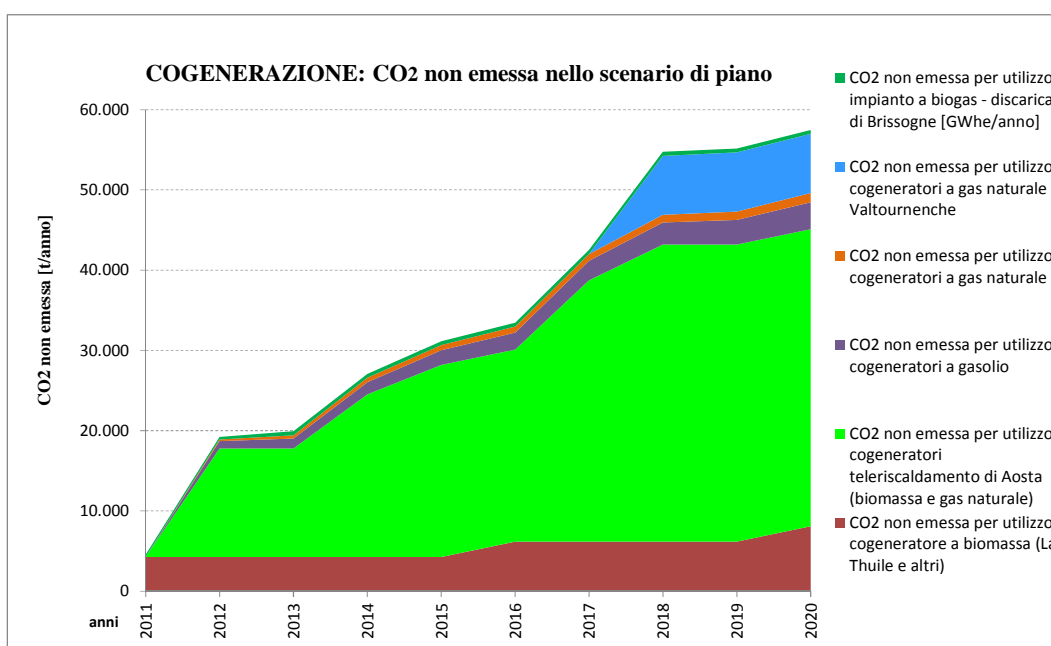


Figura 103 : COGENERAZIONE – Andamento delle mancate emissioni di CO₂

5.3.5 Pompe di calore

Le pompe di calore operano secondo un ciclo termodinamico inverso, trasferendo calore da sorgenti a temperatura inferiore a sorgenti a temperatura superiore. Si definisce “coefficiente di prestazione” (COP) il rapporto tra il calore utile pompato verso la sorgente a temperatura superiore e l’energia fornita alla pompa di calore per compiere tale operazione, solitamente rappresentata dall’energia elettrica assorbita dal motore di un compressore di gas. La convenienza dell’utilizzo della pompa di calore è legata al valore del COP raggiunto; valori di COP elevato assicurano un vantaggio energetico anche a fronte del consumo di energia elettrica necessario al funzionamento della macchina.

Escludendo la città di Aosta, interessata dal progetto di teleriscaldamento, si ipotizza che vengano installati, al 2020, **1 MWt** di pompe di calore in sostituzione di impianti alimentati a gasolio e ulteriori **1 MWt** in sostituzione di impianti alimentati a gas naturale, con un funzionamento di circa 2.000 ore/anno e un COP medio di 3,5.

Una parte della produzione di energia termica da pompe di calore è da considerarsi rinnovabile secondo quanto indicato dal DLgs 28/2011 - Allegato 1 punto 4, tale produzione da rinnovabile è stimata al 2020 di circa **1,28 GWht**.

POMPE DI CALORE: PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
produzione termica (sostituzione di impianti a gasolio) [GWht/anno]	0,36	0,55	0,73	0,91	1,09	1,27	1,45	1,64	1,82	2,00
produzione termica (sostituzione di impianti a gas naturale) [GWht/anno]	0,36	0,55	0,73	0,91	1,09	1,27	1,45	1,64	1,82	2,00
TOTALE produzione termica da pompe di calore [GWht/anno]	0,73	1,09	1,45	1,82	2,18	2,55	2,91	3,27	3,64	4,00

Tabella 61: POMPE DI CALORE – Energia termica prodotta

POMPE DI CALORE: QUOTA PARTE RINNOVABILE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA -scenario di piano dal 2011 al 2020 (dlgs 28 del 03/03/2011 - allegato 1)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
parte di produzione termica rinnovabile (sostituzione di impianti a gasolio) [GWht/anno]	0,12	0,17	0,23	0,29	0,35	0,41	0,47	0,52	0,58	0,64
parte di produzione termica rinnovabile (sostituzione di impianti a gas naturale) [GWht/anno]	0,12	0,17	0,23	0,29	0,35	0,41	0,47	0,52	0,58	0,64
TOTALE produzione termica da pompe di calore parte rinnovabile [GWht/anno]	0,23	0,35	0,47	0,58	0,70	0,81	0,93	1,05	1,16	1,28

Tabella 62: POMPE DI CALORE – Parte di energia termica assimilabile a rinnovabile

Proposta di PEAR

POMPE DI CALORE: CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA - scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
consumo elettrico (pompe di calore in sostituzione di impianti a gasolio) [GWhe/anno]	0,10	0,16	0,21	0,26	0,31	0,36	0,42	0,47	0,52	0,57
consumo elettrico (pompe di calore in sostituzione di impianti a gas naturale) [GWhe/anno]	0,10	0,16	0,21	0,26	0,31	0,36	0,42	0,47	0,52	0,57
TOTALE consumi elettrici pompe di calore [GWhe/anno]	0,21	0,31	0,42	0,52	0,62	0,73	0,83	0,94	1,04	1,14

Tabella 63: POMPE DI CALORE – Energia elettrica assorbita

L'utilizzo di pompe di calore comporterà un quantitativo di CO₂ non emessa pari a circa **1.160 t/anno** nel 2020.

POMPE DI CALORE: COMBUSTIBILE RISPARMIATO- scenario di piano dal 2011 al 2020										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO ₂ non emessa (pompe di calore in sostituzione di impianti a gasolio)	120	180	240	300	360	420	480	540	600	660
CO ₂ non emessa (pompe di calore in sostituzione di impianti a gas naturale)	91	136	182	227	273	318	364	409	455	500
TOTALE CO₂ non emessa	211	316	422	527	633	738	844	949	1.055	1.160

Tabella 64: POMPE DI CALORE – Mancate emissioni di CO₂ dal 2011 al 2020

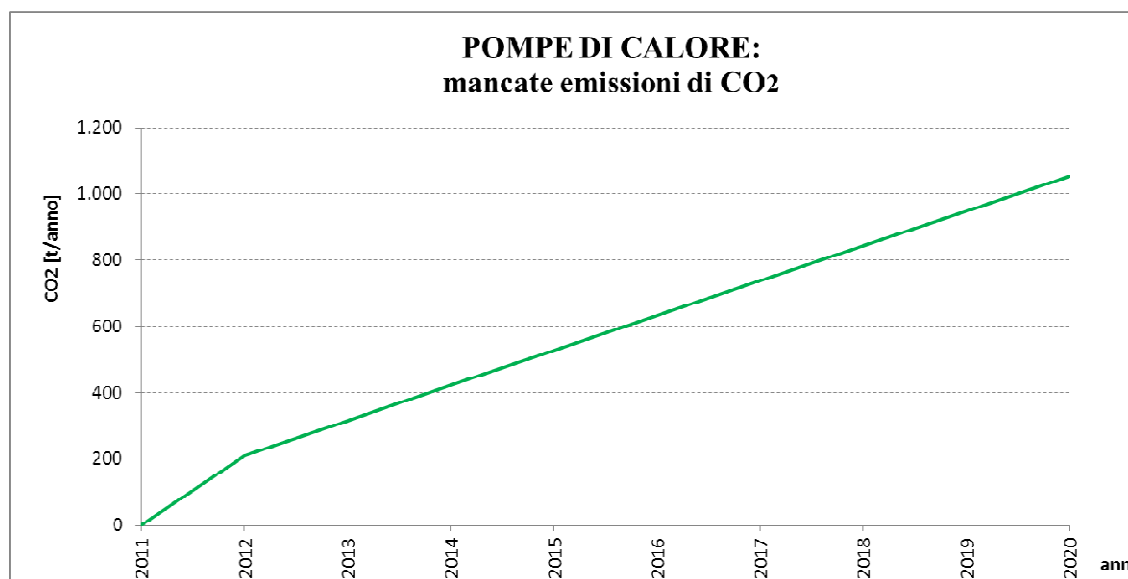


Figura 104 : POMPE DI CALORE - Andamento delle mancate emissioni di CO₂

5.4 Prime considerazioni sui trasporti

La complessità del settore dei trasporti è testimoniata dall'impostazione data dal Decreto Ministeriale di Burden Sharing, in cui alle regioni viene chiesto di intervenire sulle sole catene stazionarie per quanto riguarda la produzione da rinnovabile (numeratore del rapporto FER/CFL). L'individuazione delle possibilità di risparmio energetico in tale settore e la definizione delle relative azioni, come accennato nei capitoli precedenti, non è affrontata in questa pianificazione. Questo settore ha però un'influenza rilevante sull'andamento dei consumi finali della Valle d'Aosta, per cui dovranno essere previsti interventi anche in tale ambito, soprattutto ai fini del raggiungimento degli obiettivi posti a livello nazionale. Il settore dovrà essere oggetto di approfondimenti specifici e, in particolare, sarà necessario:

- a. implementare una metodologia di raccolta, organizzazione e validazione dei dati relativi ai consumi nel settore ;
- b. definire l'ipotetico scenario di evoluzione del sistema attuale;
- c. analizzare le tecnologie disponibili e le modalità di razionalizzazione del trasporto;
- d. definire gli obiettivi energetici e individuare le azioni necessarie al loro raggiungimento, contestualizzando tecnologie e interventi sul territorio regionale.

Si riportano di seguito alcune brevi considerazioni sulle attività da intraprendere.

5.4.1 La raccolta dati

È necessario pervenire a un'analisi sui trasporti che abbia un livello di dettaglio almeno pari a quello oggi disponibile per le catene energetiche stazionarie, attraverso un approfondimento che affini la metodologia di acquisizione e validazione dei dati.

Parallelamente ai dati di consumo complessivo, sarà necessario analizzare i flussi di mobilità, in termini di numero di passeggeri trasportati e di distanze percorse, al fine di caratterizzare i diversi bacini di utenza e individuare le aree più critiche.

Analogamente a quanto effettuato per le catene stazionarie, potrà rendersi necessario riconsiderare, alla luce di tali dati, lo scenario di evoluzione del settore (paragrafo 4.1).

5.4.2 Le analisi sulle possibilità di intervento

Gli interventi finalizzati alla riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti dovranno partire da analisi che permettano di valutare le possibilità di diffusione di sistemi a minore impatto ambientale e di veicoli maggiormente efficienti, nonché di razionalizzazione dei sistemi di trasporto.

Tecnologie disponibili

La presenza di un numero elevato di piccoli convertitori energetici (i veicoli), attualmente caratterizzati da valori di efficienza energetica globale molto modesta, è il principale motivo dei rilevanti valori di emissioni gassose in atmosfera.

Proposta di PEAR

Per poter intervenire nel settore, è quindi necessario conoscere le tecnologie presenti sul mercato, valutandone gli ambiti di applicazione e i potenziali di risparmio energetico.

Per il trasporto su gomma sono disponibili, ad esempio, veicoli alimentati a GPL o a metano (gas naturale) che presentano valori di emissioni inferiori, ma necessitano di un'adeguata rete di distribuzione del carburante sul territorio.

Il miglioramento dell'efficienza del sistema è ottenibile anche attraverso l'applicazione delle tecnologie ibride che prevedono l'utilizzo di motori elettrici accoppiati alle tradizionali unità termiche. I veicoli ibridi potrebbero risultare vantaggiosi sia in ambito automobilistico, sia nell'ambito dei veicoli pesanti, in particolare in ambito urbano o lungo itinerari dove la velocità media è bassa.

Andrà inoltre valutata l'applicabilità di sistemi, quali i veicoli elettrici o, come esperienze pilota, veicoli alimentati a idrogeno, per i quali la generazione dell'energia necessaria per la trazione è separata dalla sua utilizzazione, in quanto queste due operazioni avvengono in tempi e luoghi differenti e in maniera del tutto indipendente. In questo modo, si sfruttano i migliori rendimenti di conversione e le ridotte emissioni specifiche, oltre ad allontanare dai recettori le sostanze inquinanti. Nell'ambito del trasporto pubblico in ambito urbano, possono essere considerati, ove questo risulti possibile per conformazione del tessuto urbano e per caratteristiche dell'utenza, i veicoli in sede propria (tram, filobus, metropolitana), come esempi di delocalizzazione della produzione energetica.

Interventi di razionalizzazione

Per quanto riguarda la razionalizzazione dei trasporti, ai fini della riduzione dei consumi, potranno essere presi in considerazione i diversi flussi che caratterizzano il territorio e in particolare:

- il trasporto nel centro di Aosta e nella relativa cintura, che rappresentano il principale attrattore di mobilità della regione;
- la viabilità ordinaria, analizzata separatamente tra vallata centrale e valli laterali;
- la viabilità autostradale;
- il trasporto su rotaia e a fune.

Mediante l'utilizzo di modelli di simulazione e ottimizzazione del traffico, denominati ITS (Intelligent Transport Systems) e ICT (Information & Communication Technology), è possibile valutare differenti scenari che, variando la gestione dei sensi unici, precedenza agli incroci, costruzione percorsi preferenziali, rete semaforica, ecc., consentono di ottimizzare la qualità del servizio, la velocità media dei veicoli o di minimizzare i consumi energetici e le emissioni.

La conseguente applicazione di tecnologie di gestione e razionalizzazione del traffico ai contesti urbani e suburbani può portare a una riduzione delle percorrenze medie dei veicoli, diminuendo in modo significativo i consumi di combustibile e le emissioni inquinanti.

