

**ASSESSORATO OPERE PUBBLICHE, TERRITORIO E AMBIENTE**

**DIPARTIMENTO AMBIENTE**

**VALUTAZIONI, AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI E QUALITA' DELL'ARIA**

**PROVVEDIMENTO DIRIGENZIALE**

**N. 4036 in data 07-07-2023**

**OGGETTO :** PROCEDURA DI VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA (VAS) AI SENSI DELLA LEGGE REGIONALE N. 12 DEL 2009 RELATIVA AL “PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE (PEAR) DELLA REGIONE AUTONOMA VALLE D’AOSTA” – APPROVAZIONE PARERE DI VAS.

Il Dirigente della Struttura valutazioni, autorizzazioni ambientali e qualità dell’aria

vista la legge regionale 23 luglio 2010, n. 22 “Nuova disciplina dell’organizzazione dell’Amministrazione regionale e degli enti del comparto unico della Valle d’Aosta. Abrogazione della legge regionale 23 ottobre 1995, n. 45, e di altre leggi in materia di personale” e, in particolare, l’articolo 4, relativo alle funzioni della direzione amministrativa;

richiamata la deliberazione della Giunta regionale n. 481 in data 8 maggio 2023 concernente la revisione della Struttura organizzativa dell’Amministrazione regionale a decorrere dal 1° giugno 2023;

richiamata la deliberazione della Giunta regionale n. 596 in data 29 maggio 2023 recante il conferimento dell’incarico dirigenziale al sottoscritto;

richiamata la deliberazione della Giunta regionale n. 620 in data 29 maggio 2023, concernente l’approvazione del bilancio finanziario gestionale per il triennio 2023/2025 a seguito della revisione della struttura organizzativa dell’amministrazione regionale di cui alla DGR 481/2023 e attribuzione alle strutture dirigenziali delle quote di bilancio con decorrenza 1° giugno 2023;

richiamati, in particolare, gli articoli 11 e 12 della l.r. 12/2009, che disciplinano il procedimento di Valutazione Ambientale Strategica (VAS);

rammentato che la scrivente Struttura valutazioni, autorizzazioni ambientali e qualità dell'aria è individuata quale Autorità competente in materia di VAS ai sensi della normativa sopracitata;

evidenziato che il Dipartimento sviluppo economico ed energia, in qualità di Autorità proponente, ha predisposto il "Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Autonoma Valle d'Aosta";

rilevato che il Piano suddetto è soggetto a VAS in quanto rientra tra i piani e programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale come definiti dall'art. 6, comma 1, della l.r. 12/2009;

rilevato che l'Autorità proponente ha trasmesso alla Struttura valutazioni, autorizzazioni ambientali e qualità dell'aria, con nota acquisita agli atti in data 28 aprile 2023, la documentazione inerente alla proposta del Piano, e la documentazione di VAS, per l'attivazione della procedura di VAS ai sensi dell'art. 11 della l.r. 12/2009;

rilevato che, a seguito della suddetta trasmissione, la Struttura competente ha provveduto ad istruire il procedimento di VAS secondo quanto disciplinato dalla l.r. 12/2009, ottemperando agli obblighi di evidenza pubblica del procedimento, e di consultazione con i soggetti competenti in materia territoriale ed ambientale;

evidenziato che l'articolo 12 della l.r. 12/2009 prevede la conclusione del procedimento istruttorio sopracitato mediante l'espressione del parere di VAS sulla documentazione presentata;

atteso pertanto che la scrivente Struttura competente ha concluso la propria attività istruttoria, con la redazione del parere di VAS;

#### DECIDE

1) di approvare il parere di VAS allegato, relativo al "Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Autonoma Valle d'Aosta", comprensivo dell'istruttoria tecnica della Struttura valutazioni, autorizzazioni ambientali e qualità dell'aria, e delle osservazioni pervenute da parte dei soggetti competenti in materia ambientale e territoriale consultati, e da parte di terzi;

2) di evidenziare che tale atto non comporta oneri a carico del bilancio regionale della Regione;

3) di disporre l'integrale diffusione del presente provvedimento sul sito web istituzionale dell'Amministrazione regionale nella pagine a cura della scrivente Struttura regionale.

L'ESTENSORE  
- Davide MARGUERETTAZ -

IL DIRIGENTE  
- Paolo BAGNOD -

**Assessorato opere pubbliche, territorio e ambiente,  
Dipartimento ambiente  
Struttura valutazioni, autorizzazioni ambientali e  
qualità dell'aria**

**Procedura di Valutazione Ambientale Strategica del  
“Piano energetico ambientale regionale (PEAR) al 2030 della Regione  
Autonoma Valle d'Aosta”.**

**PARERE DI VAS**

## 1) IL PIANO

La proposta del Piano energetico ambientale regionale PEAR al 2030 della Regione Autonoma Valle d'Aosta è stata predisposta dalla Struttura regionale Dipartimento sviluppo economico ed energia.

Il Piano presentato è stato inoltre corredato dei seguenti elaborati di VAS:

- *Rapporto Ambientale;*
- *Sintesi non tecnica;*
- *Studio di Incidenza (VINCA)*

## CONTENUTI, OBIETTIVI ED AZIONI DEL PIANO

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

Il Piano si basa sul perseguimento di tre obiettivi complementari, in termini di:

- *riduzione dei consumi finali, coerentemente con il principio europeo Energy efficiency first, volto a evitare sprechi di risorse energetiche ed economiche, promuovendo un uso razionale dell'energia e migliorando l'efficienza delle conversioni energetiche;*
- *aumento della produzione locale da fonti energetiche rinnovabili, coerentemente con il principio di autosufficienza energetica e con gli indirizzi strategici di decarbonizzazione declinati nei gruppi di lavoro nazionali;*
- *riduzione delle emissioni di GHGs, coerentemente con la RoadMap per una Valle d'Aosta fossil fuel free al 2040.*

Finalizzati al raggiungimento dei seguenti obiettivi quantitativi:

### **OBIETTIVO EFFICIENZA ENERGETICA**

**RIDUZIONE DEL 12% DEI CONSUMI FINALI NETTI RISPETTO AL 2019**

### **OBIETTIVO PRODUZIONE FER**

**AUMENTO DEL 12% DELLA PRODUZIONE LOCALE DA FER RISPETTO AL 2019**

### **OBIETTIVO "FOSSIL FUEL FREE"**

**RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GHGs DEL 34% RISPETTO AL 2017**

**(attenzione: a pag. 201 del RA viene riportato un obiettivo del 36%!)**

Le azioni per raggiungere i suddetti obiettivi vengono declinate secondo 4 ASSI:

**ASSE 1 – RIDUZIONE DEI CONSUMI:** facendo proprio il principio di Energy Efficiency First, più volte richiamato nei documenti eurocomunitari come uno dei pilastri fondamentali non solo per raggiungere gli obiettivi climatici dell'UE, ma anche per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili provenienti dall'estero e aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento, il PEAR VDA 2030 delinea, nei diversi settori, le azioni volte alla diminuzione dei consumi, sia mediante un utilizzo razionale dell'energia e interventi di miglioramento dell'efficienza di conversione energetica, sia mediante il processo di transizione termico-elettrica dei consumi.

**ASSE 2 – INCREMENTO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI:** nonostante la situazione virtuosa dovuta alla grande produzione idroelettrica, la Valle d'Aosta sarà chiamata a concorrere agli ambiziosi obiettivi di nuova potenza FER installata, il cui meccanismo di ripartizione tra le Regioni è attualmente in discussione nell'ambito dei tavoli di coordinamento con il Ministero competente.

**ASSE 3 – RETI E INFRASTRUTTURE:** le azioni delineate negli Assi precedenti devono essere accompagnate da un adeguato coordinamento con lo sviluppo e la gestione delle reti e delle infrastrutture (es: rete elettrica, rete gas), anche volto ad un aumento della loro resilienza in relazione ai cambiamenti climatici, in quanto le stesse costituiscono condizione abilitante per la transizione energetica.

**ASSE 4 – PERSONE:** come indicato nei capisaldi delle direttive "rinnovabili" (Direttiva 2018/2001/CE, "RED II") e "mercato" (Direttiva 2019/944/CE, "IEM"), l'accelerazione richiesta rispetto ai trend registrati finora comporta imprescindibilmente un ruolo attivo e consapevole delle persone. In tale ottica, il PEAR

VDA 2030 vuole promuovere azioni volte all'engagement della società, in termini di migliore capacità di governance da parte della Pubblica Amministrazione e delle istituzioni e di coinvolgimento attivo della popolazione e del tessuto produttivo.

Si riporta di seguito lo schema di sintesi degli Assi e delle azioni del Piano.

ASSI	AZIONI
<i>Asse 1 - RIDUZIONE DEI CONSUMI</i>	C_01 SETTORE RESIDENZIALE
	C_02 SETTORE TERZIARIO
	C_03 SETTORE INDUSTRIALE E AGRICOLO
	C_04 SETTORE DEI TRASPORTI
<i>ASSE 2 – INCREMENTO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI</i>	F_01 IDROELETTRICO
	F_02 FOTOVOLTAICO
	F_03 EOLICO
	F_04 SOLARE TERMICO
	F_05 POMPE DI CALORE
	F_06 BIOMASSA
	F_07 BIOGAS
<i>ASSE 3 – RETI E INFRASTRUTTURE</i>	R_01 RETE ELETTRICA
	R_02 RETE DI RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI
	R_03 RETE GAS NATURALE
	R_04 RETI DI TELERISCALDAMENTO
	R_05 RETE DIGITALE
	R_06 RETE RISORSA IDRICA
<i>ASSE 4 – PERSONE</i>	P_01 GOVERNANCE
	P_02 PAESC
	P_03 MONITORAGGIO
	P_04 PUBBLICA AMMINISTRAZIONE - FORMAZIONE
	P_05 NETWORK
	P_06 SEMPLIFICAZIONE AMMINISTRATIVA
	P_07 INFORMAZIONE E SENSIBILIZZAZIONE
	P_08 COMUNITÀ ENERGETICHE E AUTOCONSUMO COLLETTIVO
	P_09 PROFESSIONISTI E IMPRESE – FORMAZIONE, SISTEMI DI GESTIONE E LABEL
	P_10 SCUOLE
	P_11 POVERTÀ ENERGETICA
	P_12 RICERCA, SVILUPPO E INNOVAZIONE

## **2) IL PROCEDIMENTO DI VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA (VAS)**

### **RIFERIMENTI NORMATIVI E SOGGETTI COMPETENTI**

Il riferimento legislativo per la VAS è costituito dalla legge regionale 26 maggio 2009, n. 12, oltre che dal D.lgs. 152/2006.

La scrivente Struttura regionale valutazioni, autorizzazioni ambientali e qualità dell'aria, dell'Assessorato opere pubbliche, territorio e ambiente, è individuata quale Autorità competente in materia di VAS ai sensi della normativa sopracitata.

Il Piano è soggetto a VAS in quanto rientra tra i piani e programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale, come definiti dall'art. 6, comma 1, della l.r. 12/2009.

### **PROCEDIMENTO**

L'Autorità proponente del Piano in argomento in data 5 ottobre 2021 ha presentato la domanda di concertazione di avvio del processo di VAS, allegando la Relazione metodologica preliminare, ai sensi dell'art. 9 della l.r. 12/2009.

La scrivente Struttura competente ha avviato la suddetta procedura in data 12 ottobre 2021, concludendo la medesima in data 17 novembre 2021, con trasmissione del relativo parere. Il parere è stato redatto in considerazione della documentazione prodotta e delle osservazioni pervenute da parte dei vari soggetti competenti in materia ambientale e territoriali consultati.

L'Autorità proponente ha quindi provveduto alla stesura del Piano ed alla redazione dei documenti di VAS, tenendo conto del parere sopracitato, ai sensi dell'art. 10 della l.r. 12/2009.

In data 28 aprile 2023 l'Autorità proponente ha quindi trasmesso alla Struttura regionale competente la documentazione comprendente la proposta del Piano, e la documentazione di VAS, per l'attivazione della relativa procedura ai sensi dell'art. 11 della l.r. 12/2009 (ai sensi degli artt. 14 e 15 del D.lgs. 152/2006 per ciò che concerne i tempi procedurali).

La Struttura regionale competente, quindi, ha provveduto a:

- pubblicare l'avviso di avvenuta presentazione della documentazione sopracitata sul Bollettino Ufficiale Regionale n. 22 del 9 maggio 2023, data dalla quale sono decorsi i termini di tempo di 45 giorni per la partecipazione pubblica al procedimento;
- pubblicare sul sito istituzionale della Regione (nella pagina a cura della scrivente Struttura) i documenti sopracitati al fine di favorirne la consultazione da parte del pubblico;
- individuare i soggetti aventi competenze territoriali e ambientali potenzialmente interessati al Piano in argomento, informando gli stessi dell'avvio del procedimento di VAS con nota inviata in data 9 maggio 2023; tali soggetti sono risultati essere i seguenti:

- Struttura economia circolare, rifiuti, bonifiche e attività estrattive;
- Struttura biodiversità, sostenibilità e aree naturali protette;
- Struttura tutela qualità delle acque;
- Dipartimento ambiente;
- Dipartimento programmazione, risorse idriche e territorio;
- Struttura pianificazione territoriale;
- Dipartimento innovazione e agenda digitale;
- Dipartimento sanità e salute;
- Dipartimento risorse naturali e Corpo Forestale;
- Dipartimento agricoltura;
- Dipartimento politiche strutturali e affari europei;
- Dipartimento trasporti e mobilità sostenibile;
- Dipartimento soprintendenza per i beni e le attività culturali;
- Dipartimento turismo, sport e commercio;
- A.R.P.A. Valle d'Aosta;
- Ente Parco Nazionale Gran Paradiso;
- Ente Parco Naturale Mont Avic;
- CELVA;
- e, p.c.
- Settore valutazioni ambientali e procedure integrate – Regione Piemonte;
- Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica - Direzione generale valutazioni ambientali;

## **PARTECIPAZIONE PUBBLICA**

I termini per l'espressione di eventuali osservazioni da parte del pubblico sono scaduti in data 22 giugno 2023.

Durante il periodo di evidenza pubblica ai fini del procedimento di VAS, sono pervenute le seguenti osservazioni da parte di soggetti terzi (riportate per esteso in allegato 2 al presente parere):

- Comitato "VALLE VIRTUOSA" (acquisite dal Dipartimento sviluppo economico ed energia con prot. n. 4645 in data 19 giugno 2023);
- Comitato "Giù le mani dalle acque e da CVA" (acquisite dal Dipartimento sviluppo economico ed energia con prot. n. 4637 in data 19 giugno 2023);
- Associazione Legambiente Valle d'Aosta (acquisite dal Dipartimento sviluppo economico ed energia con prot. n. 4706 in data 21 giugno 2023);
- Progresso Civico Progressista (anticipate in data 22 giugno 2023 e acquisite con prot. n. 4922 in data 29 giugno 2023);
- Consigliere Stefano Aggravi, per conto del Dipartimento energia Lega Vallée d'Aoste (acquisite con prot. n. 5024 in data 4 luglio 2023);

## **OSSERVAZIONI SOGGETTI COMPETENTI**

Nell'ambito della consultazione con i soggetti aventi competenze territoriali ed ambientali sono pervenute le seguenti osservazioni (riportate per esteso in allegato 1 al presente parere):

- Dipartimento soprintendenza per i beni e le attività culturali: osservazioni acquisite in data 25 maggio 2023 (con prot. n. 3945);
- Struttura pianificazione territoriale: osservazioni acquisite in data 20 giugno 2023 (con prot. n. 4660);
- Parco naturale Mont Avic: osservazioni acquisite in data 21 giugno 2023 (con prot. n. 4702);
- Corpo Forestale della Valle d'Aosta: osservazioni acquisite in data 21 giugno 2023 (con prot. n. 4700);
- Struttura tutela qualità delle acque: osservazioni acquisite in data 22 giugno 2023 (con prot. n. 4733);
- Parco Nazionale Gran Paradiso: osservazioni acquisite in data 22 giugno 2023 (con prot. n. 4764);



- Dipartimento ambiente: osservazioni acquisite in data 27 giugno 2023 (con prot. n. 4852);
- ARPA Valle d'Aosta: osservazioni acquisite in data 28 giugno 2023 (con prot. n. 4870);
- Struttura biodiversità, sostenibilità e aree naturali protette: osservazioni acquisite in data 28 giugno 2023 (con prot. n. 4908);

### **3) VALUTAZIONE DELLA STRUTTURA REGIONALE COMPETENTE**

#### **3.1 ANALISI DEL PIANO**

**In primo luogo si evidenzia la necessità che venga effettuato un esame di dettaglio di tutte le osservazioni pervenute in istruttoria, valutando ed approfondendo adeguatamente tutte le considerazioni contenute.**

La scrivente Struttura, inoltre, ritiene di formulare le seguenti osservazioni:

Si prende atto della strutturazione del Piano ritenendo il medesimo molto approfondito in relazione alle analisi dei fattori energetici pregresse ed attuali che ne costituiscono la base per la progettazione, e la conseguente illustrazione degli obiettivi promossi per il futuro.

In merito alla declinazione degli obiettivi, pur dando atto di quanto indicato nella Relazione di Piano: “*..Il PEAR VDA 2030 non si sostituisce alle singole pianificazioni di settore, ma vuole dare l’indicazione della misura in cui ogni ambito deve contribuire affinché il sistema energetico regionale, nel suo complesso, possa raggiungere i target attesi. Occorre infatti considerare che tale obiettivo è strettamente dipendente dalle misure che verranno attuate nelle diverse aree (civile, trasporti, industria e agricoltura).*”, si ritiene che, in relazione all’elenco di azioni finalizzate al raggiungimento degli obiettivi sopracitati, avrebbero potuto essere maggiormente esplicitate le azioni di dettaglio effettivamente promosse/governate dal PEAR (laddove prevedibili, es. con specifici finanziamenti).

Si rileva inoltre che nel processo di costruzione del PEAR sono stati valutati tre diversi scenari alternativi:

- lo scenario libero: consistente nella naturale evoluzione del sistema energetico sulla base dei trend attuali;
- lo scenario moderato: ovvero una strategia volta a raggiungere al 2030 il target che era stato individuato nel Quadro per l’energia e il clima 2021-2030 il quale prevedeva una riduzione delle emissioni di GHGs del 40% rispetto al 1990;
- lo scenario sostenuto: ovvero un’ipotesi di marcata accelerazione della transizione energetica, ipotizzando al 2030 una riduzione delle emissioni di GHGs del 55% rispetto al 1990, in linea con i nuovi obiettivi previsti dal Green Deal europeo.

In riferimento ai suddetti scenari, nell’illustrazione delle schede delle singole tipologie di azioni non risultano sufficientemente chiare le modalità con le quali le medesime azioni possano fattivamente incidere sul trend degli obiettivi/scenari; si chiede inoltre se vi siano dei “gruppi di azioni” effettivamente promosse/governate dal Piano che possono incidere sull’orientamento verso i vari scenari, o se sono tutte dipendenti da altre pianificazioni/normative di settore (seppure correlate).

#### **3.2 ANALISI DEL RAPPORTO AMBIENTALE**

In merito ai contenuti del Rapporto ambientale pur richiamando la necessità che venga effettuato un esame di dettaglio di tutte le osservazioni pervenute in istruttoria, si ritiene di evidenziare alcune considerazioni riguardanti i seguenti aspetti del suddetto documento.

##### **3.2.1 ANALISI DI CONTESTO TERRITORIALE ED AMBIENTALE**

Si prende atto dell’analisi svolta e dei relativi contenuti illustrati nel capitolo 3 del RA, ritenendo lo sviluppo del quadro conoscitivo (generale, energetico ed ambientale) articolato, approfondito e sufficientemente aggiornato.

Si sottolinea in particolare l'estesa analisi relativa alle componenti ambientali presa ad esame per la costituzione del quadro conoscitivo ambientale, ritenendo opportune le schede di sintesi che riassumono per ogni componente ambientale le tipologie di correlazioni con il Piano.

### 3.2.2 ANALISI E VALUTAZIONI ALTERNATIVE

Nel processo di costruzione del Piano sono stati valutati tre diversi scenari alternativi (libero, moderato, sostenuto).

Le tre alternative così individuate sono state declinate nelle singole azioni di Piano (con eventuale diverso grado di attuazione), e per ognuna delle quali sono stati valutati i risultati energetici e gli impatti, positivi e negativi, arrecati sulle varie componenti ambientali.

Dalla valutazione delle alternative è stato delineato lo scenario di Piano preferibile che, scartato lo scenario libero in quanto non coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, è risultato nel complesso essere una versione "intermedia" tra lo scenario moderato e lo scenario sostenuto.

Gli impatti dello scenario di piano sono poi stati sottoposti ad apposita valutazione di sostenibilità ambientale, tramite l'uso di una matrice coassiale riepilogativa, e l'applicazione, per le singole componenti ambientali, del modello DPSIR.

Si valuta positivamente l'analisi sviluppata sopracitata finalizzata alla definizione dello scenario ritenuto preferibile dal punto di vista della compatibilità ambientale.

Tuttavia, anche in relazione alla previsione sulle potenziali ricadute ambientali, come già indicato in precedenza, per alcune tipologie di azioni (in particolare quelle dell'Asse 2), non risultano chiare le modalità con le quali il Piano potrà effettivamente essere incisivo nell'orientamento delle medesime, tramite un'attuazione più o meno "spinta".

Per quanto riguarda le azioni dell'Asse 3, si rileva che non sono state definite ipotesi differenti di scenari. Per tale Asse alcune indicazioni di sintesi conclusive nei vari capitoli non sono chiare, quali ad es. (pag. 165 e 166 del RA):

- Azione R01-Rete elettrica: *"nello scenario libero, moderato e sostenuto si ipotizza lo sviluppo della rete in coerenza con le azioni definite negli scenari"?*
- Azione R02-rette di ricarica veicoli elettrici: *"le ipotesi di sviluppo della rete di ricarica di veicoli elettrici sono coerenti con le azioni delineate nei singoli scenari"?*

Per l'Asse 4 non sono stati delineati differenti scenari, ma 12 schede di azioni a valenza trasversale.

Anche a tale proposito però non sono chiari i meccanismi di incentivazione delle varie azioni: (es. nel caso dell'azione *"P08 comunità energetiche e autoconsumo collettivo: sostenere le realizzazione di forme di autoconsumo collettivo e la nascita e lo sviluppo di Comunità energetiche rinnovabili CER"*).

### 3.2.3 ANALISI DI COERENZA

Si prende atto dei contenuti dell'analisi sviluppata nell'Appendice 1 al RA, ritenendo la medesima nel complesso adeguatamente approfondita, attraverso un ampio confronto con la strategia/programmazione europea, nazionale e regionale.

