



PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO



RAPPORTO TECNICO

Interreg



Co-funded by
the European Union

Alpine Space

AMETHYST

PIANO ENERGETICO AMBIENTALE
PROVINCIALE 2021-2030



ANALISI DI FATTIBILITÀ E PROGETTAZIONE
PRELIMINARE DI UN SISTEMA PER LA PRODUZIONE
DI IDROGENO IN DIVERSI SCENARI DI COMUNITÀ
ALPINE

07

AGOSTO 2024

AGENZIA PROVINCIALE PER LE RISORSE IDRICHE E L'ENERGIA
ufficio studi e pianificazione delle risorse energetiche

Sede: Piazza Fiera, 3 - 38122 a Trento
Telefono: 0461.497310 Fax: 0461.497301
www.energia.provincia.tn.it

Email: aprie@provincia.tn.it (PEC) :aprie@pec.provincia.tn.it



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

**ANALISI DI FATTIBILITÀ E PROGETTAZIONE PRELIMINARE DI UN SISTEMA PER LA PRODUZIONE
DI IDROGENO IN DIVERSI SCENARI DI COMUNITÀ ALPINE**

Provincia di Trento

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA
MECCANICA E AEROSPAZIALE



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

Versione 02 del 12 aprile 2024

Prof. Domenico Borello

Prof. Luca Cedola

Ing. Mario Di Veroli

Ing. Alessandro Caravelli

Ing. Adriano Pozzessere

Nome file: Trento Project _IT_rev2

Sommario

1	Introduzione	5
1.1	Metodologia di analisi.....	6
1.2	Analisi del contesto territoriale e fabbisogni energetici.....	7
1.3	Fabbisogni termici e dati di input	7
1.4	Ipotesi di sistemi di autoproduzione.....	7
1.5	Indicatori di performance.....	8
2	Analisi contesto territoriale ed energetico.....	9
2.1	Sostituzione delle pompe di calore	9
2.1.1	Analisi delle prestazioni delle pompe di calore nei comuni Trentini	9
2.1.2	Sostituzione dei generatori esistenti con pompe di calore	12
2.1.3	Scenario di sostituzione dei generatori e riqualificazione energetica	13
2.1.4	Analisi dettagliata degli impianti con pompa di calore su cinque comuni trentini.....	13
2.1.5	Presentazione e commento dei risultati.....	14
2.1.6	Analisi dettagliata degli impianti con pompa di calore con gestione avanzata	18
2.1.7	Conclusioni.....	20
2.2	Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale.....	22
2.2.1	Obiettivi specifici e assunzioni.....	24
2.2.2	Caratteristiche attuale rete del gas naturale e analisi delle criticità	25
2.2.3	Identificazione della potenziale estensione rete distribuzione del gas naturale.....	27
2.2.4	Metodo e analisi svolte ai fini pianificatori del servizio di distribuzione	29
2.2.5	Il primo pilastro: gli scenari di compatibilità tra potenziale ampliamento della rete di distribuzione del gas naturale e obiettivi provinciali di decarbonizzazione	30
2.2.6	Fabbisogno di calore.....	33
2.2.7	Fabbisogno di idrogeno	35
2.3	Metanizzazione delle aree occidentali del Trentino.....	36
2.3.1	L'idrogeno verde in Trentino al 2030.....	40
2.4	Scenari di decarbonizzazione provinciale al 2030 - Scenari previsionali della fonte idrica	42
2.4.1	Stato di fatto delle potenze nominali e della produzione idroelettrica	43
2.4.2	Riassegnazione delle concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico	45
2.4.3	Possibili variazioni sulla produzione idroelettrica a parità di portata derivata	46
2.4.4	Effetti dei cambiamenti climatici sulla produzione idroelettrica.....	46
2.4.5	Aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque.....	48
2.4.6	Usi prevalenti e usi concorrenti	49
2.4.7	Nuove concessioni di derivazione a scopo idroelettrico	51
2.4.8	Ottimizzazione economica degli impianti e stoccaggio dell'energia: sistemi di pompaggio	51

2.4.9	Conclusioni.....	52
3	Sviluppo di una soluzione integrata ed individuazione delle tecnologie e delle opere necessarie alla messa a terra del progetto in relazione al contesto territoriale.....	54
3.1	Analisi delle possibili fonti.....	54
3.2	Contesto e valutazioni sull'Eolico	54
3.3	Contesto e valutazioni sull'idroelettrico	55
3.4	Contesto e valutazioni sul fotovoltaico	56
4	Layout del Sistema	57
5	Modello del Sistema	63
5.1	Software adottati	63
5.2	Modello globale del Sistema	63
5.3	Parametri di Simulazione e dimensionamento	64
5.3.1	Impianto fotovoltaico	64
5.3.2	Elettrolizzatore	65
5.3.3	Sezione di stoccaggio Buffer	66
5.3.4	Sezione di stoccaggio a lungo termine	67
5.3.5	Sezione degli utilizzatori finali	70
5.4	Logica di controllo.....	70
6	Analisi dello Scenario n°1	73
6.1	Descrizione dell'infrastruttura.....	73
6.1.1	Sito di installazione	73
6.1.2	Layout	74
6.2	Parametri di simulazione e dimensionamento	75
6.2.1	Parametri principali	75
6.2.2	Parametri specifici	76
6.3	Risultati della simulazione.....	78
7	Analisi dello Scenario n°2	80
7.1	Descrizione dell'infrastruttura.....	80
7.1.1	Sito di installazione	80
7.1.2	Layout	81
7.2	Parametri di simulazione e dimensionamento	81
7.2.1	Parametri principali	81
7.2.2	Parametri specifici	82

7.3	Risultati della simulazione.....	85
8	Analisi dello Scenario n° 3	87
8.1	Descrizione dell'infrastruttura.....	87
8.1.1	Sito di installazione	87
8.1.2	Layout	88
8.2	Parametri di simulazione e dimensionamento	88
8.2.1	Parametri principali	88
8.2.2	Parametri specifici	89
8.3	Risultati della simulazione.....	91
9	Valutazione di fattibilità tecnica ed economica del progetto.....	93
9.1	Valutazione dei costi.....	93
9.2	Occupazione suolo.....	98
9.3	Analisi comparative	99
9.3.1	Confronto CO2/MWh anno con fonte fossile	99
9.3.2	Confronto Costo €/MWh con fonte fossile.....	100
10	Analisi dei rischi associati alla realizzazione del progetto	101
11	Stima dei risvolti ambientali in termini di riduzione di emissioni inquinanti e climalteranti...	105
12	Analisi delle condizioni di replicabilità e di scalabilità del progetto pilota sul territorio trentino e nelle Alpi	105

Premessa

Il presente documento è redatto nell'ambito di un contratto tra il Dipartimento di Ingegneria Meccanica e Aerospaziale dell'Università Sapienza di Roma e l'Agenzia Provinciale per le Risorse Idriche e l'Energia Il Dirigente Generale di Trento.

1 Introduzione

Il presente lavoro intende esplorare l'applicazione dei diversi vettori energetici e tecnologie per incrementare la sostenibilità delle Comunità.

Considerate le temperature invernali, i sistemi di generazione del calore da vettore elettrico (pompa di calore) non hanno performance ottimali e spesso non garantiscono il funzionamento e l'esercizio delle apparecchiature nei range operativi di progetto.

Il territorio della Provincia di Trento, nella stagione di accensione dei riscaldamenti, è caratterizzato da temperature esterne molto rigide, mediamente nell'intervallo dei -5 / -10 °C.

Tali condizioni esterne non permettono di utilizzare le pompe di calore che, invece, per temperature poco superiori agli 0°C risultano particolarmente performanti.

Tale considerazione, associata alla volontà di utilizzare fonti rinnovabili e puntare su tecnologie che non emettono gas climalteranti (decarbonizzazione), porta a identificare l'Idrogeno Verde come potenziale vettore energetico per gli usi termici residenziali.

In aggiunta alle considerazioni di natura prettamente energetica e tecnica, sono presi in esame anche dei KPIs (key performance indexes) riguardanti aspetti legati al contesto territoriale su cui andranno ad insistere gli impianti (consumo di suolo, riduzione delle emissioni di CO₂, etc.).

In generale, nell'analisi degli scenari saranno considerati i seguenti aspetti:

- Tipologia di utenze da alimentare;
- Attuali sistemi di produzione di energia termica;
- Contesto delle infrastrutture di distribuzione dei vettori energetici;
- Disponibilità di risorse energetiche rinnovabili;
- Eventuali vincoli per la protezione e salvaguardia del territorio.

I precedenti aspetti hanno portato a identificare n. 3 potenziali scenari per l'utilizzo dell'idrogeno verde. Gli scenari identificati e i relativi comuni di applicazione sono i seguenti:

- Scenario 1 - Peio: Produzione di idrogeno e modellizzazione di una rete dedicata per l'alimentazione diretta dei generatori di calore ad uso residenziale alimentati ad idrogeno. Nel Comune di riferimento non è presente una rete del gas naturale.

- Scenario 2 - Ronzo Chienis: Produzione di idrogeno per immissione in blending nella rete del gas naturale esistente. Nel comune di riferimento è già presente una rete del gas naturale per le utenze domestiche.
- Scenario 3 - San Martino di Castrozza: Produzione di idrogeno per alimentazione dell'impianto di teleriscaldamento attualmente a servizio delle utenze termiche residenziali. Nel Comune di riferimento è già presente un impianto di teleriscaldamento.

La prima parte dello studio è volta a identificare la tecnologia rinnovabile più adatta al contesto energetico-territoriale e alla realizzazione di un modello simulativo del sistema attraverso il software Simulink®.

Successivamente, per i tre scenari identificati, si è proceduto alla definizione dei fabbisogni energetici, sulla base dei quali è stata calcolata la quantità di idrogeno necessaria. Tale dato è stato necessario per calcolare la produzione di energia elettrica richiesta dalla fonte rinnovabile per la generazione di idrogeno con elettrolizzatore.

Infine, è stato dimensionato il sistema di stoccaggio con buffer e stoccaggio a lungo termine, per compensare lo sfasamento stagionale tra la disponibilità della risorsa rinnovabile e la richiesta energetica.

1.1 Metodologia di analisi

Per il dimensionamento dei sistemi di produzione, di distribuzione e stoccaggio idrogeno, si è fatto riferimento ai dati forniti dalla Provincia di Trento e a dati climatici statistici.

Sulla base di considerazioni di carattere energetico-ambientale e di altri vincoli progettuali, la tecnologia fotovoltaica è stata identificata come unica fonte plausibile per la produzione di idrogeno verde negli scenari di riferimento.

Sulla base dei dati forniti, attraverso una stima basata sull'andamento annuale delle temperature esterne, è stata dimensionata la potenza del generatore fotovoltaico. La potenza è stata dimensionata per soddisfare una quota percentuale del fabbisogno totale (fattore di copertura), assumendo una scala reale di applicabilità del sistema.

Partendo da un valore di base della potenza del generatore fotovoltaico è stato possibile procedere ad una fase di simulazione numerica utilizzando il software Simulink che ha permesso di validare i risultati e dimensionare il buffer e l'accumulo stagionale. Tale simulazione è stata predisposta per i tre scenari oggetto dello studio.

1.2 Analisi del contesto territoriale e dei fabbisogni energetici

Il contesto territoriale è di tipo alpino con temperature invernali rigide. Come già anticipato, in tali contesti le pompe di calore sono praticamente inutilizzabili.

Nel capitolo 2 è descritto in dettaglio il contesto territoriale ed energetico della provincia di Trento.

1.3 Fabbisogni termici e dati di input

I dati di input forniti dalla Provincia di Trento ed assunti per il dimensionamento degli impianti sono stati i seguenti:

- **Peio:** elenco dei generatori domestici con relativa potenza nominale e tipologia di combustibile (GPL, cippato, gasolio, pellet, legna); potenza dell'impianto di teleriscaldamento della frazione di Cogolo di Peio e relativi consumi annui dell'impianto. Non sono stati forniti i consumi dei generatori domestici. Per calcolare il fabbisogno energetico è stato assunto che le caldaie domestiche operino con lo stesso numero di ore equivalenti del teleriscaldamento. Le stime dei consumi sono state desunte sulla base della differenza di temperatura tra le condizioni interne conformi al benessere termoigrometrico (20 °C) e la temperatura esterna media.
- **Ronzo Chienis:** elenco generatori domestici e relativa potenza nominale e tipologia di combustibile. Per calcolare il fabbisogno energetico è stato assunto che le caldaie domestiche operino lo stesso numero di ore del teleriscaldamento di Peio (Cogolo di Peio). Non sono stati forniti i consumi dei generatori domestici. Le stime dei consumi sono state desunte sulla base della differenza di temperatura tra le condizioni interne conformi al benessere termoigrometrico (20 °C) e la temperatura esterna media.
- **San Martino di Castrozza:** non sono presenti generatori domestici, si è fatto riferimento ai dati forniti relativi alla potenza del teleriscaldamento ed al consumo in termini di energia primaria espressa in TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio - sia da gasolio, sia da cippato).

1.4 Ipotesi di sistemi di autoproduzione

La risorsa rinnovabile è stata dimensionata tenendo in considerazione i seguenti fattori:

- Disponibilità in sito della risorsa;
- Aree disponibili;
- Vincoli ambientali e paesaggistici.

Sono state prese in esame le seguenti fonti:

- Solare fotovoltaico;
- Eolico;
- Idroelettrico.

1.5 Indicatori di performance

Al fine di confrontare i risultati con tecnologie standard e valutare il progetto dal punto di vista tecnico ed economico, sono stati definiti alcuni indici di performance (KPI) che mettono in relazione gli aspetti di risparmio energetico con gli aspetti di impatto ambientale e aspetti economici.

Gli indici concepiti per l'analisi del progetto sono:

- Emissioni di CO₂ equivalente rispetto alla fonte fossile (CO₂ equivalente/MWh);
- Costo dell'energia in €/MWh termico;
- Consumo di suolo che mette in relazione l'area occupata dagli impianti fotovoltaici alla produzione di idrogeno.

2 Analisi contesto territoriale ed energetico

Il presente capitolo riporta estratti e sintesi del “PIANO ENERGETICO AMBIENTALE PROVINCIALE 2021-2030 (PEAP) della provincia di Trento”.

(https://www.provincia.tn.it/content/download/62137/1010233/file/PEAP_2021_2030_.pdf)

2.1 Sostituzione delle pompe di calore

Considerando la forte spinta verso una maggiore elettrificazione dei consumi per il condizionamento invernale, anche in ragione della decarbonizzazione degli impianti grazie all’uso di fonti rinnovabili, questo capitolo è finalizzato a verificare la valenza sul territorio provinciale dell’impiego delle pompe di calore aria-acqua per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria.

Quanto presentato in questo capitolo segue le evidenze di quello precedente, vagliando in dettaglio il potenziale di installazione di pompe di calore in sostituzione di tecnologie ad oggi più consuete.

La metodologia prevede di valutare, in primis, le prestazioni delle pompe di calore aria-acqua nel territorio trentino.

In seguito, gli scenari analizzano una potenziale sostituzione del generatore senza l’intervento sull’involucro esistente e le prestazioni potenziali delle pompe di calore nel caso di edifici riqualificati energeticamente, e quindi interessati da miglioramenti dell’involucro opaco e sostituzione dei serramenti.

Detta metodologia è stata testata su alcuni comuni rappresentativi del Trentino così da comprendere il reale comportamento degli impianti a pompa di calore anche in relazione all’installazione di accumuli termici sia per la produzione di acqua calda sanitaria sia per il riscaldamento degli ambienti. Con questa analisi di dettaglio, oltre ad una migliore rappresentazione del sistema edificio-impianto, è inoltre possibile valutare il potenziale autoconsumo dell’energia fotovoltaica prodotta in situ, valutando quindi il reale assorbimento elettrico dalla rete, considerando l’impiego di logiche di regolazione “rule-based”. Rimandando agli Allegati Tecnici N. 4, 5 e 6 del piano per la descrizione completa, riportiamo i dettagli sufficienti alla lettura dei risultati principali.

2.1.1 Analisi delle prestazioni delle pompe di calore nei comuni Trentini

Per valutare l’efficacia della sostituzione dei generatori di calore attualmente impiegati negli impianti di riscaldamento degli edifici con pompe di calore aria-acqua è indispensabile comprendere le prestazioni attese nei diversi comuni della Provincia. Infatti, le pompe di calore hanno un coefficiente di prestazione (COP) sensibile alle variazioni di temperatura delle sorgenti fredde (aria esterna) e calda (acqua dell’impianto di riscaldamento). Mentre è lecito considerare la temperatura della sorgente calda come variabile in funzione delle caratteristiche dell’involucro edilizio e dei terminali di emissione, la

temperatura della sorgente fredda è strettamente legata al comune analizzato e quindi alla sua quota altimetrica.

Nella prima fase, quindi, è stato implementato il calcolo semplificato di un impianto a pompa di calore per ognuno dei 175 comuni trentini, variando inoltre le caratteristiche dell'edificio sia in termini di tipologia edilizia (unifamiliare, villetta a schiera, medio condominio e grande condominio) sia per epoca di costruzione e quindi di classe di vetust . In particolare, per l'analisi della mera sostituzione dei generatori con pompa di calore   ipotizzabile che questa sia possibile solo su edifici relativamente recenti, per i quali siano stati svolti dei calcoli energetici durante la progettazione dell'edificio. Per questo motivo lo studio si focalizza sulle classi di vetust  successive all'entrata in vigore della legge n. 373/76, che per prima introdusse dei vincoli per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici e delle prescrizioni per l'isolamento termico degli edifici. Le classi di vetust  analizzate sono quindi la V5 (edifici costruiti dal 1976 al 1990), la V6 (dal 1991 al 2005) e la V7 (dopo il 2005).

I risultati dell'analisi condotta sono gli andamenti dei coefficienti di prestazione stagionale (SCOP), vale a dire del rapporto fra l'energia termica annuale in uscita dalla pompa di calore per rispondere alle richieste di riscaldamento e di produzione di acqua calda sanitaria, rispetto all'energia elettrica annuale assorbita dalla pompa di calore e dall'eventuale resistenza di backup. Questi valori sono stati ottenuti per tutti i comuni trentini, per le diverse tipologie di edificio e classe di vetust . Nei grafici seguenti vengono riportati gli andamenti dei SCOP delle taglie ottimali di pompa di calore al variare dell'altitudine del comune sia per la configurazione di impianto autonomo sia per quello centralizzato. Nei grafici viene inoltre evidenziata una soglia di SCOP pari a 2,3. Questo valore   stato ricavato considerando il SCOP al di sopra del quale la pompa di calore presenta un consumo di energia primaria inferiore a quello di una caldaia a condensazione con un rendimento medio stagionale del 100%.

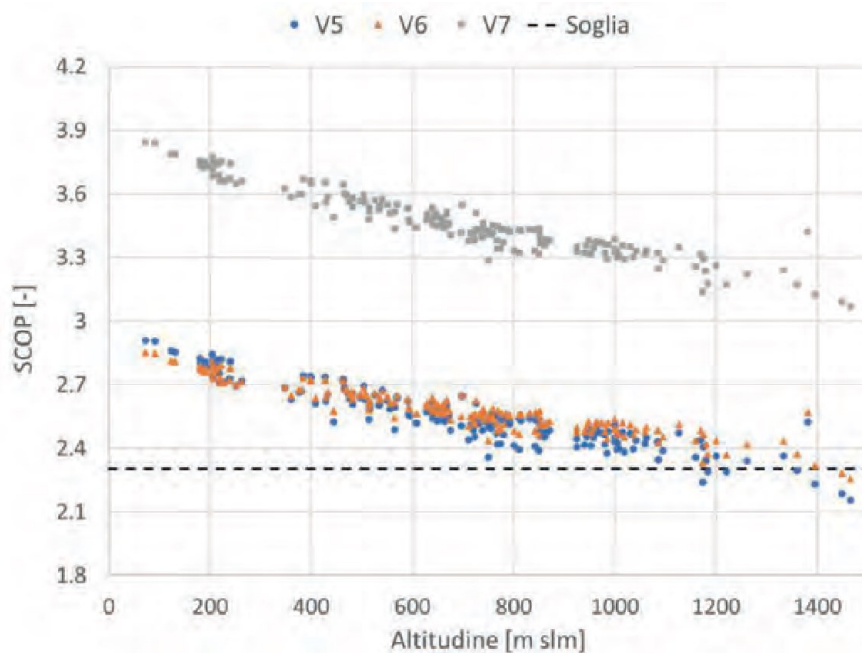


Figura 1. Andamento del SCOP per impianti autonomi in edifici MF.

Nella figura precedente si riporta l'andamento del SCOP in funzione dell'altitudine del comune per gli edifici monofamiliari, tipologia molto diffusa in Trentino. Dal grafico si nota come per le classi di vetust  V5 e V6, a causa del funzionamento a medio-alta temperatura dell'impianto di riscaldamento, il SCOP sia prossimo al valore soglia soprattutto per altitudini superiori ai 1000 m. La riduzione della temperatura di alimentazione dei terminali di emissione degli edifici in classe V7 porta a dei notevoli vantaggi in termini di SCOP.

Analoghi andamenti si sono ottenuti anche per le altre tipologie di edificio (villetta a schiera, medio condominio e grande condominio) nel caso di impianti centralizzati, mentre si   registrato un sensibile peggioramento nel caso di impianti autonomi.

Il sensibile peggioramento nel caso di impianti autonomi avviene perch  la forma compatta dell'edificio e le dimensioni dei singoli appartamenti fanno s  che la taglia pi  piccola della pompa di calore risulti comunque sovradimensionata rispetto alle richieste di riscaldamento. Come conseguenza quindi la pompa di calore lavora spesso in regime on/off con un notevole degrado delle prestazioni.   bene rimarcare perch  nell'analisi semplificata svolta non sono valutate in maniera sufficientemente dettagliata le diverse dispersioni dei circuiti di distribuzione che, negli impianti centralizzati, sono sicuramente maggiori. Partendo dai risultati appena ottenuti e considerando la frequenza con cui ogni edificio   presente in ognuno dei comuni trentini,   possibile valutare un SCOP medio delle pompe di calore. Nel grafico seguente si nota come in generale per le tre classi di vetust  considerate, il SCOP medio sia superiore al valore soglia di 2,3, evidenziando quindi come la sostituzione del generatore con una pompa di calore aria-acqua sia generalmente una soluzione vantaggiosa in termini di risparmio di energia primaria. Come si vede perch  il vantaggio   molto modesto per gli edifici in classe V5 e V6, dove la temperatura di alimentazione dei terminali di emissione limita fortemente le prestazioni della pompa di calore. Il margine di vantaggio   invece decisamente superiore per gli edifici in classe V7 per i quali la temperatura di emissione   ridotta. Questo risultato mostra quindi l'importanza dell'intervento combinato di sostituzione del generatore e di efficientamento energetico dell'involucro edilizio.

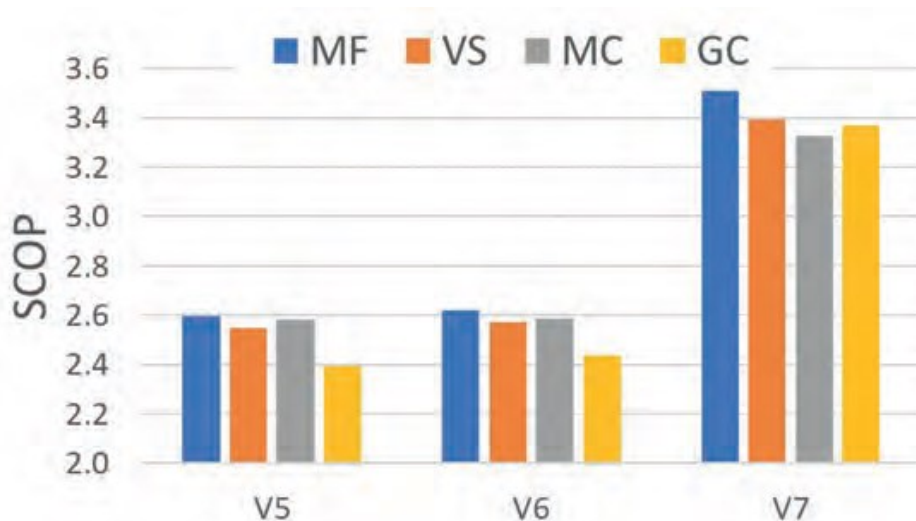


Figura 2. Andamento del SCOP medio su tutti i comuni del Trentino.

Per questo motivo l'analisi è stata ripetuta al fine di valutare le prestazioni energetiche di un edificio riqualificato energeticamente. È stata valutata una ristrutturazione importante di primo livello che porti ad un indice di prestazione termica utile per il riscaldamento annuo di 60 kWh/m². Il fabbisogno di energia termica utile per la produzione di acqua calda sanitaria è stato invece considerato inalterato. L'analisi delle prestazioni delle pompe di calore è stata quindi ripetuta considerando la possibilità o meno di ridurre la temperatura di alimentazione dei terminali di emissione secondo la curva climatica già adottata per gli edifici in classe V7.

Nella figura precedente si nota come la riduzione del fabbisogno energetico dell'edificio porti ad un miglioramento delle prestazioni dell'impianto, in maniera più marcata per i comuni di fondovalle. Il miglioramento più evidente però si ha quando la riqualificazione permette inoltre di ridurre la temperatura di mandata all'impianto di riscaldamento.

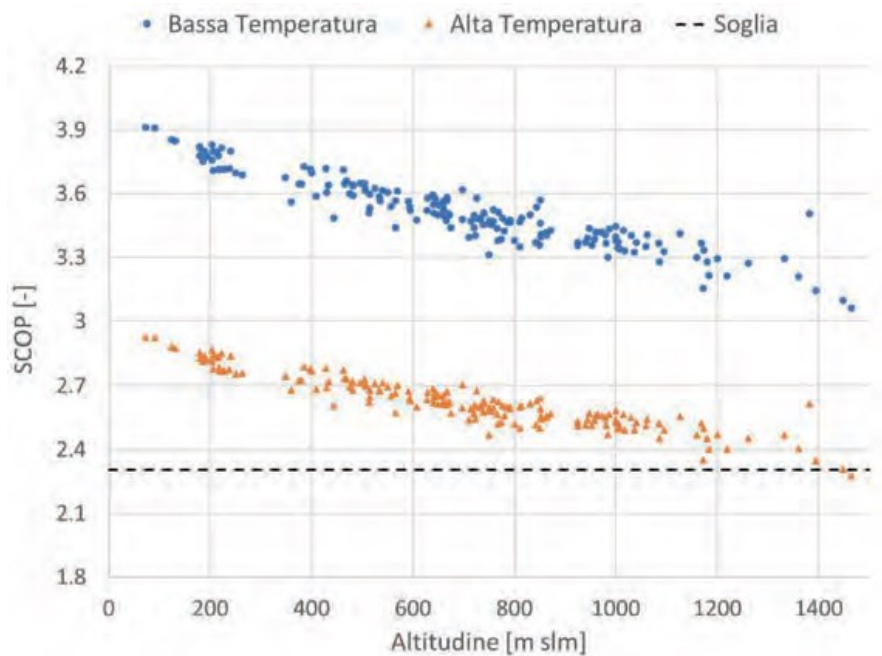


Figura 3. Andamento del SCOP medio su tutti i comuni del Trentino

2.1.2 Sostituzione dei generatori esistenti con pompe di calore

Partendo dalle prestazioni appena ottenute, per tutti i comuni trentini è stato valutato l'impatto potenziale della mera sostituzione di tutte le tipologie di generatori esistenti, siano caldaie a condensazione, GPL o legna spaccata/pellet, in edifici appartenenti alle classi di vetustà V5, V6 e V7.

La variazione del fabbisogno di energia primaria totale considera anche l'energia elettrica assorbita dalle pompe di calore. Per questo sono stati adottati i fattori di conversione in energia primaria presenti nel decreto "Requisiti minimi". Per l'energia elettrica dalla rete è stato impiegato il fattore 2,42, mentre per i consumi residenziali attribuibili ai diversi vettori energetici è stato valutato un fattore medio pesato sulla quota di fabbisogno coperto dalle diverse fonti energetiche ed ottenendo quindi un fattore pari a 1,033.

Caso	V5	V6	V7	Totale
Stato Attuale	21,51	25,40	9,77	56,68
Con Pompe di calore	12,06	18,17	5,23	35,46
Variazione	-44%	-28%	-46%	-37%

Tabella 1. Consumi di energia primaria in ktep.

I risultati in Tabella 1 mostrano quindi un risparmio complessivo di energia primaria quantificabile nel 37%, con risparmi variabili in ragione delle classi di vetustà.

2.1.3 Scenario di sostituzione dei generatori e riqualificazione energetica

L'intervento di coibentazione dell'involucro opaco unito alla sostituzione dei serramenti permette una notevole diminuzione del fabbisogno di energia utile degli edifici residenziali e, di conseguenza, una riduzione dei consumi, come evidenziato dai dati nella tabella seguente. Questo fa sì che i terminali di emissione risultino sovradimensionati rispetto alla nuova potenza richiesta e, per questo motivo, si possa considerare un'alimentazione a temperatura inferiore.

Caso	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	Totale
Stato Attuale	125,9	38,3	36,5	119,4	21,8	25,7	9,9	377,4
Riqualificati	35,4	10,3	16,8	42,5	12,0	12,9	9,9	139,6

Tabella 2. Consumi per riscaldamento in ktep degli edifici residenziali allo stato attuale e dopo un intervento di coibentazione dell'involucro e di sostituzione dei serramenti.

2.1.4 Analisi dettagliata degli impianti con pompa di calore su cinque comuni trentini

Sebbene l'analisi mediante il metodo BIN permetta di stimare con buona approssimazione le prestazioni stagionali della pompa di calore, il metodo di calcolo, basato su di un approccio stazionario, non consente di valutare la presenza di accumuli termici e la possibilità di gestire la pompa di calore per massimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta in situ. A tale scopo, è stata effettuata la simulazione dinamica per una selezione di località caratteristiche del territorio, ipotizzando un impianto a pompa di calore tipo.

L'impianto considerato nelle simulazioni dinamiche consiste di una pompa di calore (PdC) aria-acqua a inverter, collegata a due accumuli termici.

In ragione della sufficiente omogeneità delle condizioni climatiche del territorio trentino, la scelta dei comuni rappresentativi è guidata da un processo di clustering basato sui dati climatici degli stessi, utilizzando l'algoritmo k-means. Si è scelto di limitare il numero di cluster a cinque, ognuno rappresentato dal comune più popoloso.

In Figura 4 è mostrato il risultato del clustering, evidenziando la distribuzione sia sul piano temperatura media annuale - temperatura di progetto, che sul territorio provinciale.

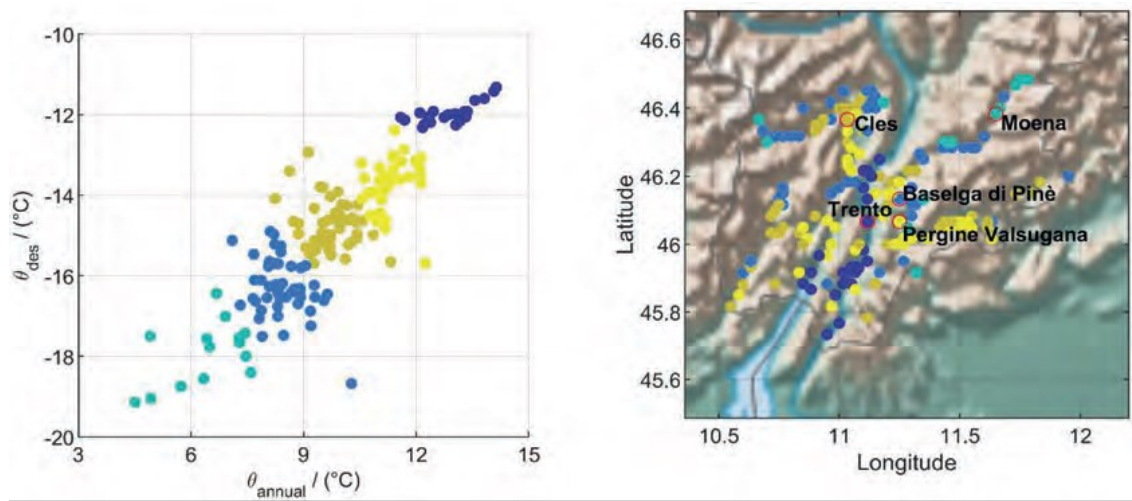


Figura 4. Risultato del processo di clustering dei comuni trentini. A sinistra sono evidenziati i cluster ottenuti nel piano temperatura media annuale-temperatura di progetto. A destra, la distribuzione dei cluster sul territorio, con evidenziati i comuni più popolosi per ciascun cluster scelti per le simulazioni.

2.1.5 Presentazione e commento dei risultati

Le figure 5, 6, 7 e 8 mostrano il consumo elettrico specifico delle quattro tipologie edilizie considerate. Ogni grafico presenta il consumo per ogni comune caratteristico e classe di vetustà. Come si può notare, al crescere delle dimensioni dell'edificio decresce il consumo specifico come conseguenza della diminuzione del rapporto superficie disperdente-volume riscaldato, eccetto per l'edificio grande condominio il quale, presenta una percentuale di superficie finestrata più elevata rispetto agli altri casi. Il rinnovo degli edifici abbassa il consumo allo stesso livello indipendentemente dalla classe di vetustà di partenza.

I grafici evidenziano anche la frazione di energia elettrica autoconsumata. Un'analisi più dettagliata dell'andamento dell'autoconsumo per il caso di edifici monofamiliari (MF) è fornita nella sezione successiva.

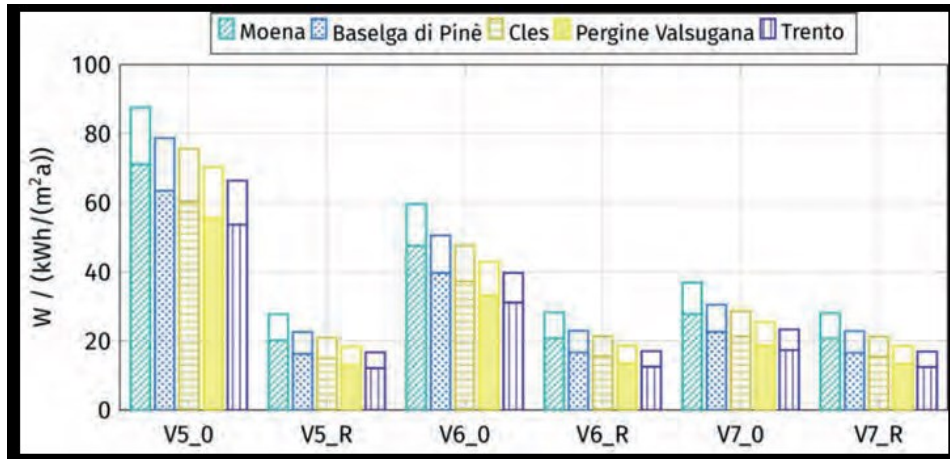


Figura 5. Consumo elettrico specifico annuale dell'edificio monofamiliare (MF). La parte di barra non campita indica la quota di energia autoconsumata e il restante l'energia prelevata dalla rete

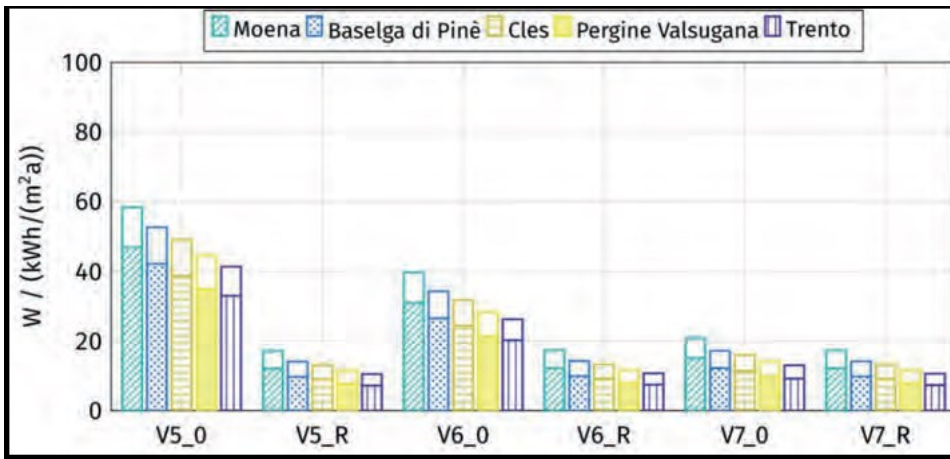


Figura 6. Consumo elettrico specifico annuale dell'edificio villetta a schiera (VS). La parte di barra non campita indica la quota di energia autoconsumata e il restante l'energia prelevata dalla rete.

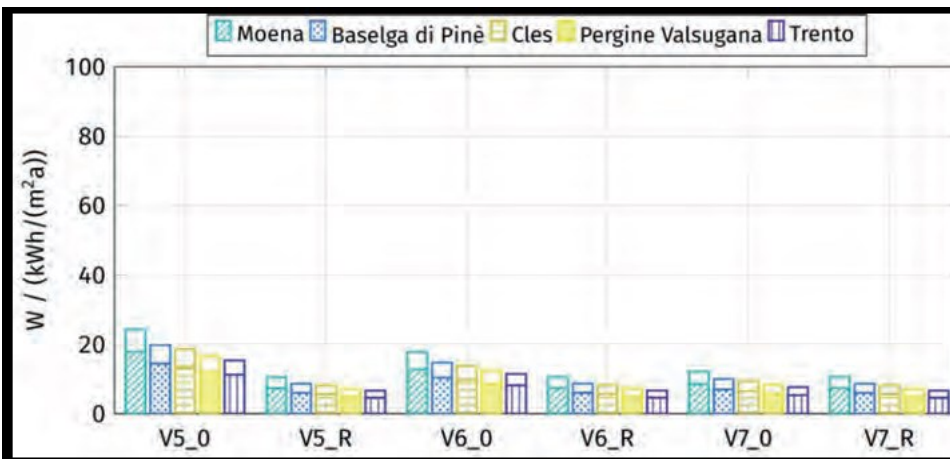


Figura 7. Consumo elettrico specifico annuale dell'edificio medio condominio (MC). La parte di barra non campita indica la quota di energia autoconsumata e il restante l'energia prelevata dalla rete.

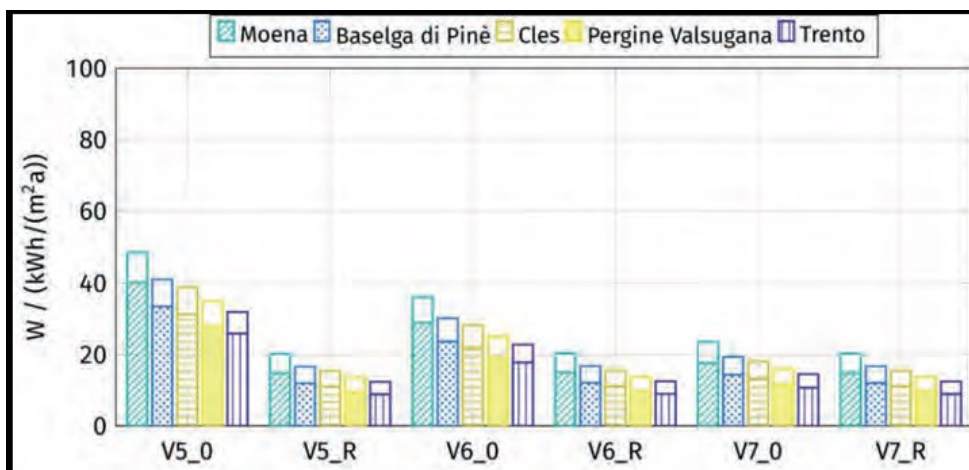


Figura 8. Consumo elettrico specifico annuale dell'edificio grande condominio (GC). La parte di barra non campita indica la quota di energia autoconsumata e il restante l'energia prelevata dalla rete.

Le prestazioni stagionali sono il vero fattore discriminante per determinare qualora la sostituzione del generatore di calore a combustione con una PdC comporti un risparmio nel consumo di energia primaria. Come illustrato in precedenza, il valore di soglia del SCOP annuale è fissato a 2,3; dunque valori inferiori a questo non comportano dei vantaggi in termini di risparmio di energia primaria. Di seguito sono riportati gli andamenti degli SCOP annuali per i casi analizzati (figure 9, 10, 11 e 12).

Le prestazioni della PdC non sono ottimali per il caso V5_0 per MF e VS e V6_0 per VS. La temperatura annuale media più bassa comporta in generale prestazioni inferiori eccetto nel caso MF V5_0, per cui l'andamento è invertito a causa della grande taglia della PdC che determina un frequente lavoro a carico parziale per le località con temperature medie annuali più elevate. L'aumentare delle dimensioni dell'edificio rende lo SCOP quasi indipendente dalla classe di vetustà e in tutti i casi superiore alla soglia. In generale il rinnovo degli edifici migliora le prestazioni con maggiore incidenza per gli edifici MF e VS.

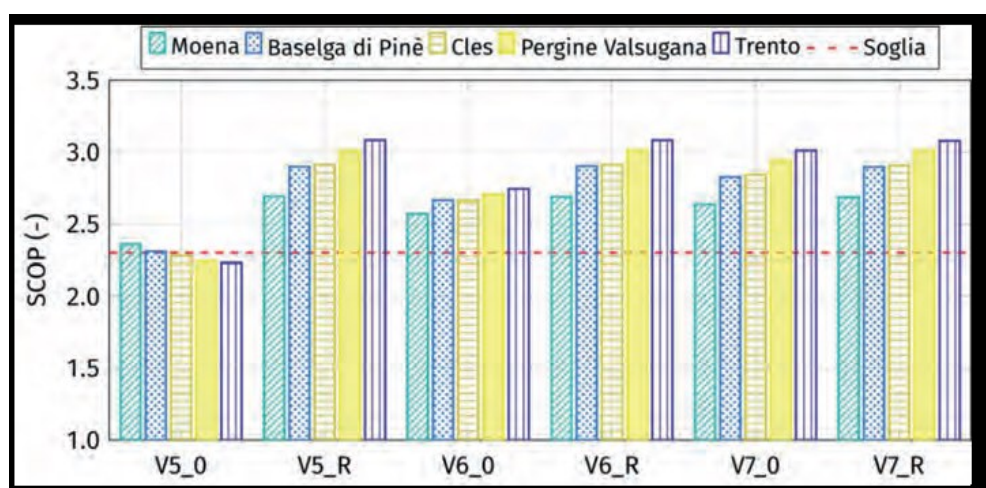


Figura 9. Seasonal COP per l'edificio monofamiliare (MF).