5.5 Analisi dei risultati

Lo scenario di piano prende a riferimento lo scenario libero, descritto nel paragrafo 4.1, (in cui la produzione da fonti rinnovabili rimane immutata rispetto alla situazione attuale mentre i consumi del sistema energetico regionale hanno un andamento crescente), e vi inserisce gli interventi a rilevanza energetica descritti in precedenza. In questa sezione vengono riassunti gli effetti globali di tali interventi sul Bilancio Energetico della regione al 2020 e sul raggiungimento degli obiettivi, con particolare riferimento a quelli di Burden Sharing.

In particolare vengono riportate le simulazioni relative al consumo finale lordo (CFL), sia per l'energia termica, sia per l'energia elettrica, calcolando poi la quota parte di tali consumi che riesce ad essere coperta mediante energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili (FER). Inoltre, per quanto riguarda l'energia elettrica, viene calcolata la produzione, sia da fonti rinnovabili, sia da fonti fossili e ne viene valutato l'export.

5.5.1 Consumo finale lordo di energia termica

Vengono di seguito riportati i valori che contribuiscono alla determinazione del consumo finale lordo di energia termica nello scenario di piano. Si parte dai valori ipotizzati nello scenario libero (tabella A) e si inseriscono i diversi interventi ipotizzati nel piano che ne influenzano i valori, sia in aumento, sia in diminuzione (tabelle B – C).

Nelle prime delle tre tabelle, viene indicato il consumo finale lordo nello scenario libero costituito dalla parte di consumo di combustibile fossile e dalla parte di consumo da fonte rinnovabile quali centrali di teleriscaldamento esistenti, impianti a biomassa esistenti presso le utenze, impianto a biogas esistente e consumo da pannelli solari termici installati.

A questi consumi, nello scenario di piano:

- si sommano i consumi derivanti dai nuovi impianti previsti nello scenario di piano;
- si sottraggono i risparmi di combustibile che generano i nuovi interventi rispetto allo scenario libero;
- si sottraggono i risparmi derivanti da interventi di efficienza energetica nei settori civile e industriale previsti nello scenario di piano;

Per il calcolo del consumo finale lordo, per quanto riguarda gli impianti di generazione di calore, si considerano, per gli impianti di teleriscaldamento che servono una rete di distribuzione a cui sono allacciate delle utenze, l'energia termica a bocca di centrale mentre per gli impianti o i cogeneratori che siano a servizio diretto di un'utenza, il consumo di combustibile.

Nel caso di impianti di teleriscaldamento si ricorda che come consumo finale lordo viene conteggiata l'energia prodotta a bocca di centrale e non il combustibile all'ingresso della centrale.

Proposta di PEAR

A) CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA TERMICA [CFL-C] -SCENARIO LIBERO											
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
IMPIANTI ESISTENTI SCENARIO LIBERO	CONSUMO FINALE LORDO di energia termica da FONTE FOSSILE nello SCENARIO LIBERO [GWh/anno]	2418	2455	2491	2528	2565	2601	2638	2675	2711	2748
	CONSUMO FINALE LORDO di energia termica da FONTE RINNOVABILE (TELERISCALDAMENTO BIOMASSA) nello SCENARIO LIBERO [GWh/anno]	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00
	CONSUMO FINALE LORDO di energia termica da FONTE RINNOVABILE (BIOMASSA PRESSO UTENZA) nello SCENARIO LIBERO [GWh/anno]	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79
	CONSUMO FINALE LORDO di energia termica da FONTE RINNOVABILE (BIOGAS) nello SCENARIO LIBERO [GWh/anno]	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
	CONSUMO FINALE LORDO di energia termica da FONTE RINNOVABILE (SOLARE TERMICO) nello SCENARIO LIBERO [GWh/anno]	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65	7,65

B) CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA TERMICA [CFL-C] -SCENARIO DI PIANO											
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
NUOVI INTERVENTI - SCENARIO DI PIANO	risparmio di combustibile per interventi di riduzione del fabbisogno di energia termica negli USI FINALI nel SETTORE CIVILE ED INDUSTRIALE [GWhcomb/anno]	-17,48	-31,79	-46,10	-60,41	-74,72	-89,03	-103,34	-117,65	-131,96	-146,27
	energia termica da COGENERAZIONE a GAS NATURALE del TELERISCALDAMENTO di AOSTA [GWht/anno]	0,00	6,50	6,50	20,90	28,74	28,74	38,32	47,91	47,91	47,91
	risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con calore derivante da COGENERAZIONE del TELERISCALDAMENTO di AOSTA [GWh comb/anno]	0,00	-6,90	-6,90	-22,20	-30,54	-30,54	-40,72	-50,90	-50,90	-50,90
	energia termica da COGENERAZIONE del TELERISCALDAMENTO di VALTOURNENCHE [GWht/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,20	25,20	25,20
	risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con calore derivante da COGENERAZIONE del TELERISCALDAMENTO di VALTOURNENCHE [GWh comb/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-31,50	-31,50	-31,50
	gas naturale/gasolio per produzione di energia termica in impianti di COGENERAZIONE presso l'utenza [GWhcomb/anno]	0,00	5,79	8,64	10,80	12,97	15,13	17,29	19,45	21,61	23,77
	risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con impianti di COGENERAZIONE a gas naturale o gasolio [GWh comb/anno]	0,00	-3,64	-5,45	-6,82	-8,18	-9,55	-10,91	-12,27	-13,64	-15,00
	energia termica da POMPA DI CALORE del TELERISCALDAMENTO di AOSTA [GWht/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48,36	48,36	48,36
	risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con calore derivante da POMPA DI CALORE del TELERISCALDAMENTO di AOSTA [GWh comb/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-51,38	-51,38	-51,38
	energia termica da POMPE di CALORE presso l'utenza [GWht/anno]	0,73	1,09	1,45	1,82	2,18	2,55	2,91	3,27	3,64	4,00
	risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con POMPE di CALORE installate presso l'utenza [GWht/anno]	-0,91	-1,36	-1,82	-2,27	-2,73	-3,18	-3,64	-4,09	-4,55	-5,00

Proposta di PEAR

C) CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA TERMICA [CFL-C] -SCENARIO DI PIANO										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
energia termica da IMPIANTO A BIOMASSA del TELERISCALDAMENTO di AOSTA [GWht/anno]	0,00	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	32,68	32,68	32,68	32,68
risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con calore derivante da IMPIANTO A BIOMASSA del TELERISCALDAMENTO di AOSTA [GWh comb/anno]	0,00	-20,83	-20,83	-20,83	-20,83	-20,83	-34,72	-34,72	-34,72	-34,72
energia termica da altri IMPIANTI di TELERISCALDAMENTO a BIOMASSA (anche cogenerativi) [GWht/anno]	19,95	19,95	19,95	19,95	19,95	23,95	23,95	23,95	23,95	27,95
risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con calore derivante da altri IMPIANTI di TELERISCALDAMENTO a BIOMASSA (anche cogenerativi) [GWh comb/anno]	-21,20	-21,20	-21,20	-21,20	-21,20	-25,45	-25,45	-25,45	-25,45	-29,70
combustibile per produzione di energia termica in IMPIANTI a BIOMASSA presso l'utenza [GWht/anno]	0,75	2,25	3,00	4,50	5,25	6,00	6,75	7,50	8,25	9,00
risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con IMPIANTI a BIOMASSA presso l'utenza [GWh comb/anno]	-0,75	-2,25	-3,00	-4,50	-5,25	-6,00	-6,75	-7,50	-8,25	-9,00
energia termica da SOLARE TERMICO [GWht/anno]	2,24	4,47	6,71	8,94	11,18	13,41	15,65	17,88	20,12	22,35
risparmio di combustibile per sostituzione/integrazione di caldaie tradizionali con calore derivante da SOLARE TERMICO [GWhcomb/anno]	-2,79	-5,59	-8,38	-11,18	-13,97	-16,76	-19,56	-22,35	-25,14	-27,94
energia termica da IMPIANTO a BIOGAS [GWht/anno]	0,00	0,00	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con calore derivante da BIOGAS [GWhcomb/anno]	0,00	0,00	-0,84	-0,84	-0,84	-0,84	-0,84	-0,84	-0,84	-0,84
energia termica da PIROGASSIFICATORE [GWht/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,50	17,50	35,00	35,00	35,00
risparmio di combustibile per sostituzione di caldaie tradizionali con calore derivante da PIROGASSIFICATORE [GWhcomb/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-18,59	-18,59	-37,19	-37,19	-37,19
CONSUMI FINALI LORDI TERMICI (CFL - C) [GWh/anno]	2468	2490	2513	2535	2557	2578	2599	2610	2633	2655
CONSUMI FINALI LORDI TERMICI (CFL - C) [kJTep]	212,26	214,17	216,12	217,98	219,88	221,70	223,51	224,50	226,43	228,35

Tabella 65: TABELLE A- B – C - CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA TERMICA – Apporti degli interventi nello scenario di piano

Proposta di PEAR

CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA TERMICA DA FONTE FOSSILE E DA FONTE RINNOVABILE [CFL-C]										
	2011,0	2012,0	2013,0	2014,0	2015,0	2016,0	2017,0	2018,0	2019,0	2020,0
CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO LIBERO - FONTE FOSSILE [GWh/anno]	2418,0	2454,7	2491,4	2528,0	2564,7	2601,4	2638,1	2674,7	2711,4	2748,1
CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO LIBERO - FONTE RINNOVABILE [GWh/anno]	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6
TOTALE CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO LIBERO [GWh/anno]	2487,6	2524,3	2561,0	2597,6	2634,3	2671,0	2707,7	2744,3	2781,0	2817,7
CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO DI PIANO - FONTE FOSSILE [GWh/anno]	2375,4	2374,2	2393,0	2410,7	2429,7	2434,8	2439,7	2407,7	2427,1	2442,3
CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO DI PIANO - FONTE RINNOVABILE [GWh/anno]	92,8	116,2	120,1	124,0	127,1	143,1	159,3	202,8	205,9	213,0
TOTALE CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO DI PIANO [GWh/anno]	2468,2	2490,4	2513,1	2534,7	2556,7	2577,9	2599,0	2610,5	2633,0	2655,2

Tabella 66: CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA TERMICA DA FONTE FOSSILE E DA FONTE RINNOVABILE – Scenario libero e scenario di piano

Nonostante gli interventi previsti, nello scenario di piano il consumo registra un aumento rispetto ai valori del 2010 di circa 204,3 GWht di cui 60,9 GWht da fonte fossile e 143,4 GWht da fonti rinnovabili.

Se si confrontano tali valori con lo scenario libero, emerge come gli interventi previsti nello scenario di piano comportano un trend di crescita dei consumi meno accentuato (8,3% rispetto al 15% nello scenario libero), determinando quindi una **riduzione dei consumi termici al 2020 rispetto all'evoluzione tendenziale pari al 5,8%**.

CRESCITA CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA TERMICA				
	VALORE 2010	VALORE 2020	CRESCITA 2010-2020	CRESCITA %
CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO LIBERO - FONTE FOSSILE [GWh/anno]	2.381,4	2.748,1	366,7	15,4%
CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO LIBERO - FONTE RINNOVABILE [GWh/anno]	69,6	69,6	0,0	0,0%
TOTALE CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO LIBERO [GWh/anno]	2.451,0	2.817,7	366,7	15,0%
CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO DI PIANO - FONTE FOSSILE [GWh/anno]	2.381,4	2.442,3	60,9	2,6%
CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO DI PIANO - FONTE RINNOVABILE [GWh/anno]	69,6	213,0	143,4	206,0%
TOTALE CONSUMO FINALE LORDO di energia termica nello SCENARIO DI PIANO [GWh/anno]	2.451,0	2.655,2	204,3	8,3%

Tabella 67: CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA TERMICA – Crescita relativa al periodo 2010/2020 nello scenario libero e nello scenario di piano

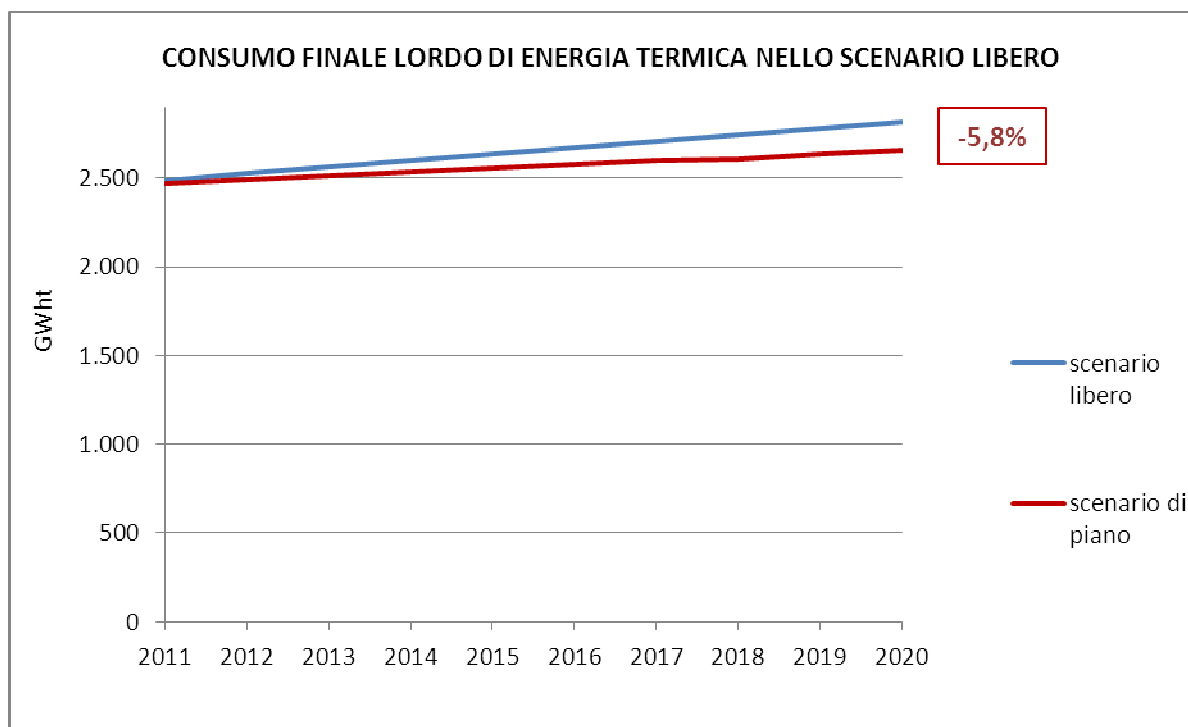


Figura 105 : CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA TERMICA – Riduzione rispetto allo scenario libero

Il maggior apporto a tale riduzione è dato dagli interventi di riduzione del fabbisogno energetico nel settore civile e industriale. Gli altri interventi comportano anch'essi una riduzione del valore di CFL che deriva dalla dismissione delle caldaie tradizionali installate presso le utenze e che vengono sostituite con le nuove tecnologie previste nel piano. Questi interventi necessitano però, a loro volta, per l'alimentazione degli impianti, di combustibili che devono comunque essere conteggiati nel CFL. Per questi interventi quindi non si apprezza il risultato in termini di diminuzione del consumo finale lordo, ma nella diminuzione delle emissioni di CO₂, nell'aumento della quota da fonti rinnovabili e, nel caso della cogenerazione, nell'aumento della produzione di energia elettrica.

