



1222·2022
800
ANNI



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA



POLITECNICO
MILANO 1863

DIPARTIMENTO DI ENERGIA



Una valutazione socio-economica dello scenario rinnovabili per la Sardegna

A cura di

Paola Valbonesi (Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases, Università degli Studi di Padova)
Arturo Lorenzoni (Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases, Università degli Studi di Padova)
Chiara D'Alpaos (Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases, Università degli Studi di Padova)
Francesca Andreolli (Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases, Università degli Studi di Padova)
Francesco Mezzera (gruppo RELAB, Politecnico di Milano)
Samuel Macchi (gruppo RELAB, Politecnico di Milano)
Fabrizio Fattori (gruppo RELAB, Politecnico di Milano)
Mario Motta (gruppo RELAB, Politecnico di Milano)

Centro interdipartimentale di ricerca "CENTRO STUDI DI ECONOMIA E TECNICA DELL'ENERGIA GIORGIO LEVI CASES"

Presso: Dipartimento di Ingegneria Industriale - Via Marzolo 9 – 35131 PADOVA – Tel. 049 8277500 – Fax 049 8277599

WEB: <http://levicases.unipd.it/> Email: levicases@unipd.it PEC: centro.levicases@pec.unipd.it

RELAB – Renewable heating and cooling laboratory

Presso: Dipartimento di Energia (Politecnico di Milano) - Via La Masa 34 - 20156 – MILANO

WEB: www.relab.polimi.it Email: info-relab@polimi.it

Indice

Executive summary	1
1. Introduzione	17
2. Analisi dei fabbisogni e dei consumi energetici in Sardegna	18
2.1. Il sistema energetico attuale	19
2.1.1. Settore civile	23
2.1.2. Settore industria	25
2.1.2.1. La filiera dell'alluminio in Sardegna	29
2.1.3. Settore trasporti	31
2.1.4. Generazione elettrica	32
2.2. Infrastrutture energetiche in Sardegna e stato di avanzamento	36
2.2.1. Infrastrutture gas	36
2.2.1.1. Reti di distribuzione	37
2.2.2. Le attuali opzioni per la metanizzazione della Sardegna	39
2.2.3. Infrastrutture elettriche	43
2.2.3.1. Criticità del sistema elettrico sardo	46
2.2.3.2. Tyrrhenian Link	47
3. Simulazione e analisi del sistema energetico nel percorso di decarbonizzazione	49
3.1. Scenario di completa decarbonizzazione (2050)	49
3.2. Scenario di transizione (2025-2030)	58
4. Confronto dello scenario proposto con il dibattito sugli scenari correnti	65
4.1. Elementi critici degli scenari proposti	68
4.2. I costi di decarbonizzazione	76
5. Costi e benefici dell'opzione green	83
5.1. Costi di acquisto dei vettori energetici	83
5.2. Costi di investimento per le nuove fonti energetiche	85
5.3. Costi (benefici) dovuti alle esternalità ambientali	92
5.4. Costi che dovranno sostenere i consumatori finali	97
5.5. Costi standard per l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico	101
5.6. Evoluzione dei costi per le nuove tecnologie	106
5.7. Impatti occupazionali connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili nei diversi scenari	114
5.8. Finanza sostenibile (<i>green finance</i>)	124
6. Conclusioni	128
Bibliografia	132

Executive summary

Gli obiettivi di policy nazionali ed europei prevedono la chiusura entro il 2025 degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a carbone (Strategia Energetica Nazionale e Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) e una completa decarbonizzazione del sistema energetico al 2050 (Green Deal Europeo). Date le sue caratteristiche geografiche, economiche e infrastrutturali (es. geograficamente isolata, con un potenziale interessante di sviluppo delle rinnovabili, priva di una rete gas) la Sardegna può rappresentare un contesto particolare nel percorso di decarbonizzazione nazionale. L'ipotesi di metanizzazione dell'isola è uno degli elementi che limita maggiormente il processo di transizione energetica e di azzeramento delle emissioni di gas serra. L'interesse per il gas metano nella regione riguarda sia la fornitura domestica, produttiva e per autotrazione, attraverso un'infrastruttura di rete, sia la necessità di mantenere l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico a fronte del *phase-out* del carbone. Le potenzialità della regione nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (potenziale di sviluppo di eolico e fotovoltaico superiore al fabbisogno energetico dell'isola) rendono l'obiettivo di cessazione delle centrali termoelettriche a carbone raggiungibile senza il rischio di problemi legati alla stabilità della rete o all'approvvigionamento dell'energia. Lo sviluppo dell'infrastruttura gas si accompagnerebbe al rischio di generare un fenomeno di *lock-in* di investimenti, in conflitto con gli obiettivi di neutralità climatica al 2050.

La Sardegna deve emanciparsi dal carbone e dallo scarso sviluppo delle infrastrutture energetiche e di trasporto, ed è fra le regioni che più hanno potenziale di transire direttamente ad un sistema energetico in linea con le ambizioni comunitarie al 2050, grazie all'ampia disponibilità di fonti energetiche rinnovabili e un parco infrastrutturale energetico già obsoleto e pronto al rinnovamento.

Per queste ragioni, il presente lavoro è stato elaborato con il fine di identificare e discutere un possibile scenario che permetta non solo la realizzazione del percorso di decarbonizzazione nazionale e dell'isola, ma che analizzi la possibilità di una sua anticipazione. È stato definito, inoltre, uno scenario di transizione al 2030, che consenta il *phase-out* della generazione nazionale a carbone al 2025, evitando nuovi investimenti in combustibili fossili e garantendo un sistema di generazione elettrico compatibile con gli obiettivi climatici di lungo periodo. Lo studio parte dalla comprensione del contesto energetico attuale, propone una discussione circa le possibili opzioni tecnologiche, simula il sistema energetico nel medio e lungo termine e, infine, ne analizza gli impatti socioeconomici.

Gli elementi chiave inclusi nella costruzione degli scenari al 2030 e 2050 sono:

- completo *phase-out* della capacità a carbone al 2025;
- il contributo delle fonti rinnovabili alla copertura del consumo interno lordo elettrico di circa 85% al 2030, con l'obiettivo del 100% al 2050 secondo una traiettoria compatibile con i potenziali di sviluppo dell'isola;
- nessuna nuova realizzazione di capacità di generazione termoelettrica in sostituzione della capacità a carbone dismessa;
- la realizzazione di nuovi impianti idroelettrici di pompaggio o di una filiera di idrogeno (verde) con capacità di accumulo dedicate in sostituzione della generazione a carbone;
- il potenziamento della connessione Sardegna/continente con cavo da 1.000 MW ("Tyrrhenian Link");

Dal punto di vista tecnologico, gli scenari ipotizzati al 2030 e 2050 presentano alcuni miglioramenti rispetto al precedente lavoro svolto dal Politecnico di Milano nel 2020: (i) gli investimenti per il sistema energetico regionale sono stati ottimizzati prendendo in considerazione i costi di investimento e i costi operativi delle diverse tecnologie, (ii) è stata inserita l'interconnessione elettrica con il continente, (iii) i principali sistemi di accumulo sono stati rappresentati con un maggiore dettaglio e (iv) sono stati distinti gli accumuli elettrochimici di piccola e grande taglia (utility scale).

Dalle analisi degli scenari al 2030 e al 2050 del settore elettrico sono emerse le seguenti evidenze:

1. Al 2030 l'85% della generazione elettrica è prodotta da fonti rinnovabili, in particolare eolico e fotovoltaico, supportata dall'infrastruttura di rete e da impianti di accumulo rappresentati da sistemi elettrochimici e da impianti di pompaggio. Uno scenario alternativo prevede il supporto di capacità elettrica ad idrogeno verde complementare agli accumuli. Nello specifico nel settore elettrico non si prevedono contributi da fonte fossile incluso il ricorso al gas fossile. L'unico contributo da potenza fossile è quello dell'impianto cogenerativo di Sarlux, del quale si prevede la chiusura nel periodo 2030-2035. Il forte sviluppo delle rinnovabili permette di ottenere una significativa riduzione di import di fonti fossili per un risparmio economico stimato in circa 0,11 miliardi euro/anno. Ad oggi, infatti, i circa 10 TWh di produzione termoelettrica hanno un costo di circa 0,2 miliardi di euro/anno. Qualora tale produzione fosse interamente da gas fossile, il costo sarebbe di circa 0,3 miliardi di euro/anno; al netto dell'export di energia elettrica tale costo scenderebbe a 0,11 miliardi di euro/anno.
Nell'ipotesi di ripartenza della filiera di alluminio al 2030, i costi per l'import di energia elettrica dal continente ammontano a circa 0,5 miliardi di euro/anno;
2. i costi di investimento per la realizzazione dello scenario al 2030 sono stimati in 3,27 – 4,01 miliardi di euro, per un investimento annuale medio di circa 0,36 – 0,44 miliardi di euro/anno nel periodo 2021-2030. Nel caso di ripartenza della filiera di alluminio, l'investimento annuale sale a circa 0,89 – 1,01 miliardi di euro/anno. In seguito, per il raggiungimento della neutralità climatica al 2050, i costi di investimento variano tra i 18 e i 20 miliardi di euro nel periodo 2030-2050 (investimento annuale di circa 0,9 – 1 miliardi di euro/anno), a seconda dello scenario realizzato al 2030. Le ipotesi adottate non prevedono, inoltre, costi di sviluppo di capacità a gas ed infrastruttura gas nell'isola pari a circa 1,3 – 2,5 miliardi di euro. Infine, lo scenario permette di trovare parte delle risorse di finanziamento dalla riduzione dei costi legati ai combustibili fossili e relative emissioni;
3. la riduzione delle emissioni climalteranti nel settore elettrico, grazie agli apporti delle rinnovabili, è stimata nell'ordine di 7 milioni di tCO₂ per il 2030. Questo rappresenta il 4% circa della riduzione di emissioni di CO₂ necessaria a livello nazionale al raggiungimento degli obiettivi al 2030. Nello scenario la Sardegna raggiunge la decarbonizzazione del settore elettrico al 2030, con l'esclusione di limitati apporti emissivi CO₂ equivalenti da biogas, ed in anticipo di 5 anni rispetto a quanto indicato dallo scenario 1.5 della IEA [IEA, 2021]. Il risparmio in termini economici del mancato acquisto di permessi di emissione, assumendo un costo medio nel periodo 2021-2030, come indicato nella LTS italiana, pari a 25 €/tCO₂ è stimabile quindi in circa 175 milioni di euro. Tale valore è aggiornato a 350 milioni di euro considerando i valori attuali della quota di CO₂ nel mercato ETS. Al 2050, ipotizzando una crescita del costo medio di permessi nel periodo 2030-2050 fino a 60 €/tCO₂ (in linea con la LTS italiana), i risparmi stimati sono pari a circa 42 milioni di euro;

4. per quanto riguarda le implicazioni in termini di adeguatezza del sistema elettrico, gli scenari al 2030 e 2050 non pongono problematiche significative. A fronte del *phase-out* della generazione a carbone, gli impianti idroelettrici di pompaggio e la filiera dell'idrogeno (elettrolisi-accumulo-conversione in energia elettrica) confermano la loro funzione di supporto della rete. Nelle simulazioni la Sardegna conferma un saldo positivo di export sostituendo il carbone con apporti di energia rinnovabile. Questa quota è particolarmente rilevante al 2030 nell'ipotesi che non avvenga la ripartenza della filiera di alluminio;
5. al 2030 gli investimenti in nuovi impianti a fonte rinnovabile generano circa 2.000 – 3.000 nuovi posti di lavoro temporanei nelle attività di costruzione ed installazione (occupazione diretta). La gestione e manutenzione degli impianti generano oltre 1.000 posti di lavoro permanenti (occupazione diretta). Al 2050 gli occupati temporanei sarebbero quasi 5.000, mentre quelli permanenti oltre 4.000. Gli investimenti nelle rinnovabili, da sole, permetterebbero, quindi, maggiori opportunità occupazionali in grado di compensare le chiusure delle centrali a carbone.

Grazie al suo potenziale energetico, la Sardegna può rappresentare un esempio virtuoso per comprovare l'efficacia delle sole fonti rinnovabili nel soddisfacimento dell'intero fabbisogno energetico regionale e nella sostituzione delle centrali termoelettriche a carbone. Per il raggiungimento dell'obiettivo europeo di riduzione della CO₂ eq. (-55% dal 1990 al 2030), che dovrà essere recepito dall'Italia nell'aggiornamento della versione attuale del PNIEC¹, le rinnovabili devono iniziare ad assumere un trend di crescita esponenziale. Lo scenario qui proposto segue proprio questa direzione, prevedendo una copertura dei consumi lordi da FER maggiore dell'80% al 2030. Questa risulta l'unica opzione, insieme allo sviluppo infrastrutturale di accumuli, rete e connessione con il continente, che permette di evitare l'incremento del *lock-in* in investimenti fossili che si determinerebbe con lo sviluppo dell'infrastruttura gas. Lo scenario contribuisce a ridurre l'accumulo di CO₂ in atmosfera e permette di evitare i costi relativi ai permessi di emissione nel periodo 2030-2050, in cui è prevista una crescita del costo medio di acquisto.

Dal punto di vista economico, gli scenari proposti necessitano di importanti investimenti, il cui valore genera significative opportunità occupazionali che ricadono non solo sul territorio regionale ma anche su quello nazionale. Il valore degli investimenti rappresenta un contributo importante a livello nazionale sia nel raggiungimento della quota di rinnovabili fissata a livello europeo, sia nella ripartenza economica del paese dopo la pandemia.

L'Italia, e in particolare la Sardegna, ha l'opportunità di offrire un modello di sviluppo capace di sfruttare le risorse pubbliche per promuovere misure di sostegno al settore delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, e sostenere gli investimenti privati, in continua crescita, per allinearsi alla riforma della finanza come richiesto dall'Accordo di Parigi, investendo sui pilastri cruciali alla transizione verde. Investire subito nella produzione rinnovabile, nell'efficienza energetica, nell'elettrificazione degli usi finali genera ricadute economiche ed occupazionali a livello sia regionale che nazionale, e permette di accelerare lo sviluppo di filiere innovative (es. idrogeno verde), oggi ancora tecnologicamente poco mature ma che possono creare valore nel medio e lungo termine.

¹ L'ultima versione del PNIEC è stata pubblicata a gennaio 2020, quando gli obiettivi climatici prevedevano una riduzione del 43% delle emissioni. Ora l'obiettivo è stato alzato al 55%, per cui è necessario un aggiornamento del Piano. Dichiarazioni del Presidente del Consiglio Mario Draghi ed il Ministro della Transizione Energetica Roberto Cingolani indicano un contributo delle rinnovabili sul consumo elettrico del 70-72% al 2030,

Simulazione e analisi del sistema energetico nel percorso di decarbonizzazione

Questo studio si è servito di una simulazione cronologica di un intero anno del sistema energetico sardo al 2030 e 2050, con un dettaglio temporale orario. Per entrambi gli orizzonti temporali sono state definite le domande energetiche ed è stato poi utilizzato uno strumento modellistico, in due versioni differenti, per la simulazione del loro soddisfacimento. Il modello utilizzato riporta caratteristiche sviluppate su misura per l'analisi del sistema energetico dell'isola e delle sue possibili interazioni con il continente. Tale strumento è disponibile in forma open-access, ed è stato costruito ad hoc minimizzando il costo del sistema. Il sistema energetico simulato, senza infrastrutture di trasporto gas, presenta due vettori energetici principali: energia elettrica (per usi convenzionali, riscaldamento, cottura, mobilità privata e calore industriale a bassa temperatura) e idrogeno verde (per generazione elettrica, calore industriale ad alta temperatura e per trasporti). Nella configurazione al 2030 viene analizzato l'intero sistema energetico nazionale attraverso le sei zone del mercato elettrico attuale, mentre al 2050 si è scelto di simulare la sola Sardegna con una definizione delle possibilità di scambi elettrici con il continente.

Scenario di completa decarbonizzazione (2050) – In questo scenario, la domanda finale di energia è soddisfatta integralmente da fonti rinnovabili nel settore elettrico inclusi gli apporti per la produzione di idrogeno verde indispensabile in diversi segmenti della domanda.

La seguente tabella riporta i valori di input delle domande energetiche annuali.

Vettore energetico	Domanda finale [TWh/a]
Energia elettrica	11,49
<i>di cui:</i>	
<i>domanda convenzionale</i>	8,71
<i>riscaldamento</i>	0,27
<i>uso cucina</i>	0,27
<i>veicoli elettrici</i>	2,10
<i>calore industriale a bassa temperatura</i>	0,15
Idrogeno per uso industriale	3,93
Idrogeno per trasporti	3,5

Dati di input dello scenario di completa decarbonizzazione al 2050

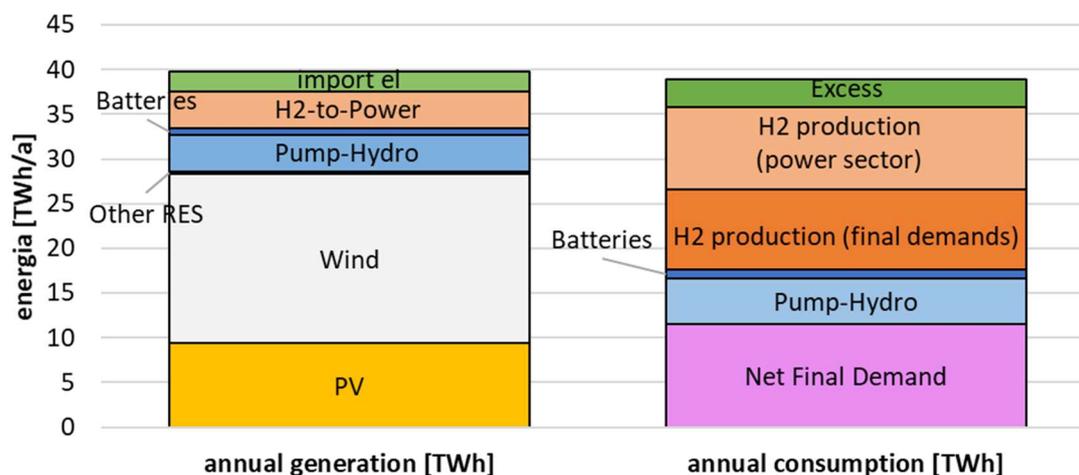
Le capacità installate di generazione elettrica rinnovabile, di produzione di idrogeno e di accumulo sono state ottimizzate tenendo conto dei costi fissi per gli impianti e dei costi di investimento delle tecnologie. La distribuzione di capacità tra eolico e fotovoltaico è individuata dal modello in virtù del processo di ottimizzazione economica. La distribuzione di potenza proposta non rispecchia necessariamente le capacità da sviluppare ed installare nell'isola. Quest'ultime saranno determinate anche delle scelte politiche, le quali devono tenere in considerazione eventuali vincoli a livello locale. In particolare, è possibile prevedere una differente distribuzione delle fonti in cui, in base all'evolversi delle policy, della regolazione, degli incentivi di carattere economico, nonché delle tecnologie, ci sia maggior prevalenza di altre fonti rispetto a quelle simulate da modello, quali ad esempio una maggiore penetrazione del fotovoltaico distribuito o dell'eolico off-shore. Tale diversa distribuzione di capacità non altera i risultati ottenuti dagli scenari proposti.

Dal lato generazione si evidenzia: (i) eolico e fotovoltaico, complessivamente 17 GW, rientrano nelle stime di potenziale di altri studi; (ii) gli impianti di pompaggio nuovi, assunti pari a 1 GW e 10 ore equivalenti, sono in linea con stime di potenziale esistenti. Gli accumuli elettrochimici vengono sfruttati nei soli periodi in cui gli impianti di pompaggio non sono in grado di garantire il vincolo di generazione stabile imposto. Si è previsto un vincolo di generazione istantanea "stabile", per garantire una quota di inerzia e di riserva al sistema elettrico, valore definito al 20%, da cui vengono esclusi eolico, fotovoltaico e due terzi circa dell'idroelettrico fluente.

I **risultati** mostrano dal lato generazione, sulla base del criterio di ottimizzazione economica, un contributo coperto da eolico (47% della produzione annuale) e da fotovoltaico (24%). Emerge un contributo importante da parte degli impianti di pompaggio, che forniscono quasi l'11% dell'energia elettrica totale e infine della generazione ad idrogeno, con circa il 10% della generazione complessiva. La soluzione di import elettrico dal continente viene utilizzata quando disponibile, essendo tuttavia fortemente limitata alle sole ore centrali della giornata. Va notata inoltre la presenza di circa 3,1 TWh di eccessi elettrici, distribuiti su circa 1270 ore, per lo più concentrate nei periodi centrali delle giornate di primavera.

Nel complesso risulta una forte necessità di accumulo di elettricità che determina l'installazione di tutto il potenziale per le soluzioni di accumulo economicamente più vantaggiose, ossia gli impianti di pompaggio e l'accumulo di idrogeno destinato alla generazione. Nuove installazioni di accumuli elettrochimici di grande taglia non vengono prese in considerazione per via dei maggiori costi di investimento e di manutenzione.

I risultati mostrano in generale una dipendenza stretta con le assunzioni fatte sulla connessione con il continente.



Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel 2050

Scenario di transizione (2030) – In questo scenario, viene analizzato il sistema energetico sardo in uno scenario coerente con il PNIEC e collocabile al 2030. Il fine è valutare la stabilità del sistema energetico a fronte del *phase-out* della generazione a carbone, contemplando inoltre la possibilità di ripartenza della filiera di produzione dell'alluminio. Inoltre, in questo caso il modello definisce per ciascuna zona di mercato del sistema energetico nazionale le rispettive domande finali e capacità installate, in maniera tale da simulare le interconnessioni tra la zona di mercato sarda e il continente. A partire dalla stima del dato nazionale in linea con gli obiettivi del PNIEC, il consumo elettrico annuale è stato ripartito nelle varie zone di mercato assumendo una proporzione con i consumi storici registrati da Terna. Metodologia analoga ha interessato la ripartizione tra le zone di mercato dei valori annuali per le domande per il riscaldamento ed il raffrescamento degli edifici residenziali e del settore terziario. Per soddisfare, invece, la domanda di elettricità e di calore dovuta alla ripartenza della filiera di alluminio si è assunta la costruzione di un impianto cogenerativo dedicato (ciclo combinato), alimentato a idrogeno.

La capacità di pompaggio idroelettrico comprende l'impianto esistente (240 MW, per i quali è assunto un accumulo di 8 ore equivalenti) e, a seconda della configurazione analizzata, impianti aggiuntivi con una potenza di 550 MW ed una capacità di 10 ore.

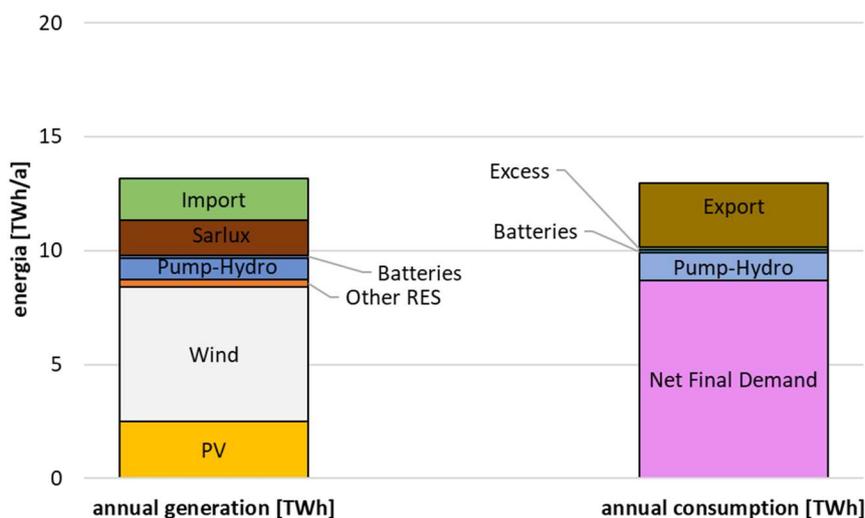
Per la generazione elettrica da idrogeno, la capacità è variabile nelle configurazioni presentate, a seconda che la filiera sia destinata alla sola stabilità della rete o anche alla fornitura di energia elettrica per il settore industriale dell'alluminio.

Nella tabella seguente vengono riassunte le ipotesi relative alle diverse configurazioni al 2030.

2030	
Configurazione A	No riattivazione filiera di alluminio + 550 MW di impianti di pompaggio con capacità di accumulo di 10 ore equivalenti
Configurazione B	No riattivazione filiera di alluminio + impianti di generazione a idrogeno per una capacità di 550 MW in generazione elettrica e una capacità di accumulo di idrogeno di 24 ore equivalenti
Configurazione C	Si riattivazione filiera di alluminio +550 MW di impianti di pompaggio con capacità di accumulo di 10 ore equivalenti + impianti di generazione a idrogeno con una capacità installata di 500 MW e una capacità di accumulo pari a 4 settimane equivalenti
Configurazione D	Si riattivazione filiera di alluminio + impianti di generazione a idrogeno con una capacità installata di 550 MW e una capacità di accumulo pari a 18 settimane equivalenti

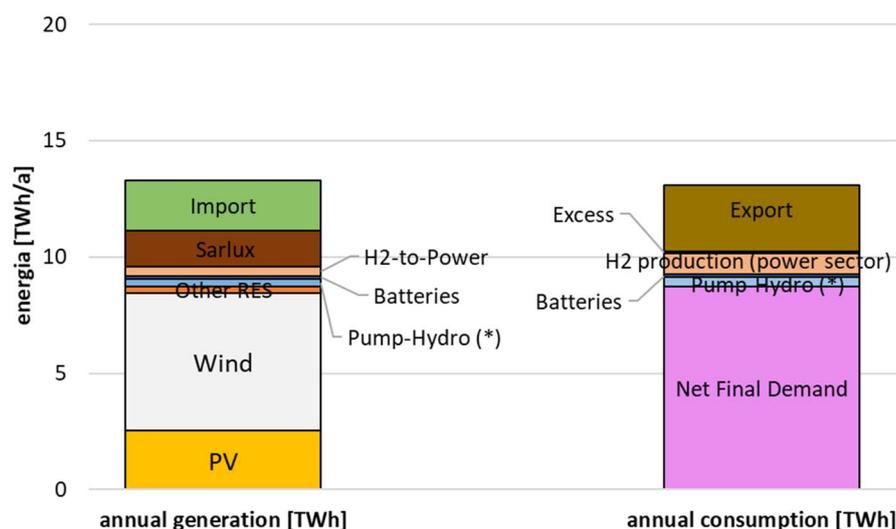
Ipotesi delle quattro configurazioni al 2030

I **risultati** mostrano che in tutti gli scenari il contributo di eolico e fotovoltaico si mantiene costante (essendo definito come dato in input), generando 8,5 TWh di energia elettrica annui. Dall'analisi delle curve di durata dei vari impianti, emerge, nella configurazione dove è prevista la filiera dell'idrogeno, un utilizzo particolarmente limitato nel tempo di elettrolizzatori e impianti di generazione a idrogeno. Entrambe le tecnologie, infatti, vengono utilizzate alla potenza nominale per circa 600 ore e sono inattive nel resto dell'anno. Considerazioni simili caratterizzano i nuovi impianti di pompaggio previsti in sostituzione delle centrali a carbone, con un utilizzo della tecnologia alla potenza nominale per un periodo di tempo di quasi 500 ore, salvo poi seguire un utilizzo a potenze decrescenti più graduale (circa 1200 ore equivalenti). In entrambe le configurazioni sembra confermata quindi la funzione limitata al solo supporto della rete.



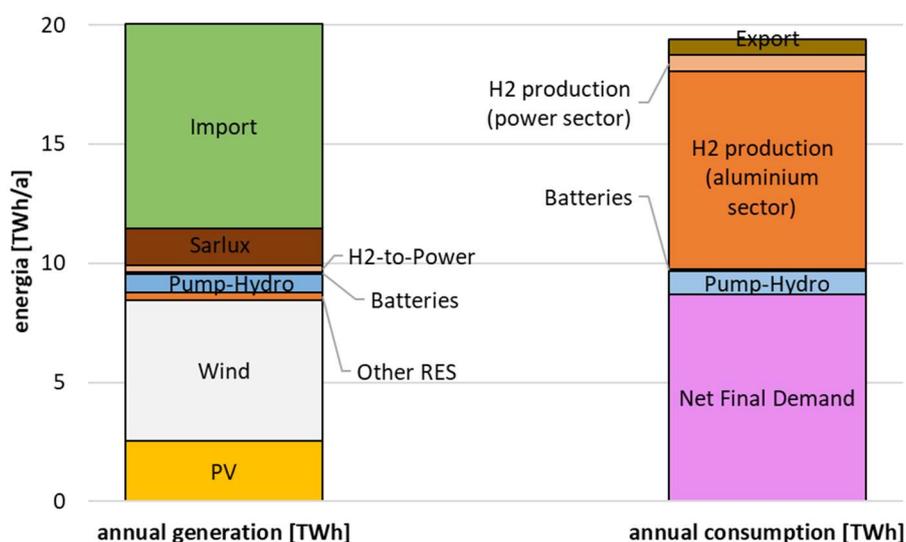
Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete da nuovi impianti di accumulo idroelettrico di pompaggio, senza consumi elettrici nel settore della produzione di alluminio (Configurazione A)

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB



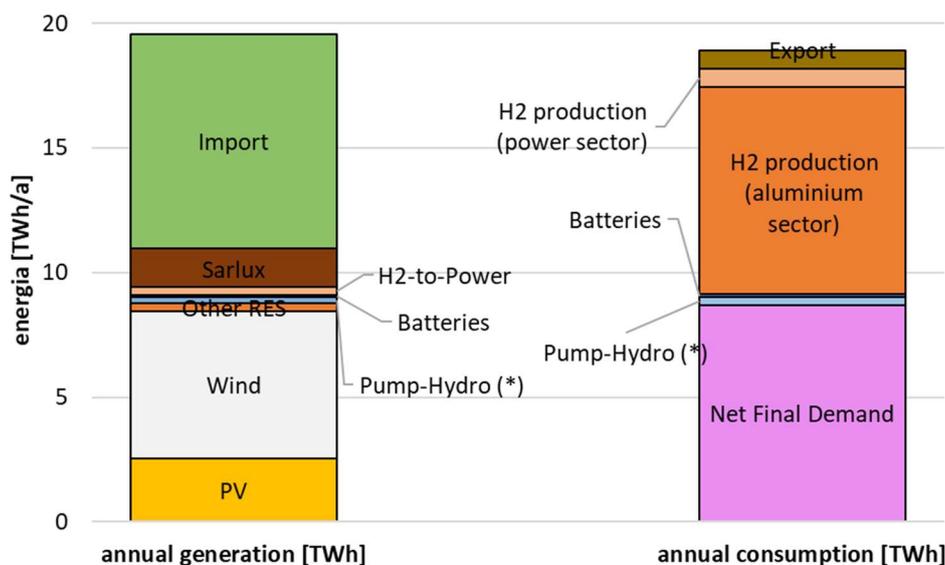
Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete dalla filiera dell'idrogeno, senza consumi elettrici nel settore della produzione di alluminio (Configurazione B)

Analizzando l'impatto di una riattivazione della filiera industriale dell'alluminio, emerge che l'impianto cogenerativo dedicato, alimentato a idrogeno, richiede un consistente quantitativo di tale vettore energetico. Ciò si ripercuote sugli equilibri degli interscambi energetici fra la regione Sardegna ed il resto del continente, con un incremento delle importazioni di energia elettrica.



Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete sia dalla filiera dell'idrogeno che da nuovi impianti di pompaggio, prevedendo i consumi energetici nel settore della produzione di alluminio (Configurazione C)

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB



Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete dalla sola filiera dell'idrogeno, prevedendo i consumi energetici nel settore della produzione di alluminio (Configurazione D)

Confronto dello scenario proposto con il dibattito sugli scenari correnti

Il sistema energetico sardo, grazie agli elevati potenziali di rinnovabili e alla struttura della domanda nei settori finali, offre la possibilità di costruire scenari di decarbonizzazione basati sulla penetrazione di fonti rinnovabili, pur non programmabili. Le simulazioni qui presentate suggeriscono infatti che il sistema compensa il *phase-out* del carbone nel settore elettrico grazie allo sviluppo di importanti capacità di rinnovabili fluttuanti, con un mix di eolico e fotovoltaico, accompagnate da uno sviluppo della capacità di accumulo in forma di pompaggi e idrogeno verde. Questo scenario è alternativo allo sviluppo dell'infrastruttura gas che non risulta compatibile con un percorso di completa decarbonizzazione al 2050.

Lo sviluppo dell'infrastruttura gas deve essere valutato rispetto ad uno scenario al 2050, da un punto di vista: tecnologico, economico e di politiche e misure.

Dal punto di vista tecnologico la rete gas non supporta il percorso di decarbonizzazione poiché: (i) la generazione elettrica a metano fossile, laddove prevista, può essere localizzata presso i rigassificatori senza la necessità di una rete; (ii) la generazione a biometano non necessiterebbe di una rete di trasmissione; (iii) la generazione con metano sintetico sarebbe meno vantaggiosa energeticamente rispetto all'idrogeno, che a sua volta non richiederebbe una rete.

Per il riscaldamento civile la regione presenta condizioni climatiche favorevoli all'installazione di pompe di calore elettriche. L'impiego di biometano, metano di sintesi e idrogeno sarebbero inoltre soluzioni più pratiche e di maggiore interesse per settori difficilmente decarbonizzabili.

La decarbonizzazione del sistema industriale necessita di una soluzione logistica per l'accesso al combustibile, attraverso la localizzazione delle attività produttive in distretti energetici, attraverso un approccio decentrato di produzione e stoccaggio dell'idrogeno verde o attraverso la creazione di una rete di trasmissione e distribuzione dell'idrogeno. A tale proposito sarebbe importante un migliore lavoro di geolocalizzazione della domanda che possa definire eventuali distretti industriali con reti locali.

Dal punto di vista economico l'approvvigionamento della materia prima in Sardegna avverrebbe secondo modalità non del tutto analoghe a quelle della penisola con presumibili riflessi sui prezzi di mercato. Da qui la pressante richiesta ad agganciare la situazione sarda al sistema degli hub virtuali di scambio (PSV). Per una completa valutazione della sostenibilità della rete gas risulta necessaria,

quindi, un'analisi delle ricadute dei costi dell'infrastrutturazione sugli utenti finali che stimi gli impatti sulla tariffa finale. A questo si aggiungano i costi delle infrastrutture, ingenti se rapportati all'ampiezza del territorio e alle utenze potenziali, e la necessità del recupero degli investimenti difficili da ammortizzare in un arco temporale esiguo quale quello residuo dell'utilizzo delle fossili rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione.

In particolare, gli scenari ad oggi proposti, non valutano i rischi legati al meccanismo di ampliamento di un *lock-in* dei capitali nel comparto fossile. Tale situazione di *lock-in* potrebbe portare a maggior rischi legati ai cambiamenti climatici e ad una transizione nel lungo termine che richiederebbe investimenti di portata maggiore. Con l'approvazione del *Green Deal europeo* di una *Taxonomy* europea, l'Europa ha ribadito la volontà di impiegare le risorse comunitarie in maniera coerente con gli obiettivi ambientali e climatici.

Diventa fondamentale disinvestire in maniera progressiva nei progetti non compatibili con la decarbonizzazione, che espongono i capitali ai rischi legati al cambiamento climatico.

Infine, devono essere tenuti in considerazione i necessari costi legati alla decarbonizzazione dell'intero sistema energetico sardo. Tra questi non vi sono solamente i costi legati all'adeguamento e alla trasformazione dell'infrastruttura gas per l'utilizzo di *low-carbon gas* come l'idrogeno (interventi di *retrofitting* dell'infrastruttura esistente), ma anche i costi che gli stessi utenti finali dovranno sostenere per riaggiornare le tecnologie di uso finale.

Un altro elemento critico degli scenari correnti è il periodo di analisi. Un arco temporale di 20 anni, dal 2020 al 2040, è in linea con quello del PNIEC, ma rappresenta solamente uno step evolutivo intermedio e non permette di tenere in considerazione gli obiettivi di neutralità climatica al 2050. Con tale orizzonte temporale risulta, inoltre, difficile catturare adeguatamente i processi di innovazione tecnologica che porteranno a notevoli riduzioni nei costi, e che sono particolarmente rilevanti per quelle tecnologie green sui quali, secondo la Commissione europea, è fondamentale riorientare gli investimenti, quali gli impianti di generazione rinnovabile, gli accumuli elettrochimici, le tecnologie P2X e le tecnologie di uso finale. Dal punto di vista delle policy europee gli scenari correnti presentano criticità nei confronti degli obiettivi intermedi di decarbonizzazione e risultano incompatibili con gli scenari di lungo periodo al 2050.

Costi e benefici dell'opzione green

Costi di acquisto dei vettori energetici – Sia negli scenari al 2030 che al 2050 emerge l'assenza nel settore elettrico di import di combustibili fossili con conseguente azzeramento dei relativi costi di approvvigionamento. Ciò garantisce una riduzione della dipendenza energetica della regione, e quindi maggior copertura contro i rischi legati alle fluttuazioni di prezzo delle fossili (*security of supply*). I costi per l'approvvigionamento delle materie prime crescono fino a raggiungere quasi lo 0,5 miliardi di euro negli scenari che prevedono la ripartenza della filiera di alluminio al 2030, proprio per una maggior necessità di import di energia elettrica dalle altre zone di mercato.

Costi di investimento per le nuove fonti energetiche – I costi di investimento cumulati nei periodi 2021-2030 e 2030-2050 sono stimati, rispettivamente, tra i 3,27 – 9,07 miliardi di euro per gli scenari 2030 e tra i 18,84 e 19,66 miliardi di euro per lo scenario 2050. La forte variazione di costi nel periodo 2021-2030 è legata all'ipotesi di ripartenza della filiera di alluminio, la quale necessita di generazione ad idrogeno dedicata. Per la stima dei costi di investimento si sono tenute in considerazione le *learning curves* che caratterizzano ogni fonte tecnologica e che valutano le riduzioni dei costi nel medio e lungo termine. Tali diminuzioni sono nulle per gli impianti di pompaggio, mentre sono particolarmente rilevanti per gli accumuli elettrochimici e per le tecnologie che caratterizzano la filiera di idrogeno. Come si può notare dalla tabella sottostante, le differenze di costo tra le varie configurazioni sono dovute alle differenze nelle nuove capacità di impianti idroelettrici di

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

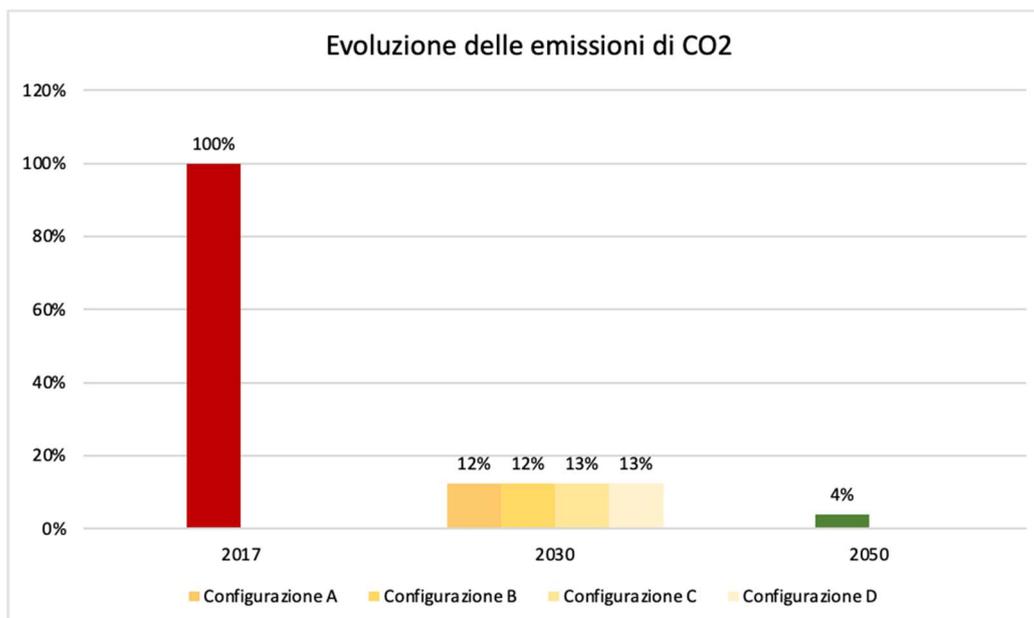
pompaggio e di generazione di idrogeno. Per il fotovoltaico, eolico e accumuli elettrochimici le capacità sono assunte uguali in tutte le configurazioni.

Costi di investimento (miliardi di euro)	2021-2030			
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D
PV (distribuito)	0,32	0,32	0,32	0,32
PV (utility)	0,49	0,49	0,49	0,49
Wind onshore	1,25	1,25	1,25	1,25
Pompaggio esistente	0	0	0	0
Pompaggio nuovo	0,88	0	0,88	0
Accumulo (utility)	0,13	0,13	0,13	0,13
Accumulo (distribuito)	0,2	0,2	0,2	0,2
Idrogeno	0	1,62	5,48	5,24
Accumulo idrogeno	0	0	0,32	0,41
Totale	3,27	4,01	9,07	8,04
Costi di investimento (miliardi di euro)	2030-2050			
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D
PV (distribuito)	1,47	1,47	1,47	1,47
PV (utility)	1,23	1,23	1,23	1,23
Wind onshore	6,81	6,81	6,81	6,81
Pompaggio esistente	1,74	1,74	1,74	1,74
Pompaggio nuovo	2,44	3,32	2,44	3,32
Accumulo (utility)	0,04	0,04	0,04	0,04
Accumulo (distribuito)	0,32	0,32	0,32	0,32
Idrogeno	5,69	4,68	4,72	6,65
Accumulo idrogeno	0,05	0,05	0,06	0,06
Totale	19,79	19,66	18,83	19,64

Stima dei costi di investimento (CAPEX) per le diverse fonti energetiche nei quattro scenari analizzati al 2030 e al 2050

Costi (benefici) dovuti alle esternalità ambientali – Per quanto riguarda la quantificazione delle emissioni, sono stati individuati i fattori emissivi specifici per le varie fonti energetiche a partire dalle indicazioni fornite dal GSE e dall’inventario nazionale delle emissioni fornito da ISPRA.

Le emissioni relative alla produzione di energia elettrica si riducono fino a quasi un completo azzeramento già al 2030. Le emissioni residue al 2050 sono legate agli usi di biomassa.



Evoluzione delle emissioni di CO₂ in Sardegna rispetto alle emissioni del 2017

Valorizzando la riduzione di emissioni di gas serra al prezzo medio per lo scambio delle quote di emissione dell'Unione Europea nel periodo 2021-2030 (25 €₂₀₁₆/tCO₂), i benefici legati alle esternalità ambientali sono stati valutati pari a circa 175 milioni di euro per gli scenari al 2030 (350 milioni di € nell'ipotesi di costo attuale a 50€/tCO₂). Al 2050 con un costo medio di acquisto di permessi EU ETS pari a 60 €₂₀₁₆/tCO₂ nel periodo 2030-2050, i risparmi sono stimati uguali ad ulteriori 42 milioni di euro. Utilizzando un costo unitario per le emissioni di gas serra allineato con l'*avoidance cost* (100 €₂₀₁₆/t CO₂), si ottengono benefici superiori a 0,77 miliardi di euro nel periodo 2021-2050.

Costi che dovranno sostenere i consumatori finali – Per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni al 2030 e 2050, è essenziale una sinergia di azioni volte all'elettrificazione degli usi finali - su lato domanda – e alla sostituzione dei combustili climalteranti – sul lato offerta. Per questo motivo sono stati analizzati i costi che i consumatori devono sostenere nel settore civile e nel settore dei trasporti per l'adeguamento delle seguenti tecnologie: pompe di calore elettriche; veicoli elettrici.

Considerando un costo di investimento pari a 6.000 euro e un costo di manutenzione pari a 50 euro/anno, gli investimenti per le pompe di calore elettriche sono stati valutati pari a circa 0,5 miliardi di euro. Tale stima non tiene però conto di una probabile diminuzione dei costi di investimento pari al 20% al 2050.

Nel settore del trasporto leggero, gli investimenti necessari per l'acquisto di auto elettriche sono stati valutati, a partire dai costi attuali, uguali a 6 miliardi di euro. Per l'analisi è stato tenuto in considerazione un extra costo di 8.000 euro per l'acquisto di veicoli elettrici rispetto a quelli a benzina/gasolio, e un extra costo di -179 euro/anno per la manutenzione. Se si considerasse il *Total Cost of Ownership* (TCO), ossia il costo totale di esercizio lungo tutta la vita media del veicolo, non si otterrebbero dei costi, bensì dei benefici, poiché il TCO per le autovetture elettriche di piccole e grandi dimensioni è generalmente inferiore rispetto a quello dei veicoli a benzina/diesel/GPL/metano. Il costo medio di esercizio delle auto elettriche, inoltre, è in diminuzione rispetto alla situazione attuale.

Costi standard per l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico – L'aggiunta e l'installazione di nuove capacità di produzione possono generare cambiamenti sui flussi di energia che attraversano le reti di trasmissione e distribuzione, i quali possono a loro volta produrre

importanti impatti sulla stabilità e flessibilità del sistema stesso. Ciò non interessa solamente le fonti rinnovabili, ma vale per qualsiasi tecnologia di generazione. I cosiddetti “costi di integrazione” rappresentano i costi aggiuntivi necessari a mantenere e garantire la stabilità del sistema energetico in seguito allo sviluppo di nuove capacità di generazione, in questo caso rinnovabile. Vengono comunemente suddivisi in: costi di rete; costi di bilanciamento; *profile costs*.

Per mancanza di dati sull'effettivo sviluppo della rete di trasmissione e distribuzione e considerando il profondo cambiamento atteso dell'intero sistema energetico in uno scenario di completa decarbonizzazione al 2050, non è stato possibile stimare in maniera diretta questi costi di integrazione ma è stata eseguita una review di letteratura al fine di fornire delle indicazioni di massima.

Secondo le fonti bibliografiche analizzate questi costi possono variare da valori negativi o molto ridotti nel caso di limitati livelli di penetrazione di rinnovabili, fino a valori intorno ai 0.035-0.05 \$/kWh nel caso di una penetrazione del 40 % circa di rinnovabili.

Per quanto riguarda le fonti eoliche, i costi di bilanciamento possono variare tra i 2 €/MWh e i 4 €/MWh per livelli di penetrazione di circa 40% e rimangono comunque inferiori a 6 €/MWh per livelli maggiori. In merito ai *profile costs*, si stimano variazioni da valori molto bassi vicino allo zero fino a 15-25 €/MWh per livelli di penetrazione di circa 30-40%.

Per il fotovoltaico, i costi di rete e di bilanciamento sono stimati pari a circa 5-9 €/MWh. Nello specifico, i costi legati alla rete di trasmissione possono variare tra lo 0,5 €/MWh nel 2020 e i 2,8 €/MWh nel 2030. I costi legati alla rete di distribuzione sono molto più variabili, in quanto molto più dipendenti dallo stato del sistema e dal contesto specifico di analisi.

Per una valutazione completa e precisa dei costi di integrazione, ulteriori studi in cui si confrontano diversi scenari circa lo sviluppo e la penetrazione delle rinnovabili sono necessari.

Impatti occupazionali connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili nei diversi scenari

Secondo un recente studio di IRENA nei paesi del sud Europa (Italia, Spagna, Grecia, Portogallo, Slovenia, Croazia, Cipro), uno scenario di forte espansione delle rinnovabili potrebbe generare 0,65 milioni di nuovi posti di lavoro nel settore delle rinnovabili entro il 2050. Nel settore energetico tale numero potrebbero arrivare a 1,5 milioni. Se si tiene in considerazione l'intera economia, si stima un incremento del 3% nel 2050 rispetto ai valori del 2017.

Dati questi riferimenti, è stata elaborata una valutazione delle ricadute occupazionali connesse alla diffusione delle rinnovabili nei diversi scenari al 2030 e 2050.

La tabella seguente mostra l'evoluzione dell'occupazione diretta (numero di posti di lavoro) in tutti gli scenari al 2030 e 2050, suddivisi per fonte tecnologica e settore industriale. Le stime non comprendono il saldo tra i posti di lavoro persi nel settore fossile e quelli creati in altri settori.

Non è stato possibile stimare con precisione l'occupazione connessa allo sviluppo di una filiera dell'idrogeno nella regione. Tuttavia, secondo uno studio congiunto tra The European House-Ambrosetti e Snam, in Italia il numero di posti di lavoro in uno scenario di forte sviluppo dell'idrogeno potrebbe raggiungere i 30.000 occupati diretti al 2030 e a 140.000 al 2050. Considerando anche l'occupazione indiretta e indotta, tale numero salirebbe a 115.000 posti di lavoro al 2030 e 540.000 al 2050.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

Fonte energetica	2030				2050
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D	
PV	1.512	1.512	1.512	1.512	2.130
Wind onshore	2.148	2.148	2.148	2.148	4.527
Pompaggio upgrade	730	730	730	730	2.604
Pompaggio nuovo	1672	0	1672	0	2961
Accumulo utility	158	158	158	158	27
Accumulo distribuito	296	296	296	296	296
Biomassa	0	0	0	0	44
Biogas	20	20	21	20	0
Totale	6.538	4.865	6.539	4.865	12.591

Settore industriale	2030				2050
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D	
Produzione	2.019	1.582	2.019	1.582	3.306
C&I	3.136	2.212	3.136	2.212	4.986
O&M	1.362	1.050	1.362	1.050	4.255
Fuel	20	20	21	20	44
Totale	6.538	4.865	6.539	4.865	12.591

Stima dell'occupazione diretta (numero di posti di lavoro) nei vari scenari analizzati al 2030 e 2050, suddivisa per fonte tecnologica e settore industriale

Nel solo settore delle rinnovabili, le ricadute occupazionali sono stimate in circa 4.800-6.500 nuovi posti di lavoro diretti per gli scenari al 2030. Per quanto riguarda lo scenario al 2050, si stimano circa 12.500 nuovi occupati diretti. Tali stime considerano tutti i settori lungo la catena di produzione, inclusa la produzione delle componenti degli impianti e l'assemblaggio dei moduli fotovoltaici le cui ricadute occupazionali non saranno, almeno ad oggi, da considerare significative per la Sardegna.

Per fornire un valore degli impatti occupazionali a livello regionale, gli investimenti nelle rinnovabili generano al 2030 circa 2.000 – 3.000 nuovi posti di lavoro temporanei nelle attività di costruzione ed installazione degli impianti (occupazione diretta). Le spese O&M potrebbero, invece, generare poco più di 1.000 posti di lavoro permanenti (occupazione diretta). Al 2050 gli occupati temporanei sarebbero quasi 5.000, mentre quelli permanenti circa 4.250.

Per quanto riguarda il settore delle rinnovabili termiche, sono state stimate le ricadute occupazionali, temporanee e permanenti, correlate alla diffusione delle pompe di calore elettriche, a partire dai dati forniti da GSE e dalle indicazioni presenti in un rapporto di Althesys sulle ricadute economiche delle energie rinnovabili in Italia. Dai risultati mostrati nella tabella seguente emerge che gli investimenti in pompe di calore possano generare un'occupazione al 2030 pari a circa 645 ULA.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

	Occupati temporanei Fase di produzione	Occupati temporanei Fase di installazione e realizzazione	Occupati permanenti Fase di esercizio e manutenzione
Pompe di calore	67 ULA	433 ULA	145 ULA

Stima delle ricadute occupazioni nelle fasi di produzione, installazione e realizzazione, esercizio e manutenzione delle pompe di calore

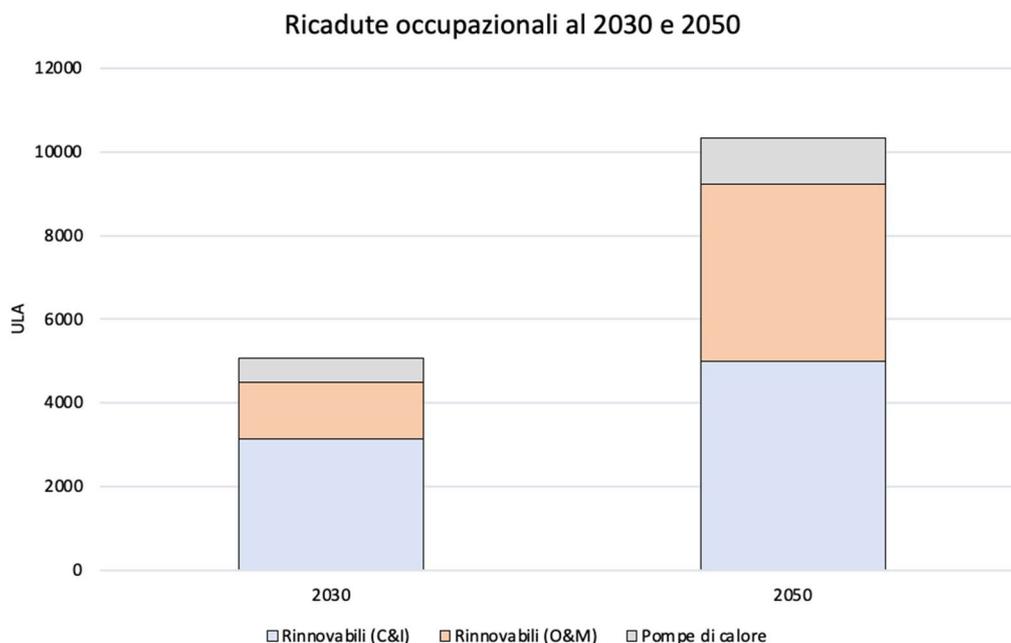
Infine, un altro importante settore per la ripresa economica regionale e nazionale in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione è il settore dell'efficienza energetica nelle costruzioni.

Secondo alcune analisi di RSE, in Sardegna gli edifici ad uso residenziale sono più di 660 mila e più del 60% ha più di 45 anni. Per questo 60%, la riqualificazione energetica permette, secondo RSE, una riduzione dei consumi tale da garantire un fabbisogno di riscaldamento fino ad un massimo di 30 kWh/m². Per il restante 40%, la riqualificazione si traduce in una riduzione del fabbisogno fino alle prestazioni dei nuovi edifici a energia quasi zero (fabbisogno di riscaldamento fino a 15 kWh/m²).

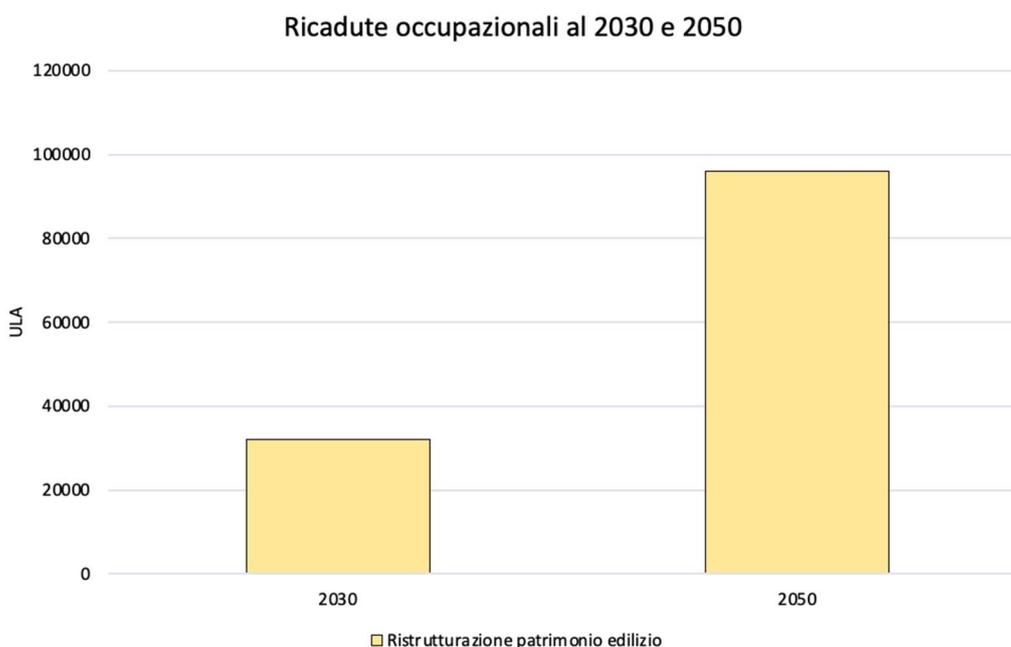
A partire dagli attuali consumi di energia primaria degli edifici a destinazione residenziale e terziaria, e tenendo conto del potenziale tecnico di risparmio (56%) e degli effetti sull'occupazione forniti a livello macro-regionale, sono stati ricavati i seguenti dati relativamente al potenziale di risparmio, agli investimenti e ai posti di lavori equivalenti a tempo pieno (ULA) associati alle ristrutturazioni. A fronte di un investimento complessivo di circa 10 miliardi di euro sui settori chiave presi in esame, i consumi totali di energia primaria potrebbero ridursi del 40% circa.

	Potenziale di risparmio (TWh)	Investimenti associati alle ristrutturazioni (miliardi di euro)	Posti di lavoro (ULA)
Sud ed Isole (residenziale)	60	183	3,1 mln
Sardegna (residenziale)	2,6	6,0	84.000
Di cui solo riscaldamento	1,39	3,21	48.150
Sardegna (terziario)	0,39	0,90	12.600
Di cui solo riscaldamento	0,21	0,48	6.700

Potenziale di risparmio, investimenti e posti di lavoro (ULA), associati agli interventi di ristrutturazione



Stima delle ricadute occupazionali a livello regionale, dovute allo sviluppo delle rinnovabili, all'installazione delle pompe di calore e agli interventi di ristrutturazione al 2030 e 2050



Stima delle ricadute occupazionali a livello regionale, dovute agli interventi di ristrutturazione del patrimonio edilizio esistente al 2030 e 2050

Conclusioni

Le simulazioni presentate suggeriscono che il *phase-out* del carbone nel settore elettrico possa essere compensato con lo sviluppo delle rinnovabili e un incremento della capacità di accumulo in forma di pompaggi e sistemi elettrochimici. Altre opzioni in grado di assicurare l'adeguatezza del sistema possono prevedere l'anticipazione del ricorso all'idrogeno come sistema di accumulo.

Le capacità richieste di rinnovabili fluttuanti e accumulo sarebbero importanti ma coerenti con gli indirizzi di policy europei e nazionali e con gli studi in letteratura. La Sardegna potrebbe dunque rappresentare il contesto ideale per anticipare lo sviluppo della filiera a idrogeno verde, funzionale

e sufficiente nel breve periodo e necessaria nel lungo termine. Tale opzione risulta necessaria per l'alimentazione della produzione di alluminio, nell'ipotesi di ripartenza del settore.

I nuovi impianti a fonti fossili non sono più competitivi riguardo ai costi quando confrontati con fonti di energia pulita, come eolico e fotovoltaico, grazie alla riduzione del costo delle rinnovabili negli ultimi anni ed ai potenziali di produzione sardi.

Le analisi qui presentate mostrano come un portafoglio di rinnovabili ed accumuli possa offrire servizi alla rete elettrica equivalenti a quelli degli impianti tradizionali a fonte fossile. Inoltre, i costi di investimento dello scenario vengono compensati da minori costi di acquisto dei vettori energetici, per circa 0,11 miliardi di euro/anno, e minori costi legati alle esternalità ambientali. Già al 2030, infatti, le emissioni relative alla produzione di energia elettrica si riducono quasi totalmente contribuendo agli obiettivi di decarbonizzazione nazionale e riducendo i costi di *compliance* della direttiva ETS per un valore compreso tra i 170-350 milioni di euro.

Infine, lo sviluppo delle rinnovabili e la creazione di una filiera per la produzione di idrogeno verde potrebbero generare importanti impatti sull'occupazione per un totale di posti di lavoro stimati in 5.000 al 2030 ed in 10.000 al 2050, con ricadute economiche stimate pari a circa 22-25 milioni di euro al 2030 e a circa 95 milioni di euro al 2050.

I risultati esposti, sia per gli scenari di transizione al 2030 che per il 2050, devono essere intesi come indicativi e orientativi. Essi sono utili a dare una rappresentazione generale delle dinamiche che ci si può aspettare per l'evoluzione del sistema energetico regionale date le varie ipotesi e assunzioni considerate.

In conclusione, la Sardegna potrebbe non solamente superare i target europei sulle emissioni di gas serra, ma bensì anticiparli, ponendosi in tal modo a livello nazionale come esempio di modello virtuoso nel processo di transizione energetica.

1. Introduzione

La Sardegna presenta caratteristiche geografiche, economiche, demografiche e sociali che la differenziano dalle altre regioni italiane e la rendono un contesto particolare nel percorso di decarbonizzazione, necessario per il raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali in tema di rinnovabili e riduzione delle emissioni climalteranti. Il progetto “Metanizzazione della Sardegna”, introdotto ufficialmente come linea di azione prioritaria nel 2015 con il Piano Energetico Ambientale della Regione Sardegna (PEARS), si sovrappone alla transizione energetica verde della regione. L’interesse per lo sviluppo di un’infrastruttura gas nell’isola è entrato anche nel dibattito attuale relativo alla possibilità o meno di conseguire in Sardegna l’obiettivo previsto dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 e dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) di chiusura entro il 2025 degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con carbone.