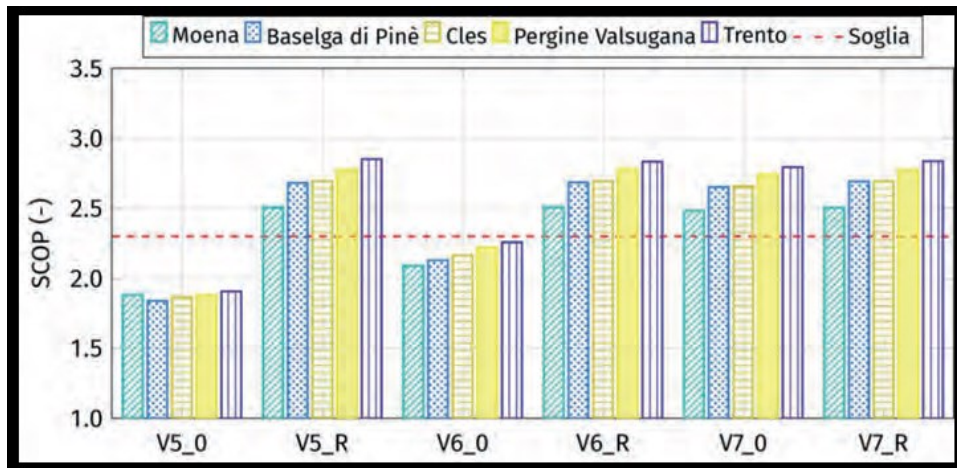


Figura 10. Seasonal COP per l'edificio villetta a schiera (VS).

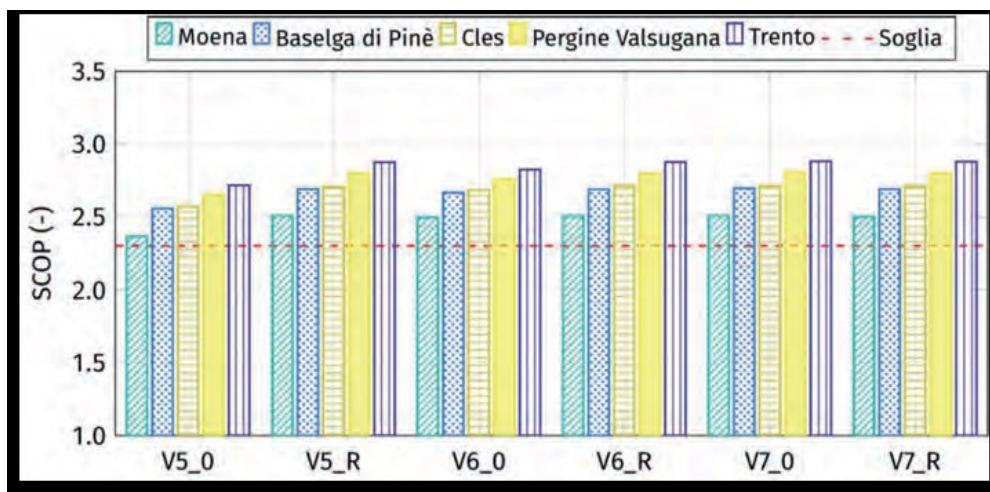


Figura 11. Seasonal COP per l'edificio medio condominio (MC).

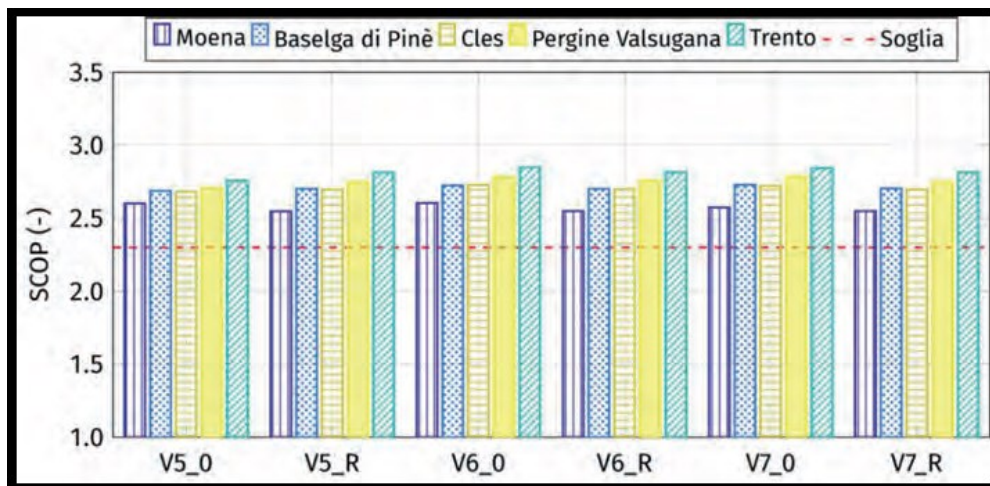


Figura 12. Seasonal COP per l'edificio grande condominio (GC).

2.1.6 Analisi dettagliata degli impianti con pompa di calore con gestione avanzata

Gli impianti a pompa di calore, dipendendo esclusivamente dall'energia elettrica, possono essere convenientemente accoppiati ad impianti fotovoltaici per la generazione in loco di energia da fonte rinnovabile. Nella sezione precedente si è visto come, grazie all'impianto fotovoltaico (PV), parte del fabbisogno di energia elettrica complessivo dell'impianto possa essere coperto dall'autogenerazione. Questa frazione può essere aumentata attuando delle strategie di controllo avanzate con lo scopo di massimizzare l'autoconsumo. Ciò è possibile sfruttando la regolazione della frequenza di alimentazione del compressore della PdC – e dunque variando la potenza elettrica assorbita da quest'ultimo – in maniera tale da sfruttare l'eccesso di produzione fotovoltaica.

Nello specifico, in questa analisi si è implementato un sistema di controllo di tipo "rule based" che, al verificarsi di determinate condizioni, interviene regolando la velocità di rotazione del compressore della pompa di calore (PdC) e quindi la potenza termica generata. In particolare, il controllo si attiva qualora la potenza elettrica generata dall'impianto fotovoltaico superi il fabbisogno elettrico istantaneo assorbito dalla PdC e dalle (eventuali) resistenze ausiliarie. Al verificarsi di tale condizione, il controllo aumenta la potenza termica generata (rispettando i vincoli di funzionamento), e di conseguenza l'assorbimento elettrico della PdC in modo da sfruttare tutta la produzione fotovoltaica disponibile. A tale scopo, vengono innalzati i setpoint di temperatura degli accumuli termici affinché sia possibile immagazzinare l'eccesso di produzione di energia termica. Si è data precedenza al surriscaldamento dell'accumulo per la produzione di acqua calda sanitaria (ACS) essendo la domanda di ACS presente in ogni periodo dell'anno. Pertanto, in tali condizioni, il setpoint dell'accumulo per l'ACS viene alzato da 50°C a 60°C e, nel caso in cui esso sia già carico, il controllo provvede ad aumentare il setpoint dell'accumulo destinato al riscaldamento caricandolo a 40°C.

L'innalzamento dei setpoint comporta l'aumento del consumo elettrico della PdC e un abbassamento delle prestazioni e, dunque, affinché il controllo sia efficace, è necessario che vi sia la possibilità di immagazzinare sufficiente energia termica in modo da ridurre il tempo di lavoro della PdC al di fuori delle ore di disponibilità di energia solare. Per questo motivo i volumi degli accumuli considerati nell'analisi sono stati aumentati del 50% e 100% rispettivamente per l'accumulo per ACS e riscaldamento.

L'analisi dettagliata è stata svolta per il caso monofamiliare (MF). La Figura 13 riporta l'andamento del fabbisogno elettrico dalla rete per tutti i casi con e senza il controllo per massimizzare l'autoconsumo. I casi con il controllo – linee tratteggiate – ottengono consumi più bassi con incidenza maggiore per gli edifici vetusti.

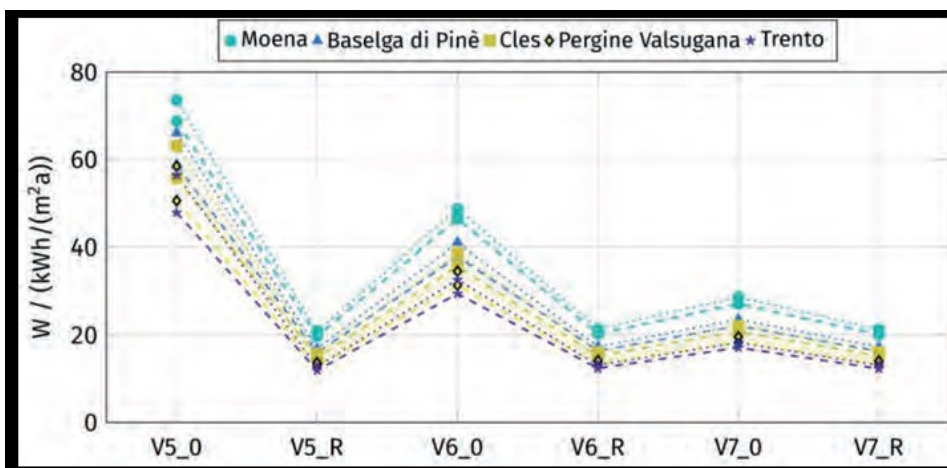


Figura 13. Fabbisogno di energia elettrica dalla rete per l'edificio monofamiliare (MF) in caso in cui il controllo avanzato è attivo (linea tratteggiata) e non.

In Figura 14 e Figura 15 sono mostrati gli andamenti per classe di vetustà e comune del "supply cover factor" (SCF) e "load cover factor" (LCF) annuali. Il primo è definito come il rapporto fra l'energia autoconsumata e l'energia autoprodotta e fornisce un'indicazione sull'effettivo sfruttamento della produzione di energia in loco. Il secondo fattore rappresenta la frazione del fabbisogno totale coperto dall'autoconsumo, ossia è il rapporto fra l'energia autoconsumata e il fabbisogno elettrico totale.

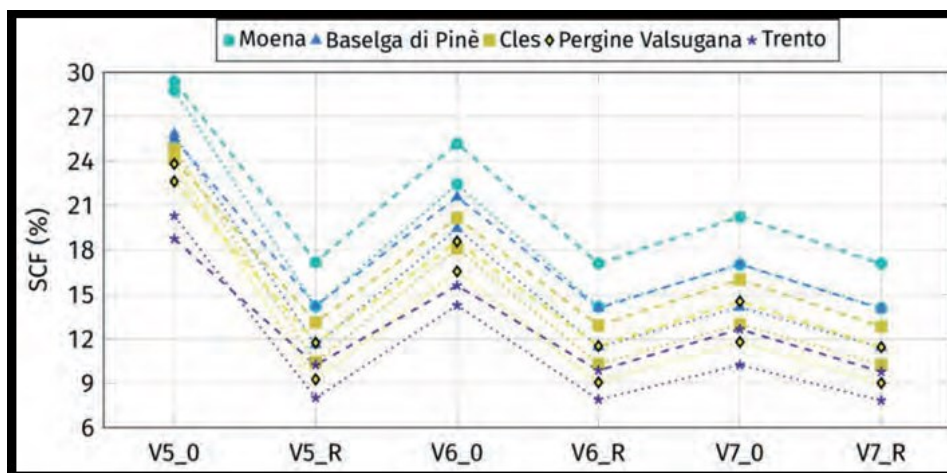


Figura 14. "Supply cover factor" (SCF) per l'edificio monofamiliare (MF) in caso in cui il controllo avanzato è attivo (linea tratteggiata) e non.

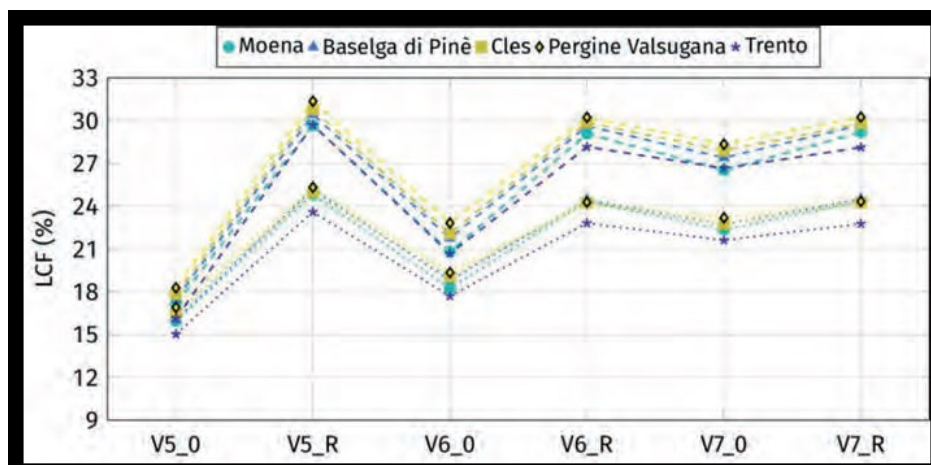


Figura 15. “Load cover factor” (LCF) per l’edificio monofamiliare (MF) in caso in cui il controllo avanzato è attivo (linea tratteggiata) e non.

Lo sfruttamento dell’energia autoprodotta, come atteso, aumenta per effetto dell’attivazione del controllo; tuttavia, esso decresce al crescere della qualità dell’involucro come conseguenza della riduzione del fabbisogno di energia mentre rimane costante la produzione dei PV. Allo stesso modo, il SCF è maggiore nelle località più fredde. Per quanto riguarda il LCF, la distinzione è più netta come si evince dalla Figura 15, con i casi dotati di controllo per l’autoconsumo che aumentano in media del 5% la copertura del fabbisogno totale con energia autoconsumata. I casi rinnovati, per effetto della riduzione del fabbisogno totale, presentano anch’essi LCF più elevati.

2.1.7 Conclusioni

In questo capitolo sono state analizzate le potenzialità di diffusione delle pompe di calore nel comparto residenziale provinciale.

In primis, si indaga quale sia la soglia limite dell’indice di prestazione stagionale per una pompa di calore utilizzata nel territorio provinciale, valutando lo SCOP delle taglie ottimali di pompa di calore al variare dell’altitudine del comune, sia nella configurazione di impianto autonomo sia in quella centralizzato. Ne risulta un valore pari a 2,3. Questo è stato ricavato considerando il SCOP al di sopra del quale la pompa di calore presenta un consumo di energia primaria inferiore a quello di una caldaia a condensazione con un rendimento medio stagionale del 100%.

Successivamente, considerando solo le condizioni di uso ottimale della tecnologia a pompa di calore, per le tre classi di vetustà degli edifici residenziali provinciali (V5 1976-1990; V6 1991-2005; V7 da 2005 in poi), si nota come la sostituzione del generatore con una pompa di calore aria-acqua sia di norma una soluzione che permette un significativo risparmio di energia primaria.

Tale sostituzione risulta tanto più vantaggiosa quanto il fabbisogno di energia per il riscaldamento risulta basso, e dunque presenta un miglior potenziale di applicazione in caso di installazione su immobili riqualificati.

Le simulazioni effettuate su cinque comuni rappresentativi evidenziano che l'alta temperatura di alimentazione dei terminali di emissione limita fortemente l'efficienza della pompa di calore in edifici costruiti tra il 1976 ed il 2005. Di contro, l'intervento combinato di sostituzione del generatore e contemporaneo efficientamento energetico dell'involucro edilizio, oppure costruzioni successive al 2005 (casi nei quali la temperatura nel sistema di distribuzione è inferiore) mostrano un sensibile miglioramento dell'indice di prestazione stagionale. Inoltre, nel caso di gestione avanzata vi è un aumento dello sfruttamento dell'energia autoprodotta dall'impianto fotovoltaico, seppur esso decresca al crescere della qualità dell'involucro come conseguenza della riduzione del fabbisogno di energia a parità di produzione.

2.2 Pianificazione estensione servizio distribuzione del gas naturale

Questo documento è finalizzato a tracciare la programmazione del servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio trentino su un orizzonte temporale di lungo periodo (50 anni).

Risulta ad oggi che 66 Comuni del territorio trentino (su un totale di 166) non sono serviti da un sistema a rete di distribuzione del gas naturale. Si tratta in particolar modo dell'area della Rendena e Giudicarie Esteriori e alta Val di Non e Val di Sole, nonché altri comuni sparsi nel territorio.

Tale scelta è effettuata, in primis, al fine di assicurare al territorio provinciale un sistema per l'approvvigionamento energetico a favore delle utenze finali sicuro e resiliente, ancorché di origine fossile.

In secundis, l'estensione prefigura la completa sostituzione delle attuali fonti, quali gasolio, GPL e BTZ, nonché impianti domestici tradizionali a biomassa legnosa, che risultano ancora impattanti sotto il profilo delle emissioni climalteranti ed inquinanti.

Inoltre, la pianificazione dell'estensione della rete ha considerato eventuali soluzioni alternative all'uso del gas naturale negli usi finali, come il teleriscaldamento a biomassa legnosa e le pompe di calore. Di conseguenza, tenendo conto dei sistemi di teleriscaldamento presenti, nonché delle aree potenzialmente interessate, tali soluzioni alternative sono oggetto di analisi puntuali, a discapito o in relazione con le previsioni di estensione della rete del gas naturale. I risultati ottenuti sono la base per questo capitolo.

Non va sottovalutato il fatto che l'applicazione della tecnologia delle pompe di calore per altitudini superiori ai 1000 metri sul livello del mare risulta limitatamente appropriata. Inoltre, l'utilizzo delle pompe di calore risulta più efficace in edifici nuovi o che hanno subito interventi di ristrutturazione profonda, ivi incluso il sistema di distribuzione.

Oltre a quanto sopra esposto, l'estensione della rete di distribuzione del gas metano non può prescindere da un profuso e significativo impegno verso una profonda riduzione dei consumi energetici del settore civile ed industriale attraverso azioni incisive di efficientamento degli stessi, sia grazie ad interventi sull'involucro, sia grazie all'installazione di nuove tecnologie per la produzione locale di rinnovabili e loro uso in autoconsumo, anche temporalmente differito.

Da ultimo, la posa di reti energetiche tecnologicamente evolute abilita la miscelazione del gas metano con fluidi prodotti da fonti rinnovabili locali come l'idrogeno verde, (affrontato in questo capitolo), ed il biometano, supportando la decarbonizzazione verso una sempre più ampia platea di utenti finali.

Quindi, in termini complessivi di bilancio delle emissioni climalteranti sia nel medio periodo di Piano 2021-2030, sia nel lungo periodo al 2050, sull'intero territorio provinciale l'estensione del servizio di distribuzione del gas metano si configura come uno scenario perseguibile solo a patto di considerarlo congiuntamente alle altre linee strategiche, alla riduzione dei consumi energetici e all'aumento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

Sui singoli territori si evidenzia che lo scenario è orientato a proporre soluzioni “su misura” in relazione alla sostenibilità ambientale dei sistemi energetici, alla disponibilità della materia prima locale a filiera corta, alla sostenibilità tecnica e tecnologica degli impianti - sia individuali sia collettivi, a quella economica, alle condizioni gestionali per gli operatori ma anche per i singoli utenti, alla sicurezza del servizio energetico offerto, nonché alla vocazione territoriale.

La distribuzione del gas naturale è l'attività che, attraverso un sistema integrato di infrastrutture o impianti a rete, assicura la consegna ai clienti finali del gas naturale prelevato, principalmente, dalla rete di trasporto. La titolarità all'esercizio delle funzioni amministrative inerenti al servizio di distribuzione del gas naturale è in capo ai Comuni. Nel passato in molti casi i Comuni trentini hanno affidato direttamente il servizio a gestori che in larga massima corrispondevano alle aziende municipalizzate appositamente costituite.

Con l'entrata in vigore del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 è stata avviata la liberalizzazione della filiera del gas naturale, ricomposta in un sistema a catena delle sue funzioni (lo stoccaggio, la rigassificazione, il trasporto, la distribuzione, la vendita), ciascuna delle quali svolta da soggetti diversi con autonomia e indipendenza di ruolo, tale da assicurare in continuità la fornitura del gas all'utenza finale. Il sistema di fatto è regolato sotto il profilo tariffario e di servizio dall'Autorità di regolazione per l'energia, le reti e l'ambiente (ARERA). La legge ha quindi stabilito che la distribuzione di gas naturale sia un'attività di servizio pubblico che va affidata, esclusivamente in concessione, ad operatori qualificati scelti con gara per periodi non superiori a 12 anni. Ciò ha fatto sì che anche le aziende municipali si trasformassero in società di capitali maggiormente strutturate per erogare il servizio.

Nel 2011, con il decreto legislativo n. 93 del 2011, è stato introdotto l'obbligo di costituire ambiti territoriali minimi (ATEM) all'interno dei quali i singoli comuni provvedono all'affidamento delle concessioni comunali ad un unico operatore, scelto mediante un'unica gara (gara d'ambito), il quale è chiamato ad operare sull'intero territorio d'ambito. Per il Trentino, l'ambito territoriale coincide, ai sensi dell'art. 34 della L.P. n. 20/1212, con l'intero territorio provinciale a cui è stato aggregato anche il Comune di Bagolino (BS). L'indizione di un'unica gara per affidare il servizio per conto dei comuni dell'ambito spetta alla stazione appaltante d'ambito, ruolo svolto dall'Agenzia provinciale per le risorse idriche e l'energia della Provincia autonoma di Trento in forza dell'art. 34 della L.P. n. 20/2012 e della deliberazione n. 832 del 26 maggio 2014. Il D.M. 12 novembre 2011, n. 226 ha approvato il cosiddetto “Regolamento Criteri”, che stabilisce i criteri con cui svolgere la gara per la selezione del soggetto a cui affidare il servizio per l'intero ambito. La stazione appaltante cura anche ogni rapporto con il gestore e svolge la funzione di controparte del contratto di servizio per delega dei Comuni concedenti; essa è coadiuvata, nella funzione di vigilanza e controllo, da un comitato di monitoraggio costituito dai rappresentanti dei Comuni concedenti appartenenti all'ambito, per un massimo di 15 membri.

2.2.1 Obiettivi specifici e assunzioni

Per quanto concerne la possibilità di estendere il servizio di distribuzione nei Comuni non metanizzati, è necessario verificare la disponibilità sia di estendere la capacità delle attuali reti di distribuzione sia, eventualmente, realizzare nuove reti di trasporto del gas naturale, ricercando - ove possibile - meccanismi di interconnessione con le attuali esistenti per creare un sistema sicuro ed efficiente posto a servizio dell'intero territorio provinciale.

Alla luce della già menzionata separazione funzionale della filiera del gas naturale, in termini di pianificazione, va svolta una funzione di raccordo tra le esigenze necessarie all'implementazione del servizio di distribuzione del gas naturale (che sarà messo in opera successivamente dal nuovo gestore d'ambito) e quelle del trasportatore del gas naturale. Ciò è già avvenuto mediante la presentazione, da parte della stazione appaltante, di osservazioni in sede di pubblica consultazione alle proposte dei piani di sviluppo decennali della rete di trasporto del gas. Analoga attenzione va posta in termini di interlocuzione dalla stazione appaltante con i soggetti deputati a sviluppare in processi decisionali le estensioni del servizio di trasporto (ARERA e Ministero per lo sviluppo economico - MISE).

Nell'ottica di un coordinamento funzionale tra trasporto e distribuzione, l'obiettivo della Provincia Autonoma di Trento è quello di riuscire a sviluppare una struttura di reti del gas interconnessa al fine di assicurare un sistema sicuro e resiliente per l'approvvigionamento del gas naturale a favore delle utenze finali in tutto il territorio provinciale. Sotto il profilo tecnico sarebbe preferibile che questo sistema venisse retto da un sistema di tubazioni "feeder" in alta pressione possibilmente interconnesse tra loro, in grado di alimentare i singoli impianti della distribuzione, le cui reti sono posate negli abitati vallivi a servizio dell'utenza. Questa tipologia di interconnessione è preferibile che venga attuata dalla rete di trasporto del gas, specie nel territorio occidentale del Trentino, poiché appare essere quella più idonea ad assicurare un maggior beneficio sia all'interno del territorio provinciale che all'esterno, in ragione della valenza interregionale che assumerebbe una dorsale tra il territorio lombardo e quello delle valli trentine. Anche in ottica di scenari futuri di approvvigionamento energetico, in linea con le prescrizioni per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione europee, nazionali e provinciali (art. 23 della legge provinciale n. 19/2013), pare ragionevole che l'infrastruttura del trasporto di gas si possa estendere anche nelle aree attualmente non metanizzate, per permettere l'implementazione di punti di immissione in rete di altri gas, quali ad esempio il biometano (gas naturale sintetico) e l'idrogeno verde, considerati vettori di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Conseguentemente, in via generale, la scelta di fondo che accompagna questo ciclo di pianificazione è quella di estendere il servizio nei Comuni che ne hanno dimostrato l'interesse, con riguardo sia a quelli completamente sprovvisti, sia a quelli dove il servizio è limitato ad una parte degli abitati. Ciò al fine di portare un beneficio all'utenza finale in ragione della possibilità di accedere a servizi di vendita più concorrenziali.

L'estensione sarà attuata dall'operatore, scelto con gara pubblica, al quale verrà affidato per 12 anni il servizio di distribuzione per l'intero ambito provinciale così come previsto dall'art. 39 della L.P. n. 20/2012; nell'ambito di tale servizio il gestore costruirà le nuove reti di distribuzione del gas, oltre a

gestire quelle esistenti nei comuni metanizzati, impiegando capitali propri la cui remunerazione sarà assicurata dal sistema tariffario regolato da parte di ARERA, secondo principi di perequazione per macro ambiti sovraregionali. In questo modo verrà meno l'esigenza di attingere a risorse a carico dei bilanci pubblici da destinare all'estensione del servizio.

2.2.2 Caratteristiche attuale rete del gas naturale e analisi delle criticità

Ad oggi, in Trentino sono pari a 100 i comuni dotati del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale tramite rete interconnessa al sistema nazionale di gasdotti. Altri 66 comuni sono sprovvisti del servizio: una parte importante di questa quota si trova nella parte occidentale del territorio provinciale. In molti casi questo è accaduto poiché non sono stati perseguiti i percorsi necessari per estendere le tubazioni del trasporto del gas naturale a supporto di singoli nuovi impianti della distribuzione. Per quest'ultimi, infatti, non sono stati rilasciati appositi titoli concessori per l'affidamento del servizio a causa di una precedente mancata chiarezza normativa. In altri casi sono state operate scelte diverse per l'approvvigionamento energetico da parte di ciascun Comune, principalmente volte alla ricerca di soluzioni a biomassa legnosa per la fornitura di energia. Parimenti non va dimenticato l'effetto indotto dalla mancata disponibilità di risorse pubbliche per concorrere al finanziamento della costruzione delle reti gas.

Secondo quanto riportato nella documentazione ad oggi disponibile ai fini della gara d'ambito e riferita alla data del 31.12.2017, la rete di distribuzione del gas costruita nei comuni trentini già metanizzati consta di 2.665 km di rete, composti da tubazioni esercite in alta pressione a 12 bar (3^a specie), in media pressione (4^a, 5^a e 6^a specie) e in bassa pressione fino a 40 millibar (7^a specie). I punti di riconsegna (pdr), e quindi gli utenti finali, assommano a n. 188.843. Nel territorio interessato dal servizio, il valore mediano del rapporto tra abitanti e pdr è 2,78 mentre il valore mediano del rapporto tra famiglie e pdr è 1,19. Il valore mediano del rapporto tra numero di utenti (pdr) per ogni km di rete costruita è di 40,02 [pdr/km] mentre il valore mediano del rapporto tra lunghezza della rete esistente rispetto al numero di pdr è di 24,70 [m/ pdr]. Il gas consumato dalle utenze finali servite dalla rete di distribuzione è pari a 1'758 Smc/anno (anno 2017).

Il territorio trentino è interessato anche da 290 km di tubazioni (feeder) appartenenti alla rete di trasporto, delle quali 251 km di proprietà della Società nazionale metanodotti - SNAM s.p.a. (classificate nelle reti di trasporto nazionale e regionale, esercite con pressioni in 1^a e 2^a specie) e 39 km di proprietà di Retragas s.r.l. (classificate nelle rete regionale ed esercite in 3^a specie) che alimentano, mediante punti di consegna organizzati in cabine REMI, singoli impianti della distribuzione del gas. In questo modo il gas naturale è completamente importato tramite le reti di trasporto che si sviluppano dai territori di pianura. Solo nel 2021 è stato messo in esercizio un punto di immissione nella rete di SNAM di biometano prodotto dalla digestione anaerobica dell'impianto di Cadino che tratta la frazione organica dei rifiuti solidi.

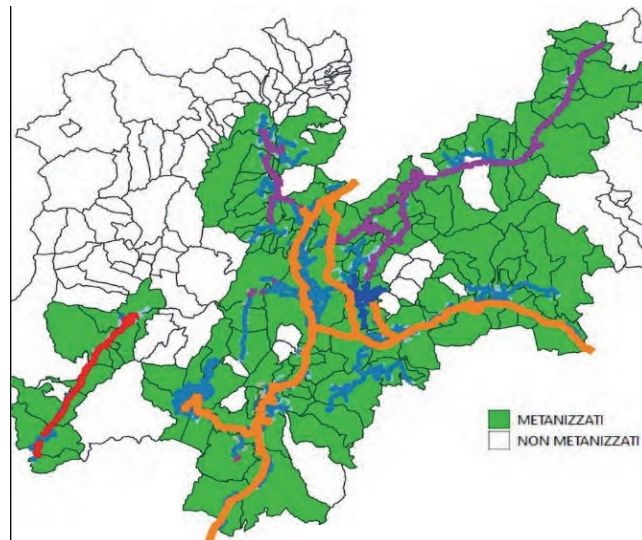


Figura 16. Comuni dotati di servizio pubblico di distribuzione del gas naturale con riferimento all'anno 2020. (In rosso/arancione è segnata la rete di trasporto, in magenta la rete della distribuzione esercita in 3^a specie

Con riferimento alla rete esistente sul territorio provinciale, occorre segnalare quanto segue.

In linea generale questi ultimi impianti sono di recente realizzazione, presentando una vita media stimata in 35 anni, rispetto ad una vita tecnica di 60 anni. La rete in alta e media pressione risulta costruita in acciaio, dotata di protezione catodica, mentre la rete in bassa pressione è in acciaio e solo in minima parte, in materiale plastico. In via generale, ciò evidenzia come la rete non abbia necessità di interventi sostitutivi nel corso del periodo di validità della prossima concessione d'ambito.

Si presentano elementi di inadeguatezza relativamente all'impianto di distribuzione a cui sono sottesi i Comuni della Val di Cembra, Val di Fiemme e Fassa, alimentato ad oggi con una sola cabina REMI sulla rete SNAM presso Civezzano, dove si evidenzia un'insufficiente disponibilità della portata erogata dalla cabina.

Va segnalato, inoltre, che gli impianti di distribuzione del gas nella zona dell'Alto Garda (nei comuni di Arco, Riva del Garda, Tenno, Dro e Torbole), territorio molto urbanizzato e a vocazione turistica e produttiva, presentano un limite alla loro espansione in ragione dell'attuale limite alla capacità di prelievo di gas dalle cabine REMI site nei comuni di Riva e Arco (13'000 Smc/h complessivi). La rete di distribuzione del gas presente in tali territori è retta di fatto solamente da una tubazione regionale del trasporto SNAM, sviluppata ad antenna con stacco dalla tubazione di trasporto nazionale SNAM, presso l'abitato di Mori.

Si rileva invece come, nel territorio delle Giudicarie, siano stati superati i limiti legati alla capacità di trasporto del feeder di Retragas, poiché, grazie alla realizzazione nel 2019 del bypass dell'abitato di Pieve di Bono, la pressione di esercizio è stata elevata a 12 bar. Ciò consente di poter estendere nel territorio giudicariense la rete di trasporto, grazie alla quale sarà possibile alimentare nuovi impianti di distribuzione da realizzare nel territorio della Val Rendena e in quello delle Giudicarie Esteriori. In questo modo, la rete di trasporto che sale dal territorio bresciano potrebbe essere estesa fino alla Val di Sole, per poi interconnettersi con le tubazioni esistenti a Cles, le quali sono alimentate dalla rete

SNAM a Mezzolombardo, chiudendo così un primo anello di interconnessione; inoltre la stessa rete di trasporto potrebbe essere estesa fino alla zona dell'Alto Garda e/o verso Trento, attraverso il territorio delle Giudicarie Esteriori, in un ulteriore anello di interconnessione.

2.2.3 Identificazione della potenziale estensione rete distribuzione del gas naturale

Secondo il percorso condiviso per addivenire all'intesa con il Consiglio delle autonomie locali, già prevista nel Piano energetico 2013-2020, in ordine all'estensione della distribuzione del gas naturale, lo sviluppo della pianificazione di tale servizio è stata rivolta ai territori i cui Comuni hanno espresso un interesse nell'estensione del servizio.

Con riferimento ai Comuni privi del servizio, le aree del Trentino occidentale che hanno espresso il predetto interesse sono:

- la Val Rendena (Porte Rendena, Pelugo, Spiazzo, Bocenago, Caderzone Terme, Carisolo, Giustino, Massimeno, Strembo, Pinzolo), dove sono ubicati 16.090 abitazioni e 4.827 edifici e risiedono circa 4'500 nuclei familiari - 3.800 pdr;
- le Giudicarie Esteriori (Bleggio Superiore, Comano Terme, San Lorenzo Dorsino, Stenico, Fivavé), dove sono ubicati 6880 abitazioni e 3434 edifici e risiedono circa 3'470 nuclei familiari – 2.700 pdr;
- la Val di Sole (Caldes, Cavizzana, Commezzadura, Croviana, Dimaro Folgarida, Malé, Mezzana, Ossana, Peio, Pellizzano, Rabbi, Terzolas, Vermiglio), dove sono ubicati 17607 abitazioni, 6028 edifici e risiedono circa 6'560 nuclei familiari – 4.800 pdr;
- la terza sponda della VI di Non (Cis, Livo, Bresimo, Novella), dove sono ubicati 3064 abitazioni e 1919 edifici e risiedono circa 2.000 nuclei famigliari - 1'500 pdr.

Il medesimo interesse è stato espresso dai Comuni di Cimone e Garniga nel territorio della Valle dell'Adige (circa 490 nuclei familiari - 410 pdr), dai Comuni di Canazei e Cavalese (per la frazione di Masi) nei territori di Fiemme e Fassa per circa 1'100 nuclei familiari - 850 pdr, dai Comuni di Ronchi Valsugana e S. Orsola Terme in Valsugana per circa 660 nuclei familiari - 550 pdr, nonché dai Comuni di Molveno (circa 520 nuclei familiari - 440 pdr) , Castel Condino (circa 120 nuclei famigliari - 100 pdr), Drena (circa 260 nuclei familiari - 220 pdr) , Sfruz (circa 160 nuclei familiari - 130 pdr).

Inoltre alcuni Comuni, per i quali è in atto un servizio per la distribuzione e la vendita di gas diversi mediante reti in isola alimentate a GPL, hanno espresso l'esigenza di interconnessione al sistema delle reti del gas naturale per accedere ai servizi di vendita: è il caso dei Comuni di Ronzo Chienis (400 utenti GPL esistenti) e Ton (previsione di 450 pdr rispetto agli attuali 330 utenti GPL esistenti) dove le vigenti concessioni sono di prossima scadenza. Il Comune di Molveno ha chiesto di valutare l'opportunità che il servizio di distribuzione, sviluppato oggi in forma di somministrazione privata di gas naturale rigassificato in loco e distribuito mediante rete privata, possa essere riqualificato in un servizio pubblico di distribuzione del gas, anche tramite interconnessione al sistema di reti gas. Analoga valutazione

tecnica va fatta per il Comune di Comano Terme dove, tuttavia, è in essere una concessione di fornitura del gas naturale rigassificato in loco negli abitati di Ponte Arche e Cares.

Il numero di pdr potenziali sopra indicato è stato stimato, territorio per territorio, sulla base di una densità di allacciamento di utenza, declinata rispetto al numero di famiglie residenti, ritenuta verosimile a quella attualmente presente in analoghi territori già dotati del servizio. La stima tiene conto dell'analogia di caratteristiche sociali, economiche e orografiche dei territori vallivi. In tal senso, i valori parametrici dei pdr potenziali impiegati nell'analisi sui territori aggregati per vallata sono rappresentati nella tabella seguente.

Zona non metanizzata interessata	Area già metanizzata di confronto	Abitanti residenti/pdr	Famiglie residenti/pdr	pdr/abitazione	pdr/edifici tot
Val di Sole	Val di Fiemme/Fassa	3.26	1.37	0.37	1.11
Val di Non (3 ^a sponda)	Val di Non	3.07	1.29	0.65	0.98
Val Rendena	Atem Trento	2.78	1.19	0.65	1.12
Giudicarie Est.	Val di Non	3.07	1.29	0.65	0.98

Tabella 3. Indici della rete gas potenziale per diverse località

La scelta di esplicitare i pdr in termini di utenza residenziale sembra essere quella maggiormente realistica nel caso di servizio di distribuzione del gas, in quanto la propensione principale ad accedere al servizio è rappresentata dalla popolazione ivi residente.

Tuttavia, non va dimenticata l'appetibilità del servizio ai numerosi proprietari delle seconde case in territori a forte vocazione turistica, dove è consistente la presenza di abitazioni (prime e seconde case). Qualora si volesse considerare l'incidenza delle seconde case è possibile stimare un numero di pdr potenziali maggiore nei vari territori. La tabella sopra indicata riporta pertanto sia il rapporto tra pdr attivi ed edifici complessivi (sia residenziali che non) che quello tra il numero di pdr attivi e numero di abitazioni (sia residenti che non) sulla base di censimenti 2011 (dato ISPAT); la rappresentatività dell'indice riferito ad edifici e abitazioni è stata considerata mediante il percentile al 60%.

Con riferimento ai Comuni in cui già vige il servizio pubblico di distribuzione (i cosiddetti comuni metanizzati), la possibilità di estendere la rete gas a servizio di nuove utenze è rivolta principalmente a centri abitati secondari rispetto all'abitato principale del Comune. In tali Comuni si rileva come vi sia la possibilità di realizzare estensioni prima della gara d'ambito, come lavori in corso (LIC) da parte dei gestori in essere. Ampliamenti della rete che non saranno soddisfatti dagli attuali gestori potranno essere valutati in sede di gara d'ambito.

In termini di pianificazione è verosimile stimare che la possibilità di estendere la rete gas per il servizio di nuove utenze finali, sia nei Comuni non metanizzati che in quelli metanizzati del Trentino, interessi un fabbisogno di calore complessivo pari a 233 GWh, di cui 175 GWh in sostituzione di gasolio e 58 GWh in sostituzione di GPL. I potenziali nuovi consumi e i nuovi utenti, suddivisi in ciascuna categoria di Comuni che hanno espresso un interesse nell'estensione del servizio, sono riportati nella Tabella 4 che riporta le caratteristiche degli scenari di estensione della rete gas, secondo indicazioni stimate preliminarmente da APRIE in ragione delle richieste pervenute dai Comuni.

Tipologia	PDR		Fabbisogno di Calore (TWh)			Ipotesi nuova rete (km)
	Potenziali	Attesi	Gasolio	GPL	TOT	TOT
Comuni metanizzati	5.927	3.220	0,036	0,025	0,061	213
Comuni non metanizzati	16.698	8.107	0,140	0,032	0,172	459
TOT	22.625	11.327	0,175	0,058	0,233	672

Tabella 4. Scenari estensione rete gas

Le risultanti delle previsioni circa la possibilità di realizzare nuove reti di distribuzione del gas nei Comuni non metanizzati, da declinare nell'ambito delle previsioni della Gara per l'assegnazione del servizio nell'ambito unico provinciale, saranno definite in una specifica intesa tra la Provincia, in qualità di Stazione Appaltante, e il Consiglio delle autonomie locali.

2.2.4 Metodo e analisi svolte ai fini pianificatori del servizio di distribuzione

Ai fini dell'analisi dei potenziali di pianificazione dell'ampliamento rete distribuzione gas naturale, per valutare la fattibilità di estendere il servizio di distribuzione del gas naturale nei predetti territori si è operato valutando tre pilastri di riferimento:

1. l'analisi di compatibilità del potenziale consumo di gas naturale e numero di utenti potenzialmente interessati dal servizio, con gli obiettivi di decarbonizzazione, al 2030 e al 2050, in base alla vigente legge provinciale n. 17/2013;
2. l'analisi dei potenziali utenti finali servibili con il potenziamento delle esistenti reti di teleriscaldamento a biomassa prefiggendosi l'obiettivo di privilegiare il servizio dispensato da tali reti rispetto ad implementare soluzioni che prevedono la costruzione di nuove reti per la fornitura di gas naturale, questo anche ai fini di rispettare le indicazioni di cui all'art. 9, comma 3 del D.M. n. 226/2011;

3. l'analisi delle condizioni di fattibilità tecnico-economica per l'estensione del servizio di distribuzione, tenuto conto delle regole dettate dall'ARERA per l'ammissibilità degli investimenti per la costruzione e la gestione delle nuove reti sia di distribuzione che di trasporto del gas. L'analisi tiene conto della proposta di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale nel territorio occidentale del Trentino, indicata nei Piani di sviluppo decennali della rete di trasporto, benché la loro approvazione non sia ancora avvenuta.