La cogenerazione da fonte fossile, in particolare, vede come effetto utile una maggiore produzione di energia elettrica, che non viene considerata ai fini del calcolo del Burden Sharing, ma che permette un risparmio di combustibile fossile sul sistema esterno.

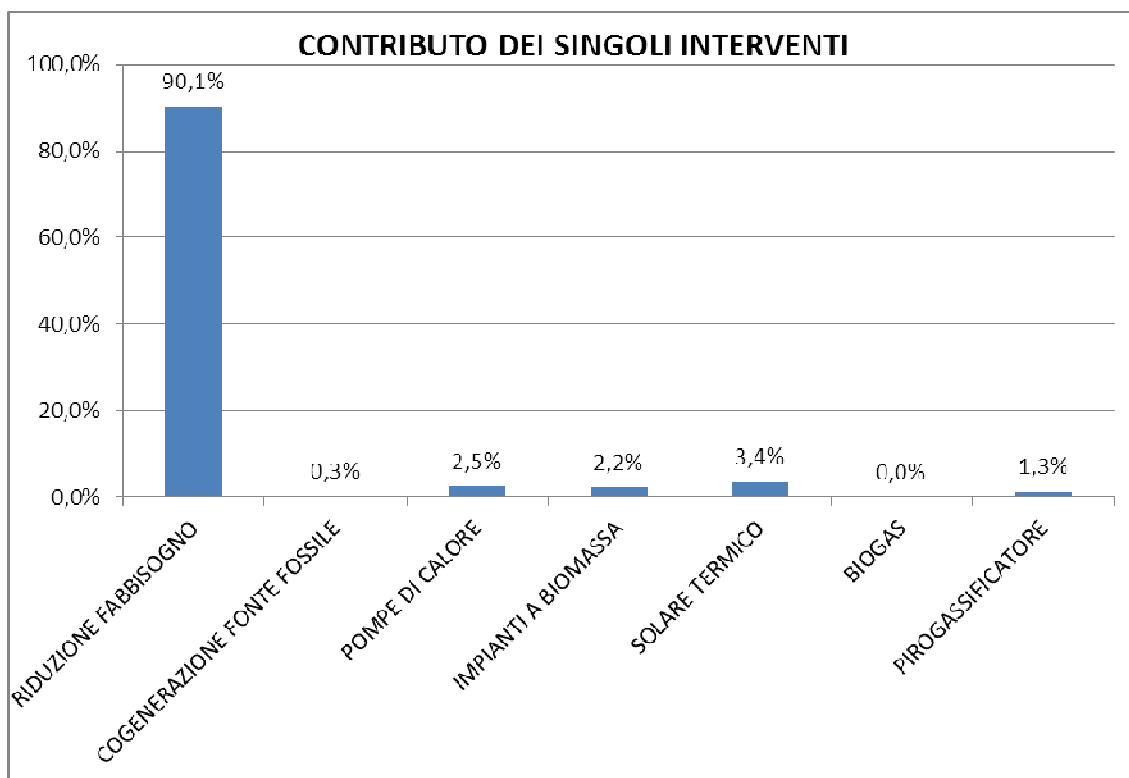


Figura 106 : CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA TERMICA - Risparmio al 2020 suddiviso per interventi

Nello scenario libero, come già descritto nel paragrafo 4.1, l'energia termica è generata da impianti di tipo tradizionale, a gas naturale o gasolio, ubicati presso le utenze e in minima parte dagli impianti di teleriscaldamento attualmente presenti sul territorio regionale.

Lo scenario di piano per la produzione di energia necessaria a soddisfare il fabbisogno termico vede l'andamento riportato nel grafico a seguire. Si vede come gli impianti presso le utenze a gasolio, GPL e a gas naturale rimangono preponderanti nella copertura dei consumi, anche se cresce il peso degli **impianti di teleriscaldamento**, che passano quindi dal coprire indicativamente una percentuale pari all'1% dei consumi nel 2010 al **9% nel 2020**.

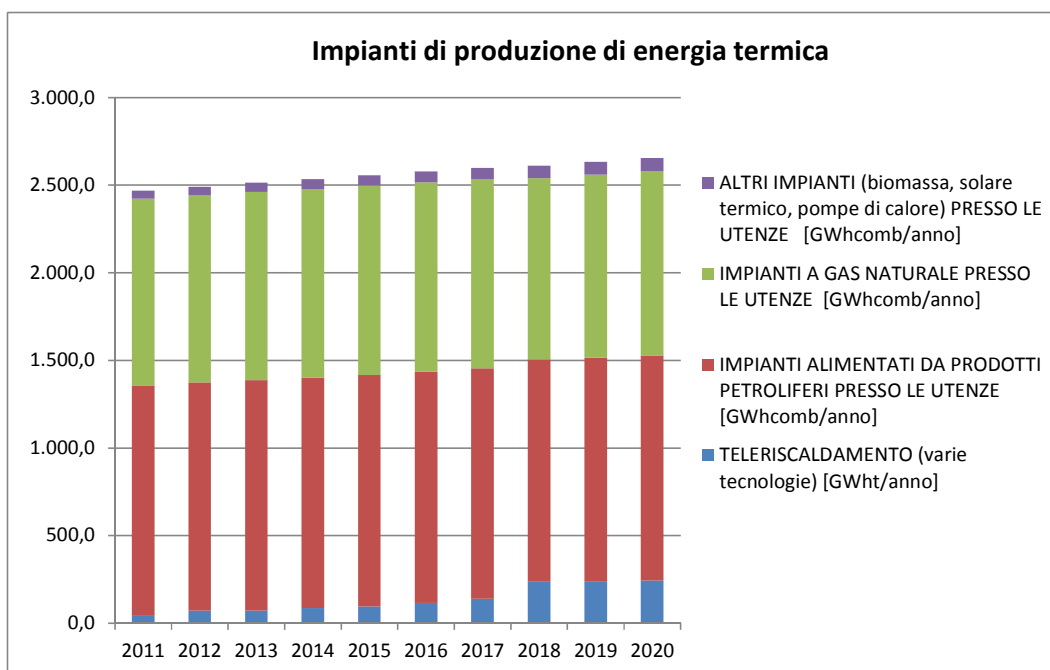


Figura 107 : SCENARIO DI PIANO 2020 – Percentuale di produzione di energia termica per tecnologia

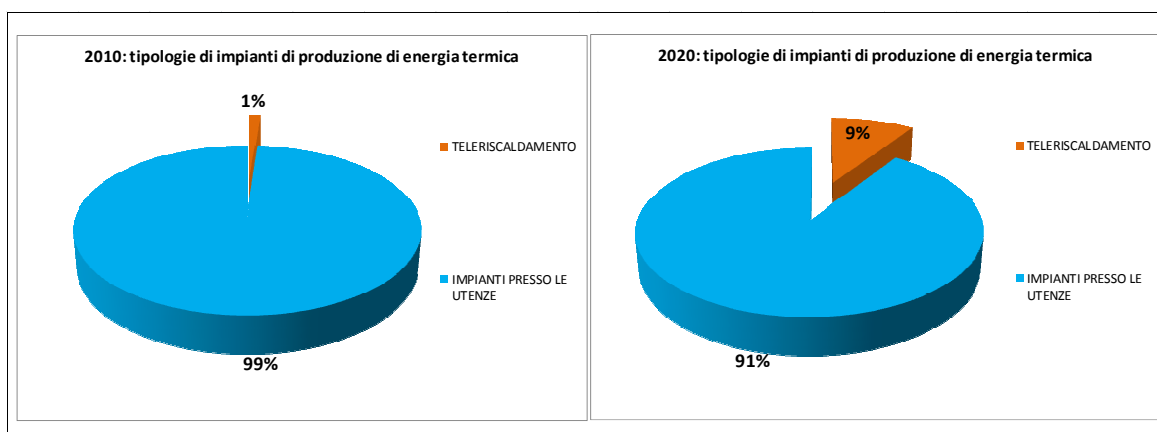


Figura 108 : PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA – Incidenza degli impianti di teleriscaldamento al 2010 ed al 2020

La **produzione di energia termica da fonti rinnovabili**, richiesta in particolar modo per il calcolo dell'obiettivo di Burden Sharing, corrisponde al relativo consumo e viene calcolata secondo ipotesi di calcolo che dovranno però essere confermate a livello nazionale. La percentuale di consumi coperti da **fonti rinnovabili** passa dal 2,8% nel 2010 al **7,9% nel 2020**.

Proposta di PEAR

PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA FER (FER - C)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
energia termica da IMPIANTO A BIOMASSA del TELERISCALDAMENTO di AOSTA [GWh/anno]	0,00	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61	32,68	32,68	32,68	32,68
energia termica da altri IMPIANTI di TELERISCALDAMENTO a BIOMASSA (anche cogenerativi) [GWh/anno]	46,95	46,95	46,95	46,95	46,95	50,95	50,95	50,95	50,95	54,95
combustibile per produzione di energia termica in IMPIANTI a BIOMASSA presso l'utenza [GWhcomb/anno]	34,54	36,04	36,79	38,29	39,04	39,79	40,54	41,29	42,04	42,79
energia termica da SOLARE TERMICO [GWh/anno]	9,89	12,12	14,36	16,59	18,83	21,06	23,30	25,53	27,77	30,00
energia termica da POMPA DI CALORE del TELERISCALDAMENTO di AOSTA - quota da fonte rinnovabile [GWh/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,46	31,46	31,46
energia termica da POMPE di CALORE installate presso le utenze - quota da fonte rinnovabile [GWh/anno]	0,23	0,35	0,47	0,58	0,70	0,81	0,93	1,05	1,16	1,28
energia termica da PIROGASSIFICATORE- parte biodegradabile di RSU [GWh/anno]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,93	8,93	17,85	17,85	17,85
energia termica da IMPIANTO a BIOGAS [GWh/anno]	1,16	1,16	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
TOTALE PRODUZIONE DA FER TERMICO [GWh/anno]	92,77	116,23	120,12	123,97	127,07	143,10	159,27	202,76	205,86	212,96
TOTALE PRODUZIONE DA FER TERMICO [kTep]	7,98	10,00	10,33	10,66	10,93	12,31	13,70	17,44	17,70	18,31

Tabella 68: PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA FONTI RINNOVABILI – Scenario di piano al 2020

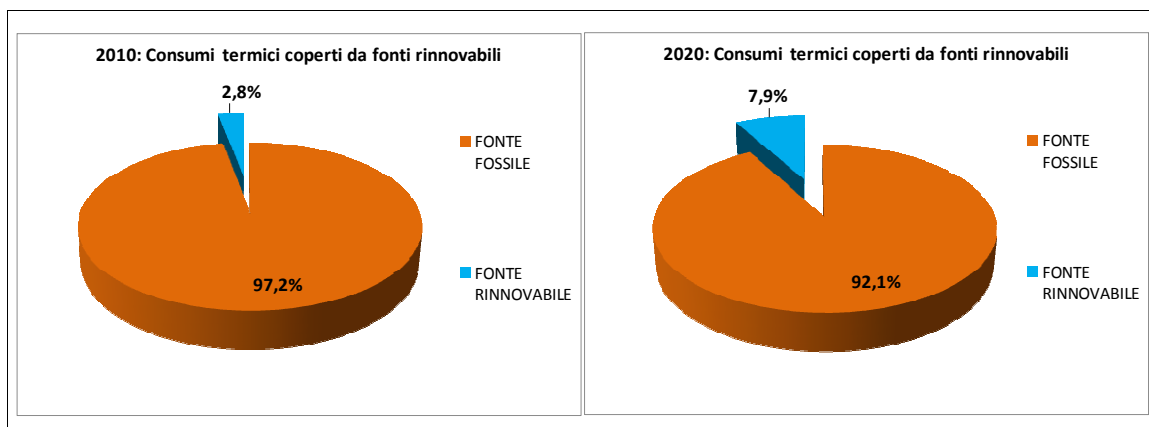


Figura 109 : PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA FONTE RINNOVABILE – Confronto tra il 2010 e il 2020

Proposta di PEAR

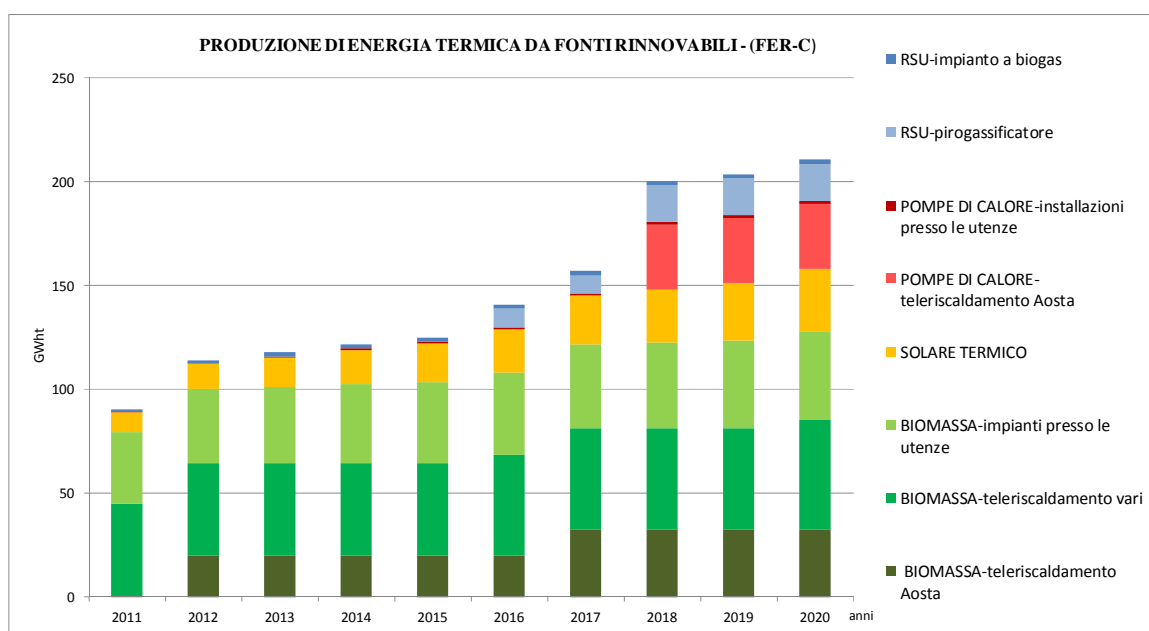


Figura 110 : PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA DA FONTE RINNOVABILE –
Suddivisione della produzione nei diversi interventi

5.5.2 Consumo finale lordo di energia elettrica

Vengono di seguito riportati i valori che contribuiscono alla determinazione del consumo finale lordo di energia elettrica. Si parte dai valori ipotizzati nello scenario libero e si inseriscono i diversi interventi ipotizzati nello scenario di piano che ne influenzano i valori, sia in aumento, sia in diminuzione. Nella tabella sotto riportata, la prima riga rappresenta il consumo nello scenario libero, alla quale:

- si sottraggono i risparmi derivanti da interventi di efficienza energetica nei settori civile e industriale dello scenario di piano;
- si sommano i consumi derivanti dall'introduzione delle pompe di calore previste nello scenario di piano.

CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA ELETTRICA (CFL-E) - SCENARIO DI PIANO										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
consumo di energia elettrica SCENARIO LIBERO [GWhe/anno]	871,7	884,3	896,8	909,4	922,0	934,6	947,1	959,7	972,3	984,8
risparmio elettrico per USI CIVILI ED INDUSTRIALI [GWhe/anno]	-9,6	-15,9	-22,3	-28,7	-35,1	-41,5	-47,8	-54,2	-60,6	-67,0
consumo elettrico POMPE DI CALORE TELERISC. AOSTA [GWhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,1	22,1	22,1
consumo elettrico POMPE DI CALORE presso le utenze [GWhe/anno]	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
CONSUMO FINALE LORDO (CFL - E) [GWhe/anno]	862,3	868,6	874,9	881,2	887,5	893,8	900,1	928,5	934,8	941,1
CONSUMO FINALE LORDO (CFL - E) [kTep]	74,2	74,7	75,2	75,8	76,3	76,9	77,4	79,9	80,4	80,9

Tabella 69: CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA ELETTRICA – Apporti
degli interventi nello scenario di piano

I risparmi ottenuti dagli interventi di razionalizzazione degli usi finali vengono in parte ridotti dall'introduzione di pompe di calore elettriche che assorbono energia elettrica per

il loro funzionamento. Occorre sottolineare che le pompe di calore producono energia termica che va a sostituire l'utilizzo di caldaie tradizionali a gas naturale e gasolio e viene in parte computata come energia prodotta da fonti rinnovabili (secondo quanto previsto dal DLgs 28/2011).

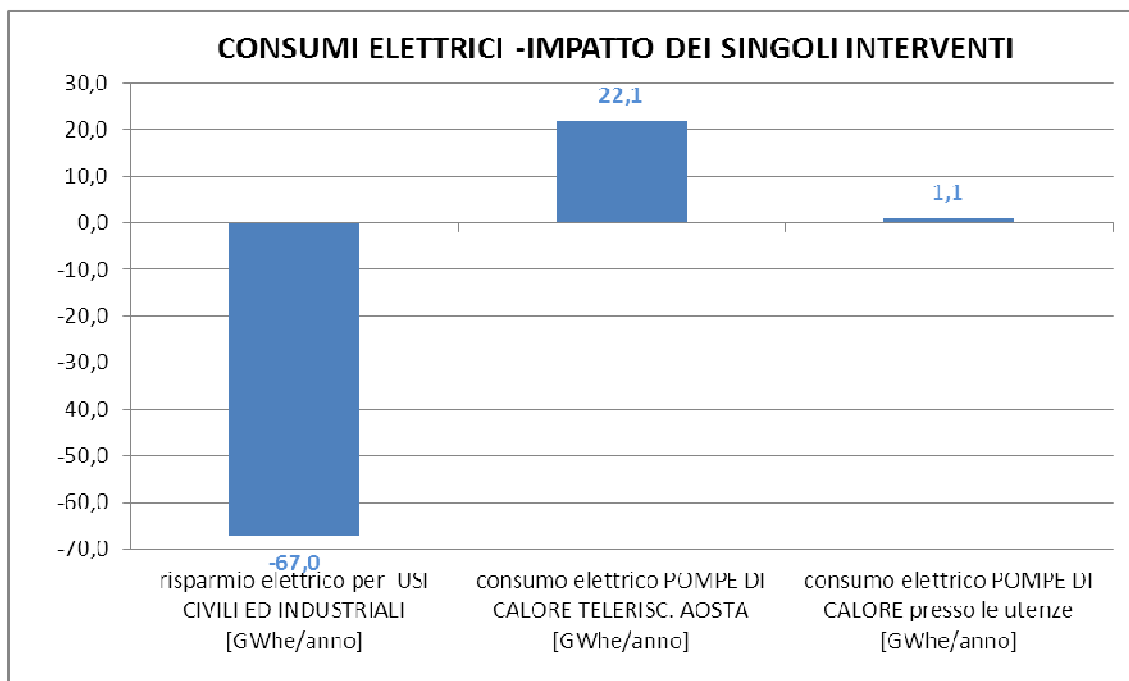


Figura 111 : CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA – Risparmio al 2020 suddiviso per interventi

Al netto degli interventi previsti, analogamente a quanto accade per i consumi termici, i consumi elettrici registrano un aumento rispetto ai valori del 2010 di circa 105,3 GWhe, pari al 12,6%. La crescita risulta però meno accentuata rispetto a quanto avviene nello scenario libero, che vede una crescita nel decennio pari al 17,8%. Gli interventi di piano determinano quindi una **riduzione dei consumi elettrici al 2020 rispetto all'evoluzione tendenziale pari al 4,4%**.

CRESCITA CONSUMI ELETTRICI				
	VALORE 2010	VALORE 2020	CRESCITA 2010-2020	CRESCITA %
CONSUMO ENERGIA ELETTRICA - SCENARIO LIBERO [GWhe/anno]	835,8	984,8	149,0	17,8%
CONSUMO ENERGIA ELETTRICA - SCENARIO DI PIANO [GWhe/anno]	835,8	941,1	105,3	12,6%

Tabella 70: CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA ELETTRICA – Scenario libero e scenario di piano

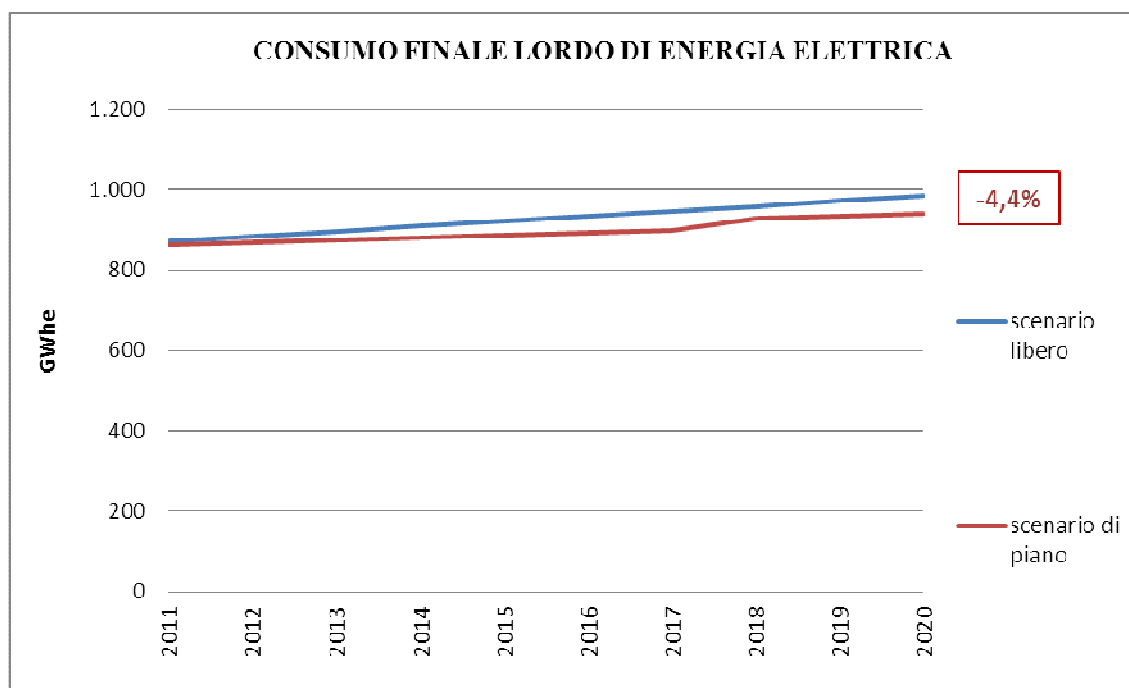


Figura 112 : CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA ELETTRICA - Riduzione rispetto allo scenario libero

5.5.3 Produzione di energia elettrica

Se la trattazione della produzione di energia termica è stata effettuata nel paragrafo relativo al consumo finale lordo di energia termica (paragrafo 5.5.1) in quanto strettamente correlate l'una all'altro, la produzione di energie elettrica merita una trattazione separata.

La produzione di energia elettrica avviene infatti in modo prevalente in luoghi di produzione centralizzati, che poi distribuiscono l'energia elettrica alle utenze attraverso la rete di distribuzione. Se tale approccio sta vedendo i primi segni di inversione di tendenza, grazie alla generazione distribuita delle fonti rinnovabili, rimane ancora valida l'assunzione della generazione separata dal consumo.

Per valutare la produzione elettrica nello scenario di piano, vengono presi in considerazione gli interventi riportati nelle tre tabelle che seguono. Nella prima tabella sono riportati, i valori complessivi di produzione da fonte rinnovabile e da fonte fossile con esplicitati i singoli interventi che concorrono a determinare tali valori.

Proposta di PEAR

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA TOTALE (FER+FOSSILE) - SCENARIO DI PIANO										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI [Gwhe/anno]	2.831,1	2.847,4	2.874,5	2.975,2	2.996,0	3.023,6	3.039,2	3.065,8	3.081,4	3.101,8
di cui IDROELETTRICO [Gwhe/anno]	2.810,5	2.812,5	2.824,5	2.916,5	2.928,5	2.940,5	2.952,5	2.964,5	2.976,5	2.990,5
di cui BIOMASSA [Gwhe/anno]	2,3	9,6	9,6	9,6	9,6	10,6	10,6	10,6	10,6	11,6
di cui EOLICO [Gwhe/anno]	0,0	0,0	5,4	7,2	9,0	10,8	10,8	12,6	12,6	14,4
di cui FOTOVOLTAICO [Gwhe/anno]	14,2	21,1	28,1	35,0	42,0	45,6	49,2	52,8	56,4	60,0
di cui PIROGASSIFICATORE- quota RINNOVABILE [Gwhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,2	9,2	18,4	18,4	18,4
di cui BIOGAS [Gwhe/anno]	4,1	4,1	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
PRODUZIONE DA FONTI FOSSILI [Gwhe/anno]	0,0	8,9	9,5	25,7	34,8	44,2	55,2	93,1	93,7	94,3
di cui COGENERAZIONE A GAS NATURALE - TELERISCALDAMENTO AOSTA [Gwhe/anno]	0,0	7,0	7,0	22,6	31,0	31,0	41,4	51,7	51,7	51,7
di cui COGENERAZIONE A GAS NATURALE - TELERISCALDAMENTO VALTOURNENCHE [Gwhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,1	18,1	18,1
di cui COGENERAZIONE - IMPIANTI PRESSO L'UTENZA [Gwhe/anno]	0,0	1,9	2,5	3,1	3,7	4,3	4,9	5,6	6,2	6,8
di cui PIROGASSIFICATORE - quota NON RINNOVABILE [Gwhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,8	8,8	17,6	17,6	17,6
TOTALE PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA [Gwhe/anno]	2.831,1	2.856,2	2.884,0	3.000,9	3.030,8	3.067,8	3.094,3	3.158,9	3.175,1	3.196,1
TOTALE PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA [kTep]	243,5	245,6	248,0	258,1	260,6	263,8	266,1	271,7	273,1	274,9

Tabella 71: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA TOTALE – Scenario di piano

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FER (FER - E) SCENARIO DI PIANO										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
IDROELETTRICO- scenario libero [Gwhe/anno]	2.810,5	2.800,5	2.800,5	2.800,5	2.800,5	2.800,5	2.800,5	2.800,5	2.800,5	2.800,5
IDROELETTRICO - incremento scenario di piano [Gwhe/anno]	0,0	12,0	24,0	116,0	128,0	140,0	152,0	164,0	176,0	190,0
IDROELETTRICO TOTALE [Gwhe/anno]	2.810,5	2.812,5	2.824,5	2.916,5	2.928,5	2.940,5	2.952,5	2.964,5	2.976,5	2.990,5
produzione da BIOMASSA - TELERISC AOSTA [Gwhe/anno]	0,0	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
produzione da BIOMASSA - COGENERAZIONE [Gwhe/anno]	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	3,3	3,3	3,3	3,3	4,3
produzione da EOLICO [Gwhe/anno]	0,0	0,0	5,4	7,2	9,0	10,8	10,8	12,6	12,6	14,4
FOTOVOLTAICO - scenario libero [Gwhe/anno]	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
FOTOVOLTAICO - incremento scenario di piano [Gwhe/anno]	0,0	7,0	13,9	20,9	27,8	31,4	35,0	38,6	42,2	45,8
FOTOVOLTAICO TOTALE [Gwhe/anno]	14,2	21,1	28,1	35,0	42,0	45,6	49,2	52,8	56,4	60,0
produzione da PIROGASSIFICATORE - quota rinnovabile [Gwhe/anno]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,2	9,2	18,4	18,4	18,4
BIOGAS - scenario libero [Gwhe/anno]	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
BIOGAS - incremento scenario di piano [Gwhe/anno]	0,0	0,0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
BIOGAS TOTALE [Gwhe/anno]	4,1	4,1	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
TOTALE PRODUZIONE DA FER ELETTRICO [Gwhe/anno]	2.831,1	2.847,4	2.874,5	2.975,2	2.996,0	3.023,6	3.039,2	3.065,8	3.081,4	3.101,8
TOTALE PRODUZIONE DA FER ELETTRICO [kTep]	243,5	244,9	247,2	255,9	257,7	260,0	261,4	263,7	265,0	266,7