In seguito alla pubblicazione dello studio indipendente di ARERA e RSE “Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040)” ai sensi della delibera 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019, che confronta diverse opzioni infrastrutturali per lo sviluppo di una rete gas in ottica di analisi costi-benefici, il presente lavoro intende identificare le opzioni tecnologiche e le questioni fondamentali che si legano al percorso di decarbonizzazione nazionale e dell’isola, cercando di analizzare la possibilità di anticipare tale percorso.

Lo studio fornisce una valutazione socioeconomica di uno scenario di sviluppo dell’infrastruttura energetica sarda che preveda il solo impiego delle fonti rinnovabili in sostituzione del *phase-out* del carbone al 2025 e che sia in linea con l’obiettivo di neutralità climatica al 2050. L’analisi include una valutazione relativa ai costi economici dello scenario proposto, agli impatti in termini di emissioni, alle potenziali ricadute economiche ed occupazionali.

Il presente lavoro parte dalla comprensione del contesto energetico attuale dell’isola (capitolo 2) per identificare le possibili opzioni tecnologiche in grado di soddisfare il percorso di decarbonizzazione nel medio e lungo termine (capitolo 3), prosegue confrontando lo scenario proposto con gli scenari correnti che prevedono la metanizzazione dell’isola (capitolo 4) e, infine, ne valuta le ricadute socioeconomiche (capitolo 5). Le conclusioni sono riportate nel capitolo 6.

2. Analisi dei fabbisogni e dei consumi energetici in Sardegna

La prima parte del presente capitolo ha lo scopo di descrivere il sistema energetico attuale della regione Sardegna, in termini di consumi finali di energia e mix tecnologico nei vari settori. L'analisi si focalizza sul settore civile, sull'industria, sui trasporti e sulla generazione elettrica. La seconda parte del capitolo, invece, analizza le infrastrutture energetiche dell'isola e il loro stato di avanzamento.

Secondo i bilanci energetici regionali, il settore civile rappresenta circa il 35% dei consumi totali della regione ed è caratterizzato da una domanda di energia termica pari a 7.6 TWh. La distribuzione degli impianti residenziali mostra un'importante penetrazione dell'elettrificazione e degli impianti a biomassa. Le fonti fossili rappresentano il 31% dei consumi nel settore residenziale e il 39% nel terziario. Le pompe di calore elettriche risultano presenti nel 30% delle abitazioni sebbene verosimilmente utilizzate primariamente per la climatizzazione estiva. I consumi energetici del settore industriale, invece, rappresentano il 25% circa dei consumi regionali totali. La domanda di energia termica nel 2013 è stata stimata pari a circa 400 ktep. Vale la pena notare che a partire dalla crisi del 2008-2009 vi è stato un calo progressivo dei consumi totali del settore industriale: fra il 2008 e il 2013, i consumi elettrici sono calati del 56% e quelli termici del 25%. Infine, i consumi energetici del settore trasporti rappresentano il 40% circa dei consumi regionali totali, e sono stimati pari a 1664 ktep nel 2018.

Per quanto riguarda la generazione elettrica la Sardegna è esportatrice netta di energia elettrica e la domanda è guidata dal settore civile con una componente industriale comunque importante. La capacità installata di generazione vede la rilevanza del carbone, con due grandi impianti con profilo di utilizzo costante, l'impianto IGCC connesso alla raffineria di Sarroch, anch'esso con profilo pressoché costante, e un unico impianto di pompaggio. Risulta poi non trascurabile la potenza complessiva degli impianti a olio combustibile, in parte cogenerativi, connessi ad utilizzi industriali. Secondo i dati TERNA, la produzione lorda da fotovoltaico ed eolico è stata stimata nel 2018 circa uguale a 900 GWh e 1.672 GWh. La regione dispone inoltre di 466 MW di impianti idroelettrici, tra i quali, di particolare rilievo per le caratteristiche di flessibilità che garantisce al sistema, l'impianto di pompaggio di Taloro da 240 MW.

Relativamente alle infrastrutture gas, la Giunta Regionale ha adottato un Piano di Metanizzazione a partire dal 2004 che ha portato alla suddivisione del territorio in 38 bacini di utenza. Allo stato attuale in 14 dei 38 bacini esistono alcune reti di distribuzione (almeno parziali), ma vengono alimentate con gas diversi dal naturale (GPL o aria propanata). Al 2018, secondo la relazione annuale di ARERA del 2019, in Sardegna vi sono poco più di 2100 km di rete in esercizio, che servono circa 63970 utenze (60% con aria propanata e il resto con GPL) e 100 comuni, per un totale di circa 16,92 Mm³ di gas erogati. Le ipotesi di SNAM per il trasporto del gas prevedono un'interconnessione virtuale con il continente per mezzo di bettoline, un collegamento fisico con la penisola tramite gasdotto e una rete di trasporto regionale ("dorsale"). Per i depositi/rigassificatori, vi sono cinque progetti sul tavolo, di cui solo uno in fase di costruzione.

Infine, il sistema elettrico sardo è caratterizzato da una rete di trasmissione poco magliata, una rete di distribuzione molto estesa contraddistinta da lunghe linee aeree di media tensione e da uno sviluppo crescente di nuovi impianti a fonti rinnovabili, in particolar modo di tipo eolico e fotovoltaico. Particolarmente importante per l'interconnessione dell'isola è il nuovo progetto proposto da TERNA costituito da un doppio collegamento HVDC Continente-Sicilia-Sardegna da 1000 MW, denominato "Tyrrhenian Link".

2.1. Il sistema energetico attuale

I rapporti di monitoraggio del PEARS, pubblicati a Gennaio 2019 [1] e Dicembre 2019 [2], analizzano i consumi regionali suddivisi per settore e confrontano il Bilancio Energetico Regionale (BER) per l'anno 2018 (Figura 2.1) con il precedente bilancio del 2013.

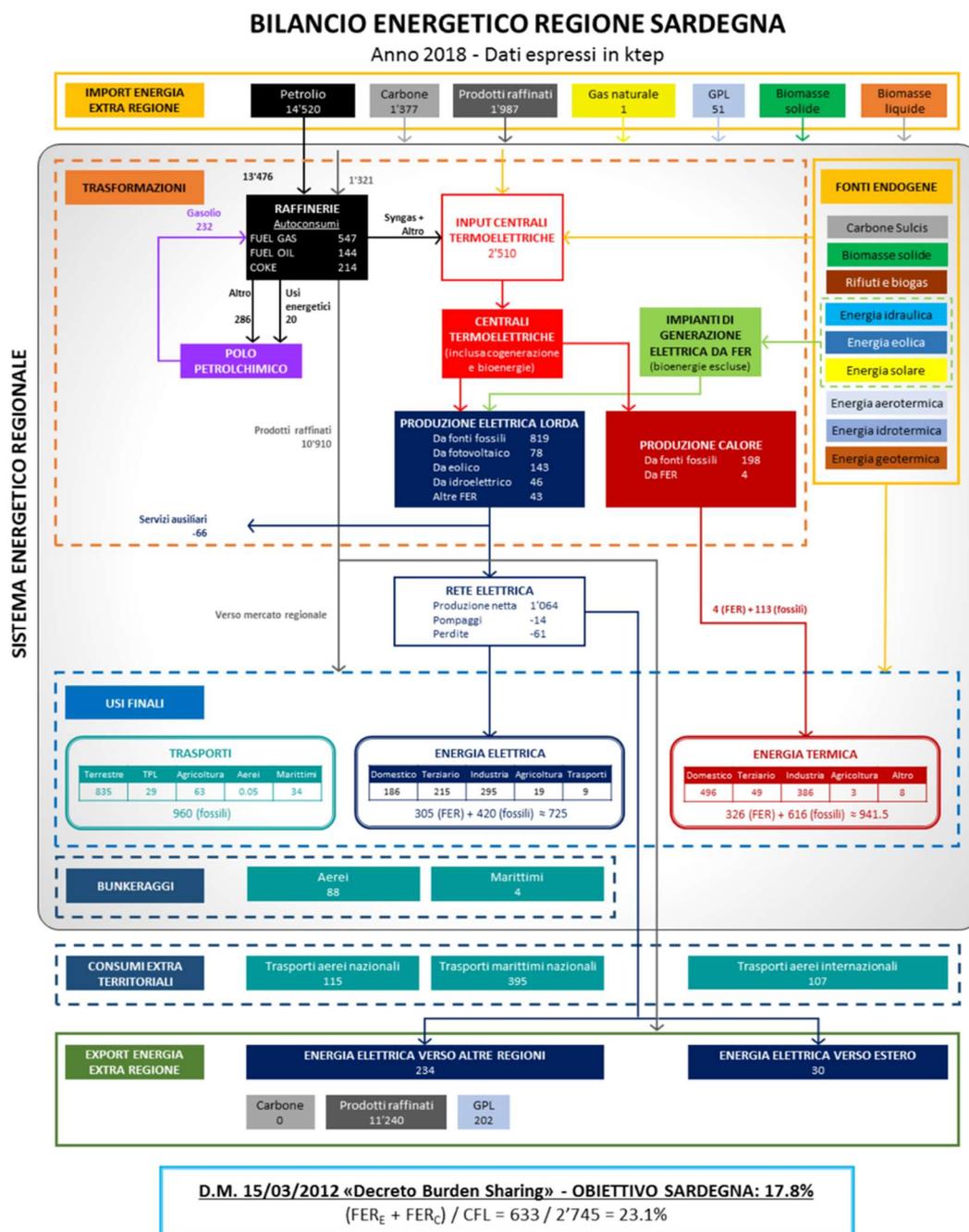


Figura 2.1 – Bilancio energetico regionale del 2018. (Fonte: secondo monitoraggio PEARS [2])

La Figura 2.2 mostra una sintesi dei consumi finali, ripartiti per macrosettore e per tipologia di fonte. In seguito al calo dei consumi nel macrosettore calore e al contestuale aumento nel macrosettore trasporti, al 2018 vi è una sostanziale parità tra i due macrosettori. Secondo tale sintesi anche i consumi da FER sono lievemente diminuiti nel tempo.

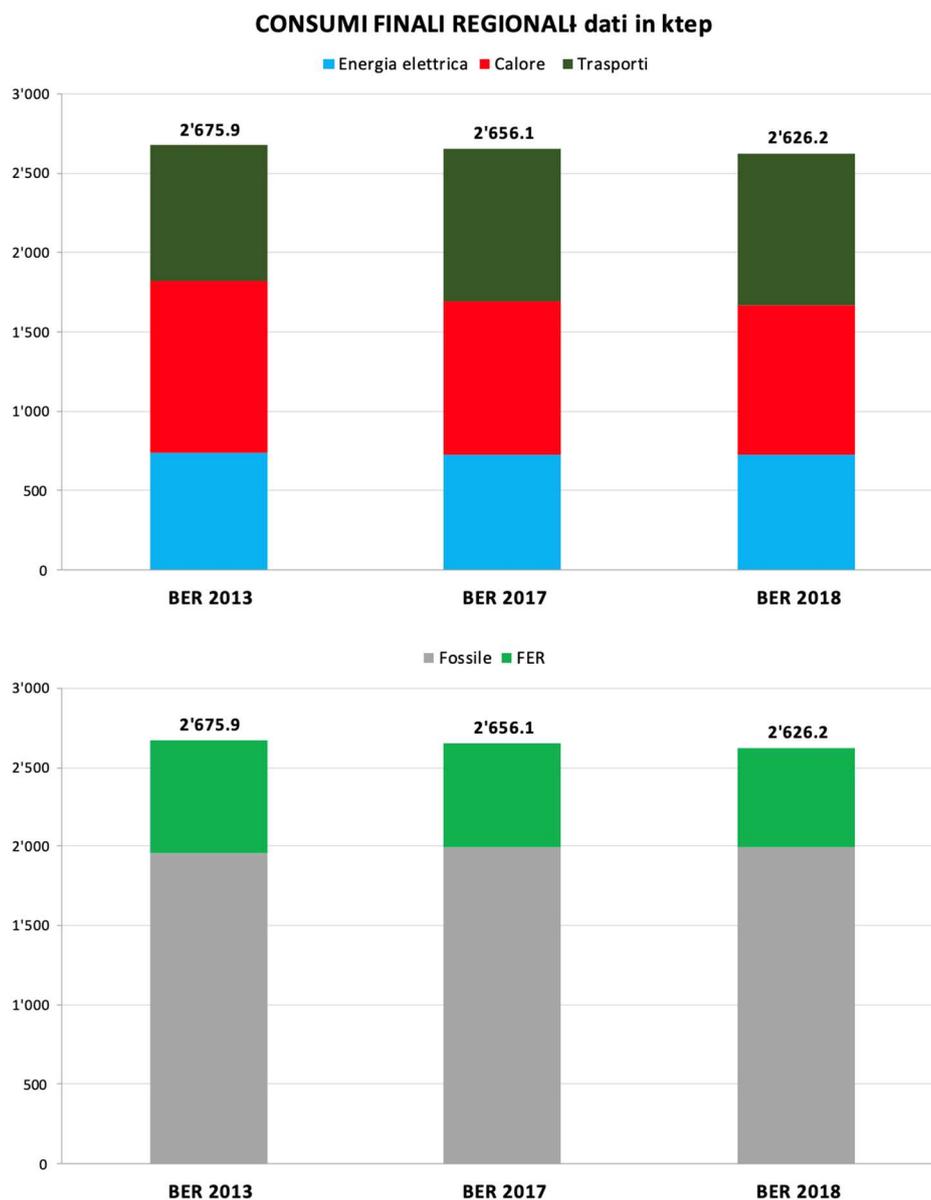


Figura 2.2 – Consumi finali di energia in Sardegna nel 2013, 2017 e 2018 (Fonte: secondo monitoraggio PEARS [2])

Come descritto nel secondo rapporto di monitoraggio [2], i consumi finali di energia elettrica risultano sostanzialmente invariati rispetto al 2017 (Figura 2.3). La loro ripartizione per settore si mostra però più simile a quella del BER 2013. In particolare, i consumi del settore terziario hanno visto un aumento dell'8% circa rispetto al 2013 e una successiva diminuzione del 15% circa rispetto al 2017. Il settore industriale, invece, mostra un andamento opposto, con una riduzione del 12% rispetto al 2013 e un aumento del 15% rispetto al 2017.

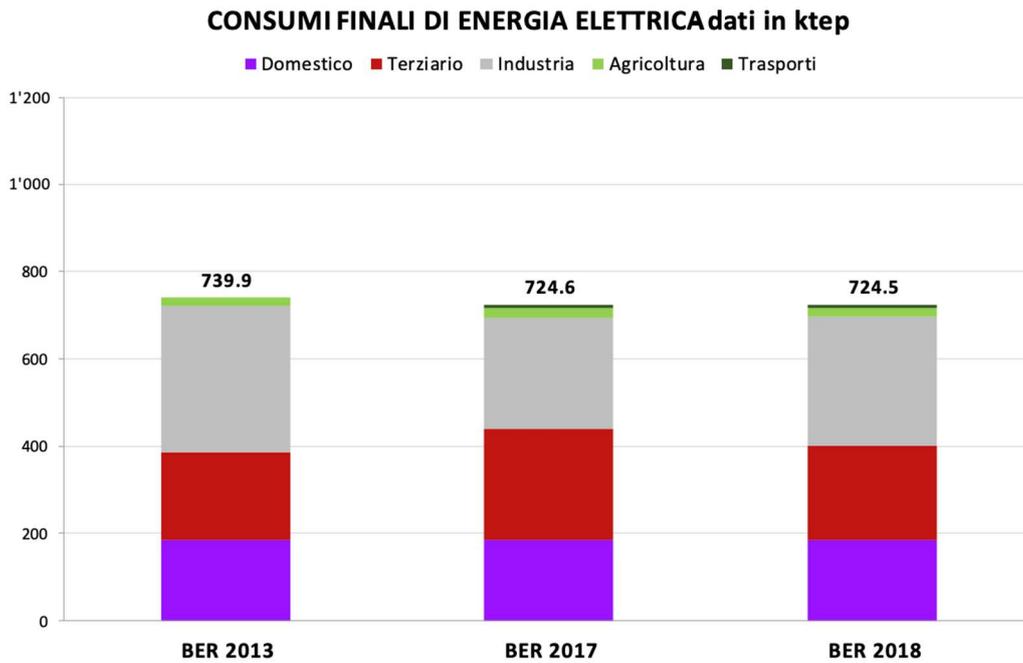


Figura 2.3 - Consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel 2013, 2017 e 2018 (Fonte: secondo monitoraggio PEARS [2])

La Figura 2.4 mostra i consumi finali di energia termica suddivisi per settore. Tali consumi sono calati complessivamente del 13% circa rispetto al 2013 (Figura 2.4), con una significativa diminuzione nel settore terziario (-56% circa rispetto al 2013).

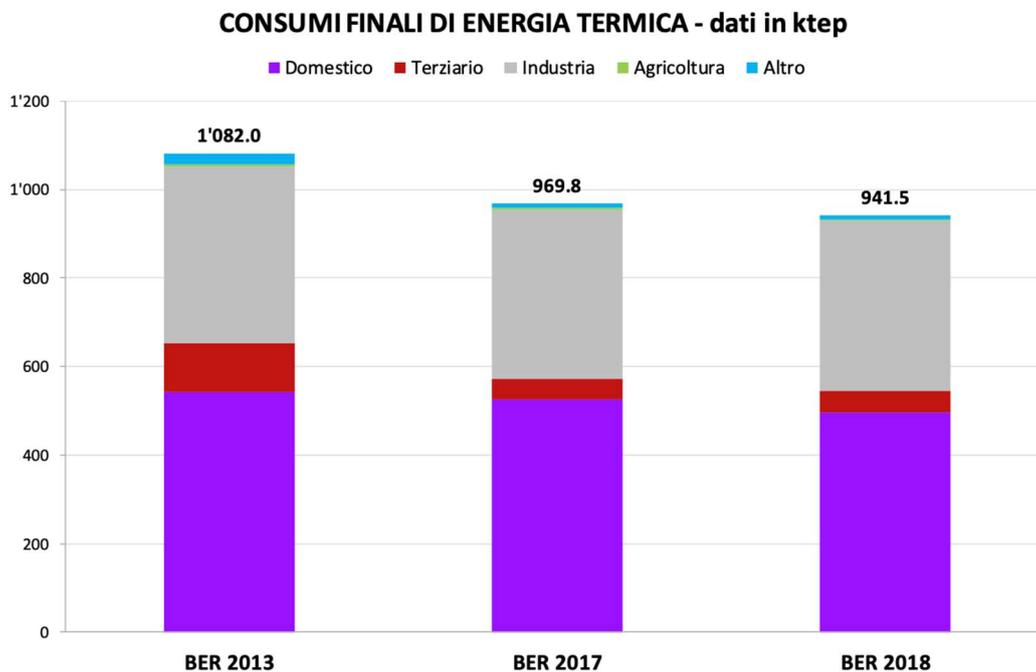


Figura 2.4 - Consumi finali di energia termica in Sardegna nel 2013, 2017 e 2018 (Fonte: secondo monitoraggio PEARS [2])

Si riportano infine i dati dei consumi provinciali al 2018 di prodotti petroliferi resi disponibili dal Ministero dello Sviluppo Economico [3], con un'indicazione dell'incidenza della Sardegna sui valori nazionali (Tabelle 2.1, 2.2, 2.3).

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

Provincia		G.P.L.		GPL Autotrazione Rete	GPL Combustione		Lubrificanti	
Codice	Nome	Totale	Autotraz.		Bombole	Serbatoi	Totale	Rete
CA	CAGLIARI	58402	6019	3543	23635	8322	5185	24
CI	CARBONIA-IGLESIAS	0	0	0	0	0	4	0
VS	MEDIO CAMPIDANO	0	0	0	0	0	1	0
NU	NUORO	19475	1198	408	4835	3757	207	13
OG	OGLIASTRA	170	0	0	0	0	2	0
OT	OLBIA-TEMPIO	0	0	0	0	0	8	0
OR	ORISTANO	13080	1869	625	3315	3198	327	5
SS	SASSARI	34422	5256	2195	11016	11613	779	16
SU	SUD SARDEGNA	25961	871	871	7987	16453	146	7
Rapporto Sardegna/Italia		4.6%	0.9%	1.0%	16.5%	5.7%	1.7%	2.8%

Tabelle 2.1 – Consumi provinciali di GPL e lubrificanti (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico [3])

Provincia		Gasolio motori			Gasolio altri usi		
Codice	Nome	Totale	Rete ordinaria	Extra rete	Gasolio riscaldamento	Gasolio uso termoelettrico	Gasolio uso agricolo
CA	CAGLIARI	212'597	157'650	54'947	19'691	4'497	10'586
CI	CARBONIA-IGLESIAS	0	0	0	0	0	0
VS	MEDIO CAMPIDANO	0	0	0	0	0	0
NU	NUORO	85'425	72'691	12'734	12'794	636	9'922
OG	OGLIASTRA	0	0	0	0	0	0
OT	OLBIA-TEMPIO	0	0	0	0	0	0
OR	ORISTANO	66'386	51'194	15'192	8'993	102	13'216
SS	SASSARI	229'656	124'278	105'378	47'955	1'040	21'314
SU	SUD SARDEGNA	51'239	47'944	0	10'566	0	8'026
Rapporto Sardegna/Italia		2.7%	3.8%	1.7%	10.0%	24.0%	3.0%

Tabelle 2.2 – Consumi provinciali di gasolio (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico [3])

Provincia		Benzina				Olio combustibile	
Codice	Nome	Totale	Rete		Extra Rete	Totale	Olio Comb. BTZ
			Ordinaria	Autostrad.			
CA	CAGLIARI	81'583	73'502	0	8'081	27'646	27'646
CI	CARBONIA-IGLESIAS	0	0	0	0	0	0
VS	MEDIO CAMPIDANO	0	0	0	0	0	0
NU	NUORO	31'855	28'451	0	3'404	2'183	2'183
OG	OGLIASTRA	0	0	0	0	0	0
OT	OLBIA-TEMPIO	0	0	0	0	0	0
OR	ORISTANO	19'577	15'394	0	4'183	7'404	7'404
SS	SASSARI	73'022	59'868	0	13'154	11'190	11'190
SU	SUD SARDEGNA	17'997	17'975	0	0	11'275	11'275
Rapporto Sardegna/Italia		3.1%	3.8%	0.0%	1.4%	7.2%	13.3%

Tabelle 2.3 – Consumi provinciali di benzina e olio combustibile (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico [3])

2.1.1. Settore civile

I consumi energetici del settore civile rappresentano circa il 35% dei consumi totali della Sardegna, secondo i bilanci riportati nel PEARS e nei monitoraggi del 2019. In particolare, il settore terziario presenta un maggior livello di elettrificazione rispetto ad altri settori. La percentuale di elettrificazione è infatti maggiore del 75% contro un valore medio nazionale di 50% circa.

Lo studio di RSE “Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040)” [4] fornisce una stima dei consumi energetici finali del settore residenziale e terziario per l’anno 2020, come mostrato in Tabella 2.4.

Fonte	ktep	Fonte	ktep
<i>Gas naturale</i>	-	<i>Gas naturale</i>	-
<i>GPL</i>	110	<i>GPL</i>	24
<i>Gasolio</i>	69	<i>Gasolio</i>	16
<i>Bioenergie</i>	222	<i>Bioenergie</i>	3
<i>Altri fossili</i>	12	<i>Altri fossili</i>	5
<i>Energia elettrica</i>	186	<i>Energia elettrica</i>	184
<i>Solare termico</i>	2	<i>Solare termico</i>	2
TOTALE	602	TOTALE	234

Tabella 2.4 - Bilancio energetico del settore residenziale (a sinistra) e del settore terziario (a destra) (Fonte: elaborazione RSE [4])

Limitando l’analisi al macrosettore calore e riferendosi esclusivamente agli usi termici in quanto direttamente interessati dalla metanizzazione, secondo il BER 2013 la domanda di energia termica regionale era, rispettivamente, uguale a 6.3 TWh e 1.3 TWh per il settore residenziale e terziario. RSE cerca di stimare il fabbisogno energetico termico del settore residenziale e terziario per l’anno 2020 [4] suddividendolo tra servizio di riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria (ACS) e cottura (Tabelle 2.5 e 2.6).

Fabbisogni termici	Riscaldamento	ACS	Cottura
<i>Gasolio</i>	53	9	-
<i>GPL</i>	54	15	33
<i>Biomassa</i>	108	3	1
<i>Altri</i>	11	-	-
<i>Energia elettrica</i>	83	62	7
<i>Solare</i>	-	2	-
TOTALE	309	91	41

Tabella 2.5 - Fabbisogni energetici termici (dati in ktep) del settore residenziale nel 2020 in Sardegna (Fonte: elaborazione RSE [4])

Fabbisogni termici	Riscaldamento	ACS	Cottura
<i>Gasolio</i>	13	1	-
<i>GPL</i>	16	2	4.5
<i>Biomassa</i>	2	-	-
<i>Altri</i>	3	1	-
<i>Energia elettrica</i>	75	12	4.5
<i>Solare</i>	-	2	-
TOTALE	108	18	9

Tabella 2.6 - Fabbisogni energetici termici (dati in ktep) del settore terziario nel 2020 in Sardegna (Fonte: elaborazione RSE [4])

In Figura 2.5 si riporta, invece, la distribuzione spaziale della domanda di riscaldamento per il settore residenziale e terziario, sviluppata dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano [5] sulla base dei dati ISTAT 2011 sulla popolazione e sulle abitazioni [6]. È interessante notare che la bassa

densità abitativa della regione risulta in una generale bassa densità di domanda degli usi termici, sia per il residenziale che per il terziario, sebbene verosimilmente quest'ultimo veda per il comparto turistico una concentrazione sulle coste [5].

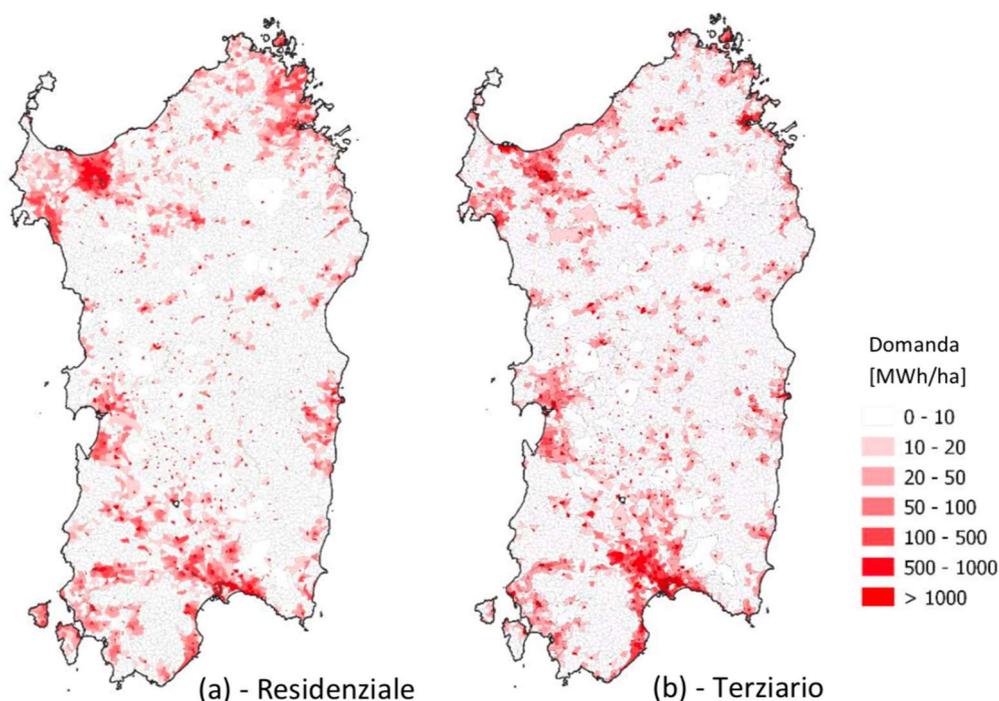


Figura 2.5 - Distribuzione spaziale della domanda di riscaldamento nel settore residenziale e terziario (Fonte: elaborazioni Politecnico [5])

Dalle analisi del Politecnico (Figura 2.6) si può notare che già nel 2011 la percentuale di elettrificazione del servizio di riscaldamento è del 30% circa, mentre l'utilizzo di impianti a biomassa è del 26% circa.

Per quanto riguarda i consumi finali di energia termica negli impianti di riscaldamento per fonte, le fonti fossili rappresentano il 31% dei consumi nel settore residenziale e il 39% nel terziario (Figura 2.7).

Mettendo a confronto le informazioni in Figura 2.6 con quelle in Figura 2.7, si nota che le pompe di calore elettriche sono presenti nel 30% delle abitazioni, ma forniscono solo l'11% dell'energia termica. Ciò è verosimilmente dovuto al fatto che non tutte le pompe di calore funzionano da impianto primario di riscaldamento, essendo queste usate principalmente ai fini della climatizzazione nella stagione estiva.

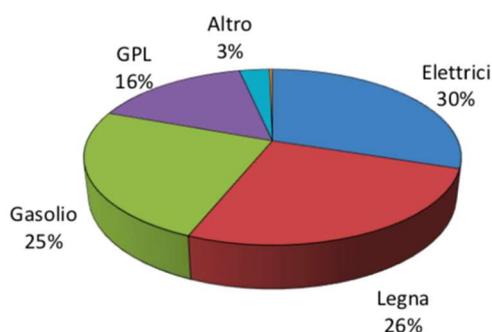


Figura 2.6 - Impianti di riscaldamento nel settore residenziale per tipo di combustibile o energia di alimentazione (Fonte: elaborazioni Politecnico [5])

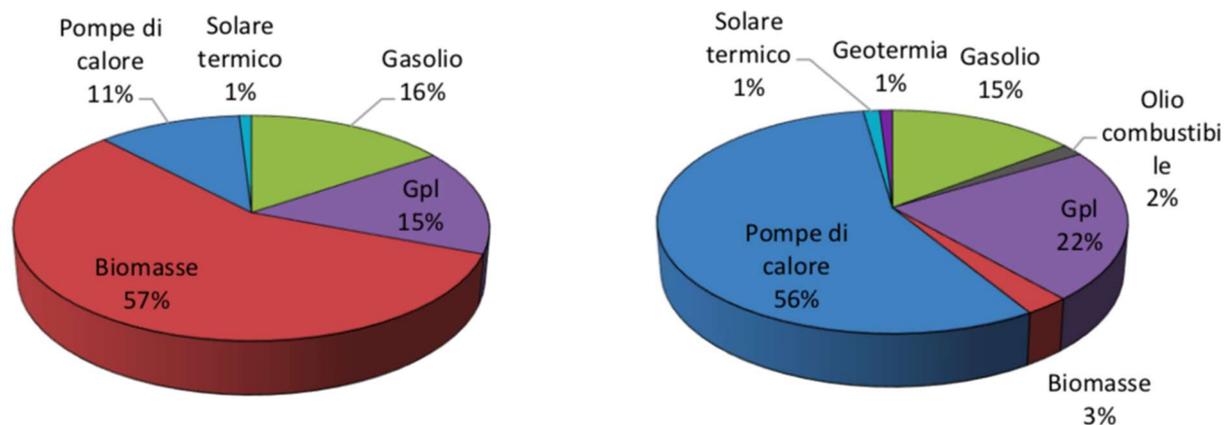


Figura 2.7 – Consumi finali di energia termica negli impianti di riscaldamento per fonte nel settore residenziale (a sinistra) e nel settore terziario (a destra). I consumi si riferiscono sia al riscaldamento degli ambienti, sia alla produzione di ACS (Fonte: elaborazioni Politecnico [5])

2.1.2. Settore industria

I consumi energetici del settore industriale rappresentano il 25% circa dei consumi regionali totali, secondo i bilanci riportati nel PEARS e nei monitoraggi del 2019. In Figura 2.8 è mostrato l'andamento dei consumi finali di energia elettrica e termica nell'industria a partire dal 2000. Si nota che le raffinerie sono escluse dal settore "industria" in quanto afferenti al settore delle trasformazioni. Nello specifico, i consumi termici si fermano al 2008, ultimo anno disponibile per i bilanci energetici semplificati che ENEA mette a disposizione per ogni regione. Benché non siano disponibili dati ufficiali a partire dal 2009, nell'ambito dei lavori preparatori alla definizione del PEARS, è stata condotta un'analisi specifica che ha permesso di stimare i consumi di energia termica nel 2013 (anno base del piano), pari a circa 400 ktep [7].

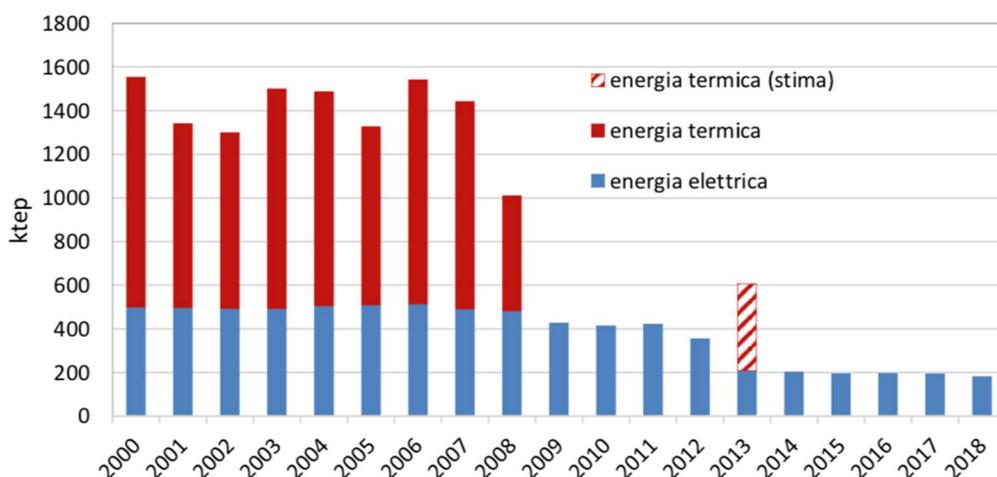


Figura 2.8 - Consumi finali di energia elettrica e termica nell'industria in Sardegna. I consumi di energia termica per gli anni 2009-2012 e 2014-2018 non sono disponibili. (Fonte: elaborazione Politecnico [5] da dati TERNA per l'energia elettrica [8] e dati di Regione Autonoma della Sardegna [7]).

Come analizzato dal Politecnico si nota, a partire dalla crisi del 2008-2009, un progressivo calo dei consumi totali del settore industriale: fra il 2008 e il 2013, i consumi elettrici sono calati del 56% e quelli termici del 25%. I consumi elettrici sono calati di un ulteriore 13% fra il 2013 e il 2018.

Per quanto riguarda i consumi termici, il rallentamento della produzione ha portato ad una diminuzione in particolare dei prodotti petroliferi utilizzati per produrre calore e/o vapore di processo.

Nel 2013, il consumo dei prodotti petroliferi nell'industria (olio combustibile, gasolio, GPL, fuel gas) era pari a 235 ktep per gli usi diretti, con un ulteriore consumo indiretto per gli usi termici industriali pari a 96 ktep (olio combustibile, fuel gas). Grazie ad una collaborazione con il DIEE dell'Università degli Studi di Cagliari, RSE ha recentemente stimato che, per quanto riguarda i combustibili utilizzati, circa un terzo dei consumi sono ascrivibili all'olio combustibile e circa un settimo al GPL (Tabella 2.7) [4].

Combustibile	[ktep]	[%]
BTZ	64.513	28,6%
Olio esausto	8.841	3,9%
Gasolio	10.795	4,8%
GPL	34.961	15,5%
GNL	2.590	1,1%
Pet Coke	74.500	33,0%
Coke metallurgico	4.100	1,8%
Antracite	25.200	11,1%
TOTALE	225.500	100,0%

Tabella 2.7 - Consumi delle principali aziende industriali sarde suddivisi per fonte energetica
(Fonte: elaborazioni RSE [4])

In Sardegna esistono, infatti, una serie di impianti CHP o Only Heat che sono alimentati attualmente con combustibili fossili quali gasolio, olio combustibile, BTZ. L'impianto di maggior rilievo è quello della Saras (zona Cagliari), utilizzato per fornire vapore per gli usi della raffineria, attualmente alimentato con dual fuel (Fuel Gas + BTZ) [5]. Vi sono poi gli impianti ad alto consumo energetico di Matrica e Portovesme Srl. Si cita infine un nuovo insediamento industriale energivoro (Alimenta) che è in fase avanzata di realizzazione, per il quale si prevede un'alimentazione a GNL [5].

I combustibili solidi (coke, biomasse) sono utilizzati soprattutto nell'industria metallurgica e, in minima parte, nel settore della lavorazione dei minerali non metalliferi (cemento e materiali da costruzione).

Per quanto riguarda i consumi energetici associati ai diversi sottosettori industriali, dalle analisi condotte dal DIEE dell'Università degli Studi di Cagliari, emerge che la metallurgia è il settore più energivoro, seguito dal settore bitumi/minerali (materiali per l'edilizia) e dal settore alimentare.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

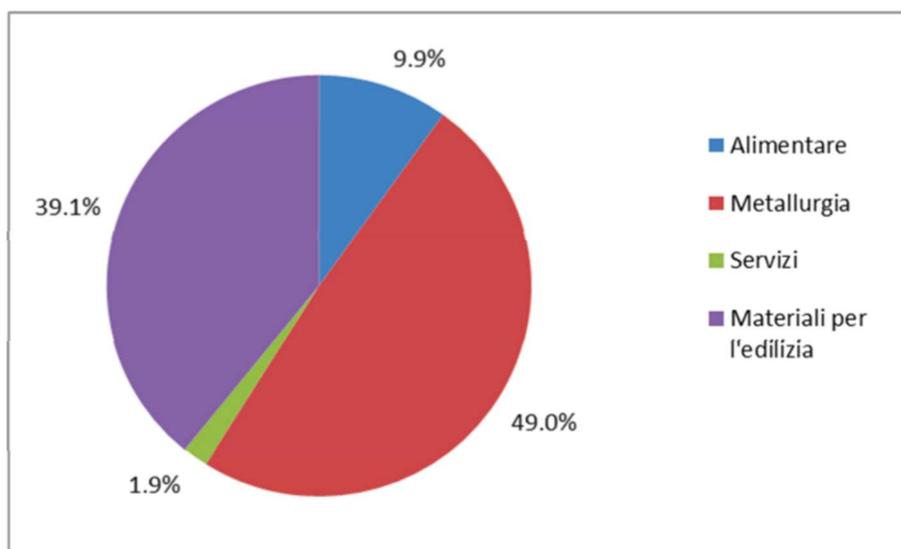


Figura 2.9 - Consumo delle principali aziende industriali sarde suddiviso per sottosettore (Fonte: elaborazioni RSE [4])

Per quanto riguarda i consumi di energia elettrica, dopo il 2008 si evidenzia un forte calo nel settore della metallurgia (Figura 2.10), causato principalmente dalla crisi economica e dalla successiva chiusura degli impianti di produzione di alluminio primario [5].

In Tabella 2.8 si riportano inoltre i consumi finali di energia elettrica nel 2008, 2013 e 2018 con una maggior disaggregazione settoriale. La metallurgia è dettagliata in produzione e lavorazione di metalli ferrosi (siderurgia) e, molto più rilevante, produzione e lavorazione di metalli non ferrosi. Quest'ultima, da sola, ha visto i consumi crollare del 76% fra il 2008 e il 2013. Solo i consumi dell'industria meccanica e dell'insieme delle "altre industrie manifatturiere" sono tornati ai livelli pre-crisi. Anche l'industria alimentare ha mostrato una ripresa dopo il 2013 [5].

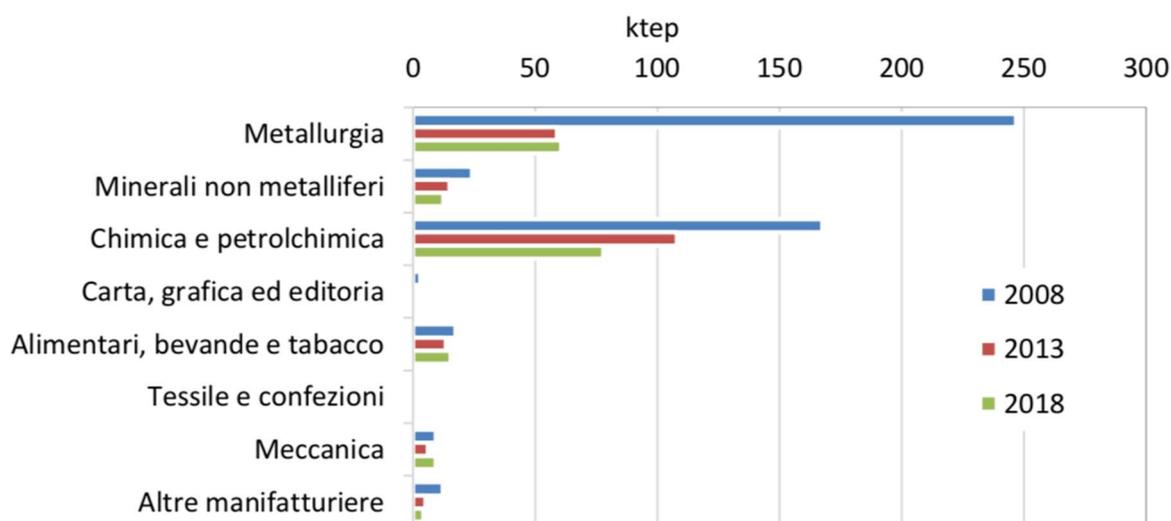


Figura 2.10 - Consumi finali di energia elettrica per settore industriale negli anni 2008, 2013 e 2018. (Fonte: elaborazione Politecnico [5] su dati Terna [8])

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

Settore TERNA	Dettaglio TERNA	2008	2013	2018
Metallurgia	Siderurgica	2.3	1.3	1
	Metalli non ferrosi	2866.5	684.3	703.9
Chimica		1947	1244.4	893.4
Materiali da costruzione	Estrazioni da cava	51.3	34.2	24.4
	Ceramiche	30.2	25.4	16.3
	Cemento	148.6	69.6	70.8
	Laterizi	26.6	10	6.7
	Manufatti in cemento	25.9	15.7	10.7
	Altri minerali non metalliferi	49.6	19.5	15.5
Carta	Carta e cartotecnica	17.4	9.3	7.9
	Altre cartarie	16.1	10.9	11.1
Alimentare		202.6	156.6	179.4
Tessile, abbigliamento e calzature		16	4.6	3.6
Meccaniche		86.9	70.9	108.6
Mezzi di trasporto		21.5	14.1	12
Lavorazione plastica e gomma		39.7	12	12.2
Legno e mobilio		44.7	30.7	28.9
Altre manifatturiere		6.2	14.6	8.5
Costruzioni		59.4	37.9	31
Totale		5659	2466	2146

Tabella 2.8 - Consumi elettrici dell'industria in Sardegna (GWh). (Fonte: elaborazione Politecnico [5] su dati Terna [8])

Per quanto riguarda la distribuzione spaziale delle produzioni industriali, le analisi del Politecnico a partire dai dati di emissioni contenuti nel database dell'Emission Trading System [9] mostrano che il consumo di combustibili petroliferi (di interesse per la metanizzazione) si concentra particolarmente in 9 comuni (Figura 2.11).

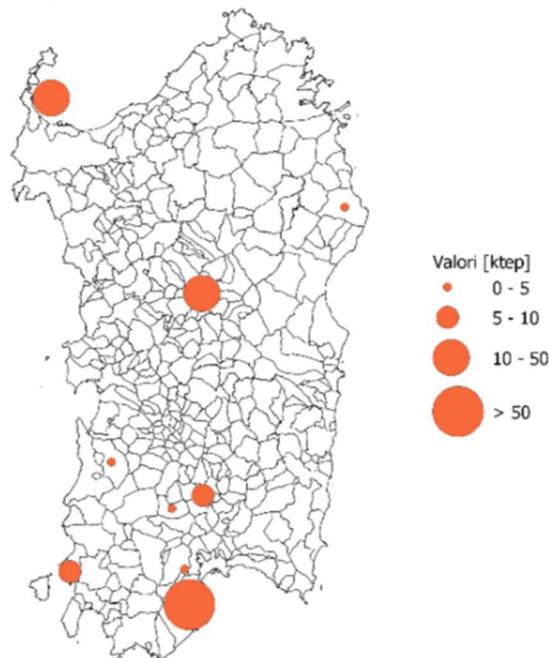


Figura 2.11 - Identificazione di aree ad alta densità di consumo di combustibili petroliferi. I nove punti identificati corrispondono a circa il 50% della domanda industriale. (Fonte: elaborazioni Politecnico [5] su dati ETS [9])

A confermare l'alta densità di consumo nel sud della Sardegna, anche le analisi condotte dal DIEE indicano un maggior fabbisogno energetico localizzato nell'ex provincia di Carbonia-Iglesias (a oggi provincia del Sud Sardegna), in particolare nel polo industriale di Portovesme, e nell'ex provincia di Cagliari (a oggi Città Metropolitana), come mostrato in Figura 2.12.

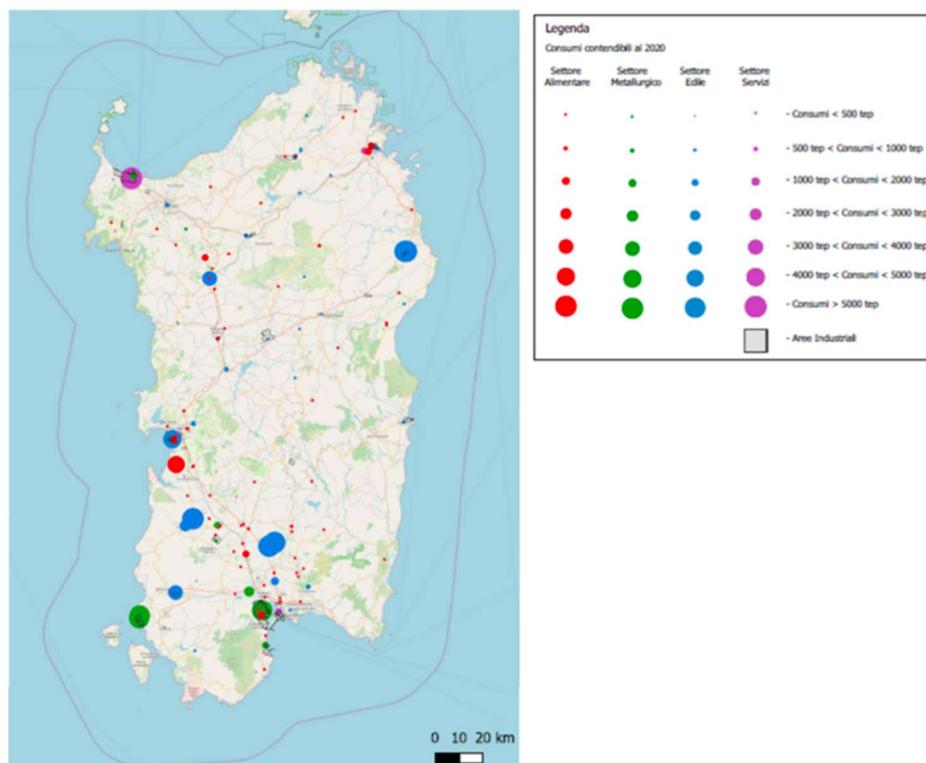


Figura 2.12 – Dislocazione geografica delle principali utenze industriali della Sardegna (Fonte: elaborazioni RSE [4])

2.1.2.1. La filiera dell'alluminio in Sardegna

Il polo industriale di Portovesme (costa sud-occidentale della Sardegna) è sede di un importante polo industriale specializzato nella metallurgia non ferrosa. Le due aziende Eurallumina e Sider Alloys (ex Alcoa) rappresentano il primo e secondo anello della filiera dell'alluminio. Eurallumina, fondato alla fine degli anni 60' dall'ente statale EFIM e diventato operativo nel 1973, è uno stabilimento per la produzione di allumina (ossido di alluminio) da bauxite. L'adiacente stabilimento ex Alcoa, chiuso nel 2012 e acquistato nel 2018 dagli svizzeri Sider Alloys, è dedicato alla produzione di alluminio primario. Il 30% dei materiali prodotti da Eurallumina era destinato al vicino ex Alcoa, mentre la restante produzione era esportata sul mercato internazionale. A questi due impianti si aggiungono quelli per la produzione di laminati e profilati di alluminio e la centrale termoelettrica "G. Deledda" di Enel Produzione S.p.A.

Dopo la privatizzazione avvenuta negli anni 90', Eurallumina viene rilevata dalla russa Rusal e rimane operativa fino al 2009, anno di crisi per il settore dell'alluminio che porta l'azienda a ridurre la sua competitività sui mercati internazionali.

Dal 2012 è in atto un progetto di rilancio della produzione con investimenti per circa 200 milioni di euro. Il primo progetto depositato nel 2015 prevedeva la costruzione di un impianto termoelettrico a carbone CHP per la produzione di vapore ed energia elettrica tramite una caldaia di 285 MWt e un turbogeneratore di capacità di 51 MWe. Nel 2018 il progetto viene completamente aggiornato sostituendo la centrale cogenerativa a carbone con un vapordotto di convogliamento del vapore

dalla centrale termoelettrica di Enel. Nel 2020 vengono proposte ulteriori modifiche progettuali, quali la costruzione di un impianto di cogenerazione per la produzione di vapore ed energia elettrica con gas naturale (GNL), la realizzazione di un gasdotto, la modernizzazione della raffineria per la nuova bauxite, interventi ambientali e l'ampliamento del bacino dei fanghi rossi (dove vanno i residui di lavorazione). L'avvio di questi lavori è previsto per il 2021, e prevede la creazione di circa 1400 posti di lavori tra indotto e collegati.

Per quanto riguarda lo stabilimento adiacente per la produzione di alluminio primario, nel dicembre 2018 viene firmato al MISE un accordo per la cessione dell'impianto dalla società Alcoa a Sider Alloys. Tale accordo doveva rappresentare il primo passo per la ripartenza della filiera di alluminio in Sardegna e l'avvio di un piano di investimenti per circa 135-145 milioni finalizzati all'ammodernamento dell'impianto stesso. Una volta riavviate le attività, si prevedeva una produzione di circa 150 mila tonnellate di alluminio l'anno. Fino ad oggi però molti aspetti del piano industriale e occupazionale rimangono aperti e irrisolti. Solamente nel luglio 2020 un accordo tra Sider Alloys ed Enel in merito alla riduzione del prezzo dell'energia e all'abbattimento degli oneri di sistema sembra sbloccare il piano di investimenti e l'effettiva ripartenza dell'attività. Il completamento dei lavori, previsto per fine 2021 ha l'obiettivo, una volta riavviato l'intero sistema produttivo, di coprire il 14-15% del mercato nazionale di alluminio primario che vale circa 2 milioni di tonnellate l'anno.

I piani nazionali sulla decarbonizzazione al 2025, così come la strategia europea a lungo termine (Long Term Strategy 2050, LTS), impongono di ripensare i progetti e gli accordi sopra citati nell'ottica di una transizione energetica che investa nelle tecnologie green e che punti all'azzeramento delle emissioni di gas serra entro il 2050. Insieme al settore del cemento, dell'acciaio, delle plastiche, dell'aviazione e dei trasporti, il settore dell'alluminio presenta le maggiori criticità dal punto di vista della riduzione delle emissioni inquinanti e rientra tra i settori considerati prioritari secondo la *Taxonomy* europea [10] per centrare gli obiettivi climatici e ambientali al 2030 e al 2050. In linea con la strategia per la decarbonizzazione e l'azzeramento delle emissioni al 2050, l'intera industria dell'alluminio ha bisogno di trasformare radicalmente le proprie attività.

L'alluminio è definito il "metallo del futuro", per via delle sue diverse proprietà: leggero, resistente e riciclabile "quasi all'infinito". Secondo il Gruppo En+, specializzato in rinnovabili e nella produzione di alluminio a basse emissioni di carbonio, esso sarà un "fattore chiave" nel percorso verso economie più sostenibili e nella ripresa green dopo la crisi legata al Covid-19 [11]. Nonostante, infatti, il mercato globale di alluminio stia attraversando un periodo di stagnazione, i principali produttori stanno osservando una domanda sempre più crescente per il cosiddetto "*Green Aluminum*", ossia alluminio a bassa impronta di carbonio prodotto da fonti ad energia solare o idroelettrica. I clienti di alcuni settori, fra cui automobile, edilizia e costruzioni, cominciano ad essere disposti a pagare un modesto sovrapprezzo (i.e., *premium*) per il sopra citato alluminio "verde", che consente loro di limitare l'impronta di carbonio. Sono gli stessi consumatori, quindi, che spingono i produttori di questo metallo leggero a prendere misure sempre più efficaci per ridurre le emissioni nette di carbonio. Alcuni dei principali produttori mondiali, tra cui Alcoa, Rio Tinto Group, Norsk Hydro ASA, Emirates Global Aluminum e la stessa United Co. Rusal International PJSC, hanno già iniziato a produrre e mettere sul mercato un loro alluminio "verde", e stanno iniziando a vedere i rendimenti di questa loro visione più sostenibile.

Considerando una prospettiva temporale di lungo termine, lo sviluppo di un alluminio "verde" risulta essere più coerente con le politiche di "neutralità climatica" al 2050. Perciò i piani per la riattivazione della filiera d'alluminio in Sardegna devono tenere conto degli obiettivi imposti dalla LTS ed investire nello sviluppo di tecnologie che permettano di offrire sul mercato un prodotto *carbon-free*. La stessa Rusal potrebbe favorire la ripresa delle attività in Sardegna in un'ottica di sostenibilità, ma per ora sostiene che non ci siano le giuste condizioni di mercato: il prezzo

dell'energia in Italia è alto e quello dell'allumina troppo basso. Superare questi ostacoli, investendo in fonti rinnovabili e incentivando l'uso di prodotti *carbon-free* potrebbe aiutare la ripartenza di questa filiera.

2.1.3. Settore trasporti

I consumi energetici del settore trasporti rappresentano il 40% circa dei consumi regionali totali, secondo i bilanci riportati nel PEARS e nei monitoraggi del 2019. Nella figura successiva si mostra come sono suddivisi i consumi finali, i bunkeraggi e i consumi dei trasporti da e per la Sardegna tra le varie tipologie di trasporto. Si precisa che nel grafico non sono indicate in maniera dettagliata le voci aventi peso inferiore allo 0.1% del totale, come ad esempio i consumi legati ai trasporti aerei regionali, i bunkeraggi del trasporto marittimo e parte dei consumi delle AA.PP. e dei trasporti marittimi regionali.

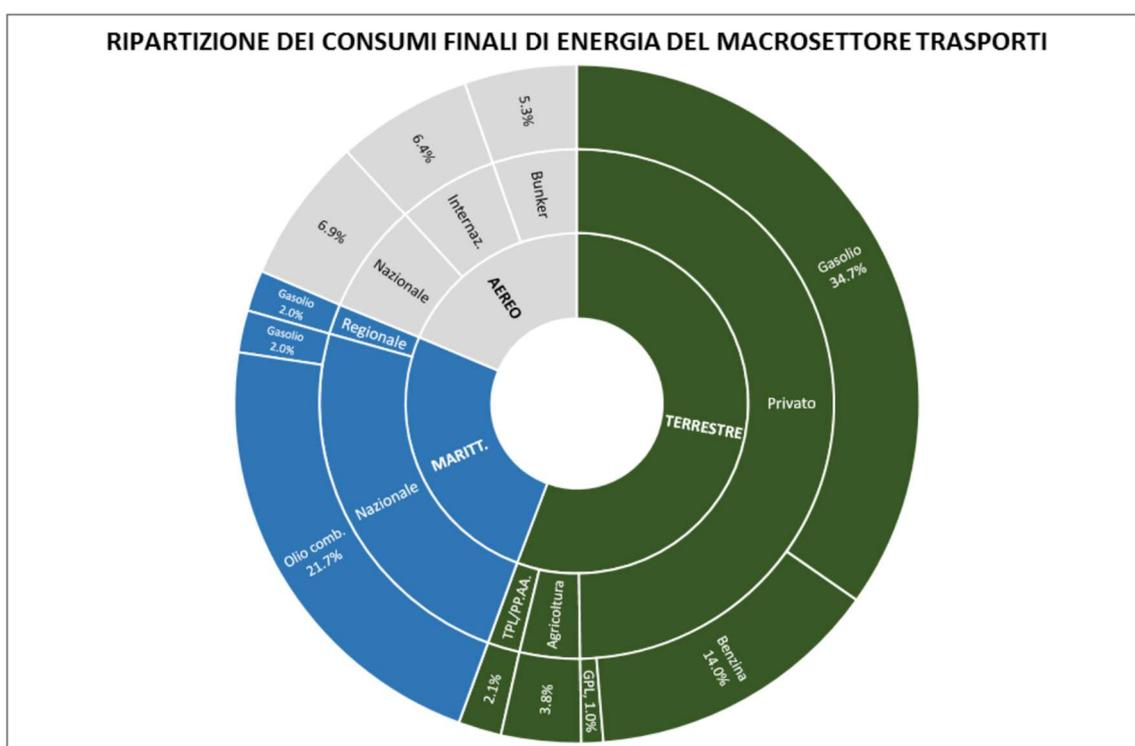


Figura 2.13 - Ripartizione per settore, categoria e vettore dei consumi finali del settore trasporti nel 2018 (Fonte: secondo monitoraggio PEARS [2])

Complessivamente i consumi rappresentati sono pari a circa 1664 ktep, di cui circa metà è riconducibile al trasporto terrestre privato; i trasporti marittimi verso mete nazionali sono pari a quasi un quarto del totale, mentre il trasporto aereo verso mete nazionali rappresenta il 7% circa del totale.

Inoltre, si riporta in Figura 2.14 la stima di RSE dei consumi energetici finali del settore trasporti (su strada e marittimo, sono esclusi i consumi del trasporto aereo) per l'anno 2020 con il dettaglio per fonte.

Fonte	ktep
Gasolio	444
GPL	17
Benzina	331
Olio combustibile	159
Energia elettrica	11
TOTALE	962

Figura 2.14 - Bilancio energetico del settore trasporti, consumi finali anno 2020 in Sardegna (Fonte: elaborazione RSE [4])

2.1.4. Generazione elettrica

Il comparto della generazione elettrica sardo, specialmente se confrontato con il resto del sistema elettrico nazionale rappresenta un contesto particolare, caratterizzato da poche unità di grandi dimensioni, spesso asservite ad impianti industriali con profili poco flessibili, e con circostanze spesso critiche per la sicurezza del sistema. Dai primi anni 2000, e soprattutto negli ultimi 10 anni circa, a seguito della penetrazione di eolico e fotovoltaico, la Regione è diventata esportatrice netta di energia elettrica (Figura 2.14). Dal bilancio elettrico della regione fornito da TERNA [12], la Sardegna esporta il 25% circa della produzione netta di energia elettrica.