In generale, si rileva l'indicazione di varie coerenze condizionate all'attuazione di specifiche azioni da sviluppare ed approfondire correttamente nell'attuazione e monitoraggio del Piano.

Si osservano le seguenti considerazioni puntuali:

Pag. 55-56: Per quanto riguarda l'analisi di coerenza con la Strategia regionale di adattamento ai cambiamenti climatici non risulta chiara la condizione n. 1 (con un refuso con scritta *41 per le FER*) *"Coerenza verificata"*

*subordinatamente alla presa in considerazione delle azioni adottate che impattano maggiormente nel settore energetico”.*

Pag. 58-59: Particolare importanza riveste l’analisi di coerenza con la pianificazione regionale in tema di tutela delle acque (in fase di approvazione la nuova pianificazione), soprattutto in relazione all’obiettivo di incremento delle FER e dei relativi impatti ambientali in tema di qualità e quantità delle risorse idriche disponibili; si sottolinea pertanto la necessità di approfondimenti sulla tematica, sviluppando ed approfondendo nell’attuazione del Piano (anche attraverso il monitoraggio), le condizioni indicate.

Nell’ambito della scheda dedicata alla suddetta analisi (pag. 58 Appendice 1) si richiede di correggere la data dei riferimenti normativi (lasciare solo il riferimento corretto al provvedimento di VAS del 25 febbraio 2020, ma togliere quello del 6 settembre 2019 che si riferisce invece alla conclusione dell’evidenza pubblica e non della procedura di VAS).

Pag. 72-73: Si rilevano alcune segnalazioni di non coerenza, quali ad. es. quelle segnalate tra gli obiettivi del Piano (in particolare sviluppo FER e Fossil Free) e alcuni obiettivi e Norme presenti nel Piano di gestione del Parco Naturale del Monte Avic: si rileva che per tali non coerenze si rimanda nelle note all’analisi sviluppata nella Relazione di incidenza, tuttavia in tale documento le non coerenze segnalate non paiono essere state ulteriormente approfondite (si richiama il parere espresso a tale proposito dall’Ente Parco).

### **3.2.4 INTERAZIONE DEL PIANO CON LA RETE NATURA 2000 (VINCA)**

Si rammenta che, ai sensi di quanto disposto dalle l.r. 12/2009, all’art. 5, comma 1, la VAS ricomprende la Valutazione di Incidenza di cui all’art. 7 della l.r. 8/2007.

A tale proposito, in relazione ai contenuti dello specifico documento “*Studio di incidenza*” (Allegato 1 al RA), si rimanda ai contenuti del parere acquisito da parte della Struttura regionale competente biodiversità, sostenibilità e aree naturali protette (riportato in allegato).

### **3.2.5**

#### **VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI SOVRAREGIONALI E TRASFRONTALIERI**

Si prende atto delle considerazioni formulate nel capitolo 5.6 del RA, condividendo le seguenti conclusioni: *“In definitiva, si osserva che le aggregazioni di misure di Piano citate, generando effetti positivi sull’aria e sulle emissioni in atmosfera, producono ricadute generalizzate di miglioramento della qualità dell’aria locale anche per i territori contermini più prossimi. Gli altri assi di intervento, pur generando effetti sulle componenti/tematiche analizzate, portano a ricadute che possono essere considerate di scala regionale e non sovraregionale.*

*Si reputa quindi non necessaria l’attivazione della consultazione transfrontaliera e transregionale.”.*

In ogni caso, si rileva che non sono pervenute specifiche osservazioni da parte della Struttura regionale competente della Regione Piemonte consultata.

### **3.2.6**

#### **QUADRO VALUTATIVO - SCHEDE VALUTAZIONE IMPATTO PER COMPONENTE AMBIENTALE (CAPITOLO 5 E APPENDICE 2 DEL RA)**

In generale si condivide l’impostazione dell’analisi sviluppata nelle “*schede di valutazione di impatto sulla componente ambientale*” laddove le singole azioni sono state verificate rispetto alle varie componenti ambientali (*cambiamenti climatici: mitigazione e adattamento; qualità dell’aria; acque superficiali; acque sotterranee; uso del suolo; rischio idrogeologico; rischio sismico; siti contaminati; aree protette; flora e fauna; paesaggio; patrimonio culturale; rumore; rifiuti; radiazioni ionizzanti; salute – inquinamento luminoso*); le suddette analisi sono poi state declinate nei tre scenari previsti (libero, moderato, sostenuto), con assegnazione di indici di valutazione (da -3 a +3) opportunamente commentati.

Laddove sono state espresse valutazioni negative, le medesime, nella “pesatura” finale di tutti i valori, hanno inciso correttamente nella scelta degli scenari da perseguire per le varie tipologie di azioni.

Pertanto, nel complesso, si valuta favorevolmente la metodologia seguita, e le valutazioni espresse, ritenendo comunque di formulare alcuni commenti in merito ai seguenti aspetti:

Dall’analisi complessiva comparata degli impatti dei tre scenari (pag. 185 RA) emerge la preferenza verso un ulteriore scenario intermedio tra quelli individuati (moderato e sostenuto), finalizzato al perseguimento di un ragionevole equilibrio ed ottimizzazione in relazione alla sostenibilità ambientale ed economica degli obiettivi indicati.

Si rileva infatti quanto segue:

*“Alla luce di tali considerazioni si è deciso di costruire uno scenario di piano intermedio tra quello moderato e quello sostenuto. Lo scenario sostenuto, per quanto teoricamente preferibile (sia come posizionamento rispetto all’obiettivo Fossil Fuel Free al 2040, sia in termini di coerenza con i più recenti obiettivi di decarbonizzazione definiti a livello europeo), si scontra sia con i maggiori impatti sopra definiti, sia con l’impossibilità di mettere in campo, nel tempo a disposizione, azioni di tale portata, sia con i costi e le incertezze tecnologiche che caratterizzano questo periodo storico. Occorre inoltre considerare che un obiettivo di riduzione delle emissioni del 55% rispetto al 1990 (peraltro caratterizzato da incertezza nell’affidabilità del dato, in particolare riferito alla baseline di riferimento per il settore energetico), risulterebbe oltremodo sfidante in una regione caratterizzata, da un lato, da una produzione di energia elettrica quasi completamente rinnovabile e, dall’altro, dalla presenza dell’acciaieria, i cui consumi incidono pesantemente sul bilancio energetico complessivo e che, essendo un settore hard-to-abate, non può essere “aggredito” con le tecnologie attualmente disponibili.*

*Vengono pertanto analizzati i singoli ambiti di azione descritti nel capitolo 4.2, definendo per ognuno di essi, anche sulla base delle valutazioni ambientali specifiche, la scelta che andrà a comporre lo scenario di piano...”;* pertanto, nell’ambito dei differenti Assi, per ogni tipologia di azione è stata evidenziata la scelta preferibile tra scenario moderato o sostenuto sulla base delle valutazioni indicate.

A titolo esemplificativo si sottolineano in particolare le seguenti due azioni:

- Nell’ambito dell’azione F01 (idroelettrico), con particolare riguardo agli interventi di “repowering” di impianti esistenti, è stato ritenuto perseguibile lo scenario sostenuto; tale scenario, di fatto, si potrà realizzare laddove si concretizzino due interventi rilevanti e strategici per il territorio regionale (attualmente a diverso grado del percorso valutativo ed autorizzativo).

- Per l’azione F02 (fotovoltaico) viene invece indicato come preferibile il perseguimento di uno scenario moderato in quanto, per il momento, quello sostenuto si ritiene non sostenibile, in attesa di definizione dei criteri per le aree idonee/non idonee.

Preso atto pertanto favorevolmente del suddetto percorso valutativo, si riscontra tuttavia una carenza nella trattazione ed esplicitazione delle misure di mitigazione (conseguenti a valutazioni negative degli impatti su determinate componenti ambientali).

Tali misure trovano un parziale riscontro nel capitolo 5.7 “*valutazione della sostenibilità dello scenario di piano e misure di compensazione*”.

In tale capitolo, a seguito dell’analisi matriciale dei punteggi assegnati, viene applicata un’analisi DPSIR alle diverse componenti ambientali con indicazione nelle “risposte” di: indirizzi, richiami normativi (es. all’eventuale procedura di VIA, di VINCA, ecc.), azioni di monitoraggio, ed anche misure di mitigazione.

Nel complesso, sarebbe stato opportuno dare maggiore risalto e approfondimento alle suddette misure/risposte, sviluppandole adeguatamente anche a valle delle “*schede di valutazione di impatto sulla componente ambientale*”.

Per quanto riguarda la valutazione degli impatti ambientali sviluppata nell’Allegato 2, si rileva che, in generale, non sono stati considerati gli impatti derivanti dalle attività di cantiere degli interventi infrastrutturali (ad eccezione di quelli con ricadute sulla componente “rifiuti”, come indicato a pag. 180 del RA).

In merito a tale impostazione, si condivide che la suddetta tipologia di impatti debba essere analizzata nel dettaglio dei singoli progetti e nei relativi procedimenti autorizzativi (specifiche procedure autorizzative, o di valutazione di impatto ambientale, laddove per tipologia e dimensione i singoli progetti siano da sottoporre a tale procedura ai sensi della normativa nazionale).

Si ritiene comunque opportuno venga esplicitato un richiamo generale alla necessità che i singoli progetti prevedano adeguate misure di mitigazione in relazione a tutte le diverse componenti ambientali, sia in fase di cantiere, sia in fase di gestione.

Particolare attenzione deve essere posta nella progettazione degli impianti idroelettrici, sia per gli impatti generati in fase di cantiere, sia per gli impatti in esercizio in relazione all'uso della risorsa idrica.

In merito all'utilizzo idroelettrico della suddetta risorsa, si sottolinea la necessità di contemperare sia gli interessi economici ed energetici degli impianti, sia la sostenibilità ambientale dei medesimi (anche considerando la riduzione della risorsa disponibile a causa dei cambiamenti climatici in atto), garantendo al contempo la fruizione da parte dei diversi portatori di interesse.

A tale proposito si ritiene opportuno sottolineare come l'introduzione del Deflusso Ecologico, indicato correttamente nel rapporto ambientale, non rappresenta però una "novità", ma un'evoluzione del Deflusso Minimo Vitale dettata dagli sviluppi normativi e dall'affinamento delle relative valutazioni tecnico ambientali; si evidenzia pertanto che l'obbligo di rilascio di un deflusso, quale misura di mitigazione relativa ai nuovi impianti, è già presente nell'ambito delle valutazioni ambientali (seppure attualmente oggetto di approfondimento e ridefinizione nell'ambito di specifici tavoli tecnici condotti a seguito delle attività di sperimentazione attivate ai sensi del Piano di tutela delle acque, con applicazione di una procedura di analisi a molti criteri - Multi Criteria Analysis - MCA).

In relazione all'obiettivo di implementare le FER nell'ambito idroelettrico, si ritiene comunque debbano essere privilegiate iniziative progettuali che riducano la realizzazione di nuove opere sul territorio (causa di significativi impatti) e che ottimizzino lo sfruttamento della risorsa idrica da parte dei vari portatori di interesse (es. coutilizzi), mediante progetti di rewamping (ammodernamento e potenziamento) di impianti esistenti.

Si sottolinea tuttavia che, anche per tali progetti, vi possono comunque essere rilevanti impatti per le fasi di cantiere (in quanto vi è l'esigenza di realizzare nuove opere in sostituzione di quelle vetuste), oltre che ad eventuali aumenti dei prelievi finalizzati alla maggiore produzione, che devono quindi essere attentamente valutati (pertanto non si condivide pienamente la scelta di indicare solo valori positivi per la suddette tipologie di azioni).

In generale, in relazione alle azioni riguardanti l'implementazione degli impianti da FER (idroelettrico fotovoltaico ed eolico), si ribadisce l'importanza che nell'attuazione del Piano si tenga adeguatamente conto degli eventuali sviluppi normativi e/o indicazioni nazionali e regionali (es. contenuti del nuovo PTA) riguardanti i criteri di individuazione di "aree non idonee/idonee"; contestualmente si ritiene auspicabile che il Piano stesso promuova azioni finalizzate ad approfondire la suddetta tematica (es. valutando un aggiornamento dei criteri stabiliti con la DGR n. 9 del 2011 per il fotovoltaico e l'eolico).

per quanto riguarda la competenza della scrivente Struttura in merito alla tutela della qualità dell'aria ambiente si ritiene di formulare le seguenti osservazioni relative all'azione "*F06 - sviluppo sostenibile della filiera locale per la valorizzazione energetica della biomassa*":

- al fine di limitare l'impatto della combustione della legna, oltre all'indicazione generica di utilizzo di "*apparecchi più efficienti*" si richiede di valutare di inserire specifiche indicazioni relative all'acquisto di impianti con un livello minimo garantito di efficienza/certificazione e l'utilizzo di pellet di qualità che sia certificato conforme alla classe A1 della norma UNI EN ISO 17225-2 (a titolo esemplificativo si richiamano a tale proposito le varie disposizioni espresse con deliberazioni di Giunta regionale, e misure introdotte in materia, dalla Regione Lombardia);

- pur concordando sull'opportunità di implementare il ricorso all'uso di biomassa derivante da filiera locale, si sottolinea che il suddetto sviluppo ha comunque dei limiti intrinseci derivanti da vari aspetti, sia territoriali/infrastrutturali (caratteristiche orografiche e della viabilità forestale, che non rendono agevoli ed

economicamente sostenibili le operazioni di esbosco), sia legate alle principali tipologie forestali regionali; per cui si esprimono perplessità sull'effettiva possibilità di implementare tale misura in modo rilevante.

Si elencano di seguito alcuni aspetti da chiarire (forse derivanti da errori/refusi):

Si rilevano incongruenze nella valutazione dell'azione "C04b Fuel switching – veicoli privati e flotta PA" rispetto a varie componenti ambientali:

-per varie componenti ambientali (es. pag. 30 su acque superficiali, pag. 38 su acque sotterranee, pag. 46 su uso del suolo, pag. 62 su rischio sismico, pag. 70 su siti contaminati, pag. 134 su inquinamento luminoso) pur rilevando che "*l'azione non ha impatto diretto sulla componente*" si assegnano punteggi di 2 per lo scenario moderato e di 3 per quello sostenuto (invece di 0 per entrambi);

- per l'analisi componente "rifiuti", rispetto alla scheda della componente C04b nei scenari "moderato" "e sostenuto" (pag. 118) pur indicando un potenziale incremento nella produzione dei rifiuti (rispettivamente lieve e moderata), vi sono indicati dei valori di indice positivi: 2 e 3 (invece di -1 e -2).

- per l'analisi componente "radiazioni non ionizzanti" rispetto alla scheda della componente C04b nei scenari "moderato" "e sostenuto" (pag. 126) pur indicando un potenziale lieve impatto negativo, vi sono indicati dei valori di indice positivi: 2 e 3 (invece di -1 e -1).

Nel commento (pag. 47) di impatto negativo del fotovoltaico (scenario sostenuto) sulla componente uso del suolo: pur dando valore -3, si parla di impatto "lieve".

### 3.2.7 MONITORAGGIO

In relazione al sistema di monitoraggio proposto nel documento "*Piano di monitoraggio*", si rileva come il medesimo si pone in continuità molto solida con il lavoro svolto per la programmazione precedente, migliorando ed approfondendo vari aspetti con particolare riguardo agli indicatori da utilizzare (di realizzazione, di risultato e di ricaduta ambientale), rappresentando quindi un'evoluzione del precedente monitoraggio.

Come opportunamente richiamato nel documento, si raccomanda di favorire il raccordo della suddetta attività di monitoraggio con le analoghe azioni che sono attuate anche per gli altri Piani regionali correlabili alla pianificazione in oggetto, al fine di ottimizzare e uniformare, laddove possibile, l'acquisizione dei dati e l'elaborazione degli stessi, oltre che di ottimizzazione del flusso dei dati ambientali con i soggetti responsabili degli stessi (es. ARPA).

Si prende atto inoltre delle previsioni riferite alla tempistica di redazione dei reports di monitoraggio a cadenza annuale/semestrale; a tale proposito si richiede di specificare meglio se anche per gli indicatori di ricaduta ambientale è prevista una frequenza dei reports così ravvicinata.

Si formulano di seguito alcune considerazioni più specifiche in merito alle singole tipologie di indicatori:

Si rileva che, fra gli indicatori di ricaduta ambientale, ve ne sono vari che attengono ai procedimenti di VIA in relazione al numero di progetti approvati nel singolo anno; essi possono fornire alcune indicazioni circa un eventuale aumento o diminuzione dei progetti di maggiore dimensione relativi alle singole fattispecie; occorre comunque sottolineare che i suddetti indicatori non sono assolutamente esaustivi in quanto la maggiore parte dei progetti di dimensione minore non vengono sottoposti alle procedure di VIA in quanto sottosoglia rispetto a quanto previsto dagli Allegati III o IV della parte seconda del D.lgs 152/2006.

- per quanto riguarda l'elenco degli indicatori di ricadute ambientali ipotizzati per i vari Assi in alcune sezioni manca l'indicazione dell'anno di riferimento (è sempre il 2019?);

- non risulta così evidente la correlazione dell'indicatore proposto M.2.07 rispetto alle ricadute ambientali in materia di idroelettrico; in generale si ritiene comunque che in un settore così sensibile dal punto di vista delle

ricadute ambientali, gli indicatori dovrebbero essere implementati (si rimanda comunque tale valutazione ad ARPA), e in ogni caso essere in sinergia con quelli che saranno individuati per il nuovo PTA;

- particolare importanza riveste l'indicatore ambientale M.2.30 "*pompe di calore – portate emunte dalla falda a fini geotermici*": il suddetto indicatore potrebbe essere implementato con dati finalizzati a valutare gli effetti dei suddetti prelievi sulla falda (es. abbassamento della medesima, modifica dei parametri, ecc.): si richiede di approfondire tale aspetto con ARPA;

- da chiarire meglio, modalità e finalità, dell'indicatore M.2.38 "*biomassa – sostenibilità dell'utilizzo: biomassa derivante da filiera sostenibile rispetto alla disponibilità interna lorda*".

#### **4 CONSIDERAZIONI FINALI**

esaminati i documenti trasmessi per la presente procedura di Valutazione Ambientale Strategica;

dato atto che durante il periodo di evidenza pubblica sono pervenute osservazioni da parte di soggetti terzi e che le stesse sono state integrate in allegato al presente parere;

esaminate le osservazioni pervenute da parte dei soggetti competenti in materia ambientale e territoriale coinvolti in sede istruttoria (integrate in allegato al presente parere);

verificato che non sono stati evidenziati da parte dei suddetti soggetti rilevanti elementi di incoerenza e/o di incompatibilità rispetto ai settori di competenza e con la pianificazione regionale;

ritenuto che, alla luce dell'istruttoria di VAS, non sono stati evidenziati effetti negativi significativi derivanti dall'attuazione delle azioni di Piano indicate, tali da rendere l'attuazione della pianificazione in argomento complessivamente non compatibile con l'ambiente;

sottolineato tuttavia che, come evidenziato dal Rapporto ambientale e indicato nella presente istruttoria di VAS, alcune tipologie di azioni comportano ricadute sui comparti ambientali che devono essere attentamente monitorate nell'attuazione del Piano (in sinergia con le pianificazioni correlate) e adeguatamente mitigate nella progettazione ed attuazione dei singoli interventi.

sottolineata la necessità da parte dell'Autorità proponente di analizzare in dettaglio tutte le osservazioni pervenute (allegate al presente parere), valutandone adeguatamente i contenuti, e provvedendo, se necessario, ad integrare/modificare conseguentemente i documenti del Piano e il Rapporto ambientale;

rammentato che delle modalità di recepimento della presente istruttoria di VAS, e delle eventuali modifiche apportate ai documenti, dovrà essere data adeguata illustrazione nella redazione della *Dichiarazione di sintesi* (documento di cui all'art. 13, comma 1, lettera b), della l.r. 12/2009);

la scrivente Struttura regionale, in qualità di Autorità competente,

**esprime parere favorevole di VAS, ai sensi della l.r. 12/2009, relativo al “Piano energetico ambientale regionale (PEAR) della Regione Autonoma Valle d’Aosta”.**

Il Dirigente  
Paolo BAGNOD

# ALLEGATO 1

## Osservazioni pervenute da parte dei soggetti competenti

### Dipartimento soprintendenza per i beni e le attività culturali

“Per quanto di competenza, in relazione alla richiesta relativa alla procedura in oggetto, esaminata la documentazione messa a disposizione, si esprimono le seguenti osservazioni.

#### RELAZIONE

p. 321 - legislazione paesaggio e patrimonio culturale

Occorre inserire altre due leggi regionali

l.r. 56/1983 Misure urgenti per la tutela dei beni culturali;

l.r. 13/1998 Approvazione del piano territoriale paesistico della Valle d'Aosta (PTP) - art. 40 Norme di Attuazione

#### RAPPORTO AMBIENTALE

p. 117 - al termine della frase “recepita dal Codice dei beni Culturali e del Paesaggio” aggiungere le parole “72 comuni, di cui 7 in salvaguardia, hanno adeguato i PRG al PTP e alla l.r. n. 11 del 1998. I vincoli culturali e paesaggistici sono stati riportati, con aggiornamenti, sulle tavole M5 e P1.”

p. 210 - Componente ambientale: acqua; provocano/causano impatti

stante la partecipazione di questa Soprintendenza al gruppo di lavoro, di cui a p. 102, con specifico criterio di valutazione del livello di tutela del paesaggio (acronimo TP) occorre inserire:

“*modifica della percezione visiva del paesaggio fluviale / torrentizio*”.

### Struttura pianificazione territoriale:

“Con riferimento al procedimento di VAS ai sensi dell'articolo 11 della l.r. 12/2009 e dell'art. 14 della Parte Seconda del D.lgs 152/2006 in oggetto, esaminata la documentazione trasmessa, valutati i contenuti e preso atto, inoltre, che gli elaborati forniscono riscontro alle osservazioni formulate dalla Struttura scrivente nella fase di concertazione preliminare, per quanto di competenza, non si esprimono ulteriori considerazioni nell'ambito del procedimento di VAS del Piano Energetico Ambientale Regionale.

Si tiene in ogni caso a ricordare che i dati ottenuti nell'attività di monitoraggio dell'attuazione del Piano, qualora restituibili su base cartografica, devono essere inseriti nel Sistema delle Conoscenze Territoriali (SCT) al fine di arricchire la banca dati regionale per le elaborazioni necessarie allo sviluppo delle attività di interesse dell'ente e allo stesso tempo assicurare la più ampia diffusione delle informazioni verso altri enti e il pubblico.”;

### Parco Naturale Mont Avic

“La presente in relazione alla vostra nota del 9 maggio 2023, prot. n° 3441, con la quale si trasmettevano la documentazione di VAS e gli elaborati relativi al Piano energetico ambientale regionale, chiedendo la formulazione di eventuali osservazioni.