Tabella 72: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FER– Scenario di piano

PRODUZIONE ELETTRICA - SCENARIO DI PIANO				
	VALORE 2010 [GWhe]	VALORE 2020 [GWhe]	DIFFERENZA 2010-2020	%
PRODUZIONE ELETTRICA DA FER	2.820,2	3.103,5	283,4	10,0%
PRODUZIONE DA FONTI FOSSILI	0,0	94,3	94,3	
PRODUZIONE TOTALE	2.820,2	3.197,8	377,7	13,4%

Tabella 73: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FER– Scenario di piano

La produzione di energia elettrica nella regione Valle d’Aosta presenta una situazione atipica rispetto a molte altre realtà in quanto la produzione è nettamente maggiore rispetto ai consumi elettrici e deriva esclusivamente da fonti rinnovabili. Nello scenario di piano si inseriscono invece impianti di produzione nuovi che sono in parte alimentati da fonti rinnovabili e in parte da fonte fossile (impianti cogenerativi – capitolo 5.3.4). Tali interventi comportano al 2020 un aumento del 13,4% della produzione di energia elettrica pari a **377,3 GWhe**, suddivisi in 283 GWhe da fonte rinnovabile e in 94,3 GWhe da fonte fossile rispetto ai valori del 2010, che significa un incremento della produzione al 2020 rispetto allo scenario tendenziale pari a circa il **13,4%**, come evidenziato nella tabella sottostante.

CONFRONTO SCENARI AL 2020 - PRODUZIONE ELETTRICA				
	SCENARIO LIBERO	SCENARIO DI PIANO	DIFFERENZA DI PRODUZIONE TRA SCENARIO LIBERO E SCENARIO DI PIANO	%
PRODUZIONE ELETTRICA da FONTE RINNOVABILE [GWhe/anno e % sul totale della produzione di energia elettrica]	2.818,8	3.101,8	283,0	10,0%
	100%	97%		
PRODUZIONE ELETTRICA da FONTE FOSSILE [GWhe/anno e % sul totale della produzione di energia elettrica]	0,0	94,3	94,3	
	0%	3%		
TOTALE PRODUZIONE ELETTRICA [GWhe/anno]	2.818,8	3.196,1	377,3	13,4%

Tabella 74: CONFRONTO SCENARI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA–
Produzione da fonte rinnovabile e produzione da fonte fossile

Proposta di PEAR

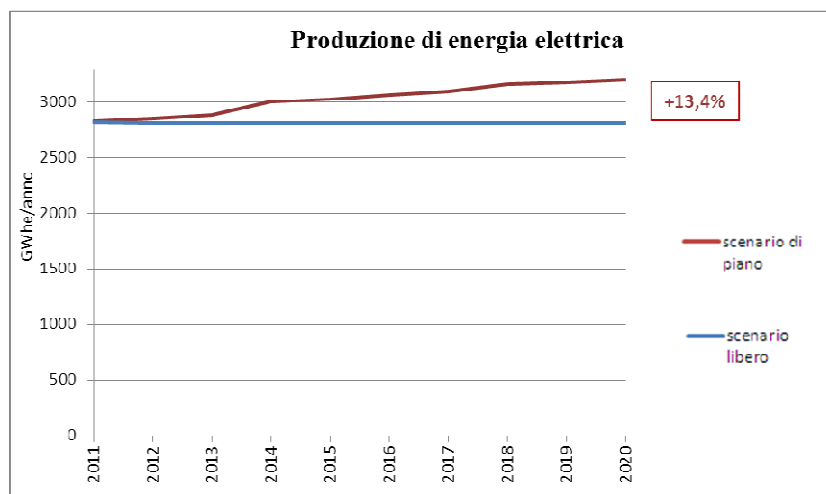


Figura 113 : *PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA - Aumento al 2020 rispetto allo scenario libero*

Si introduce quindi nel sistema energetico regionale la produzione di energia elettrica da fonte fossile, prima non presente, che non incide sul calcolo degli obiettivi di Burden Sharing regionali, anche se in realtà evita la produzione di un'analogia quantità di energia elettrica da parco termoelettrico in altre regioni.

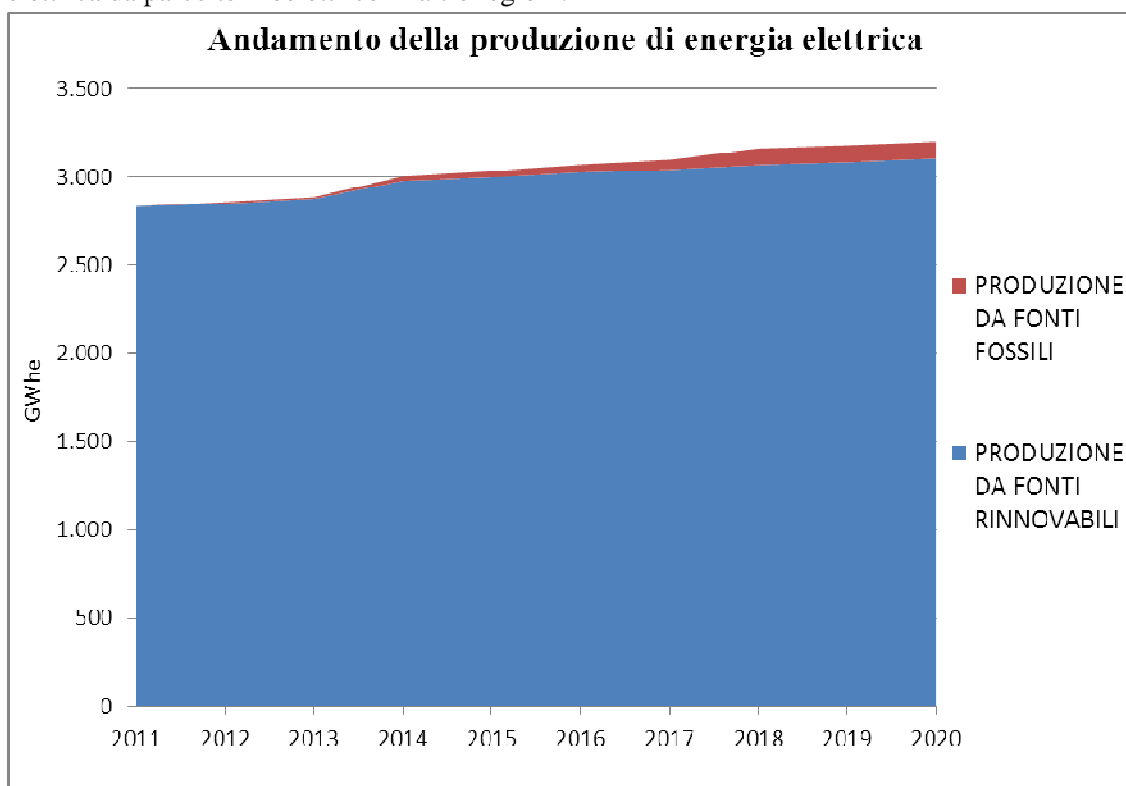


Figura 114 : *PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA - Ripartizione tra fonti fossili e fonti rinnovabili*

Rispetto al 2010 la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile al 2020 è maggiormente diversificata anche se, tra le diverse fonti, risulta sempre la netta predominanza dell'idroelettrico, che rappresenta il 94% del totale.

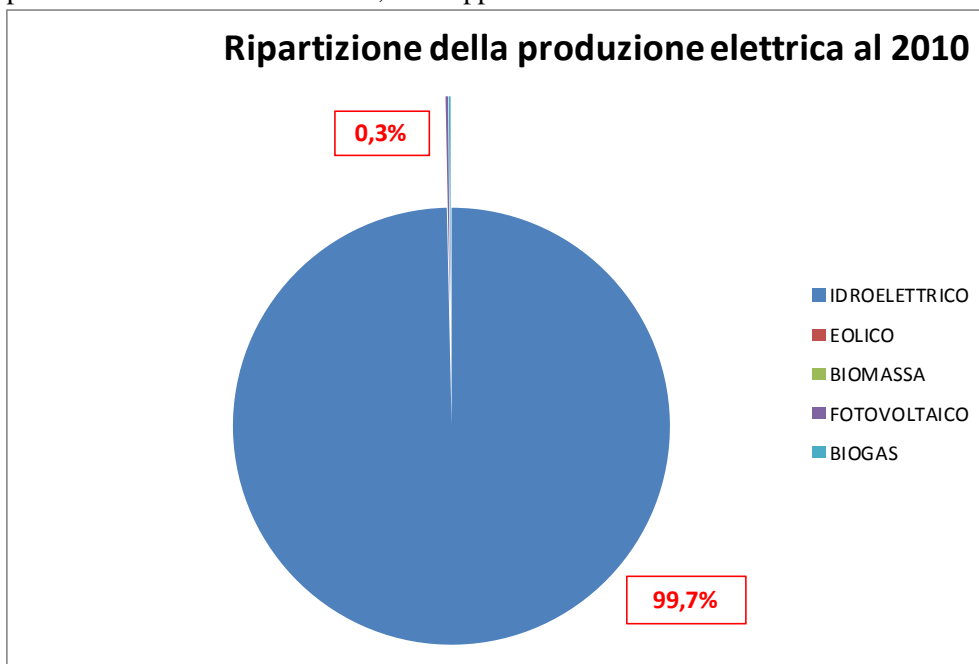


Figura 115 : PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA - Percentuale di produzione elettrica per ciascun intervento al 2010

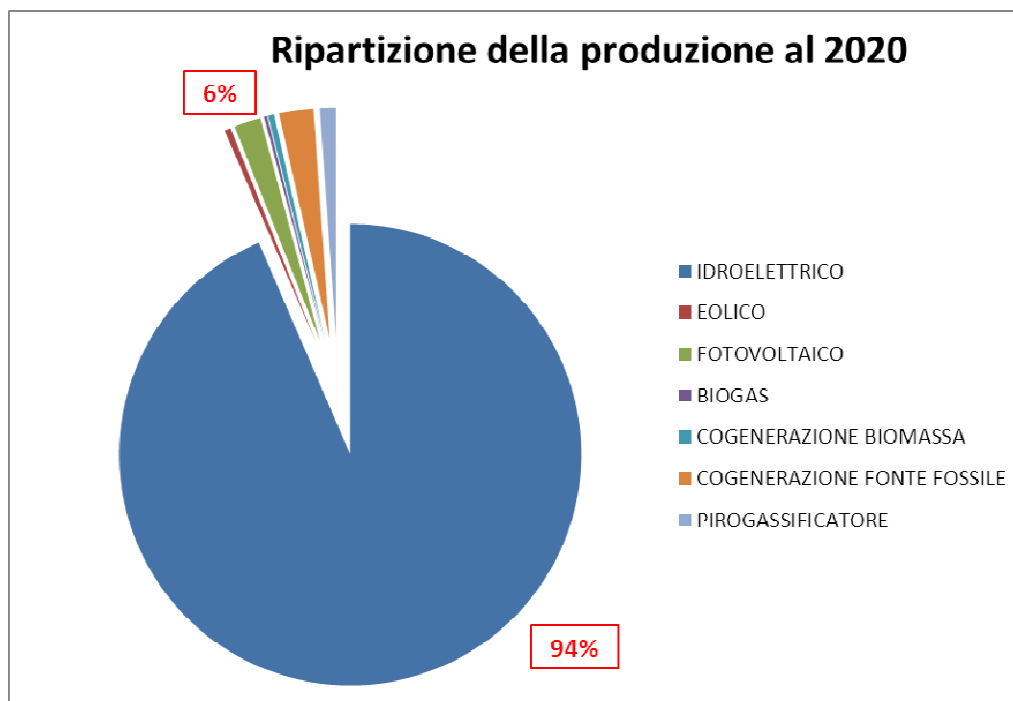


Figura 116 : PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA - Percentuale di produzione elettrica per ciascun intervento al 2020

L'aumento di produzione dal 2010 al 2020 è ottenuto per il 48% da fonte idroelettrica, mentre, per la restante parte (52%), dall'introduzione di altri impianti, in particolare da impianti di cogenerazione da fonte fossile (con riferimento specifico alla realizzazione del teleriscaldamento di Aosta e di Valtournenche), da impianti solare fotovoltaico e dalla realizzazione del pirogassificatore.