2.2.5 Il primo pilastro: gli scenari di compatibilità tra potenziale ampliamento della rete di distribuzione del gas naturale e obiettivi provinciali di decarbonizzazione

In questo capitolo è presentato quanto è stato analizzato da FBK in termini di aspettativa della modifica del mix di approvvigionamento energetico del Trentino verso la fine del decennio di competenza 2021-2030, anche in maniera sostanziale, con l'ampliamento del servizio del gas metano, compatibilmente con gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030 ed al 2050. Questa analisi rappresenta quindi la base conoscitiva necessaria per definire i termini pianificatori e di mitigazione delle emissioni climalteranti dell'estensione della rete del gas naturale, con il potenziale ampliamento del consumo e del numero di utenti. Essa, di fatto, ha considerato, sebbene con tempistiche differenti, l'ipotesi prevalente di penetrazione del gas naturale all'interno del territorio trentino nelle zone attualmente non metanizzate; questa scelta ha alla base una stretta integrazione con l'attuale utilizzo e ulteriore valorizzazione della biomassa legnosa trentina negli impianti di teleriscaldamento (TLR) in luogo di nuove reti di distribuzione del gas. Inoltre, il potenziale di produzione di biogas e raffinazione in CH₄ è considerato, oltre a verifiche di potenziale sfruttamento dell'idrogeno in miscelazione al gas metano, al fine di decarbonizzare lo stesso carburante.

Questi scenari sono stati sviluppati mediante l'analisi modellistica con lo strumento EnergyPLAN.

Ai fini della valutazione della compatibilità tra potenziale ampliamento della rete di distribuzione del gas naturale e gli obiettivi di decarbonizzazione, si considerano scenari aventi le seguenti ipotesi di base:

- gli scenari dinamici-integrati-ottimizzati e gli obiettivi generali di decarbonizzazione; nello specifico si considera lo scenario cosiddetto LC+, cioè corrispondente agli obiettivi ad oggi presenti nella legge provinciale n.19/2013;
- valorizzazione energetica della biomassa legnosa in quelle aree dove sono già presenti centrali di teleriscaldamento, saturando la capacità produttiva delle centrali e completando l'estensione delle reti di teleriscaldamento;
- eliminazione, ove sarà disponibile il gas naturale, dei prodotti petroliferi per riscaldamento come gasolio e GPL;
- congruo utilizzo di tecnologie di condizionamento invernale ed estivo, come le pompe di calore;

- la possibilità di estendere la rete del gas naturale della Baseline 2016 con potenziali nuove utenze e nuovi potenziali consumi sia in aree già metanizzate sia in aree non metanizzate;
- la possibilità di produrre idrogeno da elettrolisi nel territorio trentino, integrarlo nella rete gas e soddisfare parte del fabbisogno di calore provinciale, come modalità alternativa alle pompe di calore, grazie alla diretta decarbonizzazione del metano.

Gli scenari di integrazione dell'idrogeno nella rete gas sono stati valutati secondo due traiettorie:

traiettoria H2:

- i. estensione della rete gas con nuove utenze metanizzate in sostituzione delle pompe di calore;
- ii. ruolo dell'idrogeno per mantenere gli obiettivi di decarbonizzazione.

traiettoria H2+:

- i. estensione della rete gas con nuove utenze metanizzate in sostituzione delle pompe di calore;
- ii. ulteriore metanizzazione del 8-15% del fabbisogno di calore provinciale coperto da pompe di calore;
- iii. ruolo dell'idrogeno per mantenere gli obiettivi di decarbonizzazione.

La tabella seguente ripercorre i passaggi metodologici ed i risultati ottenuti, che sono sommariamente esposti in seguito.

Innanzitutto, si è valutata una riduzione del fabbisogno termico coperto dalle pompe di calore, nella traiettoria H₂ a fronte dell'estensione della rete gas, nella traiettoria H2+ aggiungendo un'ulteriore riduzione con una percentuale compresa tra il -8 e il -15%.

Il fabbisogno termico "sottratto" alle pompe di calore è stato assegnato quindi alle caldaie a gas. Questo, come diretto effetto, determina in EnergyPLAN un aumento delle emissioni di CO₂ ed un mancato rispetto degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 ed al 2050. In considerazione di quanto sopra, si è quindi dovuta rivedere la composizione del fabbisogno termico coperto da caldaie a gas, come mix tra fabbisogno termico coperto da gas naturale e da idrogeno in miscelazione. Mediante il modello EnergyPLAN è stato valutato l'esatto mix, con il necessario quantitativo minimo di fabbisogno termico coperto da idrogeno.

Nel successivo passaggio metodologico è stato verificato il rispetto del fabbisogno termico coperto dalle tre tecnologie in esame - pompe di calore, caldaie a gas contributo gas naturale e caldaie a gas contributo idrogeno - che deve rimanere invariato anche a valle di passaggi da una tecnologia all'altra. Per la produzione dell'idrogeno necessario alla miscelazione in rete gas è stata, innanzitutto, calcolata la dimensione dello storage giornaliero, dividendo il fabbisogno termico coperto dall'idrogeno per 366 giorni. Tra gli output dell'analisi EnergyPLAN è stata calcolata la potenza necessaria agli elettrolizzatori, secondo l'ipotesi di produzione interamente nel territorio trentino, il fabbisogno di gas naturale ed il fabbisogno di idrogeno.

Calcolando il fabbisogno complessivo di gas come somma di gas naturale e idrogeno e dividendolo per il fabbisogno unitario medio di un punto di riconsegna (PDR) è stato calcolato il numero di PDR assoggettabili alla rete gas. Allo stesso tempo, calcolando il rapporto tra fabbisogno di idrogeno e fabbisogno complessivo gas è stata calcolata la % in volume di idrogeno da miscelare nella rete gas.

Metodologia		Parametri	2016	2030					2050			
			BASE	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	
[1]	Riduzione PdC per estensione rete gas (e per -8/-15% PdC)	PdC Heat (TWh)	0.283	0.282	1.862	1.638	1.474	0.269	3.997	3.797	3.493	
[2]	Aumento gas e parziale sostituzione con H2 (EnergyPLAN)	Boil Gas Heat (TWh)	3.434	3.427	2.181	2.173	2.063	3.269	0.147	0.138	0.104	
[3]	Aumento gas e parziale sostituzione con H2 (EnergyPLAN)	Boil H2 Heat (TWh)	0.00	0.00	0.00	0.241	0.516	0.00	0.00	0.207	0.545	
[4]	Verifica totale PdC+B_Gas+B_H2 Heat	PdC+B_Gas+B_H2 Heat (TWh)	3.717	3.709	4.043	4.052	4.052	3.538	4.144	4.143	4.143	
[5]	Calcolo storage H2 giornaliero	H2 storage (H2) (GWh)	0.00	0.00	0.00	0.660	1.409	0.00	0.00	0.566	1.490	
[6]	Potenza necessaria elettrolizzatori (EnergyPLAN)	H2 electrolyser (MW)	0	0	0	142	303	0	0	115	303	
[7]	Fabbisogno gas (EnergyPLAN)	TOT Gas (TWh)	6.66	6.30	5.17	5.15	5.01	5.84	1.36	1.35	1.32	
[8]	Fabbisogno H2 (EnergyPLAN)	TOT H2 (TWh)	0.0	0.0	0.0	0.25	0.53	0.0	0.0	0.21	0.56	
[9]	Fabbisogno gas+H2	TOT Gas+H2 (TWh)	6.66	6.30	5.17	5.40	5.54	5.84	1.36	1.56	1.88	
[10]	Calcolo PDR (consid. valore medio unitario)	PDR (x 1000)	395	374	318	332	341	363	93	107	129	
[11]	Calcolo % volume di H2	% H2	0.00	0.00	0.00	4.63	9.57	0.00	0.00	13.46	29.79	

Tabella 5. Scenari di integrazione idrogeno nella rete gas: metodologia e risultati.

In base alle conoscenze odierne, riferendosi all'intera catena dell'infrastruttura energetica, dal trasporto agli utilizzi finali, i limiti ammissibili del quantitativo di idrogeno in miscela al gas naturale differiscono tra loro a seconda del componente dell'infrastruttura considerato, così come le tecnologie

e le norme. Sulla base di un'estesa disamina della letteratura, a cui si rimanda per approfondimenti, di cui si cita *Marcogaz (2018)*, in Figura 17, si considera come basso blending una percentuale $\leq 10\%$ in volume, dove non sono attese modifiche infrastrutturali rilevanti, e come alto blending una percentuale compresa tra il 10% e il 30% in volume, dove sono attese modifiche infrastrutturali rilevanti, come da letteratura.

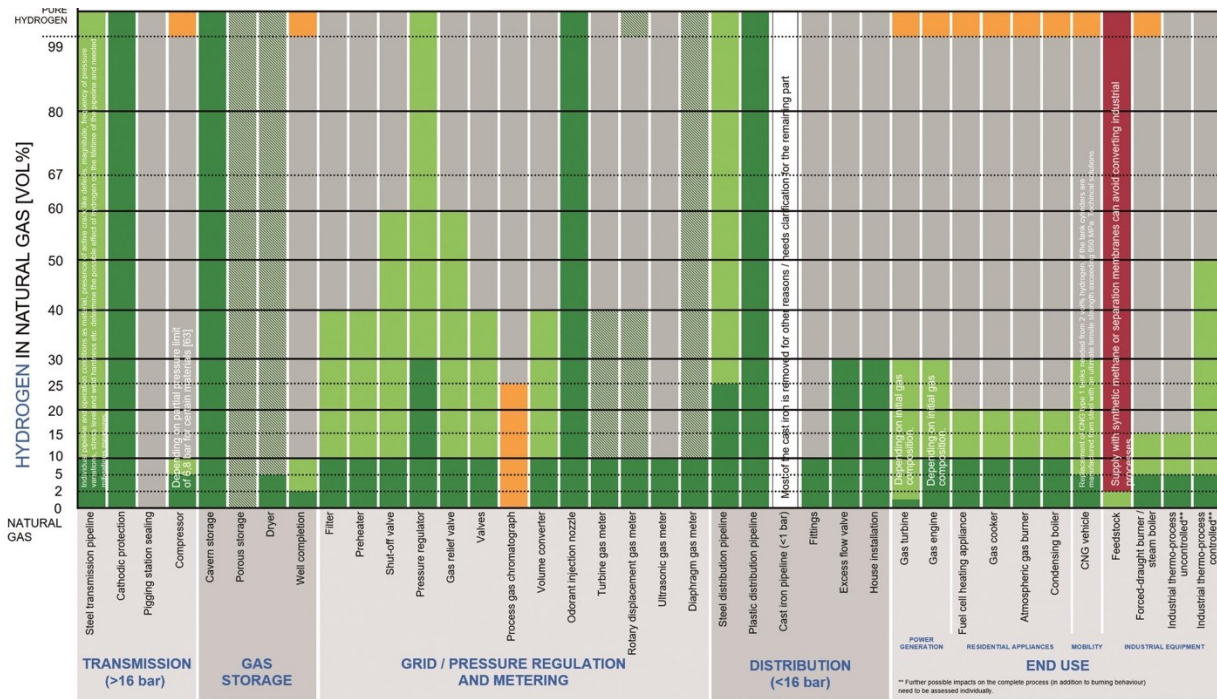


Figura 17. Panoramica di compatibilità all'iniezione di idrogeno delle varie componenti della filiera del gas naturale, dal trasporto e distribuzione all'utilizzo finale.

In termini complessivi si può affermare che, in entrambe le traiettorie modellizzate al 2030, si riscontra una bassa percentuale di idrogeno per miscelazione, mentre al 2050 si riscontra una più alta percentuale.

Nel processo di decarbonizzazione (al 2030 e al 2050), le traiettorie H2 e H2+, mediante blending di idrogeno, permettono quindi di mantenere un numero maggiore di utenze (pdr) collegate alla rete gas rispetto al solo gas naturale.

2.2.6 Fabbisogno di calore

Nella tabella che segue è illustrato il fabbisogno termico delle traiettorie H2 e H2+, caratterizzato dall'introduzione dell'idrogeno presente in forma di blending nella rete gas. Emergono le seguenti osservazioni:

- Nella traiettoria H2, al 2030 e al 2050 l'idrogeno copre il 3% del fabbisogno di calore in LC+.
- Nella traiettoria H2+, al 2030 l'idrogeno copre il 7% in LC+. Al 2050 l'idrogeno copre il 9% in LC+.

TWh/anno	2016	2030				2050			
	BASELINE	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
Efficienza Energetica dell'involucro edilizio	0,94	1,04	1,31	1,31	1,31	1,14	1,70	1,70	1,70
Fabbisogno di calore	7,24	7,22	6,97	6,98	6,89	6,22	6,22	6,22	6,22
Solare termico	0,15	0,15	0,24	0,24	0,24	0,14	0,36	0,36	0,36
Pompa di calore	0,28	0,28	1,86	1,64	1,47	0,27	4,00	3,80	3,49
Biogas th	0,02	0,02	0,04	0,04	0,04	0,02	0,04	0,04	0,04
CHP/Indiv gas th	1,09	1,09	1,25	1,25	1,25	1,04	0,47	0,47	0,47
Boiler/Indiv. gasolio	0,68	0,68	0,03	0,03	0,03	0,65	0,00	0,00	0,00
Boiler/Indiv. GPL	0,18	0,17	0,01	0,01	0,01	0,17	0,00	0,00	0,00
Boiler/Indiv. gas	3,43	3,43	2,18	2,17	2,06	3,27	0,15	0,14	0,10
Boiler/Indiv. H2	0,00	0,00	0,00	0,24	0,52	0,00	0,00	0,21	0,55
Boiler/Indiv.biomassa	1,17	1,17	1,13	1,13	1,13	1,12	1,01	1,01	1,01
CHP/DH biomassa th	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06
CHP/DH gas th	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09
Boiler/DH biomassa	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Boiler/DH gas	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
Boiler/DH gasolio	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003

Tabella 6. Scenari di integrazione idrogeno nella rete gas PAT: fabbisogno di calore (TWh/anno)

2.2.7 Fabbisogno di idrogeno

In Tabella 7 è illustrato il fabbisogno complessivo di idrogeno per il settore termico e per il settore dei trasporti delle traiettorie H2 e H2+. La mobilità a idrogeno, assente nella Baseline 2016, è prevista su base sperimentale al 2030, in piccole “captive fleets”, allo 0.6% in LC+ del fabbisogno energetico per i trasporti, per poi trovare un ampio mercato al 2050 e raggiungere una quota importante al 27% in LC+ del fabbisogno energetico per i trasporti. Al 2030, nelle traiettorie H2 e H2+, è quindi prevalente il fabbisogno di idrogeno per il settore termico, con un massimo di 0.52 TWh/anno in LC+_H2+ (nello stesso scenario il fabbisogno di idrogeno per il settore trasporti è pari a 0.02 TWh/anno). Al 2050, nelle traiettorie H2 e H2+, i fabbisogni di idrogeno per termico e trasporti sono entrambi significativi, in particolare in H2 prevale il fabbisogno per trasporti mentre in H2+ prevale il fabbisogno per termico.

TWh/anno	2016	2030				2050			
	BASE	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+	REF	LC+	LC+_H2	LC+_H2+
Boiler/indiv H ₂	0.00	0.00	0.00	0.24	0.52	0.00	0.00	0.21	0.55
Trasporti H ₂	0.00	0.00	0.02	0.02	0.02	0.00	0.45	0.45	0.45
Totale H ₂	0.00	0.00	0.02	0.26	0.54	0.00	0.45	0.66	1.00

Tabella 7. Fabbisogno complessivo di idrogeno per settore termico e per settore trasporti.

2.3 Metanizzazione delle aree occidentali del Trentino

Ad oggi, una parte importante del territorio occidentale della Provincia è ancora sprovvista del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale attuato tramite rete interconnessa al sistema nazionale di gasdotti. Altri comuni, specie nella parte orientale, sono sprovvisti del servizio per aver operato scelte diverse per l'approvvigionamento energetico ovvero a causa dell'impossibilità (data dalla normativa) di affidare il servizio ad un gestore qualificato.

In via generale, la scelta di fondo che accompagna questo ciclo di pianificazione è quella di tracciare la programmazione del servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio trentino su un orizzonte temporale di lungo periodo (50 anni). Tale scelta è effettuata, in primis, al fine di assicurare un sistema sicuro e resiliente per l'approvvigionamento della fonte energetica, benché di origine fossile, a favore delle utenze finali in tutto il territorio provinciale. Infatti, l'estensione del servizio gas a rete va inquadrata come una possibilità di aumentare i servizi pubblici organizzati per gli utenti nelle vallate del territorio e darà la possibilità agli utenti di accedere ad un mercato dei servizi di vendita più concorrenziale per l'approvvigionamento di energia. In secondo luogo, l'estensione prefigura la completa sostituzione delle attuali fonti, quali gasolio, GPL e BTZ, che risultano ancora impattanti sotto il profilo delle emissioni climalteranti ed inquinanti.

Inoltre, l'estensione della rete di distribuzione del gas metano non esclude l'impegno verso una drastica riduzione dei consumi energetici del settore civile ed industriale attraverso azioni incisive di efficientamento degli stessi.

Da ultimo, la posa di reti energetiche tecnologicamente evolute permetterà la miscelazione del gas metano con fluidi prodotti da fonti rinnovabili come l'idrogeno verde ed il biometano, supportando la decarbonizzazione verso una sempre più ampia platea di utenti finali.

L'estensione sarà attuata dall'operatore, scelto con gara pubblica, al quale verrà affidato il servizio di distribuzione per l'intero ambito provinciale, con durata di 12 anni, così come previsto dall'art. 39 della L.P. n. 20/2012, che costruirà le nuove rete di distribuzione del gas, oltre a gestire quelle esistenti nei comuni metanizzati, impiegando capitali propri la cui remunerazione sarà assicurata dal sistema tariffario nazionale.

Le aree del trentino occidentale che hanno espresso un interesse nell'estensione del servizio di distribuzione del gas sono:

- Val Rendena (Porte Rendena, Pelugo, Spiazzo, Bocenago, Caderzone Terme, Carisolo, Giustino, Massimeno, Strembo, Pinzolo), per circa complessivi 3800 pdr potenziali;
- Giudicarie Esteriori (Bleggio Superiore, Comano Terme, San Lorenzo Dorsino, Stenico, Fiavé), per circa complessivi 2600 pdr potenziali;
- Val di Sole (Caldes, Cavizzana, Commezzadura, Croviana, Dimaro Folgarida, Malé, Mezzana, Ossana, Peio, Pellizzano, Rabbi, Terzolas, Vermiglio), per circa 4800 pdr potenziali;
- la terza sponda della Val di Non (Cis, Livo, Bresimo, Novella), per circa 1500 pdr potenziali.

Il medesimo interesse è stato espresso dai Comuni di Molveno, Castel Condino, Canazei, Cavalese (frazione Masi), Cimone, Garniga, Drena, Ronchi Valsugana, S. Orsola Terme, Sfruz, che interessano circa altri 2800 punti di riconsegna (pdr). Inoltre alcuni comuni, per i quali è in atto un servizio per la distribuzione e la vendita di gas mediante reti in isola alimentate a GNL o GPL, hanno espresso l'esigenza di interconnessione al sistema delle reti del gas naturale.

Per valutare la fattibilità di estendere il servizio di distribuzione del gas naturale in tali realtà si è operato valutando tre aspetti essenziali:

1. l'analisi di compatibilità del potenziale consumo di gas naturale e numero di utenti potenzialmente interessati dal servizio, con gli obiettivi di decarbonizzazione, al 2030 e al 2050, in base alla vigente legge provinciale n. 17/2013;
2. l'analisi dei potenziali utenti finali servibili con il potenziamento delle esistenti reti di teleriscaldamento a biomassa prefiggendosi l'obiettivo di privilegiare il servizio dispensato da tali reti rispetto a implementare soluzioni che prevedono la costruzione di nuove reti per la fornitura di gas naturale, questo anche ai fini di rispettare le indicazioni di cui all'art. 9, comma 3 del D.M. n. 226/2011;
3. l'analisi delle condizioni di fattibilità tecnico-economica per l'estensione del servizio di distribuzione, tenuto conto delle regole dettate dall'ARERA per l'ammissibilità degli investimenti per la costruzione e la gestione delle nuove reti sia di distribuzione che di trasporto del gas. L'analisi tiene conto della proposta di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale nel territorio occidentale del Trentino, indicata nei Piani di sviluppo decennali della rete di trasporto, benché la loro approvazione non sia ancora avvenuta.

Per il primo aspetto, in questo Piano più estensivamente presentato, è stato analizzato quanto ci si aspetta sia modificato verso la fine del decennio di competenza 2021-2030, anche in maniera sostanziale, il mix di approvvigionamento energetico del Trentino con l'ampliamento del servizio del gas metano, così da soddisfare gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030 ed al 2050. Questa analisi rappresenta quindi la base conoscitiva necessaria per definire i termini pianificatori e di mitigazione delle emissioni climalteranti dell'estensione della rete del gas naturale. Essa di fatto ha considerato, sebbene con tempistiche differenti, l'ipotesi prevalente di penetrazione del gas naturale all'interno del territorio trentino nelle zone attualmente non metanizzate; questa scelta ha alla base una stretta integrazione con l'utilizzo della biomassa legnosa.

L'analisi energetica mostra come sia perseguibile l'estensione del servizio di distribuzione del gas, conseguendo, al tempo stesso, le riduzioni delle emissioni climalteranti previste al 2030 sulla base di quattro ipotesi:

1. valorizzazione energetica della biomassa legnosa in quei territori dove sono già presenti centrali di teleriscaldamento e dove risulta efficace l'impiego di tale fonte rinnovabile per la

produzione energetica in ragione delle peculiarità territoriali, saturando la capacità produttiva delle centrali e completando l'infittimento della rete di teleriscaldamento, eventualmente procedendo a revamping delle centrali e ad ampliamenti della rete a nuove aree;

2. eliminazione, ove sarà disponibile il gas naturale, dei prodotti petroliferi per riscaldamento come gasolio e GPL;
3. congruo utilizzo di tecnologie di condizionamento invernale ed estivo, come le pompe di calore in ragione dei risultati dello scenario specifico, di cui al punto 1;
4. la stima utenze gas (PDR) parametrize in funzione del grado reale di penetrazione della rete di distribuzione gas e conseguentemente del livello di attivazione delle nuove utenze gas naturale.

I risultati dell'analisi energetica confermano la bontà di incrementare le utenze alimentate a gas naturale collegate all'estensione prevista della rete di metano alle zone interessate del trentino occidentale a condizione che il gas naturale distribuito nell'intero territorio Trentino sia miscelato con una percentuale di idrogeno tra il 4 % ed il 5% nella rete di distribuzione; ciò per mirare al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti al 2030. Le evidenze scientifiche e le sperimentazioni in essere mostrano che, per queste percentuali di miscelazione, le caratteristiche tecniche della rete sono già adeguate, così come i terminali impiantistici degli utenti finali.

Per il secondo aspetto, all'interno degli studi effettuati circa la compatibilità di estendere il servizio nei comuni non metanizzati è stato tenuto in debita considerazione la presenza di reti di teleriscaldamento (esistenti, in progetto o potenziali). Le relazioni di verifica di possibile compresenza o prevalenza tra reti di teleriscaldamento, in particolare a biomassa legnosa, e rete di distribuzione del gas metano, hanno preso spunto nell'analisi sul territorio dalle prestazioni energetiche, economico-finanziarie e modalità di conduzione attuali delle centrali e reti di teleriscaldamento e dal loro potenziale ottimizzazione ed espandibilità sia in termini di saturazione della rete esistente di teleriscaldamento sia in termini di ampliamento della rete, anche con revamping della caldaia, al fine di aumentare il numero delle utenze allacciate. Infatti, anche ai fini di rispettare le indicazioni di cui all'art. 9, comma 3 del D.M. n. 226/2011, che prevede, di fatto, l'impossibilità di sovrapposizione di infrastrutture energetiche, al momento della strutturazione dell'ipotesi dello schema di rete per il servizio di distribuzione del gas, le possibili utenze alimentabili con il teleriscaldamento sono state escluse dal novero della rete gas. Tali valutazioni sono state eseguite in coordinamento con i Comuni. Per il terzo aspetto, in base al grado di estensione del servizio di distribuzione nel territorio provinciale, gli aspetti di fattibilità dello sviluppo della rete di distribuzione e quelli dello sviluppo della rete del trasporto appaiono interrelati, specie con riferimento alla parte occidentale del territorio.

La Stazione Appaltante, considerando la fattibilità degli interventi proposti dai comuni, ha effettuato valutazioni ricercando le condizioni per la sostenibilità di un servizio pubblico diffuso omogeneamente in un territorio. La stazione appaltante ha condotto le valutazioni redigendo le analisi costi benefici (ACB) secondo le Linee guida previste dalla predetta delibera 570/2019/R/GAS che recepisce il documento approvato con delibera 410/2019/R/GAS. Le assunzioni adottate sono state le seguenti:

- sono state escluse le utenze servibili da reti di teleriscaldamento a biomassa;
- gli interventi di estensione richiesti sono stati strutturati nella logica stand-alone, espressamente richiesta nella delibera ARERA 570/2019/R/GAS che recepisce il documento approvato con delibera 410/2019/R/GAS: il perimetro di analisi con cui è stato verificato ciascun intervento è coinciso per i singoli comuni al territorio comunale, mentre è stato sviluppato un sistema aggregato per i comuni delle vallate completamente sprovviste del servizio (metanizzazione di vallata);
- sono state sviluppati simulazioni di piani industriali di fattibilità considerando sviluppo di tubazioni dorsali idonee ad alimentare singoli impianti di distribuzione negli abitati, considerando le proposte di sviluppo della rete di trasporto regionale indicati nei piani di sviluppo decennali, piuttosto che ipotesi realizzative attuate direttamente da un possibile distributore industrialmente ben organizzato;
- le valutazioni degli interventi proposti nei comuni in zona climatica E sono state condotte redigendo specifiche analisi costo beneficio, sia lato utente sia lato gestore, secondo le Linee guida previste dalla predetta delibera 570/2019/R/GAS che recepisce il documento approvato con delibera 410/2019/R/GAS;
- gli interventi proposti dai comuni montani in zona climatica F (la maggior parte dei territori), alla luce di quanto disposto dall'art. 23, comma 4 bis del d.lgs. n. 164/2000, sono state strutturate analizzando la sostenibilità dei costi lato gestore, simulando un piano industriale contraddistinto da indici finanziari adeguati rispetto alla soglia di anomalia di cui al DM n. 226/2011 e implementato in base ad un cronoprogramma di esecuzione degli interventi caratterizzato da un importante impegno organizzativo e produttivo soprattutto con riferimento alle vallate;

Le simulazioni condotte mostrano che gli interventi di costruzione della nuova rete di distribuzione nei territori occidentali, da indicare nel bando di gara assicurando l'equilibrio economico e finanziario da parte del gestore, restano condizionate dal livello di penetrazione, e dalle relative tempistiche, delle dorsali di trasporto del gas nei territori vallivi proposti nei piani decennali di trasporto del gas. A seconda che vengano sviluppate dette dorsali in tempi congrui con le tempistiche previste dalla durata della prossima concessione d'ambito, ovvero se si ipotizzano semplici estensioni delle esistenti tubazioni appartenenti alla rete di distribuzione, si originano effetti molto differenti, per la fattibilità di costruzione di reti di distribuzione nei singoli abitati. In via generale le analisi effettuate dimostrano che:

- in tutti i casi considerati, gli interventi di nuova metanizzazione sono caratterizzati dal parametro di riferimento (m/pdr) superiore alla soglia di 25;
- la maggior parte degli interventi di estensione e nuova metanizzazione ricadono in comuni montani in zona climatica F e sono stati considerati efficienti e valutati positivamente per i consumatori;
- nei comuni non metanizzati considerati singolarmente e negli aggregati vallivi (metanizzazione di vallata) sussistono indici positivi per la sostenibilità lato gestore a condizione che il servizio di distribuzione venga esteso all'intero ammasso delle utenze previste e vi siano le condizioni per poter costruire la maggior parte delle reti di distribuzione nella prima metà del periodo della concessione d'ambito; tali interventi si configurano come estensioni il cui costo è ritenuto ammissibile dall'ARERA;
- per quanto riguarda i comuni metanizzati, alcune delle estensioni richieste rientrano nelle Condizioni Minime di Sviluppo e pertanto sono obbligatorie, altre rientrano negli interventi facoltativi e la remunerazione sarà assicurata dal sistema tariffario. Rileva però che alcuni interventi, ricadenti nei comuni in zona climatica E, non risultano positivi in termini di analisi costi-benefici lato utente, e pertanto non potranno essere inseriti in tariffazione da parte dell'ARERA.

Le linee di analisi sopra evidenziate confermano la possibilità di estensione del servizio di distribuzione ai comuni che ne hanno fatto richiesta, con alcune eccezioni.

2.3.1 L'idrogeno verde in Trentino al 2030

Il Trentino si propone di elaborare una propria roadmap nei riguardi dell'idrogeno verde, nel rispetto di un quadro europeo e nazionale ma con una specifica declinazione provinciale e azioni ad alto carattere di flessibilità, al fine di contribuire alla neutralità climatica al 2050.

In ragione del traguardo temporale di questo Piano Energetico Ambientale Provinciale, 2021-2030, delle sperimentazioni in corso in Italia ed Europa e delle relative grandezze economiche in gioco, nonché delle evidenze scientifiche, si considera al 2030 la decarbonizzazione del gas naturale per la rete, e come elementi sperimentali il settore dei trasporti, prevalentemente pesanti e captive fleets, e quello dell'industria, come elementi trainanti per la contestualizzazione degli usi finali dell'idrogeno verde in Trentino.

Lo scenario, così come le varie opzioni, necessitano, a valle del Piano Energetico Ambientale Provinciale, di approfondimenti di tipo energetico-ambientali atti ad analizzare l'operazione nel suo complesso in termini di bilancio di emissioni climalteranti e in ottica di più efficace valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili trentine, nonché valutazioni economiche. A questo proposito si promuovono azioni coordinate territoriali in progetti di ricerca ed innovazione a diretta ricaduta sul territorio provinciale, anche nel breve-medio periodo, così come si intende incentivare gli investimenti privati, tra l'altro, attraverso le istituzioni finanziarie, i fondi e gli strumenti esistenti dell'UE, come la Banca europea per gli investimenti, il Piano per gli investimenti in Europa sostenibile, il Fondo per l'innovazione, i Fondi

strutturali e di investimento europei e il Connecting Europe Facility, nonché attraverso la progettazione di strumenti innovativi. Di seguito si riporta una tabella riepilogativa dei suddetti progetti.

Cod.	Titolo Azione	Descrizione	Attori Coinvolti	Tipologia di azione
H1	Tavolo di coordinamento sull'idrogeno	Istituzione di un tavolo di coordinamento finalizzato alla proposizione di progetti a valere dei programmi e fondi europei e nazionali in attuazione alla roadmap trentina dell'idrogeno.	Provincia Autonoma di Trento; Istituti locali di ricerca	Programmatica
H2	Roadmap trentina	Effettuare uno studio di fattibilità tecnico-economica ed ambientale sulle potenzialità dell'idrogeno in trentino, valutando scenari di approvvigionamento e/o produzione diversi, per definire una roadmap trentina.	Provincia Autonoma di Trento	Programmatica
H3	Ricerca applicata per l'idrogeno	Accordi tecnico-scientifici e sperimentazioni a supporto della redazione della Roadmap trentina dell'idrogeno.	Provincia Autonoma di Trento; Istituti di ricerca	Ricerca e Innovazione
P6	Diffusione dell'installazione di impianti fotovoltaici in copertura di edifici	Analisi di compatibilità tra gli impianti fotovoltaici e gli specifici valori paesaggistici e architettonici e elaborazione di un abaco finalizzato alla revisione e semplificazione delle procedure urbanistiche autorizzative su edifici soggetti alla disciplina degli insediamenti storici e del patrimonio edilizio tradizionale e soggetti a vincolo paesaggistico.	Provincia Autonoma di Trento	Facilitatoria
P7	Aree per la produzione energetica	Individuazione di aree specifiche negli strumenti di pianificazione anche sovracomunale per la localizzazione di servizi tecnologici destinati alla produzione energetica . Vincolare la realizzazione a criteri paesaggistici e ambientali.	Provincia Autonoma di Trento; Consorzio dei Comuni; Comunità di Valle; Comuni	Regolatorio-programmatica

Cod.	Titolo Azione	Descrizione	Attori Coinvolti	Tipologia di azione
P8	Analisi energetiche in fase di pianificazione	Studiare la potenzialità energetica delle aree destinate a piani attuativi o all'art. 110 L.P.15/2015, già in fase di pianificazione (comunale o sovracomunale), anche nell'ottica di favorire la nascita di Comunità energetiche.	Provincia Autonoma di Trento; Consorzio dei Comuni Comunità di Valle; Comuni	Regolatorio-programmatica
P9	Pianificazione ordinaria attenta al clima	Portare gli obiettivi climatici all'interno degli strumenti ordinari di pianificazione PRG, PTC; modificando la Legge Urbanistica 15/2015.	Provincia Autonoma di Trento	Normativa
P10	Aggiornamento normativo	Aggiornamento dei piani provinciali adeguandoli alle esigenze di adattamento e mitigazione ai cambiamenti climatici, edilizia sostenibile, comunità energetiche, modificando la Legge Urbanistica 1/2008 e la Legge Urbanistica 15/2015.	Provincia Autonoma di Trento	Normativa
P11	Piani attuativi, premialità e Comunità energetica	Approfondita analisi energetica all'interno dei Piani attuativi e gli interventi ai sensi dell'art.110 della L.P.15/2015 che consenta una eventuale premialità e favorisca la nascita di Comunità energetiche .	Provincia Autonoma di Trento; Consorzio dei Comuni; Comunità di Valle; Comuni	Regolatorio-Programmatica

Tabella 8. L'idrogeno verde in Trentino al 2030

2.4 Scenari di decarbonizzazione provinciale al 2030 - Scenari previsionali della fonte idrica

In questo capitolo si considerano i diversi fattori che possono concorrere ad una variazione positiva o negativa della produzione di energia idroelettrica annuale provinciale da fonte idrica, quali i cambiamenti climatici, le indicazioni normative e dei Piani di interesse in tema di nuove derivazioni o

di riassegnazioni, i possibili ampliamenti e/o efficientamenti degli impianti esistenti, le priorità di utilizzo della risorsa idrica.

Dalle conoscenze attuali, ne risulta una sostanziale invarianza del livello attuale di produzione sull'esistente, considerando un bilanciamento da un lato dell'efficientamento degli impianti in fase di rinnovo, e dall'altro le possibili prescrizioni in termini di portate non utilizzabili o di usi concorrenti da privilegiare, come risultato delle Valutazioni di Impatto Ambientale, in applicazione alla normativa. Inoltre, al 2030 i modelli mostrano che i cambiamenti climatici avranno l'effetto di rimodulare le produzioni su base sub-annuale ma non di alterare quelle annuali.

Per quanto riguarda gli aspetti ecologico-ambientali connessi all'utilizzazione della risorsa idrica a scopo idroelettrico, incluse le considerazioni anche a livello di aree protette, i riferimenti utili sono già contenuti nei piani strettamente pertinenti al tema, ovvero il Piano di Tutela delle Acque (PTA) e il Piano Generale di Utilizzazione delle Acque Pubbliche (PGUAP), con i relativi aggiornamenti previsti e richiamati nei paragrafi, che, si ritiene, potrebbero portare anche a contrazioni delle portate derivabili. Per quanto riguarda le nuove concessioni, considerando che, come indicato nel PGUAP, non è possibile la realizzazione di nuovi impianti superiori ai 3 MW di potenza nominale media annua, è possibile considerare verosimile lo scenario che prevede che nel prossimo decennio sia molto residuale l'incremento di potenza attribuibile a nuove derivazioni al di sotto di tale soglia di potenza. In proposito si richiama l'articolo 18 ter, introdotto dall'art.12 della legge provinciale n.6 del 23 aprile 2021, nella legge provinciale n.18/1976, che prevede espressamente la moratoria per nuove domande fino all'approvazione dell'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque (PTA), pertanto, anche tenuto conto della percentuale di potenza nominale assegnata alle medie (circa l'11,5%), l'assetto complessivo della produzione di energia idroelettrica non subirà una variazione significativa nel territorio trentino. A questo è da aggiungere che, in ragione della nuova disciplina sui rinnovi, per quanto riguarda le domande di rinnovo sulle medie derivazioni idroelettriche (> 220; < 3000) è prevista un'approfondita valutazione nel rispetto del PTA ed "ulteriori criteri ambientali individuati preventivamente in relazione alle specifiche caratteristiche di ciascuna concessione per la definizione del relativo contenuto".

2.4.1 Stato di fatto delle potenze nominali e della produzione idroelettrica

Come riportato nel bilancio energetico provinciale, elemento caratterizzante il sistema energetico trentino è l'abbondante produzione elettrica (5.489 GWh) che supera del 65% i consumi elettrici provinciali (3.322 GWh). Inoltre, l'83% della produzione elettrica è da fonti rinnovabili, con l'idroelettrico (normalizzato, DM 11 marzo 2012 - Decreto burden sharing) a 4.321 GWh, che da solo supera il fabbisogno energetico provinciale. Tale dato rispecchia ancora una volta la valenza strategica rivestita da questa fonte rinnovabile, che tra gli altri vantaggi ha anche la possibilità, grazie alla programmabilità del funzionamento, di favorire il bilanciamento della rete elettrica nazionale.

Il dato completo della produzione per ogni singolo impianto di produzione sotteso a ciascuna concessione non è ad oggi disponibile; pertanto, si riporta la ripartizione in base alle potenze amministrative delle concessioni nella tabella seguente.

La classificazione per taglie qui proposta rispecchia quella comunemente accettata e codificata a livello internazionale dal punto di vista tecnico:

- Micro idroelettrico (fino a 100 kW);
- Mini idroelettrico (da 100 kW a 1 MW);
- Piccolo idroelettrico (da 1 MW a 10 MW);
- Idroelettrico di grande taglia (oltre i 10 MW).

Potenza nominale media annua				
Micro	Mini	Piccole	Grandi	Totale
< 100 kW	100 - 1000 kW	1000 - 10.000 kW	> 10.000 kW	-
7.076,00 kW	44.054,90 kW	126.393,45 kW	494.518,84 kW	672.043,195 kW
1,1%	6,6%	19,8%	73,6%	100%

Tabella 9. Distribuzione sotto il profilo tecnico in base alla potenza nominale media annua delle concessioni presenti in provincia di Trento all'anno 2020.

Si riporta inoltre la classificazione sotto il profilo amministrativo rappresentando le fasce di potenza previste dal Testo unico sulle acque pubbliche e impianti elettrici (r.d. n. 1775/1933) e anche secondo le indicazioni della legge della Provincia autonoma di Bolzano.

Potenza nominale media annua			
Classificazione amministrativa secondo il Testo unico 1775/1933	piccole		grandi
Classificazione "ex Capo II bis p.p. 1976"	piccole	medie	grandi
	0-220 kW	220-3000 kW	>3000 kW
Potenza media annua	14.192,24 kW	77.476,10 kW	580.374,86 kW
Potenza percentuale	2,1%	11,5%	86,4%

Tabella 10. Distribuzione sotto il profilo amministrativo in base alla potenza nominale media annua delle concessioni presenti in provincia di Trento all'anno 2020.

In riferimento al 2016 è stato possibile ricavare i dati di produzione di buona parte dei 20 impianti di grande derivazione idroelettrica gestiti dalla Provincia di Trento, secondo la classificazione sotto il profilo amministrativo (>3.000 kW).

Di questi, si sono analizzati i dati degli impianti che presentano i punti di immissione dell'energia in rete sul territorio provinciale, in modo da confrontare il dato con quello totale proveniente da Terna e poter così analizzare la distribuzione sotto il profilo amministrativo in base all'energia immessa in rete.

Analizzando i dati di produzione si evince che gli impianti di grande derivazione idroelettrica di cui si conosce la produzione hanno immesso in rete nel 2016, 2.750 GWh, su un totale di 3.251 GWh del territorio provinciale, corrispondente al 85% di copertura.

Tale dato, seppur incompleto, indica dunque la centralità del rinnovo delle Grandi concessioni idroelettriche nel panorama energetico del prossimo decennio.

2.4.2 Riassegnazione delle concessioni di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico

Vista la predominanza sia in termini di potenza amministrativa concessa sia in termini di immissione in rete di energia degli impianti di grande derivazione idroelettrica, si è ritenuto prioritario focalizzare l'elaborazione di questo scenario su quegli impianti che fanno riferimento alle concessioni da riassegnare, secondo la disciplina prevista dalla Legge provinciale 6 marzo 1998, n. 4 per come modificata dalla L.P. del 21 ottobre 2020, n. 9.

È infatti prevista la riassegnazione, entro il 31 dicembre 2023, di 17 delle 20 grandi derivazioni idroelettriche per la quale la Provincia esercita le funzioni amministrative inerenti le relative concessioni; detto termine potrebbe slittare al 31 luglio 2024 a seguito di modifiche che potrebbero essere apportate all'art. 13 dello Statuto di Autonomia, in ragione dell'allineamento ai termini indicati nella legge statale (art. 12 del d.lgs. n. 79/1999, per come modificata da ultimo dall'art. 11-quater, comma 1 della legge n. 12 del 2019). Le altre 3 grandi derivazioni hanno invece la scadenza fissata per il 2025, il 2027 e il 2032. Si evidenzia che la concessione di grande derivazione d'acqua a scopo idroelettrico di San Floriano, posta a scavalco con il territorio della Provincia autonoma di Bolzano, è stata riassegnata dalla medesima Provincia fino al 31.12.2040.

In ogni caso la legge provinciale 6 marzo 1998, n. 4, all'art. 26 septies, al fine di garantire la continuità nella produzione di energia, prevede che le derivazioni siano esercitate dal concessionario uscente alle medesime condizioni fino al subentro del nuovo concessionario.

È probabile che le nuove concessioni decorreranno in media dal 2025. Ai fini dello studio del presente Piano, che considera un periodo temporale compreso tra il 2021 ed il 2030, è possibile prevedere dunque due fasi distinte all'interno del decennio di interesse:

- 1^a fase: 2021-2025: attuale regime di produzione
- 2^a fase: 2025-2030: nuovo regime di produzione

Nei paragrafi successivi si riportano i temi che potrebbero avere ripercussioni sul rinnovo delle grandi derivazioni idroelettriche di prossima scadenza.

2.4.3 Possibili variazioni sulla produzione idroelettrica a parità di portata derivata

A parità di portata derivata due sono le casistiche che possono generare una variazione della produzione idroelettrica: una resa diversa degli impianti e una variazione del salto sfruttato.