Preso visione del Piano e della relativa documentazione e considerata la natura pianificatoria e l'ampio orizzonte temporale del Piano, si comunica quanto segue.

Si ricorda che qualsiasi progetto, intervento o attività che ricada nel territorio del Parco o che possa avere interferenze con lo stesso, prima della sua realizzazione o autorizzazione da parte di altro Ente dovrà in ogni caso ottenere il preventivo parere - nulla osta dell'Ente Parco ed essere sottoposto a screening d'incidenza, inviando specifica documentazione tecnica e progettuale a supporto.

Quanto sopra con particolare riferimento ai seguenti divieti stabiliti nel Piano di gestione territoriale del Parco Naturale Mont Avic (L.r. 16/2004, art. 10, e DGR 794/2018) che, come rilevato nel Rapporto Ambientale del



Piano a pag. 72 e segg., risultano in contrasto con alcuni degli obiettivi individuati dal PEAR la cui eventuale attuazione non risulta ammissibile nello specifico territorio del Parco.

- È vietata la modificazione del regime delle acque (art. 2, c. 1, l. e).
- È vietato realizzare impianti di produzione eolica (art. 29, c. 1, l. h).
- È vietato realizzare reti tecnologiche con cavi aerei (art. 29, c. 1, l. j).
- È vietato realizzare impianti fotovoltaici, anche in regime di autoproduzione, così come definito dalla deliberazione della Giunta regionale 5 gennaio 2011, n° 9 “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 10 settembre 2010 (Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili)”. Sono fatti salvi: gli impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici; gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore ai 5 kW (solo qualora l’utilizzo delle coperture esistenti non sia fattibile); gli impianti fotovoltaici mobili (quando non sia pregiudicata la normale produttività dei terreni), comportanti quindi strutture rimovibili in qualsiasi momento e prive di ancoraggi fissi al terreno (art. 29, c. 1, l. n).

Sono vietati interventi o attività che comportino l’utilizzo delle acque a scopo di produzione idroelettrica fatta salva la produzione per autoconsumo e i dispositivi abbinati ad acquedotti (art. 30, c. 2).

- È vietata la captazione delle acque correnti (cod. 3220) di superficie e sotterranee, fatta eccezione per i prelievi destinati ad autoconsumo, a uso potabile e a uso agro-silvo-pastorale (art. 30, c. 5, l. e).”;

## **Corpo Forestale della Valle d’Aosta:**

“Consultati gli elaborati disponibili, si riassume brevemente quanto esaminato.

Le azioni ipotizzate che sono state considerate vengono raggruppate in quattro assi di intervento (Riduzione dei consumi; Aumento delle fonti energetiche rinnovabili; Reti e infrastrutture; Persone) e declinate in tre scenari alternativi (Libero; Moderato; Sostenuto).

Per quanto riguarda l’Asse 1 - Riduzione dei consumi, l’impatto delle azioni sul suolo e sulla componente forestale consisterà nell’infrastrutturazione del territorio con conseguente locale consumo/alterazione del suolo.

Per quanto riguarda l’Asse 2 – Aumento delle fonti energetiche rinnovabili, le azioni previste, declinate nei tre scenari, riguardano l’installazione di nuovi impianti idroelettrici e/o il potenziamento di impianti esistenti, l’incremento di produzione da impianti fotovoltaici, eolici, solari termici, pompe di calore (intendendo impianti geotermici), lo sviluppo sostenibile della filiera locale per la valorizzazione energetica della biomassa, la valutazione di nuove possibilità di sviluppo della filiera del biogas.

Per quanto riguarda l’Asse 3 – Reti e infrastrutture, le azioni previste riguardano l’ampliamento ed efficientamento della rete elettrica, la realizzazione di una rete di ricarica di veicoli elettrici, lo sviluppo di una rete di distribuzione del gas naturale, la realizzazione di nuove reti di teleriscaldamento, della rete digitale e una pianificazione della rete di gestione della risorsa idrica.

Nel Rapporto ambientale riguardante il PEAR VDA 2030 vengono, poi, valutati gli impatti delle predette azioni sulle differenti componenti ambientali. Nello specifico, per gli aspetti di competenza, le componenti ambientali di interesse sono le acque superficiali e profonde, in relazione all’importanza nei riguardi della copertura vegetale e del rischio idrogeologico, il suolo, nei riguardi del suo uso e del rischio idrogeologico, e la componente flora, non essendone individuata una specifica riferita alla componente forestale.

Nel rapporto vengono espresse sia una valutazione della sostenibilità dei vari scenari di piano sia misure di compensazione. A tal proposito, per quanto riguarda gli impatti sulla componente suolo, non viene considerato il fatto che i prelievi a fini idroelettrici, in condizioni di scarse precipitazioni, influiscono negativamente, in maniera diretta e locale, anche sulla componente vegetale/forestale e, di conseguenza, sull’assetto idrogeologico. Le misure di compensazione previste non paiono concorrere sostanzialmente alla mitigazione di tale impatto che già attualmente si è mostrato critico in alcune situazioni.

Si segnala che l’auspicabile riduzione di fonti energetiche fossili a favore di fonti energetiche rinnovabili l. s. (idroelettrico, fotovoltaico, eolico, solare termico, geotermico) non impatta solo sulla “morfologia del suolo e del sistema idrogeologico” come indicato, intesi come profilo pedologico e assetto idrogeologico, ma anche sulla funzionalità del suolo e dei connessi servizi ecosistemici, ivi compreso il sequestro del carbonio. Tale impatto non è mitigabile o rimediabile, in tempi brevi, neppure con la realizzazione di un “suolo obiettivo” per il recupero ambientale.

Le azioni di cui sopra - specificatamente riferite all'utilizzo della risorsa acqua e uso del suolo l. s. - andrebbero inquadrare all'interno di una pianificazione a scala regionale e solo successivamente sottoposte alle risposte di mitigazioni previste (cioè valutazione del rischio idrogeologico per la realizzazione di nuovi impianti o l'obbligo di VIA): questo aspetto non è sottolineato negli elaborati prodotti.

Per quanto riguarda gli impianti geotermici, al fine di poterli considerare e contabilizzare come interventi ammissibili, si segnala l'interferenza che nell'intorno dei cono di influenza queste installazioni possono generare sulla componente biotica del suolo e che potrebbero creare aspetti di criticità.”;

## **Struttura tutela qualità delle acque:**

“Con riferimento a quanto in oggetto, condividendo che l'utilizzo della risorsa idrica sostenibile rappresenta un obiettivo strategico a livello regionale da tenere in considerazione nel PEAR VDA 2030, per quanto di competenza si segnala quanto di seguito.

Al fine di fornire una panoramica sugli scarichi di acque reflue, si premette che, in Valle d'Aosta, sono presenti – ed autorizzati - numerosi piccoli impianti di depurazione a servizio di modesti insediamenti o di edifici isolati (perlopiù alpeggi) con portate di scarico molto limitate, circa 200 impianti di depurazione urbani con popolazione servita inferiore a 2000 A.E. e 18 + 1 (Donnas di recente autorizzazione) grandi impianti con popolazione servita maggiore di 2000 A.E. che scaricano le acque reflue trattate in vari corsi d'acqua soggetti anche a prelievi ad uso agricolo ed idroelettrico.

Riguardo agli impianti urbani di piccole/medie dimensioni (< 2000 A.E.) va rilevato che si tratta quasi esclusivamente di semplici fosse imhoff (alcune anche vetuste) che svolgono solo il trattamento primario, solo alcune (più recenti od oggetto di revamping), a servizio di agglomerati più grandi, sono dotati anche di manufatti idonei al trattamento parziale e/o totale di tipo secondario. I limiti di accettabilità degli scarichi di tali impianti devono soddisfare i requisiti previsti dalla vigente normativa regionale (tab. D della l.r. 59/82), mentre per i grandi impianti (> 2000 A.E.), in generale, trovano applicazione le tabelle 1 e 3 del D.lgs. 152/2006 (con limiti di accettabilità molto più restrittivi).

Per gli impianti di grandi dimensioni va sottolineato che, con esclusione dell'impianto comprensoriale di La Salle, di quello di Donnas (recentemente autorizzato) e quello di Challand Saint-Anselme, gli altri hanno oramai diversi decenni di servizio.

Si precisa poi che:

- a seguito del completamento del collegamento del collettore fognario tra Courmayeur e Pré-Saint-Didier e l'impianto comprensoriale di La Salle, alcuni impianti di piccole/medie dimensioni presenti nell'alta valle verranno dismessi;

- a seguito del completamento del collegamento dei vari collettori fognari di adduzione al nuovo impianto comprensoriale di Donnas (di recente autorizzazione) alcuni impianti di piccole/medie dimensioni presenti nei Comuni di Bard, Hone, Donnas, Pont-Saint-Martin e Perloz verranno dismessi;

- sono in corso le procedure per la realizzazione del nuovo impianto comprensoriale di Chambave (potenzialità > 2000 A.E.), che servirà anche i Comuni di Verrayes, Saint-Denis, Pontey, e parzialmente Fenis e Nus, e che tale realizzazione porterà alla dismissione di alcuni impianti minori dei Comuni interessati.

La messa a regime e la realizzazione degli impianti di cui sopra comporterà una razionalizzazione del comparto depurazione con sensibili riduzione delle emissioni di emissione nei corpi idrici e relativi benefici ambientali diretti e permetterà una riduzione dei costi di gestione sia diretti (manutenzioni, spurghi, ecc.) che indiretti (movimentazione di personale e macchinari azionati con motori endotermici, ecc.).

Si segnala inoltre la presenza di scarichi di acque reflue trattate provenienti da attività produttive ed assimilate (gallerie autostradali, dilavamento di piazzali, impianti di distribuzione di idrocarburi, autolavaggi, lavorazioni inerti, raffreddamento di stabilimenti, lavaggio mezzi aziendali, ecc.).

Infine sono presenti, ed autorizzati, alcuni scarichi, in acque superficiali (canali irrigui e corsi d'acqua) di impianti geotermici che non influiscono sulla qualità delle stesse in quanto, subendo solo ed esclusivamente un trattamento di tipo fisico (scambio termico) sono esenti (se non contaminate sin dal prelievo) da rischio inquinamento di origine organica.

Attualmente non è prevista la re-immissione in falda di tali acque alla fine del ciclo di trattamento.

Dalla documentazione trasmessa, il PEAR evidenzia che rilevano nel settore della depurazione delle acque:

1) gli impianti idroelettrici;

- 2) la gestione delle acque reflue in ottica di economia circolare, che si traduce nel riutilizzo dell'acqua depurata, prevalentemente in agricoltura e nel recupero sostenibile delle risorse materiali ed energetiche contenute nelle acque reflue e che comporteranno un probabile revamping degli impianti esistenti;
- 3) il principio dell'energy neutrality degli impianti di trattamento dei reflui urbani, che prevede che il quantitativo di energia utilizzata nei processi depurativi sia pari all'energia da fonte rinnovabile autoprodotta negli stessi impianti di depurazione;
- 4) il prelievo e la reimmissione delle acque in falda.

Riguardo agli impianti idroelettrici, nel PEAR si prevede:

- la realizzazione di nuovi impianti di piccola/media potenza (progetti già avviati, in fase di autorizzazione e/o in fase di studio);
- la realizzazione di nuovi impianti di grande potenza (progetti già avviati, in fase di autorizzazione e/o in fase di studio);
- il revamping ed efficientamento degli impianti esistenti (piccoli/medi e grandi).

Considerato che le tipologie di cui sopra possono prevedere anche una modifica in aumento delle portate di prelievo o il rilascio di nuove concessioni (con conseguente potenziale riduzione della capacità di diluizione delle acque reflue trattate scaricate), in considerazione della ormai cronica riduzione delle precipitazioni, con riferimento agli scarichi delle acque reflue trattate di origine domestica, urbana o provenienti da attività produttive ed assimilate, si segnala che si potrebbero potenzialmente avere dei riflessi negativi sulla qualità complessiva dei corsi d'acqua recettori degli scarichi. Pertanto si osserva che la modifica in aumento delle portate delle derivazioni già assentite o il rilascio di nuove concessioni dovrà essere attentamente valutata sia in sede di studio di fattibilità che nelle successive fasi progettuali mediante un accurato monitoraggio dello stato qualitativo delle acque a monte ed a valle delle opere di presa, tenuto conto che l'applicazione della tabella D della l.r. 59/1982, da applicare per gli impianti di piccola taglia, ovvero i più diffusi, prevede che a valle dello scarico sia assicurata dal ricettore una diluizione della portata di almeno 40 volte. Al fine poi di garantire l'efficienza e preservare la sicurezza degli impianti di depurazione sarà utile procedere con le opportune verifiche anche in prossimità delle opere di rilascio delle acque derivate ad uso idroelettrico.

Per quanto concerne il riutilizzo a scopo irriguo/agronomico delle acque reflue trattate di origine domestica ed urbana si segnala quanto segue:

- il riutilizzo a scopo irriguo o agronomico delle acque reflue trattate è previsto dall'art. 99 del D.lgs 152/2006, e più recentemente dal Regolamento europeo 2020/741 e del Decreto-legge 14 aprile 2023, n. 39 (Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche);
- il riuso di acque reflue post trattamento secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 2020/741 prevede che, per riutilizzare le stesse ai fini agricoli, le acque reflue urbane trattate in impianti dotati di sistemi di trattamento secondario (ossidazione aerobica a fanghi attivi) siano sottoposte anche a un processo di disinfezione per ridurre la presenza di agenti microbici patogeni;
- i manufatti normalmente sono ubicati in prossimità o a poca distanza dai corsi d'acqua ove vengono recapitati gli scarichi, quasi sempre in aree sottoposte a vincoli urbanistici di vario genere (frane, inondazioni, ecc.), a volte impervie e/o difficilmente raggiungibili (soprattutto gli impianti piccoli a servizio di modesti insediamenti urbani), l'ipotetico utilizzo diretto di acque reflue trattate per l'irrigazione pertanto dovrebbe prevederne la disinfezione, lo stoccaggio (ad esempio mediante la realizzazione di bacini artificiali) e la predisposizione di sistemi di pompaggio e distribuzione.

Riguardo al principio dell'energy neutrality degli impianti di trattamento dei reflui urbani, la proposta di modifica della Direttiva CE/1991/271 attualmente in corso prevede l'obiettivo di neutralità energetica entro il 2040 a livello nazionale per tutti gli impianti di trattamento delle acque reflue sopra 10.000 a.e.; nello specifico, l'energia utilizzata dal settore dovrà essere equivalente alla sua produzione di energie rinnovabili.

Riguardo infine alla possibilità di re-immettere in falda le acque utilizzate per il funzionamento di impianti geotermici si segnala quanto segue:

- l'art. 104, comma 1, del d.lgs. 152/2006, dispone che "È vietato lo scarico diretto nelle acque sotterranee e nel sottosuolo", e ai sensi del successivo comma 2 "In deroga a quanto previsto al comma 1, l'autorità competente, dopo indagine preventiva, può autorizzare gli scarichi nella stessa falda delle acque utilizzate per scopi geotermici [...] ivi comprese quelle degli impianti di scambio termico";
- l'art. 47 delle Norme di attuazione del Piano di tutela delle acque dispone che "Le acque prelevate dalla falda sotterranea non possono essere riimmesse nella stessa, ma devono essere restituite in superficie e possibilmente destinate ad altri usi compatibili". A tal fine, il citato art. 47 delle Norme di attuazione non solo vieta la reimmissione delle acque in falda, ma prevede:

- che siano restituite in un corso d'acqua superficiale, e non nella fognatura, prevista negli elaborati richiamati come soluzione alternativa alla reimmissione in falda, in merito al quale non si riscontra l'ubicazione del recapito e l'effettiva possibilità dello stesso a ricevere le acque in argomento;
- che possano essere destinati ad altri usi compatibili;
- la previsione della remissione in falda della risorsa idrica può essere tralasciata unicamente in una prospettiva futura qualora intervengano modificazioni alle disposizioni vigenti, ad esempio l'aggiornamento del PTA, che consentano e disciplinino tale pratica.”;

## **Parco Nazionale Gran Paradiso**

“Vista la nota del 09.05.2023, prot. n. 3441, pervenuta in stessa data al prot. 1700 dell'Ente Parco , e relativa all'oggetto;

– esaminati i documenti della Valutazione Ambientale Strategica per il PEAR e in particolare il Rapporto Ambientale;

– premesso che nello scenario di Piano risulta particolarmente significativa, nell'ambito delle fonti energetiche rinnovabili, la previsione di incrementare la produzione di energia elettrica da fonte idraulica, anche attraverso il repowering di impianti esistenti e che il PEAR rappresenta uno scenario di sviluppo e pertanto non individua puntualmente gli interventi sul territorio

si formulano le seguenti osservazioni:

si ritiene necessario che siano considerate le principali componenti ambientali che un parco nazionale è chiamato a tutelare, in particolare per quanto riguarda la risorsa idrica. A questo proposito, tra le norme, piani e programmi di carattere ambientale che hanno attinenza con gli obiettivi del PEAR, è indispensabile fare riferimento alla Legge Quadro nazionale sulle aree protette, n. 394/1991 e s.m.i. nonché alle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del Piano del Parco vigente.

Si richiama l'art. 11 comma 3 lett. c) della legge stessa, che statuisce il divieto, all'interno delle aree protette, della modificazione del regime delle acque, a prescindere dalla natura e/o dalle dimensioni dell'impatto. Inoltre, all'art. 13 “Tutela delle acque e fasce fluviali” delle NTA del Parco è stabilito che la realizzazione di nuove centraline idroelettriche è ammessa solo per autoproduzione qualora non sia disponibile un allaccio alla rete elettrica.

Si rappresenta che l'area parco tutela ecosistemi fluviali e torrentizi unici, di straordinaria importanza naturalistica e di elevato pregio paesaggistico, pertanto, la più volte richiamata esigenza di conciliare la necessità di aumento di produzione di energia da FER, in particolare di origine idraulica, non può prescindere dalla puntuale valutazione degli interventi da attuare per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione di emissioni GHG (GreenHouse Gas), indicati dal PEAR, con riguardo al contributo che il Parco dà già con il perseguimento dei propri obiettivi specifici di conservazione.

Pertanto la realizzazione di impianti di produzione di FER nell'area parco, ovvero nelle aree limitrofe con attenta valutazione degli effetti indiretti sul sito, deve rimanere limitata alle prescrizioni già citate e comunque essere commisurata alle necessità locali, sempre in ottica di tutela delle specie animali, in particolare l'ittiofauna, e vegetali ivi presenti e più in generale dell'elevato valore ambientale, paesaggistico e culturale che il Parco tutela, protegge e valorizza.

Si tenga conto che la presenza nel territorio del versante piemontese del Parco del Gran Paradiso di opere di captazione medio-grandi ad uso idroelettrico, databili a partire dagli anni '30 del secolo scorso, ha comportato criticità e interruzioni della continuità fluviale e uno stato delle acque superficiali spesso non ascrivibile a quel “buono stato” che la Direttiva Europea “Acque” richiede, come emerge da numerosi contributi scientifici svolti nel corso degli anni.

Alla luce di quanto sopra esposto risulta imprescindibile concretizzare le azioni del Piano tenendo conto dei vincoli e delle prescrizioni definite dalla pianificazione del Parco, anche nell'ottica di classificare l'area parco come area non idonea allo sviluppo di energia elettrica da FER, fatti salvi i piccoli impianti per autoconsumo e solo nei casi individuati dalle NTA.”;

## **Dipartimento ambiente**

“Si rileva che il Piano Energetico Ambientale regionale in esame ha tenuto conto adeguatamente dei recenti obiettivi definiti a livello europeo, nazionale in materia di mitigazione, adattamento e decarbonizzazione, in particolare per quanto attiene il livello regionale:

- le *Linee guida per la definizione della strategia regionale di decarbonizzazione contenute nella Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel free 2040*, approvate con DGR 151 del 22 febbraio 2021,

- la *Strategia di adattamento ai cambiamenti climatici della Regione autonoma Valle d'Aosta/Vallée d'Aoste*, approvata con DGR 1557 del 29 novembre 2021.

Il Piano considera inoltre i temi della sostenibilità riferendo le azioni ai goal di Agenda 2030 e ai target della Strategia Regionale di Sviluppo Sostenibile della Valle d'Aosta 2030, approvata dal Consiglio regionale l'11 gennaio 2023.

Le azioni del PEAR VDA 2030 vengono delineate secondo **4 assi**.

### **Asse 1 - Riduzione dei consumi**

Si concorda con la necessità di intraprendere azioni incisive finalizzate alla riduzione dei consumi energetici. Si reputa che tale asse contenga azioni essenziali per il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

### **l'Asse 2 - Incremento delle fonti energetiche rinnovabili**

Per quanto riguarda la previsione di incremento delle fonti energetiche rinnovabili, la Relazione specifica che:

*“La diffusione delle fonti energetiche rinnovabili (FER) è finalizzata alla progressiva transizione verso un nuovo sistema energetico che minimizzi il ricorso alle fonti fossili, contribuisca a ridurre le emissioni di gas climalteranti e inquinanti e diversifichi l'approvvigionamento energetico, riducendo contestualmente la dipendenza energetica. In tale ambito, è necessario prevedere azioni volte a incrementare la produzione da fonti energetiche rinnovabili, sia di energia termica (FER termiche), sia di elettricità (FER elettriche).”*

Preme evidenziare che le azioni proposte dall'asse 2, individuate per avviare il progressivo abbandono delle fonti fossili, prevedono la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili (FER) sia di energia termica (FER termiche), sia di elettricità (FER elettriche). La relazione specifica che l'obiettivo di incremento della produzione locale da FER al 2030 è prioritariamente raggiunto attraverso l'aumento di produzione di energia dal comparto all'idroelettrico, seguito dall'incremento della diffusione di pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento) e da una maggiore diffusione del fotovoltaico sia termico che fotovoltaico.

Nella Relazione sono inserite delle schede relative alle fonti energetiche.