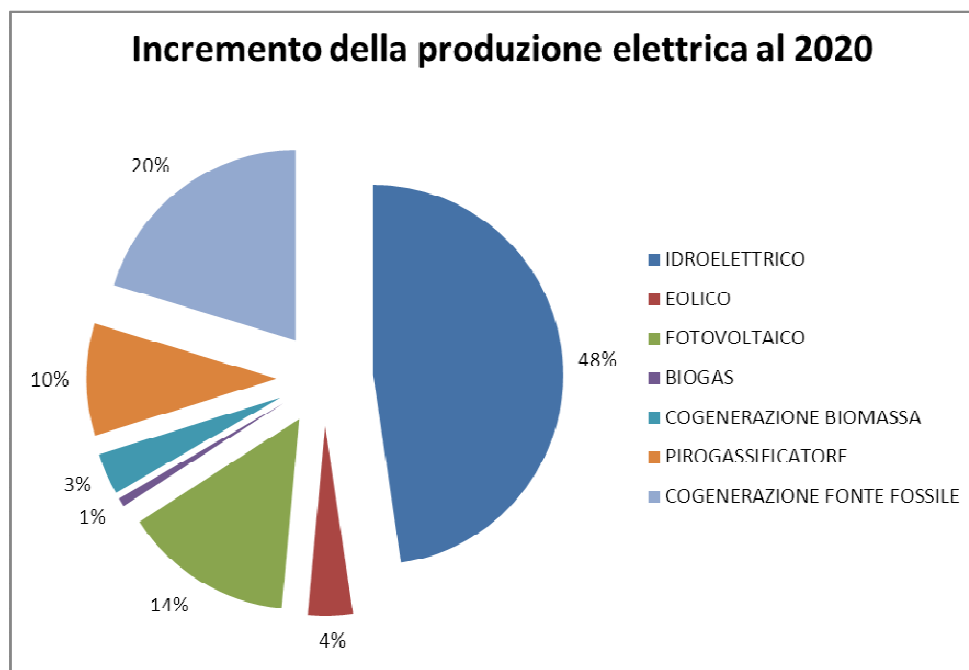


Figura 117 : PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA – Contributo delle diverse fonti all'incremento di produzione al 2020

Se si evidenzia l'incremento di produzione di energia elettrica **da fonte rinnovabile**, dato richiesto ai fini del calcolo del rapporto FER/CFL che pone gli obiettivi regionali di Burden Sharing, si ottiene un peso dell'idroelettrico maggiore, pari al 64%, come evidenziato nella figura seguente, che riporta il contributo delle diverse fonti all'incremento di produzione da FER_{el} al 2020.

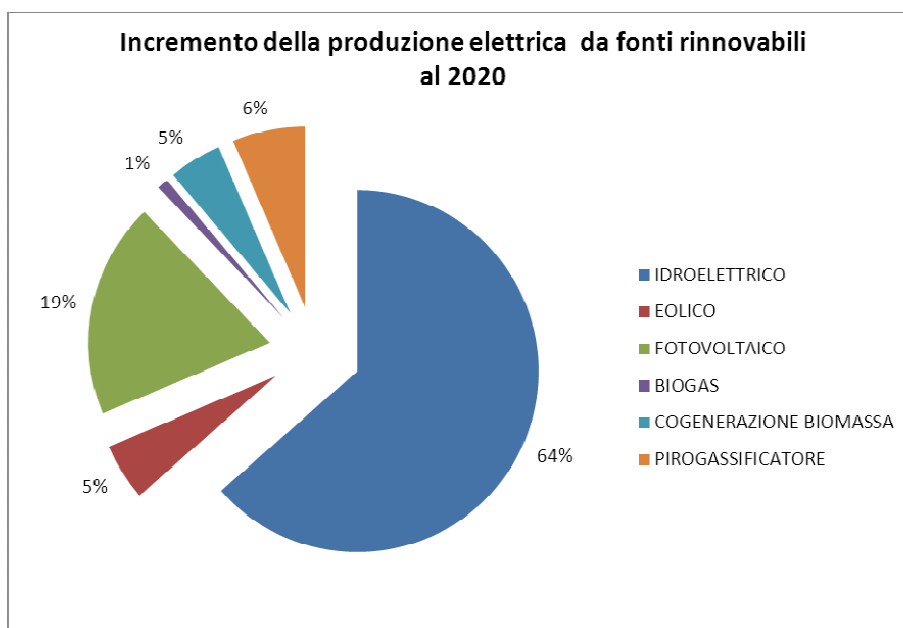


Figura 118 : PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI – Contributo delle diverse fonti all’incremento di produzione al 2020

5.5.4 Export di energia elettrica

Lo scenario di piano prevede un aumento dei consumi elettrici (paragrafo 5.5.2), ma un contemporaneo aumento della produzione (paragrafo 5.5.3) tali da permettere un aumento delle esportazioni di energia elettrica da fonte rinnovabile. Tale scenario vede un incremento dell’export al 2020 rispetto allo scenario libero pari al 23%.

ESPORTAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA - SCENARIO DI PIANO										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE DA FER [GWhe]	2.831,1	2.847,4	2.874,5	2.975,2	2.996,0	3.023,6	3.039,2	3.065,8	3.081,4	3.101,8
PRODUZIONE DA FONTE FOSSILE [GWhe]	0,0	8,9	9,5	25,7	34,8	44,2	55,2	93,1	93,7	94,3
PRODUZIONE TOTALE [GWhe]	2.831,1	2.856,2	2.884,0	3.000,9	3.030,8	3.067,8	3.094,3	3.158,9	3.175,1	3.196,1
CONSUMO FINALE LORDO [GWhe]	862,3	868,6	874,9	881,2	887,5	893,8	900,1	928,5	934,8	941,1
ESPORTAZIONE [GWhe/anno]	1.968,7	1.987,6	2.009,0	2.119,7	2.143,2	2.174,0	2.194,2	2.230,3	2.240,2	2.255,0
ESPORTAZIONE [kTep]	169,3	170,9	172,8	182,3	184,3	187,0	188,7	191,8	192,7	193,9

Tabella 75: EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA – Scenario di piano

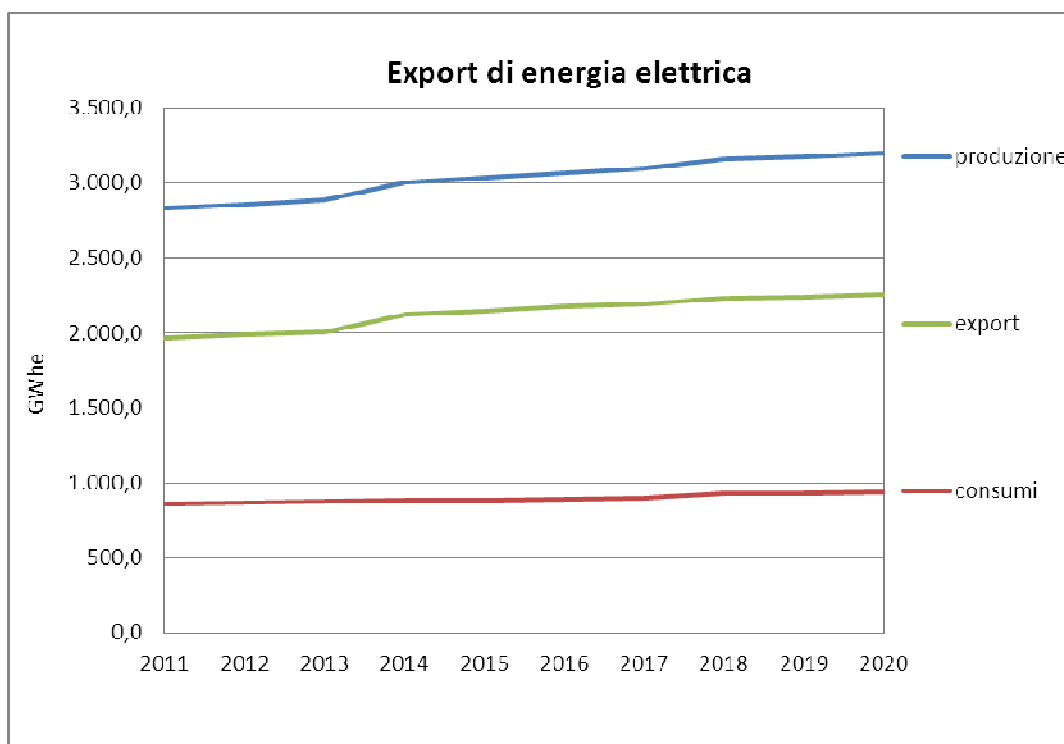


Figura 119 : EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA – Andamento nello scenario di piano

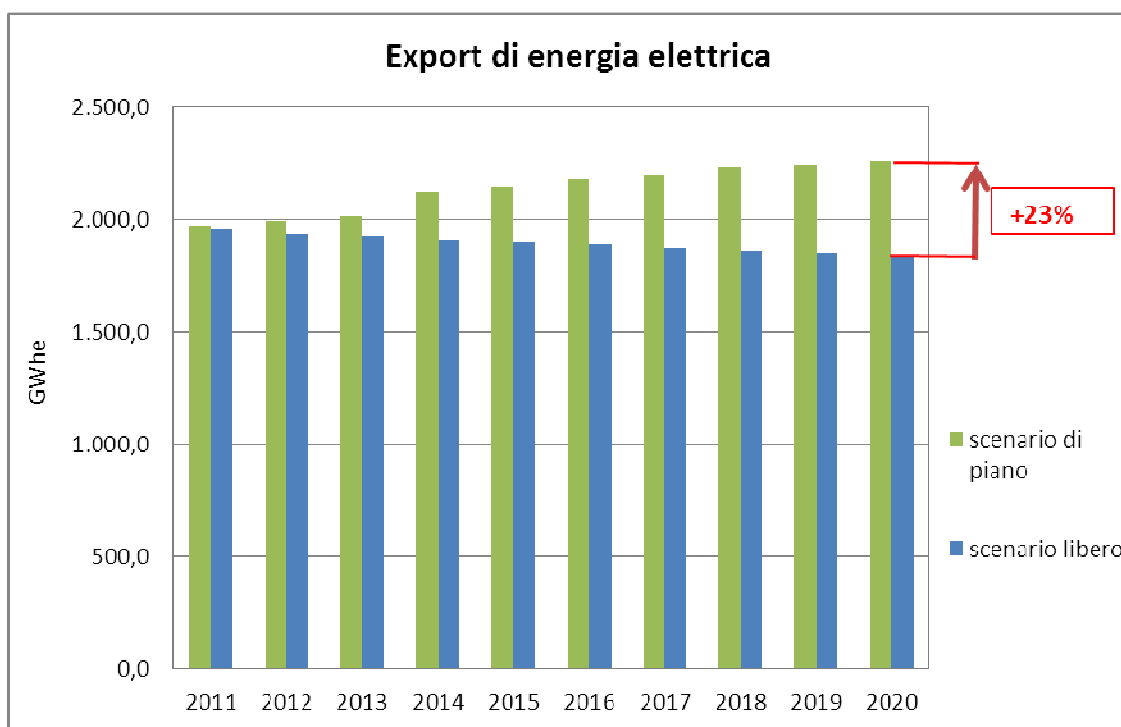


Figura 120 : EXPORT DI ENERGIA ELETTRICA - confronto tra scenario libero e scenario di piano

5.5.5 Riepilogo produzioni e consumi

Il consumo finale lordo per le catene stazionarie al 2020 è pari a 3.596 GWh, valore dato dalla somma di consumo termico ed elettrico, pari rispettivamente a 2.655 GWh e a 941 GWh. Come indicato a livello nazionale, non è stata effettuata valorizzazione dell'energia elettrica. Se si sommano tali consumi a quelli derivanti dal settore dei trasporti, si ottiene il consumo finale lordo (CFL) di energia della regione Valle d'Aosta, pari a **6.360 GWh** al 2020. I dati complessivi, suddivisi nell'andamento annuale dal 2011 al 2020, sono riportati nella tabella seguente.

CONSUMO FINALE LORDO - SCENARIO DI PIANO										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CONSUMI FINALI LORDI TERMICI (CFL - C) [GWh]	2468	2490	2513	2535	2557	2578	2599	2610	2633	2655
CONSUMI FINALI LORDI ELETTRICI (CFL - E) [GWh]	862	869	875	881	888	894	900	929	935	941
TOTALE CONSUMI FINALI LORDI CATENE STAZIONARIE [GWh]	3331	3359	3388	3416	3444	3472	3499	3539	3568	3596
CONSUMI FINALI LORDI TRASPORTI (CFL - T) [GWh]	2715	2720	2726	2731	2737	2742	2747	2753	2758	2764
CONSUMI FINALI LORDI TOTALI [GWh]	6045	6079	6114	6147	6181	6214	6247	6292	6326	6360

Tabella 76: CONSUMO FINALE LORDO – Scenario di piano

L'insieme della produzione di energia termica ed elettrica da fonti rinnovabili (FER) al 2020 risulta pari a **3.314,7 GWh**, di cui 213,0 GWh di produzione termica e 3.101,8 GWh di produzione elettrica. Nella tabella sottostante, si riporta l'andamento del valore di produzione di energia da fonte rinnovabile nel periodo 2011-2020.

PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI - SCENARIO DI PIANO										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA RINNOVABILE (FER - E) [GWh]	2.831,1	2.847,4	2.874,5	2.975,2	2.996,0	3.023,6	3.039,2	3.065,8	3.081,4	3.101,8
PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA RINNOVABILE (FER-C) [GWh]	92,8	116,2	120,1	124,0	127,1	143,1	159,3	202,8	205,9	213,0
PRODUZIONE DI ENERGIA RINNOVABILE (FER) [GWh]	2.923,8	2.963,6	2.994,6	3.099,2	3.123,1	3.166,7	3.198,5	3.268,5	3.287,2	3.314,7

Tabella 77: PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI – Scenario di piano

5.6 Obiettivo di Burden Sharing

Si riporta, nella tabella seguente, il rapporto percentuale tra il valore di produzione di energia (termica+elettrica) da fonti rinnovabili (FER) e il valore del consumo finale lordo (CFL), per ciascun anno, dal 2011 al 2020, tratti dalle tabelle precedenti e derivanti dalle assunzioni dello scenario di piano. Sulla modalità di calcolo del consumo finale lordo, in particolare della parte termica, vi sono alcuni dubbi interpretativi del regolamento europeo 1099/2008 che attualmente sono in fase di definizione, all'interno dei tavoli tecnici nazionali e che potrebbero modificare tale risultato. In tale tabella si confrontano, inoltre, le percentuali di FER/CFL previste nello scenario di piano con gli obiettivi assegnati alla Regione Valle d'Aosta indicati nella Tabella A del decreto di Burden Sharing (paragrafo 4.2) per gli anni dal 2012 al 2020.