Nel primo caso, a seguito dell'avanzamento tecnologico, è possibile ipotizzare un miglioramento dell'efficienza degli impianti, sebbene in misura minima, visto il forte livello di sviluppo dell'idroelettrico già nel secolo scorso.

Il grado di efficienza, assieme allo stato di conservazione dei beni e del loro funzionamento, è oggetto di una specifica integrazione al rapporto di fine concessione introdotta con la legge n. 9/2020.

La Provincia deve infatti elaborare un piano di interventi per la concessione al fine di mantenere nel tempo gli impianti idroelettrici in un adeguato stato di efficientamento. I punti di attenzione sono i seguenti:

- 1) buon uso delle acque, ovvero evitare le perdite idriche;
- 2) efficienza dei macchinari, tema che sarà oggetto di proposta da parte dei soggetti offerenti la gara;
- 3) possibilità di aumentare la produzione di energia elettrica sfruttando al meglio i salti residui non ancora utilizzati.

Nell'ambito dei criteri fissati dalla predetta legge provinciale per l'assegnazione della concessione è prevista anche una specifica premialità per effettuare, nei primi 5 anni della concessione, gli investimenti che consentano un aumento della produttività e dell'efficienza.

Visti i 5 anni dati a disposizione per la messa a punto degli interventi previsti, è plausibile ritenere che al 2030, corrispondente all'orizzonte temporale del presente studio, non vi siano modifiche sensibili dovute a questo fattore.

È pertanto plausibile ritenere che nel prossimo decennio non saranno effettuati interventi alle grandi centrali idroelettriche tali da alterare la produzione di energia elettrica a parità di portata derivata. Tali interventi potrebbero invece incidere dal 2030 in poi e saranno pertanto oggetto di successive analisi.

2.4.4 Effetti dei cambiamenti climatici sulla produzione idroelettrica

A seguito delle elaborazioni realizzate in occasione del Progetto Orientgate, che tengono conto delle forzanti climatiche, è stato possibile effettuare delle considerazioni, qui di seguito riportate, su come il cambiamento climatico potrà influenzare il comportamento delle derivazioni idroelettriche nel decennio 2021-2030.

Il progetto ha preso in analisi i trentenni di riferimento 2021-2050 e 2041-2070, dunque ben oltre il periodo temporale oggetto del presente studio. Tuttavia, le analisi effettuate permettono di comprendere le potenziali evoluzioni temporali della produzione idroelettrica.

Data la complessità del territorio trentino il progetto ha preso in esame due bacini campione, quello del fiume Noce e quello del fiume Brenta, che presentando tra loro caratteristiche geomorfologiche e di pressione antropica differenti potessero fornire indicazioni rappresentative di tutto il territorio provinciale. Infatti, nel bacino del Noce, diversamente da quello del Brenta, sono presenti importanti zone glaciali e diversi sistemi di sfruttamento idroelettrico che utilizzano serbatoi di accumulo a compensazione stagionale. Mentre nel bacino del Fiume Brenta i grandi sistemi idroelettrici presenti possiedono vasche di accumulo di limitate dimensioni, che possono essere considerate a regolazione giornaliera o sub-giornaliera ed hanno quindi un comportamento del tutto simile agli impianti ad acqua fluente.

All'interno del progetto pilota è stato possibile utilizzare un modello idrologico che ha permesso di prevedere gli effetti dei cambiamenti climatici sulla disponibilità di risorsa idrica, tenendo conto delle influenze delle derivazioni a monte.

Nel progetto si prevede una generale diminuzione di produzione, in termini di potenza teorica producibile (intesa come portata derivata per il salto motore), più accentuata per il bacino del Brenta e per la Val di Non. Come per le previsioni dei deflussi in alveo negli scenari naturali, sono attesi andamenti discordanti di produzione nel breve periodo (2021–2050) tra i due scenari di emissione RCP4.5 e RCP8.5, mentre la previsione si riallinea nel secondo periodo (2041–2070). In particolare, per il prossimo trentennio, nel bacino del Brenta è attesa una diminuzione della potenza teorica totale annua che oscilla tra il 20% ed il 3%, in base ai due scenari climatici; diversamente dal bacino del Noce in cui la forbice previsionale presenta un calo del 12% per lo scenario RCP4.5, ed un aumento del 3% per RCP8.5.

A livello stagionale si prevedono cambiamenti anche più significativi. In estate ed in autunno la scarsità di risorsa idrica già osservata per gli scenari naturali comporterà drastici cali di produzione rispetto al periodo 1981–2010: in alcuni impianti della Val di Non e del bacino del Brenta, si attendono cali compresi tra il 25 ed il 50%, nel medio termine, con ulteriore decremento nel trentennio successivo. Mentre in inverno la prevista crescita dei deflussi in alveo determinerà un aumento di produzione complessiva, con incrementi a scala di bacino che potrebbero superare il 25%. Infine, nella stagione primaverile nei piccoli impianti del bacino del Fiume Brenta e della Val di Non si osserva una diminuzione diffusa di potenza teorica producibile, mentre in Val di Sole è atteso un aumento, grazie all'apporto dovuto alla fusione della neve.

Dallo studio è emerso come oltre alla dimensione degli impianti, sia necessario considerare anche il tipo di funzionamento della derivazione: se ad acqua fluente o con bacino di accumulo/compensazione. Il funzionamento delle derivazioni ad acqua fluente è di fatto direttamente legato ai deflussi che scorrono in alveo e quindi la loro risposta ai cambiamenti climatici è strettamente collegata a quella prevista per la disponibilità di risorsa idrica naturale. Per questi tipi di derivazioni in ambedue i bacini

studiati si prevede una diminuzione annuale della produzione, mentre a livello stagionale si attendono cambiamenti anche più significativi.

Gli impianti collegati a grandi serbatoi di accumulo hanno invece la possibilità di gestire i volumi in ingresso anche a scala annuale, influenzando il regime idrologico a valle di essi; in questo modo sono meno soggetti agli effetti di variabilità stagionale della disponibilità di risorsa. I risultati del progetto pilota per i grandi sistemi idroelettrici del bacino del Noce mostrano infatti una maggior resilienza alle variazioni stagionali indotte dai cambiamenti climatici, riuscendo in parte a compensarle. I maggiori afflussi invernali, però riescono solo in parte a controbilanciare il calo estivo, che potrebbe influire negativamente sulla produzione idroelettrica delle GDI proprio nei mesi da giugno a settembre.

La sensibile forbice previsionale osservata per il prossimo trentennio nei due scenari di emissione consente di estendere solo in modo qualitativo all'intero territorio provinciale i risultati ottenuti per i due bacini di studio all'interno del progetto OrientGate.

Inoltre, così come nel Capitolo 2 della Sezione 1 (Assunzioni) per quanto riguarda i deflussi naturali, considerando che il periodo temporale oggetto del presente studio è 2021-2030, più limitato di quello del primo trentennio di analisi, si è ritenuto plausibile mantenere invariata i deflussi totali annuali. Potrebbero invece osservarsi variazioni su base sub-annuale, tali da comportare la necessità di una differente gestione dei serbatoi, che non dovrebbero tuttavia incidere sulla produzione idroelettrica complessiva. Nel periodo 2030-2050 gli scenari climatologici mostrano delle probabili riduzioni relative alle portate derivabili, che saranno oggetto di successive analisi.

2.4.5 Aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque

Tra le varie tematiche affrontate nel Piano di tutela delle acque, quelle che potrebbero avere ripercussioni dirette sulla disponibilità di risorsa idrica utilizzabile anche ai fini della produzione idroelettrica sono:

- il programma delle misure sui corpi idrici a rischio di non raggiungimento o di non mantenimento degli obiettivi di qualità al 2027, definito a partire dai risultati derivanti dall'aggiornamento del quadro conoscitivo, tra cui l'analisi delle pressioni e degli impatti significativi;
- l'applicazione dei Criteri ambientali per la definizione del contenuto delle concessioni di grandi derivazioni d'acqua a scopo idroelettrico (art. 1 bis 1 comma 1.1 della L.P. 4/1998), che potranno implicare la ridefinizione dei parametri di concessione e delle modalità di gestione degli impianti in funzione di quanto emergerà dagli approfondimenti conoscitivi richiesti e dal processo di valutazione ambientale;
- l'eventuale revisione della disciplina provinciale sulle derivazioni idriche a seguito dell'adeguamento ai contenuti dei Decreti direttoriali n.29/ STA del 13.02.2017, di approvazione delle Linee Guida per le valutazioni ambientali ex ante delle derivazioni idriche, e n.30/STA del

13.02.2017, di approvazione delle Linee Guida per l'aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale al fine di garantire il mantenimento nei corsi d'acqua del deflusso ecologico. L'eventuale applicazione di nuove regole conseguenti all'adeguamento ai Decreti direttoriali sopra citati potrebbe influire sia sullo sviluppo di nuove iniziative idroelettriche, sia sull'attuale produzione energetica anche delle grandi derivazioni idroelettriche, in quanto nella fase di rinnovo e riassegnazione delle concessioni potranno essere richiesti adeguamenti degli attuali parametri di concessione a favore del recupero dello stato di qualità di quei corpi idrici, direttamente impattati dal sistema, che non raggiungono gli obiettivi di qualità o a supporto di situazioni precarie, anche per la presenza di pressioni antropiche di altro tipo.

- le norme di attuazione del PTA che, in funzione del quadro complessivo relativo ai vari temi del piano, potranno prevedere nuovi vincoli e/o prescrizioni inerenti al rilascio/rinnovo o riassegnazione delle concessioni di derivazione idrica.

Visto che le tempistiche di redazione e approvazione dell'aggiornamento del Piano di Tutela della Acque superano quelle del presente documento e vista la chiara connessione e la possibile ripercussione delle tematiche sopra elencate sulla produzione idroelettrica, si seguirà l'evolversi dei lavori dei vari tavoli per quantificare successivamente, dove possibile, le influenze sulle portate effettivamente disponibili per la produzione di energia idroelettrica in considerazione ai diversi temi trattati. Ad oggi tale quantificazione non risulta tuttavia possibile. Si è pertanto deciso di non considerare variazioni derivanti dalle tematiche sopra elencate e mantenere inalterate le portate derivabili, in attesa del nuovo Piano di Tutela delle acque.

2.4.6 Usi prevalenti e usi concorrenti

Il tema degli usi dell'acqua prevalenti rispetto a quello idroelettrico riguarda sia la riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche che il rinnovo delle piccole derivazioni idroelettriche, poiché sono entrambi procedimenti interessati, in via preliminare, dalla valutazione dell'impatto ambientale e degli interessi pubblici legati all'eventuale proseguimento dell'utilizzo idroelettrico della risorsa idrica per un lungo periodo (al massimo di 30 anni).

Vanno considerati sicuramente prevalenti rispetto a quello idroelettrico, per disposizioni normative, i seguenti utilizzi:

- uso ambientale/paesaggistico, ossia il mantenimento della risorsa nel suo ambito naturale a beneficio dell'ambiente, del paesaggio e quindi dell'interesse pubblico a preservarli;
- uso idropotabile, inteso come impiego primario della risorsa per il sostentamento e la salute umana;
- uso irriguo e per acquacoltura, inteso come impiego primario perché destinato al sostentamento umano, localizzato e come tale insostituibile della risorsa.

Si può inoltre considerare, alla stregua di uso prevalente della risorsa, l'eventuale impossibilità di proseguirne l'utilizzo idroelettrico – in tutto o in parte, per motivi di sicurezza pubblica (ad esempio per instabilità geologica).

Per quanto riguarda dunque i sopradetti usi prevalenti, si ritiene che, alla luce delle attuali conoscenze, dell'esperienza acquisita nella gestione delle acque pubbliche e delle criticità finora emerse, la possibile incidenza sulle portate disponibili per l'uso idroelettrico sia estremamente limitata in termini percentuali.

Le criticità finora emerse, infatti, non riguardano tanto i quantitativi derivati, bensì le modalità di stoccaggio ed utilizzo degli stessi; ciò potrebbe incidere sulla riduzione del valore economico dell'energia prodotta e ceduta sul mercato elettrico nonché, conseguentemente, sulla quota variabile dei canoni per i beni dati in uso ai sensi dell'art. 1 bis 1.3 della L.P. n.4/1998.

Possiamo quindi stimare, prudenzialmente, che l'eventuale impatto degli usi prevalenti sulla disponibilità idrica per fini idroelettrici possa essere contenuto nell'1% complessivo a livello provinciale (pari a circa 6 mc/s).

Tra i rimanenti utilizzi idrici diversi dall'idroelettrico, rispetto a quelli evidenziati nel punto precedente, la decisione riguardo all'eventuale privilegio degli stessi (e ad eventuali limitazioni al privilegio stesso) non è dettata direttamente dalla normativa ma, eventualmente, da atti di programmazione e pianificazione che devono essere assunti da parte della Giunta provinciale, in attuazione di previsioni generali previste dalla legge, attualmente limitata alle grandi derivazioni idroelettriche (art. 1 bis 1.1 della l.p. n. 4/1998 - "Verifica della sussistenza di interessi ad un uso concorrente delle acque").

Detta norma non è ancora stata attuata con la prevista delibera sui criteri di priorità per i nuovi usi concorrenti con quello idroelettrico; pertanto, le previsioni sul loro possibile impatto sono particolarmente ardue.

Si può comunque far riferimento all'analogia previsione di priorità per gli usi diversi dell'acqua che è stata sancita dalla medesima legge provinciale n. 4/1998 riguardo al periodo di proroga decennale delle grandi derivazioni idroelettriche (art. 1 bis 1, comma 15 ter); in tale contesto, con deliberazione n. 2042 del 28.09.2012 ed altre successive, si sono stabilite modalità e quote della riserva idrica destinata dalla legge ad eventuali usi diversi dell'acqua richiesti da soggetti terzi nel corso del citato periodo di proroga decennale, per un totale complessivo pari a circa 6 mc/s.

L'esperienza maturata in tale contesto, con richieste di messa a disposizione della riserva idrica nel corso di un decennio molto inferiori rispetto al totale ipotizzato, porta a ritenere che la portata massima sopra indicata (6 mc/s) sia ampiamente sufficiente a garantire sia la probabile conferma delle richieste di messa a disposizione della riserva idrica sia eventuali nuove richieste di usi concorrenti, ivi incluse eventuali richieste idroelettriche concorrenti da parte di autoproduttori che dovessero essere preferite rispetto all'attuale utilizzo da parte delle GDI (pur a fronte di una minore efficienza delle stesse).

Possiamo quindi ipotizzare, sempre in via prudenziale, che l'eventuale impatto degli usi concorrenti sulla disponibilità idrica per fini idroelettrici delle sole grandi derivazioni possa essere contenuto nell'1% complessivo a livello provinciale (pari a circa 6 mc/s, ipotizzando per semplicità che la portata

disponibile per le GDI sia quella complessiva). Tale impatto, sommato al già menzionato possibile impatto degli usi prevalenti, può quindi complessivamente ed in termini ampiamente prudenziali essere stimato nel 2% della portata disponibile.

Pertanto, ipotizzando per ulteriore semplificazione che l'impatto sia mediamente omogeneo su tutte le derivazioni idroelettriche, la previsione del possibile impatto cumulato dei nuovi usi prevalenti e concorrenti sulla produzione idroelettrica trentina nel prossimo decennio non supera il 2%.

2.4.7 Nuove concessioni di derivazione a scopo idroelettrico

Con delibera della Giunta Provinciale. n. 2775 di data 14 dicembre 2012 e n. 2991 di data 27 dicembre 2012 è attribuita all'Agenda Provinciale per le risorse idriche e l'energia la funzione inerente al rilascio di concessioni e degli altri provvedimenti in materia di utilizzazione delle acque pubbliche, tra le quali ha particolare rilievo l'utilizzazione a fini idroelettrici. Tale funzione è stata svolta, fino al 31 dicembre 2012, dal Servizio Utilizzazione Acque Pubbliche.

Negli ultimi anni si è assistito ad una diminuzione significativa del trend di nuovi impianti di piccola derivazione d'acqua a scopo idroelettrico e, conseguentemente, delle potenze installate. Stante il vincolo stabilito dal PGUAP di divieto di nuove grandi derivazioni idroelettriche e sulla base delle valutazioni svolte dagli uffici competenti in ordine ai vincoli ambientali vigenti per le nuove piccole derivazioni idroelettriche e le condizioni per il rinnovo di quelle esistenti, è possibile considerare verosimile lo scenario che prevede che nel prossimo decennio sia molto residuale l'incremento di potenza attribuibile a nuove derivazioni; pertanto l'assetto complessivo della produzione di energia idroelettrica non subirà un incremento nel territorio trentino.

Ciò chiaramente non significa che a livello locale eventuali nuove concessioni non permettano di modificare gli assetti esistenti; tuttavia, ai fini della pianificazione l'apporto complessivo da esse generabile non potrà superare pochissimi punti percentuali.

2.4.8 Ottimizzazione economica degli impianti e stoccaggio dell'energia: sistemi di pompaggio

Un possibile ulteriore sviluppo concernente le grandi derivazioni idroelettriche riguarda i pompaggi ai fini della ricarica di invasi di monte in orari nei quali il costo dell'energia risulta conveniente per questa operazione; l'acqua stoccata viene poi turbinata nei momenti di maggior richiesta di energia.

Inoltre, l'attività di pompaggio, prevista anche negli scenari PNIEC - Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, svolge un ruolo importante, anche sotto il profilo ambientale, perché consente che l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non regolate possa venire stoccata, e successivamente resa disponibile con continuità a favore delle utenze finali, generando quindi benefici ambientali indiretti. Dal punto di vista provinciale questa misura consente di aumentare il quantitativo di energia totale prodotta nel territorio provinciale, a fronte tuttavia di un aumento dei consumi di energia.

Gli indirizzi provinciali sono favorevoli a ricomprendere la possibilità del pompaggio.

Ad oggi sono già presenti degli impianti idroelettrici che prevedono tale sistema di pompaggio. Si ritiene possibile ampliare questa attività anche estendendola ad altri impianti laddove si possano impiegare esclusivamente invasi artificiali già esistenti evitando impatti significativi per il raggiungimento/mantenimento degli obiettivi di qualità dei corpi idrici. Ciò al fine tutelare i laghi naturali e la qualità dei corsi d'acqua.

Risulta altresì doveroso menzionare la possibilità che anche impianti ad acqua fluente prevedano la possibilità di stoccare l'energia elettrica, prodotta negli orari di minore richiesta per utilizzarla o restituirla in rete in un secondo momento. Ciò è possibile mediante l'impiego di altri sistemi di stoccaggio, quali ad esempio l'installazione di sistemi di batterie e la produzione di idrogeno.

Tali proposte andranno tuttavia valutate caso per caso, considerando convenienza economica e tutela ambientale, grado di innovazione e ogni altro parametro giudicato utile per l'approvazione.

2.4.9 Conclusioni

Nei paragrafi precedenti sono stati analizzati i fattori che potranno avere delle influenze sulla produzione idroelettrica del prossimo decennio.

Il bilanciamento di diversi fattori concomitanti, alcuni che potrebbero portare ad un aumento della produzione di energia elettrica, come l'efficientamento degli impianti in fase di rinnovo, altri ad una sua diminuzione, come le possibili prescrizioni in termini di portate non utilizzabili o di usi concorrenti da privilegiare, come risultato delle Valutazioni di Impatto Ambientale e da eventuali limiti introdotti dall'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque per il sessennio 2021- 2027, fanno sì che in questo Piano si sia ipotizzato valido mantenere una sostanziale invarianza del livello attuale di produzione da idroelettrico.

Nello specifico, nell'arco temporale di validità del Piano, non è prevista una variazione significativa come risultato degli investimenti sulle grandi derivazioni idroelettriche tali da comportare un aumento della produttività e dell'efficienza degli impianti.

Sono stati inoltre valutati i possibili effetti dei cambiamenti climatici concludendo che al 2030 non vi saranno significative riduzioni sul quantitativo annuale dei deflussi, pur comportando una variazione sub-annuale.

Da ultimo sono state considerate le dinamiche legate agli usi prevalenti e usi concorrenti valutati ai fini della riassegnazione delle grandi derivazioni idroelettriche, per i quali si stima che potrebbero influire al 2030 con una riduzione complessiva della disponibilità idrica a scopo idroelettrico stimabile fino al 2%.

Saranno inoltre oggetto di monitoraggio le misure derivanti dall'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque, in merito al quale ad oggi non è possibile prevedere come questi influiranno sulle portate derivabili. A seguito di queste considerazioni, si è concluso che nel decennio 2021-2030 è possibile considerare costante la quota parte di energia attribuibile all'idroelettrico, non come invarianza dell'utilizzo della risorsa idrica ma come risultato di possibili effetti contrastanti.

In particolare, vista la dominanza delle grandi derivazioni nella copertura della produzione idroelettrica è possibile prevedere due fasi distinte all'interno del decennio di interesse:

1a fase: 2021-2025: possibile inizio della produzione con "nuove regole": 2024 (in esito alla gara con presenza di ricorsi);

2a fase: 2025-2030: nuovo regime di produzione, che non andrà però ad alterare sensibilmente la produzione totale.

Si specifica che queste sono considerazioni volte a quantificare la produzione annuale su scala provinciale nel prossimo decennio. Entrando poi nel merito delle singole situazioni sarà possibile individuare le potenzialità di ampliamento o le necessarie restrizioni delle singole aste fluviali e dei singoli impianti.

3 Sviluppo di una soluzione integrata ed individuazione delle tecnologie e delle opere necessarie alla messa a terra del progetto in relazione al contesto territoriale

3.1 Analisi delle possibili fonti

La risorsa rinnovabile è stata identificata tenendo in considerazione i seguenti fattori:

- Disponibilità in sito della risorsa;
- Aree disponibili;
- Vincoli ambientali e paesaggistici.

Le risorse prese in esame sono:

- Solare fotovoltaico;
- Eolico;
- Idroelettrico.

Tra le tipologie di risorse è stata identificata la sola risorsa fotovoltaica, infatti:

- La risorsa eolica è stata esclusa per motivazioni legate agli impatti paesaggistici;
- La risorsa idroelettrica è stata, al momento, esclusa perché necessita di uno studio di dettaglio sulla disponibilità residua degli impianti già in esercizio che potenzialmente potrebbero “allocare” parte dell’energia prodotta al territorio e non per l’immissione in rete. La nuova normativa relativa alle Comunità Energetiche Rinnovabili permetterebbe di utilizzare direttamente sul territorio l’energia elettrica prodotta nell’area di pertinenza della cabina primaria e quindi ulteriori approfondimenti sono necessari.

3.2 Contesto e valutazioni sull’Eolico

Per quanto riguarda i parchi eolici si precisa che sul territorio Trentino sono attualmente presenti solo piccoli impianti sperimentali e pertanto la produzione di energia elettrica non è significativa.

Dall’analisi dei siti dei comuni è emerso che sono presenti dei vincoli paesaggistici e pertanto la risorsa eolica non può essere presa in esame. Di seguito un estratto dal PEAP che ribadisce quanto sopra.

“Per quanto riguarda la risorsa eolica, nell’ambito del progetto “Atlante Climatico del Trentino”, promosso dall’Osservatorio Trentino sul Clima e finanziato tramite il Fondo per il cambiamento climatico della Provincia Autonoma di Trento, sono state realizzate le mappe della velocità del vento e dei parametri di scala e di forma della distribuzione di Weibull, facenti parte dell’Atlante eolico 2004-2013.

Sulla base di tale lavoro e delle sperimentazioni già attuate sul territorio provinciale, non si reputa che tale risorsa possa incidere significativamente nel mix energetico provinciale.

I supporti agli investimenti a scala provinciale in futuro, per quote crescenti di energie rinnovabili, devono diventare più efficienti, creare economie di scala, portare a una maggiore integrazione del mercato e di conseguenza a un approccio più sovralocale e, al tempo stesso, favorire e supportare la produzione distribuita in un’ottica di autoconsumo sempre più marcata”.

3.3 Contesto e valutazioni sull’idroelettrico

Di seguito un estratto del PEAP in cui viene dettagliata la risorsa idroelettrica del territorio. L’analisi è utile per definire le potenzialità e l’applicabilità della fonte al contesto.

La distribuzione sotto il profilo amministrativo in base alla potenza nominale media annua delle concessioni presenti in provincia di Trento all’anno 2020 vede l’86% della potenza attribuibile alle grandi centrali di produzione idroelettrica.

Si è pertanto ritenuto prioritario focalizzare l’analisi su quegli impianti che fanno riferimento alle concessioni da riassegnare, secondo la disciplina prevista dalla Legge provinciale 6 marzo 1998, n. 4 per come modificata dalla L.P. del 21 ottobre 2020, n 9.

Ai fini dello studio del presente Piano, viste la scadenza delle concessioni e i possibili slittamenti per l’allineamento alla disciplina nazionale, è possibile prevedere due fasi distinte all’interno del decennio di interesse:

- *Fase 1: 2021-2025: attuale regime di produzione*
- *Fase 2: 2025-2030: nuovo regime di produzione*

Nell’ambito dei criteri fissati dalla predetta legge provinciale per l’assegnazione della concessione è prevista anche una specifica premialità per effettuare, nei primi 5 anni della concessione, gli investimenti che consentano un aumento della produttività e dell’efficienza.

Visti i 5 anni dati a disposizione per la messa a punto degli interventi previsti, è plausibile ritenere che al 2030, corrispondente all’orizzonte temporale del presente Piano, non vi siano sensibili modifiche dovute a questo fattore.

Sono stati inoltre considerati i possibili effetti dei cambiamenti climatici concludendo che al 2030 non vi saranno significative riduzioni sul quantitativo annuale dei deflussi. Potrebbero invece osservarsi variazioni su base sub-annuale, tali da comportare la necessità di una differente gestione dei serbatoi, che non dovrebbero tuttavia incidere sulla produzione idroelettrica complessiva. Nel periodo 2030-2050 gli scenari climatologici mostrano delle probabili riduzioni relative alle portate derivabili, che saranno oggetto di successive analisi. Tali variazioni potrebbero essere tuttavia compensate dagli

interventi dei concessionari, che come specificato si stima entreranno in funzione verso la fine del decennio 2021-2030.

Da ultimo sono state considerate le dinamiche legate agli usi prevalenti e usi concorrenti, i quali si valuta possano influire al 2030 con una riduzione complessiva della disponibilità idrica a scopo idroelettrico fino al 2%.

Saranno inoltre oggetto di monitoraggio le misure derivanti dall'aggiornamento del Piano di Tutela delle Acque, in merito al quale ad oggi non è possibile prevedere come influiranno sulle portate derivabili.

A seguito di queste considerazioni, si è concluso che nel decennio 2021-2030 è possibile mantenere una sostanziale invarianza del livello attuale di produzione da idroelettrico, bilanciando da un lato l'efficientamento degli impianti in fase di rinnovo, e dall'altra le possibili prescrizioni in termini di portate non utilizzabili (Deflusso Ecologico) o di usi concorrenti da privilegiare, come risultato delle Valutazioni di Impatto Ambientale.

Le precedenti considerazioni e l'attuale indisponibilità di dati precisi sulle disponibilità di portata non consentono di analizzare dettagliatamente lo scenario che preveda anche l'idroelettrico come risorsa rinnovabile.

3.4 Contesto e valutazioni sul fotovoltaico

Il solare fotovoltaico, dopo un'analisi che ha messo a confronto le altre tecnologie e risorse, si è dimostrato l'unico sistema in grado di garantire la produzione di idrogeno e contestualmente non impattare in modo sensibile dal punto di vista paesaggistico.

L'utilizzo del FV prevede una configurazione che vede la produzione di energia elettrica a servizio di un sistema di elettrolizzatori, un sistema di accumulo giornaliero ed un sistema di accumulo stagionale.

Oltre alle apparecchiature già citate sono da prevedere compressori e circuiti dedicati (tubazioni, valvole filtri, etc.).

4 Layout del Sistema

L'elemento base del sistema è l'impianto per la produzione di idrogeno, che verrà applicato nei tre scenari. L'impianto prevede la produzione di idrogeno tramite elettrolisi, a partire da acqua disponibile nel sito; tale acqua dovrà essere opportunamente trattata e filtrata. L'elettrolisi sarà "sostenuta" dall'energia elettrica proveniente dal campo fotovoltaico.

Un impianto di trattamento acqua sarà installato a monte del sistema di produzione idrogeno per garantire gli elevati livelli di purezza richiesti dall'elettrolizzatore.

La potenza necessaria all'elettrolizzatore sarà fornita da un impianto fotovoltaico dedicato che andrà ad alimentare anche tutti gli ausiliari del sistema.

L'impianto di elettrolisi, oltre all'uscita principale, prevede due camini che saranno posizionati in modo tale da non determinare aree pericolose nel sito. Il primo è legato al rilascio di idrogeno: non lavora in modo continuativo ma solo in caso di problemi del sistema o durante i processi di spurgo. Il secondo camino è dedicato all'espulsione di ossigeno: per evitare problemi di sicurezza questa verrà posizionato a debita distanza rispetto al sistema di rilascio idrogeno in atmosfera.

L'idrogeno prodotto passerà quindi in un essiccatore, andando ad aumentare la purezza passando dal 99,9% in uscita dall'elettrolizzatore a 99,999% e rendendolo conforme alla ISO 14687-2 e disponibile per molteplici usi. La restante parte del flusso sarà composta da circa 5 ppm di acqua e altri 5 ppm di ossigeno.

Il gas generato si trova ad una pressione poco inferiore ai 30 bar che, data la densità dell'idrogeno, è un valore troppo basso per garantire un trasporto a basso costo ed efficiente. Per questo motivo, è stato predisposto un impianto di compressione dove tale valore viene elevato a 200 bar. Per evitare importanti fluttuazioni di portata e pressione durante il funzionamento del compressore, che ne aumentano il degrado, è prevista l'installazione di un serbatoio buffer tra la parte di elettrolisi e quella di compressione.

La configurazione prevede dunque un buffer giornaliero ed un sistema di stoccaggio stagionale. Le dimensioni dei due sistemi di accumulo sono state definite nei diversi contesti sulla base delle simulazioni numeriche. Nel caso di distribuzione dell'idrogeno prodotto, a valle del sistema di stoccaggio è realizzata una baia di carico per carri bombolai; l'impianto permette il rifornimento dei carri, con la possibilità di prelevare l'idrogeno sia dallo stoccaggio di media pressione che dal compressore, permettendo il rifornimento di trailer alla pressione di 200 bar. Di seguito si riporta un possibile schema del principio di funzionamento e il layout del sistema.

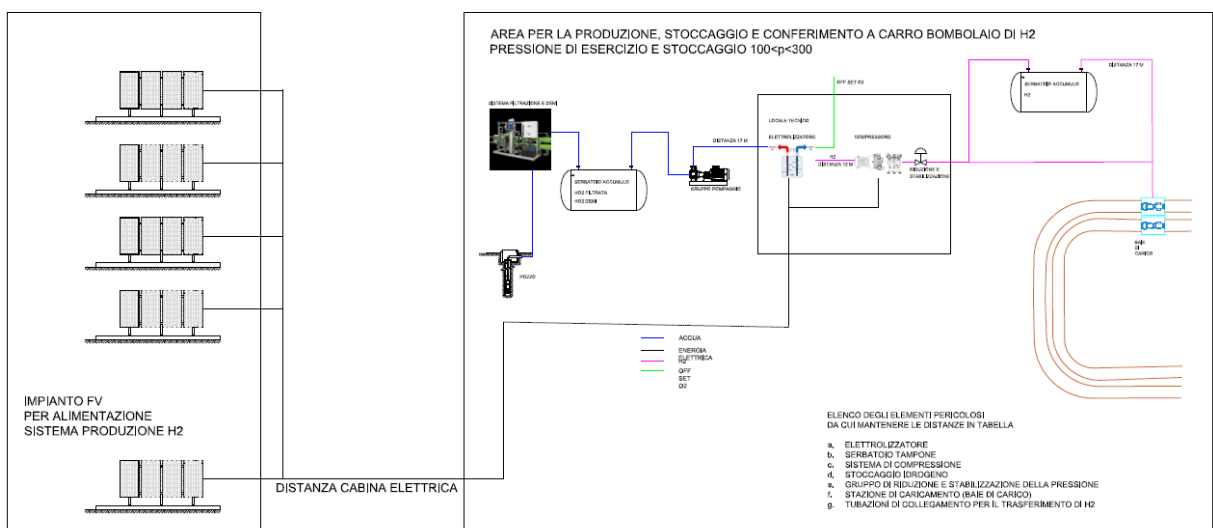
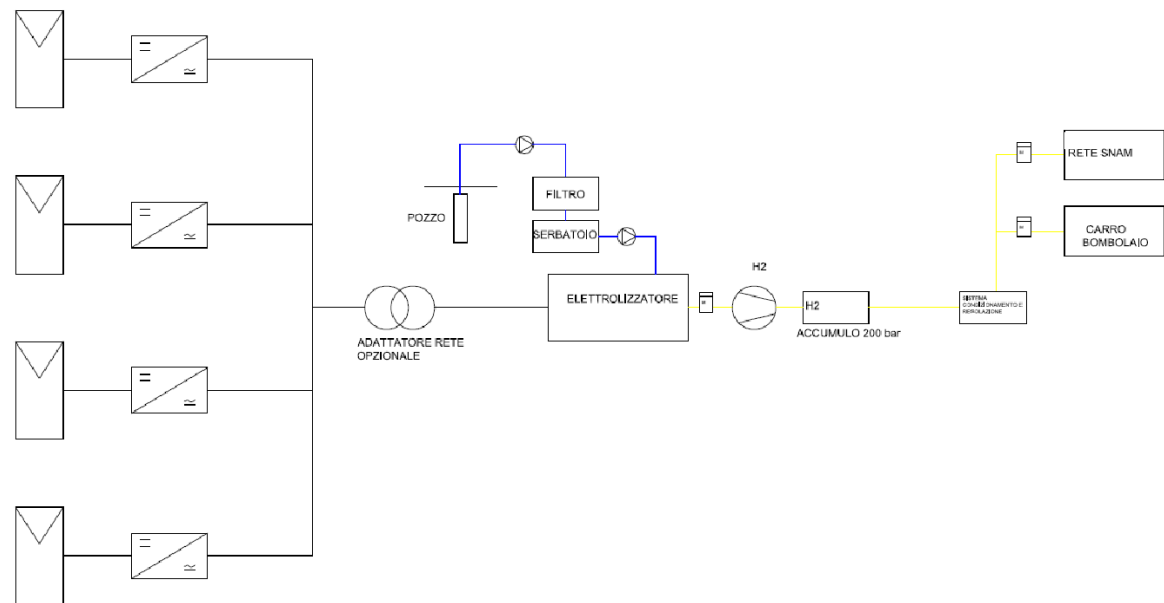


Figura 18. Schema di funzionamento del Sistema

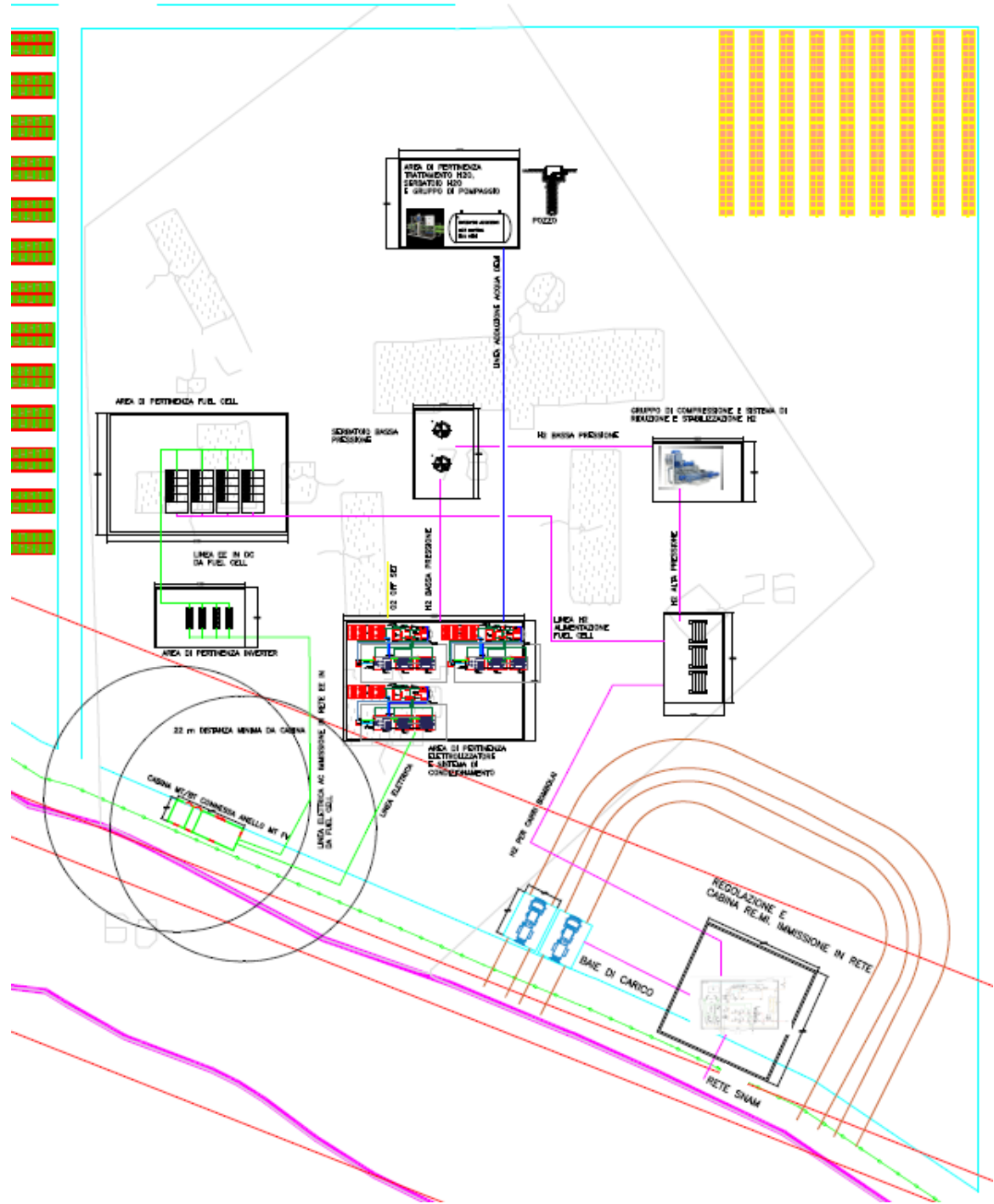


Figura 19. Possibile Layout del Sistema

1) Impianto fotovoltaico ed elettrolizzatore

Il progetto prevede la produzione di idrogeno verde in sito attraverso la combinazione del campo fotovoltaico e il rispettivo impianto di elettrolisi.

Il sistema di produzione idrogeno verrà realizzato con una soluzione containerizzata; che, oltre a facilitare l'installazione in sito, permette di rendere la soluzione modulare ed incrementare la potenza in una fase successiva del progetto.

Ogni elettrolizzatore sarà un sistema completo "plug and play" capace di convertire, utilizzando energia elettrica, l'acqua trattata in idrogeno con una purezza conforme alle normative. All'interno del container, infatti, sono presenti tutti i componenti necessari per il processo: gestione dell'idrossido di potassio (KOH), stack di elettrolisi, impianto di purificazione idrogeno e unità di smaltimento calore. L'impianto di produzione acqua demineralizzata e il relativo serbatoio saranno invece installati in un box esterno al container dell'elettrolizzatore.

Per andare a massimizzare l'accoppiamento con le fonti rinnovabili, il sistema proposto prevede una tecnologia estremamente parzializzabile, capace di operare in un range di potenza dal 10% al 100% con una elevata velocità di risposta.

Sono previsti n. 3 container contenenti diverse serie di elettrolizzatori in parallelo che, oltre a garantire un elevato livello di rangeability, permettono di mantenere l'impianto operativo anche nel caso di guasto di uno degli elementi, andando a perdere solo frazioni della produzione nominale. A differenza dei comuni sistemi containerizzati da 1 MW, questa soluzione evita lunghi tempi di arresto in attesa dell'arrivo di un nuovo componente.

2) Stoccaggio Buffer

Per garantire un corretto funzionamento del sistema di compressione ed evitare repentine variazioni di pressione e/o del flusso, sarà installato un buffer di accumulo tra il sistema di produzione idrogeno e quello di compressione.

Tale sistema sarà realizzato tramite un serbatoio di bassa pressione idoneo per lo stoccaggio di idrogeno. Le caratteristiche del sistema sono le seguenti:

Stoccaggio Buffer		
Pressione nominale	8	bar
Pressione di esercizio	30	bar
Volume	variabile in base allo scenario	

Tabella 11. Specifiche di massima del serbatoio Buffer

3) Compressore

Il sistema di compressione, attuato attraverso dei compressori volumetrici a membrana, specifici per l'idrogeno, permette di portare la pressione del gas dal valore in uscita dal sistema di elettrolisi a valori idonei per il trasporto, l'immissione in rete o l'utilizzo in fuel cell.

L'impianto sarà realizzato in un cabinato con copertura leggera idoneo per una installazione all'aperto. All'interno di esso saranno installati dei sensori per verificare possibili fughe di gas, presenza di fiamme e ventilatori per garantire un corretto ricambio d'aria.

Gruppo di compressione		
Pressione massima di mandata	200	bar
Pressione minima di aspirazione	5	bar
Portata massima	500	Nm ³ /h
Potenza elettrica	33,4	kW

Tabella 12. Specifiche di massima del Gruppo di compressione

4) Stoccaggio a lungo termine di H₂

Per permettere una maggiore flessibilità di impianto, il sistema prevede una sezione di stoccaggio dell'idrogeno che consenta di gestire tale vettore energetico nelle configurazioni che verranno esaminate.

Le specifiche tecniche di massima e un volume di riferimento dei sistemi di stoccaggio sono riportati nella tabella seguente:

Stoccaggio stagionale		
Pressione nominale	200	bar
Pressione di esercizio	30-200	bar
Volume	variabile in base allo scenario	

Tabella 13. Specifiche di massima del Sistema di stoccaggio a lungo termine

5) Distribuzione dell'idrogeno – Carro bombolaio

Per la distribuzione dell'idrogeno verso le rispettive aree di utilizzo, il progetto prevede diverse soluzioni a seconda dello specifico Scenario realizzato, come la realizzazione di un'area dedicata al caricamento di carri bombolai dove sarà predisposto un posto rampa per andare a collegare il trailer all'impianto; o la realizzazione di una cabina di blending per l'immissione dell'idrogeno prodotto nella rete metano in miscelazione.