Per quanto riguarda la fonte idroelettrica, la scheda specifica che:

*“È prevedibile, ma non quantificabile, una minor produzione dell'intero comparto idroelettrico esistente dovuta principalmente ai cambiamenti climatici e all'applicazione dei valori di deflusso ecologico in corso di definizione.”* La relazione specifica ancora che l'idroelettrico, *fonte rinnovabile storicamente utilizzata dalla Valle d'Aosta per la produzione di quantitativi di energia elettrica superiori al fabbisogno elettrico della regione, ha permesso, complessivamente, di diventare “esportatori di energia verde”. Vengono prese in considerazione le possibilità di sviluppo con elevata probabilità di realizzazione, anche in compensazione delle probabili perdite, rispetto alla produzione attuale, alla luce dei cambiamenti climatici in atto e dell'applicazione dei nuovi valori di deflusso ecologico degli impianti.”*

Preme pertanto sottolineare la necessità di approfondire e monitorare, nelle fasi attuative del piano, gli effetti collegati ai cambiamenti climatici con particolare riguardo agli scenari di riduzione dell'acqua che potrebbero condizionare la previsione di incremento della produzione del settore idroelettrico; in particolare si ritiene opportuno privilegiare la realizzazione di nuovi impianti o il revamping di impianti esistenti dotati di accumulo, tralasciando politiche di couso, minimizzando il ricorso per il raggiungimento degli obiettivi di piano alla costruzione o revamping di impianti ad acqua fluente eccessivamente condizionati dagli scenari climatici e meteorologici attesi.

Per quanto riguardano le pompe di calore, la Relazione specifica che si tratta del driver principale per la decarbonizzazione del settore civile, in particolare in associazione al fotovoltaico. Nel Rapporto Ambientale, si specifica correttamente che le pompe di calore di tipo geotermico possono avere impatti diversi in base al tipo di reimmissione. Infatti la tipologia di pompa di calore a circuito aperto che reimmette in acque superficiali, può comportare degli impoverimenti anche significativi della falda sotterranea, risorsa da tutelare nell'ottica di un futuro utilizzo a scopo idropotabile.

Parimenti la tipologia di pompa di calore a circuito aperto con reimmissione in falda, rapportata ai fabbisogni attesi, presenta il potenziale rischio di alterazione della qualità del corpo idrico sotterraneo; tale aspetto dovrà essere opportunamente valutato e monitorato.

Si ricorda peraltro che la reimmissione in falda è attualmente vietata dal PTA e che tale tipologia potrà essere ammessa solo a seguito di una previsione di tale tipo nel PTA in fase di approvazione.

Si ritiene opportuno, nel caso pompe di calore, privilegiare la previsione al ricorso di sistemi aria – aria o pompe di calore geotermiche a circuito chiuso (orizzontale o verticale), sistemi che, seppur caratterizzati da minor efficienza presentano minori rischi di contaminazione della falda in fase di esercizio.

In effetti, bene sottolinea la relazione del PEAR quando specifica che:

*“Si ritiene che in contesti deposizionali di fondovalle alpino, (.....) la cui vulnerabilità intrinseca è elevata o molto elevata e che viene sfruttato per scopi idropotabili, sia necessario valutare, normare e monitorare il*

*proliferare anche dei pozzi da cui si effettua il prelievo ad uso scambio termico a servizio di impianti domestici. I pozzi, infatti, rappresentano “vie preferenziali di inquinamento” delle acque sotterranee e la loro diffusione incrementa la vulnerabilità integrata degli acquiferi. Si evidenzia che tali pozzi non devono creare, né durante la realizzazione né durante l’esercizio, punti di contatto tra acquiferi sovrapposti. Tali aspetti dovranno essere opportunamente normati e inseriti elementi di cautela che limitino le re-immisioni alle sole casistiche che garantiscono un adeguato controllo del rischio di inquinamento.”.*

Anche la biomassa legnosa, quale fonte di energia termica, ha uno scenario di possibile sviluppo, qualora venga definito il tema della sostenibilità dell’uso della biomassa e lo sviluppo della filiera locale, nonché l’orientamento della domanda verso sistemi di combustione più efficienti.

La biomassa attualmente utilizzata, infatti, viene solo minimamente prodotta a livello locale, ma è invece principalmente importata, sia da regioni limitrofe alla Valle d’Aosta (quali Piemonte, Francia e Svizzera), sia da aree più distanti, in particolare per quanto riguarda il pellet.

Come evidenziato dalla Relazione, nel caso della biomassa, è fondamentale distinguere tra quantitativi prodotti sul territorio regionale, importati ma provenienti da una filiera corta e importati da lunghe distanze.

Secondo la Relazione: *“la filiera legno-energia può avere buone potenzialità nel territorio regionale ma il settore energetico, da solo, non può supportare il riavvio della gestione attiva del bosco che dovrebbe, al contrario, comprendere anche la valorizzazione di assortimenti di maggior pregio (legname da opera e paleria) e dei servizi ecosistemici immateriali. L’utilizzo della biomassa a fini energetici deve essere un tassello di un più ampio sviluppo di una filiera locale della biomassa che deve essere analizzata a partire da un’analisi specifica del settore, considerandone i punti di debolezza (es: frammentazione della proprietà forestale, scarsa integrazione dei soggetti che operano nella filiera, ...) e i punti di forza (presenza di impianti di teleriscaldamento a biomassa e di altra domanda attualmente coperta con importazioni, superfici forestali estese,...). In un’ottica di economia circolare, la costruzione della filiera dovrebbe considerare anche la possibilità di recuperare sfalci, ramaglie, scarti di segheria/lavorazione, scarti di lavorazione agricola e raccolta differenziata del legno per una valorizzazione energetica degli stessi, in modo più strutturato di quanto avviene attualmente in modo localizzato e puntuale.”*

Quindi, si sottolinea l’importanza di una gestione forestale sostenibile e di una filiera locale per poter considerare la biomassa legnosa una risorsa rinnovabile importante, *“in caso contrario, l’impatto delle emissioni di inquinanti e gas climalteranti dovute al trasporto diventa non trascurabile”.*

La Relazione sottolinea correttamente che:

*“Se l’adozione di un mero criterio di distanza geografica per la qualificazione di una filiera corta può essere sufficiente per limitare emissioni per il trasporto del materiale non giustificabili o lo sfruttamento di territori meno tutelati, per quanto riguarda lo sviluppo di una filiera locale è necessario considerare la molteplicità di aspetti che la caratterizzano, ovvero includere parametri relativi alla dimensione sociale, di “governance” e di pubblica utilità al fine di assicurare un’efficace valorizzazione su scala locale di questa risorsa. I boschi svolgono, infatti, servizi ecosistemici fondamentali: servizi di supporto (biodiversità, impollinazione, ...), servizi di approvvigionamento (legname e prodotti forestali), di regolazione (protezione diretta, assorbimento carbonio,...) e culturali (benessere, fruizione socio-culturale,...). Una gestione forestale sostenibile deve quindi garantire modi e ritmi di utilizzo tali da conservare la biodiversità, la produttività e la capacità di rigenerazione per svolgere, nel presente e in futuro, tali specifiche funzioni, attraverso un’impostazione volta a conoscere e assecondare le tendenze dinamiche naturali dei boschi, anche alla luce dei cambiamenti climatici in atto. Tra i servizi ecosistemici, particolare rilievo assume l’assorbimento di carbonio, utili anche per un possibile avvio di un mercato locale dei crediti generati da una gestione forestale sostenibile.”.*

Per quanto concerne la biomassa è opportuno ricordare che, sotto il profilo ambientale, la sua combustione causa emissioni di polveri e di inquinanti quali i benzo(a)pireni; l’incremento del suo utilizzo può comportare problematiche riguardo il mantenimento dei parametri di qualità dell’aria. In tal senso risulta opportuno introdurre obblighi di utilizzo di stufe e caminetti certificate; per contro l’utilizzo di biomasse in centrali di teleriscaldamento dotate di adeguati sistemi di abbattimento non comporta significativi impatti ambientali. Un maggior ricorso alla biomassa potrebbe in effetti trovare una propria collocazione in particolare contesti territoriali laddove potrebbe risultare complesso trovare altre soluzioni alternative al combustibile fossile.

### **Asse 3 - Reti e infrastrutture**

Si condivide quanto specificato nella Relazione, ovvero che le azioni delineate dagli Assi 1 (riduzione dei consumi) e 2 (incremento delle fonti energetiche rinnovabili), devono essere accompagnate da:

*un adeguato coordinamento con lo sviluppo e la gestione delle reti e delle infrastrutture (es: rete elettrica, rete gas), anche volto ad un aumento della loro resilienza in relazione ai cambiamenti climatici, in quanto le stesse costituiscono condizione abilitante per la transizione energetica. Reti e infrastrutture rappresentano un elemento cardine del processo di transizione energetica, il loro sviluppo è una condizione abilitante per il processo di decarbonizzazione dell’economia. Vengono prese in considerazione le reti direttamente a servizio della transizione*

*energetica, in particolare: Azioni di nuova infrastrutturazione o interventi sulle reti esistenti, al fine di creare le condizioni abilitanti per la transizione energetica.*

Le schede relative sono le seguenti che correttamente evidenziano la necessità di potenziare e rendere maggiormente resilienti le infrastrutture della rete elettrica esistente, nonché della rete idrica:

*Rete elettrica - dovrà far fronte sia ai maggiori carichi derivanti dalla progressiva elettrificazione dei consumi termici, sia alla crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili e decentralizzate. Pertanto saranno necessarie azioni di estensione, potenziamento e smartizzazione della rete esistente (installazione di nuovi contatori 2G, realizzazione di nuove cabine, ecc.) coerente con le azioni delineate nello scenario di piano.*

In tal senso si ritiene necessario, nell'ambito di un quadro di "riconversione elettrica" di interi settori, disporre di una rete di distribuzione elettrica capillare, resiliente, ridondata e dotata della necessaria capacità di trasporto, condizione necessaria per il perseguimento degli obiettivi di Piano.

*Rete idrica - Seppur meno direttamente correlata al settore energetico, gli interventi di razionalizzazione e ottimizzazione dei diversi usi della risorsa idrica in adattamento ai cambiamenti climatici sono fondamentali per abilitare alcune azioni di piano.*

*Si rende necessario preservare quello che è il principale atout del sistema energetico regionale, ovvero la produzione idroelettrica. La necessità di coordinare i diversi utilizzi della risorsa, che potrebbe non essere più abbondante come in precedenza, pone l'esigenza di attivare azioni di adattamento, come peraltro già esplicitate nella SRACC.*

Per quanto concerne la risorsa idrica, in fase di attuazione del Piano dovrà essere attentamente monitorata e gestita la problematica relativa alla disponibilità e ai conflitti d'uso.

#### **Asse 4 - Persone**

Si ritiene che la creazione di un contesto favorevole all'innovazione e al cambiamento consapevole assieme all'adozione di stili di vita più attenti alla riduzione dei consumi e degli sprechi sono fattori imprescindibili per il successo del Piano.

Per quanto concerne il ricorso all'idrogeno verde, esso rappresenta in effetti un'opportunità da esplorare, con le dovute attenzioni e cautele, traguardando l'evoluzione della tecnica e del mercato, per convertire i settori *hard to abate*.

Il Piano non tratta la dimensione economica collegata alle azioni previste; la gerarchia, in termini di priorità o di benefici attesi tra le azioni ricomprese negli assi e tra i diversi assi, è desumibile ma potrebbe essere trattata in modo più facilmente leggibile.

Per quanto concerne la *governance*, anch'essa potrebbe essere maggiormente declinata e, in considerazione dell'importante trasversalità degli argomenti trattati, potrebbe essere opportuno esplicitare il raccordo e il coordinamento con quanto previsto nelle altre pianificazioni e strategie regionali pertinenti.

Si ritiene, inoltre, importante fornire un quadro di come dovrebbero evolvere le attuali leve normative ed economiche regionali nel medio e lungo termine, a complemento di quelle già definite a livello nazionale, quali volani per il raggiungimento obiettivi prefissati.

In generale il Piano prevede azioni e indicatori commisurati coerenti e credibili nei confronti delle recenti strategie approvate a livello regionale tra le quali si citano la Strategia Regionale di Sviluppo Sostenibile della Valle d'Aosta 2030, la Roadmap per una Valle d'Aosta Fossil Fuel free 2040, la Strategia di adattamento ai cambiamenti climatici della Regione autonoma Valle d'Aosta/Vallée d'Aoste. Va precisato che, per quanto riguarda l'obiettivo di decarbonizzazione al 2040, gli obiettivi posti al 2030 del Piano sono commisurati, anche riguardo alle evoluzioni tecnologiche attese, al raggiungimento di un sostanziale azzeramento delle emissioni climalteranti al 2040.”;

## **Struttura biodiversità, sostenibilità e aree naturali protette:**

“In relazione alla nota, n. prot. 3441/TA del 09 maggio 2023, pari oggetto, vista la relazione di incidenza allegata al Rapporto ambientale, si formulano le seguenti osservazioni:

→ il Parco Nazionale Gran Paradiso (IT1201000) è classificato come ZSC e non più come SIC;

→ le schede descrittive dei singoli siti della rete Natura 2000, seppur contenenti informazioni corrette, sono carenti nella caratterizzazione degli stessi ai sensi delle Direttive 2009/147/CE e 92/43/CEE; in particolare mancano i riferimenti alle specie floristiche e faunistiche inserite, rispettivamente, negli Allegati I, II, e IV delle sopra citate Direttive;

→ la Regione autonoma Valle d'Aosta non ha individuato, per il momento, le Condizioni d'obbligo, secondo le nuove linee guida nazionali approvate con DGR n. 1718/2021, per cui le stesse non possono essere state prese in considerazione

→ tutte le azioni/interventi materiali e strutturali, al momento non ancora localizzate/i e definite/i nei dettagli, che interesseranno siti della rete Natura 2000, dovranno essere sottoposti, prima della loro realizzazione, a screening d'incidenza, corredati di specifica documentazione tecnica e progettuale.

Fatte salve le considerazioni sopra indicate per i siti Natura 2000, così come le prescrizioni/divieti previsti dai parchi naturali, per i quali si rimanda ai pareri di competenza dei rispettivi Enti gestori, si esprimono, di seguito, alcune osservazioni relative ai potenziali effetti del PEAR sulla componente biodiversità a scala regionale e sulle relative misure di mitigazione. Tali osservazioni discendono dalla considerazione, di carattere generale, che habitat e specie faunistiche e floristiche tutelati dalle normative comunitarie e regionali (p.es. avifauna, chirotteri e fauna ittica) sono distribuiti sull'intero territorio e non solo nelle aree naturali protette, ragione per cui la loro salvaguardia rappresenta un'azione concreta di mantenimento della biodiversità.

Per la progettazione e la gestione di impianti eolici esterni ai siti della rete Natura 2000, si invita a seguire le indicazioni comunitarie in materia (Documento di Orientamento CE 2021), prevedendo accurate valutazioni degli impatti su specie e habitat, elencati negli Allegati I, II e IV delle Direttive 2009/147/CE e 92/43/CEE, potenzialmente messi a rischio dalla realizzazione di tali impianti. In particolare, per le specie di uccelli in allegato I della Direttiva 2009/147/CE e per le specie di Chirotteri in Allegato II e IV della Direttiva 92/43/CEE, si dovrà tener conto degli impatti dovuti a collisione e barotrauma, da mitigare in via cautelativa tramite l'utilizzo di dissuasori visivi per gli uccelli diurni (obbligo di colorazione di rotori e piloni), a cui aggiungere eventualmente dissuasori acustici per gli uccelli volatori notturni. Per i chirotteri, obbligo di regolazione dei tempi di funzionamento, tramite lo spegnimento degli impianti nelle condizioni idonee al volo delle specie ma a basso rendimento energetico, ossia con velocità del vento < 6 m/s (da aumentare a < 8 m/s durante il periodo migratorio dei chirotteri). Occorrerà, inoltre, prevedere specifici piani di monitoraggio ante realizzazione e in fase di esercizio, tramite idonei metodi e tempistiche indicati dai documenti comunitari.

Per la riduzione/mitigazione dell'inquinamento luminoso, a favore della conservazione delle specie faunistiche lucifughe, tra cui numerose specie di Chirotteri in Allegato II e IV della Direttiva 92/43/CEE, i PAESC dovrebbero contenere un piano dell'illuminazione pubblica comunale, ovvero prevedere strumenti volti a pianificare e regolamentare le modalità di illuminazione del territorio tramite l'attuazione di misure quali:

- contenere la dispersione luminosa verso l'alto e orizzontalmente, evitando il più possibile di illuminare aree naturali o semi-naturali (prati/pascoli) e la creazione di barriere luminose continue
- sfruttare, dove possibile, l'effetto schermante della vegetazione
- divieto di illuminazione degli alvei fluviali e delle fasce ripariali
- regolazione della luce emessa (temperatura di colore <2700 K)
- utilizzo di luce infrarossa per finalità di sorveglianza (cantieri, aree industriali ed estrattive)
- utilizzo di sensori e temporizzatori per l'attivazione dell'illuminazione pubblica solo quando necessaria
- potenziare i sistemi di segnalazione passiva (catarifrangenti ecc.) sulle strade
- condizionare l'installazione di nuovi impianti pubblici alla dismissione di impianti già attivi nello stesso comune e di potenza analoga o superiore
- promuovere iniziative volte all'informazione/sensibilizzazione

- ridurre/mitigare l'illuminazione dei monumenti storici/religiosi, specialmente nel periodo primaverile/estivo

Sul tema dell'inquinamento luminoso si vedano anche i Green Public Procurement (GPP) per l'illuminazione stradale e i semafori pubblicati dalla Commissione europea 2019 (<https://cielobuio.org/pubblicati-i-nuovi-green-public-procurement-gpp/>).

Per la progettazione e la gestione di impianti idroelettrici e fotovoltaici esterni ai siti della rete Natura 2000, occorre tener conto della presenza di specie in Allegato I, II e IV delle Direttive 92/43/CEE e 2009/147/CE e prevedere opportune misure di prevenzione/contenimento dei rischi a loro carico, sia diretti che a carico degli habitat di specie (sottrazione, frammentazione e/o deterioramento).

Per tutte le tipologie di impianti sopra menzionati, in fase di programmazione e scelta della localizzazione degli stessi sul territorio, occorre evitare aree ecologicamente sensibili, corredando la documentazione con la segnalazione/ mappatura di habitat e delle specie di flora e fauna potenzialmente minacciate dalla realizzazione delle opere; allo stesso modo il crono programma dei lavori deve implicare la sospensione o la riduzione delle attività durante i periodi ecologicamente sensibili.

Per il miglioramento termico degli edifici, è possibile prevedere soluzioni tecniche che favoriscano l'insediamento di specie antropofile quali Rondone (*Apus apus*, categoria IUCN "Quasi minacciata" in Europa, Birdlife International), Rondine (*Hirundo rustica*), e Balestruccio (*Delichon urbicon*), mitigando gli impatti dovuti ai



miglioramenti termici in corso, che sottraggono siti riproduttivi (es. utilizzo di mattoni forati o apposite cassette nido per le specie sopra elencate). Gli edifici, in particolare i grandi volumi in edifici storici, possono essere siti riproduttivi per diverse specie di chiroteri, quindi le tempistiche e modalità dei lavori andrebbero sempre valutati con attenzione per evitare il disturbo o la distruzione di eventuali colonie riproduttive, in particolare di specie in allegato II della Direttiva 92/43/CEE.

Infine, si fa presente che è in fase di definizione la Rete Ecologica Regionale (RER), quale azione concreta di contrasto agli effetti dei cambiamenti climatici sulla biodiversità che, si auspica, possa rappresentare un ulteriore contributo alle future scelte di pianificazione.”;

## **ARPA Valle d’Aosta**

### “Premessa

Le presenti osservazioni vengono inoltrate all’Assessorato opere pubbliche, territorio e ambiente – Dipartimento Ambiente, a seguito della comunicazione di avvio procedimento di VAS relativa al Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) (Rif. prot. RAVA n. 3157 del 28 aprile 2023- protocollo ARPA 0006110 del 09/05/2023 .

### Osservazioni alla Relazione tecnica Illustrativa

#### Commenti generali

1) La Relazione tecnica illustrativa presenta in maniera dettagliata ed approfondita il contesto, energetico ed ambientale, in cui si deve inserire il PEAR VDA 2030. Le informazioni relative al quadro regolatorio Europeo, Nazionale e Regionale per quello che riguarda la lotta ai cambiamenti climatici e la transizione energetica ed ecologica e le Strategie di Sviluppo Sostenibile, sono aggiornate e riportate in maniera esaustiva e dettagliata.

2) I capitoli 1-2-3 presentano in modo dettagliato e completo i contesti generali e normativi ed i contesti energetici sovraregionali e regionali.

3) Gli obiettivi del piano presentati al capitolo 4 sono coerenti con la strategia Fossil Fuel Free al 2040.

4) Si suggerisce di esplicitare nel capitolo 5, il concetto dello scenario di piano (utilizzato a partire dal capitolo 6).

5) Asse 1: si condivide l’impostazione seguita per articolare le azioni previste dall’asse 1, il loro ruolo relativo e gli obiettivi indicati. Si considera particolarmente opportuna l’enfasi posta sul concetto di riduzione dei consumi energetici attraverso l’efficientamento energetico come misura fondamentale da affiancare all’aumento della produzione da FER.

6) Asse 2 F01: si evidenziano le seguenti considerazioni parzialmente già espresse nell’ambito di pareri e incontri pregressi: il comparto acque superficiali è prioritariamente interessato dalla fruizione idroelettrica dei corpi idrici in quanto, l’energia idroelettrica è la fonte rinnovabile più importante per la produzione di elettricità in Valle d’Aosta: sebbene in fase di generazione sia sostanzialmente priva di emissioni di CO<sub>2</sub>, può causare impatti significativi sugli ecosistemi acquatici, peggiorando la condizione complessiva dei corpi idrici. Attuare uno sfruttamento idroelettrico sostenibile rappresenta dunque un obiettivo strategico a livello regionale in quanto permette di ottemperare a norme ambientali ed energetiche cogenti. In particolare il Piano prevede “il repowering degli impianti esistenti che potrebbe determinare una produzione aggiuntiva fino a circa 400 GWh, a cui si aggiungono alcune possibili progettualità di nuovi impianti per circa ulteriori 170 GWh”. In generale, si evidenzia che non solo dal punto di vista ambientale ma anche da quello energetico le soluzioni progettuali che mirano a un’ottimizzazione del quadro dei prelievi degli impianti esistenti siano assolutamente da privilegiare rispetto a quelle che puntano alla realizzazione di nuovi impianti. Di fatto, attualmente lo sfruttamento idroelettrico interessa gran parte del reticolo regionale per cui la realizzazione di nuovi impianti peggiorerebbe il quadro delle pressioni già in atto a fronte di limitati incrementi della potenza installata. Esperienze recenti in ambito regionale dimostrano come adeguamenti di concessioni storiche permettano di incrementare significativamente sia il livello di tutela dei corpi idrici sia la produzione idroelettrica. Il PEAR non si sostituisce alle istruttorie di VIA delle singole domande di nuove derivazioni ma si ritiene, comunque, debba prevedere una valutazione differenziata della ricaduta energetica derivante da nuovi impianti (la cui taglia media nel corso dell’ultimo decennio è drasticamente ridotta) rispetto al contributo derivante dall’adeguamento di impianti già esistenti. A tal riguardo si rimanda anche al paragrafo relativo agli “Indicatori energetici associati alla fruizione idroelettrica”. Si evidenzia, a tal riguardo, che in diverse realtà alpine (i.e. cantone di Berna, Cantone di Argovia, <https://wa21.ch/wp-content/uploads/2017/09/WA21-WerkzeugeStrategien-0712.pdf>) con caratteristiche complessive analoghe alla Valle d’Aosta, in fase di pianificazione energetica si è stabilito di non accogliere domande di nuove derivazioni al

di sotto di una determinata soglia di potenza media installata in quanto le esternalità complessive derivanti dalla realizzazione di impianti di tali dimensioni non sarebbero comunque compensate dalla produzione energetica prevista. Si considera tale approccio di pianificazione particolarmente importante anche per ottimizzare lo sfruttamento del potenziale idroelettrico residuo oltre che per offrire maggior tutela dei corpi idrici superficiali. Inoltre, alla luce dell'evidente variabilità dei deflussi in alveo per effetto del global warming, si ritiene che siano da privilegiare le soluzioni di prelievo che si adattano alla disponibilità effettiva delle portate (real time) e che, contemporaneamente, permettono di ottimizzare sia la produzione sia la tutela degli ecosistemi torrentizi.