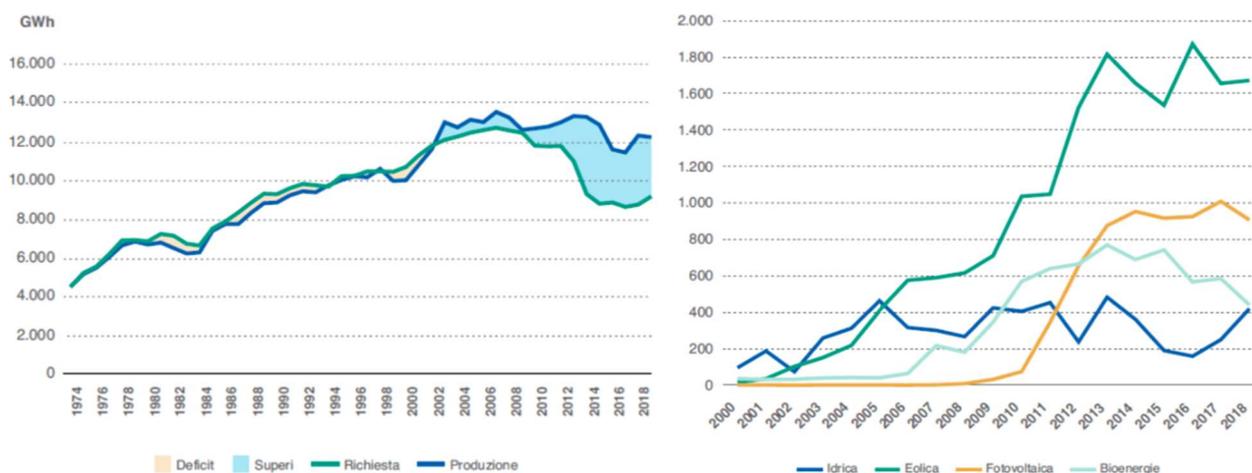


Figura 2.14 - Serie storiche produzione e richiesta di energia elettrica (a sinistra) e produzione lorda rinnovabile (a destra) in Sardegna (Fonte: Terna [11])

Come mostrato in Figura 2.15, la domanda è guidata in pari misura dal settore civile ed industriale e vede una componente industriale, comunque, più grande dei settori terziario e residenziale visti singolarmente. In particolare, il comparto industriale è importante nelle province di Cagliari e Sud Sardegna.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

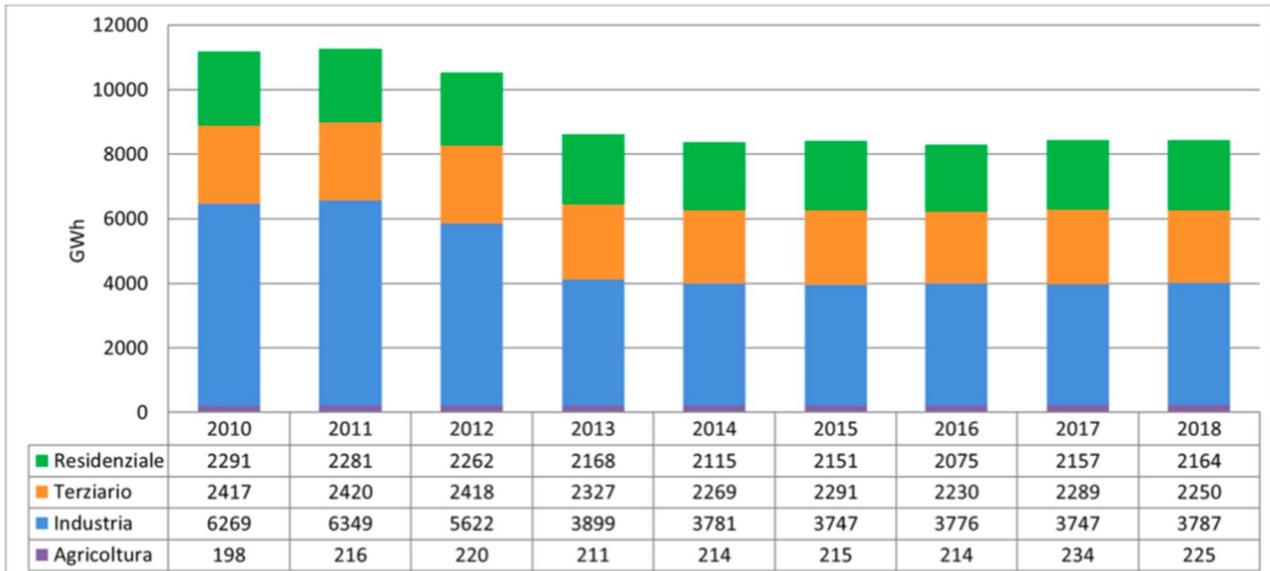


Figura 2.15 - Consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel periodo 2010-2018, dettaglio per settore (Fonte: elaborazione RSE [4])

Anche in seguito alla chiusura dell'impianto exAlcoa, il settore industriale è rimasto quello con il maggior consumo elettrico, registrando però una riduzione tale da variare dell'11% circa la sua incidenza sul consumo elettrico dell'intera isola, passando dal 56% dei consumi complessivi della Regione Sardegna pre-2012 al 45% post-2012 [4]. Nel periodo considerato i consumi finali complessivi si sono ridotti del 25 % passando da 11 TWh nel 2010 a 8,4 TWh nel 2018 [4].

Come mostrato nelle seguenti figure (Figura 2.16 e 2.17), nel 2018 l'energia elettrica prodotta in Sardegna attraverso centrali termoelettriche o impianti di cogenerazione alimentati a fonti fossili o bioenergie rappresenta ben il 76.3% del totale; segue la produzione attraverso impianti eolici (12.7% della produzione totale), la produzione da impianti fotovoltaici (6.9%) e infine la produzione da impianti idroelettrici (4.1%). Secondo le analisi del secondo monitoraggio PEARS [2], il carbone rappresenta ancora una delle fonti più utilizzate negli impianti termoelettrici (48% dei consumi totali per la produzione di energia elettrica), con una corrispondente produzione elettrica pari al 47% del totale. Al 2019, la produzione di elettricità è ripartita per fonte come mostrato in Figura 2.18.

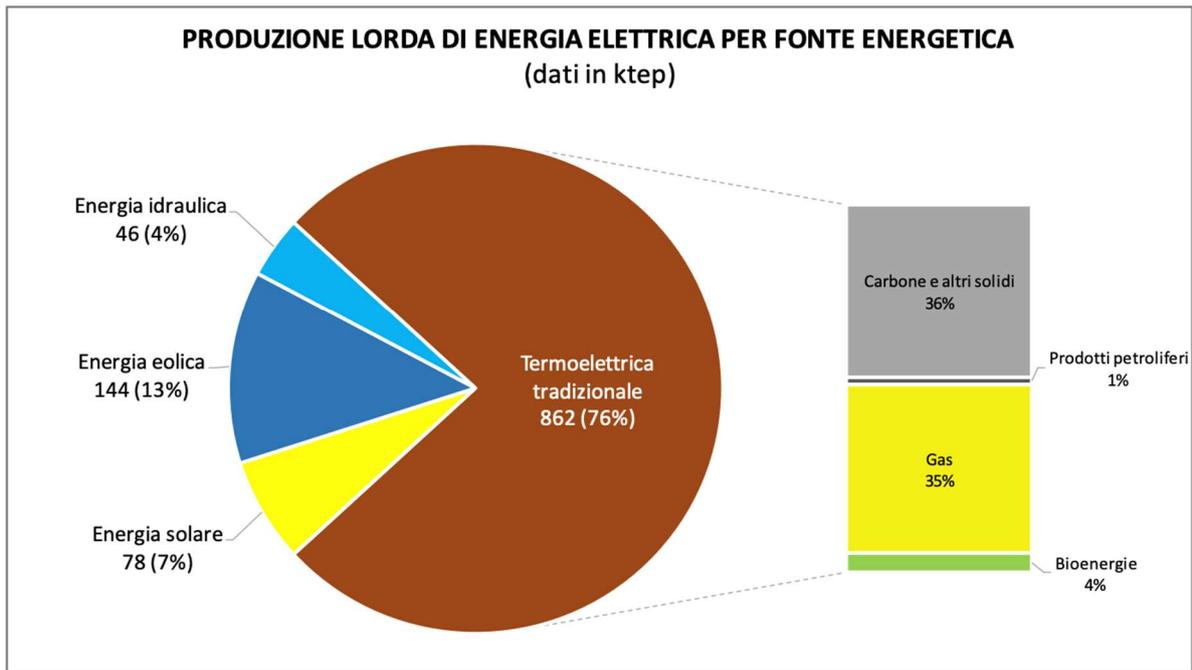


Figura 2.16 - Produzione di energia elettrica per fonte energetica nel 2018 (Fonte: secondo monitoraggio PEARS [2])

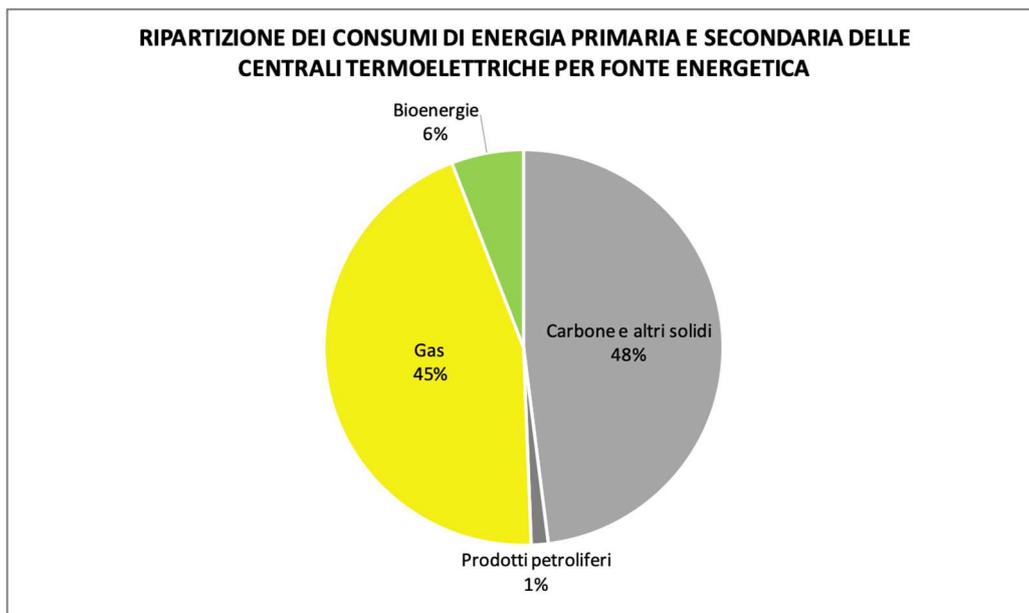


Figura 2.17 - Ripartizione dei consumi di energia primaria e secondaria degli impianti termoelettrici per fonte energetica nel 2018 (Fonte: secondo monitoraggio PEARS [2])

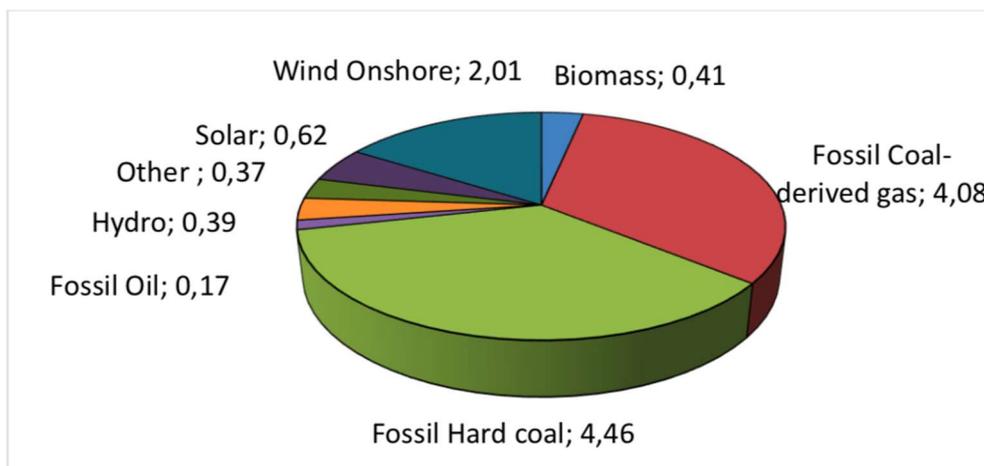


Figura 2.18 - Elettricità generata nell'anno 2019 per tipologia di fonte [valori in TWh] (Fonte: elaborazione Politecnico [5] su dati ENTSO-E [13])

La capacità installata di generazione è mostrata in Figura 2.19. Il grafico mostra le capacità per tipologia di fonte in ordine decrescente e mostra i contributi dei diversi impianti di produzione per ogni fonte (ogni cambiamento di colore si riferisce ad un'unità differente). Sono indicati inoltre i nomi degli impianti più importanti. Va notato che le capacità complessive di fotovoltaico ed eolico (pari rispettivamente a 787 MW e 1054 MW a fine 2018 secondo Terna [14]) è sottostimata nel grafico poiché questo esclude i piccoli impianti. Il grafico di Figura 2.19 conferma la rilevanza del carbone, con due grandi impianti, l'impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) della Sarlux, connesso alla raffineria di Sarroch, un unico impianto di pompaggio e una potenza complessiva non trascurabile di impianti a olio combustibile, in parte cogenerativi e connessi ad utilizzi industriali.

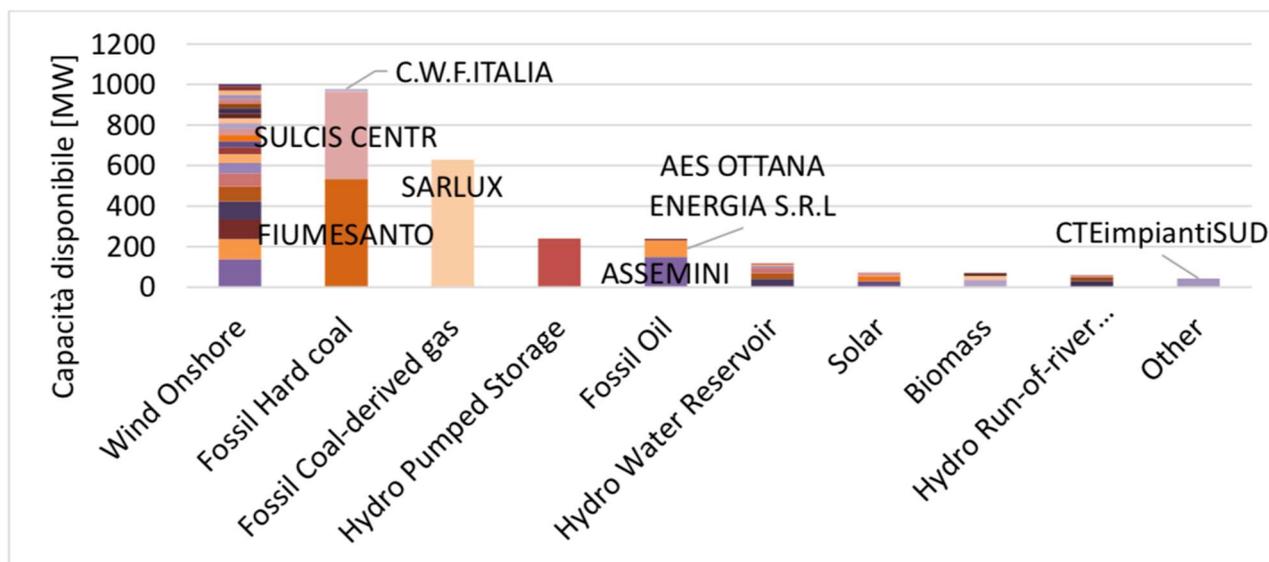


Figura 2.19 - Capacità installata disponibile degli Impianti di generazione nel 2019. (Fonte: elaborazioni Politecnico [5] su dati ENTSO-E [13])

Il grafico di Figura 2.20 fornisce invece un'idea pratica di come le capacità installate siano sfruttate, attraverso il profilo orario del mix di generazione, del carico, dei pompaggi, dell'import e dell'export. A parte la ciclica presenza riconoscibile del fotovoltaico e la presenza importante dell'eolico, la figura mostra il pressoché costante contributo del carbone e le piccole variazioni dell'impianto IGCC.

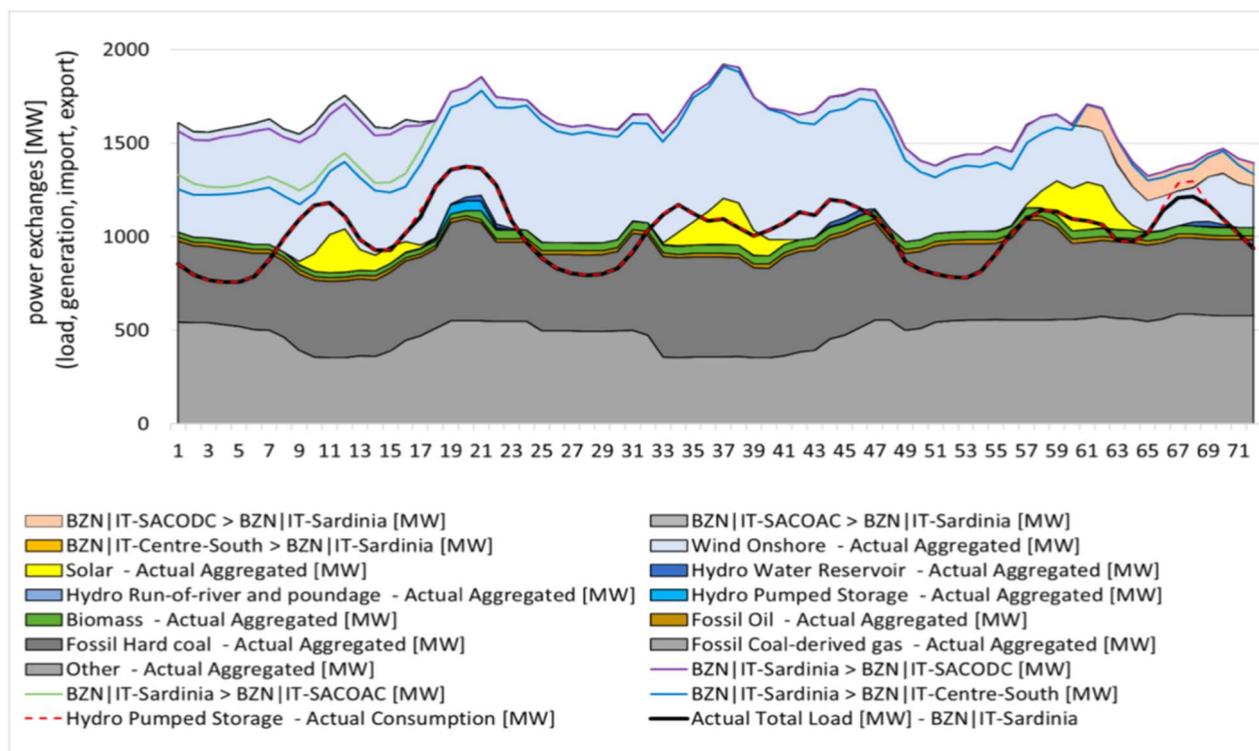


Figura 2.20 - Estratto di tre giorni consecutivi (anno 2019) circa il mix orario di generazione, il carico, i pompaggi, l'import e l'export. (Fonte: elaborazione Politecnico [5] su dati ENTSO-E [13])

Dall'analisi del grafico in Figura 2.20, e più in generale del profilo orario annuale, è possibile riconoscere diversi momenti di export (di fatto tutte le 72 ore nel grafico) e di import (ultime 12 ore nel grafico). Risultano essere numerose le ore in cui import ed export si verificano contemporaneamente, segno che le interconnessioni esistenti tra la zona di mercato della Sardegna e il resto del sistema elettrico nazionale sono spesso usate come ulteriore via di fuga tra la zona Centro Sud e Centro Nord.

2.2. Infrastrutture energetiche in Sardegna e stato di avanzamento

2.2.1. Infrastrutture gas

Il primo impegno per lo sviluppo e la realizzazione di un piano di metanizzazione della Sardegna risale al 23 aprile 1997, quando viene stipulato il primo protocollo d'intesa Stato-Regione per la realizzazione di un gasdotto per l'approvvigionamento di metano nell'isola, con durata per la realizzazione dell'opera fissata in cinque anni. A seguito di questo protocollo d'intesa, il 21 aprile 1999 il Ministero del Tesoro, Bilancio e Programmazione Economica stipula un "Accordo di Programma Quadro per la metanizzazione" con la Regione Autonoma della Sardegna, finalizzato alla: a) valutazione delle possibili alternative tecniche per l'adduzione di metano nell'isola ed, eventualmente, per il trasporto verso il continente; b) progettazione e realizzazione di nuove reti di distribuzione di gas; c) preparazione di una gara internazionale per la realizzazione del progetto [18]. Le alternative che vengono considerate all'interno dello stesso accordo di programma sono [18]:

1. GNL: costruzione di un impianto di rigassificazione di GNL nella zona di Porto Torres, importando il gas da paesi produttori dotati di impianti di liquefazione attraverso apposite navi;

2. Gasdotto Toscana-Corsica-Sardegna: costruzione di un gasdotto sottomarino lungo 120 km dal terminale di Piombino, e processo di metanizzazione programmata sia per la Sardegna che per la Corsica;
3. GNL + Gasdotto: combinazione delle precedenti ipotesi, con l'obiettivo di rifornire anche il resto d'Italia con il rigassificatore da realizzare in Sardegna.

L'Accordo fornisce delle prime indicazioni in merito alla fattibilità economica del progetto. La realizzazione di una rete di metanizzazione della Sardegna collegata con l'Italia attraverso un gasdotto risulta fattibile dal punto di vista economico a condizione che la domanda di gas nell'isola raggiunga effettivamente il suo potenziale. In altre parole, "collocare ai produttori di energia elettrica una parte significativa della domanda fino a raggiungere circa 0,8 miliardi di m.c. all'anno, cioè il combustibile necessario per produrre circa il 35 % del fabbisogno di energia elettrica della Sardegna" [18, p. 12], è ciò che può rendere il fattibile il progetto. Altri fattori determinanti per la giustificazione economica risultano essere i benefici esterni, ossia la riduzione dei costi ambientali. Il progetto sopra citato viene superato da un successivo progetto per la realizzazione di un gasdotto, in parte sottomarino, destinato all'importazione di gas naturale dall'Algeria all'Italia continentale passando per la Sardegna. Questo progetto internazionale, chiamato GALSI (Gasdotto Algeria Sardegna Italia), nasce in seguito all'accordo intergovernativo Italia-Algeria stipulato nel 2001 e vede coinvolti non solo alcuni comuni sardi, ma anche la regione Toscana e il Ministero dell'Ambiente. Il consorzio societario GALSI S.p.A., costituito nel 2003, è partecipato dalle seguenti società: Sonatrach, Enelproduzione S.p.A., Wintershall (che esce nel 2008), Edison S.p.A., Eos Energia, SFIRS S.p.A. (società partecipata al 93% dalla Regione Sardegna), Gruppo Hera, Snam Rete Gas (entrata nel 2007 in seguito ad un accordo con cui le viene affidata la costruzione e la gestione del tratto sardo) [19]. Il crollo dei consumi di gas naturale in seguito alla crisi finanziaria ed economica del 2008 e il lungo iter procedurale hanno portato alla cancellazione del progetto, non più sostenibile. Con la cancellazione del progetto GALSI, a partire dal 2014 sono stati lanciati vari progetti per la realizzazione di depositi costieri di GNL con i quali alimentare le reti di distribuzione attraverso truck e/o container. Altre proposte per la metanizzazione dell'isola, che verranno descritte più nel dettaglio successivamente, sono: a) l'utilizzo di una pipeline virtuale costituita da navi da trasporto di GNL, che colleghino rigassificatori nel continente a uno o più rigassificatori sulla costa sarda, i quali alimenterebbero poi una dorsale Nord-Sud; b) la realizzazione di una pipeline fisica che dalla regione Toscana arrivi nel nord dell'isola e prosegua "onshore" attraverso una dorsale Nord-Sud [4].

2.2.1.1. Reti di distribuzione

Il programma di metanizzazione della Sardegna, regolamentato dall'Accordo di Programma Quadro del 1999 sopra citato, doveva essere attuato secondo due direttrici principali: la realizzazione di un sistema di adduzione di metano nell'isola e la programmazione di un piano delle reti di distribuzione del gas ai comuni dell'isola. Per quanto riguarda la seconda azione, con Delibera del 3.05.2004 n.21/20, la Giunta Regionale adotta il suddetto piano, che oltre ad esaminare lo stato dei lavori di diffusione delle reti, individua i 38 bacini d'utenza sulla base dei requisiti demografici (popolazione maggiore a 18.000 abitanti) e di estensione (distanza massima tra i centri abitati non superiore a 55 km) ed indica le linee programmatiche generali per la metanizzazione [20]. In particolare, il piano, oltre alla realizzazione del gasdotto internazionale GALSI entro il 2010, prevedeva il completamento delle prime reti comunali entro il 2016, e la realizzazione di un sistema ad alta pressione, costituito da adduttori primari e secondari, ritenuto infrastruttura pubblica di competenza regionale, a partire dal 2008, una volta ultimato il progetto esecutivo del gasdotto internazionale [21]. Attualmente, solo le reti comunali sono state progettate e in alcuni casi realizzate.

Nel 2005 il Piano di metanizzazione viene aggiornato e viene rivista la ripartizione del territorio regionale nei 38 bacini d'utenza per tenere conto delle osservazioni e delle richieste pervenute dai Comuni interessati (Delibera n. 54/28 del 22.11.2005).

In attuazione della Delibera n.54/28 viene pubblicato il bando per il finanziamento delle reti di distribuzione del gas, e successivamente viene approvata la graduatoria dei bacini idonei ed individuati quelli finanziabili (determinazione 302 del 14.10.2006).

Allo stato attuale in 14 dei 38 bacini esistono alcune reti di distribuzione (almeno parziali), ma vengono alimentate con gas diversi dal naturale (GPL o aria propanata). Secondo la relazione annuale di ARERA del 2019 [22], al 2018 in Sardegna vi sono poco più di 2100 km di rete in esercizio, che servono circa 63970 utenze (60% con aria propanata e il resto con GPL) e 100 comuni, per un totale di circa 16,92 Mm³ di gas erogati.

In Figura 2.28 viene riportata la suddivisione della regione nei 38 bacini di utenza, mentre in Tabella 2.9 viene indicato lo stato di avanzamento dei lavori per la metanizzazione nei diversi bacini.

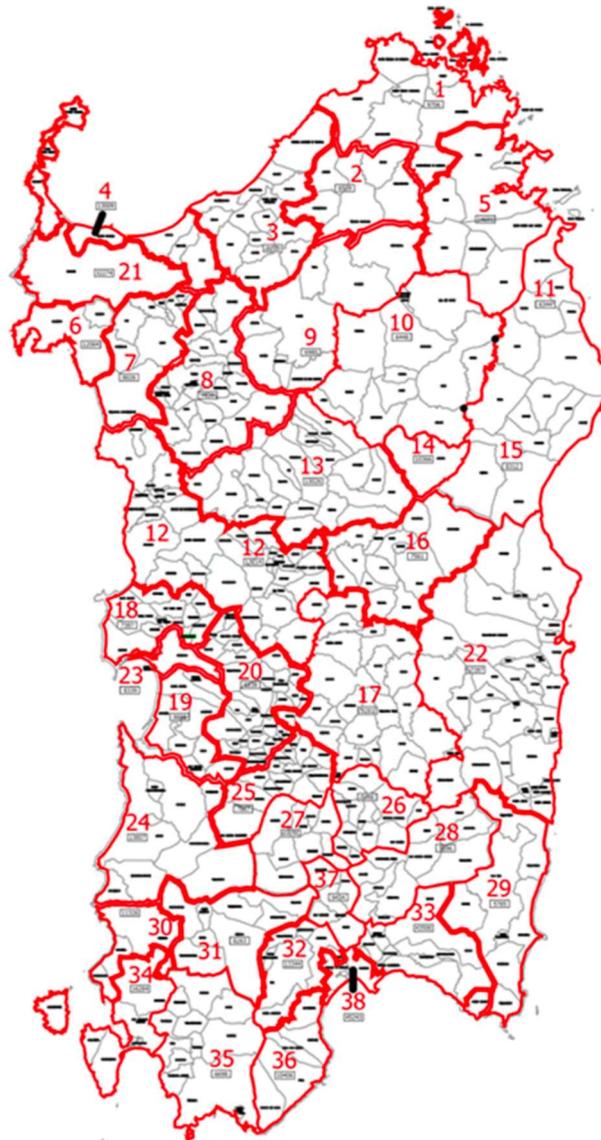


Figura 2.28 – Suddivisione della Sardegna nei 38 bacini di utenza (Fonte: studio RSE [4]).

	Numero bacino
Bacini con lavori conclusi (gestiti da Italgas)	7,9,14,21,22,23,38
Bacini senza rete o con rete parzialmente alimentata a GPL (non gestiti da Italgas)	1, 2, 3, 5, 8, 12, 13, 16, 17, 18, 20, 24, 25, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 36
Bacini senza rete, ma con lavori in corso (gestiti da Italgas)	4, 6, 10, 11, 15, 19, 26, 27, 35, 37

*in rosso in bacini con cantieri già avviati al 2019

Tabella 2.9 – Stato di avanzamento dei lavori per la metanizzazione nei bacini

In particolare, i bacini 14 (Nuoro), 21 (Sassari), 23 (Oristano) e 38 (Cagliari) rappresentano i quattro principali capoluoghi di provincia e la realizzazione della loro rete di distribuzione era già in corso all'epoca della Delibera del 2005. Le attuali tubazioni distribuiscono aria propanata, ma sono già pronte per il passaggio al gas metano.

Per quanto riguarda i bacini gestiti da Italgas, i cui lavori sono già stati avviati, a fine 2019 risultano ultimati 371 km di linee sui 1070 km previsti. Inoltre, a febbraio 2021 Italgas ha annunciato l'avvio della messa in esercizio di 130 km circa di rete gas in otto comuni del Sud della Sardegna (Ussana, Nuraminis, San Sperate, Serrenti, Sanluri, Barrali, Masainas e Villaperuccio). Complessivamente nei 17 bacini gestiti da Italgas risultano in servizio 1118 km di rete di cui 625 km alimentati ad aria propanata e 493 km a GPL [4]. Il piano di sviluppo che Italgas vuole sostenere per dotare l'isola di una rete di distribuzione digitale prevede investimenti per circa 500 milioni di euro nel periodo 2019-2025 [23].

2.2.2. Le attuali opzioni per la metanizzazione della Sardegna

Sistema di depositi costieri di GNL (Small Scale GNL, SSGNL)

Il programma di metanizzazione della Sardegna prevede tutt'oggi depositi SSGNL, rigassificatori e una rete di trasporto che li interconnette. Come indicato nel secondo monitoraggio del PEARS [2], esistono quattro progetti di depositi costieri, di cui tre a Oristano e uno a Cagliari. Uno dei progetti previsti ad Oristano appartiene a HIGAS, ed è già stato autorizzato. Tutt'ora si trova in fase di realizzazione. Il secondo è di Edison ed ha già avuto le autorizzazioni necessarie, ma manca ancora la richiesta di inizio lavori. Il terzo di IVI Petrolifera è in corso di autorizzazione. Il quarto progetto di Cagliari è affidato a ISGAS ed ha avuto il parere positivo di VIA in data 05/07/2019 ma è in attesa del parere dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali e il Turismo (MIBACT).

Inoltre, i depositi di ISGAS e IVI Petrolifera sono accoppiati a mini-rigassificatori funzionali all'alimentazione di una rete di trasporto regionale del gas naturale articolata su due lotti Nord e Sud. Il progetto del tratto Sud del metanodotto ha ottenuto il parere positivo di VIA in data 27/09/2019 ed è in attesa del parere dal MIBACT. Invece per quanto riguarda il tratto Nord della è in fase di istruttoria tecnica VIA (aggiornamento dal sito del MISE al 17/12/2019).

Le schede tecniche seguenti forniscono le principali caratteristiche dei quattro progetti di depositi GNL. Il progetto di HIGAS è quello più avanzato, già in fase di realizzazione.

GNL small scale Progetto HIGAS di Oristano



Stoccaggio da 9.000 m³ di GNL in località Santa Giusta – Oristano

Capacità di movimentazione massima annua (indice di rotazione) 350.000 m³

- 6 serbatoi criogenici GNL da 1.500 m³ (riempimento 83,3%) e un serbatoio da 900 m³ per il gas naturale

Autorizzazione MISE-MIT-REGIONE
18 gennaio 2017



Aggiornamento aprile 2018 l'area del deposito è stata acquistata lo scorso ottobre ed è in corso di definizione l'accordo per l'uso della banchina. In data 13 dicembre 2017 sono stati avviati i lavori e la Società sta procedendo con gli ordini dei materiali per la costruzione dei serbatoi e delle opere accessorie, la cui realizzazione sarà avviata a metà aprile. La consegna della nave di approvvigionamento GNL è prevista per agosto 2019 e il deposito sarà completato entro tale data. La Società sta valutando di integrare il progetto anche con una sezione dedicata alla rigassificazione.

Figura 2.29 – Progetto HIGAS di Oristano (Fonte: MISE [24])

GNL small scale Progetto Edison nel canale sud del porto di Oristano



Stoccaggio da 12.000 m³ di GNL

Capacità di movimentazione massima annua (indice di rotazione) 520.000 m³

- 7 serbatoi criogenici GNL da circa 1.700 m³ - tempi di realizzazione circa 24 mesi

Approvvigionato mediante gasiere di piccola taglia (capacità da 7.500 e 27.500 m³)

Distribuzione mediante autocisterne (*terminal to truck* – 4 baie di carico per 40 camion/giorno) e bettoline (*terminal to ship*) di capacità minima pari a 1.000 m³

12 GENNAIO 2018 - AUTORIZZAZIONE MISE-MIT-REGIONE COSTRUZIONE ED ESERCIZIO

Aggiornamento aprile 2018: In corso procedimento per l'ottenimento della concessione demaniale da parte dell'Autorità di Sistema portuale. Entro l'anno sarà presa la decisione di investimento

Figura 2.30 – Progetto Enel di Oristano (Fonte: MISE [24])

GNL small scale Progetto IVI Petrolifera di Oristano



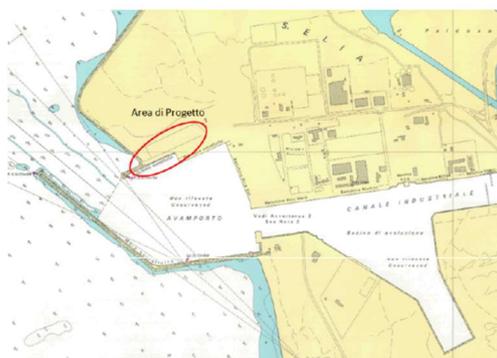
Stoccaggio da 9.000 m³ di GNL in località Santa Giusta – Oristano

I volumi massimi annui stoccati saranno pari a 60.000 m³ di GNL

- 9 serbatoi criogenici GNL da 1.000 m³
- Progetto in corso di autorizzazione
- Tempi di realizzazione 18-24 mesi dall'autorizzazione

Approvvigionato mediante gasiere di piccola taglia (capacità da 4.000 e 5.000 m³)

Distribuzione mediante autobotti di capacità di circa 50 m³ e mediante bettoline di capacità pari a 500 m³



Aggiornamento aprile 2018: la Società ha deciso di integrare il progetto in corso di istruttoria con la previsione anche di un impianto di rigassificazione e la conseguente connessione alla dorsale di trasporto.

Figura 2.31 – Progetto IVI Petrolifera di Oristano (Fonte: MISE [24])

Mini rigassificatore e deposito Progetto ISGAS nel Porto canale di Cagliari



Stoccaggio da 22.608 m³ di GNL

- 18 serbatoi criogenici GNL da 1.226 m³

- Ottenuto NOF, in corso VIA
- *Norme di riferimento per l'autorizzazione MISE : art. 46, commi 1-3 del DL n.159/2007 - convertito con modificazioni dalla legge n.222/2007, e art.9 del D.lgs. n.257/2016)*

Approvvigionato mediante gasiere di piccola taglia (capacità da 7.500 e 20.000 m³)

Impianto di rigassificazione che alimenta rete di distribuzione di Cagliari

Distribuzione di GNL mediante autocisterne (una baia di carico) e bunkeraggio (ship to ship, track to ship, via pipeline)



Aggiornamento aprile 2018: Il Comitato Tecnico Regionale ha rilasciato il Nulla Osta di fattibilità. Sono in corso incontri mirati a stabilire modalità e condizioni per l'utilizzo della banchina. La previsione per il termine dei lavori è per la metà dell'anno 2020.

15

Figura 2.32 – Progetto ISGAS di Cagliari (Fonte: MISE [24])

Infine, Eni ha manifestato l'interesse a mettere a disposizione di un soggetto terzo (Consorzio industriale provinciale di Sassari) le sue strutture e aree a Porto Torres per la realizzazione di un terminale di rigassificazione ed a fornire per due anni al mercato sardo un quantitativo di 150 milioni di metri cubi all'anno di GNL a un prezzo in linea a quello del gas italiano per facilitare l'avvio del mercato. Tale progetto non è in uno stato di avanzamento paragonabile a quelli sopra citati.

I costi per la realizzazione di questo programma sono stati quantificati dal MISE nel 2018 [24] in circa 400 M€ per la costruzione dei depositi costieri e dei rigassificatori (investimenti comunque sostenuti da privati), a cui si sommano circa 400 M€ per la realizzazione delle dorsali di trasporto principali e delle derivazioni e allacciamenti ai terminali GNL e alle reti di distribuzione, e 550 M€ previsti per la

realizzazione delle reti di distribuzione, in parte già realizzate o in costruzione o in progetto, finanziate per il 50% con fondi pubblici già stanziati. Infine, i costi necessari per garantire l'esercizio della dorsale sono stimabili in circa 9 M€/anno.

Progetti per il trasporto e l'approvvigionamento del GNL

Per quanto riguarda l'approvvigionamento del gas, le opzioni considerate sono due:

1. Interconnessione virtuale ("virtual pipeline"): questa configurazione prevede il servizio di caricamento e trasporto di GNL tramite due bettoline. Il gas viene caricato sulle navi da un impianto nel continente (a Panigaglia) e trasportato ai rigassificatori in Sardegna [25]. Tale soluzione risulta facilmente scalabile a seconda delle necessità e del build up della domanda gas. Sono però necessari investimenti per abilitare i terminali di GNL italiani ai servizi di reloading e per l'acquisto di bettoline per il trasporto [4].
2. Collegamento fisico ("Sealine"): questa seconda configurazione prevede la realizzazione di un gasdotto lungo 286 km connesso alla rete di trasporto nazionale. Snam ipotizza dei costi di investimento per questa configurazione di circa 800 M€.

Per quanto riguarda il trasporto di GNL all'interno della regione, il progetto sviluppato da Snam Rete Gas e SGI prevede la realizzazione di una dorsale principale appartenente alla Rete nazionale per una lunghezza pari a circa 380 km e di metanodotti appartenenti alla rete regionale per circa 190 km che permetteranno di raggiungere le principali aree di mercato dell'isola (Figura 2.33) [17]. L'investimento, secondo Snam, dovrebbe essere di circa 600 M€.

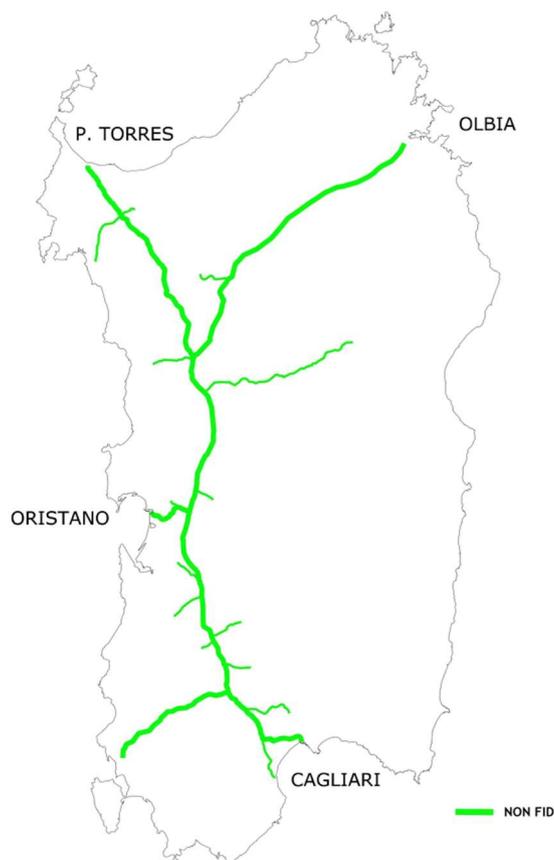


Figura 2.33 – Progetto per la dorsale Nord-Sud (Fonte: [17]).

2.2.3. Infrastrutture elettriche

Per la tipologia di consumi, la struttura e la configurazione del parco di generazione e le condizioni di insularità della regione, il sistema elettrico sardo è unico nel panorama energetico nazionale ed europeo. Le principali caratteristiche di tale unicità sono [4,26]:

- Calo della domanda di elettricità a partire dal 2008, sul fronte dei consumatori ma ancora di più su quello produttivo;
- Concentrazione della domanda di energia durante il periodo estivo e in alcune zone costiere (soprattutto area Nord Orientale) per la presenza di attività turistiche;
- Lo stato del parco di generazione e la scarsa inerzia del sistema espongono la rete al rischio di perturbazioni con maggior frequenza rispetto al sistema continentale;
- Impianti termoelettrici affetti da significativi tassi di guasto;
- Produzioni vincolate per determinati tipi di ciclo produttivo per più di 500 MW come Sarlux;
- Rete di trasmissione poco magliata;
- Rete di distribuzione estesa ma caratterizzata da lunghe linee aeree di media tensione;
- Crescente richiesta di connessioni di nuovi impianti a fonte rinnovabile (generazione eolica e solare; 60 richieste nel corso del 2019).

La struttura del sistema elettrico sardo è mostrata in Figura 2.34. La regione è attraversata da un'unica dorsale ad altissima tensione (AAT) a 380kV (il cui tratto più lungo misura circa 155 Km) che collega il nord della Sardegna (Stazione di Fiume Santo) alla zona industriale di Cagliari (dove è ubicato anche il polo produttivo di Sarlux) e consente il transito di importanti flussi di energia tra il Nord e il Sud dell'Isola. Nella stazione di Fiume Santo viene immessa l'energia prodotta dalla medesima Centrale, che rappresenta un importante polo di produzione e regolazione di frequenza e tensione della Regione. Presso la stazione di Codrongianos sono installati due compensatori sincroni, strategici per il controllo delle tensioni. Altri due sono in corso di completamento nella stazione di Selargius. Sovrapposto alla rete a 380 kV, esiste un anello, costituito da linee 230kV, che tocca il polo industriale di Portoscuso/Sulcis e la stazione di Codrongianos.

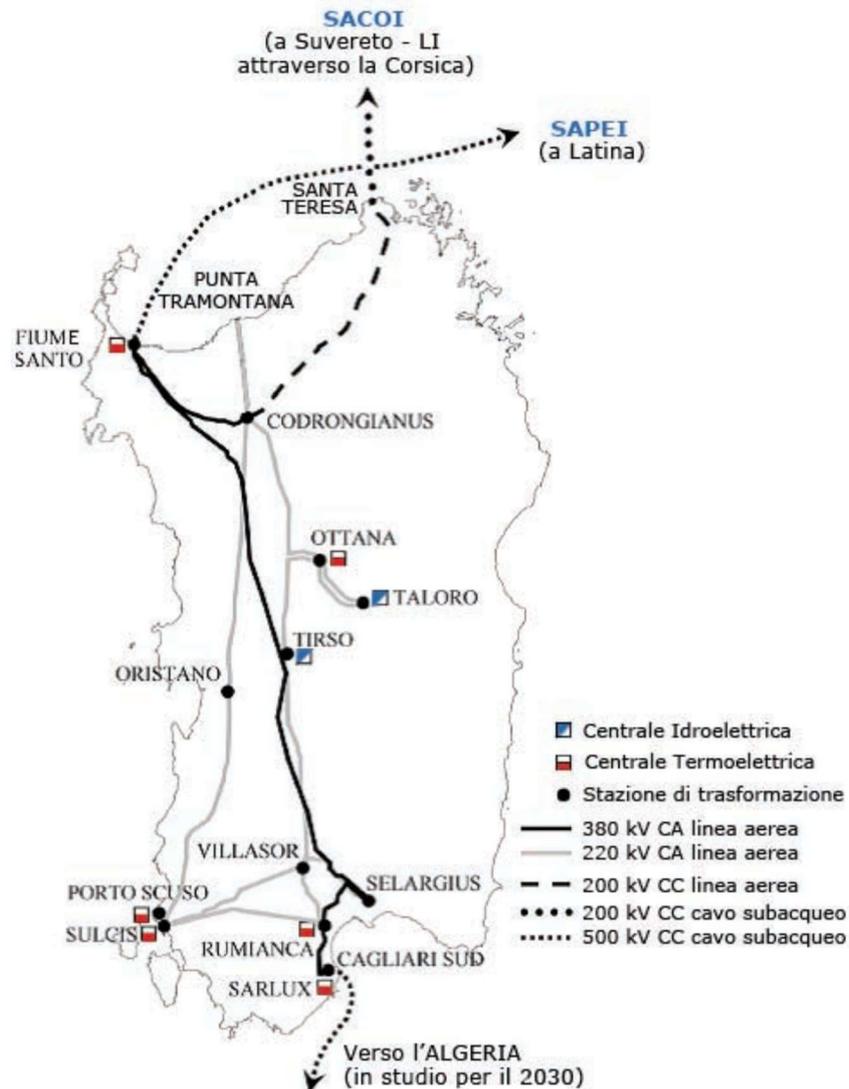


Figura 2.34 – Struttura della rete elettrica sarda e interconnessioni con l'esterno (Fonte: [27]).

La Regione è attualmente interconnessa al Continente attraverso due collegamenti in corrente continua: SAPEI (Sardegna-Penisola Italiana), ad alta capacità di trasporto (2 cavi da 500 MW ciascuno); e SACOI 2 (Sardegna-Corsica-Italia), HVDC (High Voltage Direct Current) a 200 kV. Il secondo è giunto al termine della sua vita utile ed è soggetto a frequenti indisponibilità di esercizio, che compromettono la sicurezza del sistema elettrico sardo. Il problema verrà superato con la realizzazione di un nuovo collegamento SACOI 3 (Figura 2.35) che sarà sempre a 200 kV e consentirà di utilizzare una capacità di trasporto complessiva fino a 400 MW [28]. Secondo le previsioni di Terna, tale collegamento verrà realizzato entro il 2024 con dei costi di investimento di circa 800 M€ [4].

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB



Figura 2.35 – Progetto SACOI 3 (Fonte: [28])

Come analizzato da RSE [4], con una superficie regionale pari al 9% dell'intero territorio nazionale, la Sardegna ha una copertura territoriale per le reti di trasmissione elettrica pari al 5% rispetto al valore nazionale. Ciò è dovuto principalmente alla forte concentrazione dei carichi industriali in sole tre zone della regione, nelle quali sono localizzate le centrali idroelettriche e altri sistemi di approvvigionamento delle fonti primarie [4]. Da qui la decisione di creare un'unica dorsale Nord-Sud a 380 kV, che connetta i due centri primari di produzione e carico, ed un anello a 220 kV che faccia da interconnessione con altri centri industriali (Portovesme, Rumianca, Codrongianus). Vista la funzione di interconnessione con il continente (Figura 2.36), la stazione di Codrongianus ha un ruolo strategico all'interno del sistema.

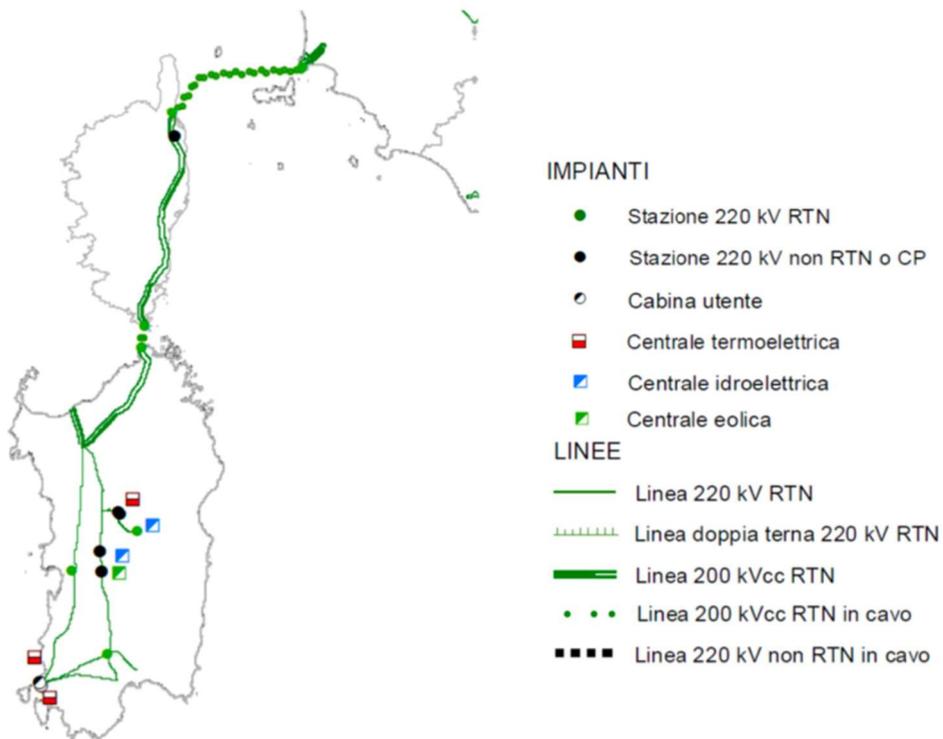


Figura 2.36 – Rete a 220 kV (Fonte:[4])

2.2.3.1. Criticità del sistema elettrico sardo

La crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili (prevedibile ma non programmabile) e la trasformazione dei consumi nella regione richiedono adeguamenti e rinnovamenti importanti nella rete di trasmissione per garantire sicurezza e stabilità del sistema. Terna ha realizzato una serie di interventi di sviluppo della rete di trasmissione finalizzati a risolvere le criticità passate e aumentare in modo significativo la sicurezza del sistema elettrico dell'isola, ma non sono ancora sufficienti. La realizzazione di SAPEI nel 2010 ha contribuito a realizzare un'effettiva interconnessione tra Sardegna e continente, limitando la condizione di insularità della regione e migliorando la stabilità della rete, nonostante la crescente componente produttiva intermittente [4].

La diminuzione dei consumi così come la trasformazione dei diagrammi di carico, dovuta alla crescente generazione distribuita, generano problematiche nuove per quanto riguarda la regolazione della frequenza, la gestione dei flussi interni e, in generale, la stabilità della rete stessa. Tali problematiche sono state limitatamente affrontate con l'entrata in esercizio dei due compensatori sincroni a Codrongianos e la progettazione di altri compensatori nella stazione di Selargius.

Le criticità che Terna ritiene essere ancora presenti sono le seguenti (Figura 2.37) [4]:

- Scarsa magliatura in alta tensione (AT) nella parte Nord-Orientale dell'isola che determina problematiche di trasporto e contenimento dei valori di tensione, in particolare nel periodo estivo quando si verifica un forte incremento della domanda di energia elettrica;
- Scarsa magliatura anche nell'area sub-urbana di Cagliari;
- Limiti della capacità di trasporto che impediscono l'utilizzo in piena potenza della connessione con la Corsica SARCO.

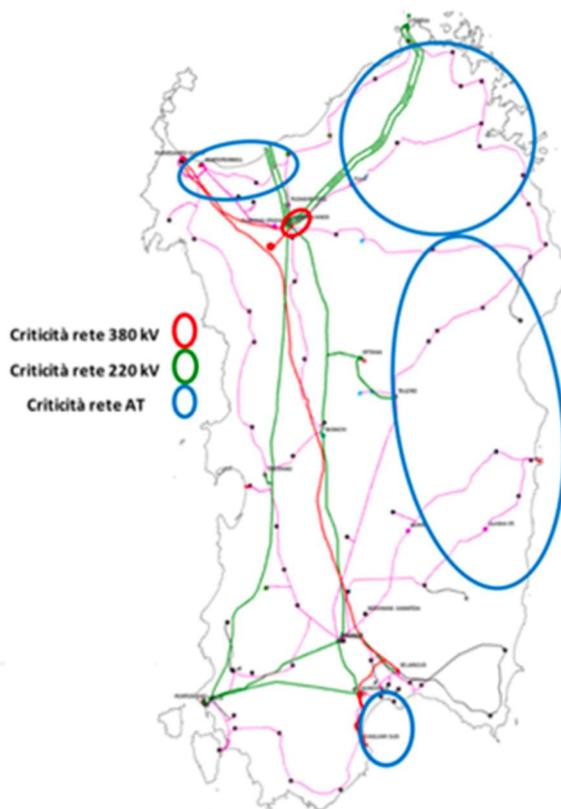


Figura 2.37 – Aree di criticità del sistema elettrico sardo (Fonte: [4])

Inoltre, l'aumento della generazione distribuita, che, secondo le stime, subirà un raddoppio in termini di potenza installata fino ad arrivare a oltre 1000 MW, necessita di una rete di distribuzione non più mono direzionale ma bi-direzionale in grado di gestire i nuovi flussi di energia. Già oggi in alcune zone della regione avvengono inversioni di flusso di potenza con risalita di energia dai livelli di tensione più bassa verso livelli di tensione più alta. Questi flussi generano problemi per la gestione e qualità del servizio, e rendono meno efficiente l'utilizzo di energia da fonte rinnovabile.

Gli impianti termoelettrici sono fondamentali per la sicurezza del sistema elettrico sardo. Quattro, in particolare, sono stati indicati da Terna nel 2019 come essenziali per il mantenimento di un adeguato livello di sicurezza [29]. Essi rimangono tali finché non avviene lo sviluppo e l'adeguamento dell'attuale sistema elettrico alle nuove condizioni di produzione e consumo, e non vengono così rimosse le cause della loro essenzialità (descritte in Tabella 2.10).

Centrale	Motivazione essenzialità
Assemini	La centrale, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna.
Fiume Santo	L'impianto di Fiume Santo risulta essenziale per garantire la presenza di un'adeguata potenza di cortocircuito al nodo di Fiume Santo per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo in caso di indisponibilità - anche accidentali - di altri impianti di produzione ed/o elementi di rete (vincoli a rete non integra). Il vincolo potrà essere mitigato mediante installazione di adeguata apparecchiatura di compensazione.
Sulcis	La centrale termoelettrica di Sulcis risulta essere essenziale in ragione delle indisponibilità degli elementi di rete/unità di produzione della Sardegna sia per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna che per la regolazione della tensione della regione Sardegna.
Ottana	La centrale, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna.

Tabella 2.10 – Elenco delle centrali termoelettriche essenziali (Fonte: [4])

Infine, vale la pena ricordare che le linee di policy nazionale, definite all'interno della Strategia Energetica Nazionale (SEN), del PNIEC e nella più recente SILT, richiedono quattro obiettivi importanti: (i) il *phase-out* del carbone, (ii) una maggiore penetrazione di rinnovabili; (iii) una maggiore capacità installata di impianti di pompaggio per far fronte alla maggiore generazione rinnovabile, anche a livello nazionale e (iv) maggiori capacità di interconnessione fra le diverse zone di mercato. Tutto ciò avrà importanti effetti sul sistema elettrico regionale. In particolare, il *phase-out* del carbone si inserisce in un contesto già di per sé critico per la sicurezza della rete, per il quale risultano necessari interventi quali l'installazione di compensatori sincroni, la realizzazione di un collegamento Sicilia-Sardegna-continente (descritto in seguito), nonché una capacità dispacciabile aggiuntiva [5].

2.2.3.2. Tyrrhenian Link

Nel Piano di Sviluppo 2018, Terna ha presentato il progetto di un nuovo collegamento bi-terminale HVDC, denominato "Tyrrhenian Link", che collegherà Sicilia e Sardegna con il continente (Figura 2.38). In ottemperanza agli obiettivi definiti nel PNIEC di procedere al *phase-out* del carbone entro il 2025 e di installare circa 40 MW di nuova capacità da fonti rinnovabili entro il 2030, Terna ha confermato la necessità di costruire questo nuovo collegamento anche nel Piano di Sviluppo 2020. Grazie alle sue caratteristiche di modularità, potrà garantire una capacità di trasporto fino a 100 MW. La sua realizzazione risulta necessaria per la stabilità e la sicurezza degli approvvigionamenti elettrici a fronte della chiusura degli impianti a carbone, l'integrazione delle zone di mercato con

evidenti benefici in termini di efficienza, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, rappresentando pertanto un fattore abilitante per la transizione energetica.

Il costo stimato al 2020 è pari a 3,7 B€ (+1,1 B€ rispetto al 2018), mentre l'entrata in esercizio avverrà a partire dal 2025. Solamente a febbraio 2021 Terna ha iniziato la fase di consultazione con gli stakeholders, per cui sarà improbabile che l'avvio dei lavori avverrà entro il 2021. Secondo il Piano di Sviluppo 2020, Terna prevede una realizzazione modulare, in quanto la configurazione bi-terminale consente di avere flessibilità sul fronte realizzativo e di rendere progressiva l'entrata in esercizio dell'opera a partire dal 2025 fino al completamento nel 2028. Terna ha effettuato anche un'analisi costi-benefici insieme a Snam ed ARERA, che è risultata positiva in tutti gli scenari analizzati (al 2030 e 2040).



Figura 2.38 – Progetto Tyrrhenian Link (Fonte: [28])

3. Simulazione e analisi del sistema energetico nel percorso di decarbonizzazione

In questo capitolo viene presentata un'analisi quantitativa del sistema energetico sardo in uno scenario di progressiva decarbonizzazione. Vengono analizzati in particolare due momenti temporali differenti con due obiettivi diversi. Nel primo caso, viene proposto un contesto di completa decarbonizzazione, dell'isola e del continente, collocabile nell'anno 2050, con il fine di individuare la composizione del mix energetico ottimale. Nel secondo caso, viene proposto uno sguardo al 2030, in un contesto definito dal PNIEC, con il fine di analizzare la stabilità del sistema energetico a fronte di una sostituzione della generazione a carbone per mezzo di impianti idroelettrici di pompaggio e idrogeno.

Per entrambi gli orizzonti temporali sono state definite le domande energetiche ed è stato poi utilizzato uno strumento modellistico, in due versioni differenti, per la simulazione del loro soddisfacimento. Il modello utilizzato riporta caratteristiche sviluppate su misura per l'analisi del sistema energetico dell'isola e delle sue possibili interazioni con il continente. Tale strumento è formulato attraverso il framework open-source oemof [30], costruito su un problema di programmazione lineare in cui viene minimizzato il costo del sistema. Nella configurazione di completa decarbonizzazione (2050), il costo complessivo da minimizzare è composto da due componenti: (i) il costo operativo, comprendente la spesa per soddisfare le domande energetiche (es. il costo di approvvigionamento delle materie prime) ed i costi fissi per gli impianti (es. manutenzione), e (ii) il costo di investimento delle tecnologie aggiuntive, attualizzato sul periodo simulato. Nello scenario al 2030 viene invece considerato solamente il costo operativo per soddisfare le domande energetiche, essendo gli investimenti definiti a priori, in linea con le disposizioni nazionali del PNIEC (2030).

I modelli restituiscono la simulazione cronologica di un intero anno, con un dettaglio temporale orario. La caratterizzazione spaziale è a nodo singolo per lo scenario al 2050 e a nodo multiplo per quello al 2030. Considerando il profondo cambiamento dell'intero sistema energetico atteso in uno scenario di completa decarbonizzazione, per l'analisi al 2050 è stato infatti scelto di simulare la sola Sardegna con una definizione delle possibilità di scambi elettrici con il continente². Nella configurazione al 2030, invece, viene analizzato l'intero sistema energetico nazionale attraverso le sei zone del mercato elettrico attuale.

3.1. Scenario di completa decarbonizzazione (2050)

In questa sezione viene presentata l'analisi relativa allo scenario di completa decarbonizzazione dell'isola. La sezione inizia con una descrizione delle principali caratteristiche strutturali del sistema energetico ipotizzato, prosegue esponendo le ipotesi di maggiore rilievo e i dati di input forniti allo strumento modellistico, e si conclude presentando i risultati delle simulazioni.

Sistema energetico di riferimento al 2050

Nello scenario di completa decarbonizzazione, il sistema energetico è modellizzato esclusivamente per la Sardegna e per gli scambi con il resto d'Italia. La struttura, presentata in Figura 3.1, si concentra attorno a due vettori energetici principali: energia elettrica ed idrogeno. Il primo viene destinato ad usi convenzionali, per il riscaldamento degli edifici, per la cottura, per la mobilità e per

² La forte penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) determina una difficoltà a prevedere la distribuzione spaziale futura della generazione elettrica, dei successivi possibili colli di bottiglia nelle linee di trasmissione e di conseguenza della ridefinizione dei confini geografici delle zone di mercato.

la produzione di calore a bassa temperatura. L'idrogeno invece è utilizzato per usi industriali ad alta temperatura, per i trasporti non elettrificabili e per la generazione elettrica.

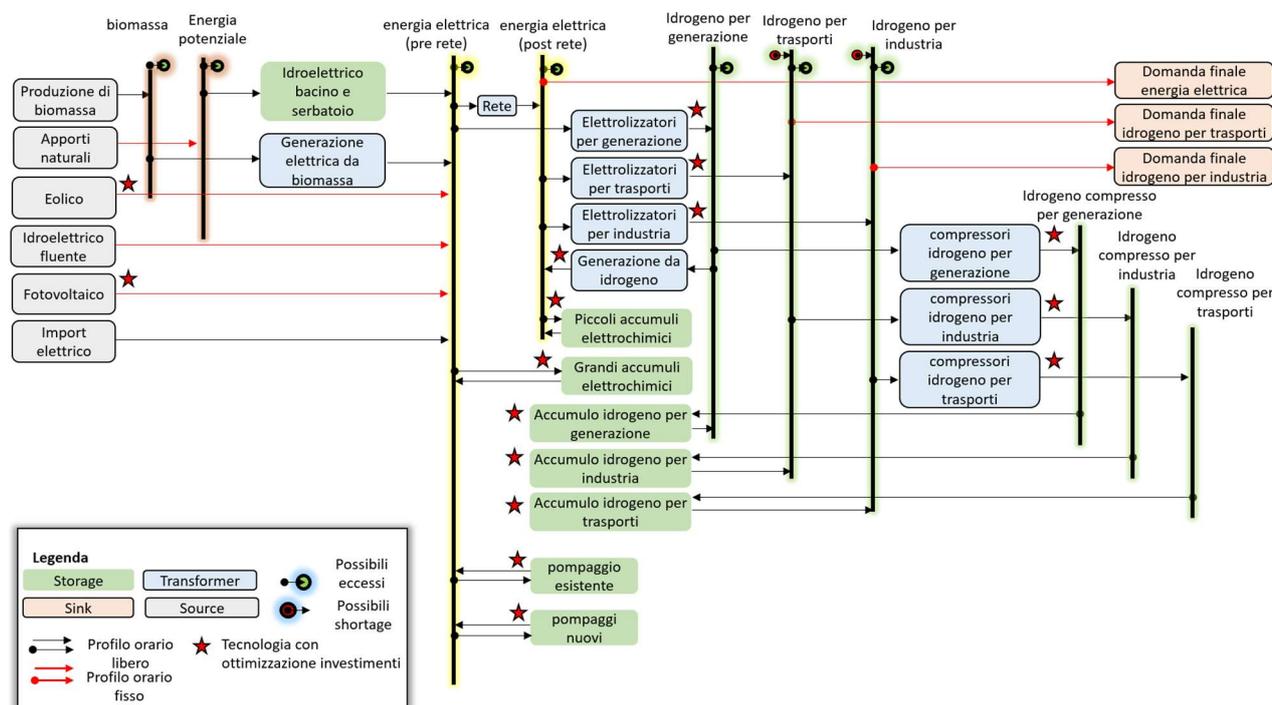


Figura 3.1 - Sistema energetico di riferimento considerato dallo strumento di modellazione nello scenario di completa decarbonizzazione; le tecnologie indicate con una stella sono oggetto del processo di ottimizzazione degli investimenti (e dei costi operativi fissi) riportata nella Sezione 3.1.