CALCOLO OBIETTIVO BURDEN SHARING										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTALE PRODUZIONE DA FER ELETTRICO + TERMICO (FER-E + FER-C) [GWh/anno]	2924	2964	2995	3099	3123	3167	3198	3269	3287	3315
TOTALE CONSUMO FINALE LORDO CFL ELETTRICO + TERMICO+ TRASPORTI (CFL-E + CFL-C+ CFL-T) [GWh/anno]	6045	6079	6114	6147	6181	6214	6247	6292	6326	6360
FER/CFL SCENARIO DI PIANO	48,4%	48,7%	49,0%	50,4%	50,5%	51,0%	51,2%	51,9%	52,0%	52,1%
OBIETTIVO FER/CFL Tabella A - decreto di "Burden Sharing"		51,8%		51,0%		50,7%		51,0%		52,1%
										

Tabella 78: OBIETTIVO DI BURDEN SHARING – Quota di energia rinnovabile sul consumo finale lordo

Come emerge dalla tabella, l'obiettivo viene raggiunto a partire dal 2016, in quanto i grossi interventi che influenzano i risultati di piano non sono di imminente realizzazione. A partire dal 2018 la percentuale tende ad avere solo lievi incrementi in quanto tutti gli interventi previsti nello scenario di piano in tale data dovrebbero avere trovato attuazione.

Si evidenzia che nel calcolo dell'obiettivo non viene valorizzata la cogenerazione da fonte fossile, in quanto l'energia elettrica prodotta non viene conteggiata al numeratore, non essendo proveniente da fonte rinnovabile, mentre il relativo consumo termico viene inserito a denominatore.

Inoltre, è necessario specificare che il punto di partenza dei calcoli della percentuale, effettuato nel piano su base annuale, differisce da quanto inserito nel decreto di Burden Sharing. Ciò comporta che si riesca comunque a raggiungere l'obiettivo, ma che questo presenti una crescita percentuale più elevata rispetto a quanto previsto teoricamente per la regione Valle d'Aosta.

Proposta di PEAR

Ogni intervento previsto nello scenario di piano contribuisce al raggiungimento della percentuale di FER/CFL in maniera differente. Alcuni interventi riguardano solo il numeratore del rapporto, ovvero incrementano le FER, come per esempio la produzione di energia elettrica da fotovoltaico, altri riguardano il denominatore, ovvero agiscono sulla riduzione dei consumi finali lordi, come ad esempio la riduzione del fabbisogno energetico nel settore civile e industriale, altri ancora coinvolgono sia il numeratore, sia il denominatore, come per esempio la cogenerazione a biomassa.

In riferimento all'anno 2020, si riporta di seguito il contributo di ogni intervento nel raggiungimento dell'obiettivo.

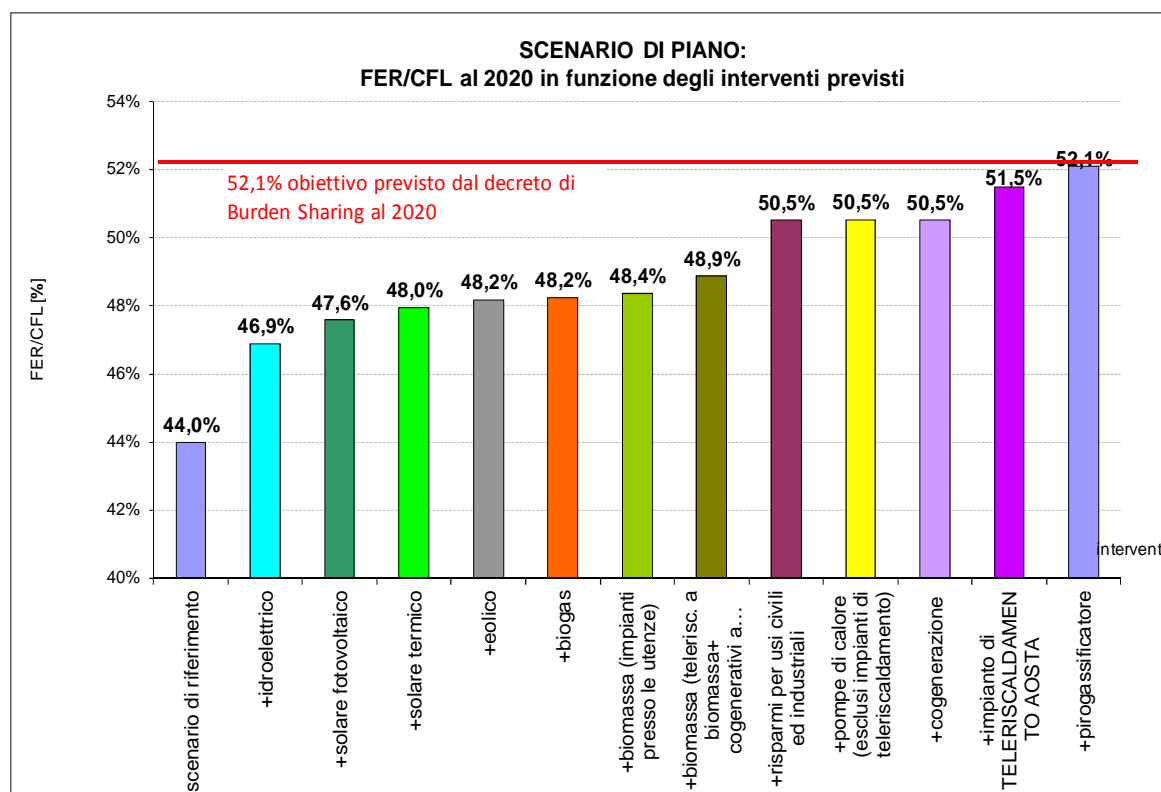


Figura 121 : OBIETTIVO DI BURDEN SHARING - Percentuale di fonti rinnovabili su consumo finale lordo al 2020 con incremento relativo ai diversi interventi

Proposta di PEAR

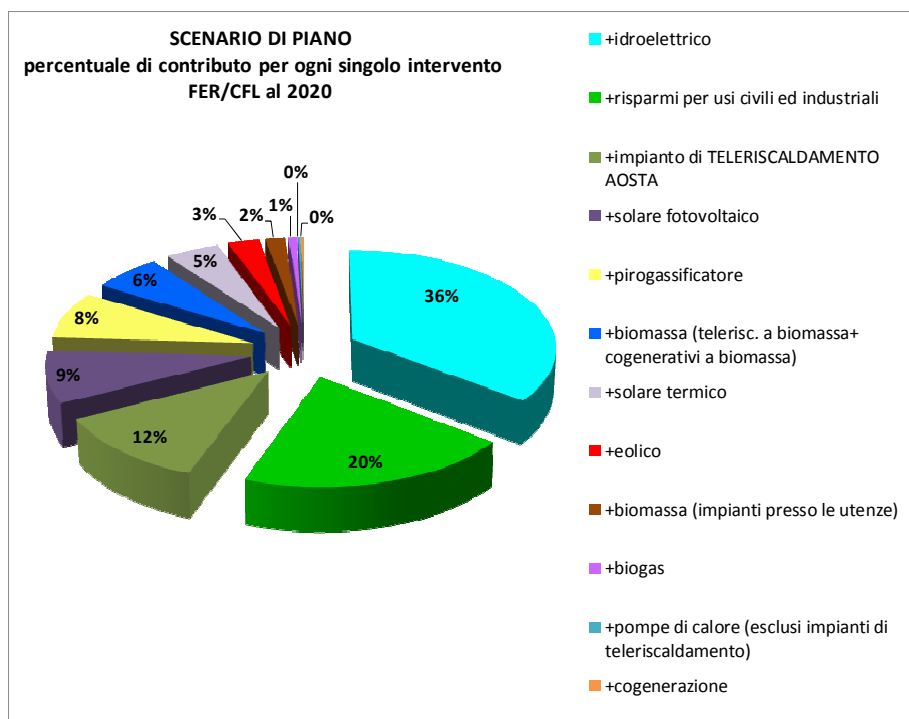


Figura 122 : SCENARIO DI PIANO - FER/CFL al 2020 percentuale di contributo per ogni singolo intervento

5.7 Obiettivo di riduzione dei consumi energetici complessivi

Il Piano nazionale di azione sull'efficienza energetica (PAEE) pone come obiettivo nazionale la riduzione del 9,6% dei consumi al 2016 e del 14% al 2020. A livello regionale non sono state però attribuite percentuali specifiche di raggiungimento vincolanti come nel caso dell'obiettivo di Burden Sharing.

Considerando solo gli interventi sulle catene stazionarie (senza intervenire sul settore dei trasporti) la percentuale di riduzione raggiunta nello scenario di piano risulta del **2,1% al 2016** e del **3,1% al 2020**.

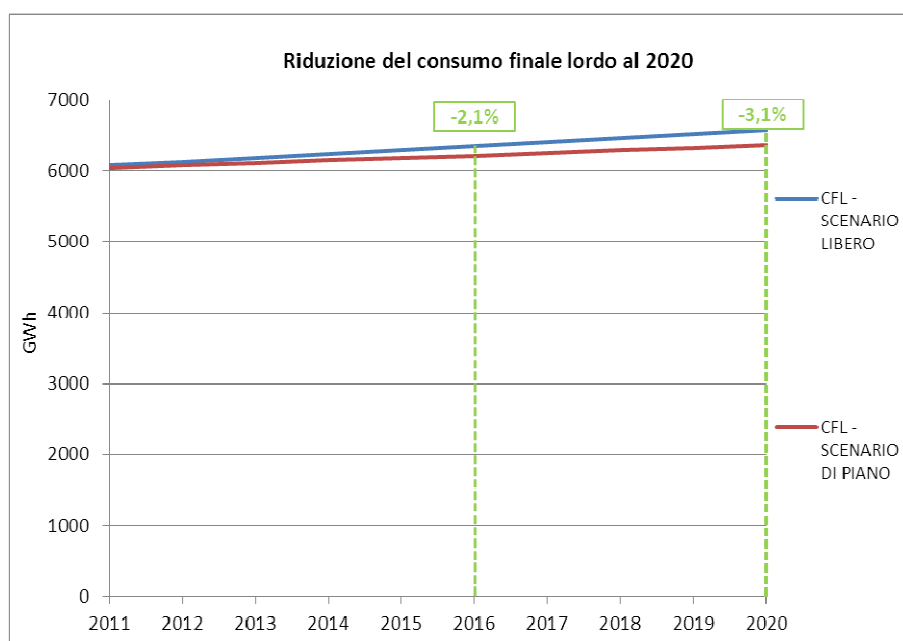


Figura 123 : RIDUZIONE DEL CONSUMO FINALE LORDO – Obiettivi del PAEE

Si ribadisce come la cogenerazione da fonte fossile, pur generando un aumento locale di consumo da fonte fossile, produca energia elettrica, che contribuisce alla riduzione della quantità di energia elettrica prodotta da centrali termoelettriche nel sistema esterno e, quindi, alla diminuzione del relativo consumo di combustibile fossile.

5.8 *Obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto ai livelli del 1990*

Per il calcolo delle emissioni di CO₂ si fa riferimento ai fattori di emissione e alle assunzioni metodologiche già riportate nel paragrafo 2.4.

Come già evidenziato in precedenza per quanto riguarda l'emissione di CO₂, questa viene considerata come "mancate emissioni" nel sistema esterno alla regione, definita come la differenza tra le emissioni di CO₂ generate da fonte fossile sul territorio regionale e le emissioni evitate per l'esportazione nel sistema esterno di energia elettrica da fonte rinnovabile, energia elettrica che sarebbe altrimenti prodotta da centrali termoelettriche tradizionali.

Le mancate emissioni della CO₂ hanno quindi valore negativo perché le emissioni evitate nel sistema esterno superano le emissioni prodotte sul territorio regionale da fonte fossile.

Le azioni intraprese nello scenario di piano comportano un aumento delle mancate emissioni rispetto allo scenario libero.

EMISSIONI DI CO ₂ [t/anno]											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
mancate emissioni di CO ₂ SCENARIO LIBERO [t/anno]	-598.758	-574.224	-552.417	-536.450	-520.483	-504.516	-488.549	-472.582	-456.615	-440.648	-424.681
TOTALE INTERVENTI [t/anno]	-2.640	-21.946	-49.678	-72.685	-146.519	-170.571	-196.535	-222.522	-260.730	-278.101	-298.616
TOTALI mancate emissioni di CO ₂ SCENARIO DI PIANO [t/anno]	-601.398	-596.170	-602.095	-609.135	-667.002	-675.087	-685.084	-695.104	-717.345	-718.749	-723.297

Tabella 79: MANCATE EMISSIONI DI CO₂ - Andamento delle mancate emissioni di CO₂ nello scenario libero e nello scenario di piano, dal 2010 al 2020

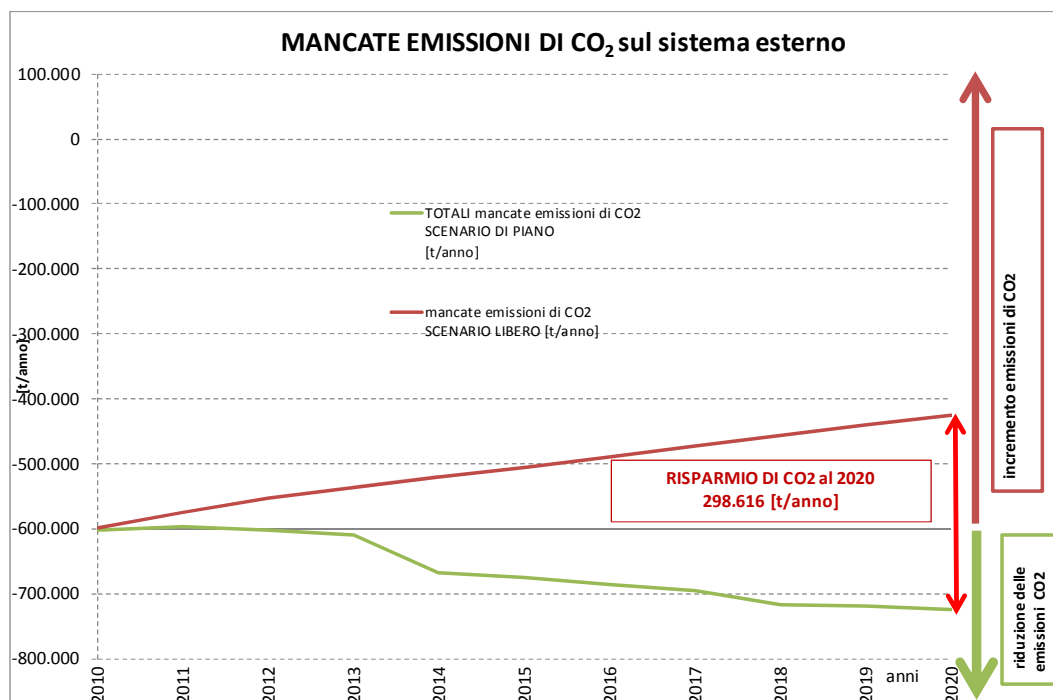


Figura 124 : MANCATE EMISSIONI DI CO₂ - Andamento delle mancate emissioni di CO₂ nello scenario libero e nello scenario di piano dal 2010 al 2020

L'andamento delle mancate emissioni nello scenario libero è però in continua decrescita, in quanto la naturale evoluzione del sistema senza particolari politiche energetiche tende a fare incrementare le emissioni di CO₂, sia sul sistema esterno, sia sul territorio regionale.