Per garantire la sicurezza del sistema nel suo complesso, la baia di carico sarà schermata dagli altri componenti con muri perimetrali costruiti in calcestruzzo armato, o in altro materiale incombustibile di adeguata resistenza meccanica. L'area, come indicato nel decreto 23 ottobre 2018, è realizzata in modo tale che la motrice possa agganciare il carro e trainarlo anche in caso di emergenza senza compiere manovre (in direzione di uscita dall'impianto).

5 Modello del Sistema

5.1 Software adottati

Per sviluppare un modello dinamico del sistema, che includa tutti i diversi sottosistemi (sezioni) e le connessioni tra di essi, sono stati utilizzati i software Matlab® e Simulink®. Simulink è un'interfaccia grafica che fa parte del noto programma di calcolo e programmazione Matlab di MathWorks ed è un potente strumento per la modellazione e la simulazione di sistemi complessi, come quello attuale. In particolare, la libreria Simscape, interna a Simulink, mette a disposizione dell'utente varie librerie di componenti di diverso tipo e natura (elettrici, meccanici, componenti di tubazioni, termici, ecc.) e permette di collegare gli stessi attraverso Segnali fisici che rappresentano linee (elettricità, gas, liquidi, ecc.) o il flusso di informazioni provenienti da sensori.

Nel modello di sistema sono coinvolte principalmente: linee gassose che rappresentano il flusso di idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore, linee liquide per l'acqua di raffreddamento, linee termiche per gli scambi di calore tra le tubazioni e i serbatoi e l'ambiente circostante e linee meccaniche che rappresentano i componenti in movimento come compressori, pompe e valvole. Per la rappresentazione all'interno del modello del parco fotovoltaico e dell'elettrolizzatore si è scelto invece di utilizzare librerie Simulink, ovvero di adottare segnali privi di specifiche proprietà fisiche, ma solo numeriche. Questa scelta è giustificata dal fatto che la modellazione dettagliata di queste sezioni dell'impianto è piuttosto complessa e quindi esula dall'analisi del comportamento complessivo del Sistema.

5.2 Modello globale del Sistema

Il sistema è stato suddiviso in cinque diverse macrosezioni: campo fotovoltaico, elettrolizzatore, stoccaggio tampone, stoccaggio a lungo termine e utenti finali. Il campo fotovoltaico genera l'energia elettrica necessaria a produrre la quantità annuale di energia richiesta dall'elettrolizzatore per produrre la quantità di idrogeno necessaria annualmente per alimentare i bruciatori (o il bruciatore centrale in caso di scenario di teleriscaldamento). Questa quantità dipende dall'energia termica complessiva fornita dai carichi termici (bruciatori residenziali) per garantire un certo numero di ore di riscaldamento durante l'anno.

L'idrogeno prodotto dall'elettrolizzatore, il cui profilo di produzione segue la curva di potenza dell'impianto fotovoltaico (con alcuni limiti dovuti ai vincoli di regolazione della potenza dell'elettrolizzatore), viene quindi inviato a una prima sezione di stoccaggio, denominata Sezione di stoccaggio tampone. Questa sezione ha lo scopo di disaccoppiare la produzione di idrogeno (che è molto variabile durante l'anno) dal periodo di accensione dei compressori di stoccaggio a lungo termine. Infatti, per ottimizzare l'attività dei compressori, è necessario farli lavorare in condizioni vicine a quelle nominali.

Una logica di controllo è stata implementata per controllare i periodi di carica e scarica del buffer e i periodi di accensione dei compressori. Alla fine della giornata, quando l'accumulo tampone è stato caricato e la produzione fotovoltaica è terminata, la logica di controllo apre la valvola dalla sezione di accumulo tampone alla sezione di accumulo a lungo termine e contemporaneamente accende i compressori (fase di scarico del tampone). Per questo motivo, il compressore non sarà direttamente alimentato dall'impianto fotovoltaico.

Il flusso di idrogeno entra quindi nella sezione del compressore e subisce diversi stadi di compressione, che hanno lo scopo di aumentare la sua pressione dai valori in uscita dal serbatoio buffer (5~ 30 bar) a quelli di stoccaggio a lungo termine (30~ 200 bar). Lo stesso modello globale del sistema è stato utilizzato per eseguire le simulazioni di tutti i diversi scenari considerati. L'interfaccia di Simulink è riportata nella figura seguente.

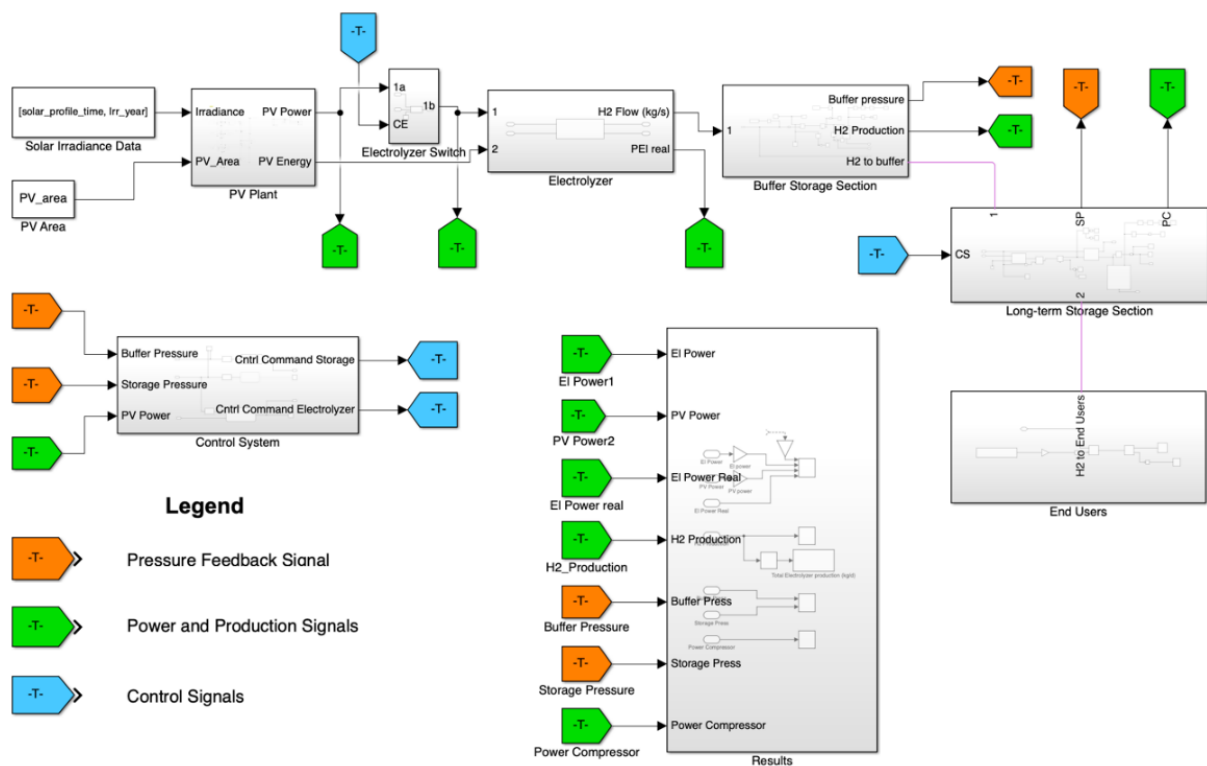


Figura 20. Modello Simulink® globale del Sistema

5.3 Parametri di Simulazione e dimensionamento

5.3.1 Impianto fotovoltaico

Il primo passo della procedura di dimensionamento è stato quello di raccogliere i dati di irraggiamento annuale sul piano inclinato rispetto alla posizione scelta per l'impianto fotovoltaico (vedi paragrafi 6.1.1, 7.1.1 e 8.1.1). Questi dati, insieme all'azimut e all'inclinazione (o pendenza) ottimali delle strutture fotovoltaiche, sono stati raccolti dal database europeo PVGIS. Per completezza, si riporta di seguito l'interfaccia del sito per la località di Ossana (Peio).

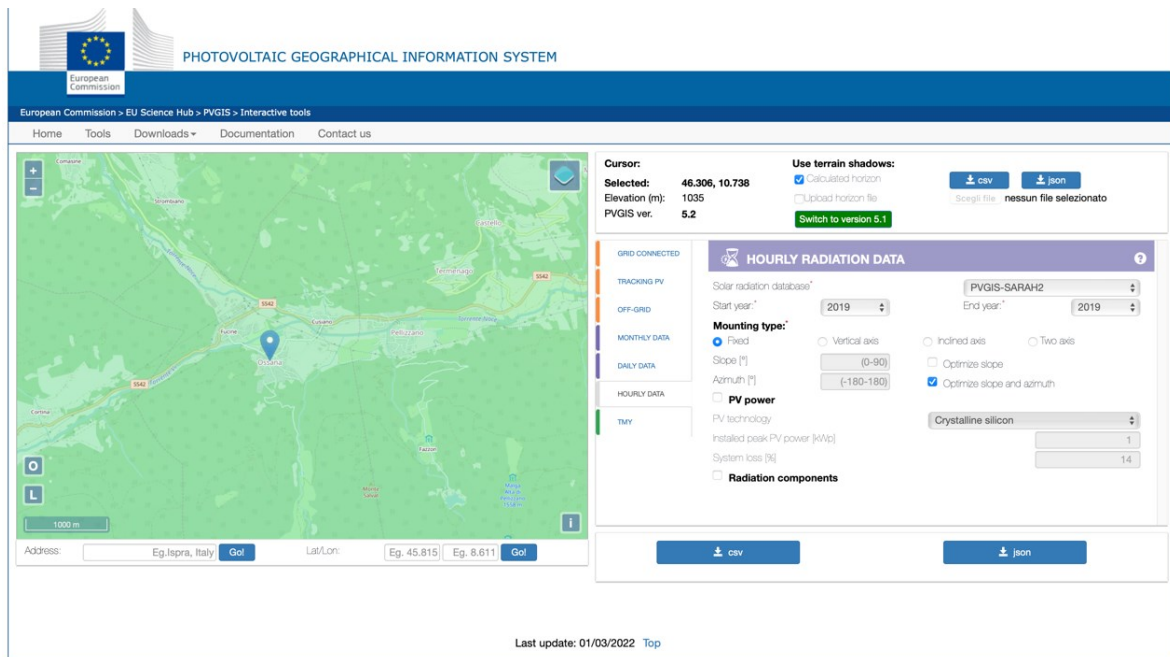


Figura 21. Interfaccia del database online PVGIS

Il database online offre la possibilità di selezionare: il database della radiazione solare utilizzato; la tipologia delle strutture fotovoltaiche (fisse, inseguitori ad asse singolo o a due assi); l'ora di riferimento per la raccolta dei dati; l'inclinazione e l'azimut delle strutture fotovoltaiche; la frequenza di campionamento dei dati di irraggiamento da raccogliere (mensile, giornaliera, oraria).

Per tutti gli scenari considerati, sono stati considerati i dati orari degli anni 2019 e 2020 su strutture fisse con azimut e pendenza ottimizzati (vedi figura sopra), limitati a un periodo che parte dal 1° settembre 2019 e termina il 31 agosto 2020. Questo periodo è stato scelto come anno di riferimento per eseguire la simulazione, poiché coincide con l'inizio del periodo di riscaldamento (1 settembre).

Le dimensioni dell'impianto fotovoltaico e la conseguente potenza nominale installata dipendono dall'energia elettrica annuale richiesta dall'elettrolizzatore per produrre la quantità di idrogeno desiderata per soddisfare i carichi di energia termica.

Di conseguenza, per calcolare la produzione complessiva di idrogeno richiesta dall'elettrolizzatore, sono stati considerati i dati di consumo orario di idrogeno per un determinato scenario. I dati di consumo orario di idrogeno sono stati calcolati sulla base dei carichi orari di energia termica (se disponibili) o estrapolati dal consumo annuale di energia termica suddividendo questo valore in una distribuzione oraria basata sul profilo di temperatura della relativa località. Le curve di distribuzione dei carichi termici per ciascuno scenario sono riportate nei paragrafi 6.2 e 7.2 e 8.2.

5.3.2 Elettrolizzatore

Il passo successivo consiste nel dimensionamento dell'elettrolizzatore, in base alla potenza nominale risultante dell'impianto fotovoltaico e con l'obiettivo di ottenere una produzione complessiva di idrogeno almeno pari alla quantità necessaria a soddisfare il carico annuale di energia termica.

È stato preso in considerazione un elettrolizzatore a membrana a scambio protonico (PEMEL) per la sua elevata efficienza (circa il 60%) e la sua disponibilità commerciale attuale. Ad ogni modo, il funzionamento del modello è analogo in caso di utilizzo di un elettrolizzatore di tipo alcalino, così come sono comparabili i valori di efficienza. Il modello Simulink di questo sottosistema (il modello dell'elettrolizzatore in dettaglio non è riportato) è mostrato nella figura seguente.

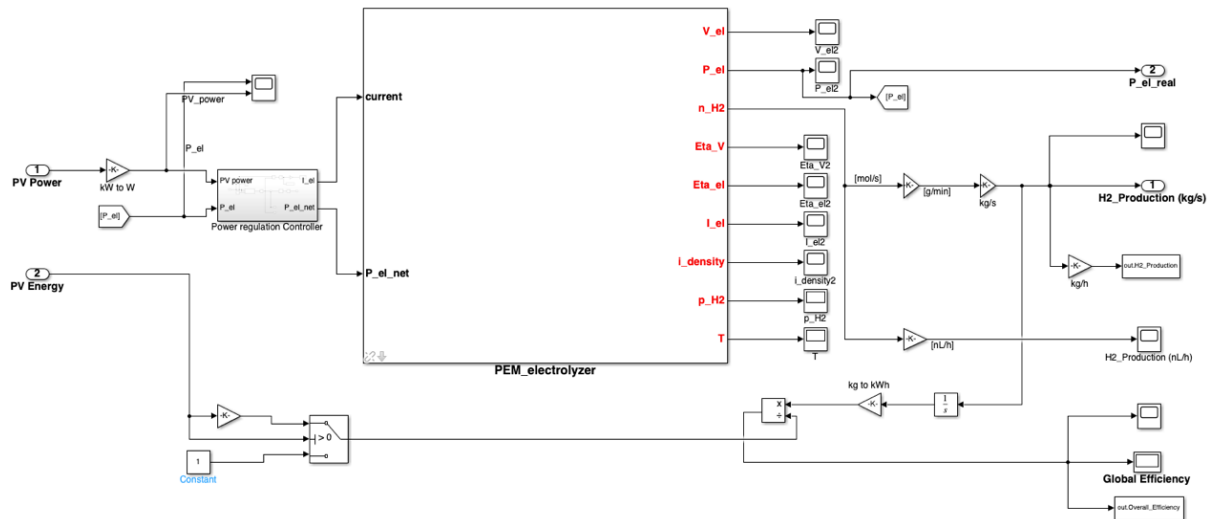


Figura 22. Modello Simulink del sottosistema elettrolizzatore

Il modello interno dell'elettrolizzatore è strutturato in modo da poter essere personalizzato dall'utente senza la necessità di modificare gli elementi all'interno del blocco principale (il blocco centrale nella figura sopra). Invece, dall'interfaccia del blocco o da uno script Matlab, l'utente può impostare diverse variabili che influenzano la potenza nominale e l'efficienza dell'elettrolizzatore, come la pressione e la temperatura dell'elettrolizzatore, il numero di celle dello stack, la larghezza della membrana e altri parametri elettrochimici. Pertanto, la potenza nominale dell'elettrolizzatore è stata impostata pari alla potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, considerando un intervallo di regolazione della potenza di 10~100%. Infatti, come si può notare dallo schema precedente, la produzione dell'elettrolizzatore dipende non solo dall'efficienza dell'elettrolizzatore stesso, ma anche dai vincoli di regolazione della potenza imposti. Nel modello, il regolatore di potenza posizionato prima della sezione di ingresso dell'elettrolizzatore ha la funzione di limitare la potenza fotovoltaica in ingresso all'intervallo di regolazione della potenza imposto. Quindi, per calcolare l'efficienza globale della conversione dell'energia elettrica in idrogeno, alcuni operatori logici e algebrici eseguono la divisione tra l'energia chimica complessiva prodotta (massa di idrogeno moltiplicata per il potere calorifico) e l'energia fotovoltaica complessiva in ingresso.

5.3.3 Sezione di stoccaggio Buffer

Come brevemente introdotto nel Capitolo 4, la sezione di stoccaggio buffer ha la funzione di disaccoppiare l'attività dell'elettrolizzatore dal programma dei cicli del compressore. La camera di accumulo è uno stadio a bassa pressione che non richiede la compressione dell'idrogeno. Infatti, questa

camera può raggiungere una pressione massima pari alla massima pressione operativa dell'elettrolizzatore (che per il PEMEL è di circa 30 bar), in assenza di compressori. Di conseguenza, il volume della camera tampone è stato dimensionato per raggiungere la pressione dell'elettrolizzatore di 30 bar quando completamente carico nel caso di massima produzione giornaliera di idrogeno durante l'anno operativo. Ciò significa che nel giorno più produttivo dell'anno il buffer raggiungerà la pressione massima a pieno carico, mentre tutti gli altri giorni la pressione raggiungerà valori inferiori a tale soglia.

Le linee del gas sono state modellate su Simscape, considerando il segnale numerico Simulink in ingresso (dall'elettrolizzatore) e trasformandolo in un segnale fisico per mezzo di una sorgente di portata accoppiata a un serbatoio di idrogeno, come mostrato nella figura seguente. La sorgente di portata ha la funzione di imporre una certa portata massica all'idrogeno proveniente dal serbatoio a una pressione definita, simulando così la portata di idrogeno dell'elettrolizzatore. Lo scambio termico del buffer con l'ambiente è stato modellato su Simscape considerando la convezione interna alla camera, la conduzione attraverso la parete della camera e la convezione esterna. Per quest'ultima, è stata considerata un'installazione all'aperto con una temperatura ambiente costante di 15°C.

Di seguito è riportata un'immagine del sottosistema del buffer.

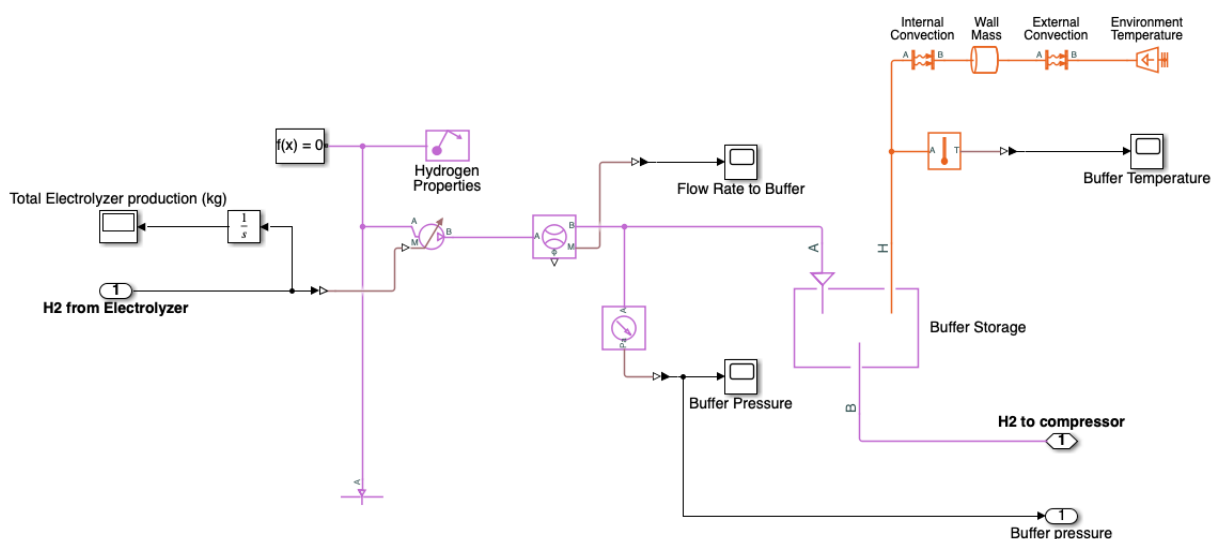


Figura 23. Modello Simscape® della sezione di stoccaggio buffer

5.3.4 Sezione di stoccaggio a lungo termine

Questa sezione rappresenta lo stoccaggio stagionale per ogni scenario, con una grande capacità di stoccaggio dell'idrogeno e dimensioni coerenti. La procedura di dimensionamento di questa sezione inizia dopo il calcolo della produzione oraria di idrogeno e della domanda oraria di idrogeno, effettuato durante il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico.

La differenza tra questi due vettori rappresenta, per ogni passo temporale considerato, lo stato dell'accumulo in termini di carica e scarica. Infatti, se la produzione supera il consumo, l'accumulo si

trova in una fase di carica (questo è ciò che accade durante l'estate quando gli impianti di riscaldamento sono spenti o quando la domanda è molto bassa), e viceversa. Quindi, la differenza cumulativa rappresenta lo stato complessivo dell'accumulo dal primo giorno di funzionamento (1° settembre) fino al passo temporale considerato, risultando in un valore positivo se l'accumulo ha avuto un guadagno netto in termini di contenuto di idrogeno, o in un valore negativo se l'accumulo ha avuto una diminuzione netta del contenuto di idrogeno.

Infine, calcolando il valore minimo (valore negativo) di questo vettore di differenza cumulativa, si trova la capacità massima di stoccaggio a lungo termine, cioè la capacità che lo stoccaggio deve garantire per compensare la fase di scarico invernale.

In effetti, la capacità minima reale è in realtà superiore al valore calcolato sopra, poiché la pressione più bassa raggiunta dallo stoccaggio a lungo termine deve essere superiore a 1 bar e possibilmente simile all'intervallo di stoccaggio buffer (5-30 bar) per motivi precauzionali.

Come per la sezione di stoccaggio buffer, anche la sezione di stoccaggio a lungo termine è stata modellata su Simscape. La rete gas che collega il buffer allo stoccaggio a lungo termine è stata modellata considerando una tubazione di 20 metri con scambio termico con l'ambiente esterno e un diametro del tubo di 0,1 m. Una valvola a saracinesca controllata, posizionata dopo la tubazione, permette o blocca il flusso a seconda del segnale di ingresso ricevuto dalla logica di controllo (ingresso CS). Lo scambio termico dell'accumulo a lungo termine con l'ambiente è stato modellato considerando la convezione interna alla camera, la conduzione attraverso la parete della camera e la convezione esterna. Per quest'ultima, è stata considerata un'installazione all'aperto con una temperatura ambiente costante di 15°C.

Di seguito sono riportate le immagini del Sottosistema globale e della sezione Compressore.

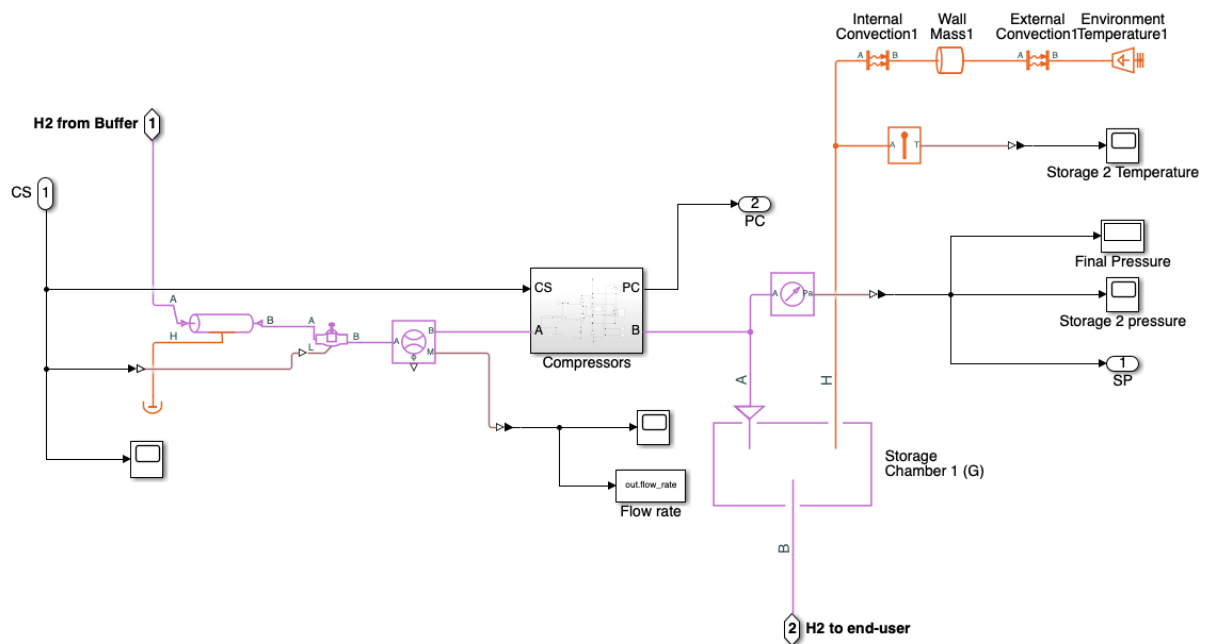


Figura 24. Modello Simscape® della sezione di stoccaggio a lungo termine

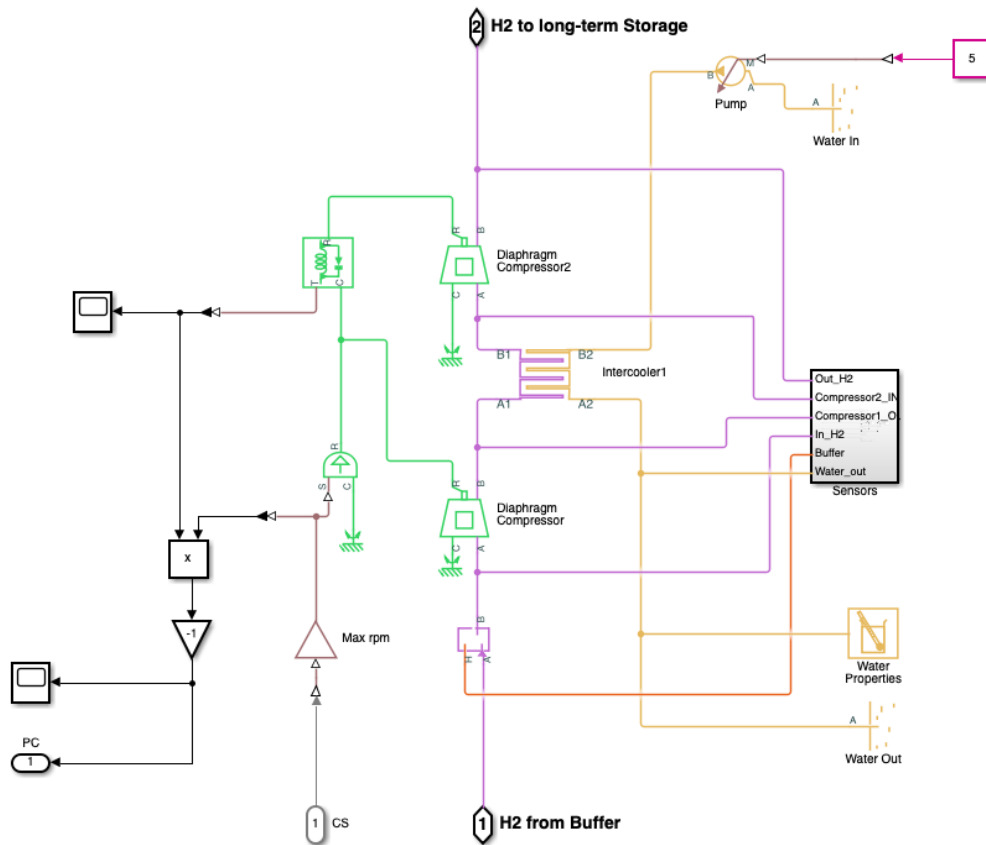


Figura 25. Modello Simscape® della sezione dei compressori

Lo stadio di compressione è stato modellato su Simscape, per mezzo di due compressori volumetrici a membrana. Il flusso di idrogeno proveniente dal buffer entra in una piccola camera a volume costante che ha la funzione di ridurre la rigidità della rete di gas aumentandone il volume totale e fissa la pressione iniziale di riferimento di 1 bar al tempo zero della simulazione.

Per ogni Scenario, i compressori sono stati impostati con un rapporto di pressione nominale variabile, un'efficienza volumetrica nominale di 0,9, una velocità nominale dell'albero di 450 giri/min e una portata nominale che dipende dalle dimensioni del buffer. In particolare, la portata nominale dei compressori è stata calcolata come la portata massica di idrogeno necessaria per scaricare la capacità massima dello stoccaggio tampone (raggiunta durante il giorno più produttivo) in cinque ore. Infatti, per minimizzare i costi elettrici relativi ai compressori, è stata considerato un periodo operativo notturno dalle 12 alle 5 del mattino. La potenza dei compressori (PC nella figura sopra) è calcolata come il prodotto della coppia per la velocità angolare, su base oraria.

Tra i due stadi di compressione è stato collocato uno scambiatore di calore a fascio tubiero per ridurre la temperatura dell'idrogeno nella sezione di uscita del primo compressore. Dopo il secondo stadio di compressione, invece, non è stato collocato alcuno scambiatore di calore, considerando che l'idrogeno fluisce verso lo stoccaggio a lungo termine situato all'esterno con un grande volume a una temperatura costante di 15°C.

Nella porzione di destra in figura 25, tutti i sensori sono stati raggruppati in un sottosistema, con l'obiettivo di monitorare pressioni e temperature in tutti i diversi nodi (nodo di ingresso, nodo di uscita dello stadio 1, nodo di ingresso allo stadio 2, nodo di uscita dallo stadio 2).

Per il dovere di precisione, è importante ricordare che il modello considera solo due stadi quando nel sistema reale saranno necessari almeno 3 o 4 stadi di compressione per la compressione dell'idrogeno da 5~ 30 bar a 30~ 200 bar.

5.3.5 Sezione degli utilizzatori finali

Infine, la sezione dell'utente finale è stata modellata su Simscape, come riportato nell'immagine seguente.

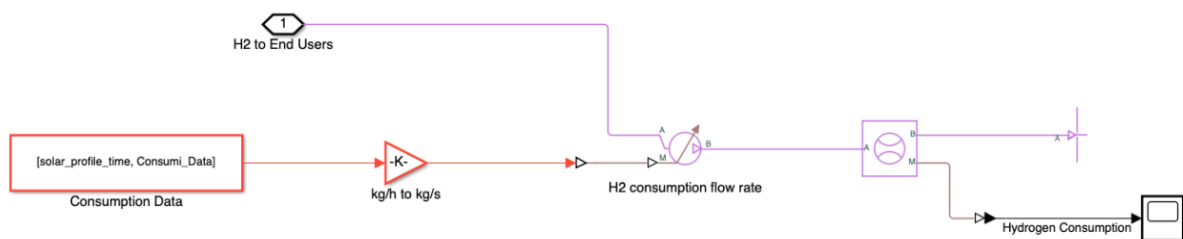


Figura 26. Modello Simscape® della sezione degli utilizzatori finali

Come per l'interfaccia accumulatore-elettrolizzatore, il modello della sezione utente finale comprende un segnale numerico Simulink accoppiato a un segnale fisico Simscape (la linea in magenta nell'immagine precedente). Il primo rappresenta i dati di consumo di idrogeno su base oraria per ogni scenario, mentre il secondo è il flusso di idrogeno proveniente dal sistema di distribuzione, il cui valore è impostato pari ai dati di consumo pertinenti tramite l'elemento "Flow Rate Source" di Simscape (vedi figura sopra).

Poiché la natura della sezione utente finale è diversa per ogni scenario e la sua modellazione in dettaglio non è rilevante per lo scopo di questo lavoro, il nodo di uscita finale dell'idrogeno è stato impostato come elemento "Reservoir" (pozzo) a pressione atmosferica e temperatura ambiente.

5.4 Logica di controllo

Come descritto brevemente in precedenza, la simulazione del modello globale richiede una logica di controllo per regolare le diverse fasi di produzione, stoccaggio e distribuzione dell'idrogeno. Lo strumento utilizzato per implementare l'algoritmo di controllo è Stateflow, uno strumento di libreria di Matlab che, con diverse funzionalità, può generare stati del sistema e transizioni di stato. La transizione da uno stato all'altro avviene se le condizioni imposte dall'utente sono soddisfatte. Una volta raggiunto un certo stato, il sistema può evolvere in diverse direzioni a seconda della condizione soddisfatta.

Per il sistema, questa logica di controllo viene utilizzata per regolare le fasi di carica e scarica del buffer controllando le valvole, insieme all'accensione e allo spegnimento dei compressori. Nella figura seguente è riportata la logica di controllo implementata per il sistema.

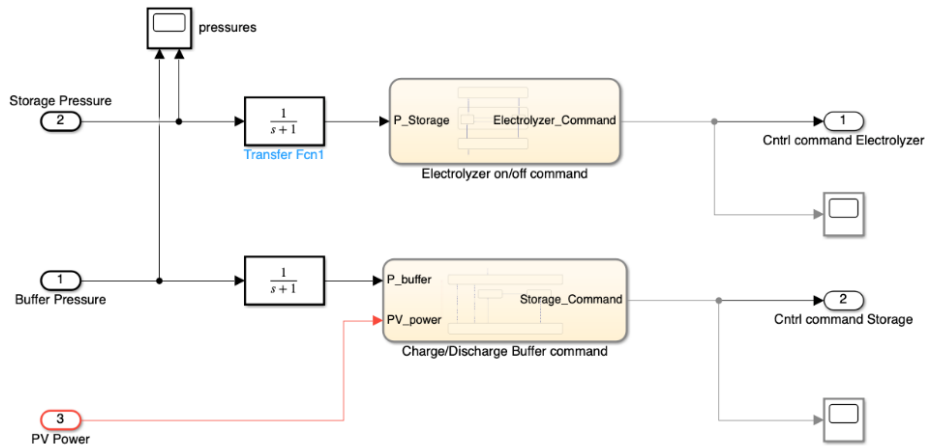


Figura 27. Sottosistema logico di controllo globale

Il sistema di controllo ha tre diversi segnali di ingresso: i segnali feedback di pressione dello stoccaggio buffer e dello stoccaggio a lungo termine e il segnale di potenza fotovoltaica. I segnali di uscita sono i due segnali di controllo per il caricamento e lo scaricamento del buffer ("Cntrl command Storage") e per l'accensione/spegnimento dell'elettrolizzatore ("Cntrl command Electrolyzer").

Nella figura seguente è riportato il modello in-deep della logica di controllo.

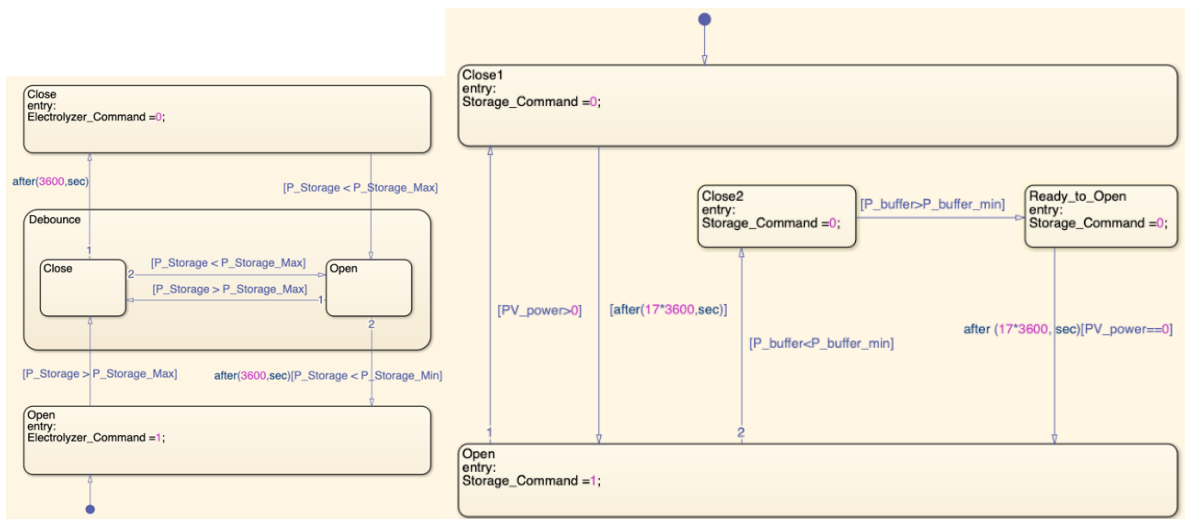


Figura 28. Logica di controllo Stateflow per l'elettrolizzatore (sinistra) e il serbatoio buffer (destra)

La logica di controllo per l'accensione e lo spegnimento dell'elettrolizzatore è strutturata in modo da interrompere l'energia fotovoltaica in ingresso all'elettrolizzatore e quindi fermare la produzione di idrogeno. Questo controllo è necessario per regolare la capacità massima dell'accumulatore a lungo termine, che potrebbe superare la sua pressione massima. Infatti, anche se è stato dimensionato per

raggiungere i 200 bar come soglia di pressione, la produzione di idrogeno è molto variabile a seconda delle condizioni climatiche annuali.

Dall'immagine a sinistra in alto, si può osservare che se il sensore di pressione situato nell'accumulo a lungo termine legge un valore di "P_Storage" superiore a "P_Storage_Max" per almeno un'ora (3600 s), lo stato cambia da "Open" a "Close" e il segnale di controllo in uscita (CE) diventa un valore negativo (0) come ingresso all'Interruttore elettrolizzatore, che interrompe l'input di energia fotovoltaica. Poi, se la pressione scende al di sotto della soglia massima (che è stata impostata a 210 bar per tutti gli scenari) e continua a scendere al di sotto di una soglia minima (impostata a 199 bar) per almeno un'ora, lo stato cambia nuovamente da "Chiuso" ad "Aperto", e così via. Lo stato intermedio chiamato "Debounce" è stato creato per ridurre le fluttuazioni di pressione intorno al valore massimo, che generalmente si verificano a causa di cambiamenti di stato transitori.

Per quanto riguarda il sistema di controllo della carica/scarica del Buffer Storage, rappresentato nella figura a destra in alto, in questo caso ci sono più di due stati possibili, descritti di seguito: la condizione iniziale è "Close1", e il segnale di controllo in uscita (CS) è negativo (0). Si ricorda che la condizione iniziale (ora di inizio) per tutte le simulazioni è stata impostata al 1° settembre 2019 alle ore 05:00 del mattino. In questo stato l'elettrolizzatore sta producendo idrogeno e l'accumulo tampone si sta caricando. Poi, dopo 17 ore, cioè alla fine della giornata (alle 22:00), il sistema cambia il suo stato in "Aperto" e il segnale di controllo in uscita diventa positivo (1). Questo segnale positivo si traduce in due effetti diversi: (i) l'apertura della valvola a saracinesca situata dopo la sezione di accumulo del buffer e (ii) l'impostazione della velocità dei compressori al valore nominale. In questa fase, quindi, l'accumulo tampone si sta scaricando e l'idrogeno viene compresso e inviato allo stoccaggio a lungo termine. Se l'energia fotovoltaica diventa positiva (non appena la produzione riprende), la scarica del buffer si interrompe e il sistema passa nuovamente allo stato "Close1".

Un altro caso si verifica se la scarica è molto rapida perché l'accumulo tampone non è stato caricato completamente durante il giorno e quindi ha raggiunto una pressione inferiore a 30 bar (in inverno la pressione raggiunge spesso un massimo di 15~ 20 bar). In questo caso, la fase di scarico termina prima dell'inizio della produzione fotovoltaica e il sistema passa da "Open" a "Close2", se la pressione scende al di sotto di una soglia minima chiamata "P_buffer_min", che è stata impostata a 5 bar. Infine, il sistema passa nuovamente dallo stato "Ready to Open " allo stato Aperto quando si verificano due condizioni contemporanee: (i) sono trascorse 17 ore dall'orario di chiusura e (ii) l'energia fotovoltaica è nulla, cioè alla fine della giornata.

6 Analisi dello Scenario n°1

Il primo scenario considerato prevede la costruzione di una rete di idrogenodotti per alimentare una parte delle caldaie residenziali del comune di *Peio*, nella *Provincia Autonoma di Trento* in *Trentino-Alto Adige*.

6.1 Descrizione dell'infrastruttura

6.1.1 Sito di installazione

Il Sistema, la cui configurazione sarà descritta in dettaglio nella prossima sezione, sarà situato all'interno di un'area che comprende il comune di *Peio (TR)* e la frazione di *Cogolo*, e il comune di *Ossana (TR)*. Entrambi i comuni sono situati all'interno della *Provincia Autonoma di Trento*, rispettivamente a 1585 m e 1000 m di altitudine.



Figura 29. Scenario 1 – Sito di installazione

6.1.2 Layout

L'impianto comprende cinque diverse macrosezioni (impianto fotovoltaico, elettrolizzatore, stoccaggio tampone, stoccaggio a lungo termine e idrogenodotto) e sarà sviluppato su diverse aree, a partire dal Comune di *Ossana* fino al Comune di Peio. Un possibile layout preliminare dell'impianto è riportato, in forma schematica, nel capitolo 4.

In particolare, l'impianto fotovoltaico comprensivo di tutti gli ausiliari, l'elettrolizzatore e le unità di accumulo saranno installati nella località di Ossana, per la maggiore disponibilità di aree, i minori vincoli ambientali e la migliore esposizione solare (oltre che per le condizioni climatiche più favorevoli). Nell'area adiacente all'impianto fotovoltaico saranno collocati l'elettrolizzatore e l'accumulo stagionale, per necessità di accoppiamento elettrico tra le due sezioni dell'impianto e per ridurre l'impatto visivo. L'idrogenodotto sarà invece installato interamente nel comune di Peio, più precisamente nel territorio comunale denominato "*Peio Alta*", dove gli impianti di riscaldamento residenziale sono attualmente costituiti principalmente da caldaie a pellet o a gasolio. La frazione del comune di Peio Cogolo è attualmente dotata di una rete di teleriscaldamento alimentata da bruciatori a pellet, e pertanto non si ritiene prioritario intervenire con la modifica di tale rete in quanto la risorsa biomassa è ampiamente disponibile nella zona e non presenta criticità ambientali.