L'elettricità è prodotta innanzitutto attraverso l'utilizzo diretto di fonti rinnovabili (FER). In particolare, per l'idroelettrico fluente, l'idroelettrico con sbarramento e la generazione da biomassa vengono mantenute le capacità attuali; per Eolico e fotovoltaico (FV) è considerata invece la possibilità di investimento addizionale ottimizzato.

Fra gli impianti di accumulo sono rappresentati sia i sistemi elettrochimici (distribuiti o su rete), sia gli impianti di pompaggio. Anche questi ultimi con possibilità di investimento addizionale ottimizzato.

Ulteriore contributo alla generazione elettrica può essere poi fornito attraverso il ricorso all'idrogeno, grazie alla filiera composta da elettrolizzatori, accumuli, celle a combustibile o cicli combinati.

Il modello presenta alcuni miglioramenti rispetto alla versione utilizzata nello studio del 2020 [5]: (i) viene ottimizzato l'investimento per diverse tecnologie (indicate da una stella in figura), (ii) è inserita la possibilità di interconnessione elettrica con il continente, (iii) sono rappresentati con un maggiore dettaglio i principali sistemi di accumulo e (iv) sono distinti gli accumuli elettrochimici di piccola e grande taglia (utility scale).

Assunzioni e dati di input

I valori delle domande energetiche annuali vengono riportati in Tabella 3.1.

Nel calcolo della domanda annuale di energia elettrica, sono stati sommati al carico convenzionale dell'anno 2019 i contributi di energia elettrica addizionale destinata al riscaldamento, alla cottura, alla mobilità elettrica e alla produzione di calore industriale a bassa temperatura.

Vettore energetico	Domanda finale [TWh/a]
Energia elettrica	11,49
<i>di cui:</i>	
<i>domanda convenzionale</i>	8,71
<i>riscaldamento</i>	0,27
<i>uso cucina</i>	0,27
<i>veicoli elettrici</i>	2,10
<i>calore industriale a bassa temperatura</i>	0,15
Idrogeno per uso industriale	3,93
Idrogeno per trasporti	3,5

Tabella 3.1 – Domande finali annuali di energia nello scenario di completa decarbonizzazione

Per il contributo dovuto al riscaldamento si è partiti dal consumo di gas stimato da Enura per il settore civile nel progetto di metanizzazione [25], che prende in considerazione una evoluzione demografica nell'isola in negativo, come presentato in Tabella 3.2.

Report	2020	2030	2040	2050	Fonte utilizzata
		[milioni di abitanti]			
PNIEC (Italia) [15]	61,2	63,3	64,4	n/d	EU Ref.Scenario 2016
SILT (Italia) [16]	60,5	60,2	59,8	58,8	JRC EC
ENURA (Sardegna) [25]	1,65 (a)	1,55	n/d	n/d	ISTAT (2019)
ISTAT (Italia)	60,36	60,03	59,32	57,83	ISTAT (2021)
ISTAT (Sardegna)	1,64	1,56	1,47	1,36	ISTAT (2021)

(a) valore riferito al 2019

Tabella 3.2 – Stime di crescita della popolazione in Italia in Sardegna

Nell'analisi del fabbisogno di energia termica per gli edifici sono stati ricavati i consumi elettrici degli impianti di riscaldamento attraverso la definizione di un coefficiente di prestazione variabile rispetto alla temperatura esterna e ponderato rispetto alla distribuzione della popolazione all'interno della regione.

Per l'uso cucina i consumi annuali sono stati stimati sfruttando il profilo annuale dei consumi per cottura ricavato da un modello stocastico per l'Italia [31], successivamente riproporzionato sulla popolazione dell'isola, secondo le stime di evoluzione demografica.

Per i veicoli leggeri è stata considerata la profilazione di ricarica oraria intelligente definita in [32]. La stima del fabbisogno di km-passeggeri corrisposto da veicoli elettrici è stata costruita sulla base di analisi interne precedenti in cui sono stati ottimizzati gli investimenti sul lungo termine per l'intero sistema energetico nazionale.

Per la domanda di calore dell'industria sono stati utilizzati i consumi di gas stimati da Snam nel progetto di metanizzazione [17], assumendo, sulla base di analisi precedenti, di poter elettrificare una quota di calore pari a circa il 9% dei consumi petroliferi dell'industria e convertendo la rimanente parte in idrogeno verde.

La stima della domanda di idrogeno per i trasporti è stata ricavata partendo dai consumi petroliferi definiti nel bilancio regionale del 2013, tenendo conto della quota di domanda già attribuita alla mobilità elettrica.

Per la domanda di idrogeno nei trasporti e nell'industria, e per la domanda industriale di energia elettrica, sono stati assunti dei profili costanti. Tale semplificazione viene motivata dalla condizione di operatività continua che interessa tipicamente le industrie in questione, e permessa anche dalla presenza di accumuli dedicati per la produzione di idrogeno dalle grandi capacità.

Sono stati considerati nell'analisi i costi fissi per gli impianti (e.g. per le manutenzioni periodiche), e i costi di investimento delle tecnologie rilevanti, attualizzati sul periodo simulato. In particolare, nella caratterizzazione matematica degli investimenti viene definito l'*Equivalent Periodical Cost* (EPC), ossia la quota parte dell'investimento che deve essere ripagato per ogni periodo di tempo considerato. Coprendo la simulazione l'arco temporale di un anno, questo costo coincide con il costo annuale equivalente.

Essendo difficoltoso determinare il costo di tecnologie di nuova diffusione come quelle legate alla filiera dell'idrogeno, è stata fatta l'assunzione semplificativa di considerare l'EPC come il costo di investimento iniziale distribuito lungo la vita utile dell'impianto a cui viene sommato il costo operativo fisso attualizzato sul periodo simulato. In questo modo sono stati definiti i valori nelle Tabelle 3.3 e 3.4 riportati di seguito:

Tecnologia	EPC [€/MW- anno]	CAPEX (a) [€/MW]	Vita utile [anno]	OPEX fissi (a) [€/MW- anno]	Capacità installata [MWe]	Nuova capacità installabile [MWe]	[Rif.]
Fotovoltaico (utility scale)	37'500	700'000	25	9'500	1'441	49'359	costi da [33] e vita utile da [34], potenziali da [35]
Eolico	75'530	1'065'672	20	22'246	2'135	44'665	costi da [36] vita utile da [34], potenziali da [35]
Celle a combustibile (c)	200'000	2'000'000	10	-	0	20'000	costi e vita utile da [37]
Elettrolizzatori (generazione) (b) (c)	79'044	502'933	11,4	34'987	0	26'667	costi da [37] da e vita utile da [38]
Elettrolizzatori (industria) (b) (c)	65'818	593'200	11,4	13'853	0	26'667	costi da [37] da e vita utile da [38]
Elettrolizzatori (trasporti) (b) (c)	65'818	593'200	11,4	13'853	0	26'667	costi da [37] da e vita utile da [38]

(a) I costi di investimento ed i costi operativi fissi sono modellizzati rispetto alla potenza del vettore ottenuto in uscita dalla tecnologia; laddove non specificato, si assume che i costi forniti facciano riferimento alla potenza elettrica (negli elettrolizzatori i valori sono stati quindi corretti con il valore di rendimento elettrico del processo, su base PCI).

(b) Per la definizione dei costi di investimento degli elettrolizzatori, si assume di avere grandi impianti nella generazione elettrica ed impianti di medie dimensioni per il settore industriale e nei trasporti.

(c) Per celle a combustibile ed elettrolizzatori sono stati assunti, a seguito di analisi preliminari, dei valori di capacità installabili volutamente elevate, al fine di poter individuare in trasparenza le dinamiche in gioco.

Tabella 3.3 – Costi di investimento, costi operativi fissi, capacità installate e potenziali per le nuove tecnologie di generazione elettrica e di sintesi di idrogeno previsti per uno scenario di lungo termine (2050)

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

Tecnologia	EPC [€/MWh- anno]	CAPEX [€/MWh]	Vita utile [anno]	OPEX fissi [€/MWh- anno]	Capacità installata [MWh]	Nuova capacità installabile [MWh]	[Rif.]
Impianti di pompaggio (a)	2'640	130'000	50	40,0	1'920	13'410	costi da [39, 40], vita utile da [41]
Nuovo pompaggio (a)	3'240	160'000	50	40,0	10'000	10'750	costi da [39, 40], vita utile da [41]
Accumulo elettrochimico (utility scale)	29'609	243'726	10	5'235,9	1'153	3'311	costi da [40], vita utile da [42]
Accumulo idrogeno per generazione elettrica (200 bar)	38,4	36,7 (b)	22	1,7	0	50'000 (c)	costi e vita utile da [37]
Accumulo idrogeno per industria (200 bar)	38,4	36,7 (b)	22	1,7	0	10'000 (c)	costi e vita utile da [37]
Accumulo idrogeno per trasporti (700 bar)	69	66 (b)	22	3,0	0	10'000 (c)	costi e vita utile da [37]

(a) Per il calcolo dei costi di investimento degli impianti di pompaggio viene assunta una quantità di energia accumulabile pari a 10 ore alla potenza nominale

(b) Per i costi di investimento degli accumuli di idrogeno, si assume che il dato fornito da [37] sia già attualizzato rispetto al periodo simulato [€/MWh-anno]

(c) Per gli accumuli di idrogeno sono stati assunti, a seguito di analisi preliminari, dei potenziali installabili volutamente elevati, al fine di poter individuare in trasparenza le dinamiche in gioco

Tabella 3.4 - Costi di investimento, costi operativi fissi, capacità installate e potenziali per le tecnologie di accumulo previsti per uno scenario di lungo termine (2050)

Il costo di investimento per gli impianti di pompaggio è ricavato da [39, 40] assumendo un rapporto fra energia accumulata e potenza di carica e scarica dell'impianto pari a 10kWh/kW, in linea con le informazioni fornite nel PNIEC per gli impianti di nuova costruzione.

Per quanto riguarda invece gli impianti di accumulo di idrogeno, i costi di investimento, i costi operativi fissi ed i parametri tecnici sono stati assunti essere i medesimi per tutti i componenti (compressori e cisterne), essendo queste informazioni fornite per l'impianto complessivo. In questo modo è stato consentito allo strumento modellistico di ottimizzare sia le potenze di carica/scarica che le capacità di accumulo da installare per questi impianti di stoccaggio. Questa opzione abilita la possibilità di sfruttare gli eccessi concentrati in brevi periodi per caricare velocemente gli accumuli o diversamente di fornire un grande quantitativo di energia elettrica nei momenti di carenza, contribuendo alla stabilità di dispacciamento del sistema.

Per quanto riguarda il potenziale stimato di fotovoltaico ed eolico in Sardegna si fa riferimento ad uno studio del JRC [35] dove vengono identificati i potenziali di fotovoltaico su tetti/facciate per un totale di 4,1 GW, e di impianti a terra per un totale di 50,8 GW³.

Gli impianti fotovoltaici sono stati rappresentati attraverso due classi, per distinguere fra grandi impianti a terra e piccoli impianti su tetti o facciate. Essendo lineare il problema di minimizzazione del costo totale, si è deciso di considerare l'ottimizzazione degli investimenti per i soli impianti di grande taglia, questo al fine di evitare che la soluzione contemplasse solo questi ultimi (in quanto

³ Si assume un valore di irradiazione solare pari a 170 W per m², con una copertura del 3% delle aree non artificiali.

caratterizzati da un costo minore). Per il fotovoltaico di piccola taglia invece è stata assunta a priori la capacità installata, pari al potenziale indicato dal JRC (4,1 GW), considerando così implicitamente problemi di consumo del suolo e la necessaria partecipazione di investimenti privati distribuiti per il raggiungimento del target di decarbonizzazione.

Medesima caratterizzazione è stata applicata agli accumuli elettrochimici, rappresentati anch'essi in due classi. Per gli impianti di accumulo di grande taglia è stata prevista l'analisi comprensiva sia dei costi di investimento che dei costi operativi fissi. Per gli accumuli elettrochimici di piccola taglia è stata invece prevista una potenza di carica/scarica pari a 547 MW, assumendo lo stesso rapporto indicato dal PNIEC tra l'installato di fotovoltaico e di batterie distribuite.

Il medesimo studio del JRC definisce poi il potenziale di eolico onshore installabile in regione, identificando un valore di 46,8 GW⁴. Come profili orari di generazione per fotovoltaico ed eolico sono stati considerati i profili normalizzati di generazione registrati nel 2019.

Per la generazione elettrica da idrogeno sono teoricamente possibili differenti tecnologie, fra cui le celle a combustibile e le turbine a idrogeno. Essendo la seconda tecnologia ancora in fase di ricerca (sono allo studio alcuni progetti pilota attualmente con turbine alimentate da una miscela di idrogeno e metano), è stata fatta l'assunzione di un rendimento complessivo pari al 60%, in linea con l'attuale tecnologia di ciclo combinato alimentata a gas. Questo valore coincide con le stime di rendimento sul lungo periodo fornite dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) [38] per le celle a combustibile. Escludendo vincoli di flessibilità per i cicli combinati, le due tecnologie risultano sovrapponibili e possono essere trattate in maniera indistinta nelle simulazioni.

Per i potenziali di nuove installazioni di accumulo elettrochimico di rete e di pompaggio viene fatto riferimento a stime interne del gruppo in precedenti analisi in cui sono stati ottimizzati gli investimenti per l'intero sistema energetico nazionale in scenari di decarbonizzazione coerenti con la strategia di lungo termine.

Nello scenario per il 2050 è stata inoltre fornita la possibilità di ricorrere a connessioni con il continente. Questo aspetto presenta alcune criticità, tra cui la difficoltà a stimare: (i) la capacità che avranno gli elettrodotti modellizzati, (ii) la disponibilità di energia elettrica trasferibile dal continente all'isola e (iii) il prezzo a cui potrebbe avvenire la transazione. Si è scelto dunque di dotare il modello di una struttura semplificata. In linea con i piani di connessione di Terna, che per il 2028 prevede l'installazione di una linea da 1000 MW ("Tyrrhenian Link") che vada ad aggiungersi ai collegamenti esistenti, ed assumendo necessario un ulteriore potenziamento di tali linee per favorire la forte penetrazione di FER nel ventennio 2030-2050, è stata ipotizzata una capacità di trasmissione pari a 5000 MW per il 2050. Per la definizione del prezzo di fornitura di tale energia elettrica, è stato profilato un costo proporzionale al carico residuo del resto del sistema energetico nazionale in uno scenario di completa decarbonizzazione. Il carico residuo è stato ottenuto come differenza fra la domanda di energia elettrica complessiva, intesa come carico convenzionale a cui sono stati aggiunti tutti gli altri consumi, e la generazione elettrica da FER non programmabili.

Va segnalato infine che il modello prevede un vincolo di generazione istantanea "stabile", per garantire una quota di inerzia e di riserva al sistema elettrico, valore definito per il 2050 al 20%, da cui vengono esclusi eolico, fotovoltaico e due terzi circa dell'idroelettrico fluente.

Risultati

Nella seguente Sezione vengono presentati i risultati di maggior rilievo in merito allo scenario di completa decarbonizzazione del sistema energetico Sardo.

⁴ Per il potenziale di eolico onshore (altezza=100 m) si identificano tre classi, a seconda del Capacity Factor (CF): 14.3 GW con un CF compreso fra 15-20%, 17 GW con 20% < CF < 25% e 15.5 GW con CF superiore a 25%. La media pesata di queste tre categorie di eolico porta ad avere valore di ore equivalenti di funzionamento pari a circa 2015, simile a quello della serie storica considerata.

Il grafico in Figura 3.2 mostra i valori annuali di generazione e consumo di energia elettrica e ne dettaglia la composizione.

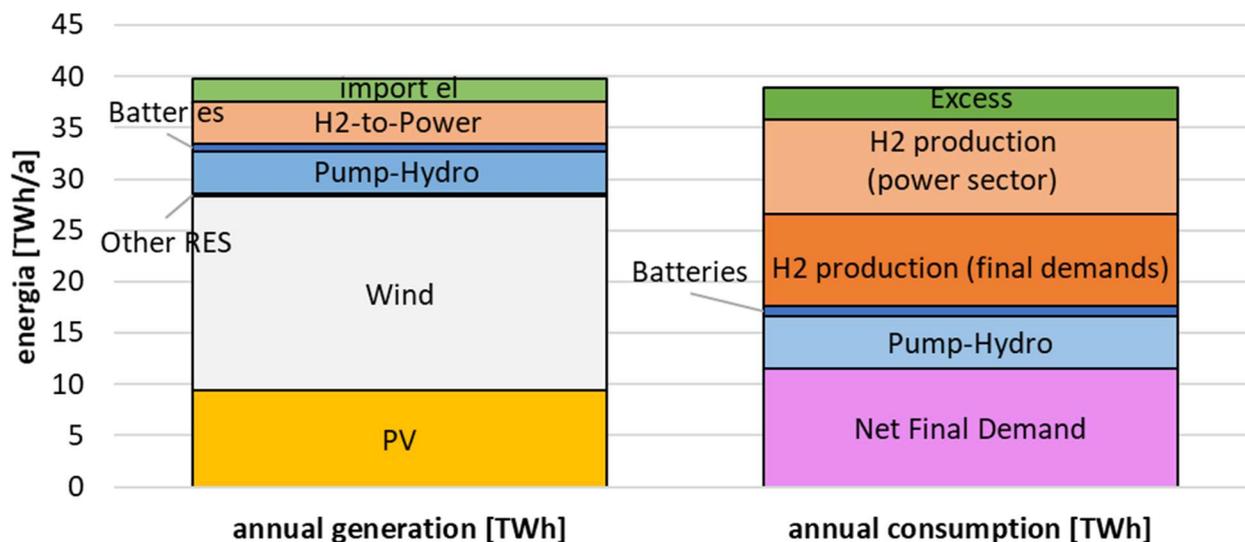


Figura 3.2 - Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte per l'anno 2050

Nella generazione, si evidenzia un contributo maggioritario coperto da eolico: con un installato di 9,9 GW che provvede a fornire 18,9 TWh di energia, ovvero circa il 47% della produzione annuale. Nonostante risulti essere caratterizzato da minori costi di investimento rispetto alla tecnologia eolica, il fotovoltaico ricopre un ruolo meno importante, per via della disponibilità più limitata e concentrata nel tempo, con un installato di circa 7 GW e una produzione di 9,4 TWh, circa il 24% della generazione annuale.

Emerge un contributo importante da parte degli impianti di pompaggio, che forniscono quasi l'11% dell'energia elettrica totale e infine della generazione ad idrogeno, con circa il 10% della generazione complessiva (4,1 TWh). Gli accumuli elettrochimici vengono sfruttati nei soli periodi in cui gli impianti di pompaggio non sono in grado di garantire il vincolo di generazione stabile imposto (0,7 TWh).

La soluzione di import elettrico dal continente viene utilizzata quando disponibile, essendo tuttavia fortemente limitata alle sole ore centrali della giornata, contribuendo con circa 2,2 TWh sul bilancio annuale.

Va notata inoltre la presenza di circa 3,1 TWh di eccessi elettrici, distribuiti su circa 1270 ore, per lo più concentrate nei periodi centrali delle giornate di primavera. Questi eccessi, presentano per 154 ore valori di potenza superiori ai 5000 MW, con circa il 33% dell'energia elettrica in eccedenza (circa 1 TWh). Per gli eccessi rimanenti è possibile pensare ad una possibilità di scambio con il continente. In Tabella 3.5 e nelle Figure 3.3 e 3.4 vengono riportate le informazioni sulle capacità installate al termine del processo di ottimizzazione, in cui sono considerati sia i costi operativi che quelli di investimento.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

Tecnologia	Capacità al 2030 [MWe]	Potenziale installabile [MWe]	Capacità aggiuntiva installata (2030-2050) [MWe]	% nuovo installato sul totale installabile
Fotovoltaico (utility scale)	1'441	50'800	1'455	2,9%
Fotovoltaico (small scale) (a)	352	4'100	3'748	100%
Eolico	2'135	46'800	7'765	17,4%
Elettrolizzatori (generazione)	0	26'667	3'426	12,8%
Elettrolizzatori (industria)	0	26'667	2'203	8,3%
Elettrolizzatori (trasporti)	0	26'667	1'707	6,4%
Celle a combustibile	0	20'000	1'758	8,8%

Tecnologia di accumulo	Capacità al 2030 [MWh]	Potenziale installabile [MWh]	Capacità aggiuntiva installata (2030-2050) [MWh]	% nuovo installato sul totale installabile
Impianti di pompaggio	1'920	15'330	13'410	100,0%
Nuovo pompaggio	10'000	20'750	10'750	100,0%
Accumulo elettrochimico (utility scale)	1'153	2'480	0	0%
Accumulo elettrochimico (small scale)	2'187	2'480	0 (a)	0 (a)
Accumulo idrogeno (generazione)	0	50'000	50'000	100,0%
Accumulo idrogeno (industria)	0	10'000	10'000	100,0%
Accumulo idrogeno (trasporti)	0	10'000	10'000	100,0%
Compressori idrogeno (generazione) (b)	0	50'000	2'044	4,1%
Compressori idrogeno (industria) (b)	0	10'000	1'226	12,3%
Compressori idrogeno (trasporti) (b)	0	10'000	932	9,3%

(a) Per completezza vengono riportati in tabella anche i valori di capacità installata per impianti fotovoltaici di piccola taglia ed i rispettivi accumuli elettrochimici; per queste tecnologie l'investimento non è stato considerato; non viene definito quindi un potenziale installabile;

(b) per i compressori dell'idrogeno nei rispettivi accumuli per uso industriale, trasporti e generazione elettrica i valori fanno riferimento alla potenza del vettore in uscita alla compressione [MW];

Tabella 3.5 - capacità esistenti e di nuova installazione per le tecnologie di generazione elettrica, di sintesi di idrogeno e per le tecnologie di accumulo per l'anno 2050

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

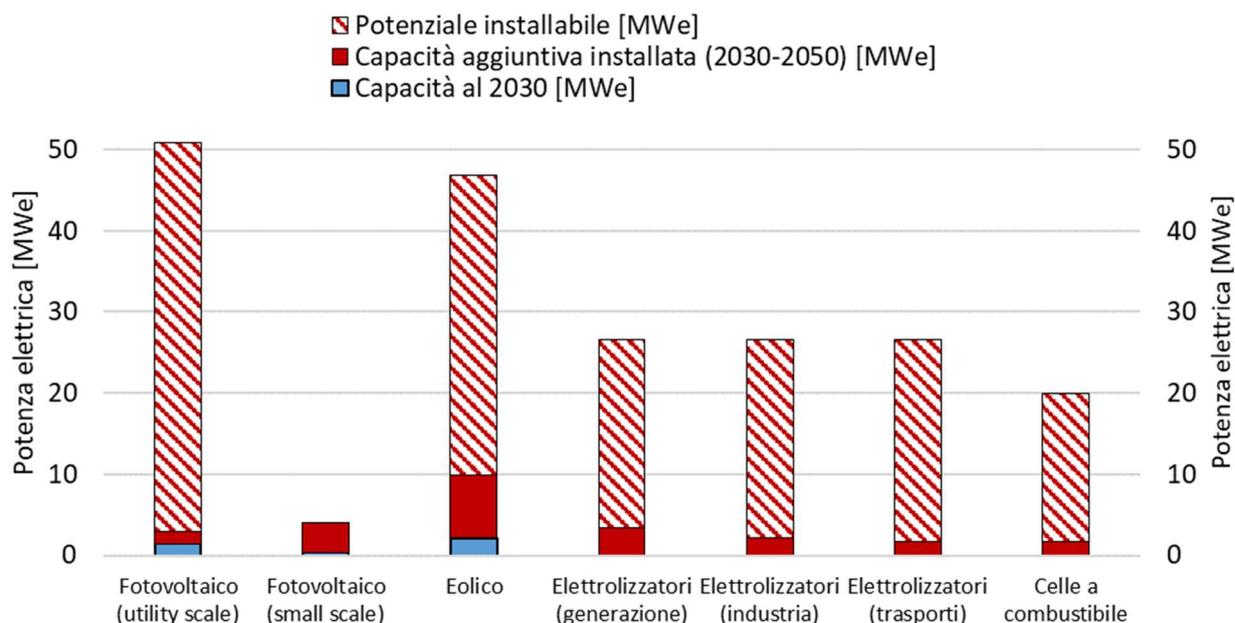


Figura 3.3 - Capacità esistenti e di nuova installazione per le tecnologie di generazione elettrica, di sintesi di idrogeno per l'anno 2050

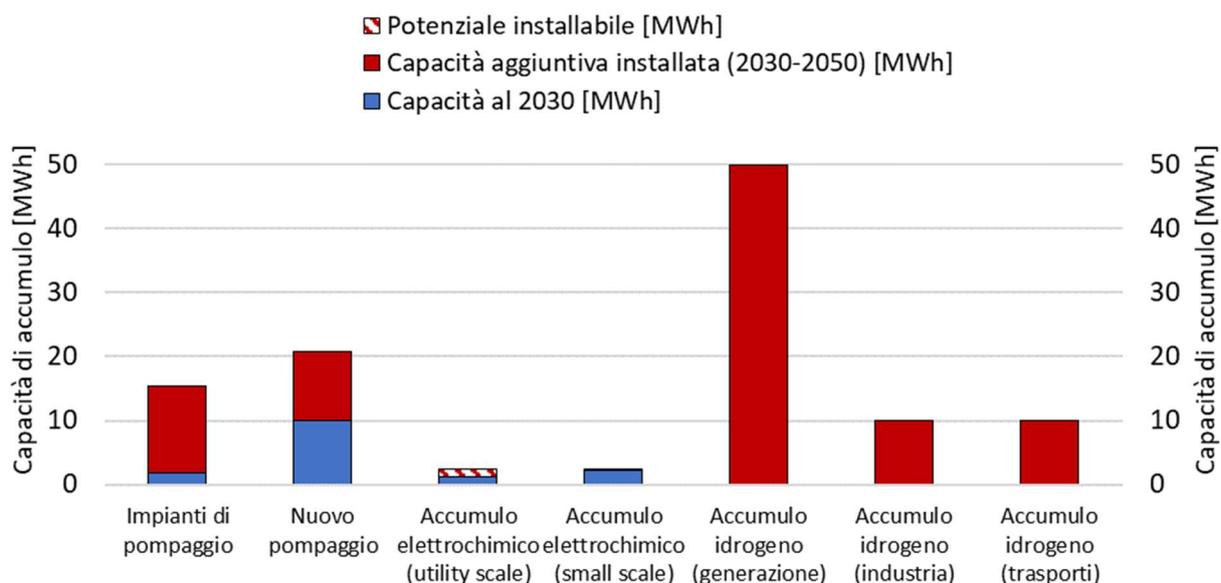


Figura 3.4 - Capacità esistenti e di nuova installazione per le tecnologie di accumulo per l'anno 2050

Nel complesso risulta una forte necessità di accumulo di elettricità che determina l'installazione di tutto il potenziale per le soluzioni di accumulo economicamente più vantaggiose, ossia gli impianti di pompaggio e l'accumulo di idrogeno destinato alla generazione. Nuove installazioni di accumuli elettrochimici di grande taglia non vengono prese in considerazione per via dei maggiori costi di investimento e di manutenzione. Anche per i sistemi di accumulo di idrogeno destinato ad industria e trasporti, si osserva l'installazione dei massimi potenziali ipotizzati, presumibilmente per massimizzare i benefici della stagionalità legata alle fonti rinnovabili.

I risultati mostrano in generale una dipendenza stretta con le assunzioni fatte sulla connessione con il continente. Nelle analisi di sensibilità si è osservato che, all'aumentare del prezzo dell'energia

importata, corrisponde un aumento della capacità installata delle FRNP (soprattutto fotovoltaico), con conseguente maggiore necessità di garantire stabilità attraverso soluzioni come impianti di pompaggio o generazione da idrogeno.

3.2. Scenario di transizione (2050)

Viene qui presentato e analizzato il sistema energetico sardo in uno scenario coerente con il PNIEC e collocabile al 2030. Il fine è valutare la stabilità del sistema energetico a fronte del phase-out della generazione a carbone, contemplando inoltre la possibilità di ripartenza della filiera di produzione dell'alluminio. Il capitolo dapprima presenta la struttura del sistema energetico analizzato, riporta sinteticamente le assunzioni ed i principali dati di input, e infine mostra i principali risultati delle simulazioni.

Sistema energetico di riferimento al 2030

Lo strumento modellistico utilizzato per l'analisi al 2030 restituisce una simulazione del sistema energetico nazionale con il dettaglio delle sei zone attuali del mercato elettrico⁵. Ogni zona di mercato presenta il proprio mix di generazione e il proprio fabbisogno energetico.

In Figura 3.5 viene riportato uno schema semplificato del sistema energetico di ciascuna zona di mercato (a sinistra) e le interconnessioni del sistema elettrico fra le diverse zone (a destra). Viene evidenziato che la filiera dell'idrogeno per la generazione elettrica è considerata nella sola zona di mercato della Sardegna.

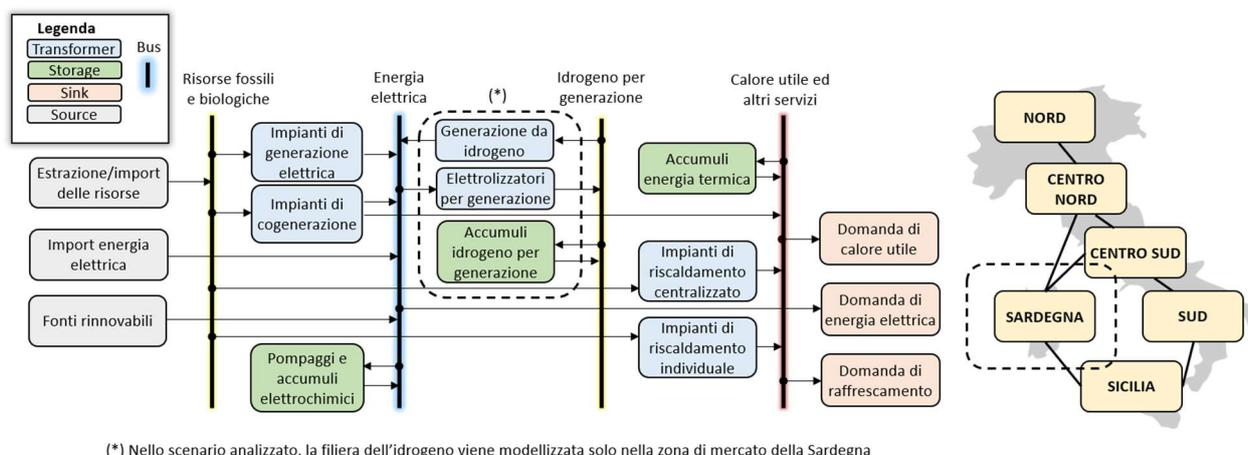


Figura 3.5 - Versione semplificata del sistema energetico di riferimento considerato dallo strumento di modellizzazione nello scenario al 2030. Il sistema energetico nazionale viene suddiviso secondo le attuali zone di mercato; per ciascuna di esse vale la struttura semplificata riportata, in cui l'import di energia elettrica è rappresentativo delle interconnessioni presenti fra le diverse zone, fatta eccezione per la filiera dell'idrogeno, considerata esclusivamente per la Sardegna.

Mediante questa configurazione può essere analizzato il comportamento del sistema energetico all'interno di ciascuna zona di mercato e negli scambi fra le zone.

⁵ La Sardegna è attualmente interconnessa in corrente continua con le zone Centro Sud e Centro Nord ed è programmata la realizzazione di un'ulteriore connessione in corrente continua verso Sicilia e Centro Sud, attraverso il Tyrrhenian Link, previsto da Terna al 2026.

Assunzioni e dati di input

Le principali differenze rispetto allo scenario di completa decarbonizzazione, presentato nel capitolo precedente, riguardano sia la struttura del sistema energetico riprodotto, sia la composizione delle domande finali e delle tecnologie di generazione dei vari vettori energetici. Lo strumento modellistico utilizzato analizza il sistema energetico nazionale definendo per ciascuna zona di mercato le rispettive domande finali e capacità installate. Vengono analizzate quattro differenti configurazioni del sistema energetico della regione, che considerano rispettivamente la sostituzione della generazione a carbone per mezzo di impianti idroelettrici di pompaggio o per mezzo di idrogeno e la presenza o meno di una domanda di energia per la produzione di alluminio. Esse si identificano nelle seguenti strutture:

- a) **Configurazione A**, senza riattivazione della produzione di alluminio e con l'installazione di nuovi impianti idroelettrici di pompaggio per una potenza di carica/scarica pari a 550 MW⁶ e una capacità di accumulo di 10 ore equivalenti.
- b) **Configurazione B**, senza riattivazione della produzione di alluminio e con l'installazione di impianti di generazione a idrogeno (attraverso la filiera elettrolisi-accumulo-conversione, per mezzo di celle a combustibile o turbine) per una capacità di 550 MW in generazione elettrica, e una capacità di accumulo di idrogeno di 24 ore equivalenti.
- c) **Configurazione C**, con riattivazione della produzione di alluminio, con il supporto sia di nuovi impianti idroelettrici di pompaggio, sia di impianti di generazione a idrogeno; i primi, con una potenza installata di 550 MW e una capacità di accumulo pari a 10 ore equivalenti; i secondi con una potenza installata di 500 MW e una capacità di accumulo pari a 4 settimane equivalenti.
- d) **Configurazione D**, con riattivazione della produzione di alluminio e con l'installazione di impianti di generazione a idrogeno (attraverso la filiera elettrolisi-accumulo-conversione, per mezzo di celle a combustibile o turbine) per una capacità di 550 MW in generazione elettrica, e una capacità di accumulo di idrogeno di lungo termine, equivalente a 18 settimane.

Il consumo elettrico annuale, escludendo veicoli elettrici, pompe di calore e condizionamento, è ottenuto per tutte le zone di mercato partendo dalla stima del dato nazionale, in linea con gli obiettivi del PNIEC, e ripartito nelle varie zone di mercato, assumendo una proporzione con i consumi storici registrati da Terna. Metodologia analoga ha interessato la ripartizione tra le zone di mercato dei valori annuali per le domande per il riscaldamento ed il raffrescamento degli edifici residenziali e del settore terziario. Entrambe sono state ricavate partendo dai dati locali di domanda stimati da Hotmaps [44].

La domanda di acqua calda sanitaria, sia per il residenziale che per il terziario, è stata distribuita nelle zone di mercato in base al numero di abitanti.

La domanda per la ricarica dei 6 milioni di veicoli elettrici previsti a livello nazionale dal PNIEC viene ripartita nelle zone di mercato in base alla distribuzione della ricchezza nella popolazione e pesata sulla distribuzione dei nuclei famigliari per regione, con l'assunzione che la flotta di veicoli elettrici ad uso privato sia maggiormente attribuibile alle fasce di popolazione più ricche e quindi con un più alto reddito familiare.

L'ipotesi di riattivazione della filiera industriale della produzione di alluminio prevede in particolare il ripristino dell'impianto di Eurallumina per la produzione di allumina e di quello di Sider Alloys per la produzione di alluminio primario. Per soddisfare la domanda di elettricità e di calore di tali produzioni si è assunta la costruzione di un impianto cogenerativo dedicato (ciclo combinato),

⁶ Il valore è stato definito dalle indicazioni fornite da Terna nella conferenza [43] per poter garantire la stabilità del sistema energetico con la dismissione degli impianti alimentati a carbone.

alimentato a idrogeno. Partendo dalle stime di RSE [4], è stata considerata una domanda di calore di 200 ktep (a cui sono da aggiungere 100 ktep ad alta temperatura, soddisfatti per mezzi di olio combustibile) per la produzione di allumina, e 2 TWh di consumi elettrici per la produzione di alluminio primario.

Le capacità installate degli impianti termoelettrici, per ciascuna zona di mercato, sono ottenute da ENTSO-E [13]. Per gli impianti di generazione a fonte biologica (biomassa legnosa, biogas e biocombustibili) si è assunto lo sviluppo previsto a livello nazionale dal PNIEC, mantenendo la proporzione dell'attuale installato fornito da GSE [45]. Anche la capacità aggiuntiva di impianti fotovoltaici ed eolici identificata dal PNIEC segue la distribuzione territoriale attuale fornita da GSE [45], ottenendo per la Sardegna 1793 MW per il fotovoltaico e 2135 MW per l'eolico.

È inoltre inserito fra le opzioni di generazione anche l'impianto cogenerativo di Sarlux, per il quale sono stati definiti dei vincoli operativi (limiti di carico, tempi di rampa) partendo da una serie storica di funzionamento dell'impianto.

La capacità di pompaggio idroelettrico comprende l'impianto esistente (240 MW, per i quali è assunto un accumulo di 8 ore equivalenti) e, a seconda della configurazione analizzata (A, B, C o D), impianti aggiuntivi con una potenza di 550 MW ed una capacità di 10 ore.

Per la generazione elettrica da idrogeno (attraverso la filiera elettrolisi-accumulo-conversione in energia elettrica per mezzo di celle a combustibile o turbine a idrogeno), la capacità è variabile nelle configurazioni presentate, a seconda che la filiera sia destinata alla sola stabilità della rete o anche alla fornitura di energia elettrica per il settore industriale dell'alluminio. Analogo discorso vale per gli impianti di stoccaggio dell'idrogeno, mentre la capacità installata degli elettrolizzatori è stata dimensionata tenendo conto delle spese energetiche necessarie (lungo tutta la filiera) per poter arrivare alla potenza elettrica finale richiesta.

Risultati

Vengono qui presentati i principali risultati delle simulazioni per lo scenario al 2030. I grafici che seguono mostrano la generazione e l'utilizzo di energia, nonché lo scambio energetico con altre zone di mercato da parte della regione Sardegna nelle differenti configurazioni presentate in precedenza.

In Figura 3.6 si descrive il bilancio annuale dove vengono considerate le sole domande convenzionali, senza quindi valutare i consumi nel settore industriale della produzione di alluminio. Per la generazione elettrica in sostituzione agli impianti dismessi a carbone viene considerata la sola opzione di nuovi impianti di pompaggio.

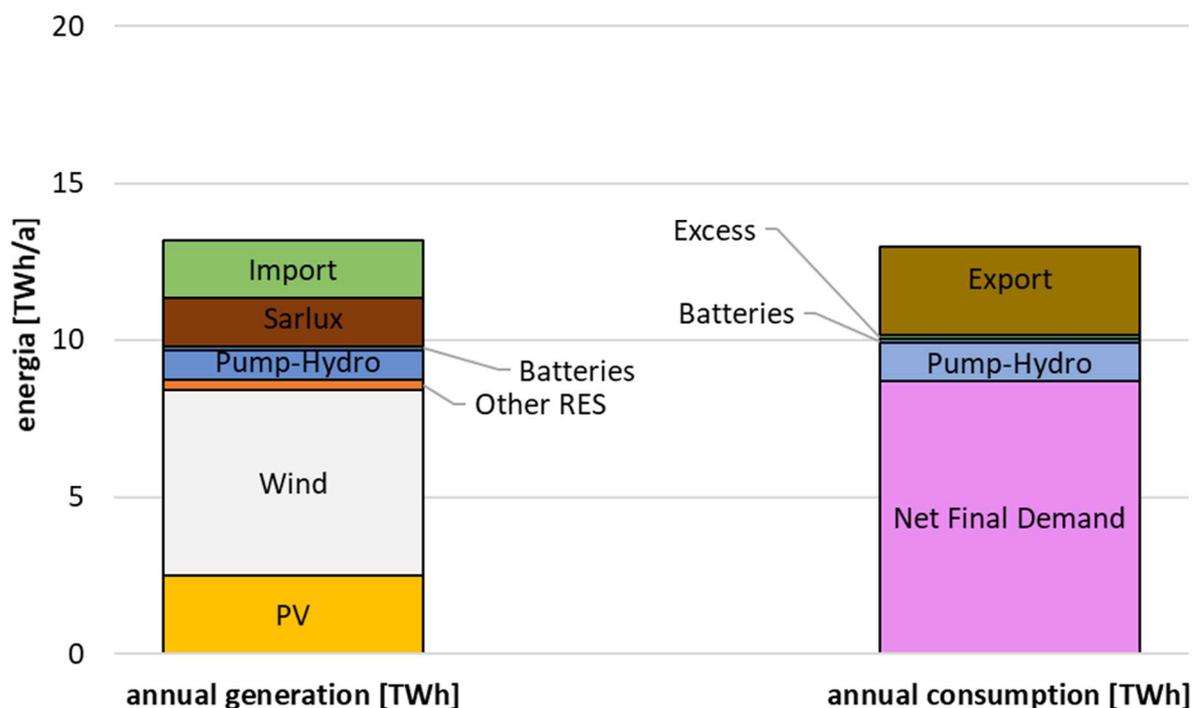


Figura 3.6 - Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete da nuovi impianti di accumulo idroelettrico di pompaggio, senza consumi elettrici nel settore della produzione di alluminio (configurazione A)

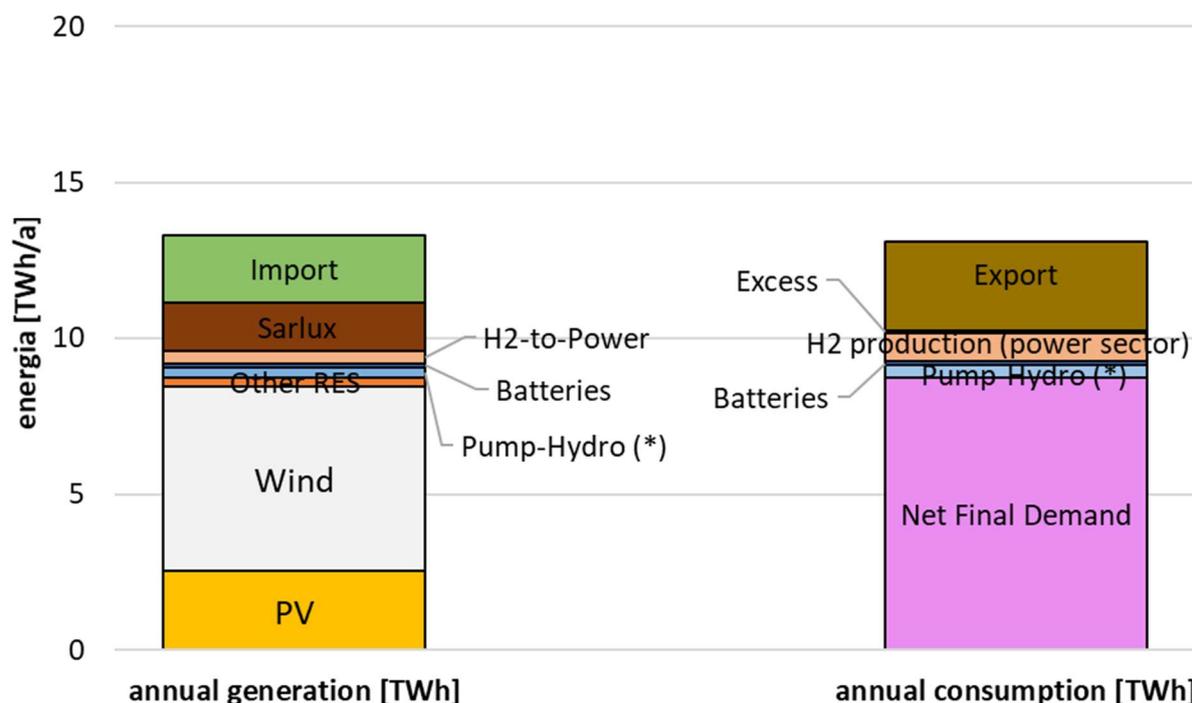


Figura 3.7 - Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete dalla filiera dell'idrogeno, senza consumi elettrici nel settore della produzione di alluminio (configurazione B); (*) il contributo relativo all'accumulo di pompaggio fa riferimento a solo impianto esistente

In tutti gli scenari il contributo di eolico e fotovoltaico si mantiene costante (essendo definito come dato in input), generando rispettivamente 5,9 e 2,6 TWh di energia elettrica annui. Parimenti non varia la quota di domanda elettrica convenzionale (8,7 TWh). Di interesse risulta invece l'analisi del comportamento della parte di generazione elettrica adibita alla stabilità della rete e delle interazioni che avvengono fra il sistema energetico sardo con il continente.

Nella configurazione B il contributo dell'idroelettrico da pompaggio è limitato al solo impianto esistente (0,3 TWh), mentre la filiera dell'idrogeno dedicato alla generazione elettrica riesce a garantire al sistema quasi 0,4 TWh, a fronte invece dei circa 0,7 TWh elettrici provenienti dai soli nuovi impianti di pompaggio. La differenza viene colmata ricorrendo ad un maggiore import elettrico attraverso le interconnessioni con il continente, raggiungendo i 2,2 TWh nel secondo caso (circa il 16,4% dell'elettricità complessivamente fornita).

Dall'analisi delle curve di durata dei vari impianti, emerge, nella configurazione dove è prevista la filiera dell'idrogeno, un utilizzo particolarmente limitato nel tempo di elettrolizzatori e impianti di generazione a idrogeno. Entrambe le tecnologie, infatti, vengono utilizzate alla potenza nominale per circa 600 ore e sono inattive nel resto dell'anno (la generazione elettrica da idrogeno raggiunge circa 700 ore equivalenti di utilizzazione). Considerazioni simili caratterizzano i nuovi impianti di pompaggio previsti in sostituzione delle centrali a carbone (configurazione A), con un utilizzo della tecnologia alla potenza nominale per un periodo di tempo di quasi 500 ore, salvo poi seguire un utilizzo a potenze decrescenti più graduale (circa 1200 ore equivalenti). In entrambe le configurazioni sembra confermata quindi la funzione limitata al solo supporto della rete.

Infine, il contributo di energia elettrica esportata verso la penisola si mantiene invece pressoché inalterata, pari a circa 2,8 TWh in entrambe le configurazioni.

Andando invece ad analizzare l'impatto di una riattivazione della filiera industriale dell'alluminio, la fotografia del sistema energetico subisce una importante variazione. L'impianto cogenerativo dedicato, alimentato a idrogeno, richiede un consistente quantitativo di tale vettore energetico (che si traduce in 8,3 TWh elettrici aggiuntivi necessari per la sua sintesi). Ciò si ripercuote sugli equilibri degli interscambi energetici fra la regione Sardegna ed il resto del continente, con un incremento delle importazioni di energia elettrica (circa 8,6 TWh in entrambe le configurazioni C e D, pari al 44% dell'energia fornita al sistema).

Nelle Figure 3.8 e 3.9 vengono infine riportati i bilanci annuali di generazione e consumi elettrici considerando il contributo dell'industria dell'alluminio.

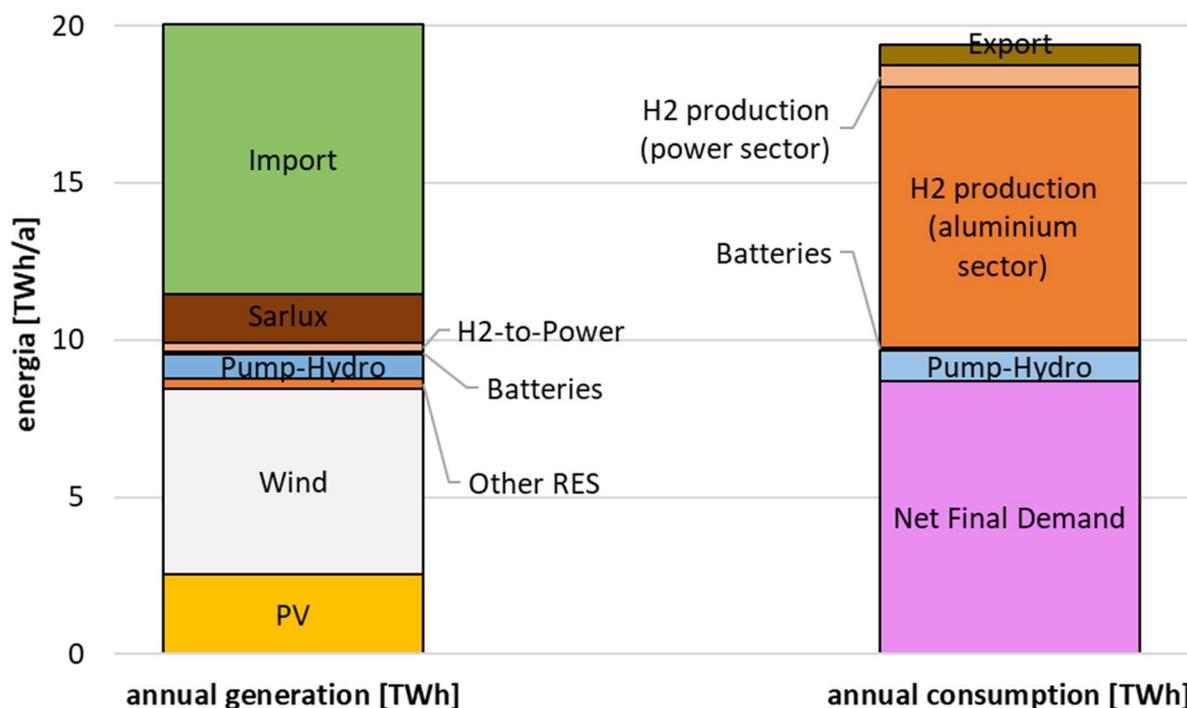


Figura 3.8 - Valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete sia dalla filiera dell'idrogeno che da nuovi impianti di pompaggio, prevedendo i consumi energetici nel settore della produzione di alluminio (configurazione C)

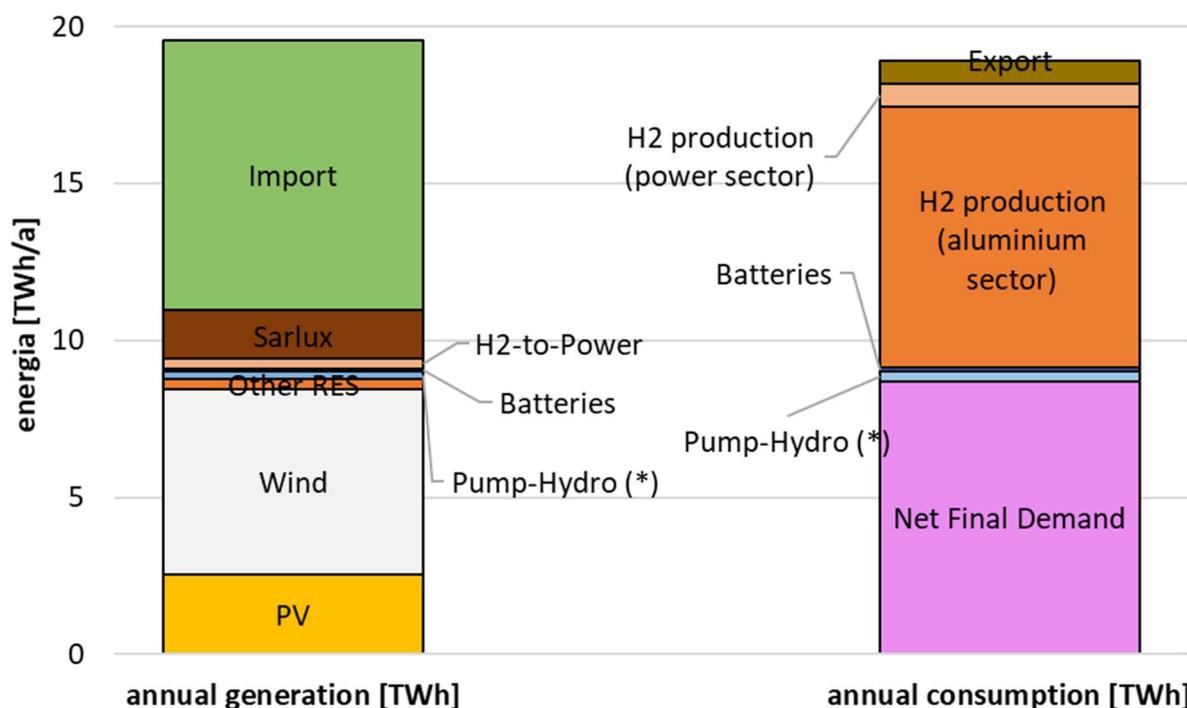


Figura 3.9 – valori annuali di energia elettrica generata e consumata per fonte nel caso di stabilità fornita alla rete dalla sola filiera dell'idrogeno, prevedendo i consumi energetici nel settore della produzione di alluminio (configurazione D); (*) il contributo relativo all'accumulo di pompaggio fa riferimento al solo impianto esistente

Anche in queste due ultime configurazioni si osserva il medesimo comportamento di stabilità alla rete fornito dai nuovi impianti di pompaggio o di generazione a idrogeno, con un ricorso limitato a circa 600 ore di funzionamento alla potenza nominale per i primi e di quasi 400 ore i secondi. In questo secondo caso si raggiungono però valori più bassi di utilizzazione, circa 600 ore equivalenti, a causa della presenza di maggiori consumi legati all'industria dell'alluminio.

Situazione differente riguarda invece la filiera dell'idrogeno dedicata all'industria dell'alluminio. Gli impianti di produzione di allumina e alluminio primario prevedono un profilo di funzionamento pressoché costante. Nelle simulazioni effettuate gli elettrolizzatori dedicati sono stati dimensionati ad una capacità di poco superiore a quella necessaria per poter fornire l'idrogeno richiesto. Questo comporta un utilizzo pressoché ai massimi livelli degli elettrolizzatori e un limitato ricorso all'accumulo. Capacità installate maggiori degli elettrolizzatori ridurrebbero possibili criticità alla sicurezza del funzionamento continuo dell'industria dell'alluminio. Potrebbero inoltre beneficiare maggiormente degli eccessi elettrici durante i picchi di generazione da parte delle FRNP, con una maggiore incidenza di energia rinnovabile nel mix elettrico utilizzato.

Infine, la presenza di consumi energetici aggiuntivi attribuibili all'industria della produzione di alluminio modificano anche le esportazioni di energia elettrica che dall'isola vengono destinate alle altre zone di mercato, con una sensibile riduzione di più di 2 TWh rispetto alle precedenti configurazioni.

4. Confronto dello scenario proposto con il dibattito sugli scenari correnti

L'interesse per il metano e la possibilità di sviluppo di un'infrastruttura di rete, discusse e promosse in diverse forme negli ultimi decenni, sono state introdotte ufficialmente come linee di azione prioritaria nel Piano Energetico Ambientale della Sardegna (PEARS) per gli anni 2015-2030. Tali azioni hanno trovato ulteriore conferma con il progetto "*Metanizzazione della Sardegna*", proposto nei piani di sviluppo 2017-2018 di Snam Rete Gas S.p.A. e Società Gasdotti Italia S.p.A.

L'interesse per una rete gas, inizialmente indirizzato alla fornitura domestica, produttiva, e per autotrazione, oggi si è inserito anche nel dibattito riguardante la necessità di mantenere l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico sardo in seguito al *phase-out* del carbone al 2025, previsto dalla SEN del 2017. Snam ritiene infatti che ai fini della sicurezza delle forniture elettriche, oltre alla realizzazione di un'ulteriore interconnessione elettrica (Tyrrhenian Link), risulti necessaria una nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per un totale di 400 MW di potenza, nonché l'installazione di compensatori per almeno 250 MVAR [46].

Come viene sottolineato nelle Linee di indirizzo strategico per l'aggiornamento del PEARS [46], il gas naturale viene considerato il vettore energetico fossile di transizione verso il 2050, finalizzato a ridurre l'utilizzo di fonti più inquinanti come petrolio e carbone per favorire la penetrazione di fonti energetiche rinnovabili.

In tale contesto, il progetto "*Metanizzazione della Sardegna*" ha acquistato sempre più importanza, tanto che l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) con la delibera 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019 (*Valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2017 e 2018 e revisione del termine per la presentazione dei piani relativi al 2019*) ha: (i) richiesto ai proponenti una nuova analisi costi benefici elaborata secondo scenari coordinati tra settore elettrico e gas, che tengano conto delle prospettive di sviluppo energetico complessivo dell'isola, accompagnata da un documento che descriva gli scenari energetici di riferimento; (ii) stabilito l'avvio di uno studio indipendente in collaborazione con RSE S.p.A., finalizzato alla valutazione delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico sardo, che tenga in considerazione i diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) e le loro eventuali interdipendenze [46].

L'obiettivo principale dello studio di RSE è stato quello di analizzare gli effetti di una serie di soluzioni infrastrutturali sul sistema energetico regionale nel periodo 2020-2040, tenendo in considerazione lo scenario di sviluppo della domanda energetica e gli obiettivi di decarbonizzazione, di incremento delle fonti rinnovabili e di aumento dell'efficienza energetica fissati nel PNIEC. Lo studio, pubblicato da ARERA il 10 agosto 2020, ha confrontato cinque diverse configurazioni possibili, caratterizzate da un differente mix di infrastrutture gas ed elettriche, attraverso una valutazione dei costi attesi basata sui criteri di un'analisi costi-benefici (costi di investimento, costi operativi ed esternalità monetizzabili). Quattro configurazioni, definite "fisiche", prevedono l'approvvigionamento del gas tramite uno o più depositi costieri di GNL riforniti da bettoline, eventualmente sostituite in una fase successiva dal gasdotto "Sealine" di interconnessione con il continente. Per quanto riguarda l'approvvigionamento di GNL, esso avviene a prezzi di mercato non allineati al prezzo del gas al Punto di Scambio Virtuale (PSV). Secondo la normativa vigente durante l'elaborazione dello studio, l'allineamento poteva essere ottenuto solo in presenza del gasdotto "Sealine" (configurazione denominata CONTINENTE)⁷. Proprio per tenere conto delle indicazioni contenute nel PNIEC circa la necessità di fornire gas naturale ad un prezzo allineato a quello del continente (PSV), nello studio

⁷ Con l'art. 60 comma 6 della Legge n. 120/2020 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante «Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitali»), la previsione di correlare il prezzo del gas al PSV trova parziale attuazione anche nelle configurazioni che prevedono l'approvvigionamento via mare.

viene introdotta un'ulteriore configurazione, detta "virtuale", basata sulle seguenti ipotesi: (i) possibilità di un collegamento tra i depositi costieri autorizzati o in fase di costruzione e i terminali di rigassificazione presenti nel continente (realizzazione dell'interconnessione tramite "Virtual Pipeline"); (ii) adozione di un sistema regolatorio che permetta di allineare il prezzo della materia prima con quello al PSV. Questa configurazione viene denominata ISOLA.

Le soluzioni considerate nello studio si distinguono infine per un diverso livello di sviluppo delle reti di distribuzione del gas (basso/moderato/elevato/estremo) e per un diverso livello di elettrificazione (in linea con gli obiettivi del PNIEC/100% del fabbisogno contendibile nel settore civile e maggiore elettrificazione nel settore trasporti).

In Tabella 4.1 sono riassunte le caratteristiche delle cinque configurazioni proposte da RSE.

Configurazione	Approvvigionamento gas	Metanizzazione	Sviluppo rete distribuzione gas	Dorsale gas	Elettrificazione
BASE	GNL a mercato (allineato al prezzo internazionale del GNL)	Bassa; un solo deposito costiero	Basso; utilizzo delle reti già completate	no	Sviluppo PNIEC
DEPOSITI	GNL a mercato (allineato al prezzo internazionale del GNL)	Media; due depositi costieri di cui uno con rigassificatore	Elevato; sviluppo delle reti con lavori già avviati o già autorizzati	no	Sviluppo PNIEC
ELETTRICO	GNL a mercato (allineato al prezzo internazionale del GNL)	Bassa; un solo deposito costiero	Basso; utilizzo delle reti già completate	no	Maggior sviluppo
CONTINENTE	Presso allineato al PSV	Media; due depositi costieri di cui uno con rigassificatore	Estremo; sviluppo reti oltre il piano di investimenti di Italgas	si	Sviluppo PNIEC
ISOLA	Presso allineato al PSV	Alta; quattro depositi costieri di cui tre con rigassificatore	Estremo; sviluppo reti oltre il piano di investimenti di Italgas	si	Sviluppo PNIEC

Tabella 4.1 – Sintesi delle cinque configurazioni infrastrutturali esaminate nello studio di RSE (Fonte: nostra elaborazione su studio RSE [4]).