7) Asse 2 F02: considerata la natura particolarmente sfidante degli obiettivi degli scenari di piano relativi a questo insieme di azioni (+173 GWh, +644%), si suggerisce di integrare questa sezione con la presentazione degli strumenti di sostegno o di incentivazione attualmente disponibili a livello nazionale o regionale o previsti ad hoc dal Piano (come fatto a titolo di esempio per l'asse 1 C04).

8) Asse 2 F05: manca una descrizione chiara della geotermia a circuito chiuso e circuito aperto. Si suggerisce di esplicitare la possibilità, ove energeticamente compatibile, di dare priorità agli impianti a circuito chiuso in quanto meno impattanti sulla risorsa idrica. Si propone, a titolo di esempio, quanto segue:

“Circuito chiuso o a scambio indiretto”: i sistemi a circuito chiuso consistono in un circuito formato da una tubazione posata nel sottosuolo colmata di un fluido termovettore normalmente a base di acqua con additivi come liquido antigelo, biocidi e inibitori di corrosione e incrostazioni. Il trasporto del fluido nel circuito assorbe o cede calore da e al terreno circostante e alla falda ove presente.

“Circuito aperto o a scambio diretto”: nei sistemi a circuito aperto lo scambio di calore si ottiene estraendo acqua dalla falda che viene mandata ad una macchina termica e quindi restituita alla falda di origine o, in subordine, a un corpo idrico superficiale. La restituzione alla falda di origine rende il sistema quantitativamente non oneroso a tutto vantaggio della risorsa. Diversamente, in generale, i sistemi che scaricano in corpo idrico superficiale naturale o artificiale (escludendo le fognature di acque nere per non danneggiare i processi depurativi) sono da considerare quantitativamente onerosi. Dove compatibili con le necessità di scambio termico sono comunque da preferire gli impianti a circuito chiuso anche in presenza di falda.”

La descrizione delle attenzioni da porre alla reimmissione in falda appare eccessivamente incentrata sulla sola reimmissione quando invece si tratta di cautele da seguire per qualsiasi tipo di pozzo geotermico. Si propone di riformulare ad esempio come segue: l'impiego della geotermia in falda richiede di particolari attenzioni in quanto questa può comportare delle pressioni sul corpo idrico, ovvero: i) depauperamento della risorsa idrica per i circuiti aperti con scarico in acque superficiali; ii) proliferazione di impianti di piccole e grandi dimensioni che possono interferire tra loro con creazione di bolle di calore che ne inficiano la resa (uso in concorrenza), per impianti a circuito aperto con reimmissione in falda e per impianti a circuito chiuso. In generale, inoltre si ritiene che in contesti deposizionali di fondovalle alpino, dove è presente un acquifero libero monostrato, ovvero un acquifero costituito dall'insieme di corpi litologici che ospitano un flusso sotterraneo complesso ma unico in termini di alimentazione e di distribuzione dei carichi piezometrici (Civita, 2005), la cui vulnerabilità intrinseca è elevata e/o che viene sfruttato per scopi idropotabili, sia necessario valutare, normare e monitorare il proliferare anche dei pozzi da cui si effettua il prelievo ad uso scambio termico a servizio di impianti domestici, oltre a quelli destinati alla re-immissione. I pozzi, infatti, rappresentano “vie preferenziali di inquinamento” delle acque sotterranee e la loro diffusione incrementa la vulnerabilità integrata degli acquiferi. Si evidenzia, infine, che tali pozzi non devono creare punti di contatto tra acquiferi sovrapposti né durante la realizzazione né durante l'esercizio. Tali aspetti dovranno essere opportunamente normati nonché dovranno essere inseriti elementi di cautela che limitino le reimmissioni alle sole casistiche che garantiscono un adeguato controllo del rischio di inquinamento.

9) Asse 2 F06: considerando che lo sviluppo di una filiera corta del legno dipende da fattori complessi ed esterni al PEAR, si suggerisce di descrivere con maggior chiarezza l'incertezza a cui sono soggette le previsioni relative all'aumento della biomassa locale come FER e la conseguente riduzione delle emissioni di GHG in seguito alla potenziale riduzione di biomassa importata. Le assunzioni dello studio realizzato da IPLA e citato nella relazione sono infatti molto ambiziose (eg. mettere in produzione tutti i boschi privati accessibili) e richiedono tempi molto lunghi, probabilmente difficilmente compatibili con gli obiettivi al 2030. Si raccomanda inoltre di rafforzare il concetto per cui gli usi energetici della biomassa dovrebbero considerarsi come ultimo tassello di un processo a cascata (pag. 225) che favorisce in primis gli usi duraturi del legno (eg. costruzioni). Si suggerisce di inserire il concetto di uso a cascata, utilizzato anche nei recenti regolamenti EU (revisione della Direttiva sulle Energie Rinnovabili (RED) dell'UE). Per ridurre l'impatto ambientale dell'energia generata dalla biomassa, la RED definisce infatti:

Limiti alla quantità e ai tipi di biomassa forestale che ricevono sussidi: sono esclusi dai sussidi i tronchi da sega e da impiallacciatura, il legname industriale (secondo le definizioni specifiche dei singoli Paesi), i ceppi e le radici.

La biomassa legnosa dovrà essere utilizzata secondo il suo più alto valore aggiunto economico e ambientale nel seguente ordine di priorità: 1) prodotti a base di legno, 2) prolungamento della loro durata, 3) riutilizzo, 4) riciclo, 5) bioenergia e 6) smaltimento.

Limiti al sostegno finanziario per l'elettricità prodotta dalla biomassa: saranno esclusi gli impianti esclusivamente elettrici, che sono estremamente inefficienti; gli incentivi sono mantenuti quindi solo per gli impianti di cogenerazione (elettricità con recupero del calore residuo)

Il legno proveniente da foreste primarie e altri ecosistemi sensibili, come foreste ad alta biodiversità, zone umide, torbiere e brughiere, non può essere utilizzato per raggiungere gli obiettivi di energia rinnovabile o ricevere sussidi.

Pag. 229: Grafico OBIETTIVO DI AUMENTO DELLA PRODUZIONE LOCALE DA FER - CONTRIBUTO DELLA BIOMASSA: Verificare che l'area colorata in verde sia quella giusta.

Inoltre è opportuno sottolineare che venga considerato nel PEAR che sono in fase di valutazione alcuni progetti legati al riutilizzo a scopo energetico di rifiuti vegetali come sfalci, ramaglie e legna. Questi materiali possiedono un potenziale energetico in termini di produzione di biogas e, attualmente, comportano una spesa significativa sia come costi di gestione generale sia per lo smaltimento come rifiuto. Dalle prime esperienze raccolte, nel contesto regionale risultano potenzialmente utilizzabili biodigestori di ridotte dimensioni, con soluzioni progettuali low cost e scalabili a livello di singola azienda che permetterebbero di utilizzare in loco il processo e i prodotti senza oneri di trasporto. Le imprese valdostane con taglia critica adeguata al progetto sono almeno una decina.

10) Si condivide l'impostazione seguita per articolare le azioni previste dall'asse 3 e dall'asse 4, il loro ruolo relativo e gli obiettivi indicati.

11) Si evidenzia che la mancanza di una sezione specifica dedicata alla definizione della governance del piano e all'articolazione temporale delle diverse azioni può rappresentare una criticità. Pur essendo consapevoli della difficoltà di tale esercizio, si ritiene che sarebbe importante inserire una sezione in cui, anche solo in termini descrittivi e/o schematici, siano descritte le fasi necessarie per l'ottenimento degli obiettivi del piano e le relative priorità di intervento concentrandosi in particolare sulle azioni in cui la governance a livello regionale può essere più efficace oltre che maggiormente indipendente dagli indirizzi e dalle politiche di livello nazionale. Non sembra che l'azione Asse4 P01 sia sufficiente a tale scopo, almeno nelle prime fasi del periodo interessato dal piano.

12) Allegato1 Idrogeno: l'allegato 1 presenta una sintesi esaustiva delle sfide legate allo sviluppo di una filiera di produzione e utilizzo di idrogeno verde in Valle d'Aosta. Vengono presentati in modo corretto il contesto normativo, economico e tecnologico e le prospettive di sviluppo e possibili applicazioni dell'idrogeno in Valle d'Aosta: in particolare si evidenzia l'opportunità di sviluppare e sostenere iniziative locali di ricerca e sviluppo sul tema, si sottolinea la priorità di utilizzo nei settori hard-to-abate (stabilimento CAS) nel rispetto del principio di addizionalità. Per quanto riguarda il tema dei trasporti, e del TPL in particolare, si riportano di seguito i passaggi più rilevanti del report del Ministero delle Infrastrutture e della mobilità sostenibili, Decarbonizzare i trasporti: evidenze scientifiche e proposte di policy (Aprile 2022, [https://www.mit.gov.it/nfsmitgov/files/media/notizia/2022-04/STEMI\\_Decarbonizzare%20i%20trasporti\\_0.pdf](https://www.mit.gov.it/nfsmitgov/files/media/notizia/2022-04/STEMI_Decarbonizzare%20i%20trasporti_0.pdf)), che suggeriscono di optare per l'opzione dell'elettrificazione piuttosto che sull'idrogeno per il TPL su tratte brevi/medie (~ <150km):

a) Per il trasporto urbano, l'elettrificazione diretta con mezzi a batteria è attualmente la soluzione più efficace da un punto di vista energetico, con le migliori chances di abbattere le emissioni di CO<sub>2</sub> e di farlo in modo economicamente vantaggioso, a condizione che si possa investire efficacemente in produzione elettrica decarbonizzata, a basso costo e su un ulteriore ammodernamento della rete elettrica. Su distanze più lunghe, l'elettrificazione necessita di potenze e tempi di ricarica importanti, più difficili da gestire nel breve termine e, probabilmente, più interessanti nel medio-lungo termine, grazie a miglioramenti delle performance delle batterie.

b) l'elettrificazione diretta ha costi operativi inferiori rispetto alle alternative, trattandosi di veicoli usati in maniera intensiva su percorsi limitati e prevedibili in ambito urbano. In sviluppi recenti, la tendenza spiccata verso una transizione verso l'elettrico delle flotte di autobus urbane, visibile su scala europea e globale ha già iniziato a estendersi anche al trasporto pubblico regionale. Dal momento che la transizione del trasporto pubblico locale è un fenomeno che richiede la sostituzione progressiva della flotta esistente, è possibile immaginare, analogamente ai veicoli commerciali, una distribuzione del potenziamento delle infrastrutture e del parco mezzi su un periodo prolungato, ammortizzando i costi.

c) l'idrogeno non appare un'opzione prioritaria (in termini di commercializzazione) nel caso di TPL su strada, almeno nel prossimo decennio e probabilmente anche oltre. L'idrogeno potrà giocare un ruolo rilevante solo nel

caso si manifestino barriere importanti alla scalabilità dell'elettrificazione diretta, come l'indisponibilità di batterie o un inadeguato sviluppo delle reti di ricarica.

Risultano di particolare importanza, anche per le motivazioni sovraesposte, le azioni trasversali suggerite al paragrafo 5.4 dell'allegato 1

#### Commenti specifici

- executive summary pag15 fig. 7 / cap4 pag151 fig.70 : aggiungere legenda barre
- sez 5, pag 155: Sarebbe utile avere una descrizione del metodo usato per la definizione dello scenario libero, ovvero se lo stesso è paragonabile allo scenario PRIMES utilizzato a livello Nazionale.
- sez 5.4, pag 164: Grafico 88 e simili: sarebbe opportuno indicare sempre la legenda colori
- sez 6, pag 205 correggere “ ...della necessità, in casi di carenza idrica, di dare priorità ad un uso potabile dell'acqua” con “ ...della necessità, in casi di carenza idrica, di dare priorità ad un uso potabile ed irriguo dell'acqua”

#### Osservazioni al Rapporto Ambientale

#### Commenti specifici

- Paragrafo 3.3.1 e Allegato 2 Piano di Monitoraggio: non corrispondono le quote di emissioni regionali al 2017 riportate nei seguenti Indicatori di ricaduta ambientale rispetto a quanto riportato nella tabella 11 di pag. 87 del Quadro Conoscitivo:
  - M 1.13 e M 1.27:  $292.300+131.890 = 424.190$  ton che non corrispondono alle 389.567 ton del settore Civile
  - M 1.66: 140.628 ton che non corrispondono alle  $162.901+135.736 = 298.637$  ton dei settori Industriale ed Agricolo
  - M 1.100: 308.251 ton e non le 316.215 ton per i Trasporti
  - M 3.24: 32.619 ton e non le 33.617 ton per la Produzione energetica.
- Per gli indicatori degli inquinanti e gas serra sopra indicati, visto che il dato viene fornito da ARPA VdA e che il COA provvede ad una successiva elaborazione finale, si richiede che come fonte dati sia aggiunta ARPA VdA al COA Energia.
- Paragrafo 3.3.2, pag 89-90: sostituire la figura 18 (carta regionale e tabella con le stazioni di monitoraggio QA) in quanto non aggiornata. Nuova tabella delle stazioni QA

stazione	tipo	PM2,5	PM10	NO2	O3	C6H6	SO2	CO	Metalli	B(a)P
AO-Plouves	FU	x	x	x	x	x	x	x	x	x
AO-I Maggio	I	x	x	x					x	x
AO-Liconi	FU	x	x	x	x				x	x
Donnas	FR		x	x	x					
La Thuile	FRR		x	x	x					
Courmayeur	TR	x	x	x						
Etroubles	TS	x	x	x						

Per la carta regionale si rinvia alla correzione da parte di COA Energia.

- pag. 104: Le modalità di circolazione delle acque sotterranee (pagina 104) possono essere integrate con la presenza di acqua nei sedimenti sui versanti. Si propone di aggiungere la specifica seguente: Sui versanti, l'acqua può fluire all'interno delle fratture negli ammassi rocciosi e/o nei micropori esistenti nel materiale detritico e

alluvionale (es sabbie e ghiaie) che ricopre i versanti per emergere in corrispondenza di sorgenti (fonte di approvvigionamento idrico dei centri abitati nelle vallate laterali)

- pag. 106: Si ritiene opportuno aggiungere la specifica seguente: Ove compatibili con le necessità di scambio termico sono comunque da preferire gli impianti a circuito chiuso anche in presenza di falda.

- pag. 133-163 Capitolo 4: nel capitolo 4 sono presentati i tre diversi scenari: libero, moderato e sostenuto. Nella relazione tecnica vengono presentati solo lo scenario libero e lo scenario di piano (cfr pag23 Relazione tecnica: “Dalla valutazione delle alternative è nato lo scenario di piano che, scartato lo scenario libero in quanto non coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, è risultato essere una versione “intermedia” tra lo scenario moderato e lo scenario sostenuto”). Si suggerisce di anticipare questo aspetto nel capitolo 4 del rapporto ambientale (e non solo nel capitolo 5) in modo da rendere esplicito il fatto che le analisi riportate nel paragrafo 4.2, 4.3 e 4.4 per gli assi 1 e 2 sono diverse da quanto riportato nella relazione tecnica.

- pag. 200 fig. 117: aggiungere legenda per le barre colorate

- pag. 311-450: Appendice 2: Schede di valutazione per componente ambientale: Gli scenari presentati nelle schede sono articolati secondo lo schema scenario libero, moderato, sostenuto che non è adottato nella relazione tecnica (cfr pag23 Relazione tecnica: “Dalla valutazione delle alternative è nato lo scenario di piano che, scartato lo scenario libero in quanto non coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, è risultato essere una versione “intermedia” tra lo scenario moderato e lo scenario sostenuto”) Si suggerisce di motivare tale scelta riferendosi ai contenuti del cap. 4 della Rapporto Ambientale.

- pag. 552-583 Allegato 2 Piano di Monitoraggio cap. 3 Indicatori del Piano di Monitoraggio:

- Indicatori ambientali: l’alterazione del regime delle portate a valle dell’opera di presa è il più importante impatto delle derivazioni idroelettriche sui corsi d’acqua: la portata liquida influenza anche la struttura e la distribuzione spazio-temporale degli habitat fluviali, dai quali dipende ma in modo indiretto, lo stato delle comunità biologiche che si sono evolute adattando cicli vitali e strategie di sopravvivenza ai regimi idrologici naturali. Le indicazioni normative in vigore in merito alla valutazione ambientale delle derivazioni idriche sono contenute nei Decreti n. 29 e n. 30 del 13.02.2017. Tali decreti definiscono gli indirizzi per la pianificazione, il monitoraggio e la valutazione delle derivazioni idriche e identificano in modo esplicito i metodi di definizione del Deflusso Ecologico (DE) da rilasciare a valle delle derivazioni idriche. In particolare:

- il Decreto N. 29 del 13.02.2017 approva le Linee guida per le valutazioni ambientali ex ante da effettuare per le domande di derivazione idrica, in relazione agli obiettivi di qualità ambientale dei corpi idrici superficiali, definiti ai sensi della Direttiva 2000/60/CE del Parlamento e del Consiglio europeo del 23 ottobre 2000, da effettuarsi ai sensi del comma 1, lettera a), dell’art. 12 bis del Regio Decreto dell’11 dicembre 1933, n. 1775.

- il Decreto N. 30 del 13.02.2017 approva le Linee guida per l’aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale al fine di garantire il mantenimento, nei corsi d’acqua, del deflusso ecologico a sostegno del raggiungimento degli obiettivi ambientali definiti ai sensi della Direttiva 2000/60/CE del Parlamento e del Consiglio europeo del 23 ottobre 2000.

Entrambi i decreti sono strumenti normativi vincolanti e con riferimenti diretti sull’attività di pianificazione energetica in quanto forniscono indirizzi metodologici alle autorità concedenti per assicurare il raggiungimento degli obiettivi ambientali dei corsi d’acqua soggetti a derivazioni. Tra i metodi previsti dai decreti suddetti, quello applicato in Valle d’Aosta è il metodo MesoHABSIM (MesoHABitat SIMulation, Parasiewicz P., 2001) citato anche nel PEAR e nel relativo rapporto ambientale. Come illustrato nel corso di diversi incontri e pareri pregressi nonché in fase di scoping, a partire da una serie di portate liquide naturali, il metodo permette di quantificare un set di rilasci variabili nel corso dell’anno per ottimizzarne la resa in termini di idoneità ambientale e giungere alla definizione dei valori giornalieri di Deflusso Ecologico. L’indicatore derivato dall’applicazione del metodo MesoHABSIM che valuta gli effetti della derivazione idrica è l’Indice di Integrità dell’habitat (IH) ed è utilizzato per quantificare le ricadute delle derivazioni idriche sulle acque superficiali in ottemperanza dell’attuale Piano di Tutela delle Acque nonché ne è prevista l’adozione in quello attualmente in fase di aggiornamento. Alla luce di quanto sopra, si ribadisce che l’Indice di Integrità dell’habitat (IH) è tecnicamente e formalmente idoneo a rilevare l’effetto sui corpi idrici delle politiche energetiche associate alla fruizione idroelettrica, non necessita di approfondimenti e deve essere inserito tra il set di indicatori di monitoraggio del PEAR. Si conferma quindi che l’indice è utilizzabile quale:

- indicatore di contesto in riferimento a impianti idroelettrici esistenti (sia pubblici sia privati) oggetto di sperimentazione in atto o conclusi;

- indicatore di monitoraggio in riferimento a nuovi impianti idroelettrici in progetto o a impianti esistenti oggetto di varianti e/o rinnovi.

- Indicatori energetici associati alla fruizione idroelettrica: per un gran numero di derivazioni idriche nel reticolo valdostano (ivi comprese quelle del gruppo CVA che apportano circa il 90% della produzione idroelettrica regionale), il quadro dei rilasci variabili è attualmente definito mediante l’applicazione del criterio 3 del vigente PTA: tale criterio prevede di impostare un progetto di sperimentazione concordato con l’Amministrazione

Regionale e ARPA (PTA Allegato G, paragrafo 3.1.3., Criterio 3). Le portate liquide rilasciate influenzano in modo diverso gli effetti complessivi del prelievo sul contesto regionale: di conseguenza, la valutazione di tali effetti è effettuata mediante un'analisi multicriterio (MCA) che considera in modo integrato tutti i settori inerenti la sostenibilità della derivazione (energia, economia, ambiente, paesaggio, agricoltura, pesca e turismo). In pratica, attraverso la MCA sono confrontati diversi scenari teorici di rilascio, attribuendo un punteggio a ogni scenario e stabilendo un ordinamento che serve da supporto numerico alle decisioni in merito al quadro di rilasci da autorizzare in modo definitivo. Nell'ambito delle sperimentazioni mediante MCA finora condotte, il criterio "Energia" è stato quantificato mediante un "indice energetico" riferito alla perdita di produzione in relazione ai quantitativi di acqua rilasciata in alveo come Deflusso Minimo Vitale (DMV). L'indicatore è, di fatto, riferito unicamente all'impianto (o al gruppo di impianti) considerato/i nell'ambito di una specifica sperimentazione ai sensi dell'Allegato G citato in precedenza. L'indice energetico quantifica, di fatto, il livello di soddisfazione del produttore in corrispondenza di diversi scenari di rilascio: manca attualmente un indicatore o un set di indicatori che fornisca una valutazione del contributo energetico dell'impianto (o degli impianti) su scala regionale ovvero rispetto agli obiettivi in materia di fonti rinnovabili (RES) stabiliti dalla norma di settore nazionale e/o regionale. A tal riguardo, si ribadisce quanto già evidenziato in altre occasioni ovvero la necessità di definire all'interno del PEAR uno o più indicatori energetici da utilizzare nell'ambito dell'analisi multicriterio degli impianti oggetto di istruttorie e nei procedimenti di valutazione. Tali indicatori dovrebbero permettere di quantificare:

- il contributo dell'impianto allo scostamento dai target energetici nazionali / regionali;
- il contributo energetico al raggiungimento degli obiettivi derivante dalla realizzazione dei singoli impianti.