Il collegamento tra l'area di produzione e stoccaggio dell'idrogeno e l'area di partenza dell'idrogenodotto sarà discontinuo, cioè realizzato attraverso un sistema di trasporto terrestre per mezzo di autobotti (trailer), che preleveranno una determinata quantità di gas dall'unità di stoccaggio a lungo termine e la trasporteranno a un'unità di stoccaggio a breve termine situata a Peio Alta. Quest'ultima unità dovrà garantire una capacità di stoccaggio pari al fabbisogno di gas di uno o due giorni di autonomia e sarà caratterizzata da una pressione compatibile con le specifiche delle condutture che comporranno l'idrogenodotto di nuova realizzazione (tipicamente nell'intervallo 12~ 24 bar).

6.2 Parametri di simulazione e dimensionamento

6.2.1 Parametri principali

Per le diverse sezioni del modello di sistema, descritte in 5.3, sono stati adottati i seguenti parametri principali.

Scenario 1 - Peio	Valore	Unità
Potenza termica installata equivalente	11.50	MW
Fattore di copertura idrogeno	50%	%
Ore equivalenti di operazione	2708.33	h/year
PCI H2	33.33	kWh/kg
	3.00	kWh/m ³
Consumo specifico elettrolizzatore	51.28	kWh/kg
Efficienza elettrolizzatore	65%	%
Efficienza globale	61%	%
Consumo specifico globale	54.64	kWh/kg

Tabella 14. Scenario n°1 – Parametri principali

1. La potenza termica equivalente installata è stata calcolata considerando la somma delle caldaie residenziali presenti nel Comune di Peio, includendo solo quelle alimentate a combustibili fossili (gasolio) ed escludendo quelle alimentate a biomassa. Tuttavia, questa potenza complessiva installata dovrebbe soddisfare solo il 50% della domanda termica totale (fattore di copertura dell'idrogeno), poiché la parte restante sarà soddisfatta dalla rete di teleriscaldamento già esistente;
- 1 Il numero di ore equivalenti di funzionamento è stato ricavato dai dati disponibili per la rete di teleriscaldamento, supponendo che questo valore sia lo stesso per le caldaie per il riscaldamento residenziale;
- 2 I valori del consumo specifico e dell'efficienza dell'elettrolizzatore sono stati ricavati dalle schede tecniche delle unità commerciali attualmente disponibili;
- 3 L'efficienza globale e quindi il consumo specifico globale sono stati calcolati considerando, oltre all'efficienza e al consumo specifico dell'elettrolizzatore, anche la perdita di potenza dovuta ai vincoli di regolazione della potenza (l'elettrolizzatore è limitato a 10~ 100% di potenza nominale);

6.2.2 Parametri specifici

Nella tabella seguente sono riportati i valori relativi al carico termico e alla domanda di idrogeno, insieme alle specifiche dell'impianto fotovoltaico e della sezione di accumulo. Si ricorda che la procedura adottata per il calcolo di queste variabili è stata descritta in 4.3.

Domanda		
Global thermal demand	15,573	MWh/year
Fabbisogno H ₂	5,190,972	Nm ³ /year
	466.7	ton/anno
Impianto fotovoltaico		
Producibilità impianto PV	1,200	kWh/kWp
Fabbisogno elettrico	25,498	MWh/year
Potenza installata impianto PV	21.2	MWp
Stoccaggio		
Capacità buffer	2.506	ton
Temperatura buffer	288.00	K
Volume buffer	1,000	m ³
Capacità stoccaggio	209	ton
Temperatura stoccaggio	288.00	K
Volume stoccaggio	12,507	m ³

Tabella 15. Scenario n°1 – Parametri specifici

Di seguito viene riportata la curva che rappresenta la domanda di energia termica calcolata su una distribuzione oraria per lo Scenario 1.

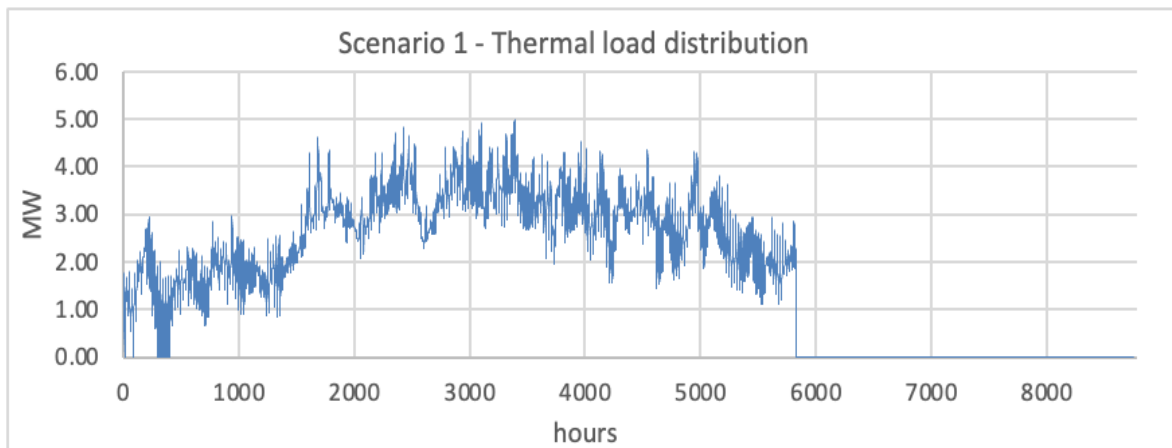


Figura 30. Scenario 1 - Distribuzione del carico termico

Come si può vedere dal grafico precedente, per lo Scenario 1 il carico termico massimo raggiunge un picco di 5,00 MW durante i mesi invernali, quando la differenza di temperatura tra la temperatura interna di riferimento e le temperature esterne è massima.

I valori nulli della distribuzione del carico termico iniziano dopo 5840 ore e terminano dopo 8784 ore, che coincide con il periodo di spegnimento delle caldaie di riscaldamento (da aprile 30° ad agosto 31°). Per quanto riguarda il calcolo della capacità di stoccaggio a lungo termine, la curva che rappresenta la differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno è riportata di seguito.

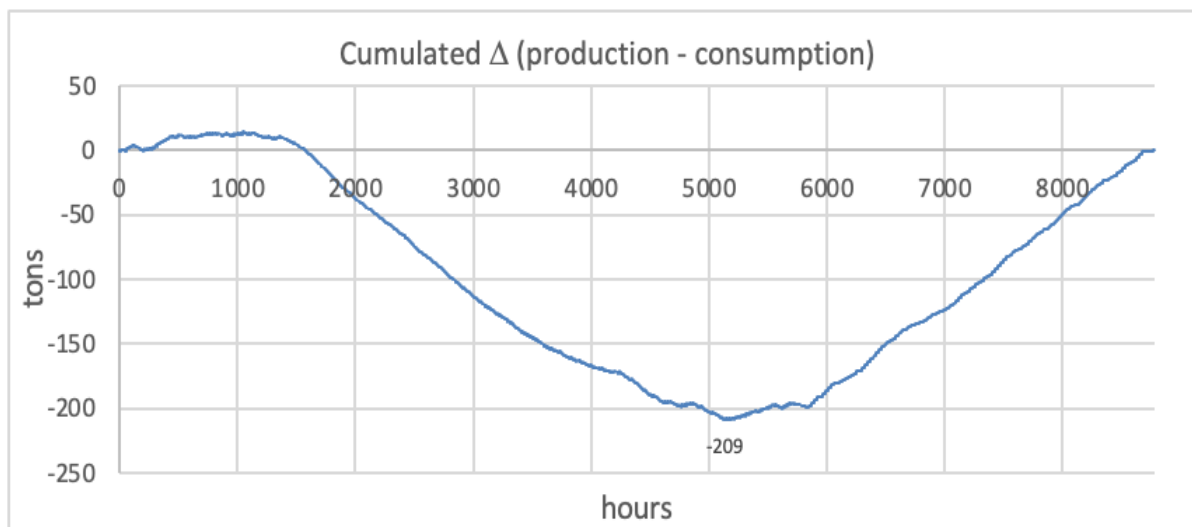


Figura 31. Scenario 1 - Differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno

Dalla figura precedente è possibile capire come si comporta il serbatoio di stoccaggio a lungo termine durante l'anno: nei primi mesi di funzionamento dell'impianto di riscaldamento (settembre e ottobre), la curva è positiva perché la produzione di idrogeno supera ancora il consumo, il che significa che il serbatoio di stoccaggio a lungo termine si sta riempiendo. Da novembre a fine marzo, invece, la curva è decrescente con valori negativi e raggiunge un minimo di -209 tonnellate, il che significa che il serbatoio di stoccaggio a lungo termine si sta svuotando. Come descritto nel paragrafo 5.3.4, questo valore è stato assunto come capacità di stoccaggio a lungo termine. La parte crescente della curva

rappresenta il periodo da marzo ad agosto, quando la produzione supera il consumo e lo stoccaggio viene nuovamente caricato.

Infine, tutti i parametri adottati per ogni unità sono stati scritti in uno script Matlab, collegato al file Simulink contenente il modello globale del sistema, per eseguire la simulazione. Lo script per lo Scenario 1 è disponibile negli allegati.

6.3 Risultati della simulazione

I risultati della simulazione sono stati raggruppati in un sottosistema chiamato "Risultati" all'interno del modello globale del sistema (vedere 5.2). Le variabili che meglio rappresentano il comportamento del sistema durante la simulazione sono:

- La potenza fotovoltaica, la potenza di riferimento dell'elettrolizzatore e la potenza reale dell'elettrolizzatore per (i) l'intero anno e (ii) le prime 72 ore di funzionamento, per una migliore comprensione delle dinamiche giornaliere.
- L'andamento annuale della pressione del serbatoio buffer e dello stoccaggio a lungo termine;

Di seguito sono riportati i grafici delle variabili sopra citate per la simulazione dello Scenario 1.

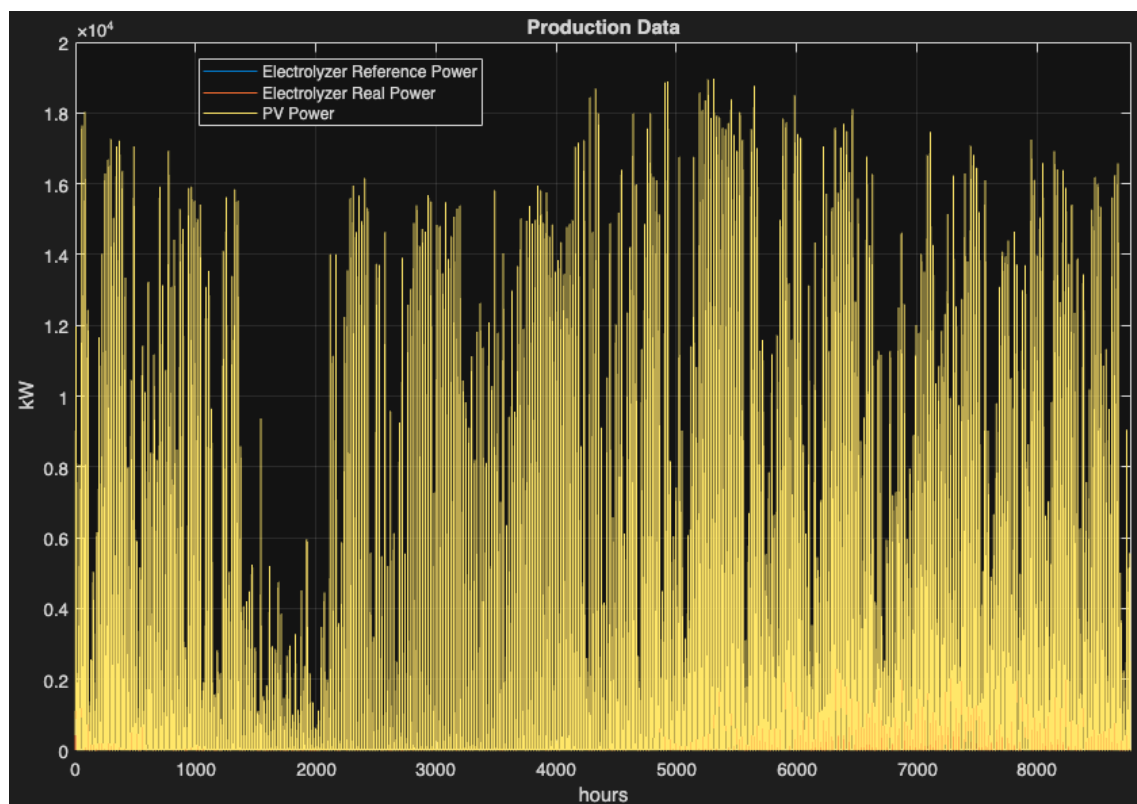


Figura 32. Scenario 1 - Dati di produzione annuale

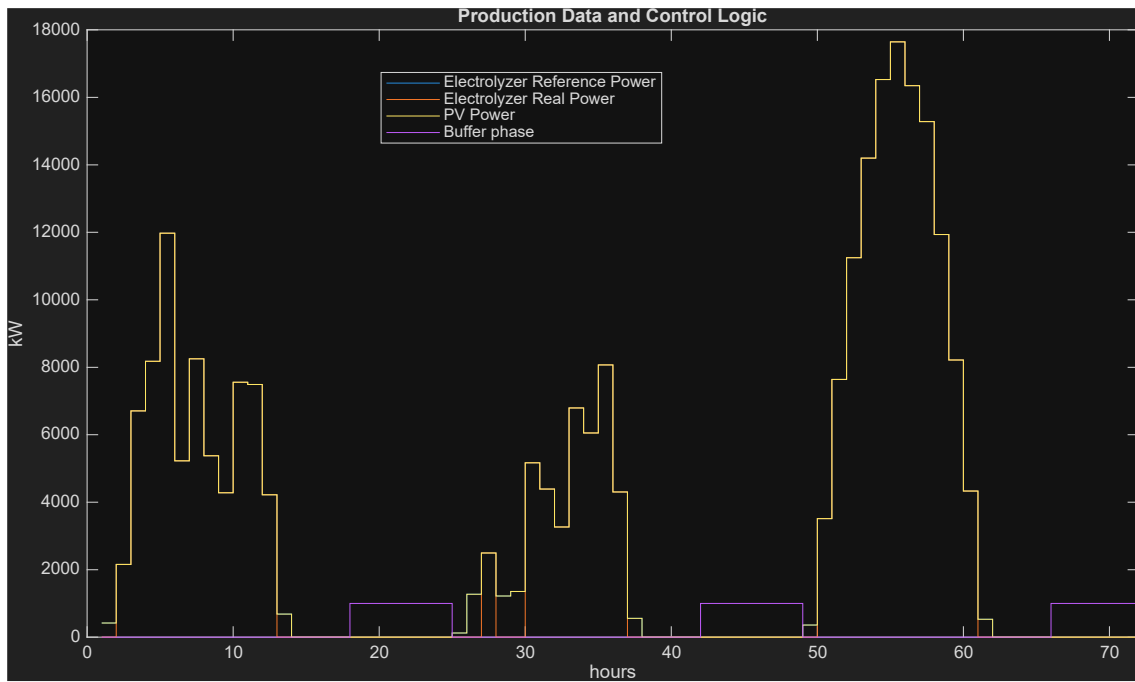


Figura 33. Scenario 1 - Dati di produzione e segnale di controllo: fase tampone di carica (segnale zero) e scarica (segnale positivo)

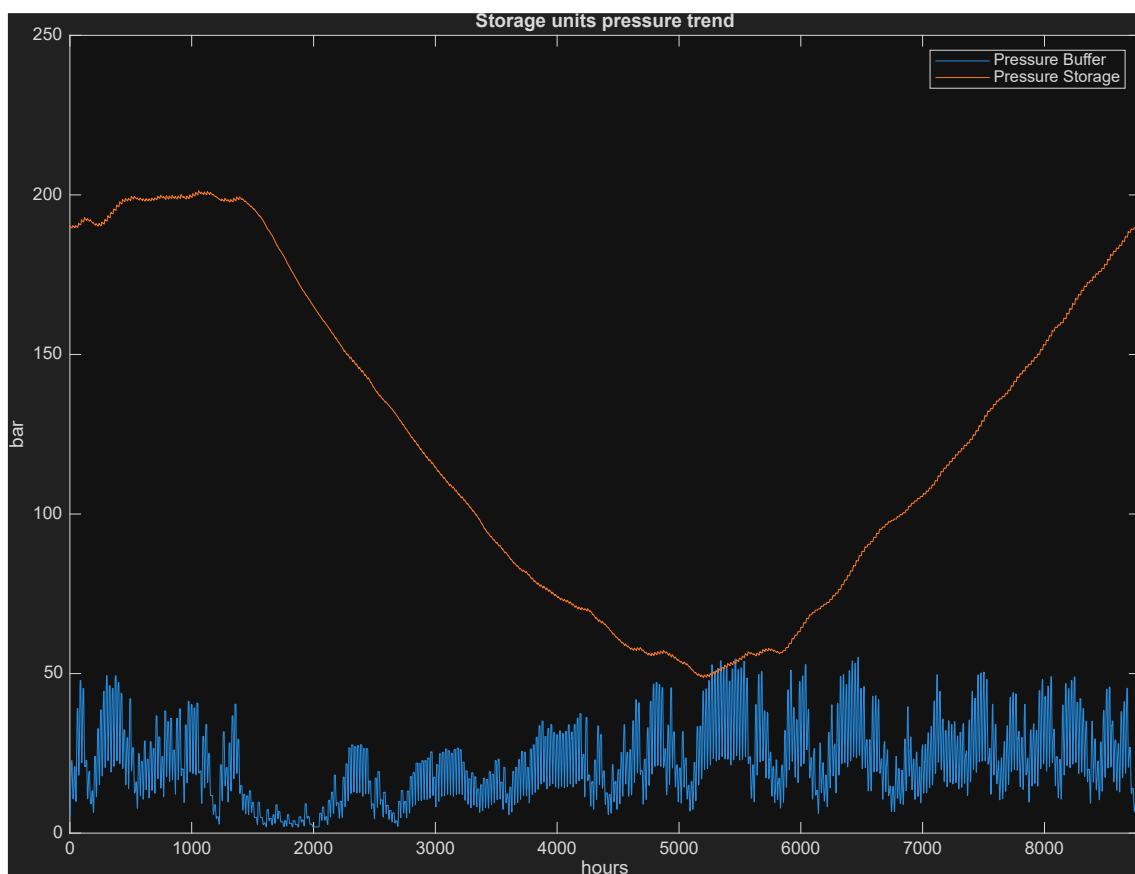


Figura 34. Scenario 1 - Andamento della pressione

7 Analisi dello Scenario n°2

Il secondo scenario considerato prevede l'integrazione dell'idrogeno nella rete del gas esistente (blending) per alimentare le caldaie residenziali del comune di *Ronzo - Chienis*, nella *Provincia Autonoma di Trento* in *Trentino-Alto Adige*.

7.1 Descrizione dell'infrastruttura

7.1.1 Sito di installazione

Il sistema, la cui configurazione sarà descritta in dettaglio nella prossima sezione, sarà situato all'interno di un'area che comprende il comune di *Ronzo - Chienis (TR)*. Il comune si trova all'interno della *Provincia Autonoma di Trento*, a un'altitudine di 1000 m.

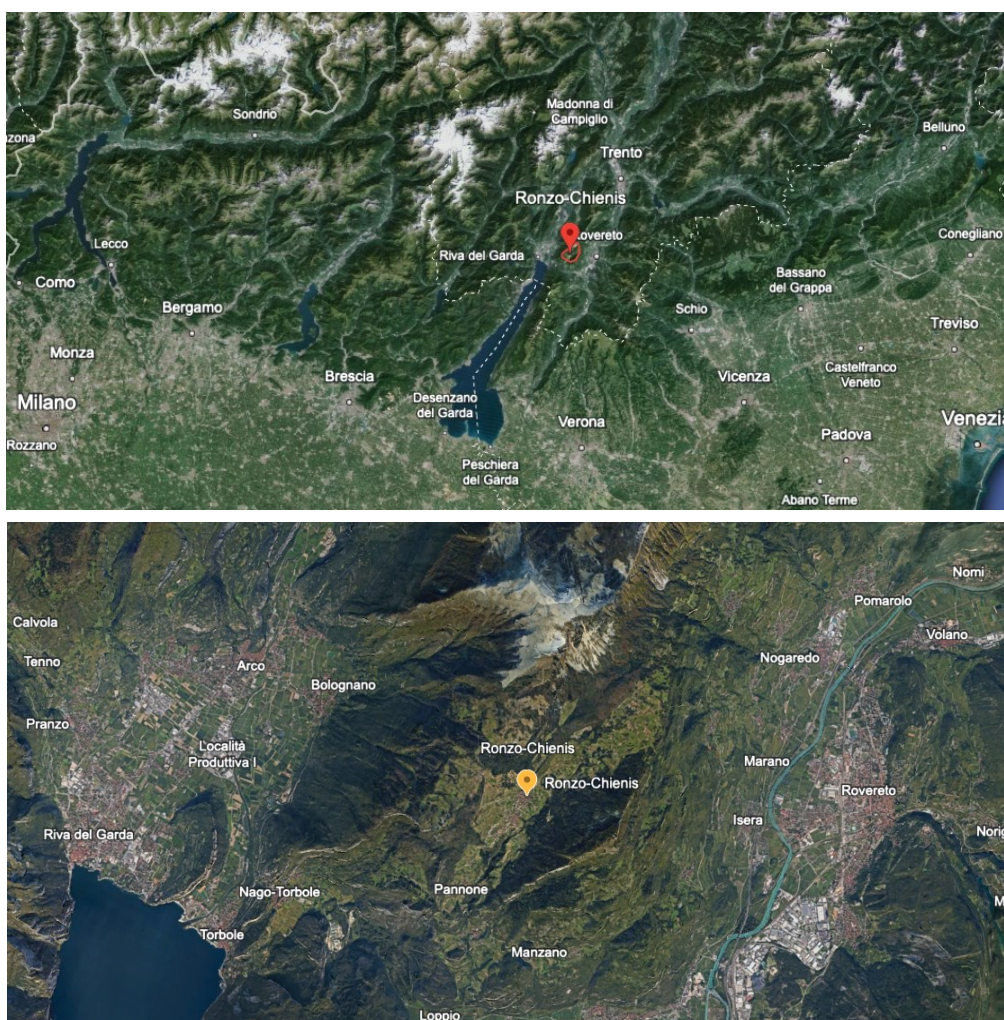


Figura 35. Scenario 2 – Sito di installazione

7.1.2 Layout

L'impianto comprende cinque diverse macrosezioni (impianto fotovoltaico, elettrolizzatore, buffer, stoccaggio a lungo termine e condotta di miscelazione) e sarà sviluppato interamente sul territorio comunale di Ronzo - Chienis.

Nell'area adiacente all'impianto fotovoltaico saranno collocati l'elettrolizzatore e l'accumulo stagionale, per necessità di accoppiamento elettrico tra le due sezioni del sistema e per ridurre l'impatto visivo.

Il collegamento tra lo stoccaggio a lungo termine dell'idrogeno e la rete del gas sarà continuo, cioè realizzato per mezzo di una stazione di miscelazione che preleverà una determinata quantità di idrogeno dall'unità di stoccaggio a lungo termine e la inietterà nella rete del metano. Quest'ultima unità dovrà garantire una pressione di iniezione dell'idrogeno compatibile con le specifiche dei gasdotti esistenti (tipicamente nell'intervallo 12~ 24 bar).

7.2 Parametri di simulazione e dimensionamento

7.2.1 Parametri principali

Per lo Scenario n°2 sono stati presi in considerazione due casi diversi, uno con una percentuale volumetrica di idrogeno miscelato nella rete del gas pari al 10% (Scenario n°2a, e un altro con il 20% (Scenario n°2b). Per i due casi sono stati adottati i seguenti parametri principali per le diverse sezioni del modello di sistema, descritto in 5.3.

Scenario n°2 – Ronzo - Chienis	a	b	Unità
Numero di generatori diffusi	565	565	-
Potenza generatori diffusi	14.90	14.90	MW
Fattore di contemporaneità	40%	40%	%
Ore equivalenti di operazione	2708	2708	h/year
PCI H ₂	3.00	3.00	kWh/m ³
PCI CH ₄	9.94	9.94	kWh/m ³
Percentuale di blending	10.00%	20.00%	% _{vol} H ₂
PCI miscela	9.25	8.55	kWh/m ³
Consumo specifico elettrolizzatore	54.64	54.64	kWh/kg
Efficienza elettrolizzatore	65%	65%	%
Efficienza globale	61%	61%	%
Consumo specifico globale	54.64	54.64	kWh/kg

Tabella 16. Scenario n°2 – Parametri principali

1. La potenza dei generatori diffusi è calcolata come la somma delle caldaie residenziali presenti nel Comune di Ronzo-Chienis. Tuttavia, si suppone che questa potenza complessiva installata abbia un fattore di contemporaneità del 40%, a causa della ridotta percentuale di edifici che ospitano residenti permanenti rispetto al totale degli edifici in cui è installata la potenza termica. Inoltre, non tutta la potenza termica è richiesta nello stesso momento da tutte le diverse strutture, quindi l'ipotesi di cui sopra appare giustificata.
2. Il numero di ore equivalenti di funzionamento è stato ricavato dai dati disponibili per la rete di teleriscaldamento di Peio, supponendo che questo valore sia lo stesso per le caldaie per il riscaldamento residenziale;
3. I valori del consumo specifico e dell'efficienza dell'elettrolizzatore sono stati ricavati dalle schede tecniche delle unità commerciali attualmente disponibili;
4. L'efficienza globale e quindi il consumo specifico globale sono stati calcolati considerando, oltre all'efficienza e al consumo specifico dell'elettrolizzatore, anche la perdita di potenza dovuta ai vincoli di regolazione della potenza (l'elettrolizzatore è limitato a 10~ 100% di potenza nominale);

7.2.2 Parametri specifici

Nella tabella seguente sono riportati i valori relativi al carico termico e alla domanda di idrogeno, insieme alle specifiche dell'impianto fotovoltaico e della sezione di accumulo. Si ricorda che la procedura adottata per il calcolo di queste variabili è stata descritta in 3.3.

Fabbisogno	a	b	unità
Fabbisogno termico globale	15,942	15,942	MWh/year
Fabbisogno miscela	1,724,186	1,864,105	Nm ³ /year
Fabbisogno idrogeno H ₂	172,419	372,821	Nm ³ /year
	15.50	33.52	ton/year
Impianto fotovoltaico	a	b	unità
Producibilità impianto PV	1345	1345	kWh/kWp
Fabbisogno elettrico	891.7	1849	MWh/year
Potenza impianto PV	0.63	1.36	MW

Stoccaggio	a	b	unità
Capacità buffer	73.60	163.4	ton
Temperatura buffer	288	288	K
Volume buffer	40	65	m ³
Capacità stoccaggio	6.5	14.1	ton
Temperatura stoccaggio	288	288	K
Volume stoccaggio	550	1200	m ³

Tabella 17. Scenario n°2 – Parametri specifici

Di seguito sono riportate le curve che rappresentano la domanda di energia termica calcolata su una distribuzione oraria per gli scenari 2-a e 2-b.

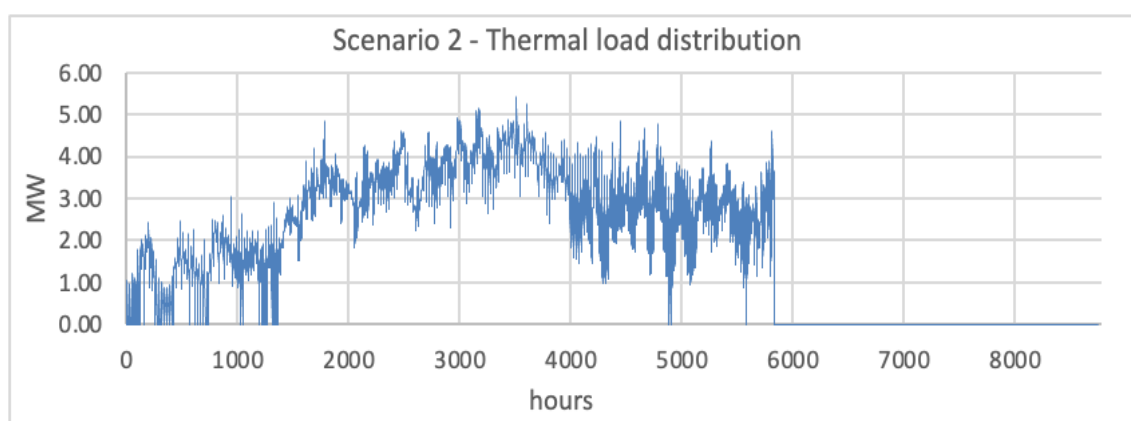


Figura 36. Scenario 2 - Distribuzione del carico termico

Come si può notare dal grafico precedente, per gli Scenari 2a e 2b il carico termico raggiunge un picco di circa 5,4 MW nei mesi invernali, quando la differenza di temperatura tra la temperatura interna di riferimento e le temperature esterne è massima. Tuttavia, si ricorda che per lo Scenario 2 la distribuzione del carico termico riportata nella figura precedente è rappresentativa della potenza termica globale richiesta alle utenze, mentre la potenza termica soddisfatta dall'idrogeno coincide solo con il 10%/20% in volume della miscela di combustibile richiesta, ovvero circa il 3,2%/7,00% della potenza termica totale.

La distribuzione del carico termico soddisfatto dall'idrogeno è riportata di seguito per entrambi gli scenari 2a e 2b.

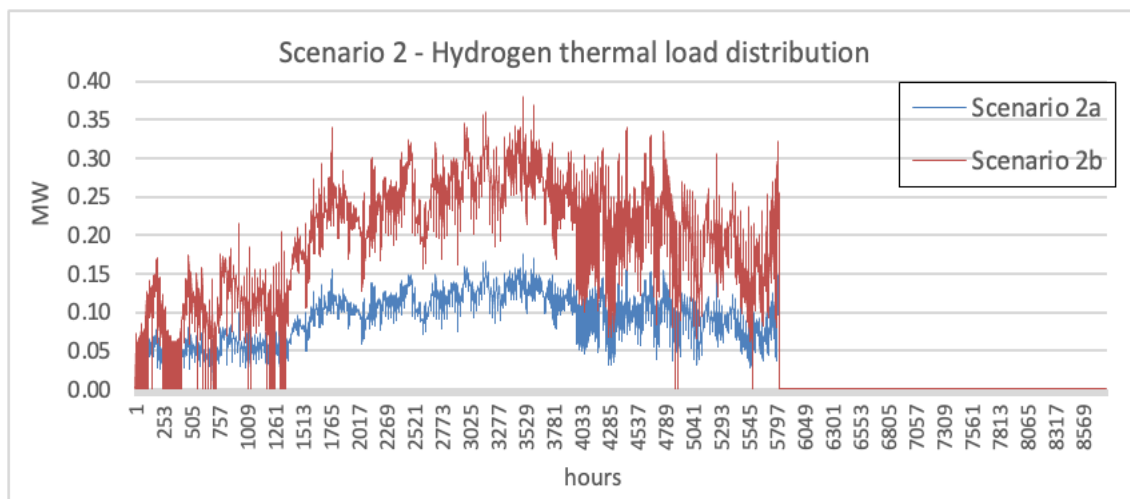


Figura 37. Scenario 2 - Distribuzione del carico termico dell'idrogeno

I valori nulli della distribuzione del carico termico iniziano dopo 5840 ore e terminano dopo 8784 ore, che coincide con il periodo di spegnimento delle caldaie di riscaldamento (da aprile 30° ad agosto 31°). Per quanto riguarda il calcolo della capacità di stoccaggio a lungo termine, la curva che rappresenta la differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno è riportata di seguito per entrambi gli scenari 2a e 2b.

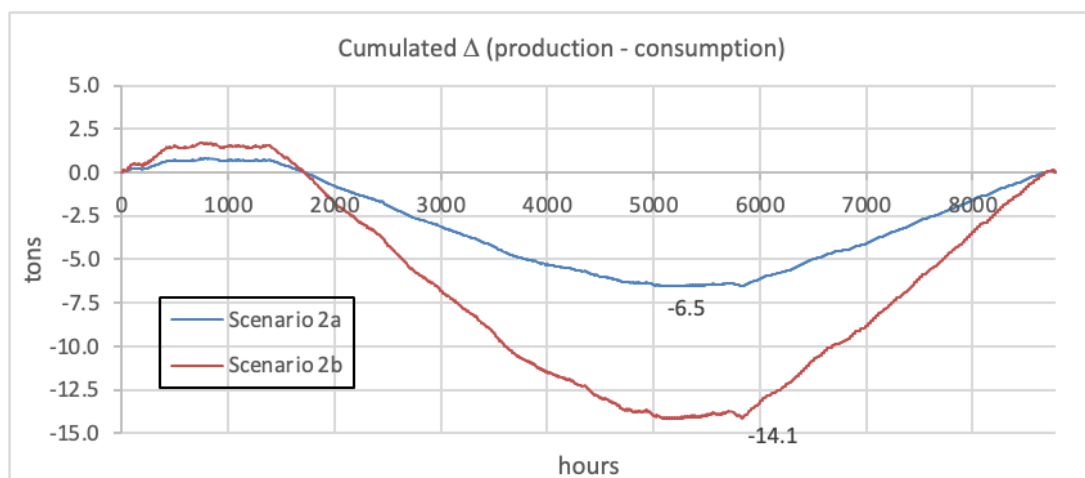


Figura 38. Scenario 2 - Differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno

Dalla figura precedente è possibile capire come si comporta il serbatoio di stoccaggio a lungo termine durante l'anno: nei primi mesi di funzionamento dell'impianto di riscaldamento (settembre e ottobre), la curva è positiva perchè la produzione di idrogeno supera ancora il consumo, il che significa che il serbatoio di stoccaggio a lungo termine si sta riempiendo. Da novembre a fine marzo, invece, la curva è decrescente con valori negativi e raggiunge un minimo di -6,5 tonnellate e -14,1 rispettivamente per lo Scenario 2a e 2b, il che significa che il serbatoio di stoccaggio a lungo termine si sta svuotando. Come descritto precedentemente, questi valori sono stati considerati come capacità di stoccaggio a lungo termine. La parte crescente della curva rappresenta il periodo da marzo ad agosto, quando la produzione supera il consumo e lo stoccaggio viene nuovamente caricato. È opportuno puntualizzare

qui che lo scenario n.2 (così come il n.3) prevedono un fabbisogno di idrogeno molto più limitato rispetto a quanto indicato nello scenario n.1.

Infine, tutti i parametri adottati per ogni unità sono stati scritti in uno script Matlab, collegato al file Simulink contenente il modello globale del sistema, per eseguire la simulazione. Gli script per gli scenari 2a e 2b sono disponibili in allegato.

7.3 Risultati della simulazione

I risultati della simulazione sono stati raggruppati in un sottosistema chiamato "Risultati" all'interno del modello globale del sistema (vedere 5.2). Le variabili che meglio rappresentano il comportamento del sistema durante la simulazione sono:

- La potenza fotovoltaica, la potenza di riferimento dell'elettrolizzatore e la potenza reale dell'elettrolizzatore per (i) l'intero anno e (ii) le prime 72 ore di funzionamento, per una migliore comprensione delle dinamiche giornaliere.
- L'andamento annuale della pressione del serbatoio buffer e dello stoccaggio a lungo termine;

Di seguito sono riportati i grafici delle variabili di cui sopra per la simulazione dello Scenario 2a. I grafici dello Scenario 2b non sono riportati poiché sono molto simili a quelli dello Scenario 2a, ma con una produzione di energia superiore.

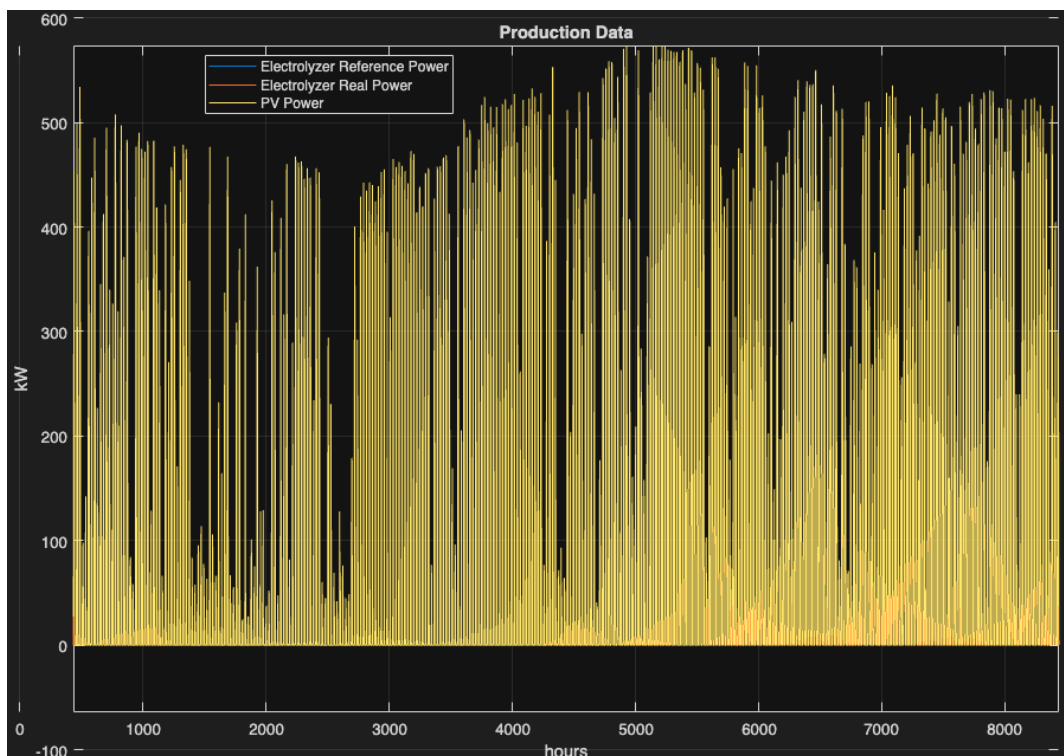


Figura 39. Scenario 2a - Dati di produzione annuale

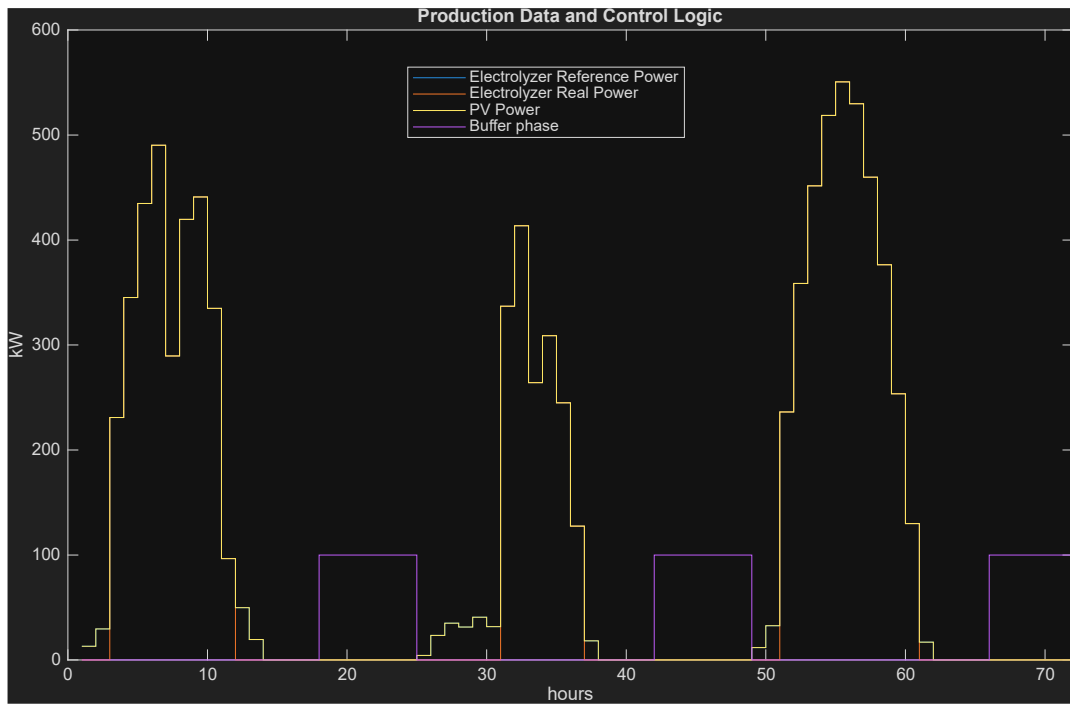


Figura 40. Scenario 2a - Dati di produzione e segnale di controllo: fase tampone di carica (segnale zero) e scarica (segnale positivo)

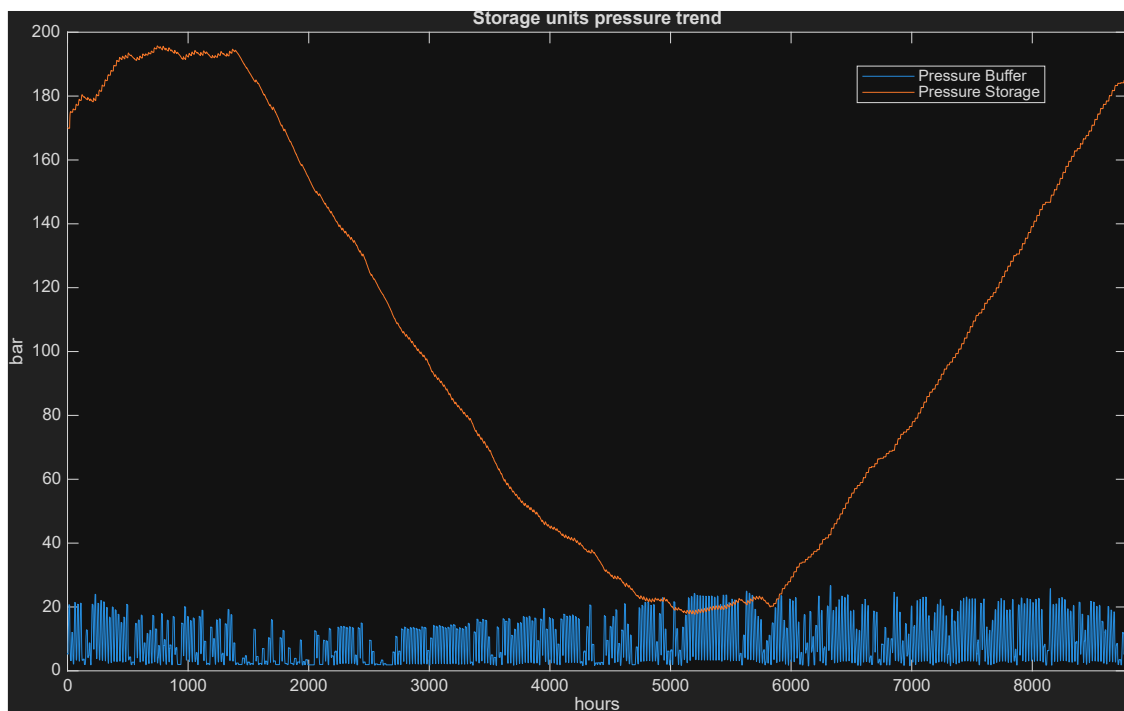


Figura 41. Scenario 2a - Andamento delle pressioni di tamponamento e stoccaggio a lungo termine

8 Analisi dello Scenario n° 3

Il terzo scenario considerato prevede la sostituzione con l'idrogeno del sistema di integrazione con gasolio nella rete di teleriscaldamento comunale per i comuni di *San Martino di Castrozza* e *Fiera di Primiero*, nella *Provincia Autonoma di Trento* in *Trentino-Alto Adige*.