Dalle analisi svolte, secondo RSE nel **medio termine** lo sviluppo del metano garantirebbe vantaggi per il sistema energetico sardo sia dal punto di vista economico che ambientale, poiché andrebbe a sostituire progressivamente combustibili meno sostenibili e più costosi quali l'olio combustibile, il gasolio e il GPL. Tra tutte le soluzioni proposte, quelle che risultano economicamente più convenienti risultano essere le configurazioni ISOLA e CONTINENTE. La prima porterebbe a maggiori risparmi rispetto alla configurazione BASE (3 miliardi di minori costi cumulati nel periodo 2020-2040). I maggiori costi per gli investimenti infrastrutturali verrebbero compensati dai minori costi per l'acquisto dei vettori energetici e minori costi legati alle esternalità ambientali. In ogni caso uno sviluppo "moderato" delle reti di distribuzione del gas sembrerebbe comunque preferibile ad uno sviluppo "estremo" sia per i costi di sistema che per le esternalità ambientali.

La configurazione ISOLA risulta essere più conveniente anche per la sua maggior flessibilità in relazione a scenari di sviluppo caratterizzati da una penetrazione reale del metano nell'isola inferiore rispetto a quelli considerati nello studio. RSE ipotizza infatti la ripartenza della filiera dell'alluminio, stimando il consumo annuale di gas per lo stabilimento di Eurallumina pari a circa 360 milioni di m³, a cui va aggiunto un consumo di energia elettrica pari a 2 TWh per l'impianto Sider Alloys. Come si può notare dal paragrafo 2.1.2.1 la ripartenza della filiera dipende molto, oltre che dall'andamento del mercato dell'alluminio, anche dalle scelte politiche del governo in carica e dalle scelte industriali ed occupazionali delle società coinvolte, ed è per questo un fattore di forte incertezza per gli scenari di sviluppo della domanda energetica.

Rispetto alla soluzione ISOLA, la configurazione CONTINENTE garantirebbe una maggior sicurezza degli approvvigionamenti di gas, ma comporterebbe investimenti la cui sostenibilità, secondo RSE, è da verificare soprattutto in relazione agli obiettivi di decarbonizzazione di lungo termine.

Lo stesso studio evidenzia che, considerando le policy europee e nazionali di **lungo termine** la configurazione ELETTRICO risulta essere quella più coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, di azzeramento delle emissioni di gas serra al 2050 e di sviluppo di nuovi vettori energetici quali l'idrogeno verde per gli usi non elettrificabili e per la gestione dell'*overgeneration* da fonti rinnovabili.

In linea con gli obiettivi di lungo termine, lo scenario proposto in questo lavoro si distingue da quelli correnti per l'assenza di una rete gas, a metano o a idrogeno, e la volontà di anticipare il percorso di completa decarbonizzazione dell'isola. Contrariamente alle soluzioni tecnologiche sopra descritte, in questo studio viene simulato un sistema energetico che al 2050 presenta soli due vettori energetici principali: (i) energia elettrica (per usi convenzionali, riscaldamento, cottura, mobilità privata e calore industriale a bassa temperatura); (ii) idrogeno verde (per generazione elettrica, calore industriale ad alta temperatura e per trasporti).

L'unico scenario proposto da RSE che si avvicina a quello di completa decarbonizzazione (2050), descritto in questo studio, è quello ELETTRICO che prevede una totale elettrificazione del settore civile (residenziale + terziario) e livelli di elettrificazione per il settore trasporti (10% del fabbisogno contendibile al 2040) e per il settore industria (37%-47% del fabbisogno contendibile al 2040) declinati per la regione Sardegna sulla base dei valori forniti dallo scenario nazionale PNIEC. In tutte le altre configurazioni di RSE si hanno livelli di elettrificazione più bassi, in quanto si ipotizza un crescente utilizzo di gas metano, invece che energia elettrica, in sostituzione dei combustibili meno sostenibili come gasolio, GPL, olio combustibile BTZ (livelli di metanizzazione crescenti dal 2025 al 2040). In queste configurazioni, si nota un incremento della domanda gas che va oltre la mera sostituzione dei combustibili fossili meno sostenibili e che arriva ad ipotizzare un consumo di gas al 2040 pari a circa 1600 Mm³ per la configurazione ISOLA (individuata come quella più conveniente). Inoltre, la scelta di sostituire l'utilizzo di fonti fossili non in linea con gli obiettivi di sostenibilità ambientale con un altro combustibile fossile, il gas naturale, sembra non compatibile con gli obiettivi di lungo termine che prevedono una diminuzione del consumo di gas e investimenti in fonti a zero emissioni di carbonio. Come descritto nello stesso studio di RSE, per raggiungere la neutralità climatica al 2050, il sistema energetico dovrà ricorrere a tre leve fondamentali: (i) cambio radicale del mix energetico a favore di fonti *carbon free*; (ii) efficienza energetica accompagnata a cambiamenti comportamentali che influenzino la mobilità privata e i consumi del settore civile (lo scenario qui proposto prevede una riduzione dei km-passeggeri attuali del 20% dovuta a smart working, car pooling e shift modale); (iii) una significativa elettrificazione degli usi finali. Nel lungo termine, il mix energetico sarà governato da fonti rinnovabili e il gas naturale dovrà assumere un ruolo solamente marginale/eventuale rimanendo confinato nei processi industriali difficilmente elettrificabili.

In tale contesto, lo scenario qui proposto è maggiormente in linea con le politiche di lungo termine. Con l'aumento delle fonti rinnovabili non programmabili, per garantire la flessibilità del sistema, oltre allo sviluppo di nuovi pompaggi e sistemi di accumulo elettrochimico si farà ricorso anche a tecnologie Power To X (P2X) per utilizzare parte della generazione elettrica in eccesso (*overgeneration*) per la produzione di altri vettori energetici come l'idrogeno da sfruttare per gli usi non elettrificabili.

Il presente studio non considera nemmeno nel medio termine il gas naturale come un'alternativa tecnologica "ponte", in quanto meno climalterante di altre fonti fossili, nel percorso di decarbonizzazione al 2050. Per mantenere la sicurezza del sistema elettrico sardo a fronte del *phase-out* del carbone, lo studio ipotizza due scenari di transizione al 2025-2030, che non prevedono investimenti nel metano: (i) sviluppo di impianti di pompaggio per una capacità complessiva di 400 MW (soluzione più tradizionale proposta anche da Terna); (ii) sviluppo di generazione a idrogeno verde associata ad impianti di accumulo del vettore stesso. In questo scenario di transizione l'idrogeno viene utilizzato solamente per il bilanciamento elettrico e il livello di elettrificazione è considerato a metà strada rispetto al 2050. Le simulazioni suggeriscono che la dismissione degli impianti a carbone sardi non deve essere necessariamente accompagnata dalla realizzazione di nuovi impianti termoelettrici a metano, ma può essere sostituita da nuovi impianti di pompaggio o nuovi impianti *Power-To-Hydrogen*.

4.1. Elementi critici degli scenari proposti

Lo studio di RSE utilizza come periodo di riferimento per le analisi un arco temporale di 20 anni, dal 2020 al 2040. Nonostante tale orizzonte di analisi risulti essere in linea con quello del PNIEC, rappresenta solamente uno step evolutivo intermedio del sistema energetico sardo e non permette di tenere in considerazione gli obiettivi di neutralità climatica di lungo termine al 2050. Inoltre, non garantisce di valutare completamente l'impatto delle infrastrutture energetiche analizzate lungo il loro intero ciclo di vita, essendo quest'ultimo tipicamente superiore ai 20 anni. In aggiunta, risulta difficile catturare adeguatamente i processi di innovazione tecnologica che porteranno a notevoli riduzioni nei costi, e che sono particolarmente rilevanti per quelle tecnologie green sui quali, secondo la Commissione europea, è fondamentale riorientare gli investimenti, quali gli impianti di generazione rinnovabile, gli accumuli elettrochimici, le tecnologie P2X e le tecnologie di uso finale. Gli scenari correnti presentano criticità nei confronti degli obiettivi intermedi di decarbonizzazione e risultano incompatibili con gli scenari di lungo periodo al 2050. Confrontando le stime di RSE sui consumi energetici finali nelle configurazioni ISOLA/CONTINENTE e ELETTRICO con l'evoluzione dei consumi presentate nella SILT appaiono evidenti le criticità della scelta di uno sviluppo di un'infrastruttura gas non flessibile rispetto agli indirizzi forniti dalle policy climatiche di lungo periodo e alla necessità di incrementare misure significative per il controllo delle emissioni (Figura 4.2)⁸.

Per il settore civile (residenziale + terziario) il percorso delineato dalla SILT punta su: (i) efficienza energetica; (ii) forte elettrificazione dei consumi; (iii) switch verso combustibili alternativi (idrogeno, fuel sintetici, bioenergie). Il riscaldamento, storicamente dominato dal gas naturale e dai prodotti petroliferi, sarà il comparto maggiormente interessato da questa trasformazione. Vi sarà un forte utilizzo di pompe di calore elettriche (già presenti nel 30% delle abitazioni sarde per la

⁸ La SILT confronta due scenari al 2050: (i) uno scenario di riferimento ottenuto estendendo al 2050 le tendenze energetico-ambientali innescate nel PNIEC; uno scenario di decarbonizzazione, elaborato per chiudere il gap emissivo emerso dallo scenario di riferimento (permangono 200 Mton CO₂). Dal confronto tra i due scenari appare evidente che il mero "trascinamento" delle tendenze attuali (PNIEC) risulta insufficiente a centrare l'obiettivo di neutralità climatica al 2050 [16].

climatizzazione estiva) e la sostituzione del gas naturale con il vettore elettrico nei sistemi di cottura [16]. In questo settore l'unica opzione in linea con lo scenario di decarbonizzazione al 2050 è la configurazione ELETTRICO (Figure 4.3, 4.4, 4.5).

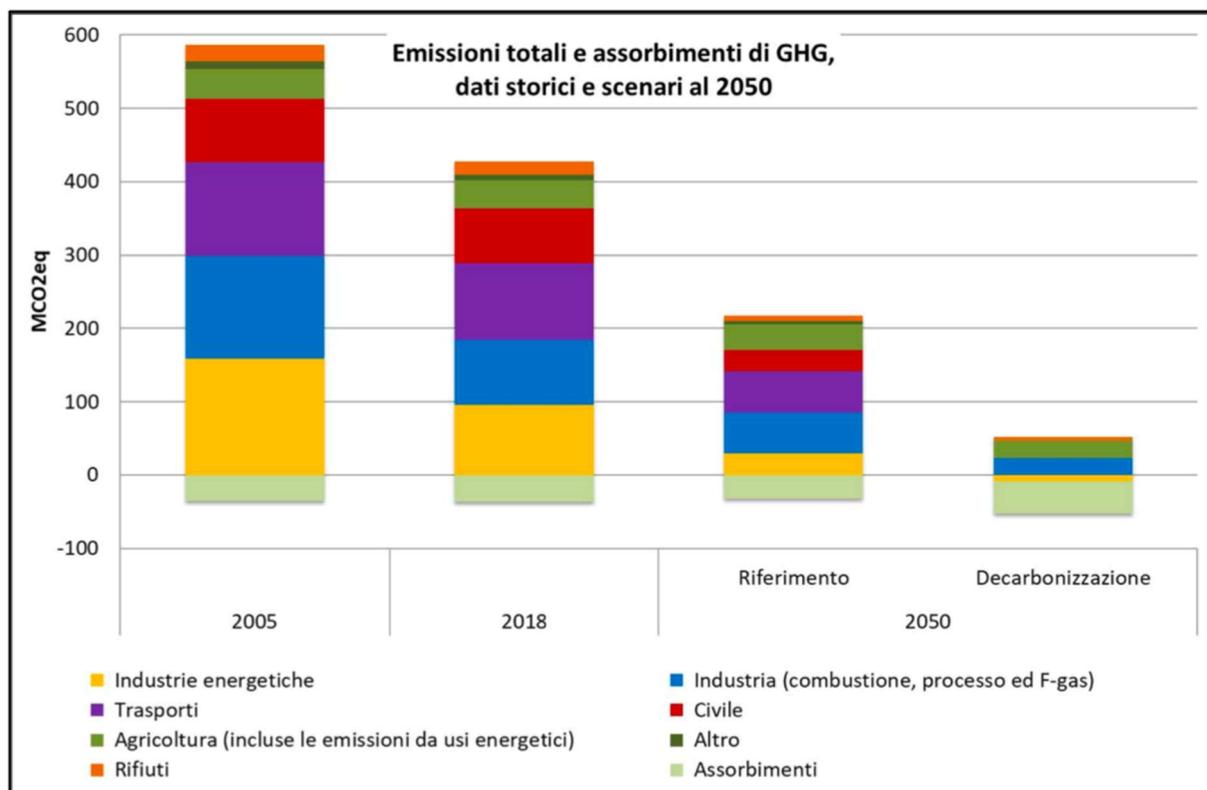


Figura 4.2 - Emissioni totali e assorbimenti di gas serra nei dati storici, nello Scenario di riferimento al 2050 e nello Scenario di decarbonizzazione al 2050 (Fonte: SILT [16])

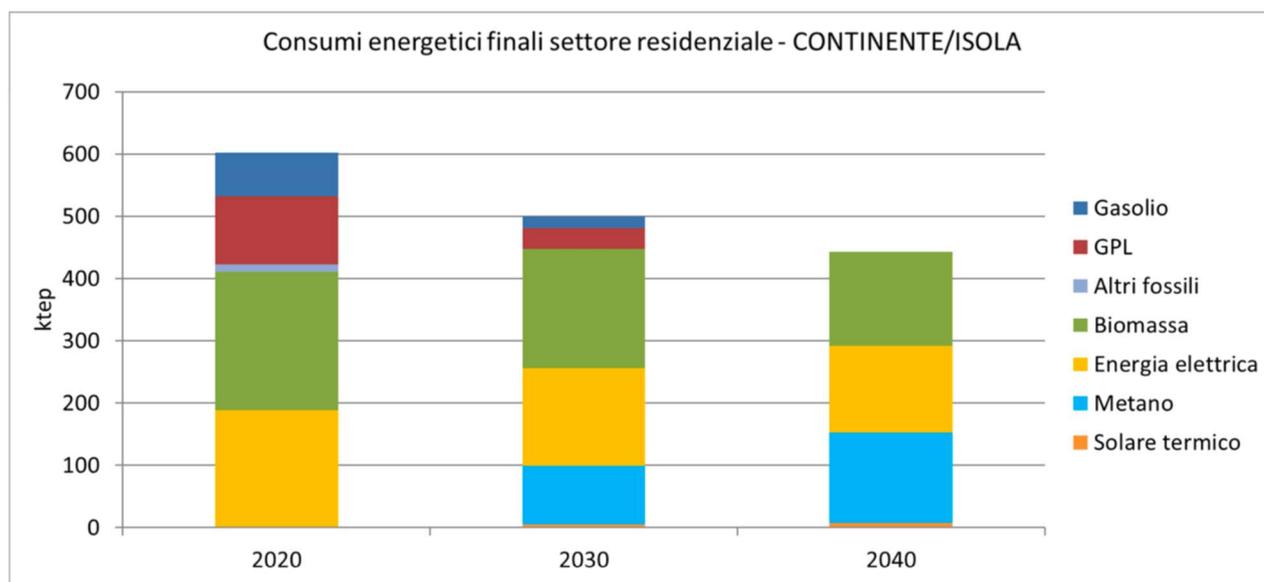


Figura 4.3 – Consumi energetici finali per il settore residenziale nella configurazione ISOLA/CONTINENTE (Fonte: RSE [4])

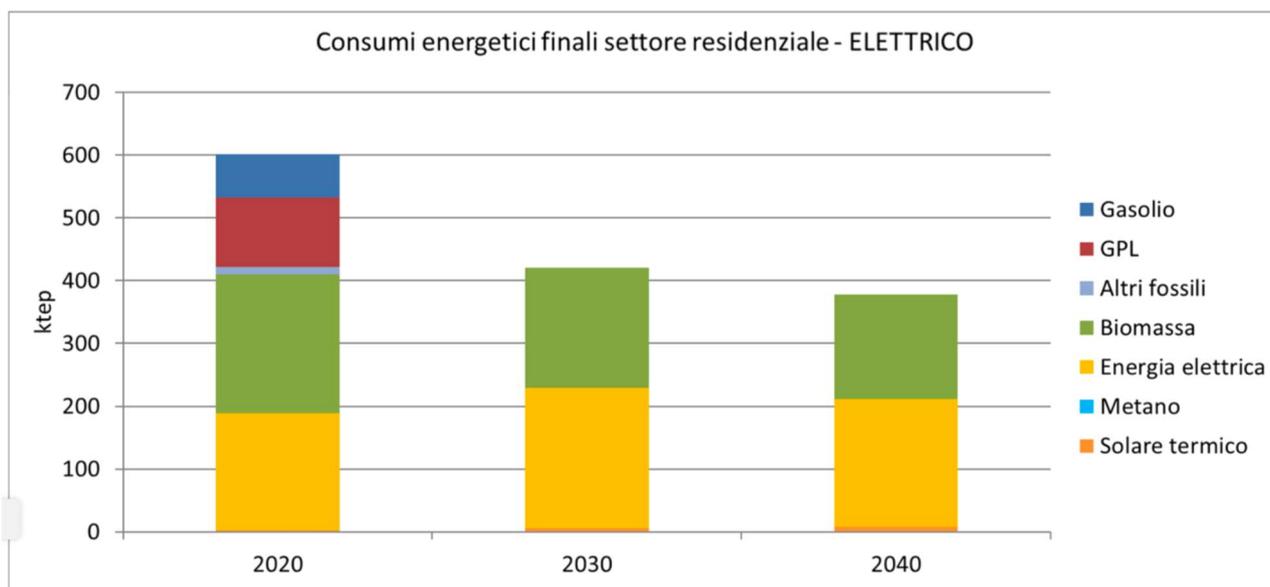


Figura 4.4 – Consumi energetici finali per il settore residenziale nella configurazione ELETTRICO (Fonte: RSE [4])

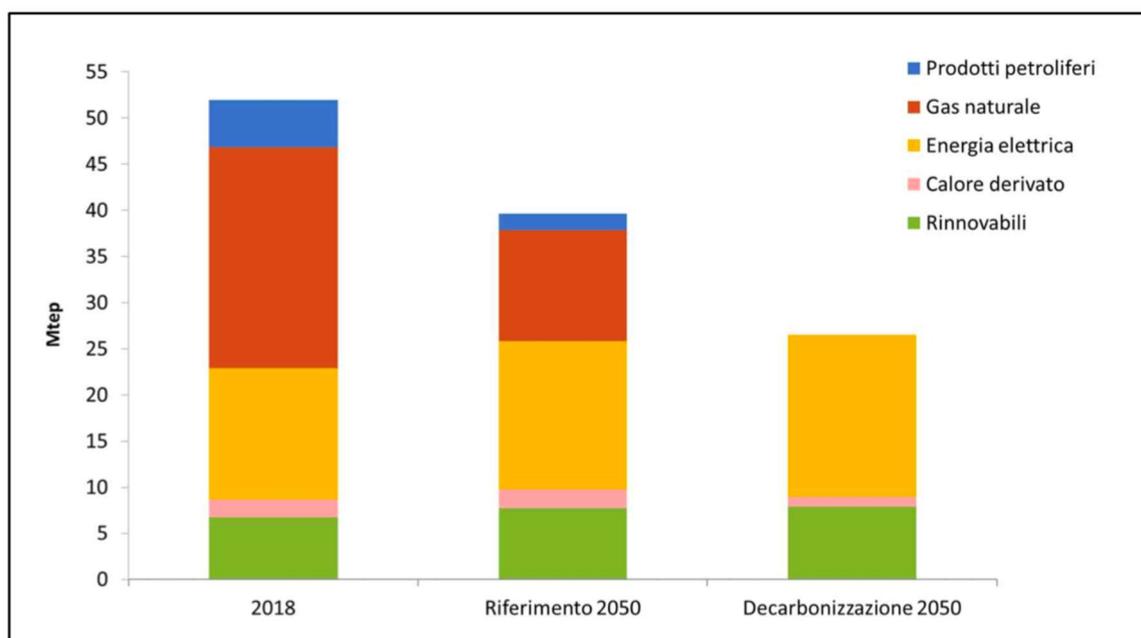


Figura 4.5 – Evoluzione dei consumi finali per fonte per il settore civile (Fonte: SILT [16])

Per quanto riguarda gli altri due settori, trasporti ed industria, gli scenari correnti si allontanano maggiormente dalle linee indicate nella SILT.

Nel primo caso (trasporti), nonostante ci sia una progressiva riduzione dell'uso dei combustibili fossili, al 2040 rimane forte il consumo di gasolio, benzina e metano in tutte le configurazioni (Figure 4.6 e 4.7). Come anticipato queste opzioni non si allineano con lo scenario di completa decarbonizzazione al 2050, che prevede per i trasporti leggeri un completo *phase-out* dei carburanti tradizionali a favore di elettricità ed idrogeno (Figura 4.8) e per i trasporti pesanti un potenziamento del trasporto ferroviario e un progressivo utilizzo dell'idrogeno e dei biocombustibili. Nello scenario di riferimento individuato dalla SILT, il settore trasporti risulta essere il primo in termini di emissioni (30% circa del totale) e per questo viene indicato come uno dei settori dove concentrare maggiormente gli sforzi.

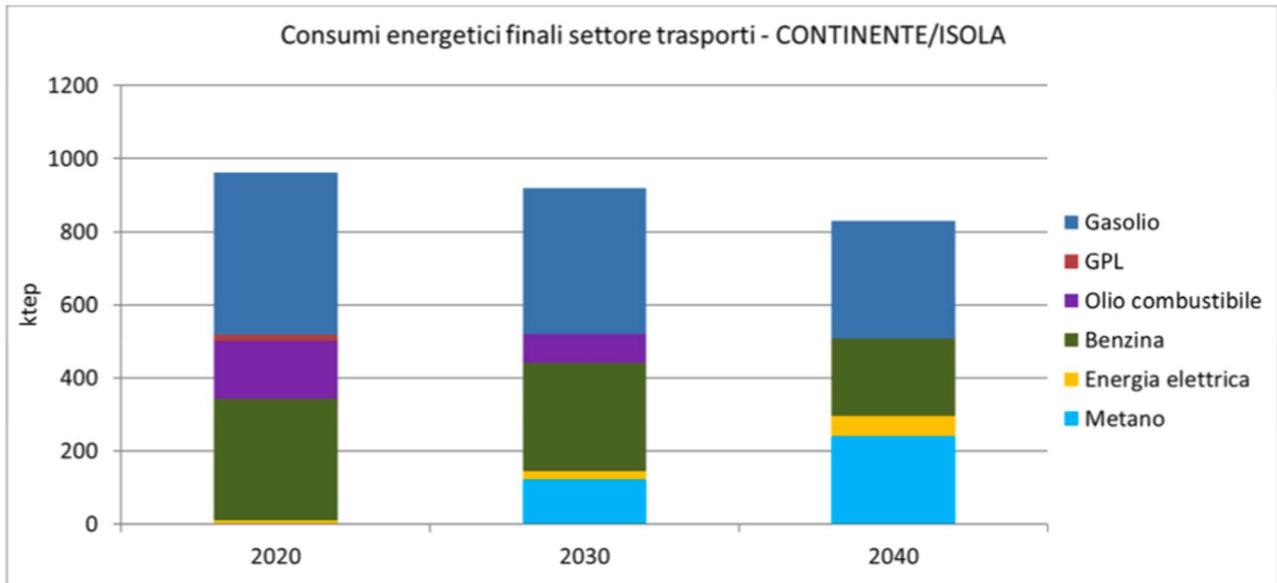


Figura 4.6 – Consumi energetici finali per il settore trasporti nella configurazione ISOLA/CONTINENTE (Fonte: RSE [4])

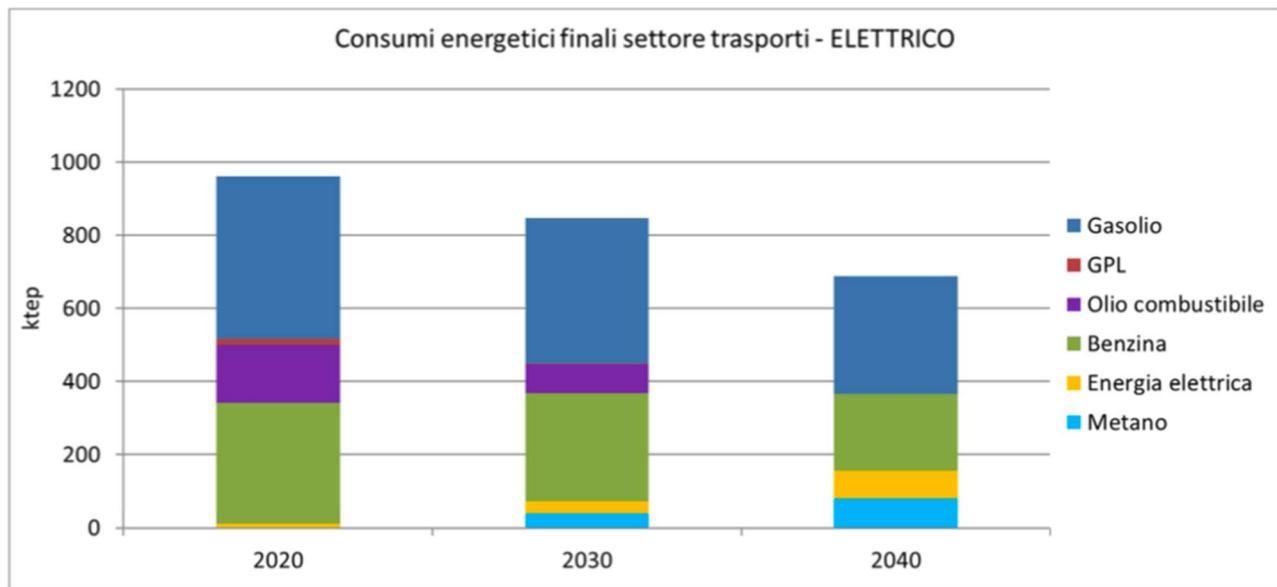


Figura 4.7 – Consumi energetici finali per il settore trasporti nella configurazione ELETTRICO (Fonte: RSE [4])

	2018* 10 ⁶ veicoli	Scenario di riferimento 2050 10 ⁶ veicoli	Scenari di Decarbonizzazione-2050 10 ⁶ veicoli
Auto ad alimentazione elettrica	0.02	11	~19
Auto metano/biometano	1.0	~3	~0
Auto GPL	3.1	~3	0
Auto tradiz e ibride (no plug in)	36.5	~13	0
Auto idrogeno	-	~0.4	~4
Auto a green fuel sintetici	-	-	~1
Totale	40.6	~30	~24

Figura 4.8 - Settore Trasporti - Dimensione e composizione parco auto circolante (Fonte: SILT [16])

Anche nel settore industria è evidente come tutti gli scenari puntino all'utilizzo del gas naturale come vettore di transizione, i cui consumi aumentano dal 2020 al 2040 (Figure 4.9 e 4.10), e non ad un maggior livello di elettrificazione dei consumi e allo switch verso combustibili alternativi come idrogeno, fuel sintetici e bioenergie. Secondo la SILT nel settore industria le leve fondamentali da integrare con l'incremento dell'efficienza energetica ed, eventualmente, con la cattura e lo stoccaggio della CO₂ sono: (i) l'aumento dell'impiego diretto di fonti rinnovabili e di combustibili alternativi come l'idrogeno che rappresenta il vettore energetico con maggiore variabilità e che risulta essere una valida opzione per la sostituzione del gas naturale in tutte le applicazioni ad alta temperatura di processo; (ii) la spinta verso una maggior elettrificazione dei consumi, anche degli usi termici a diversi livelli di temperatura, primi fra tutti i processi a bassa temperatura [16]. Grazie ad uno scambio sostanziale del mix di combustibili e vettori utilizzati, oltre che ad uno sforzo per innovare i sistemi di produzione, il gas naturale dovrebbe contrarre la quota di consumo fino a contribuire al 10% del totale della domanda di energia dell'industria (Figura 4.11).

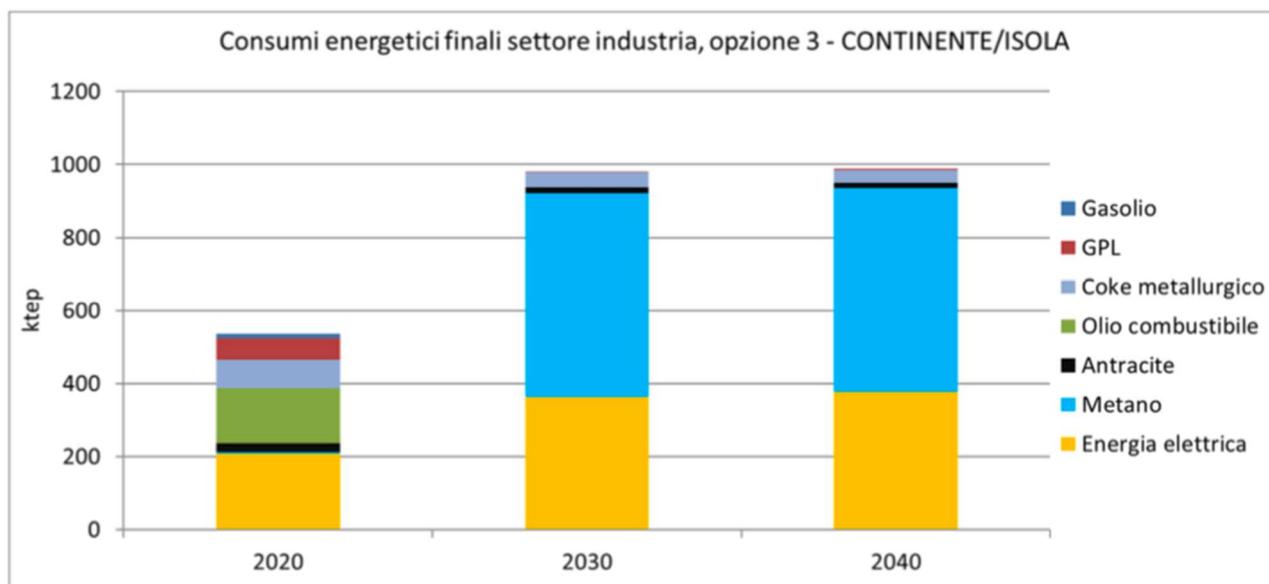


Figura 4.9 – Consumi energetici finali per il settore industria nella configurazione ISOLA/CONTINENTE (Fonte: RSE [4])

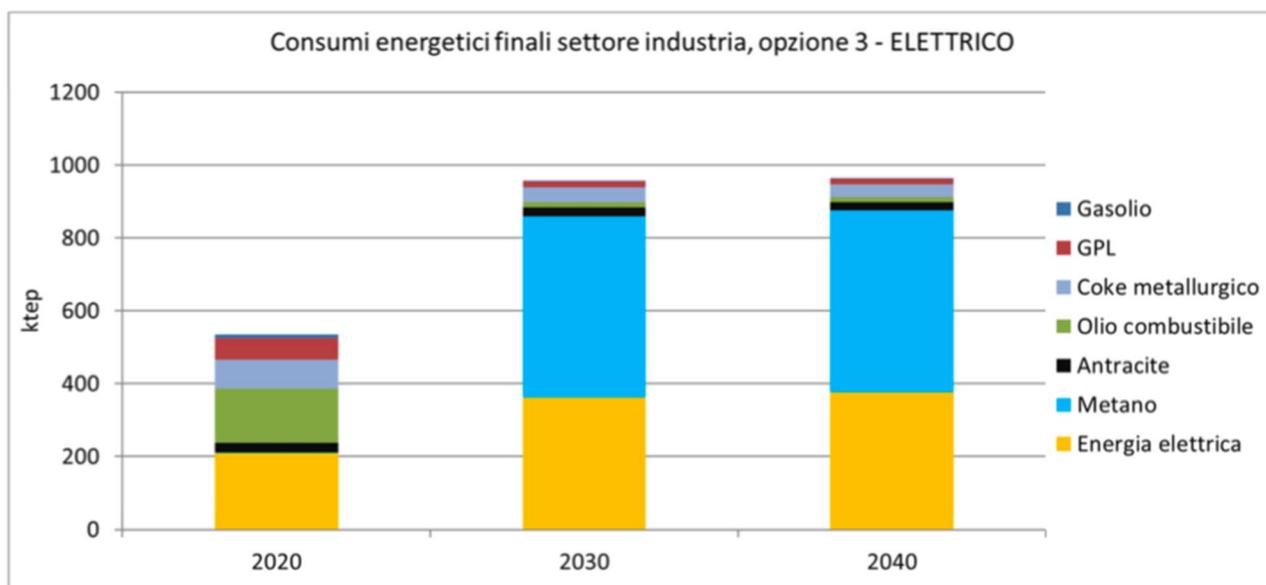


Figura 4.10 – Consumi energetici finali per il settore industria nella configurazione ELETTRICO (Fonte: RSE [4])

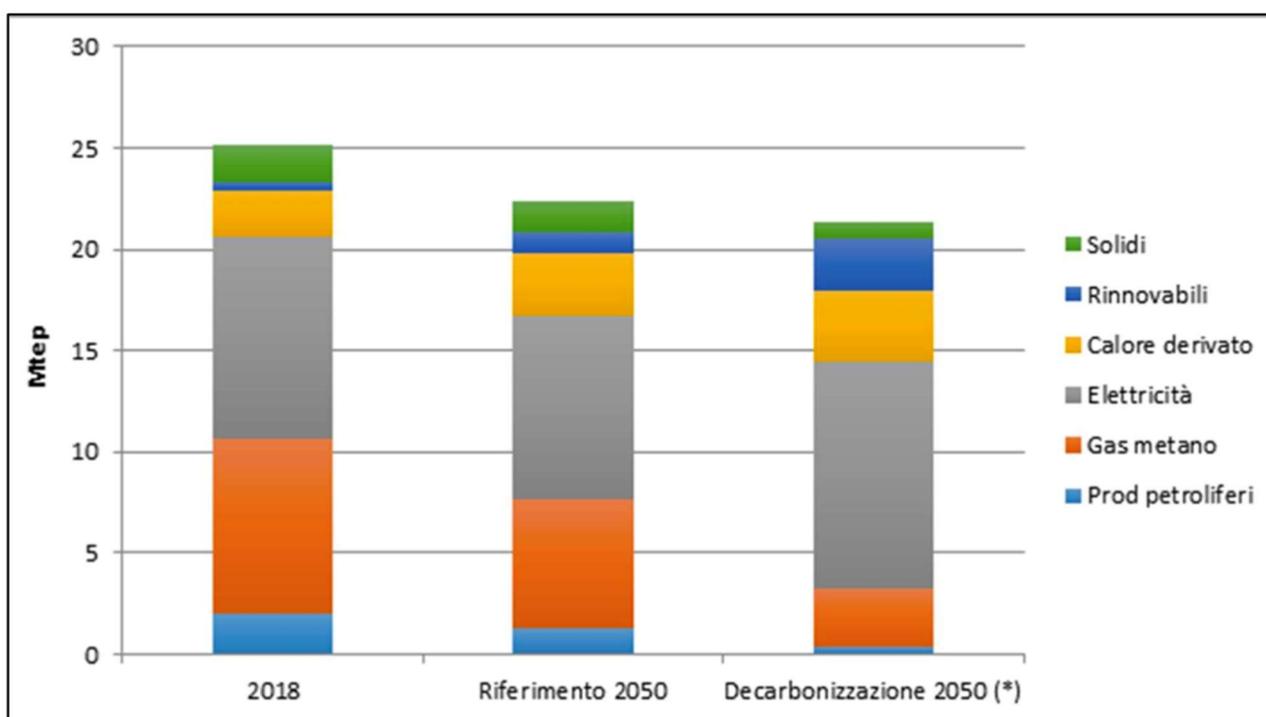


Figura 4.11 - Evoluzione dei consumi finali per fonte per il settore industria (Fonte: SILT [16])

Dal confronto dei grafici precedenti emerge come l'evoluzione della domanda e del mix energetico previsto nelle configurazioni individuate da RSE come più vantaggiose dal punto di vista sia economico che ambientale nel medio termine non siano compatibili e coerenti con la strategia di completa decarbonizzazione al 2050, che invece spinge verso un forte potenziamento delle energie rinnovabili (il loro contributo aumenta dell'80% rispetto al 2018), accompagnato da un crescente e decisivo confinamento dei combustibili fossili in cui anche il gas assume un ruolo solo marginale [16].

Inoltre, è necessario un aggiornamento delle stime sull'evoluzione della domanda energetica in virtù della più recente SILT che, al contrario del PNIEC, prevede una graduale flessione della popolazione

italiana (già al 2040 scenderebbe sotto la quota di 60 milioni) ed un lieve aumento del numero di famiglie causato da una diminuzione nel numero di componenti per nucleo. Anche secondo le previsioni ISTAT per gli anni 2018-2065 [47], la popolazione sarda subirà una decrescita dovuta ad un tasso di crescita negativo e ad un aumento dell'emigrazione, soprattutto dei giovani, che porteranno ad avere nel 2040 1,4-1,5 milioni di abitanti (la stima di RSE è di 1,78 milioni al 2040 [4]). Anche per la proiezione dei fabbisogni energetici nel periodo 2020-2040 per il settore industria, lo studio di RSE si basa sulle evoluzioni del valore aggiunto settoriale utilizzate nel PNIEC. I valori nazionali del PNIEC sono però più alti delle recenti stime previste nella SILT. Il PNIEC prevede un tasso di crescita annuo per il 2035-2040 pari a +1,06% [4] mentre la SILT lo riduce a +0,34% [16].

Oltre alle dinamiche demografiche, all'andamento economico, alle condizioni climatiche e al sistema di tariffazione corrente, un altro importante fattore che influisce sulla domanda energetica può essere individuato dallo sviluppo sul fronte dell'efficienza energetica [48]. Sebbene già il PNIEC introducesse importanti ipotesi di efficientamento in grado di ridurre al 2050 di circa il 25% i consumi finali rispetto al 2018, la SILT sottolinea l'importanza di incrementare gli investimenti volti all'efficienza energetica, il cui potenziale è particolarmente significativo per il settore civile, in particolare quello residenziale, al fine di ridurre l'intensità energetica al 2050 del 50% [16].

Dallo studio degli scenari correnti, emerge una forte dipendenza del fabbisogno energetico sardo dalla ripartenza della filiera di alluminio, la cui ipotesi è caratterizzata da un forte grado di incertezza. La scelta di riattivare la produzione dell'alluminio in Sardegna, di cui si discute da quasi 10 anni e che si fonda su accordi ormai datati, non dovrebbe basarsi su dati di consumo "storici" ma sulle condizioni di mercato attuali e sulle prospettive di sviluppo future. Tale industria è *energy-intensive* e ha un ruolo fondamentale nel percorso di azzeramento delle emissioni al 2050. Per cui, se si vuole puntare alla ripartenza di tale filiera come volano per una crescita economica della regione, bisogna guardare al futuro ed investire in innovazione tecnologica e di processo. Oltre ad investire in fonti energetiche più sostenibili per decarbonizzare la produzione di energia, diventa importante anche decarbonizzare le emissioni dirette di processo (dovute all'elettrolisi dell'allumina) attraverso (i) lo sviluppo di un anodo senza carbonio e (ii) la transizione verso tecnologie in grado di fornire calore e vapore senza l'uso di combustibili fossili (utilizzo di biomasse o idrogeno verde) [49]. In questo modo la domanda della filiera sarebbe allineata allo scenario di lungo periodo e potrebbe generare importanti impatti positivi da punto di vista economico e sociale sia a livello regionale che nazionale. Investire infatti in innovazione tecnologica può rafforzare la competitività delle imprese e stimolare la crescita regionale.

Lo stesso studio di RSE rivela che la maggiore convenienza delle configurazioni ISOLA e CONTINENTE rispetto alla configurazione ELETTRICO è dipesa dalla scelta di adottare le seguenti ipotesi: (i) i costi delle tecnologie elettriche sono stati assunti superiori alla media nazionale; (ii) il *load factor* delle pompe di calore è assunto inferiore alla media nazionale in quanto i fabbisogni di riscaldamento dell'isola si concentrano su un periodo più breve rispetto a quello di buona parte del territorio nazionale. Tali ipotesi non tengono però conto di altri fattori, i cui effetti possono influenzare l'ordine di merito finale tra le varie soluzioni, come: (i) la presenza di incentivi/sussidi statali volti alla promozione di fonti rinnovabili ed efficienza energetica; (ii) l'evoluzione dei costi delle tecnologie green tramite l'analisi delle loro "curve di apprendimento" (*learning curves*); (iii) la presenza di policy climatiche che spingono gli utenti finali (e.g., imprese, utenti domestici) ad investire direttamente in energia rinnovabile o in combustibili alternativi; (iv) il fatto che una maggior elettrificazione del condizionamento invernale e della produzione di acqua calda con pompe di calore risulta in Sardegna più interessante rispetto ad altre parti del territorio nazionale per le maggior efficienze dovute alle temperature più miti.

Inoltre, in ottica di un'analisi costi-benefici per gestire la rischiosità e le incertezze intrinseche nei dati e nelle ipotesi adottate, è necessaria una valutazione dei rischi (anche solo qualitativa)

attraverso analisi di sensibilità [47]. Tale analisi è stata svolta solo parzialmente nello studio di RSE, in quanto non sono stati tenuti in considerazione alcuni importanti rischi legati (i) alla regolamentazione, (ii) alla domanda, (iii) alla progettazione e (iv) alle variabili finanziarie [48]. Nella tabella sottostante (Tabella 4.2) sono elencati una serie di rischi tipici nei progetti energetici e particolarmente rilevanti nel caso della metanizzazione della Sardegna.

Fase	Rischi
Regolamentazione	<ul style="list-style-type: none"> - cambiamento della legislazione e della regolamentazione ambientale - innovazioni e cambiamenti negli strumenti economici (introduzione di regimi di sostegno per le fonti energetiche rinnovabili o combustibili alternativi) - cambiamento della politica energetica (e.g., in termini di cessazione dell'utilizzo di alcuni tipi di combustibili più climalteranti)
Domanda	<ul style="list-style-type: none"> - variazione nei consumi - variazioni nella penetrazione delle rinnovabili - rischi da adeguamento comportamentale nei consumi e nell'acquisizione di innovazioni tecnologiche
Offerta	<ul style="list-style-type: none"> - potenziali variazioni di prezzo direttamente correlate alla concorrenza e alla pluralità di fornitori e servizi offerti sul mercato - potenziale concorrenza tra le fonti energetiche
Progettazione	<ul style="list-style-type: none"> - stime dei costi imprecise - innovazione tecnologica nella produzione, trasmissione e stoccaggio dell'energia
Variabili finanziarie	<ul style="list-style-type: none"> - cambiamenti nel sistema di incentivi - variazione dei prezzi delle <i>commodity</i> (non solo del prezzo gas)

Tabella 4.2 – I rischi rilevanti nel progetto di metanizzazione della Sardegna (Fonte: nostra elaborazione su indicazioni della Commissione Europea [48])

In particolare, nell'analisi degli scenari sopra citati, che prevedono investimenti in tecnologie non compatibili con le strategie di decarbonizzazione al 2050, non vengono valutati i rischi legati al meccanismo di ampliamento di un *lock-in* dei capitali nel comparto fossile. Tale situazione di *lock-in* potrebbe portare a maggior rischi legati ai cambiamenti climatici e ad una transizione nel lungo termine che richiederebbe investimenti di portata maggiore [50]. Con l'approvazione del *Green Deal europeo* [39], che ha proposto l'introduzione della prima legge europea sul clima (*European Climate Law* [52]), e di una *Taxonomy* europea [10] in grado classificare le attività economiche sostenibili dal punto di vista ambientale e creare una griglia di valutazione delle strategie di investimento e di assegnazione delle risorse, l'Europa ha ribadito la volontà di impiegare le risorse comunitarie in maniera coerente con gli obiettivi ambientali e climatici. Per allineare le strategie di investimento ed assicurare il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine, diventa fondamentale disinvestire in maniera progressiva nei progetti non compatibili con la decarbonizzazione, che espongono i capitali ai rischi legati al cambiamento climatico [53]. Viste le importanti risorse che l'Europa metterà a disposizione nel breve e lungo termine (e.g., *Just Transition Fund*, *Next Generation*

EU⁹) per promuovere la transizione energetica, le scelte di investimento delle risorse pubbliche devono essere in linea con le normative climatiche in fase di sviluppo. In questo modo si potrebbero creare le condizioni in grado di far leva anche sugli investimenti privati. Mentre sono parzialmente considerati gli effetti di ciascun scenario agli obiettivi nazionali di medio termine (PNIEC), lo studio di RSE non prende in esame quelli di lungo termine e non valuta i rischi ad essi legati.

4.2. I costi di decarbonizzazione

Come anticipato precedentemente, per confrontare le configurazioni sopra descritte, RSE ha stimato il costo di ogni soluzione infrastrutturale e tecnologica (cumulato nel periodo 2020-2040), includendo una valutazione economica delle esternalità ambientali in ottica di un'Analisi Costi-Benefici (ACB). Tra le voci di costo ha incluso:

- Costi di sistema legati all'acquisto delle *commodity* energetiche (il prezzo di acquisto dei vettori energetici è assunto costante per l'intero periodo);
- Costi di investimento e costi operativi per il trasporto del GNL/gas naturale in Sardegna per le tre ipotesi considerate (gasdotto, virtual pipeline, GNL a mercato);
- Costi di investimento e costi operativi delle infrastrutture energetiche in Sardegna (stoccaggio e rigassificazione; trasporto di gas all'interno dell'isola; infrastrutture di trasmissione e impianti di generazione elettrica; distribuzione gas ed energia elettrica; infrastrutture del settore trasporti);
- Costi di investimento e costi operativi che dovranno sostenere i consumatori finali (nuovi impianti di generazione e distribuzione del calore; nuovi veicoli; adeguamento tecnologie industriali);
- Costi per la copertura del margine dei venditori.

Nello studio sono poi stati inclusi i benefici legati alla sostituzione dei combustibili più climalteranti con il gas, ed in particolare sono state valutate le esternalità monetizzabili legate alle emissioni di:

- CO₂;
- Altre emissioni (NO_x, SO₂, NMVOC, PM_{2.5}, PM₁₀).

Infine, per il trasporto del gas naturale all'interno della regione sono stati valutati anche costi esterni legati soprattutto alle emissioni dirette (emissioni "fuggitive" dovute alle perdite di rete) ed indirette del ciclo di vita del kWh elettrico e termico. Per quanto riguarda l'ipotesi con dorsale, le emissioni "fuggitive" pesano ben il 56% di tutti i costi esterni, seguite da quelle dovute alle fasi di costruzione dell'infrastruttura (21%). Nel caso di trasporto su strada tramite cisterne criogeniche, oltre ai costi legati alle emissioni, sono stati valutati anche i costi legati al rumore, all'incidentalità stradale e a possibili congestioni di traffico. In questo caso i costi sociali legati alla congestione del traffico sono risultati quelli più elevati (48% del totale). Vale la pena notare, però, che i costi dovuti alle congestioni e alle incidentalità stradali sono stati stimati da RSE sulla base di tassi di rischio nazionali che non necessariamente possono risultare in linea con la dotazione infrastrutturale sarda, e potrebbero aumentare in presenza di scenari di domanda maggiore rispetto a quelli usati come riferimento.

Tra i costi sopra citati mancano due importanti voci di costo: costi per possibili interruzioni di fornitura gas (*cost of gas disruption*); costi per l'adeguamento e la manutenzione stradale. I primi sono legati alla sicurezza e alla continuità della fornitura e possono avere effetti importanti sull'ordine di merito delle diverse opzioni, mentre i secondi possono essere particolarmente

⁹ Vale la pena ricordare che la Commissione Europea ha indicato la zona carbonifera del Sulcis Iglesiente come possibile destinataria dei fondi per la transizione energetica [54].

rilevanti per il contesto sardo, caratterizzato da un gran numero di strade rurali con una sola corsia per senso di marcia.

Come anticipato precedentemente, gli scenari correnti sono stati valutati assumendo un arco temporale di soli 20 anni dal 2020 al 2040 che non tiene in considerazione gli obiettivi di neutralità climatica al 2050. I costi legati alla necessaria decarbonizzazione dell'intero sistema energetico sardo sono quindi esclusi dall'analisi. Tra questi non vi sono solamente i costi legati all'adeguamento e alla trasformazione dell'infrastruttura gas per l'utilizzo di *low-carbon* gas come l'idrogeno (interventi di *retrofitting* dell'infrastruttura esistente), ma anche i costi che gli stessi utenti finali dovranno sostenere per riaggiornare le tecnologie di uso finale. Aumentare il livello di metanizzazione, e quindi il numero di consumatori gas, vuol dire aumentare i costi che gli utenti finali saranno costretti ad investire per rendere le loro tecnologie compatibili con i nuovi vettori energetici, energia elettrica ed idrogeno verde (e.g., costi per sostituire le caldaie a gas con pompe di calore; costi per sostituire le macchine a metano con auto elettriche o ad idrogeno; costi per elettrificare i processi industriali a bassa temperatura; costi per adeguare il sistema energetico ad un forte incremento della generazione elettrica da fonti rinnovabili). Inoltre, il dibattito sull'effettiva possibilità di adeguare le attuali infrastrutture gas per l'idrogeno è ancora aperto. Ad oggi, infatti, l'utilizzo delle infrastrutture esistenti per la distribuzione e il trasporto può essere soddisfatto solo per un arricchimento del gas naturale con una concentrazione compresa tra il 10% e il 15% di idrogeno. Per poter immettere una maggiore concentrazione di idrogeno risultano necessari acciai caratterizzati da granulometria fine e minori difetti interni e quindi il trasporto di idrogeno puro implica l'utilizzo di acciai caratterizzati da maggiore resistenza e tenacità rispetto a quelli utilizzati per il trasporto del gas naturale. Come mostrato in Figura 4.12, ulteriori investimenti in ricerca saranno necessari per analizzare e sviluppare adeguate soluzioni di *retrofit* in grado di consentire alle infrastrutture e agli apparecchi esistenti di gestire miscele con concentrazioni maggiori di idrogeno. Inoltre, la miscelazione dell'idrogeno nelle reti gas (*blending*) rappresenterà una soluzione temporanea efficace solamente nel primo periodo (2020-2030) al fine di incentivare un rapido sviluppo sia della domanda che dell'offerta del vettore, limitando la necessità di investimenti nell'infrastruttura gas e nelle tecnologie di uso finale. Dal 2030 la produzione di idrogeno verde, inizialmente localizzata in distretti energetici caratterizzati da reti locali per la trasmissione, la distribuzione e lo stoccaggio dell'idrogeno (*cluster* industriali), vedrà una forte crescita. Per questo motivo, gli investimenti non dovranno riguardare solo la riconversione della rete gas esistente ma anche la realizzazione di una nuova rete dedicata esclusivamente al trasporto di idrogeno come mostrato in Figura 4.13. Una maggior diffusione dell'idrogeno verde richiederà la necessità di collegare i *cluster* industriali con nuovi impianti di produzione a larga scala, posti vicino ai grandi impianti di produzione rinnovabile (eolica e solare), attraverso un graduale sviluppo di infrastrutture regionali e nazionali dedicate, la cui pianificazione dovrebbe iniziare già intorno al 2020-2025 [55]. Oltre ad una nuova infrastruttura per l'idrogeno e a nuovi impianti di stoccaggio, il sistema energetico del futuro richiederà forti adeguamenti per la rete elettrica per assicurare la fornitura di energia rinnovabile sotto forma di molecole ed elettroni. Le rispettive infrastrutture per il gas, l'elettricità e il riscaldamento dovranno essere coordinate e pianificate in modo più integrato per sfruttare tutti i vantaggi offerti attraverso l'accoppiamento dei settori (*sector coupling*) ed evitare investimenti inefficienti verso una o l'altra rete [55]. Dunque, un approccio comune tra il settore gas ed elettrico potrebbe facilitare l'integrazione su grandi scale delle rinnovabili, il bilanciamento delle reti e la decarbonizzazione del gas naturale attraverso tecnologie innovative.

Un recente studio [55] ha inoltre posto l'attenzione sugli attuali metodi di controllo delle perdite accidentali di metano (emissioni "fuggitive"). Uno sviluppo del gas naturale come tecnologia "ponte" per la transizione energetica aumenterebbe il potenziale di tali emissioni di metano "fuggitivo", a tal punto che gli attuali metodi di controllo dovrebbero migliorare dal 30 al 90%,

richiedendo così importanti investimenti. Secondo questo studio dell' MIT, date le forti incertezze sui tassi di perdita associati all'uso del metano e dei rischi legati alle misure di mitigazione di queste fuoriuscite, risulterebbe più efficace investire direttamente su fonti *carbon-free* piuttosto che nel miglioramento delle attuali infrastrutture, soprattutto se si vogliono raggiungere obiettivi di riduzione delle emissioni più rigorosi. Inoltre, investire in metodi di controllo più efficaci avrebbe senso solamente nei prossimi due decenni, poiché il gas naturale vedrà una graduale eliminazione per soddisfare gli obiettivi a lungo termine [56].

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

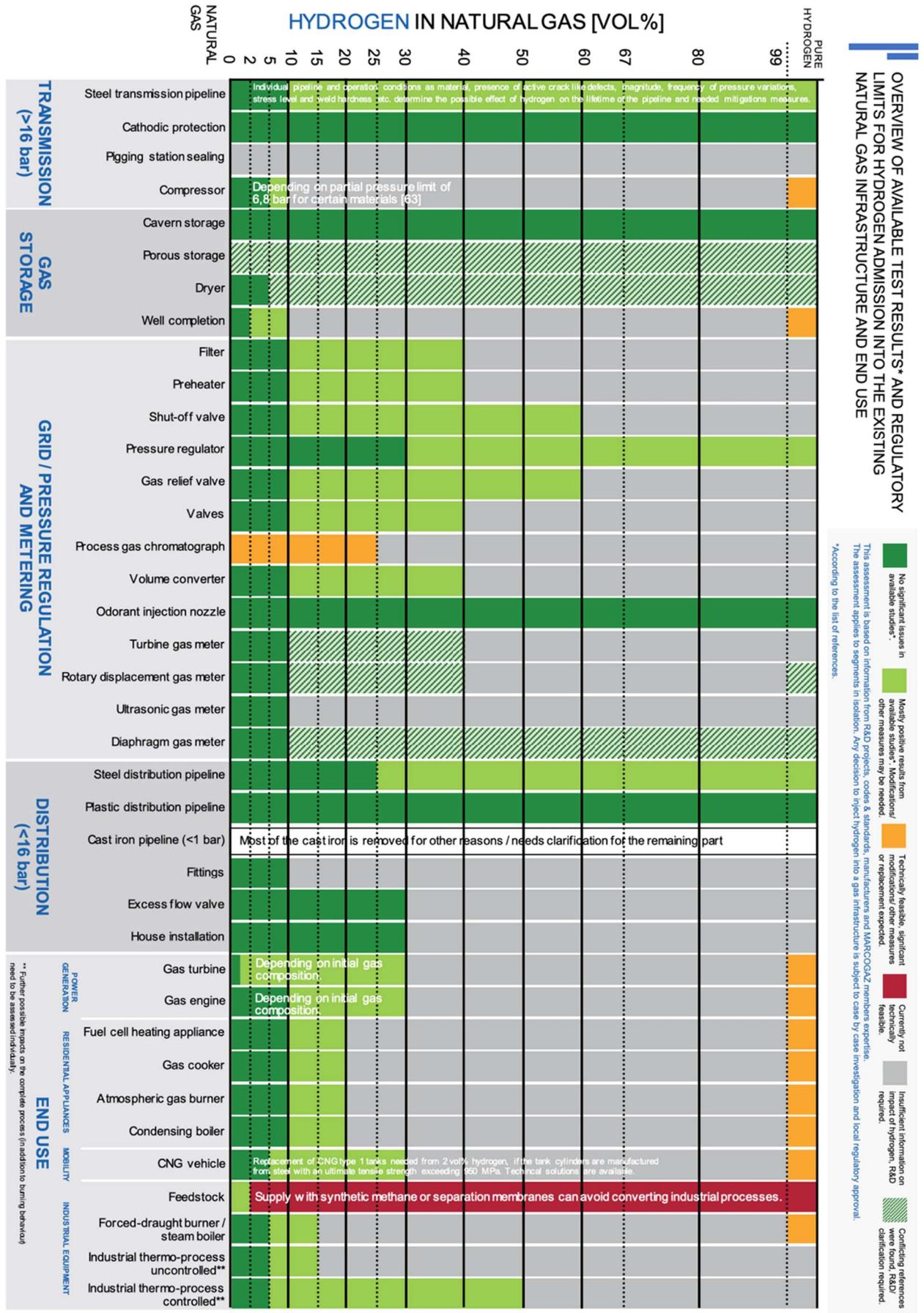


Figura 4.12 – Stato dell’arte della ricerca e dei limiti normativi per l’ammissione dell’idrogeno nelle attuali infrastrutture e usi finali del gas naturale (Fonte: Marcogaz [57])

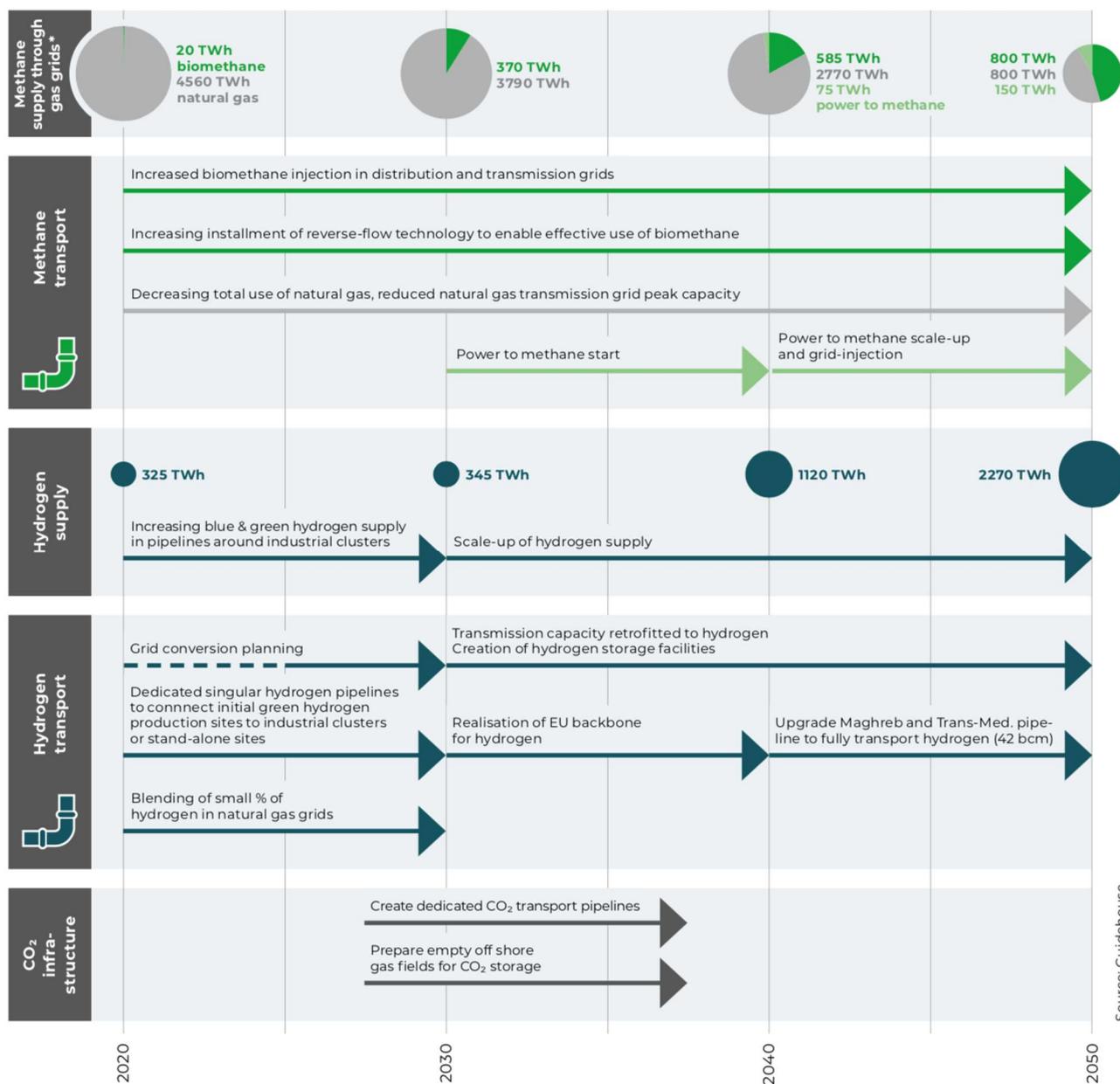


Figura 4.13 – Analisi critica per lo sviluppo cronologico dell’infrastruttura gas (Fonte: Gas for Climate [55])

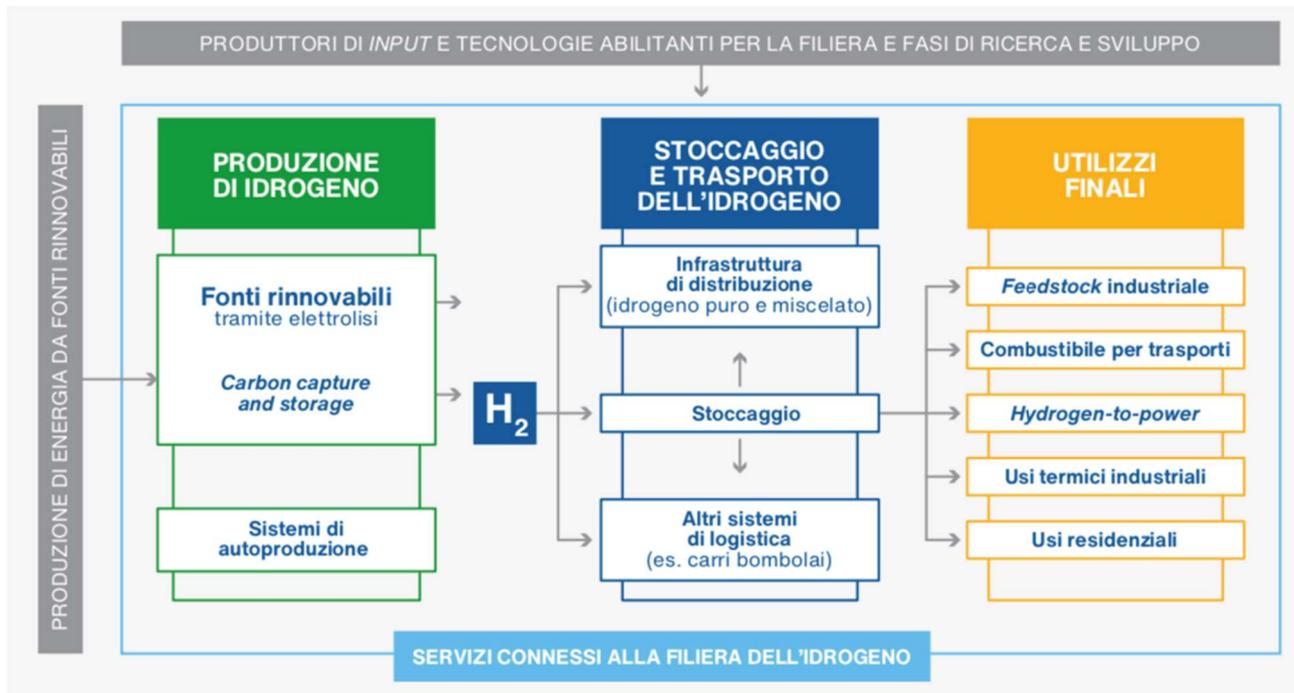
Una maggior elettrificazione dei settori d’uso finale e l’utilizzo di combustibili alternativi *low-carbon* come l’idrogeno rinnovabile per gli usi non elettrificabili sono azioni fondamentali per accelerare la transizione energetica e raggiungere i traguardi fissati per il 2030 e il 2050 [58], e tra gli scenari correnti manca un’alternativa che analizzi la possibilità di una maggior crescita delle rinnovabili e un primo sviluppo della filiera dell’idrogeno.