Nell'ottica del PEAR i suddetti indicatori energetici riferiti alla "scala regionale" possono essere intesi sia come indicatori di contesto in quanto quantificano il livello attuale di raggiungimento degli obiettivi energetici (in riferimento agli impianti idroelettrici esistenti) sia come indicatori di monitoraggio (in riferimento a nuovi impianti idroelettrici in progetto o a impianti esistenti oggetto di varianti e/o rinnovi) perché permettono di descrivere i risultati attesi dalla politica energetica.

- pag. 578: M.3.30-M.3-31: non pertinenti. Rimuovere.”;

# ALLEGATO 2

## Osservazioni pervenute da parte di terzi

### Valle Virtuosa:

#### “Premessa

La decarbonizzazione consiste principalmente nell'elettrificazione di tutte le utenze energetiche attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili. Per riuscire nella decarbonizzazione è necessario migliorare l'efficienza dei sistemi per ridurre progressivamente i consumi.

Dato il tempo limitato a disposizione per contrastare la crisi climatica, è fondamentale agire rapidamente ed efficacemente utilizzando le migliori tecnologie attualmente disponibili.

Valle Virtuosa, perciò, vorrebbe che il PEAR fosse più incisivo, indicando immediatamente le azioni che possono essere intraprese a livello locale, tenendo sempre in considerazione la sostenibilità economica e ambientale. Ad esempio, anziché parlare dell'uso futuro di treni ad idrogeno, sarebbe opportuno concentrarsi sulla riapertura e l'elettrificazione della linea ferroviaria Aosta-Pré Saint Didier. Questa è un'azione immediatamente realizzabile, che potrebbe ridurre significativamente le emissioni di gas climalteranti prodotte dagli autobus e dalle autovetture che collegano le due località.

Allo stesso modo, invece di parlare della futura costosa sperimentazione di veicoli ad idrogeno, sarebbe più opportuno concentrarsi sulla creazione di una rete diffusa di distributori elettrici ad alta potenza per ridurre i tempi di ricarica dei veicoli elettrici che sono più affidabili, meno costosi e già disponibili sul mercato.

Anche un piano per l'efficientamento energetico di tutti gli edifici pubblici potrebbe essere messo in atto immediatamente.

**Per quanto riguarda la produzione e l'utilizzo dell'idrogeno** in Valle d'Aosta, il PEAR dovrebbe essere più concreto, indicando interventi precisi da avviare entro pochi anni.

Poiché, per il principio di addizionalità, la produzione dell'idrogeno può avvenire solo dopo aver alimentato tutte le attività che consentono l'impiego diretto di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili programmabili, le uniche fonti rinnovabili utilizzabili per produrre idrogeno sono quelle discontinue e per questo meno pregiate: eolico, fotovoltaico e acque di scorrimento.

La prima azione da intraprendere dovrebbe essere una stima affidabile dell'energia elettrica rinnovabile pulsante disponibile per la produzione di idrogeno. Solo dopo aver compreso il potenziale energetico immediatamente disponibile si potrà stabilire come raggiungere la produzione di energia elettrica necessaria per avviare la produzione di idrogeno in Valle d'Aosta.

Considerando la scarsità di fondi forniti dal PNR (14 milioni di Euro) e dal PR/FESR 2021- 2027 (4 milioni di Euro), la modesta quantità di energia rinnovabile disponibile, la presenza di un unico sito industriale ad alto consumo energetico in Valle d'Aosta, la difficoltà di trasportare l'idrogeno e la marginalità dell'utilizzo dell'idrogeno per la mobilità, l'unico intervento ragionevolmente possibile è la realizzazione di un impianto di idrogenazione nella piana di Aosta, vicino alla Cogne Acciai Speciali e alla centrale di teleriscaldamento della Telcha. L'idrogeno prodotto potrebbe essere utilizzato in loco prioritariamente per decarbonizzare Cogne e Telcha, e successivamente per creare un distributore di idrogeno.

Secondo Valle Virtuosa, la decarbonizzazione della Cogne e di Thelcha, nonostante le indubbe difficoltà che comporta, è un obiettivo ineludibile, non ulteriormente rimandabile e di grande rilevanza che va pianificato immediatamente per riuscire a portarlo a termine nell'arco dei prossimi 10/15 anni.

Utilizzare gli incentivi statali per acquistare qualche autobus ad idrogeno è certamente più facile che affrontare l'eliminazione della principale fonte di inquinamento della regione, ma risulta meno significativo per la comunità.

#### **Osservazioni puntuali:**

**Il paragrafo 5.1. Produzione** dell'Allegato 1 del PEAR VDA 2030 inizia con la seguente frase:

“L'aspetto più rilevante che caratterizza la Valle d'Aosta è sicuramente la sovrapproduzione di energia elettrica da FER rispetto ai consumi.”

Riteniamo che questa affermazione sia errata per le seguenti ragioni:

- I consumi di energia elettrica sono attualmente bassi perché per circa due terzi dei consumi si fa ancora uso di fonti fossili.

- Non si può parlare di sovrapproduzione perché per decarbonizzare la Valle d'Aosta avremo bisogno di tutta l'energia elettrica prodotta in Valle.

- Non possiamo sempre disporre di tutta l'energia idroelettrica installata poiché la produzione effettiva dipende dalla disponibilità di acqua, che ultimamente è in calo a causa dei cambiamenti climatici. Attualmente, la disponibilità di surplus di energia rinnovabile per produrre idrogeno verde è molto limitata. Poiché i corsi d'acqua valdostani sono già sfruttati al massimo, l'unico modo per ottenere nuove fonti di energia rinnovabile è incrementare l'uso di energia fotovoltaica ed eolica. Questo sarà anche necessario per far fronte alla progressiva diminuzione di disponibilità di acqua per usi idroelettrici.

Purtroppo, non tutte le attività possono essere direttamente elettrificate. Rientrano in questa categoria l'attività siderurgica della Cogne, che fa ancora uso di carbone coke per alcune operazioni, e il teleriscaldamento di Aosta, che utilizza caldaie a metano di grandi dimensioni. In questi casi, l'unica soluzione possibile è sostituire le fonti energetiche fossili (carbone, gasolio, metano) con idrogeno verde o con carburanti di sintesi prodotti con energie rinnovabili.

Come correttamente riportato nell'Allegato 1 del PEAR VDA 2030 alla fine del paragrafo **3.1. Produzione di idrogeno verde**: *“Affinché l'uso dell'idrogeno possa essere considerato effettivamente sostenibile, deve essere garantito il principio di addizionalità: nei casi in cui sia possibile l'uso diretto dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, questa non deve essere deviata verso la produzione di idrogeno, poiché l'elettrificazione diretta degli usi finali è, in linea generale, più efficace in termini di obiettivi di decarbonizzazione.”*

L'applicazione del principio di addizionalità richiede una valutazione accurata delle emissioni di carbonio e delle alternative disponibili. È necessario considerare l'intero ciclo di vita dell'idrogeno, comprese le emissioni associate alla sua produzione, distribuzione e utilizzo, per garantire che l'integrazione dell'idrogeno rispetti effettivamente il principio di addizionalità.

Contrariamente a quanto riportato nel paragrafo **3.3.2. Settore trasporti e mezzi “non road”**: *“L'idrogeno riveste particolare interesse nel settore della mobilità, sia per la difficoltà di trovare tecnologie efficaci per la decarbonizzazione dove il vettore elettrico non risulta competitivo, sia per la vicinanza alla maturità commerciale di molte tecnologie”*, riteniamo che l'uso dell'idrogeno abbia, almeno per il momento, un'incidenza del tutto marginale nel settore dei veicoli terrestri (auto, autocarri, autobus, carrelli elevatori, treni). Pertanto, in base al sopracitato principio di addizionalità, l'idrogeno non è adatto alla decarbonizzazione della maggior parte dei mezzi di trasporto terrestri.

Attualmente, i veicoli elettrici a batteria (BEV) sono più efficienti e hanno raggiunto uno stadio di sviluppo tecnologico più avanzato rispetto ai veicoli a celle a combustibile (FCEV) alimentati ad idrogeno. Ciò ha portato a una maggiore adozione dei veicoli BEV da parte dei consumatori e ha accelerato la creazione di infrastrutture di ricarica per supportare la mobilità elettrica. Il principio di addizionalità suggerisce che, dato il ritardo nello sviluppo delle tecnologie e delle infrastrutture per i veicoli FCEV e il loro elevato costo, l'adozione dei veicoli elettrici BEV deve essere considerata prioritaria per la decarbonizzazione del settore dei trasporti. Poiché i veicoli BEV utilizzano l'elettricità proveniente dalla rete elettrica, la loro adozione contribuisce direttamente alla riduzione delle emissioni di carbonio, specialmente se l'elettricità è generata da fonti rinnovabili. Ulteriori vantaggi derivanti dall'adozione dei veicoli BEV sono:

- La possibilità di essere ricaricati ovunque ci sia accesso alla rete elettrica, durante soste notturne o soste obbligatorie per il riposo degli autisti.

- L'energia elettrica immagazzinata nelle loro batterie può essere utilizzata efficacemente per stabilizzare la rete elettrica (esistono già diversi progetti pilota che adottano questa strategia).

Sebbene si sostenga che in futuro l'idrogeno potrebbe svolgere un ruolo importante nel settore dei trasporti a lunga percorrenza (ad esempio, autotreni TIR) o per utilizzi intensivi (macchine operatrici), la velocità di sviluppo dei veicoli BEV e delle infrastrutture di ricarica ad alta potenza è così elevata rispetto alla velocità di sviluppo dei veicoli FCEV e delle infrastrutture di distribuzione dell'idrogeno, che è ragionevole pensare che l'idrogeno non riuscirà mai a sorpassare i veicoli elettrici a batteria in termini di adozione e impatto sulla decarbonizzazione del settore dei trasporti.”;



## Comitato “giù le mani dalle acque e da CVA”:

### “IDROGENO

- Nel piano è chiaramente indicata l'assenza in VdA di:

- Operatori con capacità di applicazione dell'idrogeno, sia quale vettore energetico sia in processi industriali.

- Operatori con tecnologie di processo (o di ricerca sui processi) relative alla generazione, stoccaggio, sfruttamento dell'idrogeno. Anche CVA e Snam, per quanto conosciuto, dominano tecnologie complementari, integrative o accessorie, a quelle. L'unica azienda insediata, pioniera nel settore, è stata lasciata trasferire altrove oltre 10 anni fa, mentre avrebbe potuto venire considerata quale catalizzatore di un ecosistema settoriale.

Appare quindi impensabile che una “filiera industriale”, concetto ormai peraltro superato in politica industriale, possa essere generata nei tempi del Pear e, a prescindere, nell'ambito industriale della Regione.

Pertanto, ogni euro o ora di lavoro/studio investito in tale direzione ha una probabilità irrisoria di ottenere una qualsiasi forma di ritorno economico o di externalità positivi.

-Il piano prevede l'ipotesi di sperimentazione di mezzi di TP, su gomma e/o rotaia, citando le esperienze in corso a Bolzano.

- Se questa sperimentazione è già in corso, quale utilità può avere il ripeterla in un contesto orografico e di insediamenti antropici simile?

- Il piano “dimentica” che

- in realtà è anche sperimentato in altre località oltre a Bolzano (es. Sanremo) e con esiti “poco positivi”.

- la “sperimentazione” (i mezzi sono ormai in stadio “commerciale”) su rotaia ha prodotto (notizia recente) esiti disastrosi pur con produttore di primario livello mondiale (Alstom) e con utenza altrettanto evoluta (DB).

- i costi di acquisto e di esercizio sono all'incirca 6 volte quelli di veicoli a propulsione diesel e quindi almeno il triplo dell'acquisto di bus elettrici.

- i bus elettrici in uso “standard” nella vicina Torino risultano ben funzionanti anche nei percorsi collinari, dove le pendenze non sono trascurabili.

- L'utilizzo dell'idrogeno come combustibile negli ICE data di oltre 2 secoli e mai realmente impiegate su scala industriale; le fuel cells sono state inventate a fine 1800 e utilizzate prevalentemente in ambienti inospitali, quali le missioni spaziali, deserti o montagna in alta quota.

- Prevedere che le tecnologie attualmente disponibili possano nell'arco di questo Pear divenire competitive sul piano tecnico-industriale appare altamente improbabile.

- Tecnologie radicalmente innovative richiedono tempi ancora maggiori per raggiungere il livello di quelle attuali.

➤ **In conclusione, destinare risorse per questo tipo di iniziative appare non prioritario e si configura con alta probabilità quale una dispersione di risorse pubbliche.**

### AZIONI – TRASPORTI

(pag 94- 98)

➤ **In linea generale, il Pear dovrebbe essere studiato in stretta integrazione con il “Piano Trasporti”. Se così non fosse, non si otterrebbe neppure la sub-ottimizzazione dei risultati in entrambe le direzioni (riduzione consumi/ miglioramento dei servizi di trasporto)**

➤ **Poiché il settore rappresenta una delle voci singole maggiormente responsabili dei consumi energetici e dell'inquinamento, è necessario che gli obiettivi di Pear diventino il driver del “Piano Trasporti”.**

➤ **In questo modo e limitando al minimo investimenti infrastrutturali “pesanti”, si possono recuperare risorse da destinare ad azioni molto più incisive e puntare ad obiettivi di riduzione più consistente e ravvicinata.**

- Mobilità interna /esterna- riduzione km percorsi con mezzi privata - riduzione consumi

- E' un approccio generico e basato essenzialmente sulla offerta di servizi alternativi

- apparentemente senza un progetto unitario e il cui uso è basato sulla “moral suasion”, piuttosto che su una reale e dimostrabile convenienza.
- Il perseguimento dell’obiettivo potrebbe essere quantitativamente e qualitativamente più efficace.
  - segmentando il totale dei km percorsi da mezzi per missione tipologia di residenza, in modo da puntare ad una diminuzione del parco circolante che consenta di risparmiare sul cost of ownership del veicolo mantenendo una sostanziale parità nella “disponibilità del servizio auto-privata”.
- incentivando la mobilità “semi-pubblica” nella conurbazione di Aosta, anche con lo sviluppo di app dedicate che consentano di evitare “passaggi intermedi” superflui basati su modelli ormai concettualmente superati di condivisione di risorse, come il car-sharing /pooling.
- sviluppando una politica incisiva sulle “grandi flotte”, pubbliche e private, che riduca anche in questo caso la proprietà di mezzi senza limitare la disponibilità.
- integrando il TPL valli laterali-Aosta con la mobilità “semi-pubblica”.
- sviluppando ugualmente un sistema di interconnessione (alternativo alla ferrovia) con destinazioni a “medio raggio” (Ginevra-Losanna-Torino-Milano e aeroporto)
- recuperando la disponibilità dell’aeroporto per usi “non di linea”, in particolare come risorsa turistica specifica (volo a vela, ultraleggeri, paracadutismo)
- **In sintesi, il “piano” punta ad un modesto grado di “razionalizzazione” dei consumi correlati da un lato alle tecnologie in uso, ancorché superate o obsolete, dall’altro a modalità di fruizione dello stesso ancorate ad abitudini consolidate nel tempo, vincolando la transizione a tempi molto lunghi, se non infiniti.**
- **In realtà, tecnologie diverse sono ampiamente disponibili e, sebbene ancora perfetibili, consentirebbero già oggi sia una transizione più rapida che un servizio complessivamente migliore. Per raggiungere uno scenario davvero “moderno” e green, serve un approccio più creativo, aggressivo e incisivo.**

#### **- AZIONI – IDROELETTRICO**

(pag 102- 103)

-570 MW di potenza aggiunti va per repowering e nuovi impianti è un valore talmente elevato da cozzare persino a livello intuitivo rispetto alle esigenze ambientali e alle prospettive di cambiamento climatico (ritiro ghiacciai, modifica del profilo delle precipitazioni ..).

- Il fatto è talmente evidente che l’estensore del documento non riesce ad esimersi dal citarlo, senza pilatescamente prendere posizione circa le priorità che il Pear dovrebbe assegnare.

- Dato il livello di saturazione di u\_lizzi idroelettrici nel territorio, sarebbe opportuno precisare dove tali attività potrebbero essere realizzate.

- A fronte di queste “azioni minacciate” il piano prevede peraltro insignificanti variazioni della produzione.

- **L’asetticità nella formulazione del capitolo, la mancata indicazione delle priorità tra esigenze/azioni in contraddizione permette di intravedere una regia esterna alla Regione di questa parte di Pear, ovviamente nelle mani di CVA e degli altri concessionari**
- **Il fatto che non siano previste modifiche nell’arco del Pear alla “percentuale di esportazione” dell’energia idroelettrica prodotta in VdA”, d’altro canto, indica chiaramente che le politiche regionali per la transizione energetica dipendono da quelle di CVA, ovvero DI FATTO NON ESISTONO.**

#### **· AZIONI – ASSE 3 – RETI E INFRASTRUTTURE**

(pag 116-124)

#### **- RETE ELETTRICA**

- La Rete di **TRASPORTO** – altissima tensione NON è oggetto di azioni o obiettivi
  - Nonostante sia il primo, essenziale tratto del percorso di elettrificazione dei consumi.
  - Nonostante i tratti valdostani siano tutt’altro che tecnicamente aggiornati.
  - Nonostante la maggior parte dei tratti valdostani non siano ancora interrati.

- Nonostante in altri territori simili Terna sia disponibile ad investire in modo sostanziale (ad esempio, 1,7 MILIARDI in provincia di Sondrio).
  - Sulla Rete di **DISTRIBUZIONE**, essenzialmente di pertinenza di DEVAL, non vengono esplicitate azioni o obiettivi e ci si limita unicamente ad ulteriori studi e analisi.
  - Sulle problematiche relative all'**ACCUMULO** di energia, vitale per la transizione ai consumi all'electric con utilizzo di fonti rinnovabili, NON è previsto alcunché, ad esclusione di un accenno all'utilizzo dell'Idrogeno, del tutto infondato quanto meno nell'arco di tempo del PEAR.
  - Per quanto riguarda la **RICARICA delle AUTO** elettriche, si osserva una gestione di amministrazione del tutto ordinaria. L'unico spunto di reale interesse, degno di un Piano che vuole essere innovativo è quello alla ricarica con automobili in movimento (DWPT) per il quale ci si guarda bene dall'ipotesizzare almeno una sperimentazione.
  - Lo stesso si può dire dell'interscambio batteria auto con rete (V2G) per la quale l'Italia non è all'avanguardia, benché questa tecnologia già sia sopravanzata dal V2E (vehicle to everything)
- **Come correttamente indicato in apertura del capitolo, l'infrastruttura elettrica è critica ed abilitante. In questo PEAR non si prevede NULLA per migliorarla e adeguarla alle nuove esigenze. L'ineluttabile conclusione è: NON ESISTE ALCUN PEAR 2030.**

### - RETE GAS NATURALE

- Sono apprezzabili gli investimenti di razionalizzazione e automazione della rete esistente
  - Sebbene basata su investimenti privati, l'espansione della rete NON è compatibile con gli obiettivi del Pear che dovrebbe tendere al passaggio immediato ai consumi elettrici, anche per quanto riguarda il riscaldamento residenziale privato.
- **In un territorio caratterizzato dall'"esportazione dei 2/3 dell'elettricità rinnovabile prodotta" è disdicevole favorire iniziativa privata in contrasto con la politica pubblica. Questa infrastruttura, oltre tutto, potrebbe arrivare alla disponibilità del pubblico quando, per disposizione europea, potrebbero non essere più installabili nuove apparecchiature per la generazione di calore.**

### - RETI TELERISCALDAMENTO

- Si ipotizzano timidamente ampliamenti delle rete esistente, trascurando l'ovviamente significativo peggioramento dell'efficienza di queste reti con la distanza dal punto di produzione.
- Non sono di fatto previste azioni o concreti obiettivi
- Addirittura si prefigurano studi di fattibilità per l'intero territorio, senza considerare l'evidenza di scarsa disponibilità di materia prima per l'alimentazione costante della produzione, di nuovo essenziale per l'efficienza e la continuità del servizio all'utenza.

➤ **Inesistente**

### - RETE DIGITALE

- Il testo è caratterizzato da affermazioni generiche.
- Non sono previste azioni o obiettivi concreti. E' trascurata la pur evidente connessione con l'ottimizzazione della rete di Trasporto pubblico

➤ **PEAR WANTED!**

### - RETE IDRICA

- Il testo è caratterizzato da affermazioni generiche. Non sono previste azioni o obiettivi

➤ **PEAR WANTED!**

### - REALIZZAZIONE – TEMPI & COSTI

- Non risultano presenti tabelle con investimenti, modi di realizzazione, cronoprogrammi.
- Gli obiettivi di miglioramento sono legati agli aspetti funzionali, organizzativi o amministrativi del Piano e non delle sue modalità di messa in atto.
- Non si evidenziano priorità nelle azioni.
- Non ci sono “owner” nelle azioni, né responsabilità.

➤ **L’articolazione del documento suggerisce che non si tratti in alcun modo di un “Piano strategico”, né tantomeno operativo, ma semplicemente di un wishful thinking, la cui eventuale messa in atto dipende da altri soggetti, peraltro non sempre chiaramente identificati.”**

## **Associazione Legambiente Valle d’Aosta**

### **Premessa.**

I documenti con cui è stato presentato il Piano Energetico Regionale sono molto ampi e approfonditi da un punto di vista tecnico e presentano un quadro generale aggiornato sulle trasformazioni in atto.

Le indicazioni rimangono però su un piano generale in relazione alle soluzioni migliori e alle scelte da compiere per quanto riguarda la situazione specifica della Valle d’Aosta. Gli obiettivi da raggiungere sono sufficientemente chiari, ma le strategie con cui sia possibile raggiungere quegli obiettivi non sono sempre esplicitate o plausibili.

### **Osservazioni puntuali.**

1. Aree idonee e non idonee: si aspetta il Decreto.

Nelle proposte di Piano si decide di non individuare per il momento le aree idonee alla realizzazione dei diversi tipi di impianto. Richiamando il D. Lgs. 199/2021 , si dichiara di voler aspettare i decreti attuativi previsti, dove dovrebbero essere indicati i criteri per l’individuazione delle “aree idonee” da parte delle Regioni.