8.1 Descrizione dell'infrastruttura

8.1.1 Sito di installazione

Il Sistema sarà situato all'interno di un'area che comprende i comuni di *San Martino di Castrozza* e *Fiera di Primiero*. I comuni si trovano entrambi all'interno della *Provincia Autonoma di Trento*, a un'altitudine di 1487 m e 722 m, rispettivamente. La distanza aerea tra i due comuni è di circa 10 km.



Figura 42. Scenario 3 – Sito di installazione

8.1.2 Layout

Il sistema comprende cinque diverse macrosezioni (impianto fotovoltaico, elettrolizzatore, buffer, accumulo a lungo termine e teleriscaldamento) e sarà sviluppato in un'area idonea all'interno dei due comuni. La rete di teleriscaldamento già esistente soddisfa il fabbisogno termico di *San Martino* e *Fiera di Primiero* attraverso la combustione di biomasse (principalmente pellet) con un'integrazione di gasolio per la compensazione dei picchi stagionali. Questi picchi sono concentrati nel periodo invernale, in particolare durante la stagione sciistica da dicembre a marzo. D'altra parte, il comune di *Fiera di Primiero* ha una domanda termica più distribuita, e il suo valore è molto simile alla quantità di energia annua richiesta dal sistema di integrazione con gasolio di *San Martino*. Per queste considerazioni, l'impianto di generazione di idrogeno dovrebbe essere collocato in un'area adatta ad alimentare il fabbisogno di entrambe le località.

Nell'area adiacente all'impianto fotovoltaico saranno collocati l'elettrolizzatore e l'accumulo stagionale, per necessità di accoppiamento elettrico tra le due sezioni del sistema e per ridurre l'impatto visivo.

8.2 Parametri di simulazione e dimensionamento

8.2.1 Parametri principali

Per le diverse sezioni del modello di sistema sono stati adottati i seguenti parametri principali.

Scenario 3 – San Martino & Fiera	Valore	Unità
Potenza termica equivalente installata	0.74	MW
Fattore di copertura idrogeno	100%	%
Ore equivalenti di operazione	2708	h/year
PCI H ₂	33.33	kWh/kg
	3.00	kWh/m ³
Consumo specifico elettrolizzatore	51.28	kWh/kg
Efficienza elettrolizzatore	65%	%
Efficienza globale	61%	%
Consumo specifico globale	54.64	kWh/kg

Tabella 18. Scenario n°3 – Parametri principali

1. La potenza termica equivalente installata è stata calcolata dividendo l'energia termica richiesta da entrambi i comuni sotto forma di gasolio per le ore equivalenti di funzionamento;
2. Il fattore di copertura dell'idrogeno è assunto pari al 100%, poiché l'energia termica fornita deve corrispondere alla quantità totale di energia fornita dal gasolio;
3. Il numero di ore equivalenti di funzionamento è stato ricavato dai dati disponibili per la rete di teleriscaldamento, ipotizzando che questo valore sia lo stesso dello Scenario 1;
4. I valori del consumo specifico e dell'efficienza dell'elettrolizzatore sono stati ricavati dalle schede tecniche delle unità commerciali attualmente disponibili;
5. L'efficienza globale e quindi il consumo specifico globale sono stati calcolati considerando, oltre all'efficienza e al consumo specifico dell'elettrolizzatore, anche la perdita di potenza dovuta ai vincoli di regolazione della potenza (l'elettrolizzatore è limitato a 10~ 100% di potenza nominale);

8.2.2 Parametri specifici

Nella tabella seguente sono riportati i valori relativi al carico termico e alla domanda di idrogeno, insieme alle specifiche dell'impianto fotovoltaico e della sezione di accumulo. Si ricorda che la procedura adottata per il calcolo di queste variabili è stata descritta nel paragrafo 5.3.

Fabbisogno		
Fabbisogno termico globale	2,000	MWh/year
Fabbisogno H ₂	666,7	Nm ³ /year
	60.0	ton/anno
PV plant		
Producibilità PV	1,300	kWh/kWp
Fabbisogno elettrico	3,366	MWh/year
Potenza impianto PV	2.5	MWp
Stoccaggio		
Capacità buffer	0.298	ton
Temperatura buffer	288	K
Volume buffer	145	m ³
Capacità stoccaggio	25	ton
Temperatura stoccaggio	288	K
Volume stoccaggio	1900	m ³

Tabella 19. Scenario n°3 – Parametri specifici

Di seguito viene riportata la curva che rappresenta la domanda di energia termica da idrogeno calcolata e suddivisa su una distribuzione oraria per lo Scenario 3.

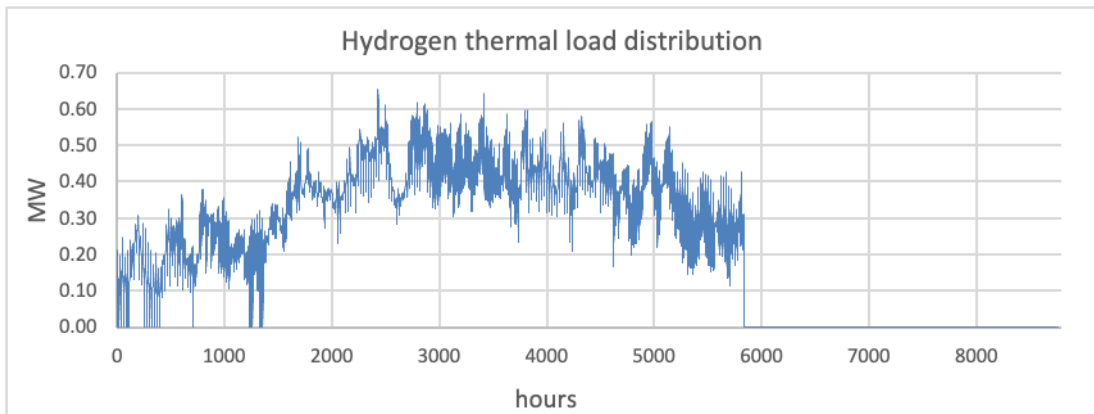


Figura 43. Scenario 3 - Distribuzione del carico termico dell'idrogeno

Come si può vedere dal grafico precedente, per lo Scenario 3 il carico termico massimo raggiunge un picco di 0,66 MW durante i mesi invernali, quando la differenza di temperatura tra la temperatura interna di riferimento e le temperature esterne è massima.

I valori nulli della distribuzione del carico termico iniziano dopo 5840 ore e terminano dopo 8784 ore, che coincide con il periodo di spegnimento delle caldaie di riscaldamento (da aprile 30° ad agosto 31°). Per quanto riguarda il calcolo della capacità di stoccaggio a lungo termine, la curva che rappresenta la differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno è riportata di seguito.

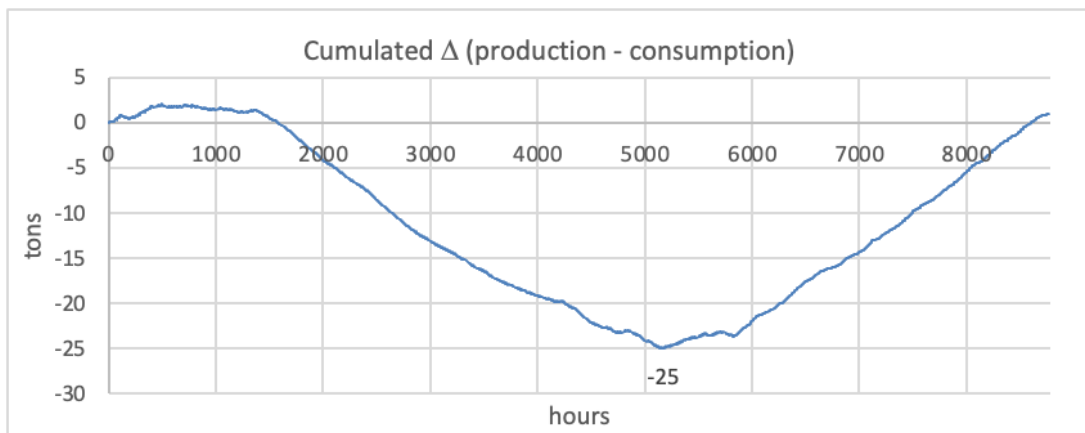


Figura 44. Scenario 3 - Differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno

Dalla figura precedente è possibile capire come si comporta il serbatoio di stoccaggio a lungo termine durante l'anno: nei primi mesi di funzionamento dell'impianto di riscaldamento (settembre e ottobre), la curva è positiva perchè la produzione di idrogeno supera ancora il consumo, il che significa che il serbatoio di stoccaggio a lungo termine si sta riempiendo. Da novembre a fine marzo, invece, la curva è decrescente con valori negativi e raggiunge un minimo di -25 tonnellate, il che significa che il serbatoio

di stoccaggio a lungo termine si sta svuotando. Come descritto, questo valore è stato assunto come capacità di stoccaggio a lungo termine. La parte crescente della curva rappresenta il periodo da marzo ad agosto, quando la produzione supera il consumo e lo stoccaggio viene nuovamente caricato. Il valore leggermente positivo a 8784 ore (0,97 tonnellate) significa che lo stoccaggio a lungo termine è stato leggermente sovradimensionato per compensare l'incertezza specifica sul valore della domanda termica ipotizzata (2.000 MWh).

Infine, tutti i parametri adottati per ogni unità sono stati scritti in uno script Matlab, collegato al file Simulink contenente il modello globale del sistema, per eseguire la simulazione. Lo script per lo Scenario 3 è disponibile negli allegati.

8.3 Risultati della simulazione

I risultati della simulazione sono stati raggruppati in un sottosistema chiamato "Risultati" all'interno del modello globale del sistema (vedere 5.2). Le variabili che meglio rappresentano il comportamento del sistema durante la simulazione sono:

- La potenza fotovoltaica, la potenza di riferimento dell'elettrolizzatore e la potenza reale dell'elettrolizzatore per (i) l'intero anno e (ii) le prime 72 ore di funzionamento, per una migliore comprensione delle dinamiche giornaliere.
- L'andamento annuale della pressione dello stoccaggio tampone e dello stoccaggio a lungo termine;

I grafici delle variabili sopra citate per la simulazione dello Scenario 3 sono riportati di seguito.

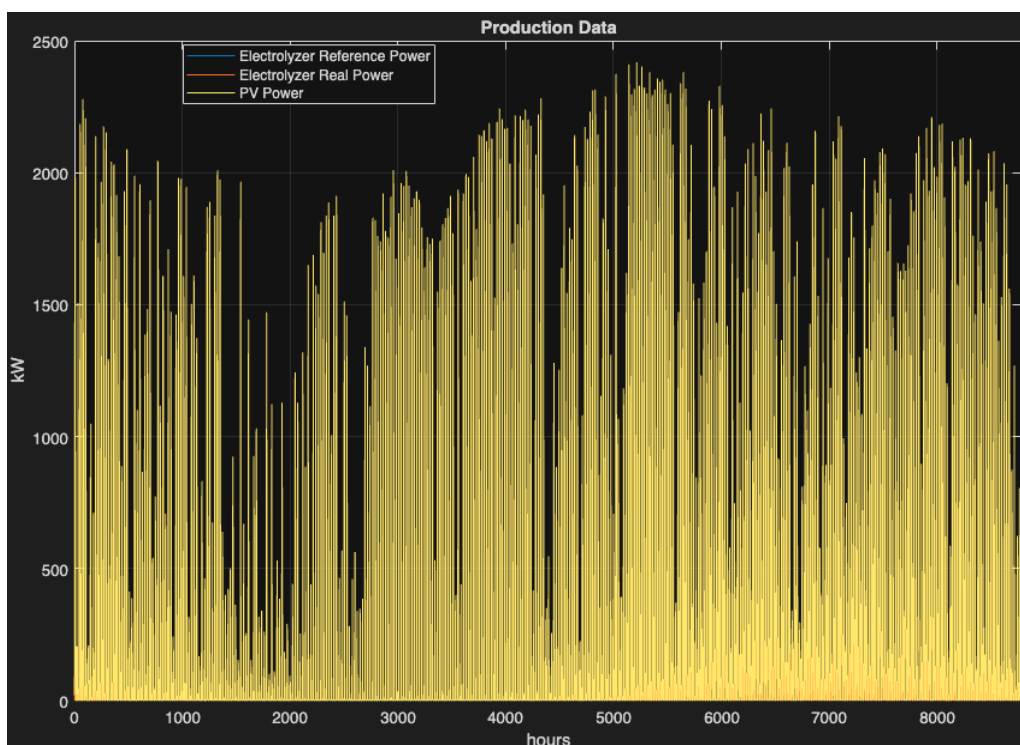


Figura 45. Scenario 3 – Dati di produzione annuale

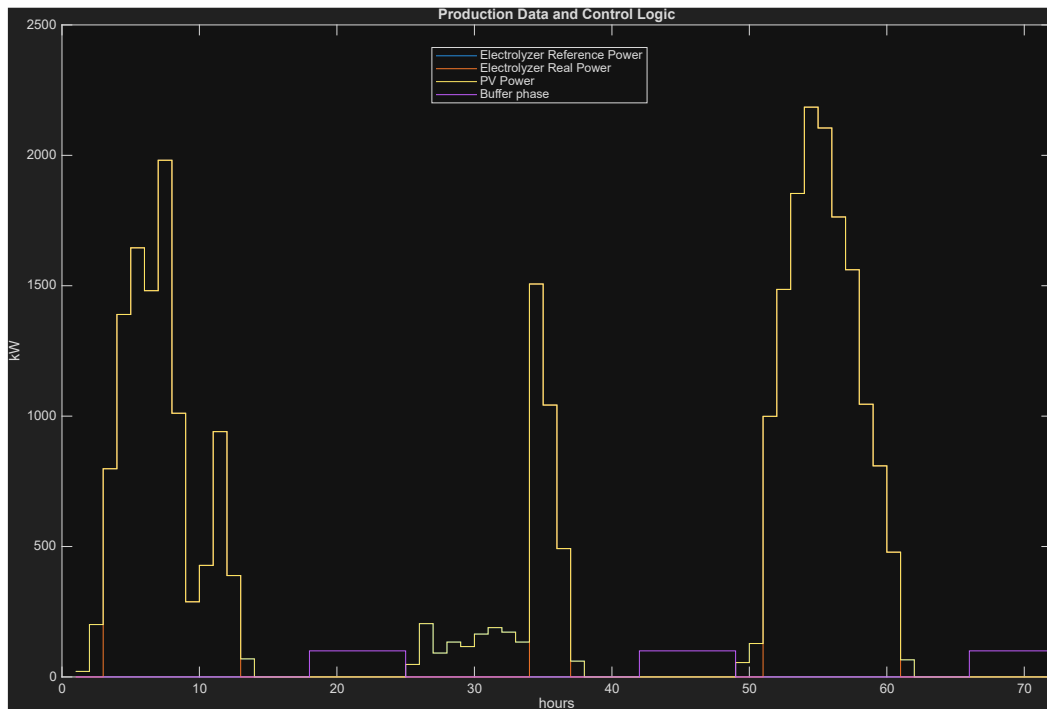


Figura 46. Scenario 3 – Dati di produzione e segnale di controllo: fase tampone di carica (segnale zero) e scarica (segnale positivo)

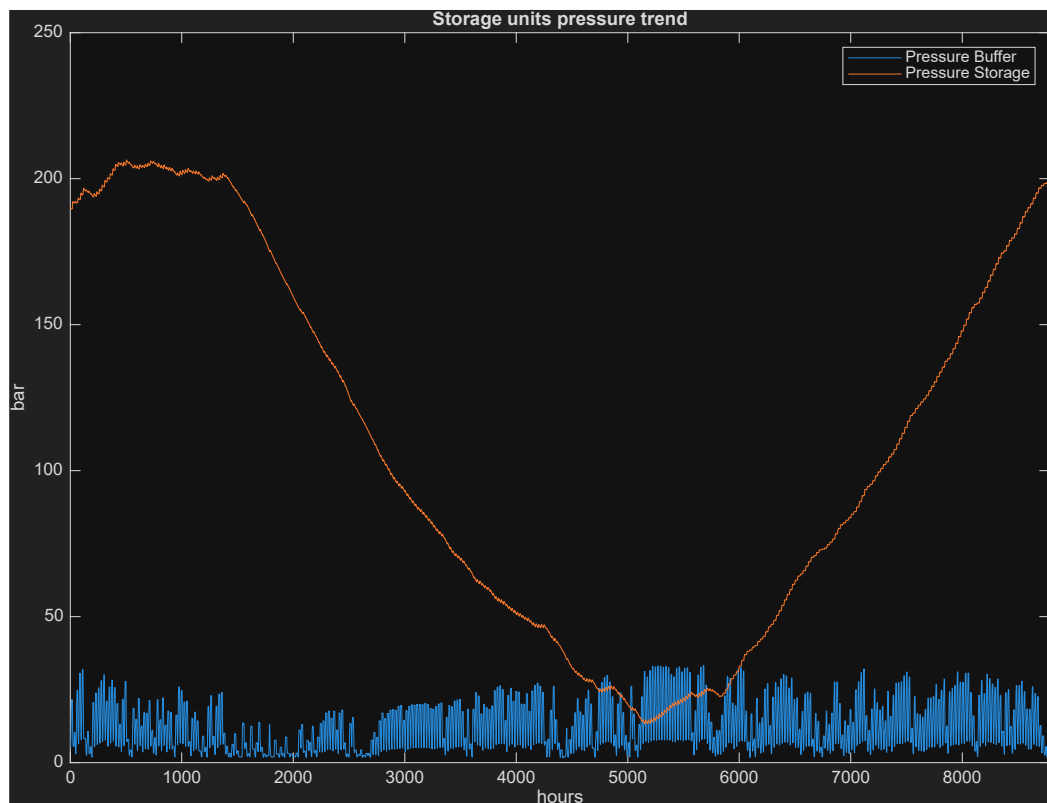


Figura 47. Scenario 3 – Andamento delle pressioni del Buffer e dello Stoccaggio a lungo termine

9 Valutazione di fattibilità tecnica ed economica del progetto

Nel presente capitolo saranno stimati i costi di impianto suddivisi per macrovoci tra le quali:

- Impianto fotovoltaico;
- Elettrolizzatore;
- Sistema di accumulo e buffer;
- Opere civili ed impiantistiche accessorie;
- Sistema di distribuzione di H₂.

9.1 Valutazione dei costi

Le principali apparecchiature per le quali determinare i costi sono:

1) Impianto fotovoltaico

La stima dei costi relativi ad un impianto fotovoltaico in opera dipende dalla potenza e dalla complessità della posa. Per un impianto a terra la stima del costo in opera varia tra 900 e 1.100 €/kWp; pertanto, si valuta come valore di riferimento 1.000 €/kWp.

Di seguito i costi per i diversi Scenari.

- Scenario 1 – Peio: 21,2 M€
- Scenario 2° – Ronzo Chenis: 0,63 M€ (10% blending)
- Scenario 2b – Ronzo Chenis: 1,36 M€ (20% blending)
- Scenario 3 – San Martino di Castrozza: 2,5 M€

2) Elettrolizzatore

Per quanto riguarda la stima del costo degli elettrolizzatori, non essendo una tecnologia ampiamente diffusa, si è proceduto ad una ricerca su diverse fonti e produttori per stimare il costo.

Di seguito sono riportati i costi unitari degli elettrolizzatori e la relativa fonte.

Reference	Ref. year	Size [MW]	CAPEX [€/kW]
https://www.eneaconsulting.com/static/3663dbb115f833de23e4c94c8fa399ec/enea-the-potential-of-power-to-gas.pdf	2016	0,5	2000
	2016	1	1500
	2016	10	1000
https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164	2019	2	750
	2017	5	1100
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf	2020	5	949
	2020	100	663
	2030	5	726
	2030	100	444
https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Green_Hydrogen_Supply_2021.pdf	2020	>1	750-800 \$/kW
https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey.com/en_in/topics/energy/2023/02/ey-shortage-of-electrolyzers-for-green-hydrogen-v2.pdf?download	2023	-	700-1100 \$/kW
https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers	2023	-	500-1400 \$/kW
https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf	2020	-	770 \$/kW
https://doi.org/10.1051/e3sconf/202233401001	2022	-	750 \$/kW

Tabella 20. Costo unitario degli elettrolizzatori

Sulla base della tabella precedente si assume un valore del costo medio specifico pari a 1.000 €/kW.

Di seguito i costi per i diversi Scenari:

- Peio: 21,2 M€;
- Ronzo Chienis: 0,63 M€ (10% blending);
- Ronzo Chienis: 1,36 M€ (20% blending);
- San Martino di Castrozza: 2,5 M€.

3) Stoccaggio buffer

La stima dei costi del buffer è stata stimata su base bibliografica. Per valutare un costo attendibile si è tenuto conto delle seguenti parametri:

- Costo standard di serbatoi per Idrogeno;
- Serbatoi in pressione da 15 a 250 bar;
- Complessità della posa in opera.

Sulla base delle suddette considerazioni è stato stimato un costo specifico del serbatoio valutato in €/kg di idrogeno stoccato. Tale valore è pari a 100 €/kg di H₂.

Di seguito i costi per i 3 scenari

Scenario	Capacità Buffer (kg)	Costo stimato buffer (€)
Scenario n°1	2500	250,000
Scenario n°2a	74	7,400
Scenario n°2b	163	16,300
Scenario n°3	298	29,800

Tabella 21. Costi del serbatoio Buffer

4) Sistema di stoccaggio stagionale

La stima dei costi del serbatoio di stoccaggio a lungo termine è stata stimata su base bibliografica.

Per valutare un costo attendibile si è tenuto conto delle seguenti parametri:

- Costo standard di serbatoi per Idrogeno;

- Serbatoi in pressione da 15 a 250 bar;
- Complessità della posa in opera.

Sulla base delle suddette considerazioni è stato stimato un costo specifico del serbatoio valutato in €/kg di idrogeno stoccato. Tale valore è pari a 500 €/kg di H₂.

Di seguito i costi per i 3 scenari:

Scenario	Capacità serbatoio (kg)	Costo stimato serbatoio (€)
Scenario n°1	209,000	20,900,000
Scenario n°2a	6,500	650,000
Scenario n°2b	14,100	1,410,000
Scenario n°3	25,000	2,500,000

Tabella 22. Costi del serbatoio di stoccaggio a lungo termine

5) Sistema di compressione

I differenti scenari operano a pressioni e portate diverse. La valutazione dei costi dei compressori va valutata per ciascun impianto, facendo riferimento a cataloghi specifici e prezzi di massima forniti dai produttori. Alla fine della fase di indagine si sono definiti i costi come segue:

- Scenario 1: 60,000 €
- Scenario 2a: 10,000 €
- Scenario 2b: 18,000 €
- Scenario 3: 20,000 €

6) Opere civili ed opere impiantistiche accessorie

La stima dei costi relative alle opere civili, non avendo a disposizione l'identificazione di un sito definito, è possibile farla solo sulla base di valutazioni generali e di tipologia di impianti simili dando un valore percentuale rispetto alle opere impiantistiche principali (Elettrolizzatore, sistema di accumulo ed impianto di compressione, impianto FV).

Si stima anche che le opere civili da eseguire per questa tipologia di impianto prevedano la realizzazione di (elenco semplificato e non esaustivo):

- Scavi e sistemazione terra;
- Basamenti in calcestruzzo;
- Sistema raccolta prima pioggia;
- Manufatti da destinare a locali tecnici;
- Impianto elettrico (illuminazione e FM);
- Impianto idrico (distribuzione e trattamento acqua);
- Impianto aria compressa;
- Impianto rilevazione e protezione incendi.

Si stima che le suddette opere incidano per un 10% rispetto al costo degli impianti.

7) Opere per il trasporto H2

Anche per la stima dei costi del sistema di trasporto e distribuzione H2, si è fatto riferimento ad un valore specifico calcolato come €/m di tubazione in opera.

Tale valore si è calcolato come segue, anche tenendo conto del diametro della tubazione:

$$Invest \left[\frac{\text{€}}{\text{m}} \right] = Invest_A * D^2 + Invest_B * D + Invest_C$$

Parametro	Valore	Unità
Pressione in	20	bar
Pressione out	2	bar
Invest. A	0.0022	€/mm ²
Invest. B	0.86	€/mm
Invest. C	247.5	€

Tabella 23. Parametri adottati per la stima dei costi delle opere di trasporto dell'idrogeno

Il valore per una tubazione da 10" è stimata in circa 247.50 €/m. Di seguito le lunghezze dei percorsi dei rispettivi scenari:

- Scenario 1: 10,000 m – 2.48 M€
- Scenario 2 A: 500 m – 0.12 M€
- Scenario 2 B: 500 m – 0.12 M€
- Scenario 3: 500 m – 0.12 M€

8) Riepilogo costi totali

Di seguito si riportano i costi totali per i diversi scenari.

Voci di costo [M€]	Scenario n°1	Scenario n°2a	Scenario n°2b	Scenario n°3
Fotovoltaico	21.2	0.63	1.36	2.5
Elettrolizzatore	21.2	0.63	1.36	2.5
Compressore	0.060	0.010	0.018	0.020
Buffer	0.25	0.007	0.016	0.030
Stoccaggio	20.9	0.655	1.417	2.5
Opere di trasporto	2.48	0.12	0.12	0.12
Opere civili e impiantistiche	6.4	0.2	0.4	0.8
Totale	72.5	2.3	4.7	8.4

Tabella 24. Stima dei costi totali per i diversi Scenari

9.2 Occupazione suolo

Di seguito si riporta una tabella contenente la stima, per ciascun scenario, dell'occupazione di suolo media dell'impianto fotovoltaico.

Parametri	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Potenza generatore fotovoltaico	MW	21.0	0.6	1.4	2.5
Area necessaria	ha	31.5	0.9	2.0	3.8
Potenza media per utenza	kW	19.63	0.63	0.63	8.80
Area necessaria per utenza	m ²	294.39	16.73	36.11	132.04

Tabella 25. Stima dell'occupazione di suolo media per ciascuno Scenario

9.3 Analisi comparative

9.3.1 Confronto emissioni di CO₂/MWh anno con fonte fossile

Al fine di valutare la riduzione di gas climalteranti, è necessario valutare i valori di emissione della CO₂ equivalente per le diverse fonti fossili.

Di seguito i valori delle emissioni, aggiornati al 2022, delle principali fonti utilizzate per il riscaldamento domestico (gas naturale, GPL, Gasolio ed energia elettrica).

- Gas naturale: 0,190 kgCO₂eq./kW
- GPL: 0,170 kgCO₂eq./kWh
- Gasolio: 0,228 kgCO₂eq./kWh
- Energia elettrica: 0,530 kgCO₂eq./kWh

Parametri	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Energia elettrica prodotta	MWh/anno	25,498	892	1,849	3,366
Energia termica utilizzata	MWh/anno	14,024	490	1,017	2,000
Riduzione emissioni gas naturale	tonCO _{2,eq} /anno	2,665	93	193	380
Riduzione emissioni GPL	tonCO _{2,eq} /anno	2,384	83	173	340
Riduzione emissioni gasolio	tonCO _{2,eq} /anno	3,197	112	232	456
Riduzione emissioni energia elettrica	tonCO _{2,eq} /anno	7,433	260	539	1,060

Tabella 26. Stima della riduzione delle emissioni di CO₂ equivalente per ciascuno Scenario

Per gli scenari considerati si fa riferimento ai solo vettori energetici termici; pertanto, il risparmio in termini di CO₂ equivalente può essere valutato con riferimento alla sostituzione di impianti termici alimentati con fonti fossili.

9.3.2 Confronto Costo €/MWh con fonte fossile

Per il calcolo del costo dell'energia si procede con la determinazione dell'energia prodotta durante la vita utile dell'impianto, che è stimata in 20 anni. Pertanto; per i 3 scenari il costo specifico dell'energia prodotta risulta:

Parametri	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Costi totali	M€	72.5	2.3	4.7	8.4
Energia elettrica prodotta annua	MWh/anno	25,498	892	1,849	3,366
Energia termica risparmiata annua	MWh/anno	14,024	490	1,017	2,000
Energia elettrica prodotta nella vita utile	MWh	509,960	17,834	36,980	67,320
Energia termica risparmiata nella vita utile	MWh	280,478	9,808	20,339	40,000
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H₂}	0.258	0.230	0.231	0.211

Tabella 27. Costo specifico dell'energia elettrica prodotta per ciascuno Scenario

10 Analisi dei rischi associati alla realizzazione del progetto

L'analisi che segue mette in relazione i costi stimati degli impianti con un potenziale aumento degli stessi, dovuto a diverse cause:

- Aumento di domanda degli impianti FV ed in generale delle apparecchiature del sistema;
- Aumento dovuto ad una valutazione non aderente agli scenari futuri dei costi di impianto;
- Aumento dovuto a fattori esogeni e non prevedibili.

L'aumento potenziale è stato stimato al valore del 20 %. Il confronto è stato condotto sia aumentando tutti i componenti del 20%, sia aumentando la singola voce di costo del 20% e valutando la sua incidenza sul costo totale. La suddetta analisi è riportata nelle tabelle sottostanti:

1) Aumento del 20 % in costo del fotovoltaico

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Costo del fotovoltaico	M€	25.44	0.76	1.63	3.00
Costi totali	M€	76.73	2.38	4.97	8.93
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.274	0.243	0.244	0.223
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	+5.85%	+5.58%	+5.79%	+5.93%

Tabella 28. Analisi di sensitività per variazione costi del fotovoltaico

2) Aumento del 20% in costo dell'elettrolizzatore

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Costo elettrolizzatore	M€	25.44	0.76	1.63	3.00
Costi totali	M€	76.73	2.38	4.97	8.93
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.274	0.243	0.244	0.223
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	+5.85%	+5.58%	+5.79%	+5.93%

Tabella 29. Analisi di sensitività per variazione costi dell'elettrolizzatore

3) Aumento del 20% in costo dei compressori

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Costo compressori	M€	25.44	0.76	1.63	3.00
Costi totali	M€	72.50	2.25	4.71	8.44
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.258	0.230	0.231	0.211
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	+0.02%	+0.09%	+0.08%	+0.05%

Tabella 30. Analisi di sensitività per variazione costi dei compressori

4) Aumento del 20% in costo del serbatoio buffer

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Costo serbatoio buffer	M€	0.30	0.01	0.02	0.04
Costi totali	M€	72.54	2.25	4.71	8.44
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.259	0.230	0.231	0.211
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	+0.07%	+0.07%	+0.07%	+0.07%

Tabella 31. Analisi di sensitività per variazione costi del serbatoio buffer

5) Aumento del 20% in costo del serbatoio stagionale

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Costo serbatoio stag.	M€	25.08	0.79	1.70	3.00
Costi totali	M€	76.67	2.38	4.99	8.93
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.273	0.243	0.245	0.223
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	+5.77%	+5.80%	+6.03%	+5.93%

Tabella 32. Analisi di sensitività per variazione costi del serbatoio di stoccaggio a lungo termine

6) Aumento del 20% in costo delle opere per il trasporto di H₂

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Costo opere di trasp.	M€	2.97	0.15	0.15	0.15
Costi totali	M€	72.99	2.27	4.73	8.46
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.260	0.233	0.232	0.211
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	+0.68%	+1.10%	+0.53%	+0.29%

Tabella 33. Analisi di sensitività per variazione costi delle opere di trasporto dell'idrogeno

7) Aumento del 20% in costo delle opere civili ed impiantistiche

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Costo opere civili/imp.	M€	7.69	0.23	0.50	0.91
Costi totali	M€	73.77	2.29	4.79	8.58
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.263	0.234	0.235	0.215
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	+1.77%	+1.71%	+1.75%	+1.80%

Tabella 34. Analisi di sensitività per variazione costi delle opere civili ed impiantistiche

8) Aumento del 20% dei costi totali

Infine, si riporta nella tabella seguente la variazione dei costi totali del sistema in caso di aumento dei costi complessivi del 20%.

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 1	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Costi totali	M€	86.99	2.70	5.65	10.12
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.310	0.276	0.277	0.253

Tabella 35. Analisi di sensitività per variazione dei costi totali del Sistema

Dalla analisi dei costi e del rischio associato alla variabilità, è possibile notare che l'impatto maggiore è associabile al costo dell'impianto fotovoltaico, dell'elettrolizzatore e dell'accumulo stagionale, per cui sarà necessario valutare il loro impatto con attenzione. Più in dettaglio:

- La tecnologia fotovoltaica ha raggiunto un livello di sviluppo commerciale molto avanzato. Non sono prevedibili scostamenti significativi dei costi, se non per possibili crisi di disponibilità legati a notevoli aumenti delle richieste o a criticità nel sistema di approvvigionamento.
- La tecnologia degli elettrolizzatori è in continua evoluzione, esistono impianti di produzione con capacità superiore alla domanda attuale. Questo consente di immaginare una disponibilità e una tendenza di riduzione dei costi, ma rappresenta un fattore di rischio notevole a causa dell'elevato costo di gestione di impianti non sfruttati al meglio della loro capacità. **Probabilmente il costo degli elettrolizzatori rappresenta oggi il vero fattore di rischio di un investimento in questo settore e richiede particolare attenzione in fase di valutazione della offerta.**
- La tecnologia dei serbatoi a pressione fino a 250 bar è consolidata e non sono immaginabili tensioni sui costi che portino a scostamenti significativi.

11 Stima dei risvolti ambientali in termini di riduzione di emissioni inquinanti e climalteranti

Per valutare gli impatti ambientali si sono presi in esame i seguenti fattori:

- 1. Consumo di suolo:** nel paragrafo 9.2 è stata riportata la stima del consumo di suolo associato all'installazione degli impianti fotovoltaici. Sono stati valutati anche dei parametri specifici, come l'area specifica per utenza. **Tra i vari scenari lo Scenario n°1 risulta particolarmente impattante;**
- 2. Riduzione emissioni:** l'utilizzo del fotovoltaico come fonte rinnovabile permette di evitare le emissioni di gas climalteranti. Nel paragrafo 9.3.1 è stato stimato il quantitativo di CO₂ equivalente evitato.
- 3. Consumo di acqua:** l'utilizzo di acqua è legata alla produzione di idrogeno. Sono stati stimati al massimo (Scenario 1 – Peio) 209 t di H₂ da produrre annualmente, tale quantità sarà prodotta con una quantità di acqua pari a circa 1.900 m³ di acqua che equivalgono a 5 m³ giornalieri. **Tale valore è praticamente trascurabile.**

12 Analisi delle condizioni di replicabilità e di scalabilità del progetto pilota sul territorio trentino e nelle Alpi

Sulla base dei risultati ottenuti nello studio è possibile trarre delle considerazioni sugli scenari adottati anche in ragione della loro replicabilità su territori simili

Per quanto riguarda l'impiego della risorsa fotovoltaica, il soddisfacimento delle utenze termiche può essere considerato solo parziale, soprattutto considerando lo sfasamento stagionale tra la maggiore disponibilità solare e il fabbisogno termico. Il suo impiego è però interessante se l'elettricità è utilizzata per alimentare un impianto per la produzione di idrogeno inteso come stoccaggio stagionale di energia. In questo contesto è utile considerare che:

- La possibilità di prevedere impianti fotovoltaici deve essere valutata in relazione all'impatto paesaggistico che tali impianti potrebbero avere in aree di particolare pregio.
- Le infrastrutture da considerare dovrebbero essere il meno impattanti possibili.

- Impianti che soddisfino completamente il fabbisogno termico necessitano di ingenti investimenti non sempre disponibili per piccole comunità.

Sulla base di quanto definito nella sezione di *Analisi degli Scenari*, le precedenti considerazioni portano a identificare, come soluzioni fattibili, lo Scenario n°2 e lo Scenario n°3.

Lo Scenario n°1, per gli elevati investimenti, la scala della fornitura richiesta e per il consumo di suolo, è da considerarsi non percorribile.

Di conseguenza, per determinare le condizioni di replicabilità di utilizzo delle fonti rinnovabili per piccoli comuni sul territorio alpino, si dovrà fare riferimento alle seguenti condizioni operative:

- a) Impiego di una soluzione a servizio di un Sistema di teleriscaldamento che consenta di massimizzare la efficienza dell'impianto;
- b) Disponibilità di linee locali di distribuzione di gas naturale all'interno delle quali immettere idrogeno in blending;
- c) Applicazione di sistemi di distribuzione di idrogeno ad utenze molto piccole e concentrate in zone molto dense, con limitata richiesta complessiva di idrogeno e ridotta linea di distribuzione. Occorre tenere presente comunque che, in casi come questi, la scelta di utilizzare un sistema di teleriscaldamento alimentato a idrogeno come in a) rappresenta comunque una alternativa più conveniente.

Analisi dello Scenario n°4

Sulla base dei risultati emersi dallo studio relativo alla produzione di idrogeno da destinare alle utenze termiche di tre tipologie di comuni montani, è emersa la criticità relativa all'installazione di impianti fotovoltaici di grandi dimensioni e i relativi elettrolizzatori. L'analisi ha dimostrato un importante sfasamento tra la disponibilità energetica del FV e la domanda energetica; in tali condizioni aumentano anche i valori del volume di stoccaggio di H₂.

Grazie ad approfondimenti sul territorio, è emersa la possibilità di sfruttare la risorsa idroelettrica per la produzione di Idrogeno verde.

Tra le differenti possibilità analizzate nella prima fase del lavoro, lo scenario 3 risulta il più adatto all'utilizzo del vettore H₂. Il quarto scenario considerato, pertanto, prevede l'utilizzo dell'energia idroelettrica per la produzione di idrogeno verde, in riferimento al fabbisogno termico dello Scenario n°3 per le località di *San Martino di Castrozza* e *Fiera di Primiero*, nella *Provincia Autonoma di Trento* in *Trentino-Alto Adige*. Sono state analizzate tre diverse configurazioni del sistema per la produzione di idrogeno, denominati rispettivamente: Scenario 4a, 4b e 4c.

1. Descrizione degli scenari

Gli Scenari 4a e 4b prevedono l'utilizzo della sola energia idroelettrica proveniente dalla *Centrale Idroelettrica ad acqua fluente di San Silvestro*, facente parte del gruppo *Primiero Energia*, e ubicata nel comune di *Imer*, nella *Provincia di Trento*. Lo scenario 4c prevede la produzione elettrica sia da fonte idroelettrica che da fotovoltaico.

La centrale idroelettrica è costituita da una galleria a pelo libero della lunghezza di 11200 m e da una portata massima di 8 m³/s. La condotta forzata che collega la condotta alla centrale ha una lunghezza di 525 metri e un diametro di 2,25 m, per un salto lordo d'acqua di 306 metri.

Nella centrale sono installati tre gruppi costituiti rispettivamente da:

- una turbina Pelton ad asse verticale, a quattro getti da 8500 kW; 500 g/m', marca D.P.E.W.;
- un alternatore sincrono con potenza di 10,000 kVA e tensione di uscita 9 kV, marca Ansaldo;

Complessivamente l'impianto sviluppa una potenza efficiente di 19 MW ed una producibilità media annua di ca. 120 GWh.

1.1 Sito di Installazione

Si faccia riferimento al paragrafo 8.1.1.

1.2 Layout

Il sistema comprende cinque diverse macro-sezioni (impianto fotovoltaico/idroelettrico, elettrolizzatore, buffer, stoccaggio a lungo termine e rete di teleriscaldamento) e sarà sviluppato in un'area idonea all'interno dei due comuni. La rete di teleriscaldamento esistente soddisfa il fabbisogno termico di San

Martino Di Castrozza e Fiera di Primiero attraverso la combustione di biomasse (principalmente pellet), con un'integrazione di gasolio per la compensazione dei picchi stagionali. Questi picchi sono concentrati nel periodo invernale, in particolare durante la stagione sciistica da dicembre a marzo. D'altra parte, il comune di Fiera di Primiero ha una domanda termica più distribuita, e il suo valore è molto simile alla quantità di energia annua richiesta dal sistema di integrazione con gasolio di San Martino. Per queste considerazioni, l'impianto di generazione di idrogeno dovrebbe essere collocato in un'area adatta ad alimentare il fabbisogno di entrambe le località.