Senza uno scenario di più lungo periodo che acceleri il processo di decarbonizzazione, risulta difficile prendere in esame e stimare i benefici legati (i) ad un cambio radicale del mix energetico a favore di eolico e solare, (ii) ad un aumento dell’efficienza energetica, (iii) a profonda elettrificazione degli usi finali e (iv) alla produzione di idrogeno. Tra questi benefici alcuni esempi sono:

- riduzione delle esternalità negative associate alle emissioni inquinanti per l’elettrificazione di tutti i fabbisogni contendibili;

- variazione del *social welfare* connessa alla sostituzione dell'importazione con autoproduzione;
- diversificazione ed incremento dell'approvvigionamento energetico;
- maggior integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabile;

A questi bisogna aggiungere gli impatti socioeconomici - diretti e indiretti - sul territorio regionale (e.g., ricadute sociali, creazione di posti di lavoro, sviluppo e competitività delle imprese, sviluppo di nuovi settori produttivi o di servizio), che la crescita delle rinnovabili e dell'idrogeno possono portare lungo tutta la filiera, dalla produzione, al trasporto e stoccaggio fino agli utilizzi finali (Figura 4.14).



4.14 – La filiera dell'idrogeno (Fonte: The European House-Ambrosetti e Snam [59])

Agli impatti diretti della filiera industriale dell'idrogeno, che secondo lo studio congiunto tra The European House-Ambrosetti e Snam [59] in Italia possono raggiungere i 7,5 miliardi di euro al 2030 e 35 miliardi di euro al 2050, si aggiungono anche gli effetti indiretti e indotti legati all'attivazione di filiere di approvvigionamento e subfornitura. Dall'analisi di tutte le industrie attivate lungo la catena del valore estesa dell'idrogeno, è possibile derivare il valore aggiunto (Figura 4.15), ossia il contributo di un'attività economica al PIL, e l'occupazione che si potrà generare (Figura 4.16). Dato l'interessante potenziale di sviluppo di eolico e solare, la Sardegna può fare da apripista a livello nazionale per la creazione di una catena del valore dell'idrogeno pulito, e fungere così da volano per la crescita economica.

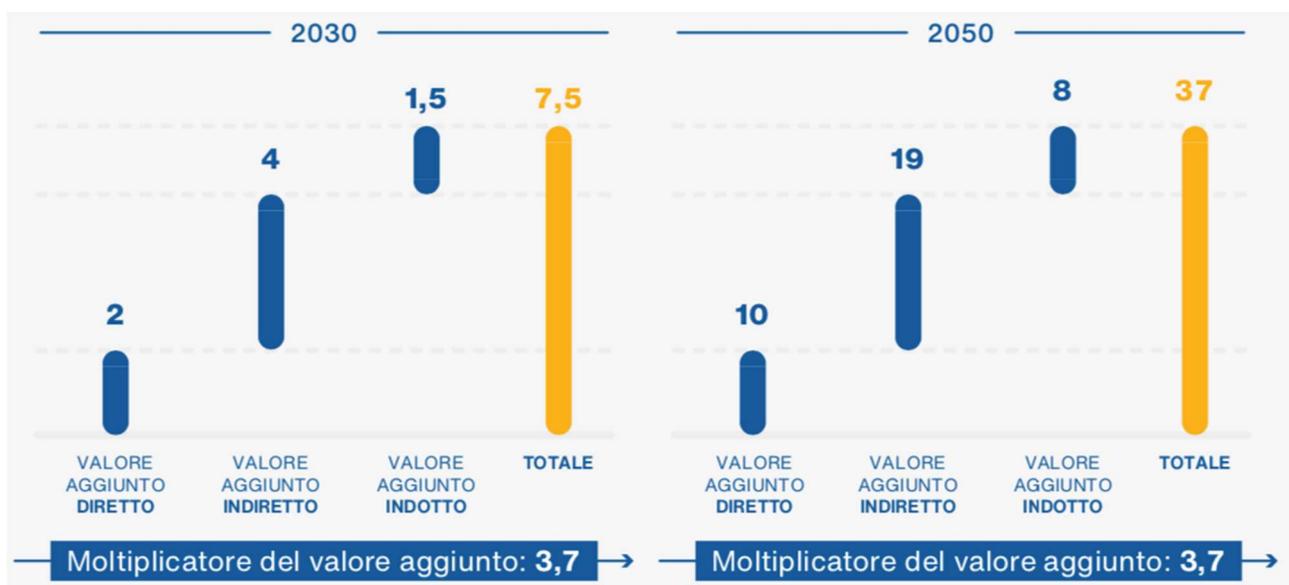


Figura 4.15 – Valore aggiunto diretto, indiretto e indotto generato nella filiera dell’idrogeno in Italia (Fonte: The European House-Ambrosetti e Snam [59])



Figura 4.16 - Occupazione diretta, indiretta e indotta generata nella filiera dell’idrogeno in Italia (numero di persone) al 2030 e 2050¹⁰ (Fonte: The European House-Ambrosetti e Snam [59])

¹⁰ Lo studio di The European House-Ambrosetti e Snam individua uno scenario di sviluppo e di sviluppo accelerato “in cui si ipotizza un aumento della competitività dell’Italia nello scenario globale, stimando il raggiungimento delle quote di mercato dei Paesi *best performer* nelle relative dimensioni di analisi” [59, p. 155].

5. Costi e benefici dell'opzione *green*

L'obiettivo del presente capitolo è di (i) fornire un'analisi dei costi e dei benefici legati allo sviluppo degli scenari *green* presentati nel Capitolo 3 per il 2030 e il 2050 e (ii) proporre una discussione circa le possibili ricadute economiche generate dagli investimenti in fonti rinnovabili e il futuro andamento dei loro costi di produzione. Mentre questi ultimi, infatti, sono destinati a diminuire, è probabile che i costi dei combustibili fossili siano destinati ad aumentare nei prossimi decenni per problemi legati alla limitatezza degli stock e ai crescenti costi ambientali (esternalità negative) ad essi associati. Ciò renderà sempre minore il vantaggio competitivo in termini di costi delle fonti fossili rispetto a quelle rinnovabili. Inoltre, la sostituzione dei combustibili fossili con l'impiego di fonti energetiche *green* rappresenta una delle strategie fondamentali nella lotta ai cambiamenti climatici, per cui la vera questione non è tanto se la transizione avrà luogo, visto che lo stock di combustibili fossili è una risorsa non rinnovabile se non scala di tempo geologico, quanto piuttosto individuare le tempistiche entro le quali essa potrà/dovrà realizzarsi.

La prima parte del capitolo presenta una valutazione dei costi di sistema legati all'approvvigionamento dei vettori energetici (paragrafo 5.1) e dei costi di investimento per le nuove tecnologie adottate (paragrafo 5.2). Oltre a questi, è fornita anche una valutazione delle esternalità ambientali (emissioni inquinanti) (paragrafo 5.3). In seguito, vengono discussi i costi che i consumatori finali dovranno sostenere per adeguarsi allo sviluppo delle fonti energetiche a basse emissioni (e.g., pompe di calore, autovetture elettriche) e i costi standard relativi all'operatività presunta delle infrastrutture energetiche pianificate (rispettivamente paragrafi 5.4 e 5.5).

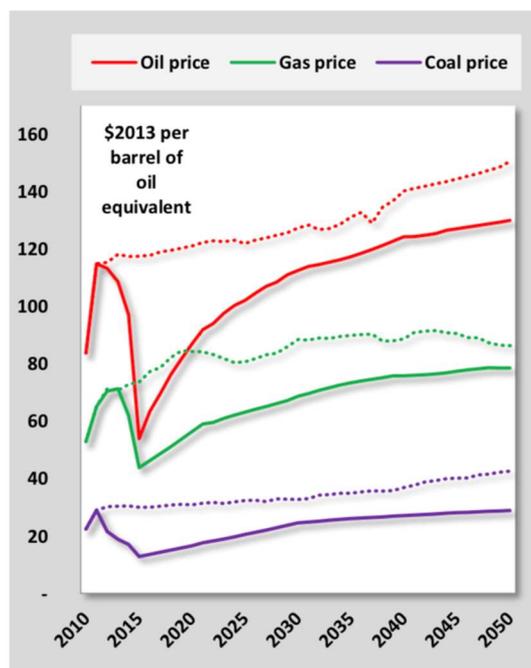
La seconda parte del capitolo ha l'obiettivo di fornire alcune indicazioni circa gli sviluppi futuri delle tecnologie rinnovabili (paragrafo 5.6) e le opportunità di crescita generati dagli investimenti *green*, cercando di individuare gli elementi mancanti per una più completa analisi costi-benefici in grado di considerare sia gli impatti micro che macro-economici (paragrafo 5.7).

Infine, nella sezione 5.8 vengono descritti gli strumenti con cui l'Europa sta cercando di accelerare e sostenere gli investimenti nella transizione energetica, sottolineando l'importanza di un forte coinvolgimento anche dei capitali privati.

5.1. Costi di acquisto dei vettori energetici

Per il calcolo dei costi di sistema relativi all'approvvigionamento delle materie prime è stata condotta un'indagine sull'andamento dei prezzi previsto nella bozza del PNIEC inviata a fine dicembre 2018 [60], la quale è in linea con le previsioni dell'EU Reference Scenario 2016 [61].

Data la grande incertezza che caratterizza l'andamento dei prezzi è stata introdotta l'ipotesi di mantenere costante il prezzo delle materie prime nel periodo considerato. Tale assunzione, che è valida per tutti i vettori energetici, risulta essere cautelativa rispetto alla previsione di un costante aumento dei prezzi di petrolio, gas e carbone a partire dal 2020 [61]. Secondo l'EU Reference Scenario 2016 [61], infatti, il prezzo del petrolio crescerà del 2.3% annuo nel periodo 2020-2030 e successivamente dello 0.7% nel periodo 2030-2050. Di conseguenza anche i prezzi di gas e carbone cresceranno, in particolare nel prossimo decennio come mostrato in Figura 5.1 e 5.2.



Note: Dotted lines represent the previous Reference Scenario

Figura 5.1 – Prezzi di import dei combustibili fossili (Fonte: EU Reference Scenario 2016 [61])

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Oil	9.19	11.61	13.18	14.52	15.14	16.04
Gas (PCS)	6.58	7.47	8.08	8.79	9.38	9.7
Coal	1.95	2.21	2.65	3.18	3.36	3.5

Figura 5.2 – Evoluzione dei prezzi dei combustibili fossili (Fonte: Scenario PNIEC – bozza 2018 [60])

Per quanto riguarda l'energia elettrica si è deciso di prendere come riferimento il Prezzo Unico Nazionale (PUN), definito come la media dei prezzi zionali del Mercato del Giorno Prima (MGP) ponderata con gli acquisti totali. In altre parole, il PUN rappresenta il prezzo di riferimento all'ingrosso dell'energia elettrica che viene acquistata sul mercato della Borsa Elettrica Italiana (Italian Power Exchange, IPEX). Il prezzo unitario dell'energia elettrica è stato quindi valutato come la media dei valori del PUN dal 2018 al 2020.

Nella tabella seguente sono riportati i prezzi unitari delle materie prime con i quali sono stati valutati i costi di sistema legati all'approvvigionamento delle diverse commodity.

Combustibile	Prezzo unitario [€/MWh]	[Rif.]
Gas naturale	28,65	[60]
Risorse petrolifere	47,33	[60]
Carbone	10,35	[60]
Biomassa legnosa solida	90	[60]
Biogas	16	[62]
Biofuels	77	[62]
Energia elettrica (importata)	55	[63]

Tabella 5.1 – Prezzi unitari delle risorse energetiche importate

La Figura 5.3 mostra i costi per l'approvvigionamento delle materie prime rispettivamente nello scenario di transizione al 2030 e nello scenario di completa decarbonizzazione al 2050. Data l'assenza di import di risorse petrolifere sia al 2030 che al 2050, i costi di approvvigionamento ad

essi legati si azzerano, ma crescono i costi per l'import di energia elettrica che viene scambiata con le altre zone di mercato in grande quantità. Ciò appare particolarmente evidente confrontando le configurazioni al 2030 con e senza la ripartenza della filiera dell'alluminio. Negli scenari che assumono la ripartenza della filiera, infatti, i costi sono notevolmente superiori proprio per una maggior necessità di import di energia elettrica dalle altre zone di mercato.

Un beneficio importante legato allo sviluppo delle rinnovabili, che spesso viene sottovalutato perché difficilmente quantificabile dal punto di vista economico, è la cosiddetta *security of supply*, ossia la dipendenza dall'import delle fonti fossili. Uno dei vantaggi economici delle fonti rinnovabili è infatti la copertura contro i rischi legati alla variazione di prezzo dei fossili, il cui incremento può generare importanti riduzioni sulla crescita economica. Perciò, una maggiore diffusione delle energie rinnovabili, o altre iniziative che contribuiscono a ridurre la dipendenza dai combustibili fossili (e.g., efficienza energetica), permettono di limitare le perdite economiche dovute alle fluttuazioni dei prezzi.

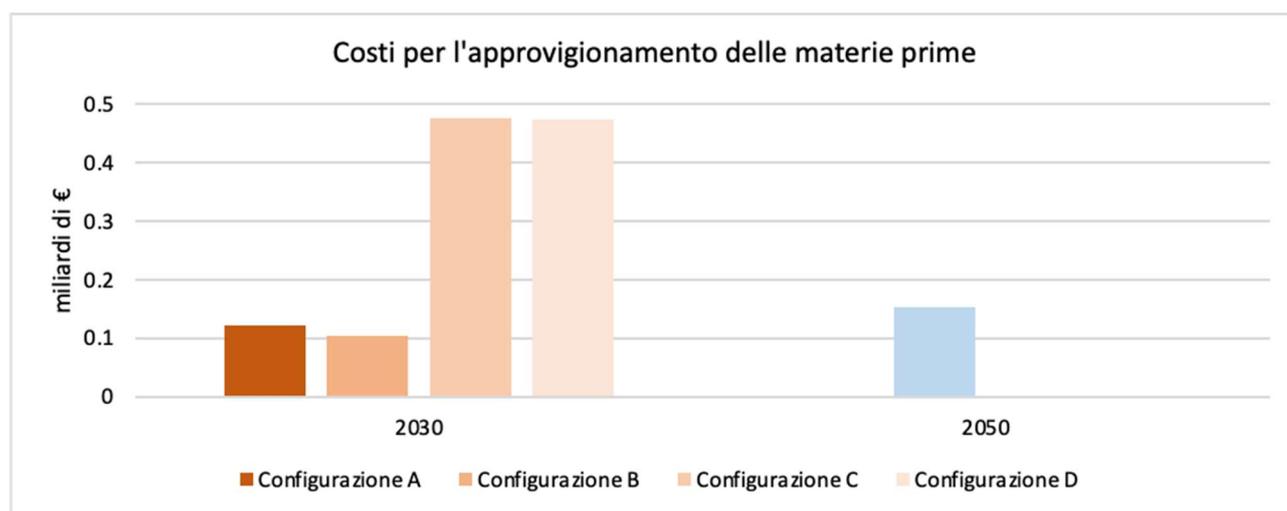


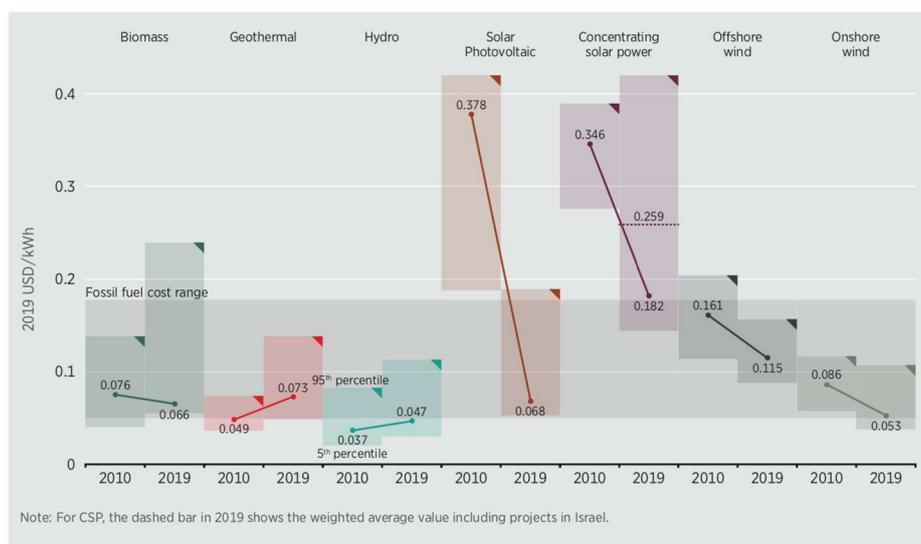
Figura 5.3 – Costi per l'approvvigionamento delle materie prime al 2030 (per le diverse configurazioni) e al 2050

5.2. Costi di investimento per le nuove fonti energetiche

In questo paragrafo si analizzano e valutano i costi di investimento sostenuti per l'installazione e la manutenzione delle varie fonti energetiche previste nei diversi scenari al 2030 e 2050.

Una metrica comunemente utilizzata in letteratura per confrontare le diverse tecnologie di produzione, e che viene ampiamente adottata da Governi ed Agenzie internazionali e intergovernative per valutare politiche di supporto per le rinnovabili ed analizzare possibili strumenti di correzione delle esternalità negative legate all'utilizzo dei combustibili fossili, è il *Levelized Cost of Energy* (LCOE) [64-66]. Esso misura il costo della generazione, includendo l'ammortamento del capitale finanziario iniziale ed il rendimento dell'investimento. In altre parole, il LCOE tiene in considerazione i costi di investimento, i costi operativi per la gestione e la manutenzione e i costi relativi alle ore medie di lavoro degli impianti. Definito come il costo unitario di produzione in €/MWh o £/MWh, il LCOE rappresenta il ricavo medio unitario dell'energia prodotta necessario per recuperare i costi di costruzione e i costi operativi durante la vita utile dell'impianto [64]. Nonostante sia un indicatore di tipo statico, ossia non capace di considerare gli effetti delle interazioni tra i diversi soggetti coinvolti (e.g., i costi legati a politiche di incentivazione, i costi legati alle emissioni di CO₂), viene considerato una metrica valida per le valutazioni di massima sulla competitività e profittabilità di progetti di investimento nel settore energetico [67].

Mettendo a confronto le fonti rinnovabili con quelle tradizionali, si osserva che gli impianti alimentati a gas naturale sono meno *capital intensive* di quelli da fonti rinnovabili, nonostante il *gap* si stia riducendo sempre più grazie (i) alla diminuzione dei costi di investimento, (ii) all'incremento dell'efficienza delle tecnologie rinnovabili e (iii) a causa delle incertezze riguardanti i costi dei combustibili fossili nel lungo termine. Tra il 2010 e il 2014 il LCOE delle rinnovabili a livello globale è sceso significativamente, specialmente per il fotovoltaico, il solare a concentrazione e l'eolico onshore; pertanto, tali fonti stanno diventando sempre più competitive e attrattive per i mercati. Le Figure 5.5 e 5.6 mostrano come l'andamento del costo globale medio ponderato relativo alle potenze installate e ai percentili relativi ai progetti analizzati nello studio IRENA [68] sia caratterizzato da un trend di forte decrescita, tanto che alcune tecnologie sono giunte ad un valore al di sotto del costo marginale di produzione dell'energia da fonti fossili. Tale trend favorirà un rapido e progressivo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.



Note: This data is for the year of commissioning. The thick lines are the global weighted-average LCOE value derived from the individual plants commissioned in each year. The project-level LCOE is calculated with a real weighted average cost of capital (WACC) is 7.5% for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. The single band represents the fossil fuel-fired power generation cost range, while the bands for each technology and year represent the 5th and 95th percentile bands for renewable projects.

Figura 5.5 – Media globale ponderata del LCOE per impianti a fonte rinnovabile utility-scale nel periodo 2010-2019 (Fonte: IRENA [68])

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

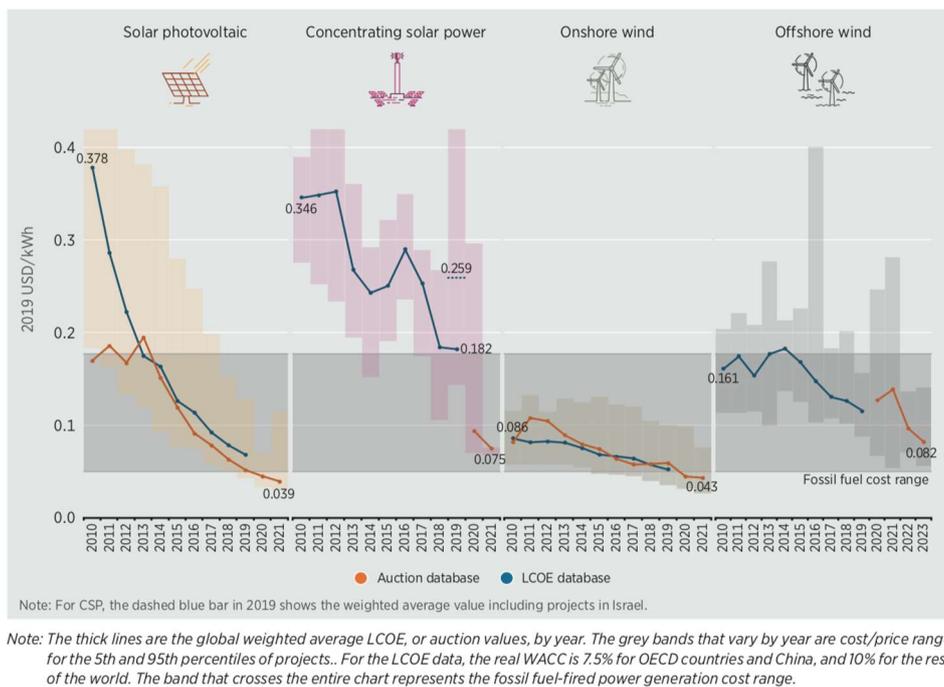


Figura 5.6 – Media globale ponderata del LCOE per impianti fotovoltaici, CSP, eolico on-shore off-shore nel periodo 2010-2021 (Fonte: IRENA [68])

Per quanto riguarda il nostro paese, secondo uno studio di Confindustria, elaborato in collaborazione con RSE e Ernst & Young [69], gli impianti che più si avvicinano al valore medio del PUN nel 2016 e 2017 risultano essere il grande eolico, il fotovoltaico *utility-scale*, l'idroelettrico e gli impianti di termovalorizzazione in assetto cogenerativo, come mostrato in Figura 5.7.

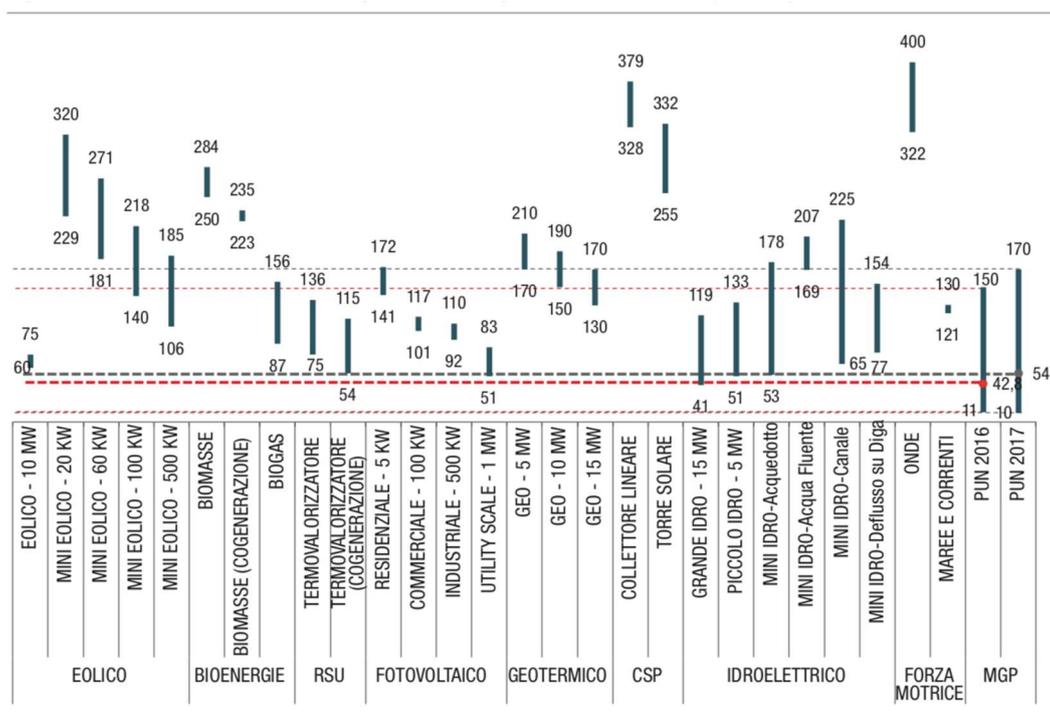


Figura 5.7 – LCOE delle tecnologie rinnovabili in Italia (Fonte: Beccarello et al., 2018 [69])

Dall’analisi di letteratura, è emerso che i fattori che maggiormente influenzano la decrescita dei valori del LCOE per le fonti rinnovabili sono i seguenti [67]:

- Innovazione tecnologica (costante nel mercato delle rinnovabili);
- Appalti competitivi;
- Sviluppo di una comunità di investitori e promotori di progetto, con una crescente e sempre più ampia esperienza.

Date queste considerazioni, è stata condotta un’analisi delle principali fonti bibliografiche, sia con specifico riferimento alla realtà italiana sia tenendo conto i valori stimati a livello europeo e mondiale. Per ogni fonte analizzata è stato definito un range di valori entro il quale può essere verosimilmente situato il LCOE in Italia. In tabella 5.2 e 5.3 sono riassunti i valori riscontrati in letteratura per ogni fonte energetica.

€/MWh	PV Distribuito		PV Utility-scale		Eolico		Pompaggi		Storage Distribuito		Storage Utility-scale	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
IRENA, 2012 [70]							120	205				
IEA-ETSAP and IRENA, 2012 [71]							40	120				
RSE 2016*, [72]	140		97									
RSE 2017*, [73]	280		150		102	152	60	77				
ENEA 2017*, [74]							30	210				
Beccarello et al., 2018* [69]	111	133	51	83	60	75	210	257	340		278	
Tsiropoulos, 2018 [75]									570		400	
Larsson and Borjesson, 2018 [76]									274	444	178	261
Schmidt et al., 2019 [77]							120	300				
IRENA, 2019 [78]			85									
IRENA, 2020 [68]	100*		68*		67		90	105				
IRENA, 2020 [79]							150					
Lazard, 2020 [80]	140		40		30	45			266	337	107	200
IEA, 2020 [64]			35		40							

*valori del LCOE specifici per l’Italia

Tabella 5.2 – Valori di letteratura del LCOE per le diverse fonti tecnologiche

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

€/kg	Produzione idrogeno		Accumulo idrogeno
	Min	Max	
IRENA, 2019 [81]	2.3	5.1	
SNAM, IGU and BloombergNEF, 2020 [82]	2.0	3.8	
BloombergNEF, 2020 [83]	3.3	5.1	
Saccani et al., 2020 [84]	2.5	6.4	
Christensen, 2020 [85]			2.4
RSE, 2021 [86]	3.4	5.6	
Clerici, 2021* [87]		7	
IEA, 2019 [38]			3.2

*valori del LCOE specifici per l'Italia

Tabella 5.3 – Valori di letteratura del LCOE per la produzione e l'accumulo di idrogeno *green*

Grazie alla review di letteratura è stato possibile ricavare i costi di investimento (CAPEX) per le diverse fonti tecnologiche. Come mostrano le Tabella 5.4 e 5.5 per ogni fonte è stato definito un valore di costo al 2021, al 2030 e al 2050 in maniera tale da tenere in considerazione l'evoluzione futura dei costi nel medio e lungo termine.

Tecnologia	2021	2030	2050
	CAPEX [€/MW]	CAPEX [€/MW]	CAPEX [€/MW]
Fotovoltaico (distribuito)	1'100'000	704'000	462'000
Fotovoltaico (utility)	700'000	469'000	294'000
Eolico	1'065'672	927'135	831'225
Celle a combustibile	3'000'000	2'000'000	1'200'000
Elettrolizzatori (generazione)	833'000	502'933	233'000
Elettrolizzatori (industria)	1'800'000	593'200	278'804
Elettrolizzatori (trasporti)	1'800'000	593'200	278'804

Tabella 5.4 – Costi di investimento (CAPEX) per le nuove tecnologie di generazione elettrica e di sintesi di idrogeno

Tecnologia	2021	2030	2050
	CAPEX [€/MWh]	CAPEX [€/MWh]	CAPEX [€/MWh]
Impianti di pompaggio	130'000	130'000	130'000
Nuovo pompaggio	160'000	160'000	160'000
Accumulo elettrochimico (distribuito)	495'857	277'680	114'047
Accumulo elettrochimico (utility scale)	243'726	121'863	63'368
Accumulo idrogeno per generazione elettrica (200 bar)	1'049	792	633
Accumulo idrogeno per industria (200 bar)	1'049	792	633
Accumulo idrogeno per trasporti (700 bar)	1'874	1'452	1'161

Tabella 5.5 – Costi di investimento (CAPEX) per le nuove tecnologie di accumulo

Con i valori indicati nelle tabelle precedenti, è stato calcolato il costo di investimento (CAPEX) per le diverse fonti tecnologiche nelle configurazioni simulate al 2030 e al 2050 (Figure 5.8 - 5.9 - 5.10 -

5.11). La configurazione che genera minori costi di investimento al 2030 è la configurazione A, che prevede la sostituzione della generazione a carbone per mezzo di impianti idroelettrici di pompaggi e non ipotizza la ripartenza della filiera di alluminio. Al contrario tra le configurazioni C e D (ripartenza filiera alluminio), la configurazione economicamente più vantaggiosa risulta la D nella quale non sono previsti nuovi impianti di pompaggio. In ogni caso, osservando i costi complessivi al 2050, tra le configurazioni A e B le differenze sono ridotte, e nel periodo 2030-2050 è la configurazione B a generare meno costi di investimento.

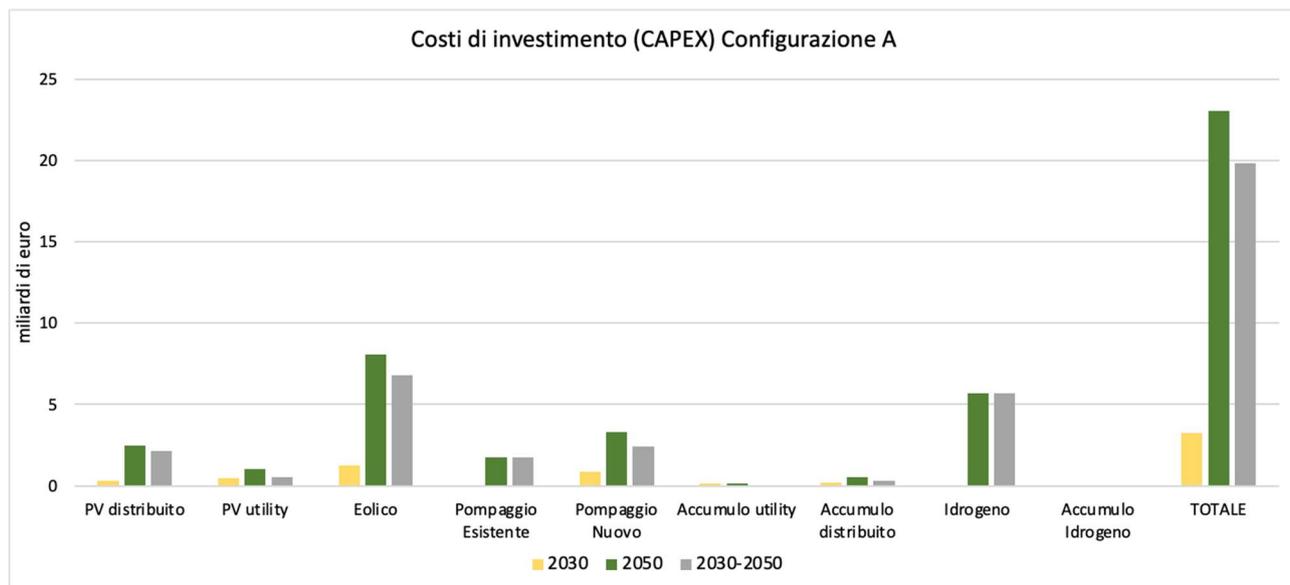


Figura 5.8 – Costi di investimento delle diverse fonti energetiche nella configurazione A

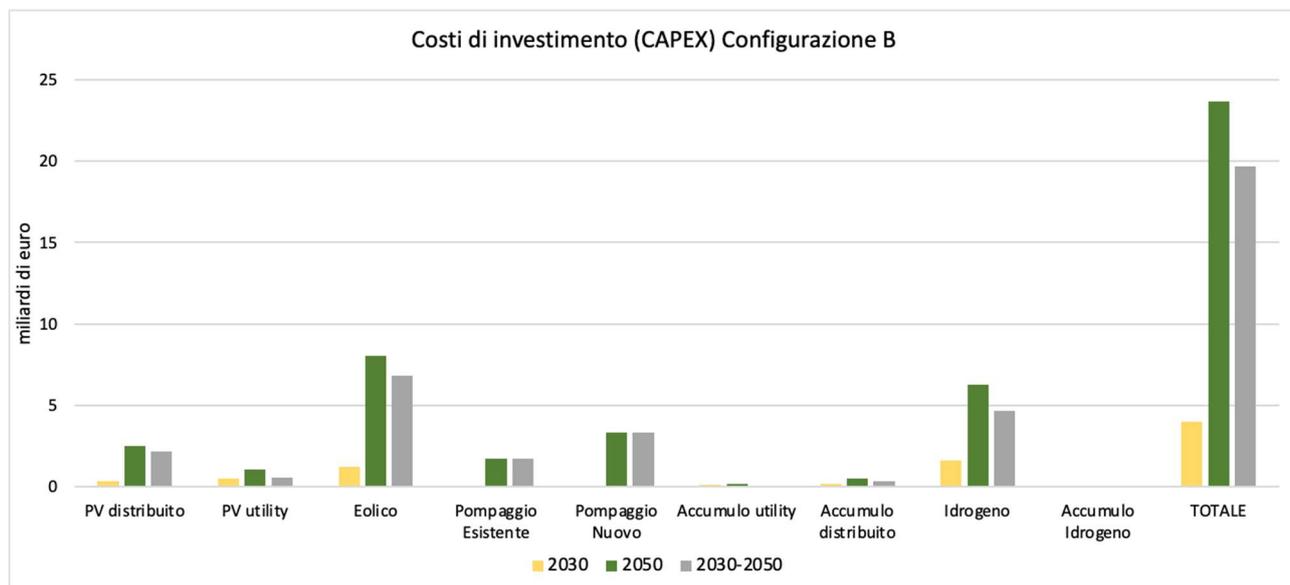


Figura 5.9 – Costi di investimento delle diverse fonti energetiche nella configurazione B

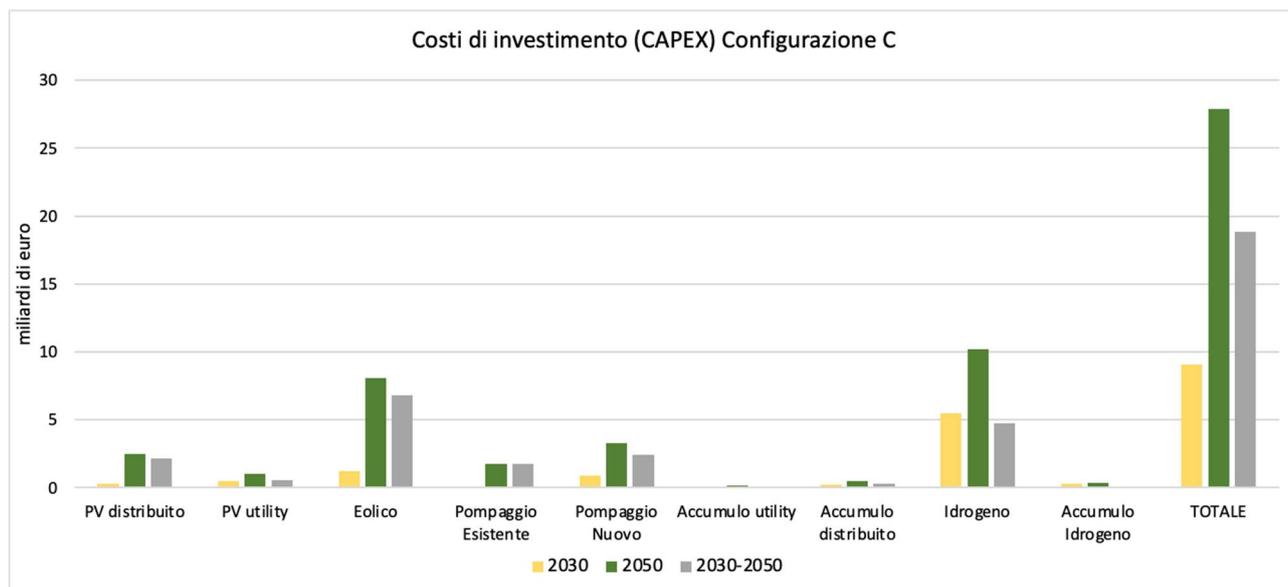


Figura 5.10 – Costi di investimento delle diverse fonti energetiche nella configurazione C

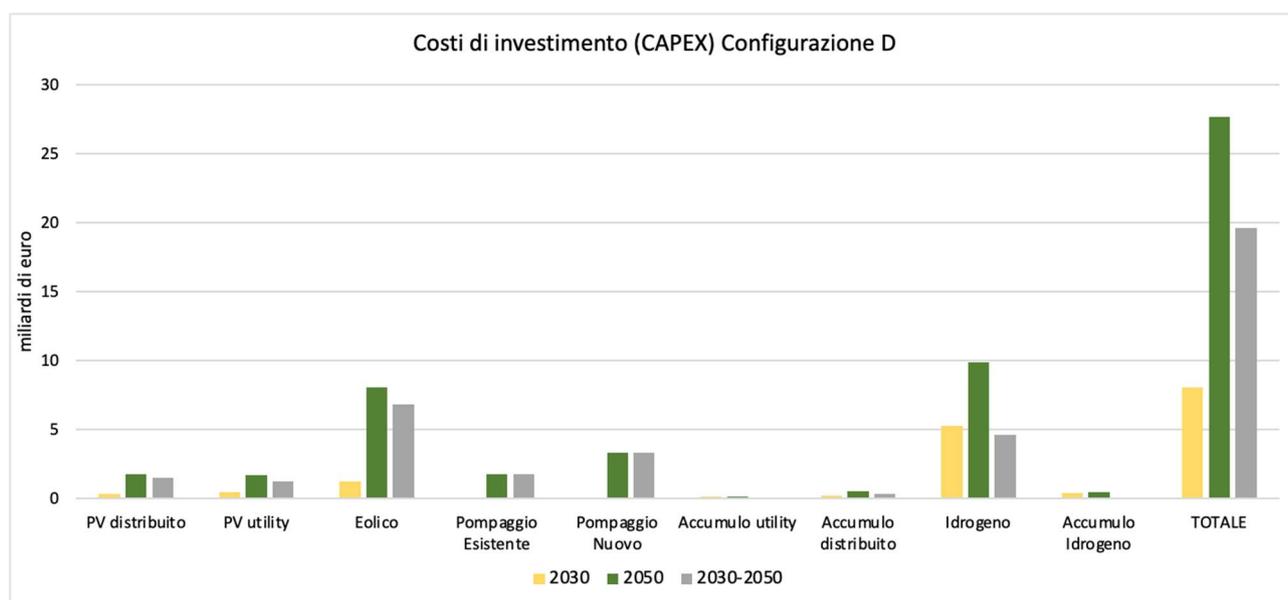


Figura 5.11 – Costi di investimento delle diverse fonti energetiche nella configurazione D

I costi di investimento cumulati nei periodi 2021-2030 e 2030-2050 sono stimati, rispettivamente, tra i 3,27 – 9,07 miliardi di euro per gli scenari 2030 e tra i 18,84 e 19,66 miliardi di euro per lo scenario 2050. La forte variazione di costi nel periodo 2021-2030 è legata all’ipotesi di ripartenza della filiera di alluminio, la quale necessita di generazione ad idrogeno a lei dedicata. Come si può notare dalla tabella 5.6, le differenze di costo tra le varie configurazioni sono dovute alle differenze nelle nuove capacità di impianti idroelettrici di pompaggio e di generazione di idrogeno. Per il fotovoltaico, eolico e accumuli elettrochimici le capacità sono assunte uguali in tutte le configurazioni.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

Costi di investimento (miliardi di euro)	2021-2030			
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D
PV (distribuito)	0,32	0,32	0,32	0,32
PV (utility)	0,49	0,49	0,49	0,49
Wind onshore	1,25	1,25	1,25	1,25
Pompaggio esistente	0	0	0	0
Pompaggio nuovo	0,88	0	0,88	0
Accumulo (utility)	0,13	0,13	0,13	0,13
Accumulo (distribuito)	0,2	0,2	0,2	0,2
Idrogeno	0	1,62	5,48	5,24
Accumulo idrogeno	0	0	0,32	0,41
Totale	3,27	4,01	9,07	8,04
Costi di investimento (miliardi di euro)	2030-2050			
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D
PV (distribuito)	1,47	1,47	1,47	1,47
PV (utility)	1,23	1,23	1,23	1,23
Wind onshore	6,81	6,81	6,81	6,81
Pompaggio esistente	1,74	1,74	1,74	1,74
Pompaggio nuovo	2,44	3,32	2,44	3,32
Accumulo (utility)	0,04	0,04	0,04	0,04
Accumulo (distribuito)	0,32	0,32	0,32	0,32
Idrogeno	5,69	4,68	4,72	6,65
Accumulo idrogeno	0,05	0,05	0,06	0,06
Totale	19,79	19,66	18,83	19,64

Tabella 5.6 – Costi di investimento per le nuove tecnologie nel periodo 2021-2030 e 2030-2050

5.3. Costi (benefici) dovuti alle esternalità ambientali

La sostituzione dei combustibili fossili, quali carbone, gasolio, GPL, olio combustibile e gas naturale, con vettori energetici *carbon-neutral*, come rinnovabili e idrogeno *green*, ha come effetto principale una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra (GreenHouse Gas emission, GHG) e di altri inquinanti atmosferici. I benefici di questa riduzione non sono legati solamente all'attenuazione del cambiamento climatico, ma anche ad una diminuzione dei danni arrecati alla salute umana, alla biodiversità, all'uso del suolo. Gli impatti vengono solitamente suddivisi in due categorie:

- Effetti su scala globale;
- Effetti su scala locale e regionale.

I primi sono legati alle emissioni GHG, in particolare l'anidride carbonica (CO₂), l'ossido di azoto (N₂O) e il metano (CH₄), che permangono a lungo nell'atmosfera con importanti effetti di lungo periodo. I secondi, invece, sono dovuti alle emissioni di altri inquinanti atmosferici quali SO₂, NO_x, PM₁₀ e PM_{2.5}. Gli impatti di quest'ultimi variano dall'aumento della corrosione degli edifici, alla

riduzione della resa agricola, fino ai danni sulla salute umana. Tali effetti non dipendono solamente dalla tecnologia di combustione utilizzata, ma soprattutto dal contesto abitativo in cui sono localizzati gli impianti. L'inquinamento emesso in aree densamente popolate ha impatti maggiori e di conseguenza costi più elevati rispetto a quello emesso in aree scarsamente popolate.

Per queste ragioni, è importante evidenziare come i valori di danno che determinano i costi delle esternalità negative individuati in letteratura, rappresentino solamente un'indicazione generale e di massima, in quanto gli effettivi impatti dipendono in maniera determinante dalle caratteristiche del singolo sito produttivo (e.g., condizioni meteo, climatiche, densità abitativa).

Un approccio largamente utilizzato per integrare le esternalità ambientali nelle valutazioni economiche è quello proposto dalla Commissione Europea nelle linee guida per le analisi costi-benefici dei progetti d'investimento, che si articola nelle seguenti fasi [48]:

- Quantificazione del volume di emissioni emesse, o risparmiate, nell'atmosfera per effetto della sostituzione di combustibili fossili con fonti meno climalteranti. Per fare ciò si utilizzano i fattori emissivi specifici legati a ciascuna fonte energetica (espressi per esempio in gCO_2/kWh o tCO_2/tep) ricavabili in letteratura;
- Calcolo delle emissioni equivalenti (CO_2eq) per i gas serra diversi dalla CO_2 attraverso l'utilizzo dei potenziali di riscaldamento globale (Global Warming Potential, GWP). Per esempio, impostando i GWP di CO_2 come un'unità ($GWPCO_2 = 1$), i GWP per CH_4 e N_2O sono rispettivamente 25 e 298, a indicare che il loro impatto climatico è 25 e 298 volte più grande di quello della stessa quantità di emissioni di CO_2 ;
- Valutazione delle esternalità ambientali attraverso l'utilizzo di un costo unitario di CO_2 equivalente. Le tonnellate totali di emissioni di CO_2eq vengono quindi moltiplicate per un costo unitario espresso in Euro/tonnellata.

Per attribuire alle emissioni di CO_2 un valore monetario, è possibile fare riferimento al prezzo di una tonnellata di CO_2 nel mercato europeo delle emissioni (Emission Trading System, ETS), il quale rappresenta il primo mercato mondiale della CO_2 . L'evoluzione attesa di tale prezzo è indicata nella SILT (Figura 5.12).

	2017	2020	2025	2030	2040	2050
ETS (€2016/tCO ₂)	7	15,5	23,3	34,7	51,7	91,0

Figura 5.12 – Evoluzione attesa del prezzo della CO_2 nel settore ETS (Fonte: [16])

Il prezzo in questo sistema per lo scambio delle quote di emissione dell'Unione Europea (EU ETS) non riflette però il costo sociale dell'esternalità [67]. Il prezzo di scambio nell'EU ETS rispecchierebbe effettivamente i costi sociali in un mondo ideale di concorrenza perfetta, in assenza di costi di transizione e di asimmetrie informative [67]. In altre parole, secondo la teoria economica per fare in modo che il prezzo ETS coincida con i costi sociali dell'esternalità bisognerebbe eguagliare la quota massima di permessi negoziabili di inquinamento con il livello ottimale di emissioni, oppure introdurre tasse o sussidi pigouviani [67, 88]. Secondo altri studi di letteratura bisognerebbe utilizzare i cosiddetti *avoidance costs*, ossia i costi marginali di abbattimento per raggiungere un certo livello di riduzione delle emissioni inquinanti, la cui stima può raggiungere anche valori molto elevati ($269 \text{ €}_{2016}/t \text{ CO}_2$) nel lungo termine (Figura 5.13). Tale approccio è considerato valido nel riflettere la disponibilità a pagare (WTP) della società per il raggiungimento di un determinato livello di abbattimento delle emissioni [88].

	Low	Central	High
Short and medium run	€ 60	€ 100	€ 189
Long run	€ 156	€ 269	€ 498

Figura 5.13 – Avoidance costs in €₂₀₁₆/t CO₂ (Fonte: [88])

Simile all'*avoidance cost*, il cosiddetto *shadow cost of carbon*, definito dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI), è un altro strumento utile per monetizzare le esternalità negative, poiché indica il costo marginale necessario per guidare l'economia al raggiungimento dell'obiettivo di mantenere l'incremento della temperatura globale sotto l'1.5°C. Secondo tale approccio (*carbon pricing approach*) gli investimenti che riducono le emissioni di carbonio ad un costo minore del *cost of carbon* sono da considerarsi vantaggiosi; mentre tutti quelli che richiedono un costo maggiore non sono giustificati. La BEI, che ritiene tale strumento efficiente e valido nel valutare le esternalità ambientali in ottica di un'analisi costi-benefici, indica le differenze tra questo indicatore e gli altri utilizzati in letteratura. Come mostrato in Figura 5.14, esso permette di tenere in considerazione non solo i segnali di prezzo generati dal mercato (e.g., prezzo ETS, *carbon tax*), ma anche il costo di tutte le politiche destinate alla riduzione delle emissioni.

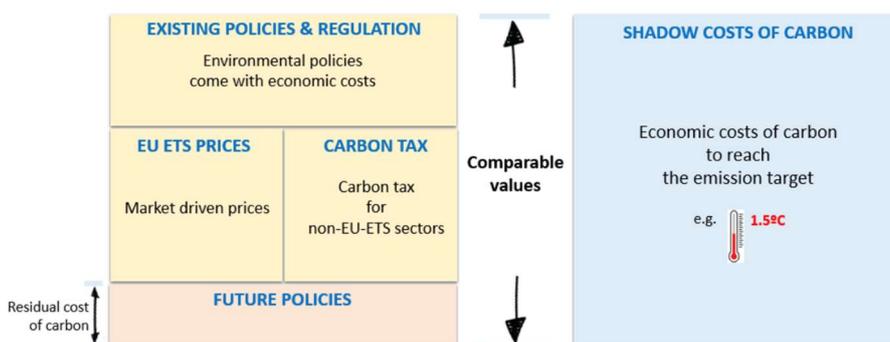


Figura 5.14 – Comparazione tra i diversi strumenti per la valutazione delle esternalità ambientali (Fonte: [89])

Dalle ultime analisi della BEI [89], l'andamento del *cost of carbon* è in forte crescita, come evidenzia la Figura 5.15.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Value (€/tCO ₂ e)	80	165	250	390	525	660	800

Figura 5.15 – Evoluzione attesa del *cost of carbon* per il periodo 2020-2050 (Fonte: [89])

Per quanto riguarda la quantificazione delle emissioni, sono stati individuati i fattori emissivi specifici per le varie fonti energetiche a partire dalle indicazioni fornite dal GSE [90] e dall'inventario nazionale delle emissioni fornito da ISPRA [91, 92]. In Tabella 5.7 sono stati raccolti i fattori emissivi, tenendo conto dell'intero ciclo di vita degli impianti (fase di esercizio e fase di upstream), mentre in Tabella 5.8 sono mostrati i fattori di emissione diretta relativi alle bioenergie (biomassa, biogas e biofuels), presenti nei due scenari proposti per il 2030 e il 2050, ricavati dall'IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Infine, per completezza la Tabella 5.9 riporta i fattori emissivi forniti sempre da ISPRA [91] per gli inquinanti aventi effetti su scala locale.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

	Combustibile	Unità	2018 [90]	2019 [91]	2019 [93]
Fattori emissivi GHG - esercizio	Prodotti petroliferi	gCO ₂ eq/MJ	76.7	74.1	
	Carbone	gCO ₂ eq/MJ	95.1	95.28	
	Gas naturale	gCO ₂ eq/MJ	57.3	57.63	
	Totale FER	gCO ₂ eq/kWh	2.0		0
Fattori emissivi GHG - upstream	Prodotti petroliferi	gCO ₂ eq/MJ	10.7		34.2
	Carbone	gCO ₂ eq/MJ	16.0		21.1
	Gas naturale	gCO ₂ eq/MJ	12.8		19.9
	Totale FER	gCO ₂ eq/kWh	29.0		7.1

Tabella 5.7– Fattori emissivi di gas serra relativi alle diverse fonti energetiche

Combustibile	Unità	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ eq
Biomassa	kg/TJ	-	30.0	4.0	1942
Biogas	kg/TJ	-	1.0	0.1	54.8
Biofuels	kg/TJ	-	3.0	0.6	253.8

Tabella 5.8 – Fattori emissivi di gas serra relativi alle bioenergie

Combustibile	Unità	NOX	SO ₂	PM10	PM2.5
Prodotti petroliferi	g/MJ	0.05	0.047	0.0036	0.0036
Carbone	g/MJ	0.05	0.646	0.439	
Gas naturale	g/MJ	0.03	0.0	0.0002	0.0002

Tabella 5.9 – Fattori emissivi di altri inquinanti diversi dai gas serra relativi alle diverse fonti energetiche

Per le valutazioni presentate in questo paragrafo, si è deciso di utilizzare i fattori emissivi forniti da ISPRA e il prezzo medio dell'EU ETS nel periodo 2021-2030 (25 €₂₀₁₆/tCO₂) e nel periodo 2030-2050 (60 €₂₀₁₆/tCO₂), in quanto maggiormente cautelativo per la stima dei benefici ambientali e più largamente utilizzato in letteratura. In particolare, è stato tenuto conto l'andamento dei prezzi previsto nella SILT. I benefici sono stati valutati rispetto alla quota di emissioni attuale, stimata facendo riferimento all'ultimo bilancio energetico del 2017 [1].

Come mostrano le Figure 5.16 e 5.17, le emissioni relative alla produzione di energia elettrica si riducono quasi totalmente fino a quasi un completo azzeramento già al 2030. Le emissioni residue al 2050 sono legate agli usi di biomassa. È importante notare che al 2050 le emissioni nel settore dei trasporti si riducono totalmente.

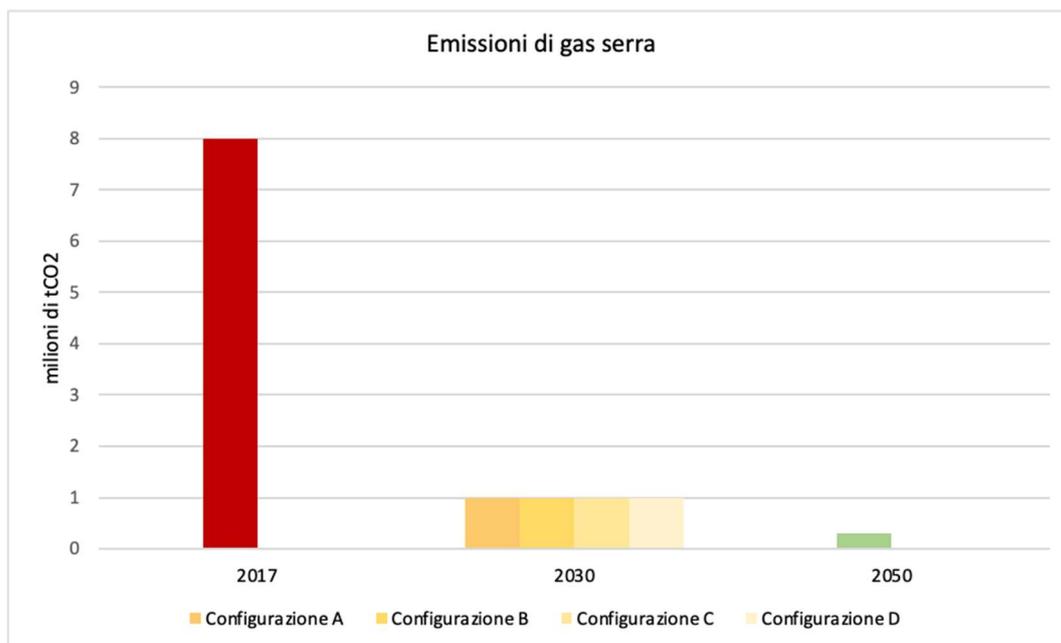


Figura 5.16 – Confronto delle emissioni di gas serra (milioni di t CO₂ eq.) tra gli scenari simulati al 2030 e 2050 con il livello del 2017, dati ricavati a partire dal BER 2017 (settore energia elettrica e trasporti)

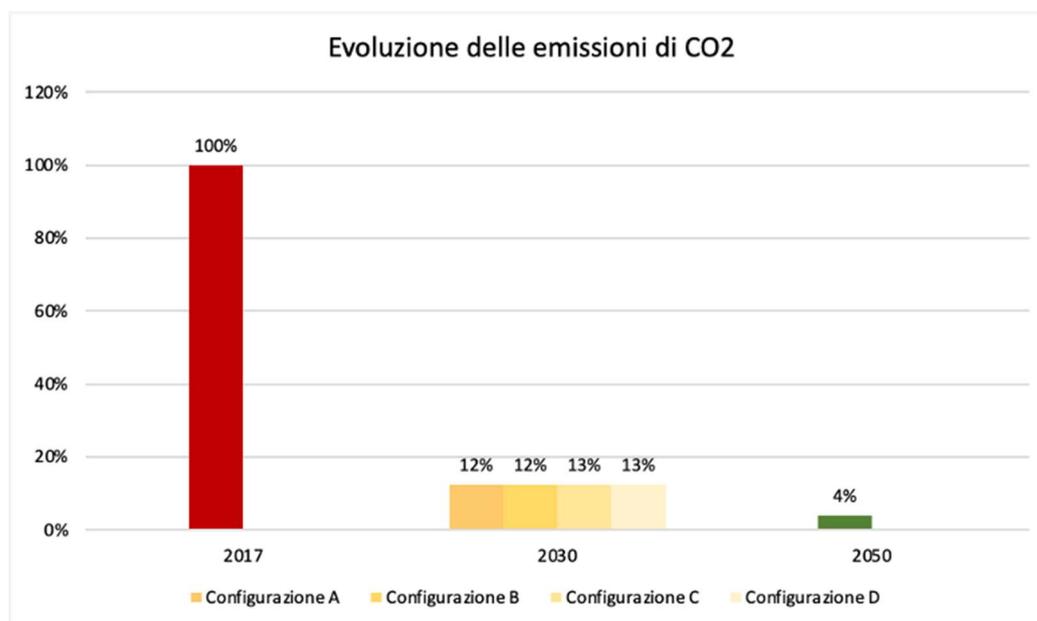


Figura 5.17 – Evoluzione delle emissioni di CO₂ in Sardegna riferite al bilancio delle emissioni del 2017, dati ricavati a partire dal BER 2017 (settore energia elettrica e trasporti)

Da queste analisi emerge che i benefici generati dalla diminuzione delle emissioni sono di circa 175 milioni di euro al 2030, e risultano uguali per tutte le diverse configurazioni analizzate (con e senza la ripartenza della filiera di alluminio). Al 2050, i benefici addizionali al 2050 sono stimati in circa 42 milioni di euro (Figura 5.18).

Se si fosse utilizzato un costo unitario allineato con il valore centrale dell'*avoidance cost*, uguale a 100 €₂₀₁₆/t CO₂ come indica la Figura 5.15, i benefici ambientali al 2030 sarebbero pari a circa 0,77 miliardi di euro, mentre al 2050 si avrebbero benefici addizionali per ulteriori 71 milioni di euro (Figura 5.19).