A questo proposito, ricordiamo che già nel D.Lgs. 387/2003 era prevista la possibilità di individuare “le aree non idonee”. La nostra Regione aveva deciso allora di individuare unicamente le aree non idonee all’installazione degli impianti fotovoltaici e, non si sa se in conseguenza di questa scelta, gli impianti fotovoltaici installati in questi anni sono stati decisamente pochi. Si decise invece, allora, di non procedere nell’individuazione delle aree non idonee per gli impianti idroelettrici; questa lacuna non è mai stata colmata. Questa non-scelta ha pesato molto in questi 20 anni in cui il numero dei nuovi impianti idroelettrici è cresciuto in modo esponenziale. La valutazione sulla compatibilità delle nuove domande di concessione è stata sempre condotta caso per caso, senza avere delle linee guida generali. E’ mancata una visione di insieme del fenomeno e una programmazione razionale dello sviluppo auspicabile. Gli uffici si sono trovati a valutare dei progetti che venivano presentati dai singoli richiedenti in base alle loro convenienze.

Nell’esaminare i progetti generalmente non si assumeva neppure una visione d’insieme dell’intero corpo idrico in esame. Ogni caso è stato valutato a sé, per il singolo tratto di torrente esaminato, e non si sono trovati dei criteri, anche solo preferenziali, per accettare o meno i vari progetti.

Infatti tranne casi particolari non è stato possibile per gli uffici rifiutare un progetto, anche se magari non era in sintonia o compatibile con quanto già esistente. Tutti i progetti sono stati accolti con l’unica avvertenza di cercare di ridurre, nei limiti del possibile, gli impatti ambientali che ne derivavano.

Il risultato è stato il proliferare di una miriade di impianti, che si susseguono e si sovrappongono senza nessuna razionalizzazione nell’utilizzo delle acque e nessuna possibilità di scegliere gli impianti meno impattanti. La Regione ha subito le scelte individuali dei singoli concessionari senza operare nessuna programmazione e senza darsi dei criteri di tutela dei corsi d’acqua, neppure per quelli di maggior valore.

Sarebbe opportuno non ripetere questi errori. Nessuno impedisce che, aspettando le linee di indirizzo del Ministero, la Regione anticipi le proprie scelte prioritarie, che eventualmente adeguerà al Decreto. Si potrebbe partire proprio dalle “aree non idonee” su cui il Governo forse non interverrà, essendo peraltro ancora valide quelle del 2003.

E comunque la VdA, grazie anche alla sua autonomia, può elaborare una propria strategia, anticipando le indicazioni statali (abbastanza prevedibili) nel caso in cui tali indicazioni dovessero tardare troppo.

In assenza di indicazioni (linee guida, o criteri, o aree idonee/non idonee) ci si limiterà, come fatto finora, a valutare gli specifici interventi e “in caso di impatto negativo, a definire raccomandazioni di mitigazione”. Ovvero se non ci sono regole a monte ed è sufficiente mitigare l’impatto, nessun progetto può essere respinto e nessun corso d’acqua si salva!

Infatti la Struttura Sviluppo Economico, alla sollecitazione del Dipartimento Ambiente di procedere nella scelta delle aree non idonee (pag.11 Rapporto Ambientale), risponde che “si farà la VIA su ogni singolo impianto dove si dovrà eliminare o rendere minimi gli impatti negativi”.

In definitiva rileviamo che mancano dei No a monte, tutto è affidato alla discrezionalità dei funzionari rispetto ad ogni singolo progetto, sapendo che la linea è di temperare i singoli impatti, mai di fermare un progetto per l'impatto globale o per la non adeguatezza dell'opera ai luoghi.

Infine, facciamo notare che anche sulle aree non idonee alla posa dei pannelli fotovoltaici, si dovrebbe intervenire quanto prima per modificare le indicazioni esistenti e trovarne di più performanti, se si vuole promuovere questa tecnologia così come previsto nel Piano.

## **2. Gli obiettivi del Piano.**

Gli obiettivi di Piano tendono contemporaneamente ad una riduzione dei consumi e ad un aumento della produzione da FER : riduzione del 12% dei consumi rispetto al 2019, 12% di aumento delle FER. Inoltre tendono all'abbandono dei combustibili fossili e all'elettrificazione dei consumi. Si punta ad una contestualità tra produzione e utilizzo nell'ottica di andare verso l'autosufficienza.

Queste sono le indicazioni generali a cui ci richiamano le norme europee e nazionali.

Lo scopo del documento è di indicare le modalità per raggiungere tale meta a partire dalla situazione attuale della Valle d'Aosta, tenendo conto del percorso già fatto.

## **3. I consumi.**

Per quanto riguarda la riduzione dei consumi, gli interventi effettuati grazie al superbonus per l'isolamento degli edifici e per l'efficientamento dei sistemi di riscaldamento/raffrescamento hanno avuto dei buoni risultati in termini di adesioni e di realizzazioni. Però questo tipo di interventi raggiunge dei risultati evidenti, in termini di riduzione dei consumi a lungo termine, se portati avanti con continuità, cosa che al momento non pare assicurata.

Ultimamente poi i consumi sono di nuovo in leggera crescita. Sono necessarie delle azioni più decise almeno nella parte di competenza delle amministrazioni. Ad esempio, si è provveduto ad adottare l'illuminazione a led, ma non si sono contestualmente ridotti gli sprechi o la sovrabbondanza di illuminazione pubblica; almeno così pare se consideriamo l'inquinamento luminoso che interessa tutto il fondo valle.

## **4. Trasporti.**

Il surplus di produzione di energia prodotta dall'idroelettrico in Valle d'Aosta permetterebbe in teoria fin da subito alla Regione di coprire i consumi, oggi alimentati da fonti fossili, con l'energia elettrica, in particolare nei trasporti. Le tecniche e i metodi che dovrebbero permettere di eliminare le fonti fossili nel settore dei trasporti sono numerose e parecchio differenziate: riduzione della mobilità individuale a favore dei trasporti pubblici, sostituzione del parco auto e dei mezzi pubblici con dei veicoli elettrici, elettrificazione della ferrovia, autobus a idrogeno, ...

Tali azioni dovrebbero integrarsi nell'ottica di creare un piano dei trasporti regionale razionale, integrato tra il servizio pubblico, i servizi privati a forma collettiva e la mobilità individuale.

Per la riuscita dell'operazione si dovrebbero adottare delle scelte prioritarie forti e su queste focalizzare gli sforzi in termini di investimenti e di azioni incentivanti. Non sarà facile cambiare le abitudini e i modi di vita della gente.

## **5. Sviluppo dell'idrogeno.**

Visto lo stadio di avanzamento degli studi e ricerche, pensiamo che tale metodologia non potrà arrivare ad incidere sulla situazione energetica regionale entro il 2030 e, forse anche, entro il 2040. Non pare credibile che possa attuarsi una trasformazione così importante in un così breve numero di anni. Sarebbe meglio, almeno per il momento, adottare i sistemi più sperimentati e più sicuri.

## **6. Aumento delle FER.**

Per la crescita delle FER notiamo che:

- L'idroelettrico presenta attualmente un surplus di produzione, tale che permetterebbe alla Valle d'Aosta di pareggiare l'equazione tra produzione e consumo, se si disponesse delle tecnologie adeguate per attuare fin da subito il passaggio dalle fossili alle FER. Purtroppo, fino a quando non si siano evolute le tecnologie che permetteranno all'energia elettrica di soddisfare i bisogni dei settori trasporti ed infrastrutture, il passaggio non potrà compiersi. Pertanto al momento non sembra così prioritario aumentare la produzione dell'idroelettrico, almeno fino al momento in cui il parco auto e mezzi di trasporto non sia adeguato ad utilizzare l'energia elettrica. Lo stesso vale per le altre infrastrutture che ancora utilizzano le energie fossili. Si tratta di adeguare le tecnologie prima di occuparsi dell'aumento della produzione elettrica.

- Per l'idroelettrico viene invece previsto un aumento della produzione da impianti idroelettrici, sia attraverso la realizzazione di nuovi impianti, sia attraverso il repowering. Per i nuovi impianti a cui si accenna (dichiarendo che sarebbero in fase di rilascio di nuove autorizzazioni), facciamo notare che si tratta di impianti che vanno a sfruttare dei torrenti in alta quota, molto brevi, che insistono su un territorio ancora naturale e che comportano dei rischi idrogeologici importanti.

Il tutto per ottenere una quantità di produzione elettrica infima rispetto alla disponibilità già presente. Parliamo di torrenti secondari e spesso poco conosciuti quali: Arpy, Liconi, Pacolla, Lys a Courtlys, Eaux Blanches, Dora di Ferret. Torrenti che forniscono alla Valle d'Aosta una ricchezza paesaggistica di valore anche economico molto superiore rispetto alla quantità di energia che ci si propone di ottenere (0,3 Mw di potenziamento). Per quanto riguarda, invece, il repowering sappiamo che, dove si accenna a 2 significativi potenziamenti (per 15,4 MW), si parla dei grandi impianti che necessitano di un ammodernamento sul piano infrastrutturale e sul piano tecnologico. Questa operazione è dovuta e sicuramente utile, sia a prolungare la vita di impianti desueti, sia ad aumentare la produzione.

Si possono infatti ottenere degli aumenti di produzione migliorando le prestazioni dei macchinari. Non riteniamo invece opportuno che si punti all'aumento della produzione attraverso un aumento del prelievo delle portate, prelievo che può diventare eccessivo se non si rispettano delle regole di base (come sta succedendo in qualche caso).

- Fotovoltaico: a proposito dell'installazione di pannelli fotovoltaici, si può dire che l'operazione sia ancora in fase di decollo, se consideriamo che al momento questo settore fornisce l'1% della produzione elettrica. Eppure le indagini condotte indicano un potenziale di 400 MW, su cui si conta per pareggiare la produzione rispetto agli obiettivi. Non si spiega però come si potrebbe ottenere una inversione di tendenza così radicale in così poco tempo. Se in 20 anni, con le regole correnti, non si è ottenuto di più, difficilmente si potrà arrivare al 2030 al risultato di ottenere 400 MW. L'obiettivo è sicuramente lodevole ma richiede che vengano messi in campo delle strategie di supporto piuttosto convincenti (incentivi? altro?).

Soprattutto, poi, se si mira a raggiungere una produzione di 200 GWh, cioè un aumento del 644% rispetto al 2019!

- Eolico: anche per l'eolico la strada si presenta in salita se consideriamo che al momento rappresenta meno dell'1%. E qui le difficoltà sembrano ancora maggiori visto che, per le condizioni climatiche della Regione, "la producibilità non è conveniente", come viene detto in modo esplicito. Non viene spiegato, in queste condizioni, come si pensa di poter raggiungere l'incremento del 62%, come ipotizzato.

- Solare termico: anche per il solare termico si ipotizza una crescita dallo 0,4% ad un aumento del 42,8%, ed anche in questo caso non si danno indicazioni su quali strategie possano essere così performanti.

- Pompe di calore. Per le pompe di calore le aspettative sono enormi: passare da un 0,6% dei consumi ad un incremento del 650%. E' vero che in questo caso si conta sul potenziamento del teleriscaldamento di Aosta, ma è probabile che non sia sufficiente. Le pompe di calore sono un'ottima tecnologia, già sperimentata, bisogna però anche considerare che, per le pompe di calore, ancora una volta si utilizza l'acqua, in questo caso quella sotterranea della falda. Sull'utilizzo dell'acqua di falda e sui possibili impatti ambientali, occorrono delle accortezze che necessitano di una precisa regolamentazione. In ogni caso in Valle d'Aosta le acque di falda non sono numerose, poiché interessano in prevalenza le zone pianeggianti.

Inoltre la falda più consistente, quella della piana di Aosta, è inquinata. Dobbiamo poi considerare che i fenomeni di siccità tendono a ridurre anche gli apporti alla falda e che anche l'idroelettrico toglie acqua alla falda, almeno per le grandi derivazioni sulla Dora. Infine consideriamo che anche l'idrogeno richiede acqua dalla falda. Si rischia, dopo aver svuotato i fiumi e torrenti, di intaccare anche le acque profonde. Abbiamo l'impressione che non ci sia ancora la consapevolezza del fatto che l'acqua è una risorsa limitata: l'aria e il sole non finiscono, l'acqua a un certo punto finisce e può non bastare per tutte le esigenze. E' una lezione che la natura ci sta dando quando si verificano i fenomeni di siccità.

- Biomassa: l'utilizzo della biomassa, volendo evitare il più possibile l'importazione dall'estero della materia prima, è legato ad una pianificazione forestale che, al momento, non sembrerebbe ancora avviata. Il problema della gestione sostenibile delle foreste si pone anche nei Piani di sviluppo rurale del PSR. Da una parte non esistono più i Piani Forestali in atto fino a qualche anno fa, d'altra parte la gestione dell'ecosistema forestale in modo sostenibile richiede degli studi ulteriori.

- Biogas: vengono indicati degli importanti suggerimenti anche innovativi su tecniche da implementare: produrre biogas da rifiuti, da fanghi, da reflui zootecnici o da lavorazioni casearie. Alcune di queste tecnologie sono ancora da affinare e, comunque, le filiere sono da mettere in piedi. Si annuncia un grosso lavoro che deve essere sostenuto.

- Risultano poco approfondite le indicazioni rispetto all'agrivoltaico, così come devono ancora decollare le Comunità Energetiche, temi che devono essere oggetto di studi e ricerche.

### **Conclusioni.**

In conclusione, l'unica tecnologia matura e pronta a produrre energia nell'immediato resta l'idroelettrico, che temiamo sarà anche l'unica a realizzarsi, a scapito di un sistema idrico già ridotto agli sgoccioli. Peraltro, con il rischio di non riuscire a mantenere le promesse se dovessero peggiorare i fenomeni di crescente scarsità idrica.

A questo proposito richiamiamo il PTA (che deve ancora diventare operante nella formulazione definitiva) in cui si dovrebbe valutare la sostenibilità ambientale della correlazione tra l'implementazione dello sfruttamento idroelettrico e la tutela della risorsa idrica. Con il PTA si è preso atto che il numero di impianti è cresciuto in modo sostanziale mentre la potenza installata è aumentata in misura decisamente minore, e ci si è resi conto che i piccoli impianti idroelettrici causano impatti sugli ecosistemi acquatici, peggiorando la condizione complessiva dei corpi idrici. Visto che l'idroelettrico causa impatti significativi sugli ecosistemi acquatici, il fatto di attuare uno sviluppo idroelettrico sostenibile diventa un obiettivo strategico, che impone un ripensamento delle pratiche e delle regolamentazioni in atto.

Per tutte le altre tecnologie, l'imperativo diventa trovare delle strategie e delle forme di "convincimento" credibili e realizzabili. Si tratta di uno sforzo che non può prescindere, da un lato, dei tecnici per l'approfondimento delle conoscenze e, dall'altro, dei politici a cui sono delegate delle scelte non facili.”;

## **Progresso Civico Progressista**

### **1) “IL FORMAT**

La prima osservazione riguarda la forma in cui viene presentata ai cittadini la documentazione relativa al PEAR.

Sul sito ufficiale della Regione c'è l'informazione relativa all'avvio della procedura di V.A.S. con la data di scadenza per la presentazione delle osservazioni, a cui si allegano quattro documenti:

- Rapporto ambientale con due Appendici e due Allegati, per un totale di 583 pagine
- Relazione V.I.N.C.A., 92 pagine
- Relazione tecnico illustrativa, 366 pagine
- Sintesi non tecnica, 221 pagine

Il totale è di 1.262 pagine di testi, immagini, grafici e tabelle, una quantità di documenti assai difficile da analizzare per qualsiasi cittadino che non sia uno specialista della materia, ma che voglia comunque esaminare la bozza di Piano e formulare le sue osservazioni.

Oltre alla quantità esorbitante delle pagine c'è un altro aspetto che crea difficoltà: non è infatti chiaro quale sia il documento che contiene la Bozza di Piano vero e proprio; non è detto esplicitamente.

Rapporto ambientale, Relazione V.I.N.C.A., Sintesi non tecnica non pensiamo possano costituire il Piano, ma piuttosto una documentazione di supporto. Forse il Piano è il documento che va sotto il titolo “Relazione tecnico illustrativa”; si tratta di un documento comunque di 366 pagine.

L'osservazione che vorremmo venisse presa in considerazione, anche ai fini di una utile discussione nelle Commissioni consiliari e in Consiglio, è che **il Piano vero e proprio sia condensato in un documento di massimo 50/60 pagine su cui si potranno presentare, in Commissione o in Aula, emendamenti e proposte correttive.** Ciò che risulta assai difficile da realizzare su documenti di 1.262 o anche solo di 366 pagine. Quindi a nostro avviso sarebbe più utile un Documento con gli elementi costitutivi del Piano e poi tutto il resto della documentazione da pubblicare a latere. Analisi, dati, tabelle, relazioni indubbiamente utili, ma che non costituiscono il “Piano”.

### **2) UN CAMBIAMENTO RADICALE ED EPOCALE**

Nei prossimi due decenni ci sarà un cambiamento radicale ed epocale nella produzione e consumo di energia. I combustibili fossili (carbone, petrolio, gasolio, benzina, metano), almeno in questa parte del mondo, verranno accantonati e si punterà soprattutto su idroelettrico, solare, eolico e su tecnologie in continuo e progressivo miglioramento, come le pompe di calore.

Gli edifici privati e pubblici, i mezzi di trasporto, le attività economiche abbandoneranno l'uso di combustibili fossili. Una grande rivoluzione.

È una strategia resa necessaria dalla necessità di contrastare i cambiamenti climatici provocati dalle emissioni climalteranti. Tutti gli accordi internazionali vanno in tale direzione, così come le Direttive ed i Regolamenti dell'Unione europea. La Valle d'Aosta si è programmaticamente ben inserita in tale scenario approvando, con Deliberazione n. 151 del 21 febbraio 2021, la "Roadmap per una Valle d'Aosta fossil fuel free".

A nostro avviso il PEAR 2030 dovrebbe contenere **una Premessa che richiami la radicalità e rilevanza della transizione energetica in atto**, enfatizzando i due obiettivi che sono previsti in campo energetico: una Valle d'Aosta che non utilizzi più combustibili fossili e una Valle d'Aosta autonoma energeticamente.

Un processo di cambiamento profondo da realizzare entro il 2040, in soli 17 anni, ed il PEAR in corso di definizione deve tracciare con sicurezza la strada per raggiungere l'obiettivo sfidante che ci si è posti.

### **3) COERENZA CON LA ROAD MAP FOSSIL FUEL FREE**

Come è noto il Consiglio regionale il 18 dicembre 2019 ha approvato all'unanimità un Ordine del giorno che indicava l'obiettivo per la Valle d'Aosta di diventare "fossil fuel free" entro il 2040. A tal fine si impegna la Giunta a redigere una "Roadmap" per raggiungere tale obiettivo.

La "Roadmap per una Valle d'Aosta fossil fuel free al 2040" è stata redatta ed approvata dalla Giunta regionale con Deliberazione n. 151 del 22 febbraio 2021.

Tale fondamentale documento è spesso citato e preso come punto di riferimento negli elaborati del PEAR, ma a volte ciò avviene in modo parziale e riduttivo. In particolare la scheda a pag. 57 dell'Appendice 1 al Rapporto ambientale, alla voce "Tematiche trattate", è troppo sbrigativa e sintetica.

**Il ruolo di bussola della Roadmap fff dovrebbe emergere in modo più robusto.**

### **4) RIDUZIONE DEI CONSUMI**

"La migliore energia rinnovabile è quella non consumata": questo principio è giustamente enunciato nella documentazione del PEAR. **Un'attenzione particolare deve essere dedicata all'efficienza degli impianti e sarebbe bene prevedere adeguate verifiche sulle nuove progettazioni, ma anche sulle revisioni che periodicamente si impongono.** Ad esempio, in tutto il comparto degli impianti a fune ci sono molti interventi di rifacimento e sostituzione che si impongono e la componente dei consumi energetici dovrà costituire un elemento importante di valutazione.

### **5) PRODUZIONE IDROELETTRICA**

La produzione di energia idroelettrica in Valle d'Aosta ha raggiunto livelli elevatissimi e la bozza di Piano considera prevedibile una minore produzione idroelettrica nei prossimi anni. Minor produzione determinata sia dalla riduzione di disponibilità di acqua a causa della crescente siccità, sia dalla necessità di introdurre migliori criteri nel rispetto dei deflussi ecologici.

La tendenza alla minor disponibilità di acque, secondo il Piano potrebbe tuttavia essere compensata da due azioni: il ripotenziamento di impianti esistenti e la realizzazione di nuovi impianti di produzione.

**Il ripotenziamento degli impianti esistenti** è a nostro avviso un obiettivo da perseguire, anche perché molte delle centrali idroelettriche valdostane sono vecchie, alcune centenarie, e necessitano di importanti interventi di ammodernamento infrastrutturale e tecnologico. Sono interventi opportuni che possono determinare un rilevante incremento della produzione, pur senza aumentare il prelievo delle portate.

**Giudizio negativo invece sulla costruzione di nuovi impianti** che inevitabilmente andrebbero ad aggravare il già precario utilizzo dell'acqua per altri usi (in particolare agricolo e potabile) e comporterebbero impatti ambientali inaccettabili.

**Manca inoltre nella Bozza di Piano una riflessione sui livelli di utilizzazione in Valle dell'energia idroelettrica prodotta.** I dati attuali sono eloquenti: solo il 37% dell'energia idroelettrica prodotta viene utilizzata in Valle, il 63% viene esportata. È una situazione su cui il PEAR dovrebbe indicare la necessità di un rovesciamento in tempi brevi, in modo che gran parte dell'energia idroelettrica prodotta in loco sia utilizzata per la transizione energetica regionale verso il fossil free. Per sostituire interamente le fonti fossili non solo è necessario utilizzare tutta la produzione idroelettrica, ma bisogna incrementare la produzione anche di altre fonti energetiche rinnovabili.

### **6) PRODUZIONE DA FOTOVOLTAICO**

La scheda sul fotovoltaico di pag. 211 e seguenti contiene dati molto interessanti sulle **potenzialità del fotovoltaico** utilizzando le coperture del territorio regionale, che è la principale ma non unica modalità di posizionamento dei pannelli fotovoltaici.

Lo scenario di piano prevede di passare da una produzione di 27 GWh del 2019 a 200 GWh nel 2030, con un incremento del 644%. La potenzialità di produzione di energia elettrica da fotovoltaico, utilizzando al meglio le coperture dell'intero territorio regionale, è tuttavia ancora più ampia e può superare i 400 GWh.