1.2.1 Scenario 4a

Lo Scenario 4a prevede l'utilizzo dell'energia idroelettrica proveniente dalla centrale di cui sopra, a condizione che il prezzo unico nazionale di vendita dell'energia (PUN), le cui previsioni per l'anno 2024 sono state ricavate dall'andamento dello stesso negli anni precedenti, risulti inferiore ad una determinata soglia, scelta come riferimento per la convenienza dell'autoconsumo di energia rispetto alla vendita in rete. Data la producibilità nettamente maggiore della centrale rispetto al fabbisogno richiesto per lo scenario considerato, l'autoconsumo di energia elettrica proveniente dalla centrale rappresenta solamente una piccola percentuale della produzione totale idroelettrica (< 10%). Tuttavia, l'elevata discontinuità della produzione idroelettrica rende necessaria l'installazione di un elettrolizzatore di taglia maggiore, che sia in grado di funzionare a piena potenza ogni qualvolta vi sia produzione idroelettrica in corrispondenza di valori di PUN sotto la soglia fissata, con un numero di ore di funzionamento annuali ridotto.

1.2.2 Scenario 4b

Lo Scenario 4b prevede l'utilizzo dell'energia idroelettrica proveniente dalla centrale di cui sopra, senza limitazioni in termini di PUN, richiedendo pertanto l'autoconsumo di una determinata percentuale di energia idroelettrica ogni qualvolta vi sia produzione. L'elettrolizzatore dovrà funzionare a potenza nominale per un numero di ore annue maggiore rispetto allo Scenario 4a, ma con una potenza nominale ridotta.

1.2.3 Scenario 4c

Lo Scenario 4c prevede l'utilizzo combinato dell'energia idroelettrica proveniente dalla centrale di San Silvestro e di un impianto fotovoltaico (di nuova costruzione) dimensionato in funzione della percentuale di potenza prelevata dalla centrale idroelettrica. L'energia idroelettrica sarà prelevata a condizione che il prezzo unico nazionale di vendita dell'energia (PUN) risulti inferiore ad una determinata soglia, scelta come riferimento per la convenienza dell'autoconsumo di energia idroelettrica rispetto alla vendita in rete. A causa dell'abbondante disponibilità di energia idroelettrica in alcuni periodi dell'anno, per soddisfare il fabbisogno richiesto si è scelto di favorire la quota di energia proveniente dall'impianto idroelettrico rispetto alla quota di energia prodotta dal PV, che ha dunque un ruolo di integrazione rispetto all'impianto idroelettrico. Di conseguenza, la taglia dell'elettrolizzatore è stata dimensionata in

funzione della potenza idroelettrica nominale prelevata dalla centrale. In questo scenario, la percentuale di potenza prelevata dalla centrale idroelettrica sarà leggermente variabile durante l'anno a causa della sovrapposizione della produzione fotovoltaica con la produzione idroelettrica. Infatti, in presenza di picchi di produzione fotovoltaica sarà necessario prelevare una potenza idroelettrica minore, dovendo limitare la potenza totale alla potenza nominale dell'elettrolizzatore scelto.

Nel paragrafo successivo si riportano nel dettaglio i parametri di dimensionamento degli scenari 4a, 4b e 4c.

1.3 Parametri di simulazione e dimensionamento

1.3.1 Parametri principali

I parametri principali per lo Scenario 4 sono invariati rispetto a quelli considerati nello Scenario 3, riportati nel paragrafo 8.2.1.

1.3.2 Parametri Specifici

Nella tabella seguente sono riportati i valori relativi al carico termico e alla domanda di idrogeno, insieme alle specifiche relative all'impianto idroelettrico e all'impianto fotovoltaico, oltre a quelle della sezione di accumulo. Si ricorda che la procedura adottata per il calcolo di questi parametri è stata descritta nel paragrafo 5.3, e 13.1.2.

Parametro		Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c	Unità
Fabbisogno	Fabbisogno termico globale	2,000	2,000	2,000	MWh/year
	Fabbisogno di H ₂	60.0	60.0	60.0	ton/anno
Idroelettrico	Soglia PUN	70.0	-	70.0	€/MWh
	Percentuale potenza prelevata	9.1	3.6	6.0	%
	Potenza max. disponibile	1.81	0.72	1.20	MW
	Energia elettrica disponibile	3.379	3.379	2.228	GWh/year
	Partizione percent. Hydro/PV	-	-	62:38	-
Impianto PV	Producibilità PV	1,300	1,300	1,300	kWh/kWp
	Energia elettrica disp.	-	-	1.350	GWh/year
	Potenza impianto PV	-	-	0.95	MWp
Elettrolizzatore	Potenza nominale	1.70	0.70	1.13	MW
	Ore equivalenti	2,000	4,800	3,000	h
Stoccaggio	Capacità buffer	200	200	200	kg
	Temperatura buffer	288	288	288	K
	Volume buffer	81	81	81	m ³
	Capacità stoccaggio	26.66	25.47	21.59	ton
	Temperatura stoccaggio	288	288	288	K
	Volume stoccaggio	1900	1800	1600	m ³

Tabella 1. Scenario n°4 – Parametri specifici

Di seguito si riporta la curva che rappresenta la domanda di energia termica da idrogeno calcolata e suddivisa su una distribuzione oraria per lo Scenario 4 (analoga allo Scenario 3).

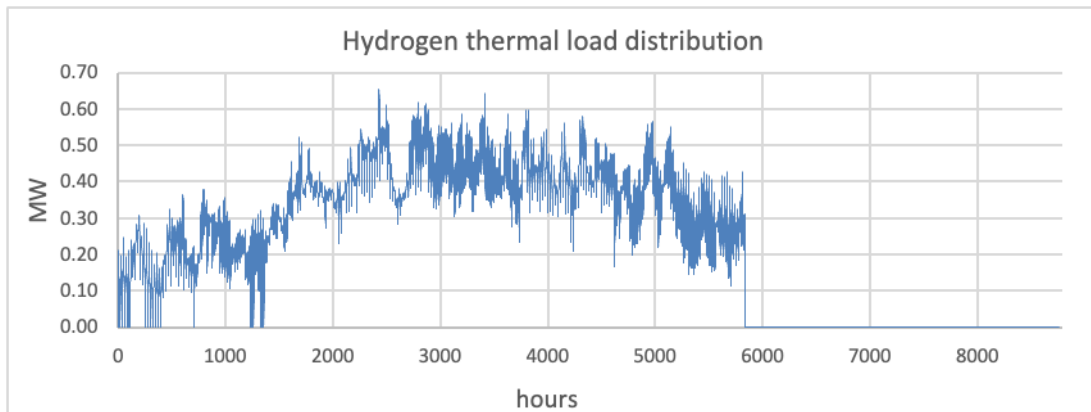


Figura 1. Scenario 4 - Distribuzione del carico termico dell'idrogeno

Come si può vedere dal grafico precedente, per lo Scenario 4 il carico termico massimo raggiunge un picco di 0,66 MW durante i mesi invernali, quando la differenza tra la temperatura interna di riferimento e le temperature esterne è massima.

I valori nulli della distribuzione del carico termico iniziano dopo 5840 ore e terminano dopo 8784 ore, che coincide con il periodo di spegnimento delle caldaie di riscaldamento (da aprile 30° ad agosto 31°).

Per quanto riguarda il calcolo della capacità di stoccaggio a lungo termine, le curve che rappresentano la differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno sono riportate di seguito.

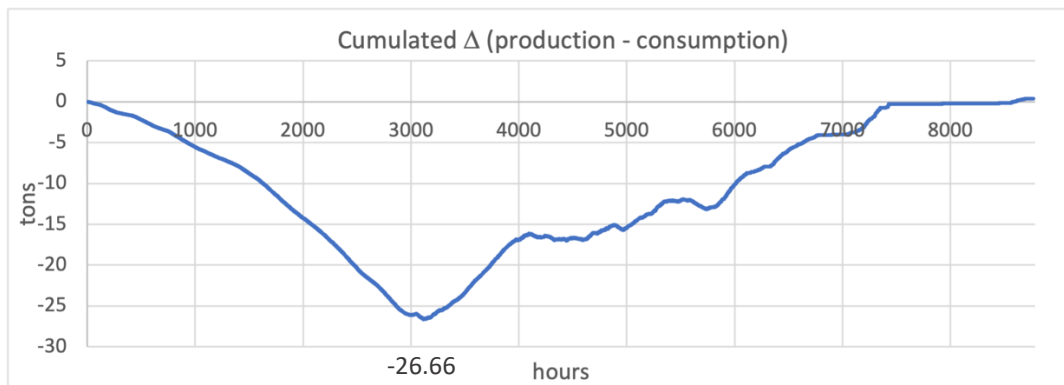


Figura 2. Scenario 4a - Differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno

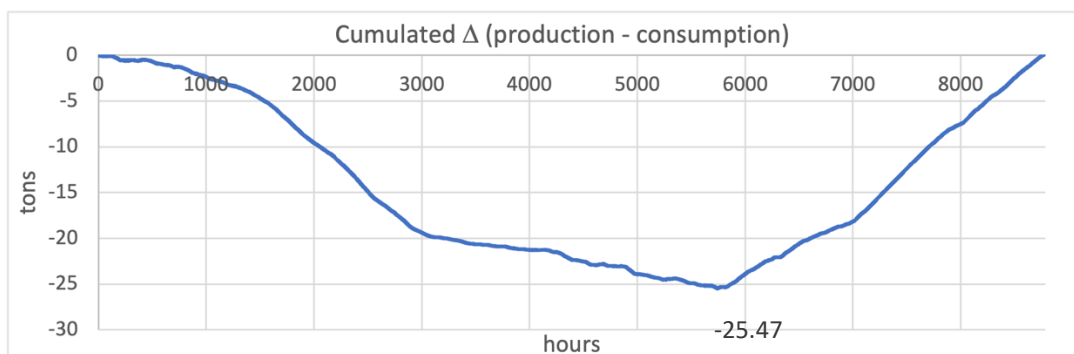


Figura 3. Scenario 4b - Differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno

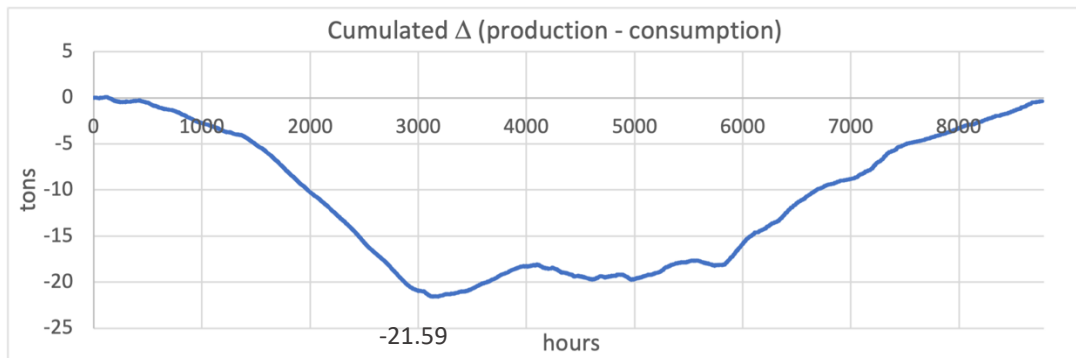


Figura 4. Scenario 4c - Differenza cumulativa tra produzione e consumo di idrogeno

Dalle figure precedenti è possibile capire come si comporta il serbatoio di stoccaggio a lungo termine durante l'anno: già nei primi mesi di funzionamento dell'impianto di riscaldamento (settembre e ottobre), la curva è decrescente con valori negativi perché la produzione di idrogeno è minore del consumo, il che significa che il serbatoio di stoccaggio a lungo termine si sta svuotando. Al contrario degli Scenari 1,2 e 3 con produzione fotovoltaica, nello Scenario 4 la totalità (4a e 4b) o gran parte (4c) della produzione di energia proviene dalla centrale idroelettrica, che risulta minima nei primi mesi autunnali. I valori minimi delle curve raggiungono dei minimi rispettivamente di -26.66, -25.47, -21.59 tonnellate. Come descritto nel paragrafo 5.3.4, questo valore minimo è stato assunto come capacità minima di stoccaggio a lungo termine, necessaria per accoppiare produzione e consumo di idrogeno. La parte crescente della curva rappresenta il periodo da gennaio/febbraio ad agosto, quando la produzione supera il consumo e lo stoccaggio è nuovamente caricato. Il valore nullo a 8784 ore implica che lo stoccaggio a lungo termine è stato dimensionato correttamente, con una produzione complessiva che eguaglia i consumi.

Si nota che la differenza principale tra le tre curve è dovuta alla diversa disponibilità di potenza rinnovabile in ingresso all'elettrolizzatore. Infatti, nello Scenario 4a la curva risulta più ripida e con un valore minimo più basso (e quindi una capacità richiesta dello stoccaggio maggiore), in quanto la potenza idroelettrica è disponibile solamente quando il PUN è minore di 70 €/MWh. Al contrario, nello scenario 4b, la potenza idroelettrica è disponibile ad una percentuale fissata al 3.6% della potenza nominale della centrale di San Silvestro, indipendentemente dal valore temporale del PUN, con conseguente maggiore disponibilità della potenza stessa e quindi una curva dello stato di carica dello stoccaggio più piatta.

Infine, nello scenario 4c si nota un'ulteriore diminuzione della capacità minima richiesta dello stoccaggio, dovuta all'utilizzo combinato di energia idroelettrica e fotovoltaica, che favorisce un minore disaccoppiamento tra produzione e consumo di idrogeno e una maggiore stabilità delle curva dello stato di carica dello stoccaggio.

Infine, tutti i parametri adottati per ogni unità sono stati scritti in uno script Matlab, collegato al file Simulink contenente il modello globale del sistema, per eseguire la simulazione.

Lo script per gli Scenari 4a, 4b e 4c sono disponibili negli allegati.

2. Risultati della simulazione

I risultati della simulazione sono stati raggruppati in un sottosistema chiamato "Risultati" all'interno del modello globale del sistema (vedere 5.2). Le variabili che meglio rappresentano il comportamento del sistema durante la simulazione sono:

- La potenza idroelettrica/fotovoltaica disponibile su scala annuale;
- La potenza di idroelettrica/fotovoltaica disponibile e la potenza di riferimento dell'elettrolizzatore per 72 ore di funzionamento, per una migliore comprensione delle dinamiche giornaliere.
- L'andamento annuale della pressione dello stoccaggio buffer e dello stoccaggio a lungo termine;

I grafici delle variabili sopra citate per la simulazione dello Scenario 4a, 4b e 4c sono riportati di seguito.

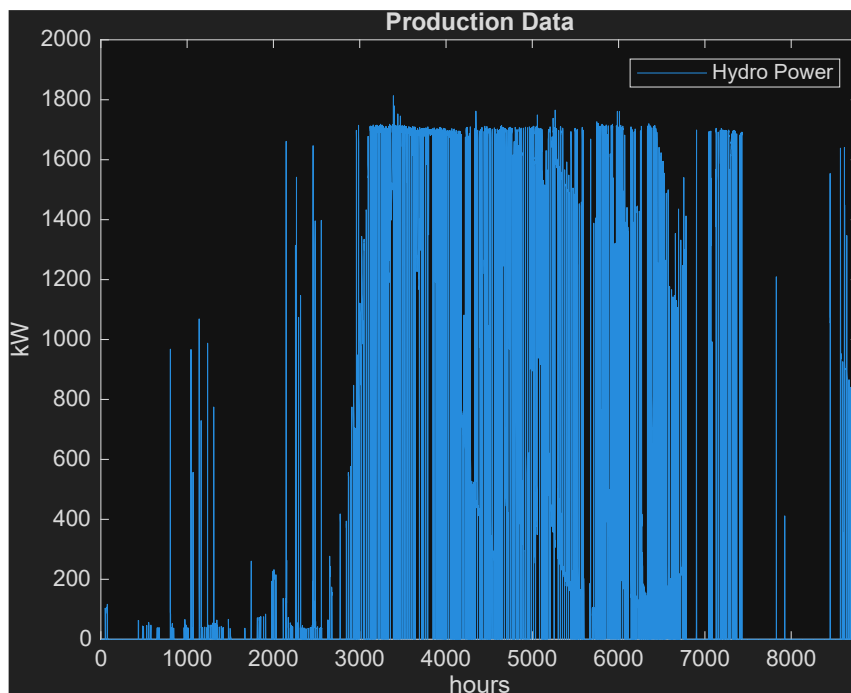


Figura 5. Scenario 4a - Potenza idroelettrica disponibile annuale

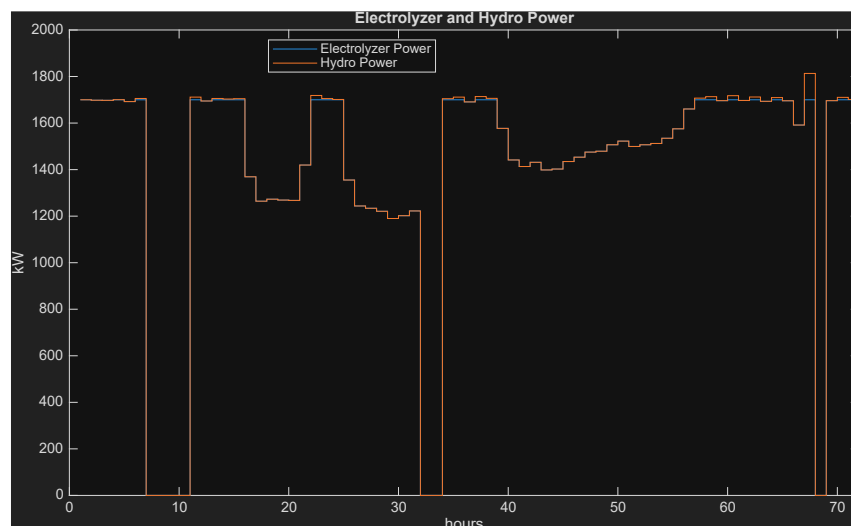


Figura 6. Scenario 4a – Potenza idroelettrica e potenza dell'elettrolizzatore (zoom su tre giorni)

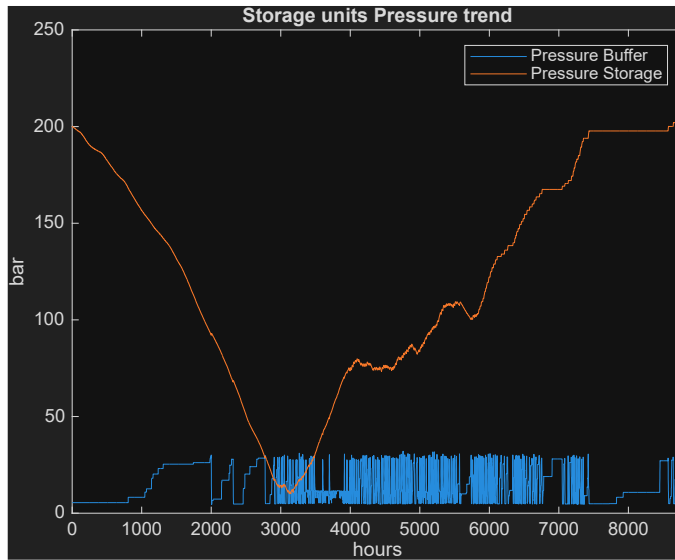


Figura 7. Scenario 4a - Andamento della pressione annuale dei serbatoi di stoccaggio

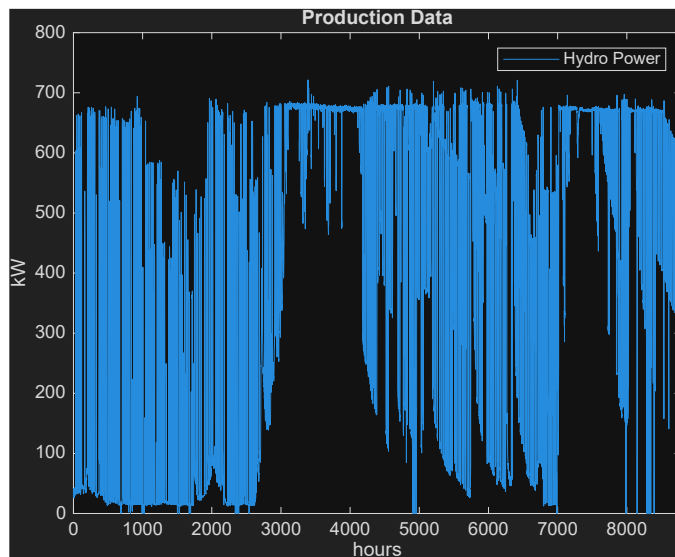


Figura 8. Scenario 4b - Potenza idroelettrica disponibile annuale

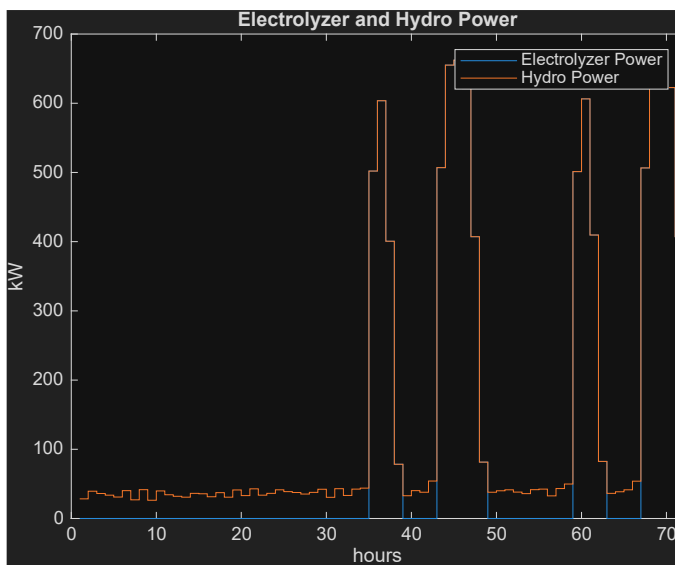


Figura 9. Scenario 4b – Potenza idroelettrica e potenza dell'elettrolizzatore (zoom su tre giorni)

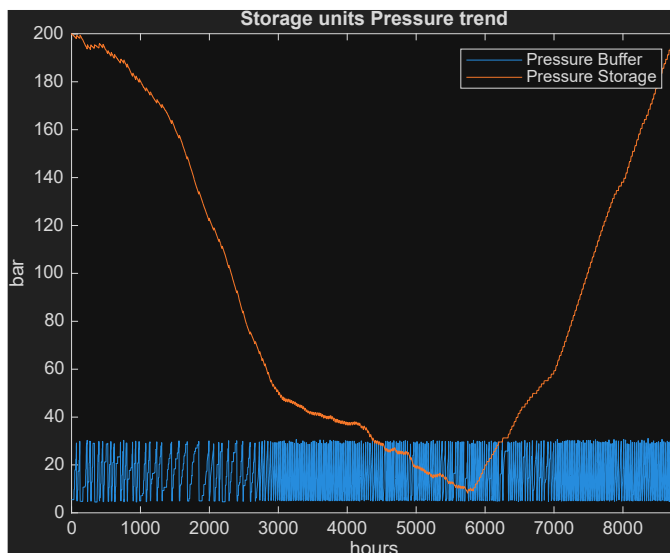


Figura 10. Scenario 4b - Andamento della pressione annuale dei serbatoi di stoccaggio

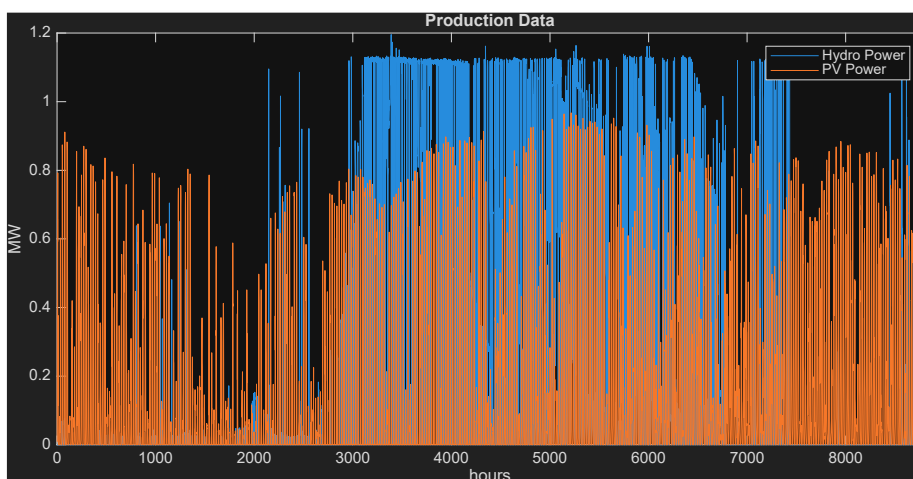


Figura 11. Scenario 4c - Potenza idroelettrica disponibile annuale e potenza fotovoltaica prodotta

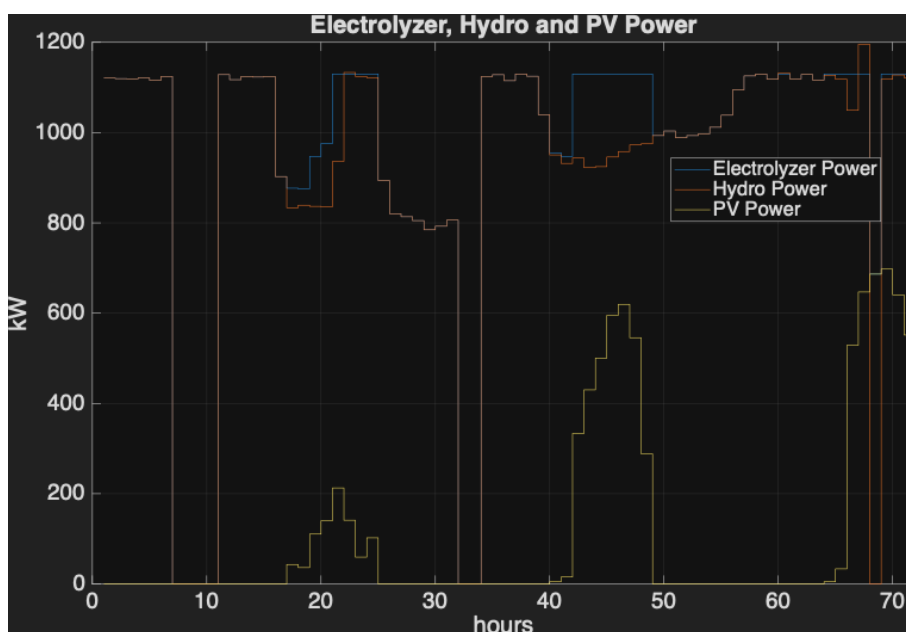


Figura 12. Scenario 4c - Potenza fotovoltaica, idroelettrica e potenza dell'elettrolizzatore (zoom su tre giorni)

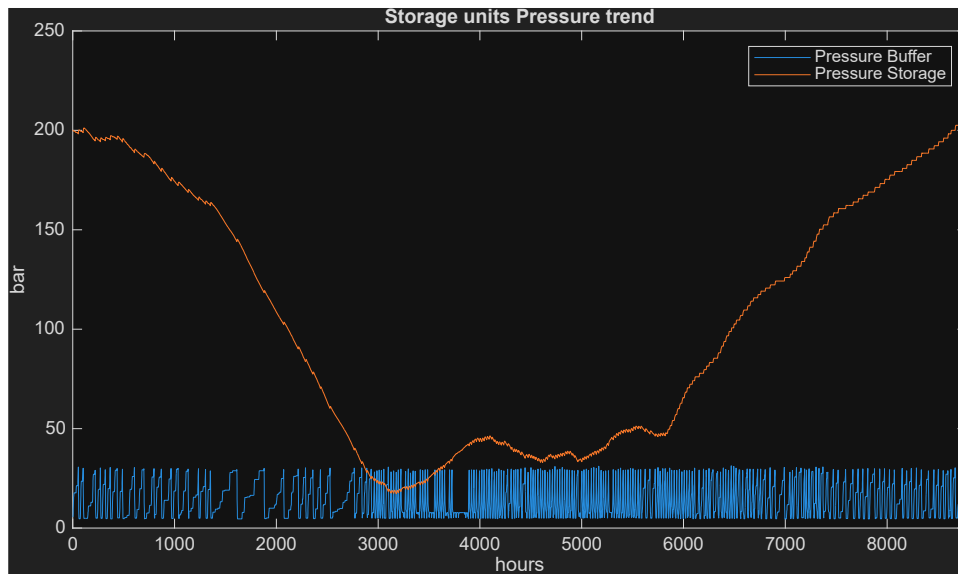


Figura 13. Scenario 4c - Andamento della pressione annuale dei serbatoi di stoccaggio

3. Valutazione dei costi e occupazione del suolo

3.1 Valutazione dei costi

I principali componenti del sistema per i quali determinare i costi sono:

1) Impianto FV

La stima dei costi relativi ad un impianto fotovoltaico in opera dipende dalla potenza e dalla complessità della posa. Per un impianto a terra la stima del costo in opera varia tra 900 e 1.100 €/kWp, pertanto si adotta come valore di riferimento 1.000 €/kWp.

Di seguito i costi per i diversi Scenari considerati:

- Scenario 4a - Idroelettrico con soglia PUN: 0 €
- Scenario 4b - Idroelettrico senza soglia PUN: 0 €
- Scenario 4c - Idroelettrico + fotovoltaico con soglia PUN: 950.000 €

2) Elettrolizzatore

Per quanto riguarda la stima del costo degli elettrolizzatori, non essendo una tecnologia ampiamente diffusa, si è proceduto ad una ricerca su diverse fonti e produttori per stimare il costo.

REF.	Ref. year	Size [MW]	CAPEX [€/kW]
https://www.eneaconsulting.com/static/3663dbb115f833de23e4c94c8fa399ec/enea-the-potential-of-power-to-gas.pdf	2016	0,5	2000
	2016	1	1500
	2016	10	1000
https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164	2019	2	750
	2017	5	1100
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf	2020	5	949
	2020	100	663
	2030	5	726
	2030	100	444
https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/May/IRENA_Green_Hydrogen_Supply_2021.pdf	2020	>1	750-800 \$/kW
https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/eycom/en_in/topics/energy/2023/02/ey-shortage-of-electrolyzers-for-green-hydrogen-v2.pdf?download	2023		700-1100 \$/kW
https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers	2023		500-1400 \$/kW

Tabella 2. Costo unitario degli elettrolizzatori

Sulla base della tabella precedente si assume un valore del costo medio specifico pari a 1.000 €/kW.

Di seguito i costi per I diversi Scenari:

- Scenario 4a - 0 €
- Scenario 4b - 0 €
- Scenario 4c - 950.000 €

3) Buffer

La stima dei costi del buffer è stata stimata su base bibliografica. Per valutare un costo attendibile si è tenuto conto delle seguenti parametri:

- Costo standard di serbatoi per Idrogeno
- Serbatoi in pressione da 15 a 250 bar
- Complessità della posa in opera

Sulla base delle suddette considerazioni è stato stimato un costo specifico del serbatoio valutato in €/kg di idrogeno stoccato. Tale valore è pari a 500 €/kg di H2.

Di seguito i costi per i 6 scenari:

Scenario	Capacità Buffer (kg)	Costo stimato buffer (€)
Scenario 4a	200	20,000
Scenario 4b	200	20,000
Scenario 4c	200	20,000

Tabella 3. Costi del serbatoio Buffer

4) Sistema di stoccaggio a lungo termine

La stima dei costi del buffer è stata stimata su base bibliografica.

Per valutare un costo attendibile si è tenuto conto delle seguenti parametri:

- Costo standard di serbatoi per Idrogeno
- Serbatoi in pressione da 15 a 250 bar
- Complessità della posa in opera

Sulla base delle suddette considerazioni è stato stimato un costo specifico del serbatoio valutato in €/kg di idrogeno stoccato. Tale valore è pari a 500 €/kg di H₂. Di seguito i costi per i 6 scenari:

Scenario	Capacità serbatoio (kg)	Costo stimato serbatoio (€)
Scenario 4a	26,660	2,660,000
Scenario 4b	25,470	2,547,000
Scenario 4c	21,590	2,159,000

Tabella 4. Costi del serbatoio di stoccaggio a lungo termine

5) Sistema di compressione

I differenti scenari operano a pressioni e con portate diverse. La valutazione dei costi dei compressori è riportata per ciascun impianto. Di seguito i costi:

- Scenario 4a: 20.000 €
- Scenario 4b: 20.000 €
- Scenario 4c: 20.000 €

6) Opere civili ed opere impiantistiche accessorie

La stima dei costi relative alle opere civili, non avendo a informazioni specifiche relative al sito di installazione, è possibile farla solo sulla base di valutazioni generali e di tipologia di impianti simili, fornendo un valore percentuale rispetto alle opere impiantistiche principali (Elettrolizzatore, sistema di accumulo ed impianto di compressione, impianto FV).

Si stima che le opere civili da eseguire per questa tipologia di impianto prevedano la realizzazione di (elenco semplificato e non esaustivo):

- Scavi e sistemazione terra
- Basamenti in cls.
- Sistema raccolta prima pioggia
- Manufatti da destinare a locali tecnici
- Impianto elettrico (illuminazione e FM)
- Impianto idrico (distribuzione e trattamento acqua)
- Impianto aria compressa
- Impianto rilevazione e protezione incendi

Si stima che le suddette opere incidano per un 10% rispetto al costo degli impianti.

7) Opere per il trasporto H2

Anche per la stima dei costi del sistema di trasporto e distribuzione H2, si è fatto riferimento ad un valore specifico calcolato come €/m di tubazione in opera. Tale valore si è calcolato come:

$$Invest \left[\frac{\text{€}}{\text{m}} \right] = Invest_A * D^2 + Invest_B * D + Invest_C$$

Parametro	Valore	Unità
Pressione in	20	bar
Pressione out	2	bar
Invest. A	0.0022	€/mm ²
Invest. B	0.86	€/mm
Invest. C	247.5	€

Tabella 5. Parametri adottati per la stima dei costi delle opere di trasporto dell'idrogeno

Il valore per una tubazione da 10" è stimata in circa 247,50 €/m. Di seguito le lunghezze dei percorsi dei rispettivi scenari:

- Scenario 4a: 500 m – 0.12 M€

- Scenario 4b: 500 m – 0.12 M€
- Scenario 4c: 500 m – 0.12 M€

8) Costi totali e costo dell'energia prodotta

Di seguito si riporta una tabella contenente un riepilogo dei costi di ciascun componente e i costi totali per i diversi scenari.

Voci di costo [M€]	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Fotovoltaico	0.0	0.0	0.95
Elettrolizzatore	1.70	0.70	1.13
Compressore	0.02	0.02	0.02
Buffer	0.02	0.02	0.02
Stoccaggio	2.66	2.55	2.16
Opere di trasporto	0.12	0.12	0.12
Opere civili e impiantistiche	0.3	0.1	0.3
Totale	4.8	3.5	4.7

Tabella 6. Stima dei costi totali per i diversi Scenari

Di seguito si riporta una tabella contenente il costo dell'energia prodotta per ciascuno scenario. Per il calcolo del costo dell'energia si procede con la determinazione dell'energia prodotta durante la vita utile dell'impianto che è stimata in 20 anni.

Parametri	Unità	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Costi totali	M€	4.8	3.5	4.7
Energia elettrica prodotta annua	MWh/anno	3,636	3,636	3,636
Energia termica risparmiata annua	MWh/anno	2,000	2,000	2,000
Energia elettrica prodotta nella vita utile	MWh	72,727	72,727	72,727
Energia termica risparmiata nella vita utile	MWh	40,000	40,000	40,000
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.120	0.088	0.118

Tabella 7. Costo specifico dell'energia elettrica prodotta per ciascuno Scenario

3.2 Occupazione del suolo

Per gli scenari 4a e 4b non è prevista l'installazione di impianti di nuova costruzione, in quanto l'energia necessaria per alimentare l'elettrolizzatore proviene direttamente dalla centrale idroelettrica di San Silvestro. Pertanto, l'occupazione del suolo nei suddetti scenari risulta minima e relativa al solo ingombro dell'elettrolizzatore e dei serbatoi di stoccaggio. Per lo Scenario 4c si prevede l'installazione degli impianti fotovoltaici su coperture di edifici industriali.

Da un'analisi di fattibilità e sui dati forniti, le aree disponibili sono pari a circa 133.00 m², area ampiamente superiore a quella necessaria, che risulta pari a circa 4.400 m², ovvero il 3,4 % delle aree totali disponibili.

4. Analisi Comparative

Al fine di valutare la riduzione di gas climalteranti, è necessario valutare i valori di emissione della CO₂ equivalente per le diverse fonti fossili ed effettuare un confronto delle emissioni prodotte per unità di energia consumata (CO₂/MWh anno) con le stesse per la fonte fossile.

Di seguito si riportano i valori delle emissioni, aggiornati al 2022, delle principali fonti utilizzate per il riscaldamento domestico (gas naturale, GPL, Gasolio ed energia elettrica).

- Gas naturale: 0,190 kgCO₂eq./kW
- GPL: 0,170 kgCO₂eq./kWh
- Gasolio: 0,228 kgCO₂eq./kWh
- Energia elettrica: 0,530 kgCO₂eq./kWh

Parametri	Unità	Scenario 4a,b,c
Energia elettrica prodotta	MWh/anno	3,366
Energia termica utilizzata	MWh/anno	2,000
Riduzione emissioni gas naturale	tonCO _{2,eq} /anno	380
Riduzione emissioni GPL	tonCO _{2,eq} /anno	340
Riduzione emissioni gasolio	tonCO _{2,eq} /anno	456
Riduzione emissioni energia elettrica	tonCO _{2,eq} /anno	1,060

Tabella 8. Stima della riduzione delle emissioni di CO₂ equivalente per gli Scenari 4a, 4b e 4c

Per gli scenari considerati si fa riferimento ai solo vettori energetici termici; pertanto, il risparmio in termini di CO₂ equivalente può essere valutato con riferimento alla sostituzione di impianti termici alimentati con fonti fossili.

5. Analisi dei rischi associati alla realizzazione del progetto

L'analisi che segue mette in relazione i costi stimati degli impianti con un potenziale aumento dovuto a:

- Aumento di domanda degli impianti FV ed in generale delle apparecchiature del sistema,
- Aumento dovuto ad una valutazione non aderente agli scenari futuri dei costi di impianto,
- Aumento dovuto a fattori esogeni e non prevedibili.

L'aumento potenziale è stato stimato al valore del 20 %. Il confronto è stato condotto sia aumentando tutti i componenti del 20%, sia aumentando la singola voce di costo del 20% e valutando la sua incidenza sul costo totale.

1) Aumento del 20 % in costo del fotovoltaico

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Costo del fotovoltaico	M€	0.0	0.0	1.14
Costi totali	M€	4.8	3.5	4.9
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.120	0.088	0.123
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	+0%	+0%	+4.02%

Tabella 9. Analisi di sensitività per variazione costi del fotovoltaico

2) Aumento del 20% in costo dell'elettrolizzatore

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Costo elettrolizzatore	M€	2.04	0.84	1.36
Costi totali	M€	5.12	3.66	4.95
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.128	0.092	0.124
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	+7.11%	+3.98%	+4.79%

Tabella 10. Analisi di sensitività per variazione costi dell'elettrolizzatore

3) Aumento del 20% in costo dei compressori

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Costo compressori	M€	0.02	0.02	0.02
Costi totali	M€	4.79	3.53	4.72
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.120	0.088	0.118
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	0.08%	0.11%	0.08%

Tabella 11. Analisi di sensitività per variazione costi dei compressori

4) Aumento del 20% in costo del serbatoio buffer

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Costo serbatoio buffer	M€	2.66	2.55	2.16
Costi totali	M€	4.79	3.53	4.72
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.120	0.088	0.118
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	0.08%	0.11%	0.08%

Tabella 12. Analisi di sensitività per variazione costi del serbatoio buffer

5) Aumento del 20% in costo del serbatoio stagionale

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Costo serbatoio stag.	M€	0.12	0.12	0.12
Costi totali	M€	5.32	4.03	5.15
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.133	0.101	0.129
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	11.12%	14.46%	9.15%

Tabella 13. Analisi di sensitività per variazione costi del serbatoio di stoccaggio a lungo termine

6) Aumento del 20% in costo delle opere per il trasporto di H₂

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Costo opere di trasp.	M€	0.15	0.15	0.15
Costi totali	M€	4.81	3.55	4.75
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.120	0.089	0.119
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	0.52%	0.70%	0.52%

Tabella 14. Analisi di sensitività per variazione costi delle opere di trasporto dell'idrogeno

7) Aumento del 20% in costo delle opere civili ed impiantistiche

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Costo opere civili/imp.	M€	0.31	0.13	0.38
Costi totali	M€	4.84	3.54	4.78
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.121	0.089	0.120
Aumento percentuale costi/costo energia prodotta	%	1.09%	0.63%	1.35%

Tabella 15. Analisi di sensitività per variazione costi delle opere civili ed impiantistiche

8) Aumento del 20% dei costi totali

Infine, si riporta nella tabella seguente la variazione dei costi totali del sistema in caso di aumento dei costi complessivi del 20%.

Analisi di Sensitività	Unità	Scenario 4a	Scenario 4b	Scenario 4c
Costi totali	M€	5.74	4.23	5.66
Costo specifico energia prodotta da H ₂	€/kWh _{H2}	0.144	0.106	0.142

Tabella 16. Analisi di sensitività per variazione dei costi totali del Sistema

Dalla analisi dei costi e del rischio associato alla variabilità, è possibile notare che l'impatto maggiore è associabile al costo dell'impianto fotovoltaico, dell'elettrolizzatore e dell'accumulo stagionale, per cui sarà necessario valutare il loro impatto con attenzione:

- La tecnologia fotovoltaica ha raggiunto un livello di sviluppo commerciale molto avanzato. Non sono prevedibili scostamenti significativi dei costi, se non per possibili crisi di disponibilità legati a notevoli aumenti delle richieste o a criticità nel sistema di approvvigionamento.
- La tecnologia degli elettrolizzatori è in continua evoluzione, esistono impianti di produzione con capacità superiore alla domanda attuale. Questo consente di immaginare una disponibilità e una tendenza di riduzione dei costi, ma rappresenta un fattore di rischio notevole a causa dell'elevato costo di gestione di impianti non sfruttati al meglio della loro capacità. **Probabilmente il costo degli elettrolizzatori rappresenta oggi il vero fattore di rischio di un investimento in questo settore e richiede particolare attenzione in fase di valutazione della offerta.**
- La tecnologia dei serbatoi a pressione fino a 250 bar è consolidata e non sono immaginabili tensioni sui costi che portino a scostamenti significativi.