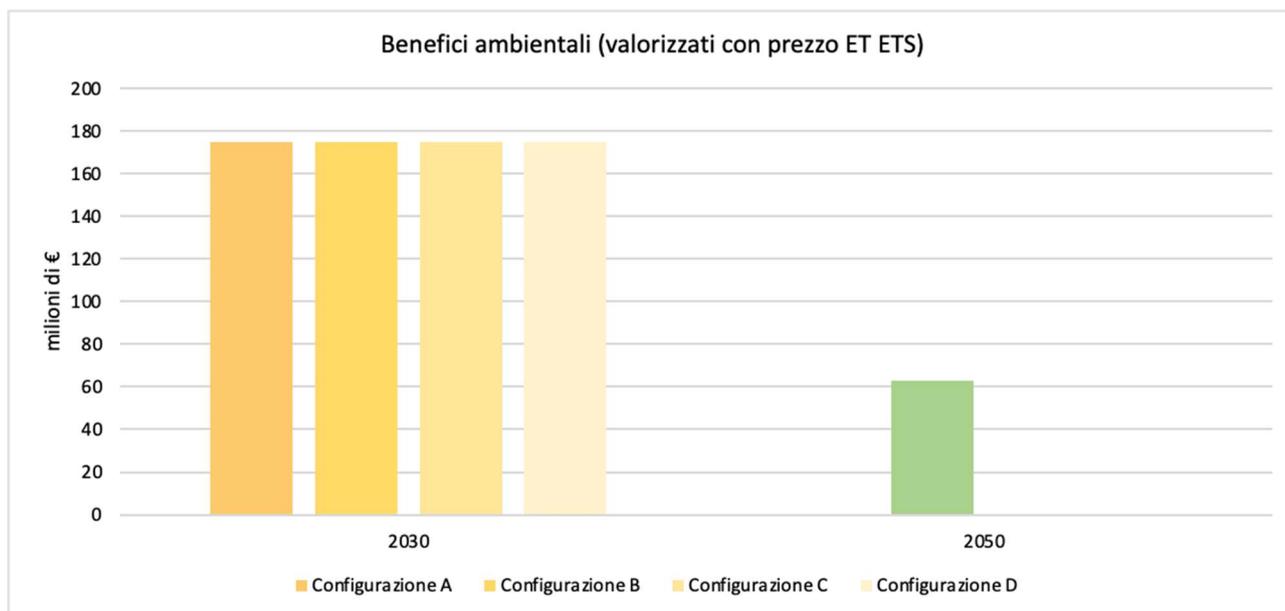


Figura 5.18 – Benefici ambientali (milioni di €) generati dalla diminuzione delle emissioni di CO₂ eq. al 2030 (rispetto al 2017) e 2050 (rispetto al 2030)

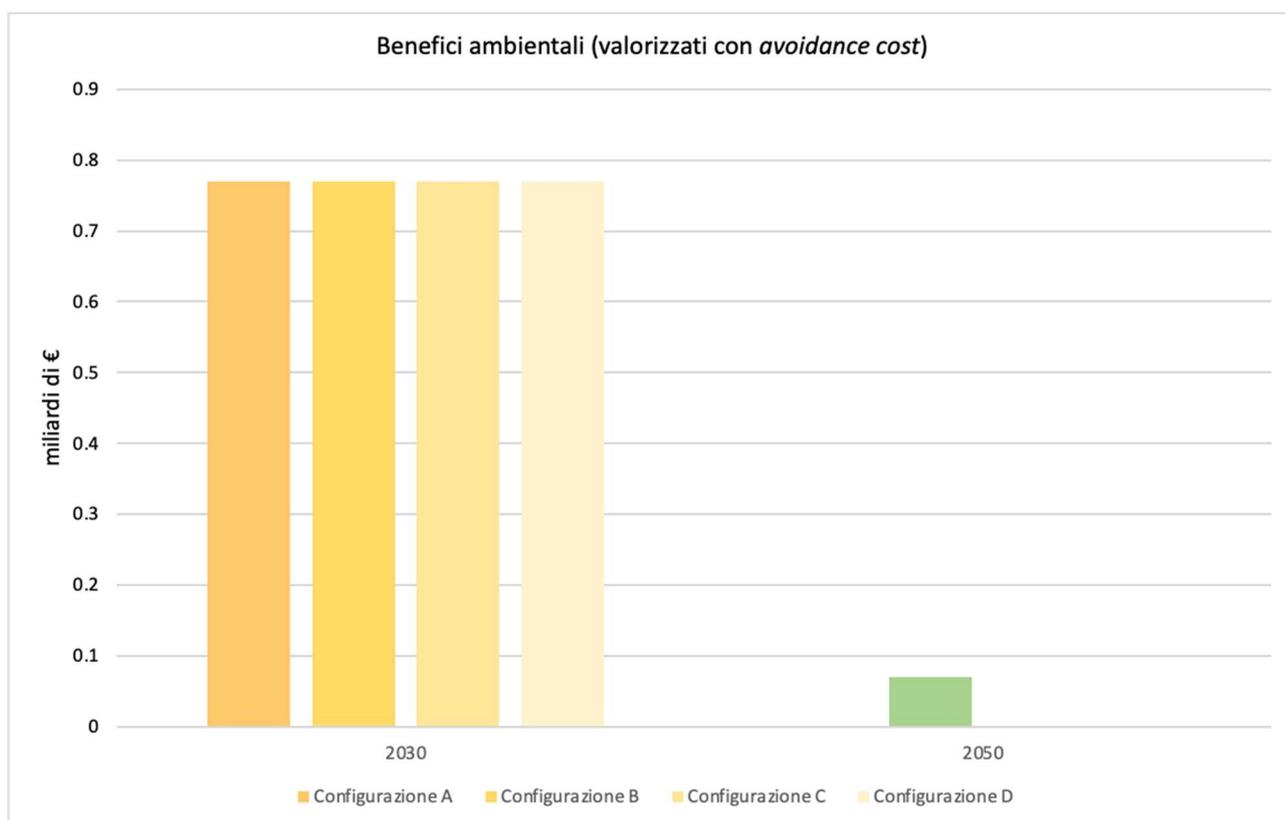


Figura 5.19 – Benefici ambientali (miliardi di €) generati dalla diminuzione delle emissioni di CO₂ eq. al 2030 (rispetto al 2017) e 2050 (rispetto al 2030)

5.4. Costi che dovranno sostenere i consumatori finali

Per realizzare e contribuire significativamente al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni al 2030 e 2050, è essenziale una sinergia di azioni volte all'elettificazione degli usi finali - su lato domanda - e alla sostituzione dei combustili climalteranti - sul lato offerta. Per questo

motivo, oltre ai costi per le nuove tecnologie *carbon-neutral*, anche i costi di investimento e i costi operativi che i consumatori finali devono sostenere per elettrificare, ove possibile, le tecnologie di uso finale sono importanti voci da considerare. In particolare, in questo paragrafo si sono voluti analizzare i costi da sostenere nel settore civile e nel settore dei trasporti per l'adeguamento delle seguenti tecnologie:

- Nuovi impianti per la produzione di calore (pompe di calore elettriche);
- Nuovi veicoli elettrici.

Per quanto riguarda i costi di investimento e i costi operativi relativi alle pompe di calore sono stati presi i valori forniti dallo studio elaborato da Confindustria [69], e riportati in Tabella 5.10. Vale la pena notare che per queste tecnologie i costi di investimento rappresentano ancora un'importante barriera economica, soprattutto per il fatto che i consumatori tipicamente decidono se intraprendere un investimento sulla base di considerazioni di breve termine che tengono conto solamente dell'investimento iniziale e non valutano i benefici economici che nel lungo periodo possono compensare i maggiori costi iniziali. Inoltre, si prevede che i costi di investimento per le pompe di calore diminuiscano del 20% al 2050 [94].

	Costo di investimento (€)	Costo manutenzione (€)
Pompa di calore aria-aria	6000	50
Pompa di calore (pannelli radianti)	6000	50
Pompa di calore (fan coil)	8400	50

Tabella 5.10 – Costi di investimento e operativi relativi alle pompe di calore

Data l'energia consumata in MWh dalle pompe di calore per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria al 2030, e tenendo conto che mediamente una pompa di calore può consumare circa 2000 kWh/anno, i costi per la sostituzione dei vecchi sistemi di riscaldamento con le nuove pompe di calore elettriche, stimati a partire dai costi sopra indicati, risultano uguali a circa 0.5 miliardi di euro (cumulati nel periodo 2020-2030).

Oltre ai costi legati all'acquisto delle pompe di calore, i consumatori finali dovranno sostenere ulteriori spese legate alla crescente elettrificazione del settore trasporti. Con il fine di stimare i costi di adeguamento in tale settore, è stato definito un extra costo per l'acquisto di veicoli elettrici e ad idrogeno rispetto ad un tradizionale veicolo alimentato a benzina o gasolio (Tabella 5.11).

	Prezzo di acquisto (€)	Costo di manutenzione (€/anno)	Extra Costo per acquisto (€)	Extra Costo per manutenzione (€/anno)
Veicoli tradizionali	17000-30000	400		
Veicoli elettrici	25000-38000	230	8000	-170
Veicoli a idrogeno	32000-45000	230	15000	-170

Tabella 5.11 – Extra costo per l'acquisto di veicoli elettrici o a idrogeno (Fonte: [95])

Come nel caso precedente, è noto che non sempre i consumatori considerino con precisione tutti i fattori rilevanti al momento dell'acquisto di un'automobile. Il passaggio a veicoli a basse emissioni implica effettivamente un maggior costo iniziale, ma al tempo stesso comporta costi di manutenzione ed esercizio inferiori rispetto a un veicolo a benzina/gasolio. La Figura 5.20 mostra come al 2020 il costo totale di proprietà (*Total Cost of Ownership*, TCO) per i veicoli elettrici sia poco superiore rispetto a quello per i veicoli alimentati a gasolio, nonostante i costi di investimento iniziali siano nettamente maggiori. Nell'ipotesi di un maggior e più veloce sviluppo della mobilità elettrica, nominato BEV (TECH RAPID) in Figura 5.20, tali costi sarebbero addirittura inferiori.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

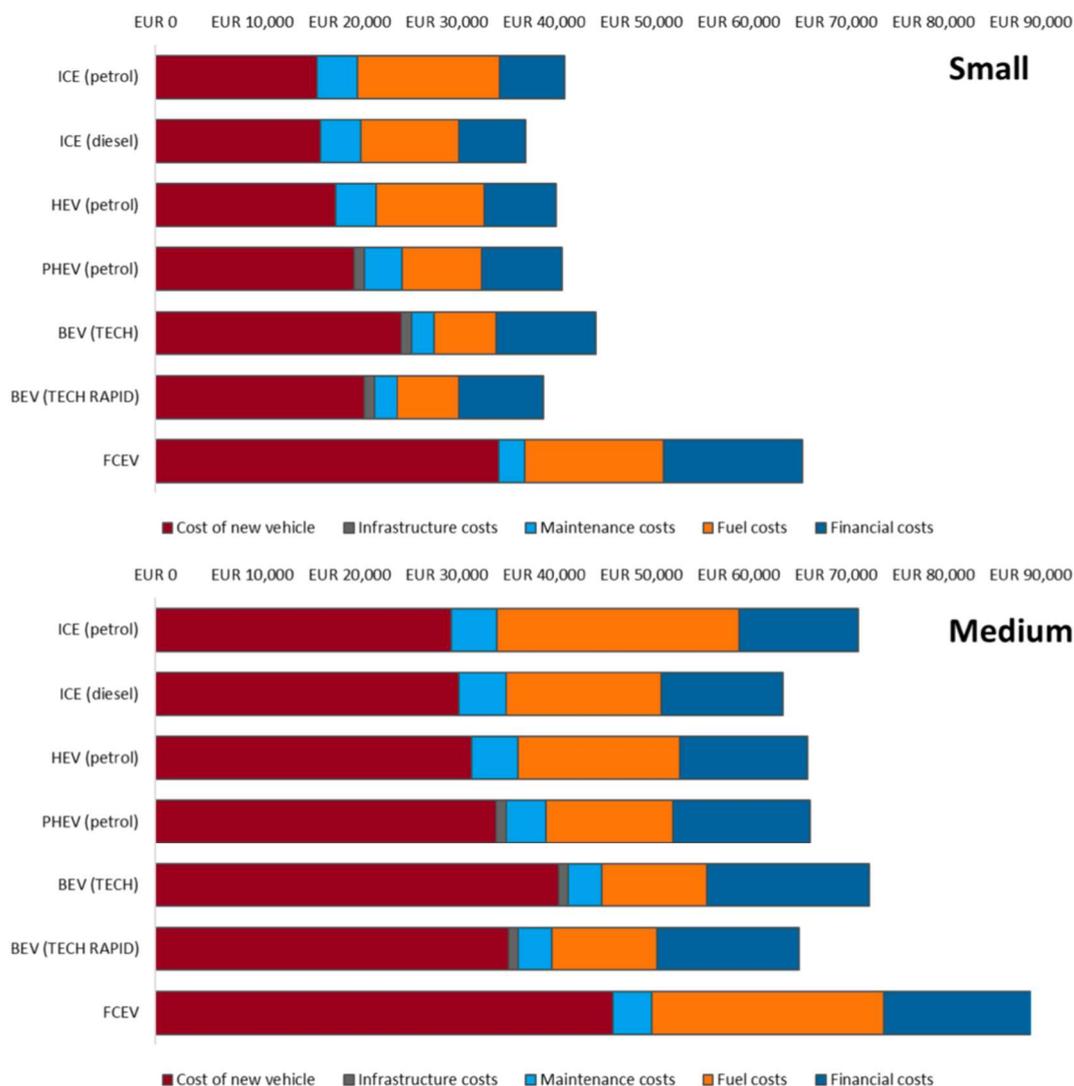


Figura 5.20 – Costi totali di proprietà per veicoli di piccole e medie dimensioni nel 2020 (Fonte: [95])

Le analisi elaborate dal Cambridge Econometrics [95] dimostrano che il costo medio di esercizio di un'auto diminuirà nel tempo rispetto alla situazione attuale in tutti gli scenari a basse emissioni di carbonio (Figura 5.21). Lo sviluppo e l'introduzione di tecnologie volte a ridurre il consumo di carburante comporteranno un aumento dei costi iniziali di acquisto, i quali saranno compensati da una riduzione dei costi del carburante, con risparmi significativi nel corso della vita media di un'automobile.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

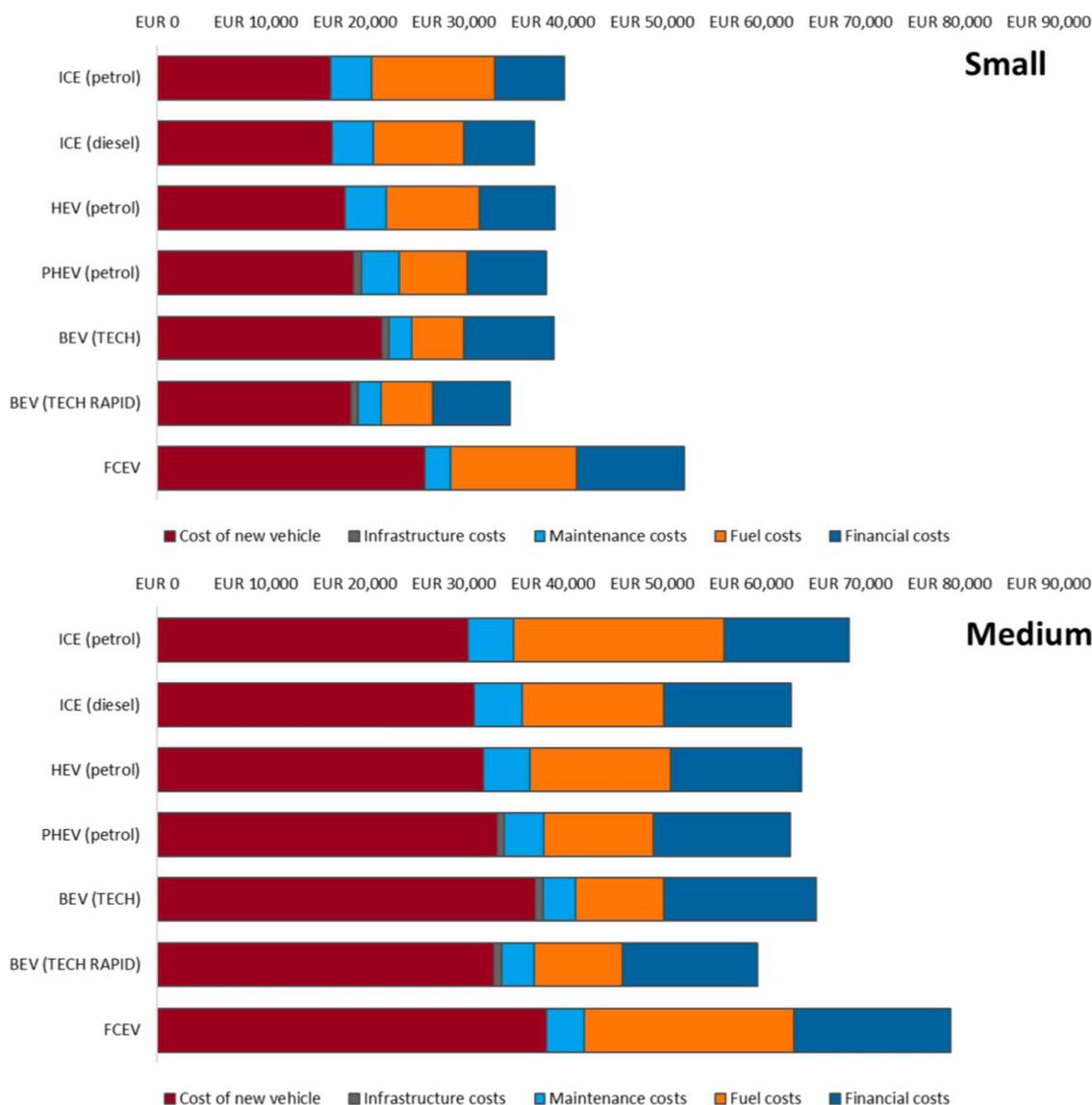


Figura 5.21 – Costi totali di proprietà per veicoli di piccole e medie dimensioni nel 2030 (Fonte: [95])

I risultati dello studio indicano che già nel 2020 possedere un ibrido plug-in di piccole dimensioni è meno costoso che possedere un'automobile a benzina convenzionale di dimensioni equivalenti, e che i risparmi nel corso dell'intera vita utile possono arrivare a 346 €. Se si considera il TCO al 2030, i risparmi ammontano a 1.837€.

Risultati simili emergono anche dallo studio dell'Energy & Strategy Group del Politecnico di Milano [96], i quali mostrano che il TCO per le autovetture elettriche di piccole e grandi dimensioni è generalmente inferiore rispetto a quello dei veicoli a benzina/diesel/GPL/metano, per tutti i kilometraggi annui considerati. Il *break-even*, ossia il "punto di pareggio" tra benzina ed elettrico varia tra 2-4 anni per i veicoli afferenti al segmento C e D (e.g., Fiat 500X, Jeep Compass, Volkswagen Golf, Volkswagen Tiguan) fino a 7-10 anni per quelli del segmento A e B (e.g., Lancia Ypsilon, Renault Clio, Fiat Panda).

Per quanto riguarda i veicoli ad idrogeno, il divario con i veicoli tradizionali è ancora elevato, ma in riduzione soprattutto per le autovetture di medie e grandi dimensioni.

Tali considerazioni evidenziano l'importanza di stimare non solo i costi di investimento iniziali, ma tutti i costi e i benefici che si verificano lungo le 4 macro-fasi del ciclo di vita di un veicolo (i.e.,

acquisto, utilizzo, manutenzione, fine vita) così da valutare in maniera completa ed efficiente la redistribuzione sui consumatori finali degli effetti dell'elettrificazione del settore trasporti.

Date le indicazioni in Tabella 5.11, i costi per l'adeguamento delle autovetture elettriche al 2050 risultano uguali a circa 6 miliardi di euro.

Vale la pena notare però che se si prendesse in considerazione l'extra costo tra il TCO di veicoli a benzina con quello dei veicoli elettrici, uguale in media a circa 4000 euro secondo le analisi del Politecnico [96], si otterrebbero dei mancati costi (benefici) pari a circa 4 miliardi di euro.

5.5. Costi standard per l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema energetico

L'aggiunta e l'installazione di nuove capacità di produzione possono generare cambiamenti sui flussi di energia che attraversano le reti di trasmissione e distribuzione, i quali possono a loro volta produrre importanti impatti sulla stabilità e flessibilità del sistema stesso. Ciò non interessa solamente le fonti rinnovabili, ma vale per qualsiasi tecnologia di generazione. In questo paragrafo vengono quindi discussi i costi aggiuntivi che lo sviluppo di una grande capacità di generazione può generare sul sistema.

I cosiddetti "costi di integrazione" rappresentano i costi aggiuntivi o indiretti¹¹ necessari a mantenere e garantire la stabilità del sistema energetico in seguito allo sviluppo di nuove capacità di generazione, in questo caso rinnovabile. Tali costi risultano difficilmente disaggregabili sia in termini di tipologia che in termini di tecnologia che li ha prodotti, e vengono comunemente suddivisi in tre categorie [99]:

- Costi di rete (*grid costs*): costi dovuti ad interventi di adeguamento della rete di trasmissione e distribuzione;
- Costi di bilanciamento (*balancing costs*): costi per compensare le differenze tra le previsioni e la produzione effettiva;
- *Profile costs*: potenziale aumento dei costi medi di generazione di altre centrali elettriche a causa della riduzione delle loro ore di pieno carico; costi legati alla necessità di nuove capacità di accumulo (idroelettrico o elettrochimico) per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema.

In linea di principio, tali costi non sono specifici delle tecnologie *green*; tuttavia, le fonti rinnovabili hanno alcune caratteristiche per le quali una loro integrazione negli attuali sistemi energetici necessita di misure specifiche e costi aggiuntivi. Tali caratteristiche possono essere riassunte come segue [70]:

- Localizzazione geografica: più le risorse rinnovabili sono situate lontano dai centri dove vi è maggiore domanda di energia, e maggiori saranno i costi legati alle linee di trasmissione e distribuzione. Per basse percentuali di penetrazione delle rinnovabili, questi costi sono trascurabili, ma più la loro diffusione aumenta e più questi costi diventano rilevanti.
- Non programmabilità nel breve termine: a causa di differenze tra la previsione e la produzione effettiva nel mercato del giorno prima, il sistema necessita di capacità di riserva aggiuntiva in grado di garantire in tempo reale il bilanciamento della rete. L'accoppiamento della generazione rinnovabile con energia idroelettrica può diminuire questi costi legati alla variabilità della produzione, che rimangono comunque imprevedibili.
- Variabilità nel lungo termine: la generazione rinnovabile non è uniforme durante l'anno, per cui il sistema deve avere una capacità sufficiente in grado di soddisfare la domanda anche in assenza di vento o di adeguata irradiazione solare. La combinazione tra rinnovabili e questa capacità aggiuntiva può generare dei costi (*profile costs*) che possono diminuire quanto più

¹¹ I costi diretti sono quelli legati alla generazione di energia [97] discussi nel paragrafo 5.2. Insieme a quelli indiretti costituiscono i costi totali del sistema [98].

è alto il mix di generazione da eolico e solare, e tanto più sono presenti strumenti di gestione della domanda (*demand-side management*).

L'interazione di questi fattori genera i costi aggiuntivi definiti precedentemente, che risultano difficilmente valutabili in maniera diretta. Per analizzarli correttamente ed efficientemente, solitamente viene simulato e confrontato uno scenario "base" senza le rinnovabili con uno scenario in cui si ipotizza un certo sviluppo delle stesse. Secondo la letteratura questi costi possono variare da valori negativi o molto ridotti nel caso di limitati livelli di penetrazione di rinnovabili, fino a valori intorno ai 0.035-0.05 \$/kWh nel caso di una penetrazione del 40 % circa di rinnovabili [100]. Queste indicazioni, e quelle presentate di seguito, sono semplicemente una guida, in quanto i costi effettivi possono variare significativamente a seconda delle configurazioni e della flessibilità del sistema energetico, della locazione e distribuzione degli impianti. Per esempio, in un sistema energetico già caratterizzato da impianti di generazione flessibili, domanda flessibile, magari grazie a strumenti di *demand-side management* e una rete già ben strutturata e forte, i costi potranno essere limitati anche nel caso di elevati livelli di penetrazione delle rinnovabili. Per queste ragioni, per una valutazione completa e precisa dei costi di integrazione, ulteriori studi in cui si confrontano diversi scenari circa lo sviluppo e la penetrazione delle rinnovabili sono necessari.

Per quanto riguarda le fonti eoliche, dopo aver analizzato numerosi studi sui costi di integrazione, Hirth et al. [97] hanno concluso che i costi di bilanciamento possono variare tra i 2 €/MWh e i 4 €/MWh per livelli di penetrazione di circa 40% e che rimangono comunque inferiori a 6 €/MWh per livelli maggiori (Figura 5.22).

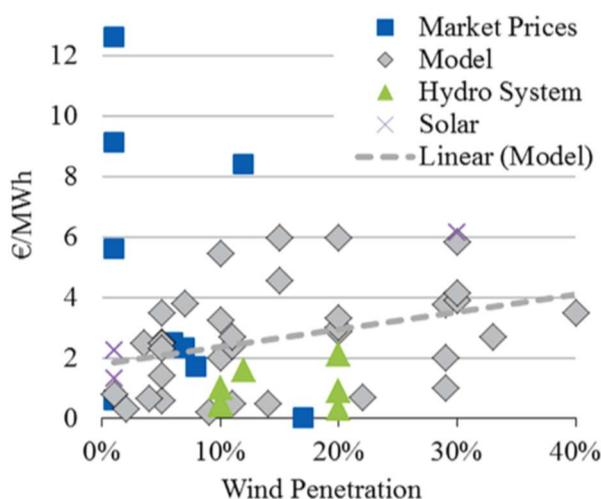


Fig. 12. Balancing cost estimates for wind and power from market prices (squares) and model prices (diamonds) for wind and solar power (crosses). Three market-based studies report very high balancing costs. All other estimates are below 6 €/MWh. Studies of hydro-dominated systems show low balancing costs (triangles). A list of studies can be found in the [Appendix](#).

Figura 5.22 – Stima dei costi di bilanciamento in funzione del livello di penetrazione degli impianti eolici (Fonte: [97])

In merito ai *profile costs*, gli autori hanno stimato che possono variare da valori molto bassi vicino allo zero fino a 15-25 €/MWh per livelli di penetrazione di circa 30-40%. Le linee in Figura 5.23 mostrano la variazione dei *profile costs* in funzione del livello di penetrazione dell'eolico per modelli a breve (linea tratteggiata) e lungo (linea continua) termine. Per quest'ultimi, l'incremento percentuale è di circa 0.5 €/MWh e, come previsto, risulta inferiore rispetto a quelli a breve termine per effetto di adattamenti del sistema. Ciò evidenzia l'importanza di tenere in considerazione potenziali adattamenti, dovuti per esempio a cambiamenti nel mix di capacità, ad innovazioni

tecnologiche, ad una maggior flessibilità delle risorse esistenti, quando vengono effettuate simulazioni ed analisi di lungo periodo. Dagli studi analizzati dagli autori, i costi di integrazione risultano infatti minori nel lungo termine (Figura 5.24).

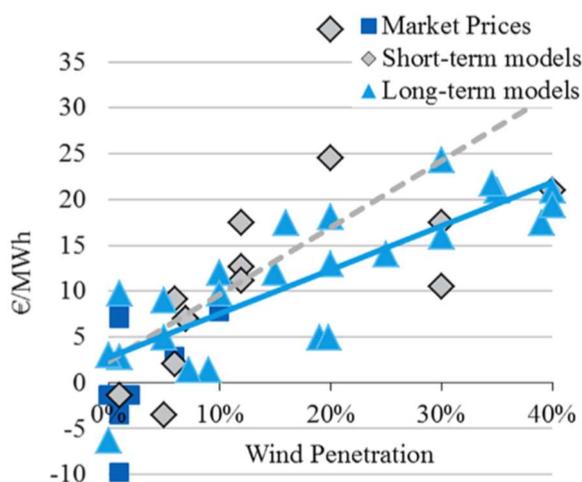


Fig. 13. Wind profile cost estimates from about 30 published studies. Studies are differentiated by the way they determine electricity prices: from markets (squares), from short-term dispatch modeling (diamonds), or from long-term dispatch and investment modeling (triangles). To improve comparability the average electricity price was normalized to 70 €/MWh. The OLS-estimate of all long-term models results in profile costs of 15–25 €/MWh at 30–40% market share. A list of studies can be found in the [Appendix](#).

Figura 5.23 – Stima dei *profile costs* in funzione del livello di penetrazione degli impianti eolici (Fonte: [97])

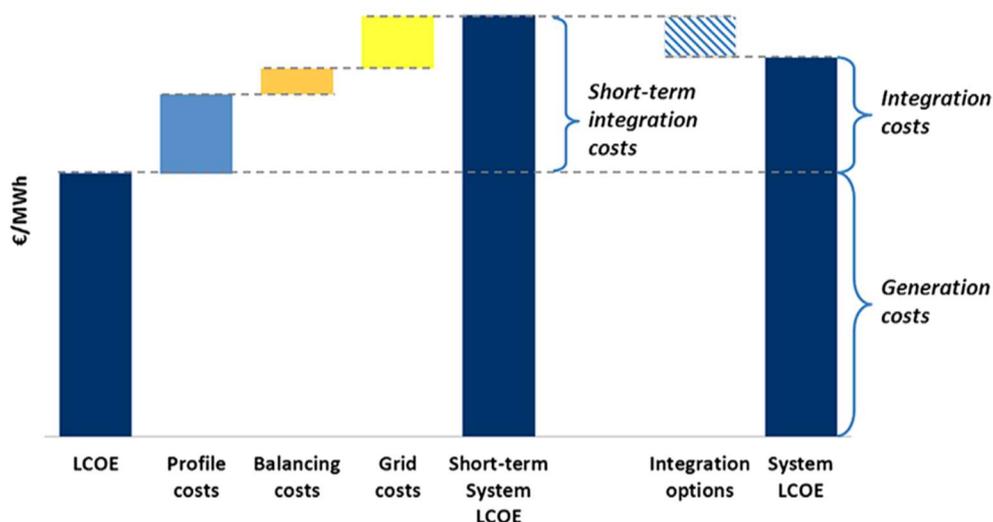


Figura 5.24 – Differenza tra la stima dei costi di integrazione nel breve e lungo termine (Fonte: [101])

Altre analisi effettuate a livello europeo [99; 101; 102] hanno stimato costi di rete e di bilanciamento di circa 5-9 €/MWh per il fotovoltaico e di circa 13-37 €/MWh per l'eolico (Figura 5.25, 5.26). Nello specifico, per il fotovoltaico, per il quale il numero di studi è inferiore, i costi legati alla rete di trasmissione possono variare tra lo 0.5 €/MWh nel 2020 e i 2.8 €/MWh nel 2030 (Figura 5.27). I costi legati alla rete di distribuzione sono molto più variabili come mostra la Figura 5.28, in quanto molto più dipendenti dallo stato del sistema e dal contesto specifico di analisi.

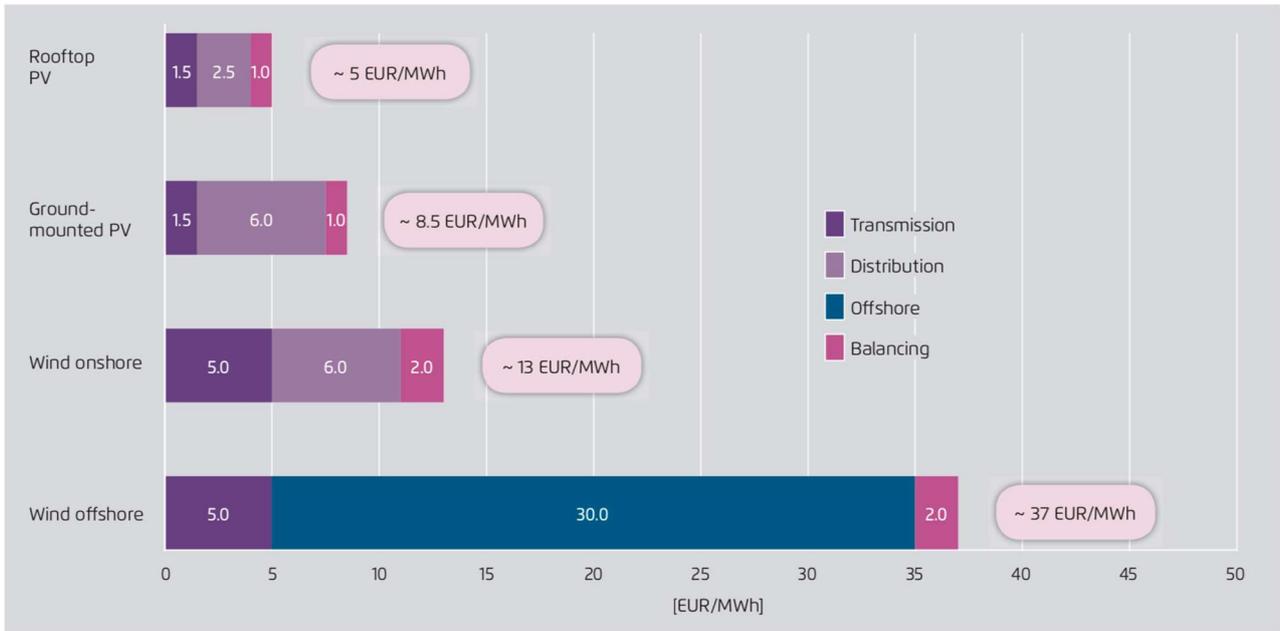
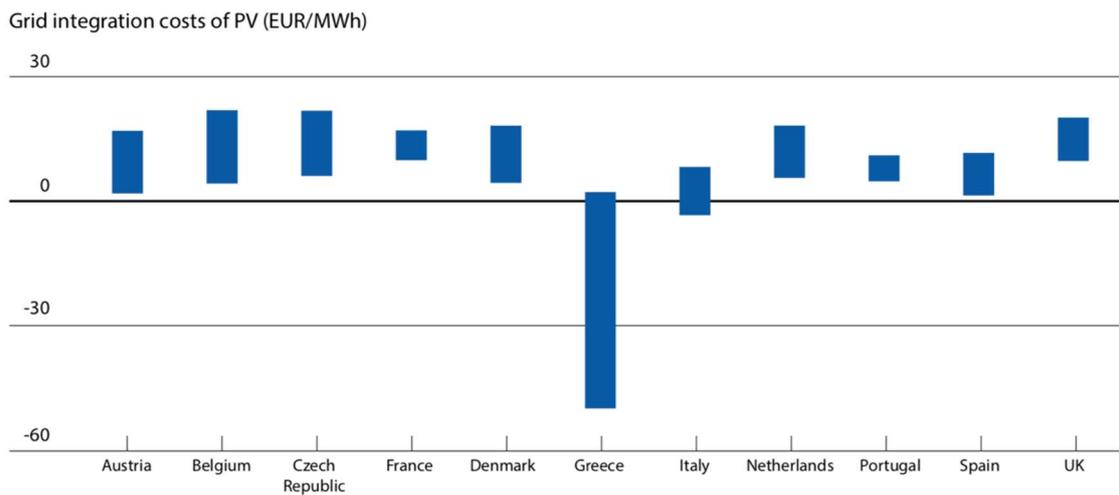


Figura 5.25 – Stima dei costi di rete e di bilanciamento per gli impianti fotovoltaici ed eolici (Fonte: [99])



Source: Pudjianto, 2013.

Note: The lower range limit is for 2% solar PV penetration and the upper limit is for 18% solar PV penetration.

Figura 5.26 – Stima dei costi di rete per gli impianti fotovoltaici con un livello di penetrazione del 2-18% (Fonte: [100])

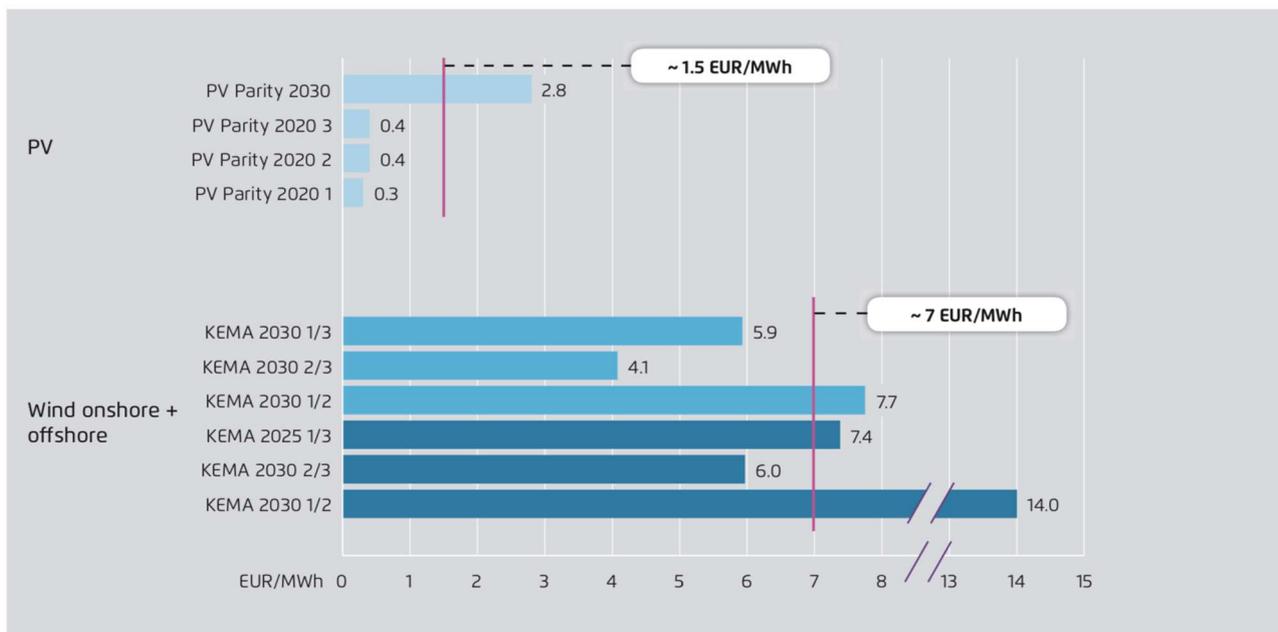


Figura 5.27 – Stima dei costi legati alla rete di trasmissione per gli impianti fotovoltaici ed eolici (Fonte: [99])



Figura 5.28 – Stima dei costi legati alla rete di distribuzione per gli impianti fotovoltaici ed eolici (Fonte: [99])

Altre indicazioni utili per una valutazione di massima dei costi di rete, specifici per il contesto italiano, vengono fornite da Terna nel suo Piano di Sviluppo (PdS) annuale, in cui vengono presentati i piani di investimento per il potenziamento, la regolazione e l'interconnessione della rete nazionale (e.g., nuove linee elettriche, adeguamento e sviluppo di nuove stazioni). Dallo studio degli interventi previsti nel PdS 2019 e 2020 [103], è emerso che il costo medio per l'adeguamento o la costruzione di una nuova stazione elettrica può variare dai 3 ai 10 milioni di euro (nello specifico in Sardegna varia tra i 4 e gli 8 milioni di euro). Per quanto riguarda invece le linee elettriche, il costo dipende strettamente dalla lunghezza dell'intervento. Secondo Terna [104], il costo di riferimento per un elettrodotto a 380 kV è di circa 545-825 €/km, per gli elettrodotti a 220 kV è di circa 268-472 €/km e per gli elettrodotti a 150 kV è di circa 224-328 €/km.

È importante notare che nelle analisi presentate nei paragrafi precedenti sono già stati in parte valutati i *profile costs*, in quanto sono già stati tenuti in considerazione gli accumuli aggiuntivi necessari per la stabilità e la gestione della rete.

5.6. Evoluzione dei costi per le nuove tecnologie

Come già anticipato nel paragrafo 5.2, la velocità con cui la transizione verso fonti energetiche rinnovabili avrà luogo dipenderà in primo luogo dai futuri costi di queste tecnologie, e dalla rapidità con cui il *gap* economico tra fossili e rinnovabili tenderà a zero. Questo paragrafo ha l'obiettivo di esaminare gli sviluppi e le stime future sul costo delle fonti energetiche rinnovabili, e ricavare così alcune considerazioni in merito agli effetti sulla velocità con cui la sostituzione delle fonti fossili potrà realizzarsi.

I costi della generazione elettrica da fonti rinnovabili sono già scesi bruscamente nell'ultimo decennio, grazie (i) all'innovazione tecnologica, (ii) allo sviluppo di filiere sempre più competitive ed efficienti e (iii) ad affetti legati ad economie di scala. Di conseguenza, in molti paesi alcune tecnologie risultano essere già le più efficienti dal punto di vista economico, tanto che al 2019 le rinnovabili hanno rappresentato il 72% di tutte le nuove capacità installate a livello globale [68].

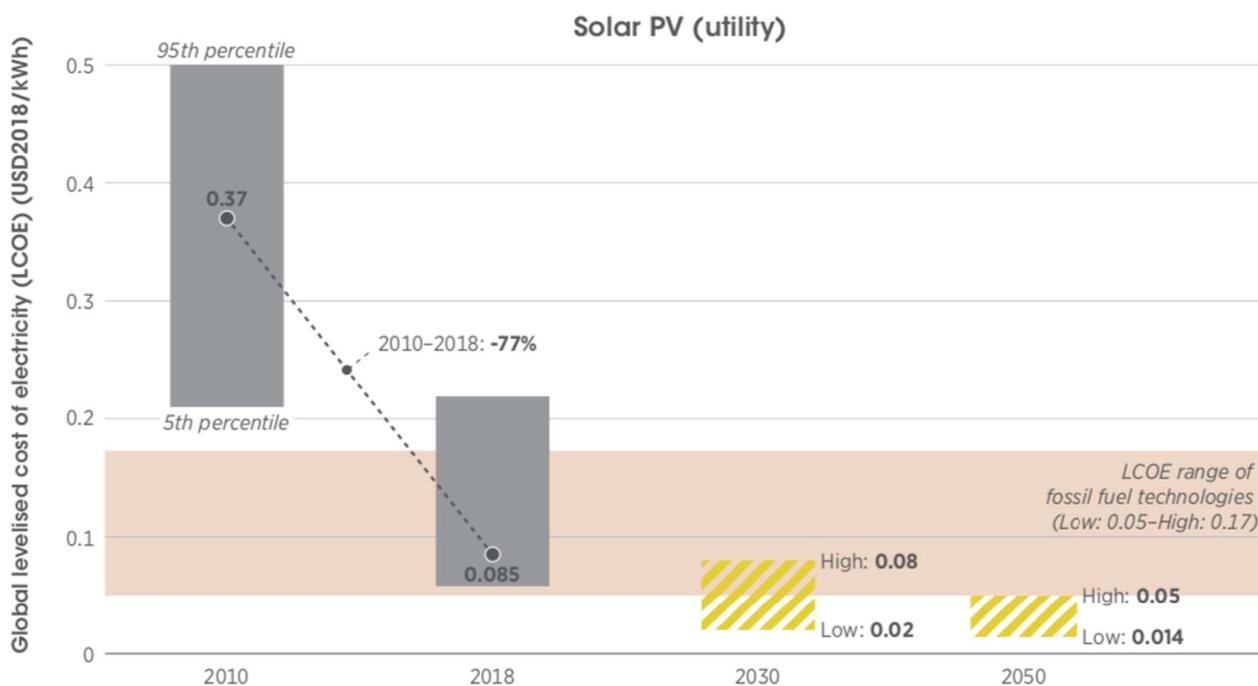
Analizzare il probabile sviluppo dei costi di investimento diventa importante nell'identificazione degli scenari di transizione e nelle loro valutazioni. Le cosiddette *learning curves* o *experience curves* (curve di apprendimento), che tengono conto delle riduzioni nei costi in funzione delle capacità addizionali installate, permettono di prevedere con una certa precisione la variazione nel tempo del costo unitario delle tecnologie rinnovabili, e per questo sono comunemente utilizzate in letteratura per valutare lo sviluppo futuro dei costi di investimento. L'affidabilità delle previsioni dipende in gran parte dall'incertezza sui mercati futuri e dalla mancanza di dati storici. Le tecnologie legate alle fonti fossili sono tecnologie ormai molto mature con un mercato ben consolidato in grado di fornire un ampio set di dati, perciò il loro potenziale di riduzioni dei costi è già stato ampiamente sfruttato. Per le tecnologie rinnovabili, il quadro è più differente e vario. Per esempio, gli impianti idroelettrici sono, come quelli a fonte fossile, una tecnologia ormai ben consolidata che ha già sfruttato gli effetti positivi dei progressi tecnologici e che quindi non avrà forti riduzioni dei costi. Altre tecnologie, come il solare fotovoltaico e l'eolico, stanno vivendo invece enormi sviluppi nell'installazione e nell'innovazione tecnologica. Nonostante ci siano ormai considerevoli dati sui progetti esistenti e siano al centro delle valutazioni sulle proiezioni di costo da decenni, i loro mercati futuri non sono così facilmente prevedibili. Tecnologie più recenti, non ancora ampiamente disponibili ma che potrebbero diventare importanti in un sistema energetico completamente decarbonizzato, come la produzione di idrogeno, sono caratterizzate da un potenziale di riduzione dei costi che è ancora più difficile da valutare con certezza.

Date queste considerazioni, è stata condotta un'analisi delle più importanti fonti bibliografiche con il fine di individuare i più recenti studi sull'evoluzione dei costi di investimento delle tecnologie rinnovabili. Nelle pagine successive si riportano i risultati di questa review di letteratura, suddivisi per fonte energetica.

Fotovoltaico

Il fotovoltaico ha già avuto importanti diminuzioni nei costi a causa delle economie di scala conseguenti al grande sviluppo della generazione fotovoltaica, sostenuto dai diversi programmi nazionali di incentivazione (e.g., Conto Energia in Italia). IRENA [68] ha stimato una riduzione dei costi di installazione in Italia per gli impianti fotovoltaici, soprattutto *utility-scale*, di circa l'83% dal 2010 al 2018, grazie anche ad un aumento dei fattori di capacità di circa il 14-18%. Anche se in maniera meno marcata, questo trend di decrescita continuerà anche nei prossimi decenni. Per cui,

il LCOE stimato da IRENA nel 2018 pari a 0.085 \$/kWh scenderà tra i 0.08 \$/kWh e i 0.02 \$/kWh nel 2030. Al 2050, nelle aree caratterizzate da una forte irradiazione solare il fotovoltaico rappresenterà la fonte energetica economicamente più efficiente con dei costi che si aggireranno tra i 0.014 \$/kWh e i 0.05 \$/kWh (Figura 5.29). La *learning curve* per gli impianti *utility-scale* è stata valutata da IRENA intorno al 36-40% nel periodo 2010-2021.



Note: Historical data represent cost of new installations in a specific year and future projected value denotes the range in which the global weighted average LCOE of utility-scale solar PV projects fall by 2050; the capacity factor is assigned to projects that come into operation in a specific year and remains same through the life cycle of a project; LCOE for fossil fuel technologies refers to new capacity/new deployment.

Sources: Historical data based on (IRENA,2019c) and future projections based on IRENA's forthcoming report: Solar and wind cost reduction potential to 2030 in the G20 countries (IRENA, forthcoming a)

Figura 5.29 – Valori di LCOE al 2010, 2018, 2030 e 2050 (Fonte: [68])

Uno studio di RSE [72] evidenzia il fatto che tali diminuzioni non sono influenzate solamente dallo sviluppo dei mercati e dall'innovazione tecnologia, ma anche da altri fattori come possibili barriere fiscali e regolatorie, le quali possono limitare trend così virtuosi. In ogni caso, al 2025 RSE ipotizza un costo dell'energia prodotta da fotovoltaico pari a 0.04 Euro/kWh.

Eolico

Come per il fotovoltaico, anche per l'eolico i costi hanno subito una forte riduzione negli ultimi decenni, come mostra la Figura 5.30. Il valore medio globale del LCOE per gli impianti eolici onshore si è ridotto da 0.086 \$/kWh nel 2010 a 0.053 \$/kWh nel 2019 [68]. Esso viene stimato a partire dai costi iniziali di installazione, dai costi operativi, dal fattore di capacità e dalla vita utile dell'impianto. Tra i fattori che maggiormente influenzano la stima del LCOE vi sono il costo delle turbine e il fattore di capacità. Questi ultimi sono aumentati di circa un terzo dal 2010 al 2019.

Negli ultimi anni anche i costi operativi stanno diventando sempre più importanti nel guidare verso il basso il LCOE, dato che le riduzioni dei prezzi delle turbine - ora inferiori a 850 \$/kW - contribuiscono meno, in termini assoluti, ad un abbassamento dei costi. IRENA ha stimato un valore per la *learning curve* degli impianti eolici onshore pari a circa 23-29% nel periodo 2010-2021.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

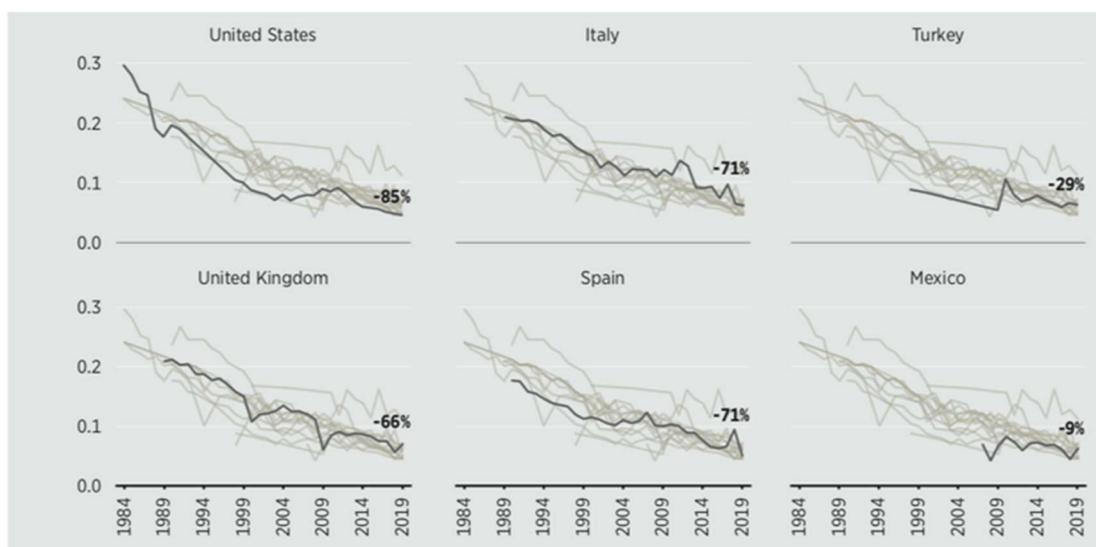


Figura 5.30 – Evoluzione della media pesata del valore del LCOE tra il 1984 e il 2019 (Fonte: [68])

Nelle seguenti Figure 5.31 e 5.32 si riportano le stime dell'evoluzione dei costi di investimento, costi operativi e fattori di capacità degli impianti fotovoltaici ed eolici, come indicato nello studio di Confindustria. Da queste analisi emerge chiaramente come il trend di decrescita per entrambe queste tecnologie sia ancora significativo, almeno nel prossimo decennio 2020-2030.

Tecnologie produzione elettrica da FER		Costo Investimento				Costo O&M				Ore funz./Capacity Factor			
Tipologia	Descrizione	2017	2020	2025	2030	2017	2020	2025	2030	2017	2020	2025	2030
Eolico	Mini Eolico	0%	-3%	-7%	-10%	0%	-14%	-20%	-27%	0%	15%	20%	25%
	Eolico on shore	0%	-3%	-7%	-10%	0%	-14%	-20%	-27%	0%	15%	20%	25%
	Eolico off shore	0%	0%	-5%	-10%	0%	0%	-8%	-16%	0%	0%	8%	17%
Solare PV	Residenziale	0%	-22%	-31%	-40%	0%	-17%	-22%	-27%	0%	7%	10%	13%
	Commerciale	0%	-29%	-36%	-43%	0%	-12%	-16%	-20%	0%	7%	10%	13%
	Industriale	0%	-29%	-36%	-43%	0%	-12%	-16%	-20%	0%	7%	10%	13%
	Utility	0%	-22%	-27%	-32%	0%	-10%	-15%	-20%	0%	6%	9%	13%

Figura 5.31 – Evoluzione dei parametri di costo degli impianti fotovoltaici ed eolici (Fonte: [69])

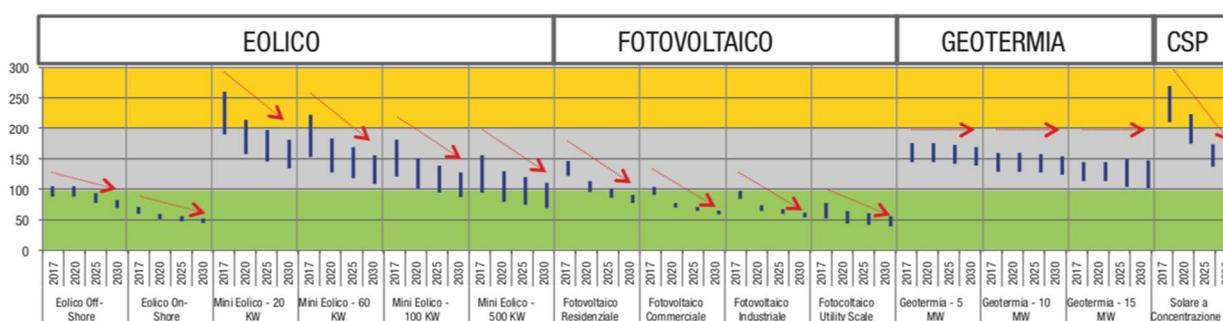


Figura 5.32 – Evoluzione al 2030 del valore del LCOE per diverse tipologie di rinnovabili (Fonte: [69])

Lo studio del Fraunhofer ISE, relativo alla sola Germania, è più cautelativo. Si ipotizzano *learning curves* pari a, rispettivamente, 15% e 5% per gli impianti fotovoltaici ed eolici nel periodo 2018-2035 (Figura 5.33).

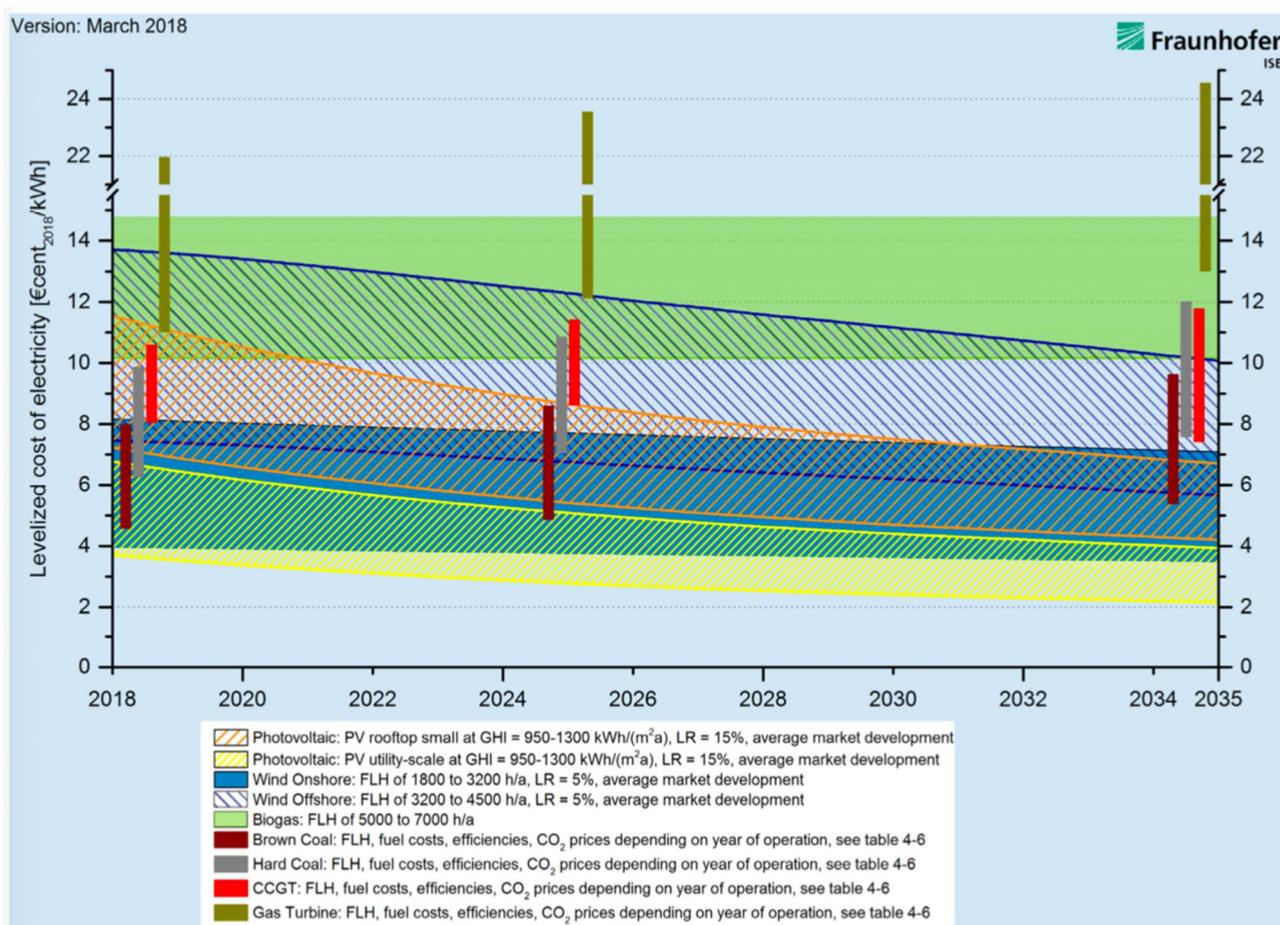


Figura 5.33 – Previsioni del LCOE per fotovoltaico ed eolico nel 2018-2035, basate sul metodo delle *learning curves* (Fonte: [105])

Accumuli elettrochimici

Rispetto alle fonti precedenti, gli accumuli elettrochimici sono una tecnologia più recente con costi di investimento piuttosto elevati, che ne limitano lo sviluppo a larga scala. Per queste ragioni le potenzialità di riduzione dei costi sono maggiori rispetto a fotovoltaico ed eolico. Tuttavia, vi è ancora una forte incertezza sull'evoluzione del loro mercato, e quindi sulle *learning curves* che li caratterizzano, come evidenza la Figura 5.34 dove i valori forniti in letteratura per una specifica tipologia di accumuli (batterie al litio) appaiono molto differenti tra loro.

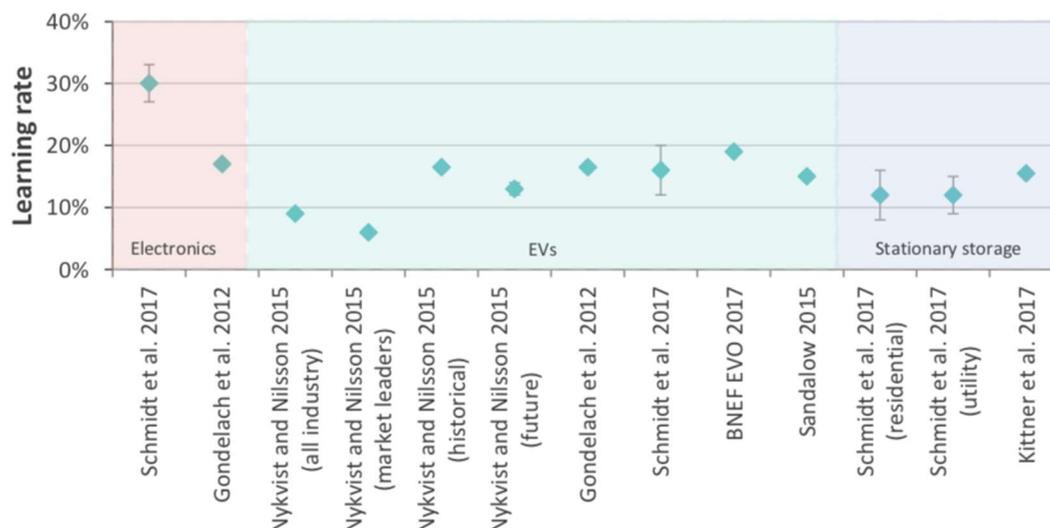


Figura 5.34 – *Learning curves* per batterie al litio e differenti applicazioni (Fonte: [75])

Tra tutte le tipologie, le batterie al litio sono quelle che hanno avuto le maggiori riduzioni in termini di costo, grazie a forti miglioramenti nelle prestazioni, nei materiali utilizzati e nella competitività delle catene di approvvigionamento. Questi fattori hanno interessato soprattutto queste tecnologie per il loro predominio nel mercato della mobilità elettrica, che ha visto una forte accelerazione negli ultimi anni. Per questo motivo e per la possibilità di utilizzo in diverse e disparate applicazioni, le batterie al litio avranno probabilmente una maggior diffusione rispetto alle altre tipologie di accumulo elettrochimico. Tutto ciò renderà gli effetti di economie di scala più significativi e garantirà maggior riduzioni in termini di costo.