Lo scenario di Piano prevede un forte incremento che, per poter essere realizzato, richiede un'azione intensa dei privati, ma anche un più incisivo impegno della pubblica amministrazione. Una grande opportunità è quella offerta dalle **Comunità di energia rinnovabile (CER)**, che sulla base della nuova normativa italiana avranno un notevole sviluppo nei prossimi anni.

Sul ruolo delle CER, nonché della Regione e dei Comuni nella loro attivazione il PEAR è privo di indicazioni significative. Sarebbe opportuno individuare un obiettivo immediato: almeno 50 MW di potenza installata nel triennio 1923-26, un obiettivo del tutto realistico anche utilizzando le disponibilità finanziarie del FESR e del PNRR. Arrivare a 50MW nei prossimi tre anni tramite CER rappresenterebbe un volano che indurrebbe una parte significativa del sistema energetico a muoversi in direzione del fotovoltaico.

Sarebbe inoltre opportuno che il PEAR contenesse delle indicazioni rispetto alle **aree idonee o non idonee per lo sviluppo del fotovoltaico e ai vincoli architettonici**. La tecnologia del pannello fotovoltaico ha avuto una grande evoluzione, occorre tenerne conto anche nella normativa urbanistica onde evitare che studi di fattibilità per impianti CER vengano vanificati da norme restrittive espressione di una fase ormai superata di scarsa integrazione architettonica dei pannelli.

## 7) POMPE DI CALORE

Le pompe di calore, come spiegato nella nota di pag. 221 della Relazione Tecnica Illustrativa, “sono macchine che hanno il vantaggio di restituire più energia di quanta ne utilizzino per il loro funzionamento, trasferendo calore da una sorgente a temperatura più bassa ad una a temperatura più alta”.

Si tratta di uno strumento fondamentale per la transizione ecologica che può essere utilizzato sia da privati sia dalla pubblica amministrazione.

In effetti fra tutte le Fonti energetiche rinnovabili le pompe di calore sono indicate nel PEAR come quelle che avranno un maggior incremento da qui al 2030, seguite da vicino - per incremento produttivo - dal fotovoltaico.

Un incremento percentualmente notevole, anche perché si partiva, con il dato di base del 2019, quasi da zero. A nostro avviso, lo scenario di **sviluppo proposto dal PEAR per le pompe di calore dovrebbe essere ancor più coraggioso**, accogliendo l'opzione di crescita “sostenuta”, di cui a pag. 157 del Rapporto ambientale. Scenario che ovviamente, per essere realizzabile, deve essere accompagnato da indicazioni sulla necessità di un forte incentivo regionale per l'installazione e l'uso di queste macchine.

## 8) CONSUMI NEL SETTORE DEI TRASPORTI

La scheda di pag. 197 e seguenti **sulla riduzione dei consumi fossili e delle emissioni inquinanti nel settore di trasporti** prevede uno scenario che viene definito ambizioso, ma che in realtà appare **al disotto dei parametri richiesti dalla “Roadmap fossili fuel free” e dalla legge regionale n. 16/2019** “Principi e disposizioni per lo sviluppo della mobilità sostenibile”.

Il grafico 114 di pag. 203 ci pare avere un titolo sbagliato, e comunque tale grafico, così come la Tabella 54 nella stessa pagina, indica uno scenario di Piano di ben modeste riduzioni delle emissioni inquinanti: meno 24% dal 2017 al 2030.

Tale riduzione non pare coerente con le indicazioni della legge regionale n. 16/2019 che indica per il 2030 l'obiettivo del raggiungimento di una quota del 50% di “mobilità sostenibile”. Obiettivo che porterebbe ad una riduzione delle emissioni inquinanti nell'arco temporale 2017-2030 ben superiore al 24%.

Sempre nel settore dei trasporti, a pag. 200, là dove si affronta il tema della “Conversione tecnologica dei mezzi adibiti al trasporto pubblico”, non si indica fra le azioni da perseguire quella della **riapertura ed elettrificazione della tratta ferroviaria Aosta-Pré-Saint-Didier e della prosecuzione delle rotaie fino a Courmayeur** come previsto dalla Legge regionale n. 22/2016, dalla legge regionale n. 16/2019 e dalla bozza di Piano Regionale dei Trasporti.

C'è invece un riferimento, ma scarno, alla **elettrificazione della tratta ferroviaria Aosta-Ivrea**, opera di cui non si evidenzia la rilevanza strategica e di cui si sottolinea, in una nota fra parentesi, il modesto impatto nella riduzione delle emissioni dei treni passando dal diesel all'elettrico. Si dice che la riduzione di emissioni rappresenterà poco meno dell'1% dell'intero settore dei trasporti, argomento che già ora viene a iosa utilizzato dai detrattori della elettrificazione e che non solo serve a denigrare l'opera, ma è anche basato su calcoli che non tengono conto del risparmio di emissioni che si avrà con il notevole spostamento dalla mobilità individuale a quella collettiva ferroviaria, non appena la ferrovia ammodernata tornerà in funzione, cioè alla fine del 2026. Il punto, a nostro avviso, va articolato diversamente, valorizzando l'importante scelta della elettrificazione e segnalando gli investimenti rilevanti che questa scelta comporta.

Infine, per quanto riguarda il settore dei trasporti evidenziamo **l'assenza di indicazioni precise e significative sullo sviluppo della rete regionale di distribuzione della elettricità per la ricarica delle automobili.** Occorrono molti più punti pubblici di ricarica e con caratteristiche tali da consentire rapide ricariche.

## **9) RETE DISTRIBUTIVA GAS NATURALE**

L'impostazione del capitolo relativo alla "Rete gas naturale", pag. 243 e seguenti della Relazione Tecnica Illustrativa, non è condivisibile.

Si conferma infatti una scelta di ulteriore notevole estensione della rete di trasporto del metano in quattro direzioni: Alta Valle, Valle di Gressoney, Valle d' Ayas, Città di Aosta. Si tratta di investimenti notevoli per la distribuzione di una fonte energetica fossile che non ha futuro. Non lo ha in Valle d'Aosta, visto l'obiettivo regionale di arrivare al Fossil fuel free entro il 2040, e non lo ha a livello europeo viste le Direttive e i Regolamenti europei per ridurre l'uso del metano. Nella recente bozza di revisione del "Regolamento Ecodesign" viene richiesto un indice di efficienza delle caldaie a gas talmente elevato da escludere la possibilità di produrre e vendere in futuro tali caldaie, e questo a partire dal 2029. La scelta europea è di puntare sull'elettricità nel riscaldamento e raffrescamento degli edifici e nei consumi domestici.

A pag. 16 del documento di Sintesi si afferma: "Lo sviluppo della Rete del Gas Naturale può sembrare contraddittoria con una strategia di decarbonizzazione, tuttavia (...) occorre considerare che la rete gas potrà veicolare progressivamente quote crescenti di gas di origine non fossile come l'idrogeno". **Puntare sul metano è in effetti palesemente contraddittorio con la strategia di abbandono delle fonti fossili, e neppure la prospettiva di utilizzare in futuro la rete dei metanodotti per trasportare idrogeno è fondata.** Come è ben spiegato nelle "Linee guida per lo sviluppo dell'idrogeno in Valle d'Aosta", gli studi effettuati hanno appurato che nelle condutture del metano al massimo su può inserire un 20% di idrogeno. A pag. 14 delle "Linee Guida per lo sviluppo dell'idrogeno in Valle d'Aosta" si afferma: "Diversi studi suggeriscono l'immissione di una miscela non superiore al 15-20% in volume di idrogeno: oltre tale valore pare preferibile una conversione totale della rete". Per trasportare solo idrogeno sono necessari tubi, valvole e compressori particolari, sistemi che attualmente esistono solo a livello sperimentale. Quindi, in conclusione, espandere la rete distributiva del metano è una operazione a respiro cortissimo e sarebbe bene che il PEAR lo dicesse ed invitasse alla cautela nello spendere importanti somme di denaro in tale direzione.

## **10) QUESTIONE IDROGENO**

La Relazione Tecnica Illustrativa contiene, come già accennato, un Allegato dal titolo "Linee guida per lo sviluppo dell'idrogeno in Valle d'Aosta". Uno sviluppo che in realtà pare quanto mai problematico viste le considerazioni dello stesso documento.

Anzitutto viene affermato, ovviamente, che l'unico tipo di idrogeno che si può immaginare di produrre in Valle d'Aosta è l'idrogeno verde (ottenuto attraverso un processo di elettrolisi dell'acqua alimentata da elettricità ottenuta da fonti energetiche rinnovabili). Un sistema che ha un elevato costo di produzione e presenta anche difficoltà di stoccaggio, di trasporto e di distribuzione.

Correttamente nell'Allegato 1, alla fine del paragrafo 3.1. "Produzione di idrogeno verde" si afferma: "Affinché l'uso dell'idrogeno possa essere considerato effettivamente sostenibile, deve essere garantito il principio di addizionalità: nei casi in cui sia possibile l'uso diretto dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, questa non deve essere deviata verso la produzione di idrogeno, poiché l'elettrificazione diretta degli usi finali è, in linea generale, più efficace in termini di obiettivi di decarbonizzazione."

L'applicazione del principio di addizionalità limita fortemente le possibilità di energia elettrica utilizzabile per l'elettrolisi e la produzione di idrogeno verde in Valle d'Aosta. E c'è da chiedersi se in Valle d'Aosta ci siano nei termini temporali del Piano le condizioni per puntare ad un significativo sviluppo della produzione di idrogeno; i documenti di PEAR non contengono infatti calcoli e stime sulla quota di energia elettrica addizionale che potrebbe esistere in Valle d'Aosta.

Per quanto concerne gli usi dell'idrogeno, lo stesso Allegato evidenzia che esso non può oggi essere immaginato per il riscaldamento ed il raffrescamento degli edifici e per l'uso domestico (per i quali ormai esistono altre tecnologie migliori), non potrà avere un ruolo importante per la circolazione delle automobili, non è adatto per i treni. Viene ipotizzato un utilizzo per una piccola flotta di autobus che tornino ogni giorno al luogo di produzione per il rifornimento.

**L'unico settore in cui probabilmente l'idrogeno potrebbe avere un ruolo positivo è quello industriale, nel settore della siderurgia.** L'obiettivo di sostituire il carbone ed il metano utilizzati dalla Cogne Acciai Speciali va valutato, ma su questo il PEAR dovrebbe essere più puntuale e mirato nel dare indicazioni.

## **11) LA COMPAGNIA VALDOSTANA DELLE ACQUE**

Nelle sue considerazioni conclusive, a pag. 279, la “Relazione Tecnica Illustrativa” afferma che la transizione ecologica rappresenta una sfida enorme per la Valle d'Aosta e che occorre una forte programmazione degli interventi. Manca tuttavia nel documento l'individuazione degli attori principali della programmazione energetica.

Fra questi attori vi è sicuramente la “Compagnia valdostana delle acque” (CVA) società di capitali interamente di proprietà pubblica, a cui il Consiglio e la Giunta regionale devono dare indirizzi operativi.

Sarebbe bene che il PEAR contenesse **un capitolo sul ruolo di CVA nella transizione ecologica valdostana**, anche con una riflessione che riguardi l'attuale Piano Strategico di CVA e quello futuro in corso di elaborazione, di cui sono da valutare la coerenza con il PEAR.

Se la priorità è la decarbonizzazione della Valle d'Aosta e la sua autonomia energetica, c'è da interrogarsi sugli investimenti di CVA fuori dalla Valle d'Aosta e sulla vendita all'esterno della regione di oltre il 60% della produzione idroelettrica locale.

Sulla base di tale priorità è inoltre logico chiedere a CVA di svolgere un ruolo rilevante nella diffusione della produzione di energia fotovoltaica e sollecitare un impegno forte rispetto allo strumento rilevante rappresentato dalle Comunità di energia rinnovabile. Non si tratta di immaginare una partecipazione diretta di CVA alle CER, peraltro non consentita dalla attuale normativa, ma di individuare in CVA il principale “facilitatore” del movimento delle CER.

Gli uffici e gli esperti hanno fatto un approfondito e utile lavoro tecnico, ma ora occorre che nel PEAR siano esplicitate alcune scelte chiare di politica energetica in cui emerga con evidenza che cosa ci si attende dai principali attori che devono agire per vincere la sfida che la Valle d'Aosta sta affrontando.

Un accenno infine ad un tema che non può essere ignorato data la sua rilevanza sulla produzione di energia elettrica rinnovabile. Come noto uno dei grandi punti interrogativi è rappresentato dalla scadenza, nel 2029, di gran parte delle concessioni per l'utilizzo delle acque di grandi derivazioni utilizzate da CVA. È un tema su cui c'è una situazione di impasse che dura da vari anni determinata dal fatto che la Regione Valle d'Aosta non ha una competenza esplicita in materia di procedure e disciplina per il rilascio di tali concessioni di acque di cui pur ha la titolarità. Carenza normativa che deve essere superata con un'apposita Norma di attuazione dello Statuto che affidi anche alla Regione Autonoma Valle d'Aosta competenze che ormai sono in capo alle altre Regioni a statuto ordinario e speciale. Sarebbe opportuno un richiamo di tale tematica nel PEAR, con l'espressione di una volontà politica di arrivare rapidamente a tale Norma di attuazione che contenga possibilità di manovra significative per la Regione nella definizione successiva della legge regionale di disciplina della materia.”;

## **Consigliere Stefano Aggravi (per conto del Dipartimento energia Lega Vallée d'Aoste)**

### “Relazione tecnica illustrativa

Pag. 191 – 246

Richiamati i due passaggi di seguito riportati:

*“Il progetto, la cui realizzazione è prevista per la fine del 2023, consente quindi, in un’ottica di economia circolare, sia di ridurre i consumi e le emissioni del teleriscaldamento. Rimarrà comunque attivo il sistema esistente che produce calore con l’impiego della pompa di calore. Complessivamente, le reti di teleriscaldamento di Aosta integrerà nel suo mix di produzione più di 50% di calore da fonte di scarto industriale.”* (pag. 191)

*“Nell’ambito del teleriscaldamento, non sono state depositate richieste autorizzative relative a progetti di nuove reti, tuttavia è previsto l’ampliamento delle reti esistenti di:*

*- Aosta, relativamente principalmente alle zone Tzamberlet e Volontari del Sangue, già avviate nel 2020 e con un incremento potenziale della produzione di 10 GWh/anno al 2024;*

*- Valtournenche (frazione Breuil Cervinia), fino al raggiungimento al 2030 di un’estensione totale di circa 10 km con una produzione totale di circa 55 GWh.*

*Tali estensioni, se verranno rispettate le previsioni progettuali, abiliteranno la conversione di impianti alimentati a combustibile fossile verso reti di teleriscaldamento.”*

*“Vista l’importanza della tematica si propone l’istituzione di un gruppo di lavoro specifico con gli operatori del teleriscaldamento, volto a coordinare i piani di investimento privati con le politiche regionali e ad analizzare le potenzialità di sviluppo del settore.”* (pag.246)

Si osserva che: ad oggi risultano esserci condomini allacciati alla rete del teleriscaldamento di Aosta le cui assemblee hanno deliberato di recedere dall’allacciamento (trend sostenuto principalmente dai rincari energetici

che hanno interessato l'ultimo periodo). La problematica è conosciuta? In caso positivo, come si pensa di gestire tale tendenza che rischia di avere ripercussioni importanti sulla sostenibilità delle scelte di espansione della rete di teleriscaldamento della città di Aosta?

## Rapporto ambientale - Allegato 1

pag.49 – 62

Richiamati i due passaggi di seguito riportati:

*“...il parco veicolare nella componente autovetture evidenzia la presenza di n.66 auto elettriche...”* (pag. 49)

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

*- 8 colonnine di ricarica di tipo Slow [..]*

*- 37 colonnine di ricarica di tipo Quick24 [..]*

*A questa rete iniziale si sono sommate, negli ultimi anni, numerose iniziative di carattere pubblico e privato su tutto il territorio regionale, sia per quanto riguarda la auto che le bici elettriche, tra le quali si cita, a titolo non esaustivo, le numerose colonnine di ricarica realizzate da CVA di tipo Quick e Fast in vari comuni del territorio regionale e le 14 colonnine di ricarica TESLA presso l’Autoporto di Pollein.”* (pag.62)

Si osserva che: al di là delle considerazioni di carattere meramente ideologico e delle “oggettive” difficoltà di ottimizzazione di una ricarica per autovettura elettrica in ambito montano, deve essere anche appurata una considerazione in merito alla capacità attuale della rete elettrica, che in alcune zone è già al momento satura (anche proprio in ragione dello sviluppo della mobilità elettrica) e non permetterebbe con tutta probabilità l’installazione di colonnine ad elevata potenza senza pesanti e onerosi interventi di ristrutturazione per il soggetto distributore.

Pag. 53 - 146

Con riferimento al paragrafo “Il trasporto ferroviario” a pagina 53 si riscontra il fatto che un importante vettore come quello della ferrovia sia affrontato da un semplice e scarno paragrafo. Tale aspetto come può poi giustificare l’impatto degli scenari riportati nella scheda “C 04 Settore Trasporti” di pagina 146?

Pag. 55

Con riferimento alla tipologia dei dati riportati nel paragrafo “Il traffico di attraversamento” a pagina 55, si chiede se nell’ambito delle successive scenarizzazioni e/ o stime prospettiche del Piano sia stato considerato l’effetto delle chiusure periodiche e sostenute del Traforo del Monte Bianco con il relativo calo dei passaggi su gomma.

Pag. 76

Richiamato il seguente passaggio:

*“...0,05 GWh dalla ricarica di veicoli elettrici presso i punti di ricarica pubblici.”*

Si osserva che: in relazione al numero di colonnine e numero di auto, il consumo di 1 MWh/anno per colonnina è correlato? Altrimenti si otterrebbe 1,8 MWh/anno/auto (viste le 66 auto elettriche). Se il numero dovesse crescere esponenzialmente come potrà reggere il sistema elettrico attuale?

Pag. 87

Nella Tabella 11 a pagina 87 si rileva che l’Industria risulterebbe essere il solo settore di emissione (sul 2017) di R135. Tale valore è riferibile ad un solo operatore ovvero ad una serie o categoria di questi?

Pag. 146

Con riferimento alle prospettate previsioni di sostituzione di autobus con veicoli ad idrogeno in relazione agli scenari “moderato” e “sostenuto”, quali sono le stime di spesa complessive? Allo stesso modo tali ipotesi hanno tenuto conto dell’effetto (e come) delle politiche di incentivazione già in atto o meno a livello nazionale ed europeo.

Pag. 149 - 276

Considerato che ad oggi il PTA non è stato ancora definitivamente adottato, in caso di modifiche occorrerà rivedere anche le considerazioni presenti nel documento del PEAR 2030?

Pag. 149 -151

Con quale rationale è stato determinato l’apporto al fotovoltaico da nuovi impianti da CER indicato nella scheda “F 02 Fotovoltaico” a pagina 151?

Nel caso dell’idroelettrico (scheda “F 01 Idroelettrico”) sono state considerate le autorizzazioni in itinere?

Pag. 150 -170 -191

Con riferimento agli scenari descritti a pagina 150, le considerazioni riportate all’interno della scheda “R 06 Rete di gestione della risorsa idrica” a pagina 170, nonché delle tabelle F01a e F01b di pagina 191 si osserva quanto segue:

- quanto gli scenari moderato e sostenuto risultano compatibili con le attuazioni del PTA ad oggi ancora in fase di revisione, nonché con la relativa “Direttiva Derivazioni” dell’Autorità di bacino del Pò?

- si evidenzia una tipica contraddizione legata all’incentivare l’idroelettrico (presente anche nell’ultima versione non ancora approvata del PTA) e poi il seguire le direttive europee, scarsamente applicabili ad un contesto montano

come quello valdostano e soprattutto esageratamente limitanti alla luce dello stato attuale dei corpi idrici (a tal riguardo si rammenta l'esistenza di deroghe applicabili alla Direttiva Quadro Acque che non risultano al momento prese in considerazione.

Pag. 151

Con riferimento agli scenari "moderato" e "sostenuto" della scheda "F 02 Fotovoltaico" si osserva quanto segue: lo sviluppo del fotovoltaico richiede spazi, spesso importanti, e non si ritiene che coprire tutti i tetti anche nelle vallate possa essere una soluzione "green",

vista anche la presenza di centri storici, edifici monumento o documento. La soprintendenza avallerà gli impianti senza problemi?

Si tenga anche conto del fatto che la tecnologia di riferimento non consenta oggi una continuità produttiva della FER (e.g. fase notturna, cattive condizioni meteo ne limitano lo sviluppo, etc.).

Alla luce di queste considerazioni e della geomorfologia del nostro territorio le stime riportate hanno tenuto conto degli spazi necessari che l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici dovranno occupare?

Pag. 153

Similmente a quanto riportato nell'osservazione precedente, le stime riportate nelle scenarizzazioni della scheda "F 03 Eolico" sono state elaborate tenendo conto della geomorfologia del nostro territorio?

Pag. 168

Con riferimento alla scheda "R 04 Reti di teleriscaldamento" si osserva quanto segue:

perché non si valuta l'opportunità di sfruttare in prospettiva anche l'idrogeno, come nel caso delle reti di trasporto di gas naturale, anche in ottica di realizzazione di una filiera di produzione/consumo del vettore?

Pag. 197

Si chiede di dettagliare ulteriormente l'assunto riportato quale Scenario di Piano nell'ambito della scheda "R 03 Rete gas naturale".

Pag. 281

La revisione del Piano Regionale dei Trasporti come inciderà sulla versione attuale del Piano?

Pag. 285

Con riferimento alla scheda "RE\_10" di pagina 285 si osserva quanto segue: quale futuro per il Piano Regionale delle Attività Estrattive del 2013? Con riferimento alle Note della scheda si evidenzia l'importanza di meglio dettagliare le attività condotte nell'ambito del tavolo di lavoro relativo all'identificazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili di cui all'art. 20 del Dlgs 199/2021.";

PAOLO BAGNOD

**PRESIDENZA DELLA REGIONE**

---

**Struttura gestione e regolarità contabile della spesa e contabilità economico – patrimoniale**

Annotazioni a scritture contabili

---

Atto non soggetto a spesa

L'INCARICATO

IL DIRIGENTE

---

---

IL DIRIGENTE RESPONSABILE DEL CONTROLLO CONTABILE

## **REFERTO PUBBLICAZIONE**

Il sottoscritto certifica che copia del presente provvedimento è in pubblicazione all'albo dell'Amministrazione regionale dal 08/07/2023 per quindici giorni consecutivi, ai sensi dell'articolo 11 della legge regionale 23 luglio 2010, n. 25.

IL SEGRETARIO REFERTO