Gli interventi previsti nel piano sono quindi necessari per invertire la tendenza e generare una diminuzione di emissioni da fonte fossile sul territorio regionale ed un incremento della riduzione di emissioni di CO₂ sul territorio nazionale.

Il risparmio di emissioni di CO₂ stimate per il 2020 nello scenario di piano rispetto allo scenario libero si attesta intorno a **298.616 t/anno**.

Ogni intervento previsto nello scenario di piano porta un proprio contributo per le mancate emissioni come di seguito rappresentato riferendosi all'anno 2020.

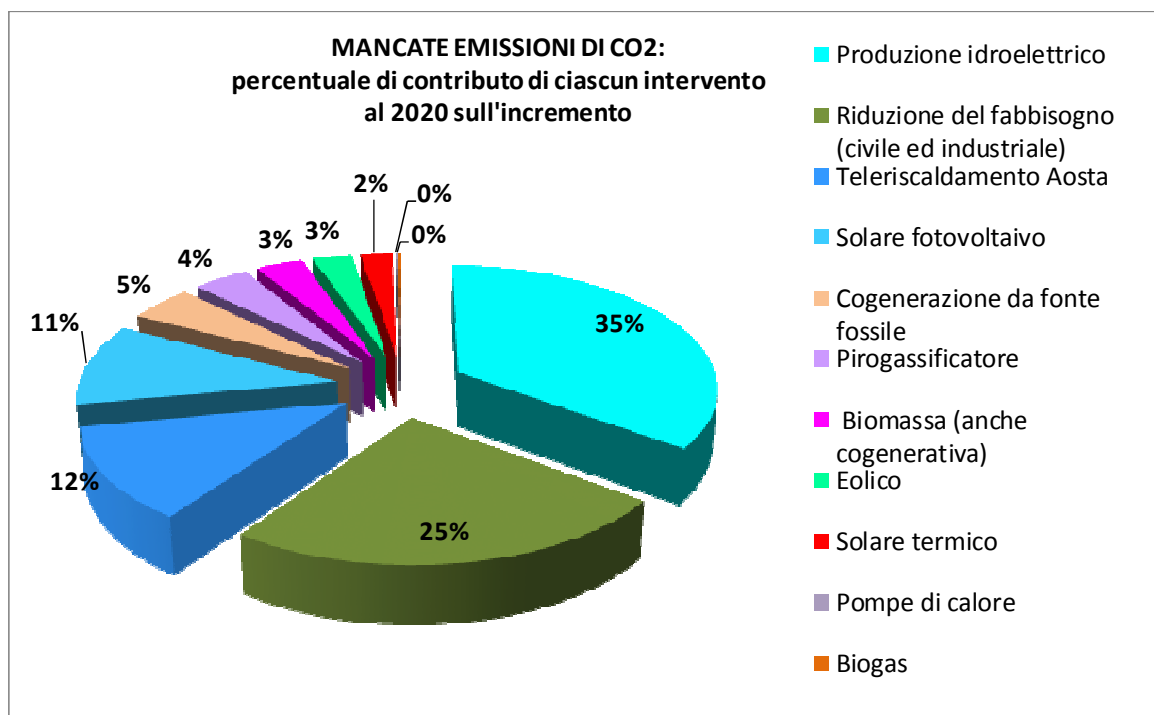


Figura 125 : MANCATE EMISSIONI DI CO₂ - Percentuale di mancate emissioni per ogni singolo intervento al 2020

Per il calcolo delle emissioni di CO₂ per ogni singolo intervento sono stati calcolati i risparmi di CO₂ rispetto alla generazione separata (caldaie di tipo tradizionale), ai quali sono state detratte le emissioni generate dai consumi, per ogni specifico intervento, di combustibile fossile o di energia elettrica.

Per quanto riguarda il raggiungimento dell'obiettivo si verifica la riduzione delle emissioni che si hanno nello scenario di piano, rispetto al 1990 e rispetto al livello tendenziale dello scenario libero come rappresentato nella figura seguente.

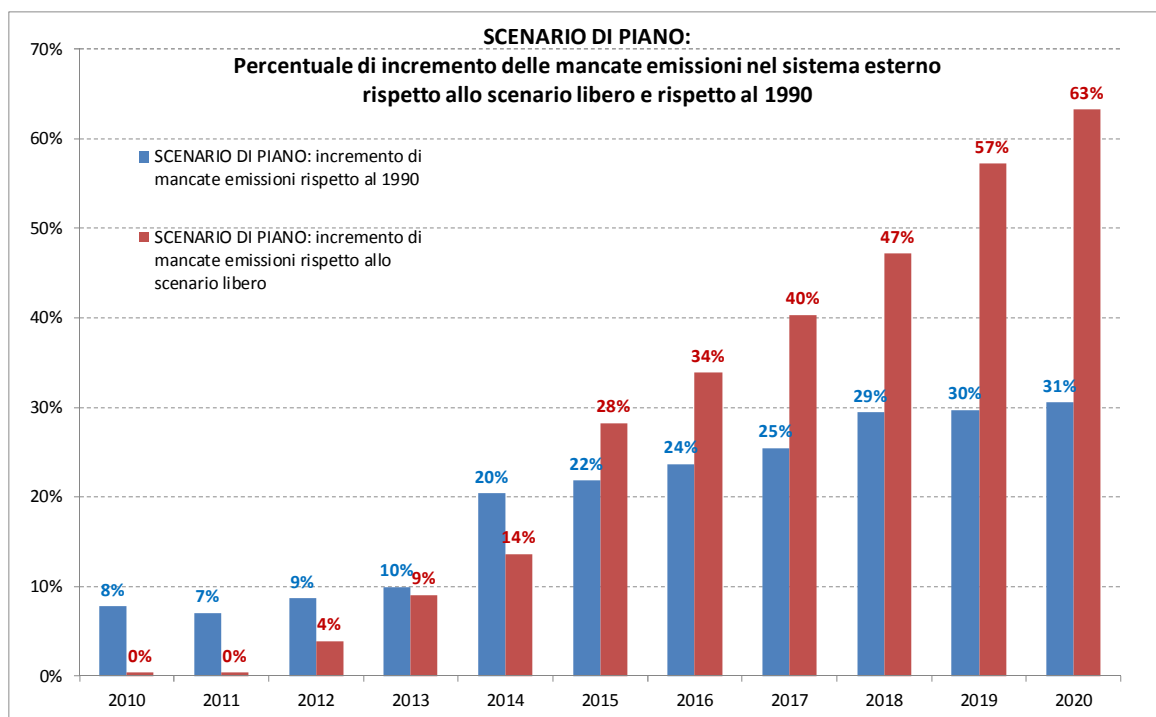


Figura 126 : MANCATE EMISSIONI DI CO₂ - Percentuale di incremento delle mancate emissioni CO₂ rispetto allo scenario libero e rispetto al 1990

Capitolo 6 - Azioni di monitoraggio e verifica

6.1 Necessità del monitoraggio

La complessità degli interventi previsti nel piano energetico rende difficoltosa la definizione di un legame diretto tra la singola azione effettuata e il beneficio specifico conseguente.

Gli obiettivi posti per il decennio sono ambiziosi e si prefiggono il soddisfacimento degli obiettivi “20 – 20 – 20” dell’Unione europea, sia pure definiti tenendo conto delle peculiarità della regione.

Occorre quindi che, nel corso degli anni di attuazione del piano, si proceda, senza eccessive variazioni, secondo le linee guida indicate.

Sono, infatti, presenti “margini di manovra” molto stretti nei settori del risparmio energetico, dell’incremento della produzione da fonti rinnovabili e della riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto alla modifica delle assunzioni fatte nello scenario di piano.

L’analisi dell’avanzamento di interventi e azioni, realizzata ad intervalli regolari, diventa un’attività necessaria e di primaria importanza, oltre che obbligatoria nel rispetto del decreto Burden Sharing e per la trasmissione dei dati di monitoraggio al Ministero competente. Attraverso la verifica delle azioni e degli strumenti programmati sarà possibile misurare gli scostamenti rispetto alla previsione, al fine di aggiornare le linee di intervento ed eventualmente reindirizzare alcune risorse.

Il monitoraggio, previsto anche dalla normativa in materia di valutazione ambientale strategica (VAS.), nella l.r. 12/2009, assicurerà anche il controllo degli effetti significativi sull’ambiente derivanti dall’attuazione del piano.

Tale verifica permetterà di individuare tempestivamente gli scostamenti imprevisi e consentirà di determinare le opportune misure correttive.

6.2 Definizione dei metodi utilizzati e delle grandezze da monitorare

Per definire un quadro completo e aggiornato del settore energetico, occorre conoscere sia i valori di consumo e produzione dell’intera regione, sia il panorama degli interventi effettuati nell’ambito di quanto previsto dal Piano.

Occorre quindi definire una metodologia di raccolta dati univoca e replicabile negli anni con individuazione dettagliata delle fonti per la raccolta dei dati, in funzione della peculiarità del territorio regionale.

Si presenta quindi la necessità di un aggiornamento periodico dei BER (bilanci energetici regionali), al fine di potere verificare il raggiungimento degli obiettivi di piano in particolare quelli posti a livello regionale dal decreto di Burden Sharing.

Le raccolte dati effettuate a livello regionale devono essere coerenti con le metodologie e i sistemi statistici previsti a livello nazionale quali il **Simeri**³⁰ “*Sistema italiano per il*

³⁰ Sistema italiano per il monitoraggio delle energie rinnovabili, secondo quanto previsto dall’art.40 del Dlgs. 28/2011 per cui il GSE (Gestore dei servizi elettrici) deve organizzare e gestire un sistema nazionale per il

monitoraggio delle Energie rinnovabili” che saranno utilizzati per il calcolo degli obiettivi regionali di Burden Sharing. Per quanto riguarda la definizione dei consumi si presenta la necessità di definire con dettaglio le modalità di analisi dei consumi effettuati dall’ENEA, in particolare di prodotti petroliferi nel settore civile e dei trasporti.

Le statistiche a livello regionale devono essere coerenti con quelle previste a livello nazionale per poter valutare con precisione il raggiungimento o meno degli obiettivi posti per i vari anni fino al 2020 dal decreto di Burden Sharing.

La definizione della modalità di svolgimento del monitoraggio e le grandezze da monitorare vengono analizzate nel dettaglio nel documento di VAS (valutazione ambientale strategica) al fine di verificare gli effetti delle azioni di piano sull’ambiente.

Per le azioni di monitoraggio del piano si definiscono degli indicatori di monitoraggio ovvero indicatori specifici prestazionali che hanno lo scopo di controllare lo stato di realizzazione e i risultati conseguiti nel piano.

Questi possono essere suddivisi in

- indicatori di realizzazione, che sono direttamente collegati agli interventi previsti nel piano;
- indicatori di risultato, che sono direttamente legati agli effetti prodotti dalle linee di intervento;
- indicatori di ricaduta ambientale direttamente connessi agli interventi di piano, che consentono di monitorare gli effetti del PEAR rispetto agli obiettivi di sostenibilità ambientale.

In particolare, ad esempio, nel campo del risparmio energetico è necessario monitorare la penetrazione degli interventi nel settore civile e l’evoluzione dei consumi industriali, nonché le potenze installate e l’energia prodotta da nuovi impianti di generazione di energia termica ed elettrica quali cogeneratori, impianti di teleriscaldamento, pompe di calore ecc..

Per quanto riguarda il monitoraggio della produzione da fonti rinnovabili, è necessaria la conoscenza delle potenze installate ed energie prodotte per singolo intervento relative alle diverse fonti (biomassa, eolico, solare termico e fotovoltaico, idroelettrico, geotermico).

L’azione di monitoraggio degli indicatori permetterà, di anno in anno, di valutare lo stato di attuazione del piano, tenere sotto controllo le pressioni sulle componenti ambientali, individuare eventuali impatti negativi e, conseguentemente, ricalibrare o ridefinire alcune politiche in ambito energetico al fine di raggiungere, al 2020 e negli anni intermedi, gli obiettivi di sostenibilità prefissati e gli obiettivi di Burden Sharing.

monitoraggio statistico dello stato di sviluppo delle fonti rinnovabili in grado di misurare il raggiungimento degli obiettivi nazionali e regionali posti all’Italia dalla direttiva 2009/28/CE in conformità alle norme SISTAN ed EUROSTAT

Conclusioni

Il monitoraggio dell'evoluzione del sistema energetico valdostano ha messo in evidenza criticità nella metodologia di raccolta ed elaborazione dei dati, che deve quindi essere migliorata. Ciò induce a sottolineare l'importanza che, tra le azioni che il nuovo Piano deve prevedere, siano affrontati e concretamente risolti questi aspetti.

Sulla base degli obiettivi comunitari del 20-20-20 e in particolare di quanto richiesto per il Burden Sharing, il nuovo PEAR identifica su basi realistiche e coerenti con i limiti fisici, socio-economici e territoriali del contesto le possibilità di miglioramento del sistema energetico regionale.

Gli interventi, focalizzati sulle catene energetiche stazionarie, riguardano sia la riduzione dei consumi finali elettrici e termici, sia il ricorso alle energie rinnovabili, sia un utilizzo più efficiente dell'energia. Il settore dei trasporti, non trascurabile nel sistema energetico regionale, necessita invece di approfondimenti specifici per poter declinare obiettivi ed azioni.

L'attuazione delle diverse iniziative attraverso strumenti normativi e meccanismi di incentivazione, nonché attraverso progetti specifici di iniziativa pubblica e/o privata, dovrà essere correttamente e tempestivamente monitorata, per consentire di valutare, in itinere, il raggiungimento degli obiettivi parziali prefissati ed eventualmente di ricalibrare le azioni previste.