IRENA [106] ha recentemente stimato un valore di circa 12-14% per la *learning curve* delle batterie al litio, mentre per BloombergNEF questo valore può arrivare anche a 18% [107]. Sulla base di queste indicazioni, il prezzo medio di un pacco di batterie può scendere a 94 \$/kWh entro il 2024 e 62 \$/kWh entro il 2030 [107]. In ogni caso, oltre a riduzioni sui costi dei materiali e ad economie di scala, per una continua diminuzione dei costi di investimento sono necessari ulteriori miglioramenti sulla lunghezza della vita utile dell'accumulo e sull'efficienza del ciclo di carica e scarica.

Per completezza si riporta di seguito uno studio dell'IEA (Figura 5.35 e 5.36) sulle *experience curves* di diverse tipologie di accumulo elettrochimico in differenti applicazioni.

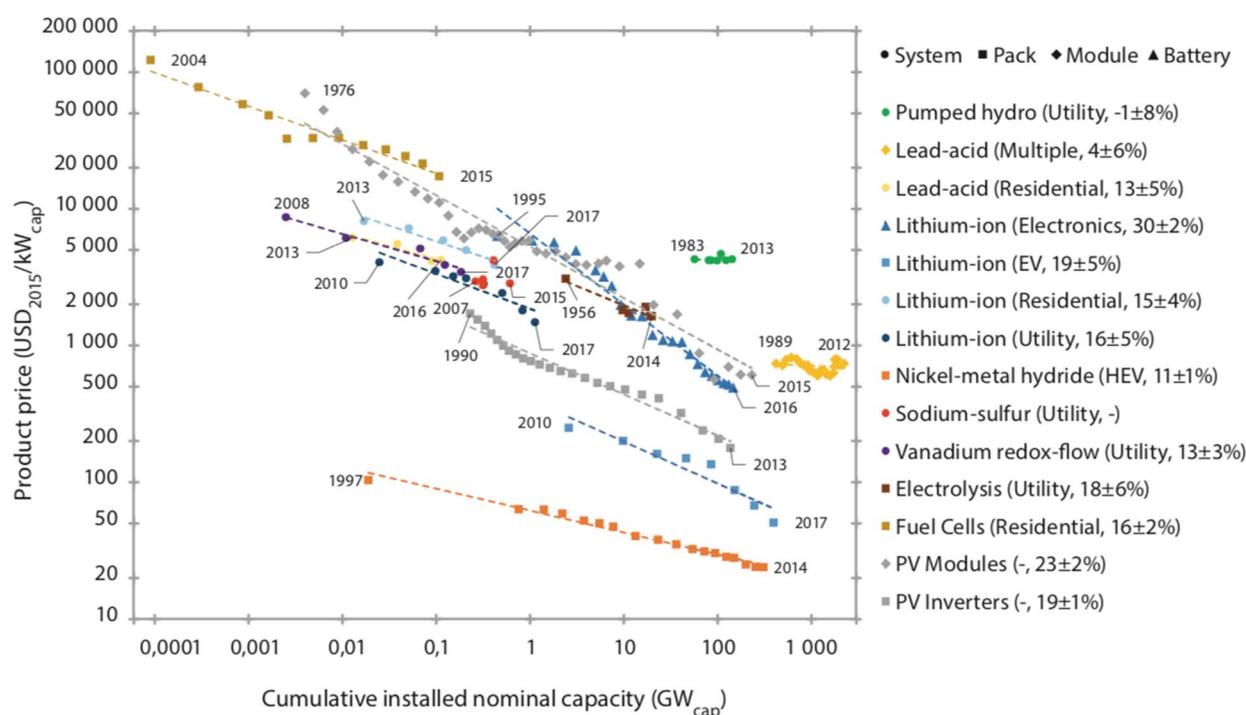


Figura 5.35 – Dati storici sulle *experience curves* di diverse tipologie di accumulo elettrochimico in differenti applicazioni (Fonte: [64])

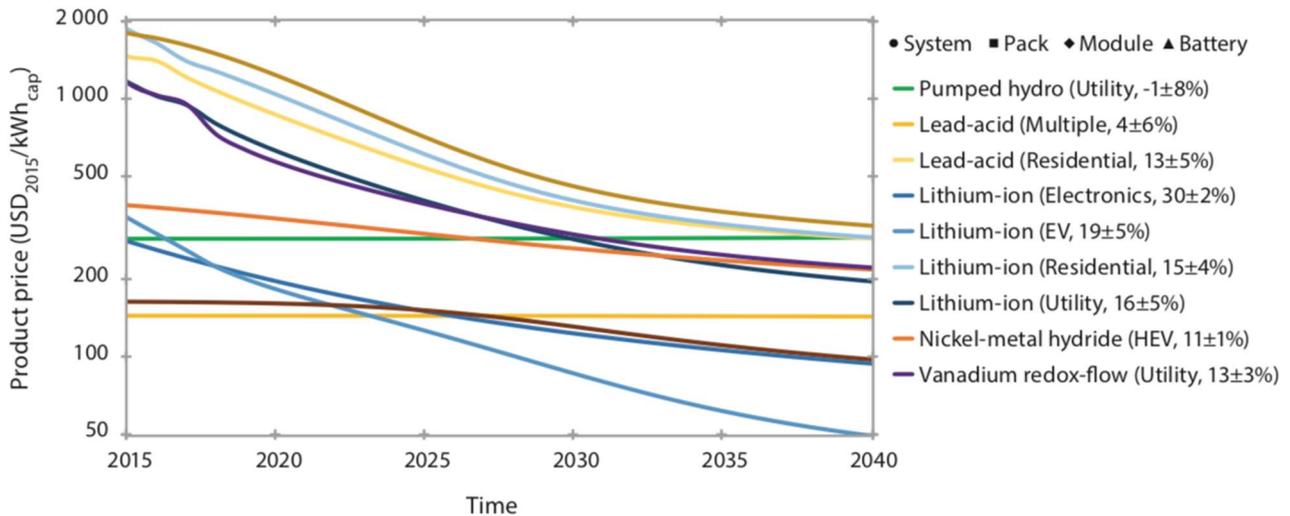


Figura 5.36 – Evoluzione dei costi futuri per varie tipologie di accumulo elettrochimico, sulla base delle *experience curves* di Figura 5.31 (Fonte: [64])

Idrogeno green

L'idrogeno *green*, ossia l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili che non comporta quindi emissioni di gas serra, oggi ha costi di produzione (*Levelized Cost of Hydrogen*, LCOH) che risultano più che doppi rispetto alla produzione da gas naturale [86]. Il suo costo è però fortemente in calo, spinto dalla continua diminuzione dei costi delle rinnovabili (fotovoltaico ed eolico) e dal forte potenziale di riduzione dei costi degli elettrolizzatori. Quest'ultimi, caratterizzati da una *learning curve* di circa 9-13% (Figura 5.37) [98], dovrebbero subire una significativa diminuzione grazie ad economie di scala, aumenti nella produzione, miglioramenti tecnologici (e.g., le ore di funzionamento) e all'automazione dei processi produttivi [82]. È ragionevole assumere che la tecnologia degli elettrolizzatori sia quella con il maggiore potenziale di riduzione futura dei costi. A tale proposito si riporta la Figura 5.38, che mostra alcune previsioni relative alle diverse tipologie di elettrolizzatori (e.g., alcalini, PEM, SOEC). Secondo le analisi di RSE, bisognerebbe arrivare a un costo di investimento di 200 \$/kW per rendere competitivo l'idrogeno solare/eolico con quello prodotto a partire da fonti fossili: come si vede dalla figura, tale risultato sembra raggiungibile dalla tecnologia PEM o Alcalina solo su un orizzonte di lungo periodo (>2030).

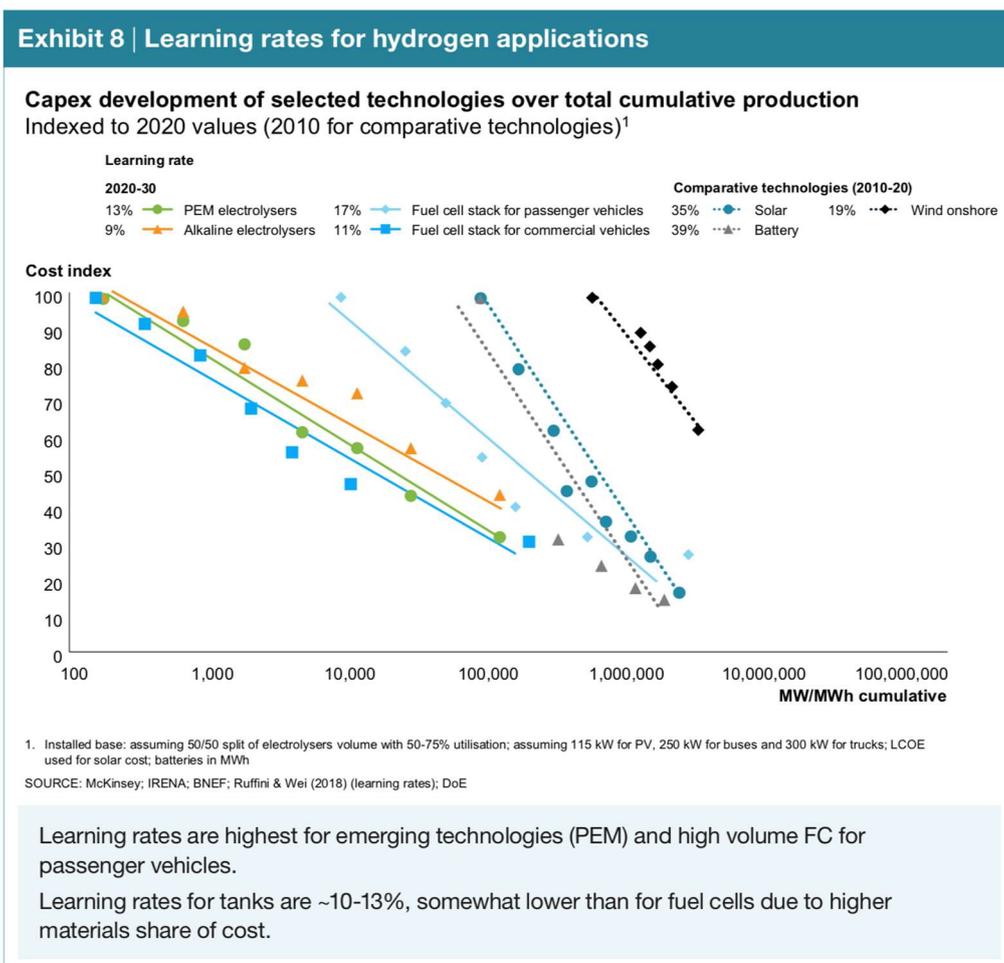


Figura 5.37 – Learning curves degli elettrolizzatori e di altre tecnologie rinnovabili (Fonte: [108])

	elettrolizzatore alcalino			elettrolizzatore PEM			elettrolizzatore SOEC		
	Oggi	2030	a lungo termine	Oggi	2030	a lungo termine	Oggi	2030	a lungo termine
Efficienza elettrica (% PCI)	63-70	65-71	70-80	56-60	63-68	67-74	74-81	77-84	77-90
Costi di investimento (\$/kWe)	500 1400	400 850	200 700	1100 1800	650 1500	200 900	2800 5600	800 2800	500 1000

Figura 5.38 - Prestazioni degli elettrolizzatori alcalini, PEM e SOEC: previsioni di costi ed efficienza di conversione (Fonte: [86])

Secondo uno studio di SNAM, IGU e BloombergNEF [82], il *break-even point* tra idrogeno grigio e verde si avrà circa nel 2030 (Figura 5.39 e 5.40), e avverrà prima in Italia che in Germania per le maggiori potenzialità dell'Italia nella produzione di elettricità da rinnovabili.

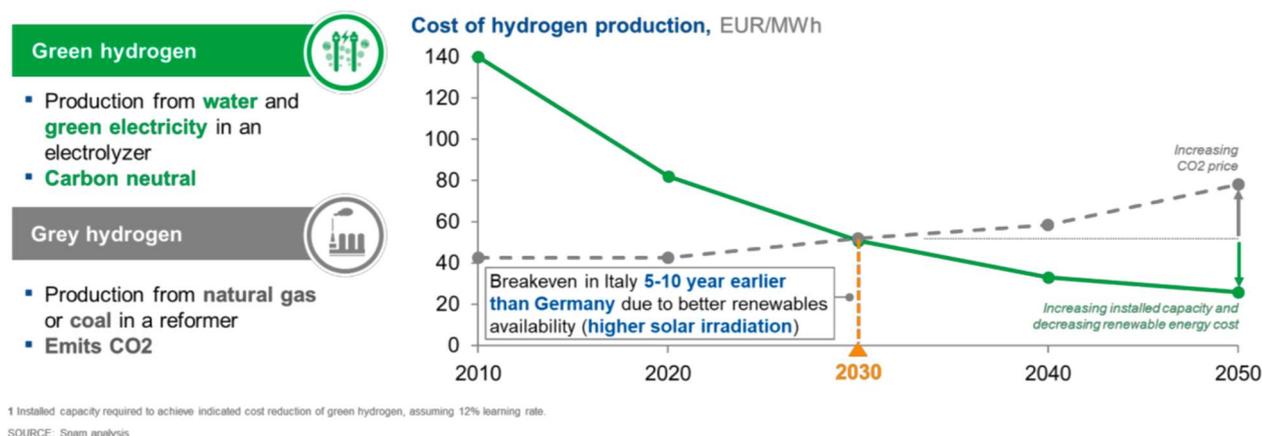


Figura 5.39 – Confronto tra i costi di produzione dell'idrogeno verde e grigio (Fonte: [82])

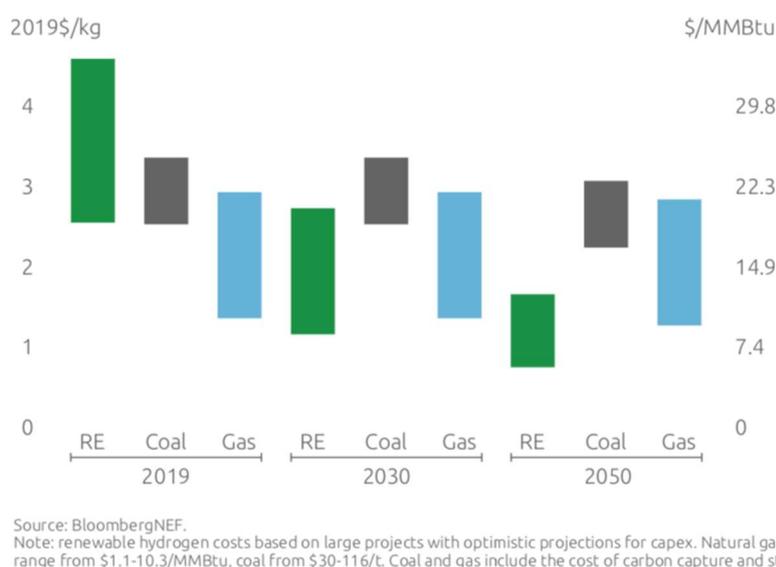
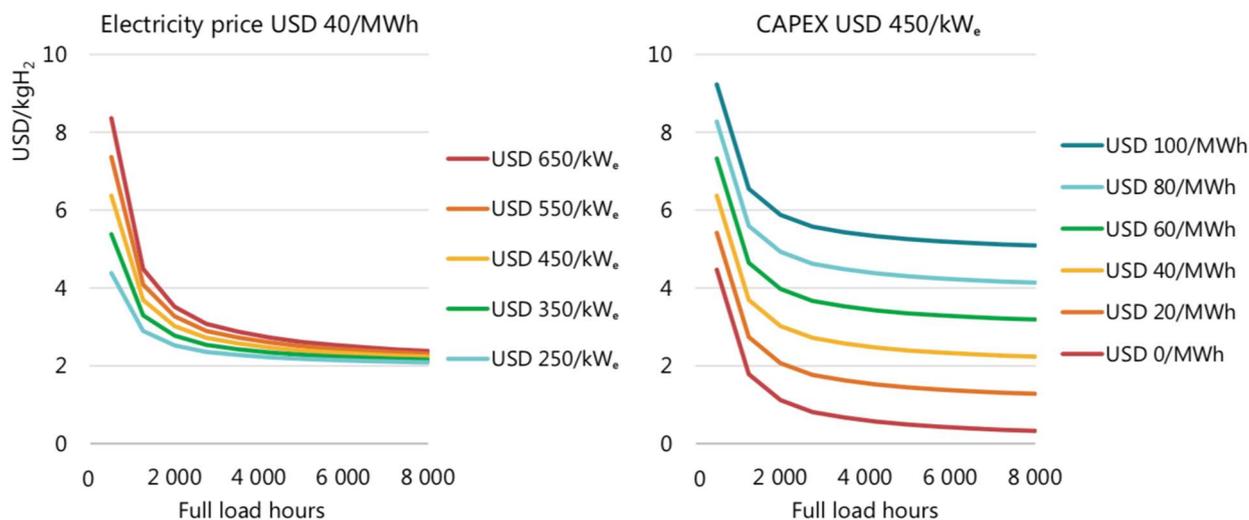


Figura 5.40 – Previsioni del valore del LCOH per idrogeno prodotto da fonti rinnovabili e fossili al 2030 e 2050 (Fonte: [82])

Con crescenti quote di rinnovabili non programmabili, si creerà un notevole surplus di energia elettrica a basso costo. Produrre idrogeno attraverso l'elettrolisi e immagazzinare l'idrogeno per usi successivi potrebbe essere un modo per trarre vantaggio da questo surplus di energia, ma se tale surplus dovesse essere disponibile solo occasionalmente, diventerebbe difficile mantenere bassi i costi. Con l'aumentare delle ore di funzionamento dell'elettrolizzatore, l'impatto sul LCOH dei costi iniziali di investimento diminuisce mentre aumenta l'impatto dei costi dell'elettricità (Figura 5.41). Avere un certo livello di elettricità a basso costo permetterebbe all'elettrolizzatore di funzionare per molte ore a pieno carico e ridurre così i costi di produzione [64].

Oltre all'innovazione tecnologica e ad economie di scala, per raggiungere più velocemente il *break-even point* tra idrogeno verde e altre fonti fossili, sarà importante anche l'evoluzione dei costi legati alle emissioni di CO₂; più questi aumenteranno nel lungo termine, e più velocemente il gap economico si ridurrà.



Notes: MWh = megawatt hour. Based on an electrolyser efficiency of 69% (LHV) and a discount rate of 8%.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

With increasing full load hours, the impact of CAPEX on hydrogen costs declines and the electricity becomes the main cost component for water electrolysis.

Figura 5.41 - Costo di produzione dell'idrogeno in funzione dei prezzi dell'energia elettrica, dell'elettrolizzatore e delle ore equivalenti di funzionamento (Fonte: [64])

5.7. Impatti occupazionali connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili nei diversi scenari

Per analizzare in maniera più ampia e generale gli impatti prodotti dalla diffusione delle fonti rinnovabili, è importante non solo valutare gli effetti generati a livello di sistema e dei diversi attori coinvolti (e.g., variazioni di prezzo che possono generare un *surplus* dei consumatori o produttori), ma anche integrarli in una prospettiva più estesa, attraverso la stima di alcuni indicatori macro-economici, quali per esempio il Prodotto Interno Lordo (PIL) o il livello di occupazione [98].

Un'analisi degli effetti macro-economici ha l'obiettivo di valutare in che misura la transizione energetica influisca su un particolare settore industriale, in questo caso quello delle rinnovabili, o, più in generale, su un gruppo di settori e servizi che non sono necessariamente connessi con esso. Comunemente per differenziare l'estensione dell'analisi vengono usati rispettivamente i termini "lordo" e "netto". Una valutazione degli impatti "lordi" prende in considerazione solamente gli effetti positivi che si generano nei settori direttamente ed indirettamente correlati alle attività oggetto di analisi, senza tenere conto delle eventuali ricadute negative su altri settori come, ad esempio, i minori investimenti in fonti energetiche convenzionali. Al contrario, una valutazione degli impatti "netti" tiene in considerazione non solo gli effetti positivi, ma anche quelli negativi o indotti, ossia quelli legati a settori o servizi non necessariamente connessi con quello delle rinnovabili. Poiché prende in considerazione le dinamiche inerenti tutti i settori economici, anche quelli che potrebbero essere considerati concorrenti (e.g., industria delle fonti fossili), è una valutazione di scala più ampia (*economy-wide*). Solitamente per stimare gli impatti "netti" in maniera precisa ed efficiente vengono confrontati due scenari, con e senza lo sviluppo delle rinnovabili [109]. Queste valutazioni sono però difficili da svolgere in quanto richiedono una quantità di dati maggiore rispetto alle prime. Inoltre, non è sempre facile stabilire eventuali correlazioni e relazioni di causa ed effetto tra le dinamiche osservate nell'intensità di lavoro di settori affini.

In questo paragrafo vengono presentate le ricadute occupazionali connesse alla diffusione delle rinnovabili nei diversi scenari presentati al capitolo 3. Tra le possibili metodologie di analisi (e.g. modelli Input-Output, modelli *Computable General Equilibrium*, modelli ibridi) l'*Employment Factor Approach* (EFA) risulta uno dei più diffusi in letteratura, grazie alla semplicità di utilizzo, alla facile comprensione e all'efficacia nello stimare l'occupazione diretta [110]. Per questi motivi e per l'ampia letteratura circa i dati e i parametri necessari per effettuare l'analisi, si è deciso di utilizzare questo metodo al fine di valutare gli impatti diretti – posti di lavoro nelle attività di produzione, costruzione, manutenzione, gestione e fornitura di energia associate alla generazione da rinnovabili - e fornire così delle indicazioni in merito alle ricadute occupazionali nei diversi scenari.

La letteratura sugli effetti occupazionali della transizione energetica risulta estesa a livello internazionale ed europeo mentre è scarsa per il contesto italiano. Per esempio, secondo uno studio circa gli impatti della direttiva europea sull'efficienza energetica, il raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Europa sui cambiamenti climatici potrebbe creare tra i 400 e i 900 mila nuovi posti di lavoro nel 2030 [111]. Secondo IRENA [112] nei paesi del sud Europa (Italia, Spagna, Grecia, Portogallo, Slovenia, Croazia, Cipro), uno scenario di forte espansione delle rinnovabili potrebbe generare 0.65 milioni di nuovi posti di lavoro nel settore delle rinnovabili entro il 2050. Nel settore energetico potrebbero arrivare a 1.5 milioni. Se si tiene in considerazione l'intera economia, si stima un incremento del 3% nel 2050 rispetto ai valori del 2017. Come riportano Fragkos and Paroussos [111], le fonti rinnovabili sono mediamente caratterizzate da una maggior intensità lavorativa rispetto ai settori legati ai combustibili fossili (Figura 5.42).

Sulla base delle indicazioni fornite in letteratura, in Figura 5.43 si riporta una panoramica dell'EFA utilizzato in questo lavoro. Per ogni tecnologia è stato definito (i) un fattore di occupazione (*Employment Factor*, EF) in grado di esprimere il numero di posti di lavoro per unità di capacità installata, separati in produzione, costruzione e installazione, manutenzione e gestione; (ii) un fattore di decadimento (*Decline Factor*) in grado di considerare gli effetti negativi dell'innovazione tecnologica e dei progressi produttivi sul numero di occupati per MW nei prossimi decenni; (iii) un fattore moltiplicativo regionale (*Regional Employment Multiplier*) per tenere conto dell'evoluzione dell'intensità economica nel periodo di analisi (2020-2050). In particolare, in merito a quest'ultimo punto, per mancanza di ulteriori dati, è stato utilizzato il moltiplicatore regionale fornito da Ram et al. [110] per l'Europa, individuato tenendo conto l'andamento del PIL. I fattori utilizzati sono riportati rispettivamente nelle Tabelle 5.12, 5.13 e 5.14.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

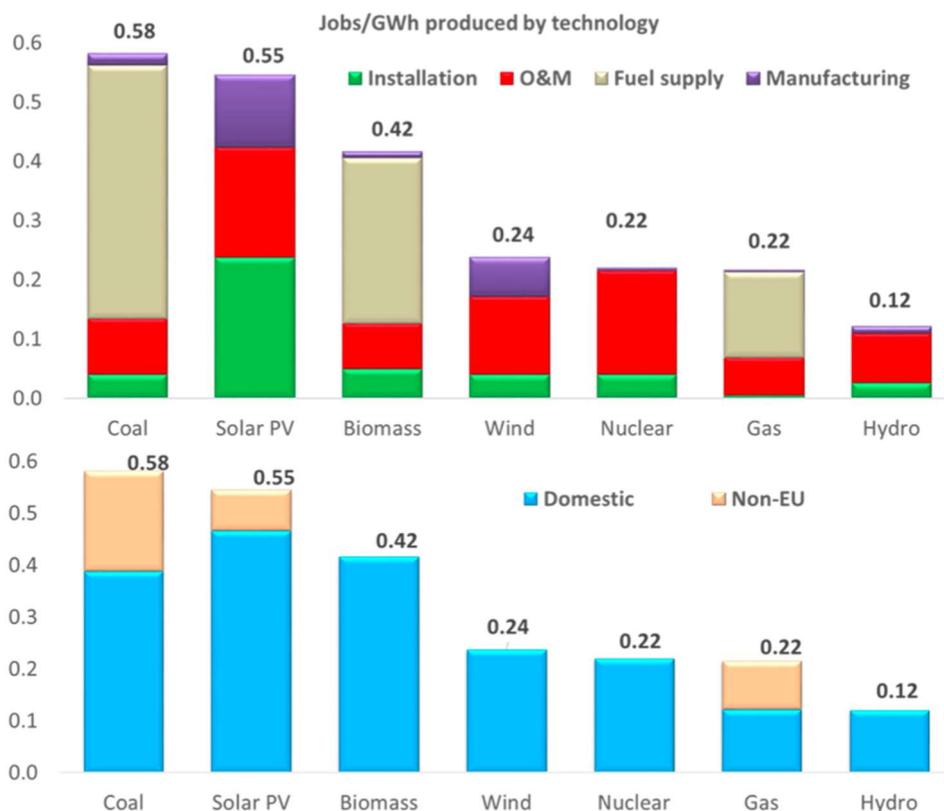


Figura 5.42 – Livello di occupazione per GWh di energia prodotta per fonte tecnologica nel 2015 [110])

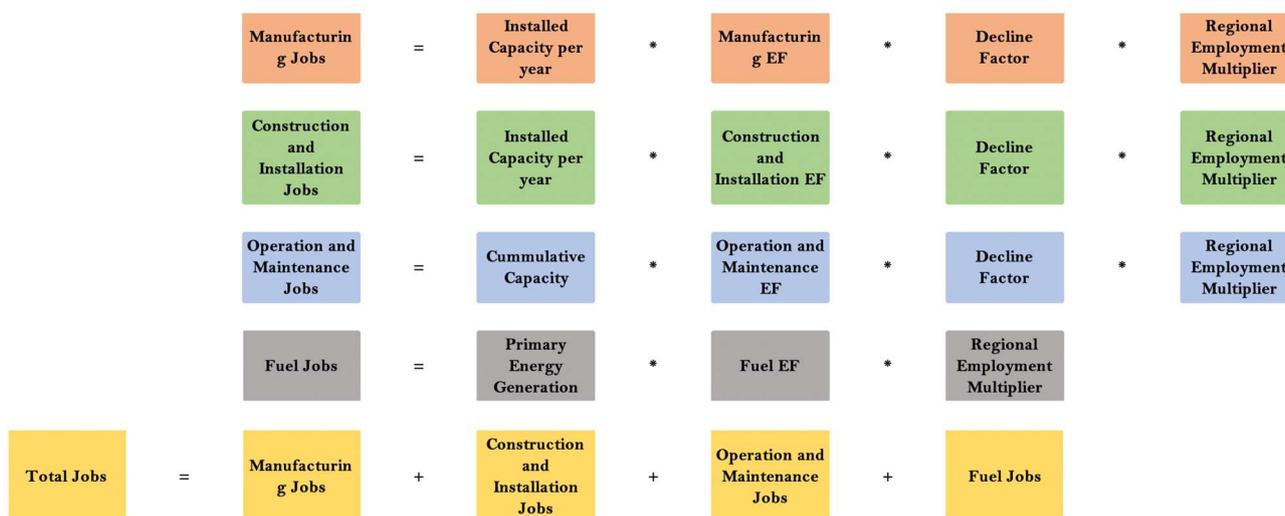


Figura 5.43 – Step metodologici dell'EFA. Abbreviazioni: Employment Factor (EF) (Fonte: nostre elaborazioni su dati [110])

In seguito ad una disamina della letteratura circa la stima dei fattori moltiplicativi sopra descritti [94; 110; 111; 113-115], è stato definito l'EF per ogni fonte rinnovabile, come mostrato in Tabella 5.12. In particolare, per le fasi di Costruzione e Installazione (C&I), Esercizio e Manutenzione (O&M) sono stati utilizzati i dati forniti da GSE [115], al quale è affidato il compito di stimare le ricadute industriali ed occupazionali connesse alla diffusione delle fonti rinnovabili (fotovoltaico, eolico, idroelettrico, biogas, biomassa, biofuels) e alla promozione dell'efficienza energetica. Per le altre

fonti tecnologiche e le altre fasi della catena del valore, invece, sono stati utilizzati i dati forniti da Ram et al. [110].

Come mostra la Figure 5.43, il numero totale di posti di lavoro diretti è dato dalla somma dei posti di lavoro nelle seguenti fasi:

- **Produzione:** comprende il numero di posti di lavoro necessari per fabbricare un'unità di capacità di produzione di energia. La produzione di attrezzature e componenti per le diverse fonti tecnologiche può avvenire al di fuori del paese in cui avviene l'installazione. Per un'analisi accurata bisognerebbe conto del grado di dipendenza dalle importazioni e considerare il fattore di produzione locale. Per questo motivo, le ricadute occupazionali associate a questa fase sono da considerare più un impatto a livello nazionale, che regionale.
- **Costruzione e Installazione (C&I):** concerne la creazione di occupati nelle attività di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione di un'unità di capacità di produzione di energia. In questo caso, le forze lavoro coinvolte sono di tipo locale, per cui le ricadute sono a livello regionale.
- **Esercizio e Manutenzione (O&M):** comprende tutti i lavori associati al funzionamento e al mantenimento delle condizioni operative dei vari impianti per tutta la durata della loro vita operativa. Anche in questo caso le ricadute sono regionali.
- **Fuels:** include tutti i posti di lavoro associati alla fornitura di combustibile (es. fossile, bioenergia). Sono espressi come posti di lavoro per unità di energia primaria.

Per le prime due fasi il fattore EF è dato in job-years/MW, mentre quello per l'esercizio e la manutenzione in jobs/MW. Questa differenza nasce dal fatto che l'occupazione connessa alle fasi di produzione, progettazione, sviluppo ed installazione degli impianti è temporanea, in quanto legata alle sole attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita hanno una durata limitata. Le fasi O&M generano un'occupazione permanente perché si riferiscono ad attività che durano per tutto il ciclo di vita del bene [116].

Fonte tecnologica	Produzione [Job-years/MW]	Costruzione e Installazione (C&I) [job-years/MW]	Esercizio e Manutenzione (O&M) [Jobs/MW]	Fuel [Jobs/PJ]
Eolico	4,70	7,50	0,20	
PV	1,50	6,40	0,30	
Pompaggi	7,00	14,80	0,50	
Accumuli utility-scale	16,90	10,80	0,40	
Accumuli distribuiti	16,90	21,60	0,80	
Biomassa	2,90	22,00	3,20	2,90
Biogas	2,90	20,00	3,50	2,90
Biofuels	2,90	9,00	1,20	2,90

Tabella 5.12 – Fattori di occupazione (EF) per ogni fonte tecnologica, suddivisi in produzione, Costruzione e Installazione (C&I), Esercizio e Manutenzione (O&M) e fornitura di energia (Fuel) (Fonte: [110-115])

Fonte tecnologica	Fattore di decadimento per Produzione e C&I		Fattore di decadimento per O&M	
	2030	2050	2030	2050
Eolico	0,13	0,22	0,13	0,22
PV	0,33	0,58	0,29	0,56
Pompaggi	0,00	0,00	0,00	0,00
Accumuli utility-scale	0,50	0,74	0,58	0,79
Accumuli distribuiti	0,56	0,77	0,63	0,82

Tabella 5.13 – Fattori di decadimento per ogni fonte tecnologica, suddivisi in produzione e C&I, e O&M (Fonte: [110])

Fattore moltiplicativo regionale	2030	2035	2040	2045	2050
Europa	1,13	1,17	1,18	1,20	1,22

Tabella 5.14– Fattore moltiplicativo regionale (Fonte: [110])

Di seguito si riportano i risultati dell'analisi sull'occupazione diretta (Tabella 5.15 e 5.16). Vale la pena notare che dato il gran numero di ipotesi richieste e la poca disponibilità di dati, il numero di occupati è solamente una stima, che, nel limite delle ipotesi fatte, è comunque rappresentativa ed indicativa del possibile sviluppo del livello di occupazione nel settore delle rinnovabili nei diversi scenari analizzati.

	2030				2050
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D	
Produzione	2.019	1.582	2.019	1.582	3.306
C&I	3.136	2.212	3.136	2.212	4.986
O&M	1.362	1.050	1.362	1.050	4.255
Fuel	20	20	21	20	44
Totale	6.538	4.865	6.539	4.865	12.591

Tabella 5.15 – Stima dell'occupazione diretta (numero di posti di lavoro) nei vari scenari analizzati al 2030 e 2050, suddivisa nelle diverse fasi della catena di approvvigionamento

	2030				2050
	Configurazione A	Configurazione B	Configurazione C	Configurazione D	
PV	1.512	1.512	1.512	1.512	2.130
Wind onshore	2.148	2.148	2.148	2.148	4.527
Pompaggio upgrade	730	730	730	730	2.604
Pompaggio nuovo	1672	0	1672	0	2961
Accumulo utility	158	158	158	158	27
Accumulo distribuito	296	296	296	296	296
Biomassa	0	0	0	0	44
Biogas	20	20	21	20	0
Totale	6.538	4.865	6.539	4.865	12.591

Tabella 5.16 – Stima dell’occupazione diretta (numero di posti di lavoro) nei vari scenari analizzati al 2030 e 2050, suddivisa nelle diverse fasi della catena di approvvigionamento

Dai risultati emerge un forte incremento del livello di occupazione nel settore delle rinnovabili con un numero di posti di lavoro che supera i 12 mila nel periodo 2030-2050. La maggior parte di questi posti è legata al fotovoltaico e all’eolico, soprattutto negli scenari al 2030. Vale la pena notare però che più della metà dei nuovi posti di lavoro sono di tipo temporaneo. Ciò è strettamente legato al fatto che per le fonti rinnovabili solo metà delle Unità Lavorative Annue¹² (ULA) per MW sono di tipo permanente.

Nelle seguenti figure (5.44 - 5.45 – 5.46) sono riportati il numero di occupati diretti suddivisi per fonte tecnologica nelle sole fasi di C&I e O&M, in maniera tale da evidenziare le ricadute occupazionali a livello regionale.

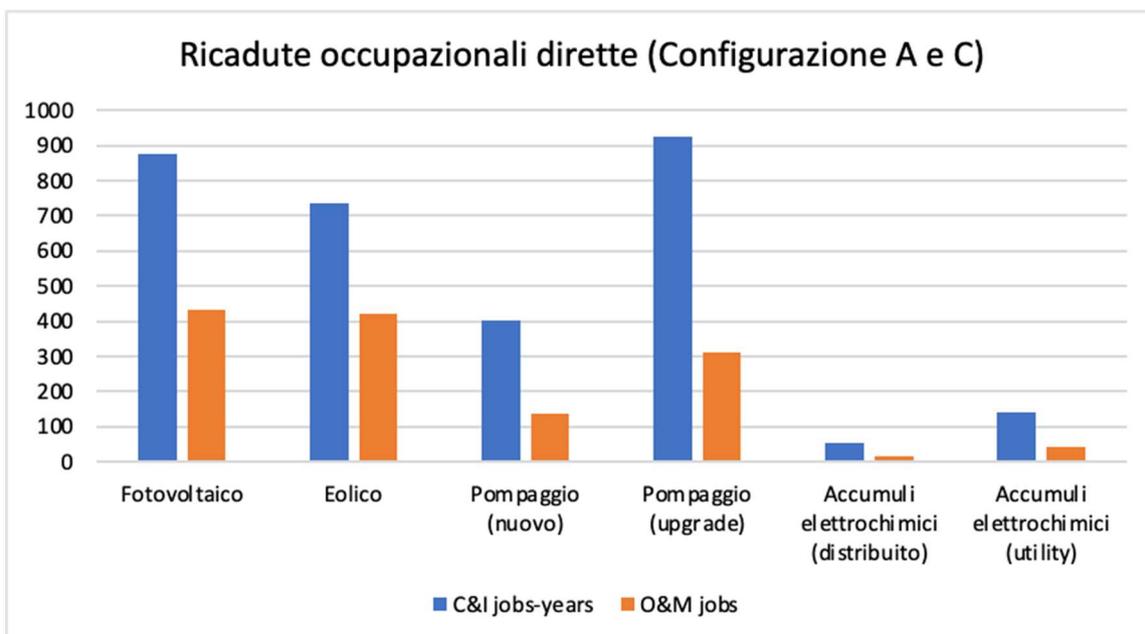


Figura 5.44 – Stima delle ricadute occupazionali dirette al 2030 nella configurazione A

¹² Una ULA rappresenta la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno, ovvero la quantità di lavoro equivalente prestata da lavoratori a tempo parziale trasformate in unità lavorative annue a tempo pieno.

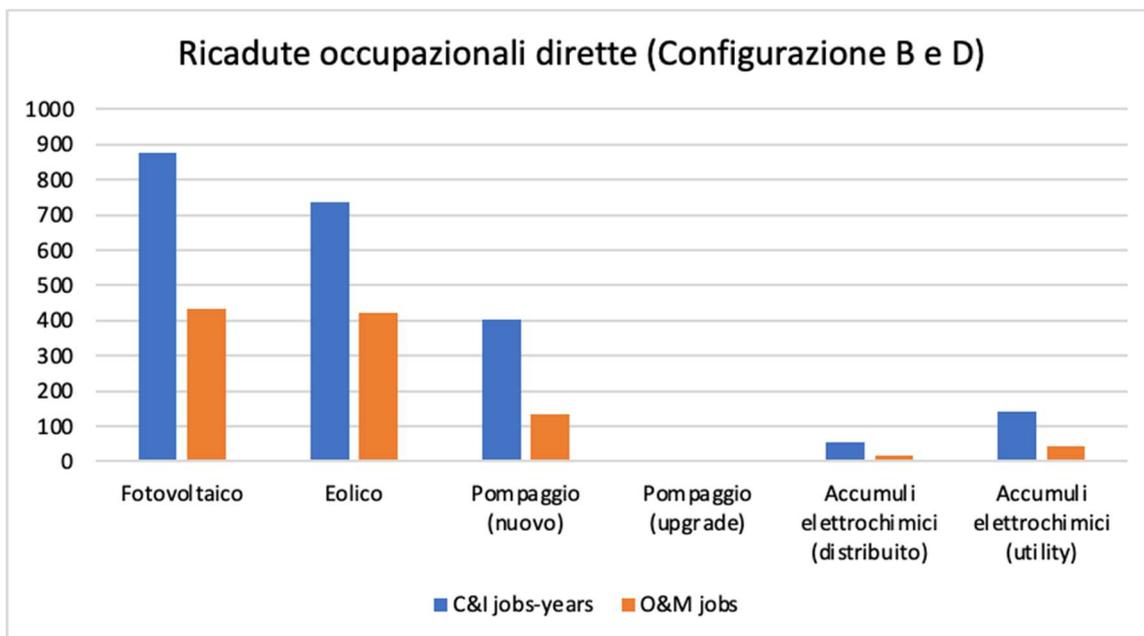


Figura 5.45 – Stima delle ricadute occupazionali dirette al 2030 nella configurazione B e D

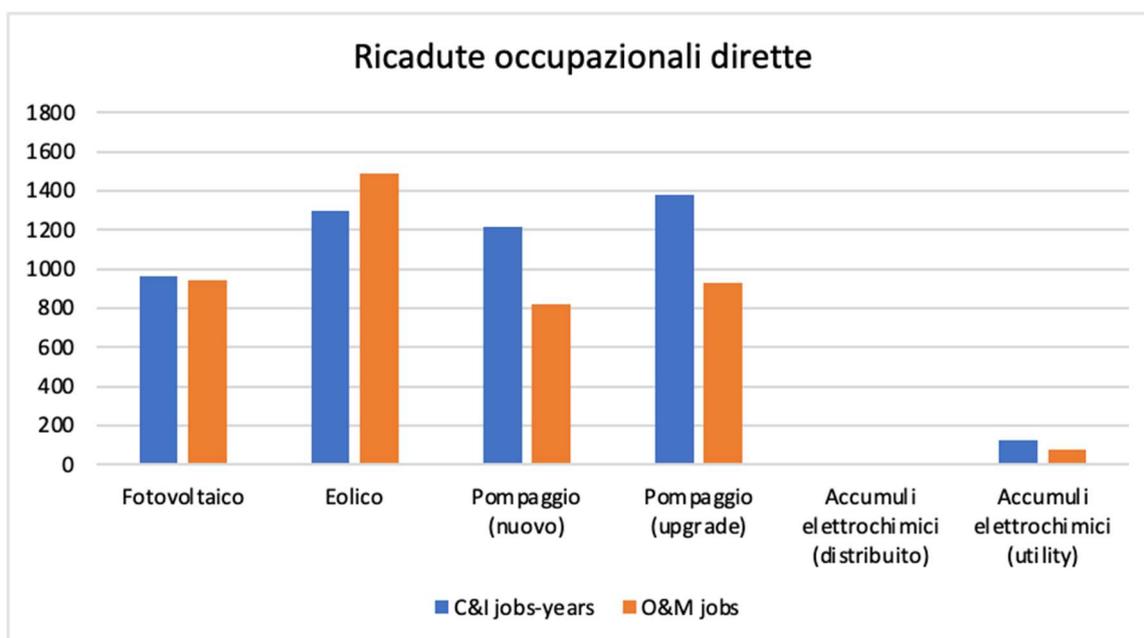


Figura 5.46 – Stima delle ricadute occupazionali dirette al 2050

Con il fine di dare un valore monetario agli impatti occupazionali generati dalle rinnovabili, si è deciso di estendere le analisi sopra riportate. Attraverso l'applicazione di alcuni parametri individuati in letteratura, è stato infatti possibile quantificare e monetizzare gli impatti connessi all'occupazione diretta, indiretta ed indotta. Tali parametri, espressi in €/MWh, sono stati ricavati da uno studio di Dell'Anna [114], in cui viene applicato un modello IO per individuare gli impatti occupazionali diretti, indiretti ed indotti (job-years/TWh) delle rinnovabili in Italia e successivamente tradurli in valori monetari (€/MWh) attraverso l'utilizzo di dati ISTAT (2017) sul reddito lordo medio e la stima dei salari ombra. Date le informazioni fornite da [114] è stato possibile stimare solamente gli impatti connessi agli impianti fotovoltaici ed eolici, ai pompaggi e alla biomassa nelle fasi di costruzione ed installazione e gestione e manutenzione.

Di seguito si riportano i parametri forniti da [114] (Tabella 5.17) e i risultati ottenuti (Figura 5.47).

Fonte tecnologica	Impatto economico occupazione diretta (€/MWh)		Impatto economico occupazione indiretta (€/MWh)		Impatto economico occupazione indotta (€/MWh)	
	C&I	O&M	C&I	O&M	C&I	O&M
PV	0,95	0,16	1,15	0,16	1,04	0,53
Wind	0,79	0,37	0,94	0,45	0,83	0,47
Pompaggi	1,17	0,50	1,30	0,61	1,08	0,65
Biomassa		1,18		0,81		0,92

Tabella 5.17– Parametri per valutare gli impatti occupazionali diretti, indiretti ed indotti per fonte tecnologica (Fonte: [114])

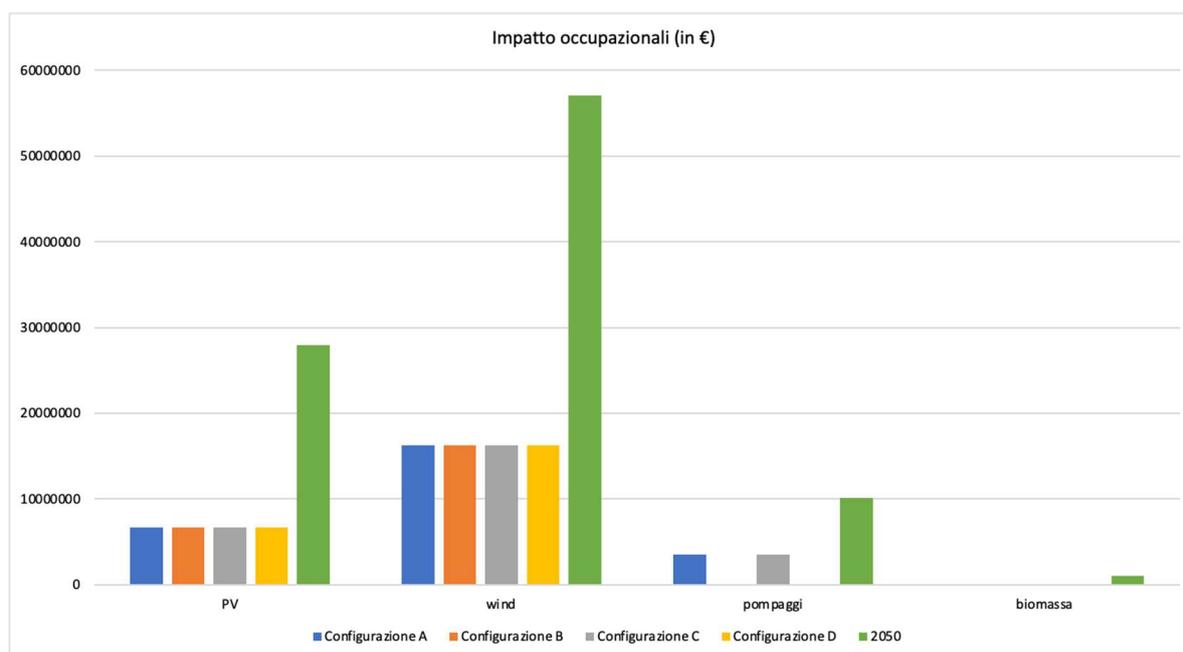


Figura 5.47 – Stima del valore economico degli impatti occupazioni suddivisi per fonte energetica nei vari scenari analizzati al 2030 e 2050

Come mostra la precedente figura, tenendo conto di tutti gli effetti (diretti, indiretti ed indotti) lo sviluppo del fotovoltaico potrebbe generare un impatto economico di circa 6 milioni di euro nel 2030 e 27 milioni di euro nel 2050. L’impatto connesso alle fonti eoliche sarebbe ancora maggiore, i.e. 16 milioni di euro circa nel 2030 e 57 milioni nel 2050. Per gli impianti di pompaggio e biomassa gli impatti sono minori e variano notevolmente nei diversi scenari per le maggiori differenze di capacità installata. Vale la pena notare che per la biomassa sono stati tenuti in conto solamente gli impatti connessi alle fasi di gestione e manutenzione, in quanto non si assumono ulteriori capacità rispetto a quelle attuali. In Tabella 5.18 si riportano i risultati con una maggior disaggregazione.

Centro interdipartimentale Giorgio Levi Cases - RELAB

		PV	Wind	Pompaggi	Biomassa
2030_Configurazione A	Diretti	1.854.329	4.902.422	1.108.811	0
	Indiretti	2.188.442	5.874.455	1.268.161	0
	Indotti	2.622.789	5.494.094	1.148.649	0
	Totali	6.665.559	16.270.971	3.525.621	0
2030_Configurazione B	Diretti	1.854.329	4.902.422	0	0
	Indiretti	2.188.442	5.874.455	0	0
	Indotti	2.622.789	5.494.094	0	0
	Totali	6.665.559	16.270.971	0	0
2030_Configurazione C	Diretti	1.854.329	4.902.422	1.108.811	0
	Indiretti	2.188.442	5.874.455	1.268.161	0
	Indotti	2.622.789	5.494.094	1.148.649	0
	Totali	6.665.559	16.270.971	3.525.621	0
2030_Configurazione D	Diretti	1.854.329	4.902.422	0	0
	Indiretti	2.188.442	5.874.455	0	0
	Indotti	2.622.789	5.494.094	0	0
	Totali	6.665.559	16.270.971	0	0
2050	Diretti	7.767.344	17.180.945	3.200.686	407.100
	Indiretti	9.166.866	20.587.512	3.660.665	279.450
	Indotti	10.986.244	19.254.507	3.315.681	317.400
	Totali	27.920.453	57.022.965	10.177.032	1.003.950

Tabella 5.18 – Stima del valore economico degli impatti occupazioni suddivisi per fonte energetica e per effetto (diretto, indiretto, indotto) nei vari scenari analizzati al 2030 e 2050

Per quanto riguarda il settore delle rinnovabili termiche, l'industria italiana degli impianti di climatizzazione ha un'importante presenza con una produzione nazionale nel 2018 pari a circa 718 milioni di euro e occupa circa 7200 addetti. In particolare, per le pompe di calore la tecnologia italiana costituisce un'eccellenza a livello internazionale. Ciò è confermato dal fatto che circa il 61% del valore della produzione nazionale viene esportato. Nel 2018 il fatturato del settore è stato di circa 1,5 miliardi di euro con una crescita di quasi l'11% rispetto all'anno precedente. Nel mercato italiano ogni anno vengono vendute mediamente 1 milione di pompe di calore.

La crescente diffusione delle pompe di calore, in particolare di tipo aria-aria, genera importanti ricadute a livello economico ed occupazionale. Il GSE ha stimato che nel 2019 gli investimenti in nuove pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche) sono ammontati a circa 2,3 miliardi di euro. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2019 si ritiene abbia attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a circa 19573 ULA dirette e indirette. La gestione "permanente" di tutti gli impianti in esercizio, a fronte di una spesa di circa 2,8 € nel 2019, si valuta abbia attivato oltre 9401 ULA dirette e indirette. Cifre simili sono state stimate in via preliminare anche per il 2020.

Grazie ai dati forniti da GSE [116], alle indicazioni presenti nel rapporto di Althesys sulle ricadute economiche delle energie rinnovabili in Italia [117] e tenendo conto degli investimenti per l'acquisto e l'installazione delle nuove pompe di calore al 2030, sono state stimate le ricadute occupazionali, temporanee e permanenti, dirette ed indirette, correlate alla diffusione di queste tecnologie. Dai risultati mostrati in Tabella 5.19 emerge che gli investimenti in pompe di calore possano generare un'occupazione pari a circa 645 ULA. È importante tenere presente che con ULA si intende la quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno e non gli effettivi "posti di lavoro".

	Occupati temporanei (diretti ed indiretti) Fase di produzione	Occupati temporanei (diretti ed indiretti) Fase di installazione e realizzazione	Occupati permanenti (diretti ed indiretti) Fase di esercizio e manutenzione
Pompe di calore	67 ULA	433 ULA	145 ULA

Tabella 5.19 – Stima delle ricadute occupazioni nelle fasi di produzione, installazione e realizzazione, esercizio e manutenzione delle pompe di calore

Infine, un altro importante settore per la ripresa economica nazionale in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione è il settore dell'efficienza energetica nelle costruzioni.

Il settore delle costruzioni è responsabile del 8% del Prodotto Interno Lordo italiano e di circa 1,35 milioni di posti di lavoro, ed è connesso al 90% dei settori economici. La quasi totalità della catena del valore (70%) si trova in Italia. Le attività di costruzione specializzate che comprendono lavori di ristrutturazione e retrofit energetici rappresentano i due terzi dell'occupazione complessiva nelle costruzioni. Da sottolineare è anche l'elevato effetto moltiplicatore che hanno le costruzioni sull'economia. Si stima, infatti, che ogni euro investito in questo settore ne generi 3,3 di attività economica complessiva (per effetti diretti, indiretti e indotti) e che 1 miliardo di spesa crei circa 15.000 posti di lavoro. Un rinnovamento energetico degli edifici, oltre ad essere indispensabile per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, per la risoluzione di problematiche di inquinamento locale e per la riduzione delle importazioni di energia, permetterebbe di far avvicinare la crescita italiana alla media europea. Tuttavia, l'attuale tasso di ristrutturazione (1%) è molto basso. Nei prossimi anni deve almeno raddoppiare se si vuole raggiungere l'obiettivo di impatto climatico zero entro il 2050. Nonostante negli ultimi anni siano stati introdotti diversi meccanismi di regolazione e di incentivo all'efficientamento, il potenziale di risparmio energetico del patrimonio edilizio nazionale è ancora molto elevato, soprattutto nel comparto residenziale.

Secondo le analisi di RSE [4] in Sardegna, gli edifici ad uso residenziale sono più di 660 mila e più del 60% ha più di 45 anni, ovvero è precedente alla legge n. 3733 del 1976, prima legge sul risparmio energetico. Per questo 60%, la riqualificazione energetica permette una riduzione dei consumi tale da garantire un fabbisogno di riscaldamento fino ad un massimo di 30 kWh/m². Per il restante 40%, la riqualificazione si traduce in una riduzione del fabbisogno fino alle prestazioni dei nuovi edifici a energia quasi zero, ossia con caratteristiche NZEB (fabbisogno di riscaldamento fino a 15 kWh/m² in Sardegna). Diverse possono essere le soluzioni di retrofit in grado di raggiungere questo livello energetico, che nel complesso è caratterizzato dalla competizione tra l'isolamento termico, l'adozione di generatori più efficienti (pompe di calore) e l'installazione di impianti fotovoltaici.

A partire dagli attuali consumi di energia primaria degli edifici a destinazione residenziale e terziaria, e tenendo conto dei dati forniti a livello macro-regionale sul potenziale tecnico di risparmio (56%) e sugli effetti sull'occupazione [118], sono stati ricavati i dati mostrati in Tabella 5.20 relativamente al potenziale di risparmio, agli investimenti e ai posti di lavori equivalenti a tempo pieno (ULA) associati alle ristrutturazioni.

Concludendo, a fronte di un investimento complessivo di circa 6 miliardi di euro sui settori chiave presi in esame, si ridurrebbero i consumi totali di energia primaria del 40% circa. Si stima, infatti, che il risparmio per euro investito su edifici a destinazione d'uso residenziale e non-residenziale sia di circa 400-433 Wh/€ [118].

	Potenziale di risparmio (TWh)	Investimenti associati alle ristrutturazioni (miliardi di euro)	Posti di lavoro (ULA)
Sud ed Isole (residenziale)	60	183	3,1 mln
Sardegna (residenziale)	2,6	6,0	84.000
Di cui solo riscaldamento	1,39	3,21	48.150
Sardegna (terziario)	0,39	0,90	12.600
Di cui solo riscaldamento	0,21	0,48	6.700

Tabella 5.20 – Stima delle ricadute occupazionali nelle fasi di produzione, installazione e realizzazione, esercizio e manutenzione delle pompe di calore

5.8. Finanza sostenibile (*green finance*)

Le drammatiche conseguenze del cambiamento climatico e del depauperamento ambientale hanno mostrato la necessità di misure correttive e di un'economia più sostenibile. L'impegno che numerosi paesi dell'Unione Europea (UE) hanno sottoscritto rispetto ai cambiamenti climatici durante l'accordo di Parigi del 2016 (*Paris Agreement on Climate Change*) è diventato uno degli obiettivi prioritari nel dibattito politico europeo. Tra questi obiettivi emerge la necessità di investire maggiormente in un'economia e in una transizione energetica verde a basse emissioni di carbonio, e di un cambiamento significativo nell'assegnazione delle risorse. L'Agenzia Europea dell'Ambiente (AEA), nel suo *State of the Environment Report 2020*, ha raccomandato di aumentare gli investimenti e riorientare il settore finanziario verso progetti e imprese più sostenibili. Questo richiede che i fondi pubblici sostengano l'innovazione sostenibile, così come i settori e le regioni più colpite dai cambiamenti climatici, ma fa emergere la necessità di un coinvolgimento anche del settore finanziario, che deve cercare di riorientare il capitale privato verso investimenti sostenibili. Trasformare e rendere più verde l'economia dell'UE richiede, infatti, grandi investimenti che il settore pubblico da solo non riesce a coprire. In questa direzione, l'UE ha cercato soluzioni finalizzate a coinvolgere anche il settore privato.

L'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE) ha stimato la necessità di circa 6.35 trilioni di euro all'anno a livello globale per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi entro il 2030, mentre per la Commissione europea, solo nei settori del clima e dell'energia, saranno necessari ulteriori investimenti per 240 miliardi di euro all'anno [119]. Il sistema finanziario può contribuire ad affrontare queste necessità attraverso la *climate finance*, la *green finance* e la *sustainable finance*. La prima fornisce fondi destinati a politiche di adattamento e mitigazione dei cambiamenti climatici; la seconda ha una portata più ampia in quanto copre obiettivi ambientali di più larga scala (e.g., protezione della biodiversità); mentre l'ultima estende il suo dominio ai fattori ambientali, sociali e di governance (*Environmental, Social and Governance factors*, ESG). Pertanto, la *green finance* dovrebbe essere vista come un sottoinsieme della *sustainable finance* (Figura 5.48).

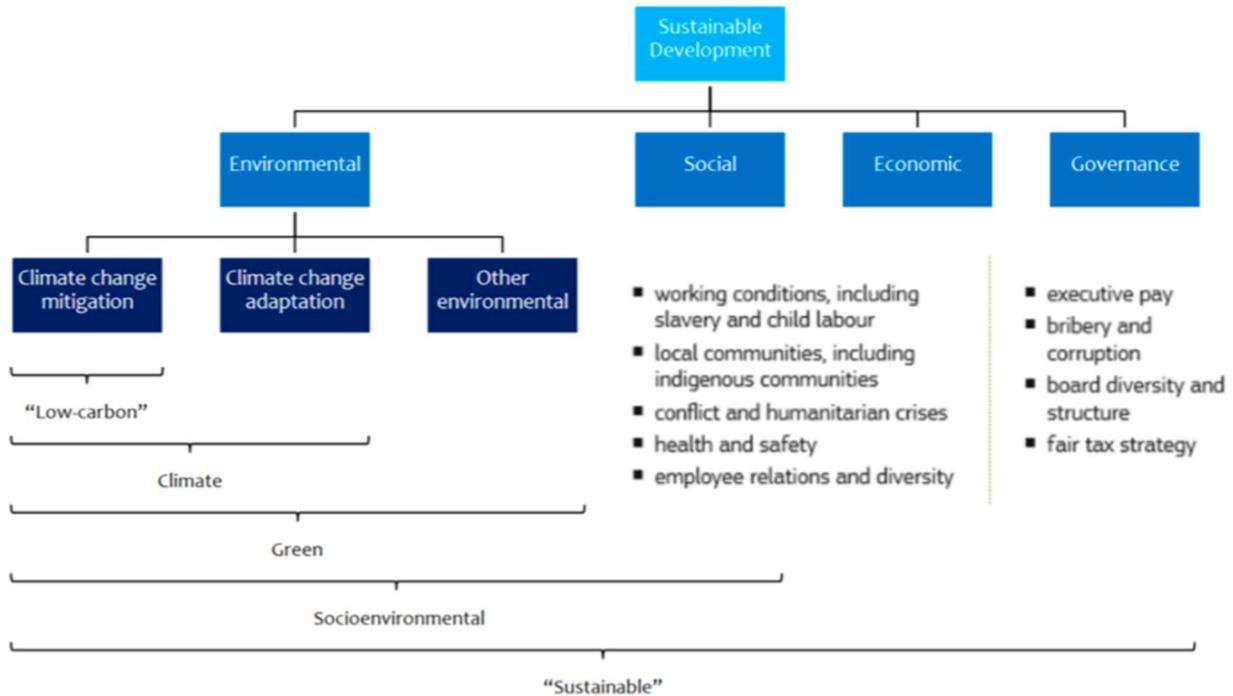


Figura 5.48 – Differenziazione tra *climate*, *green finance* e *sustainable finance* (Fonte: 119]

La *greening finance* e il *green financing* stanno guidando la trasformazione verde del sistema finanziario e rappresentano la spina dorsale della finanza sostenibile. *Greening finance*, che è l'abbreviazione di "*greening the financial system*", ha l'obiettivo di diffondere nuovi strumenti, procedure e regolamenti con il fine di indurre il sistema finanziario ad integrare i fattori legati al clima e all'ambiente nelle fasi di identificazione e gestione dei rischi (i.e., i rischi fisici, legati agli effetti diretti ed indiretti del cambiamento climatico sul territorio; i rischi della transizione, legati alla realizzazione di un'economia più verde e quindi a possibili cambiamenti normativi, tecnologici o cambiamenti nel valore di alcuni beni e nel comportamento dei consumatori; i rischi di responsabilità, strettamente legati a quelli precedenti, dovuti alla nascita di contenziosi e richieste di risarcimento per le perdite connesse al clima). Poiché i rischi finanziari hanno un effetto sulla stabilità finanziaria, i decisori politici, le autorità di regolamentazione e di vigilanza stanno lavorando in parallelo per promuovere l'integrazione dei fattori climatici ed ambientali nei processi decisionali e nella gestione dei rischi. Alla fine del 2019, i governi e le autorità di regolamentazione dei mercati finanziari hanno sviluppato circa 400 politiche e misure a livello nazionale e regionale per promuovere la finanza verde e sostenibile (Figura 5.49).

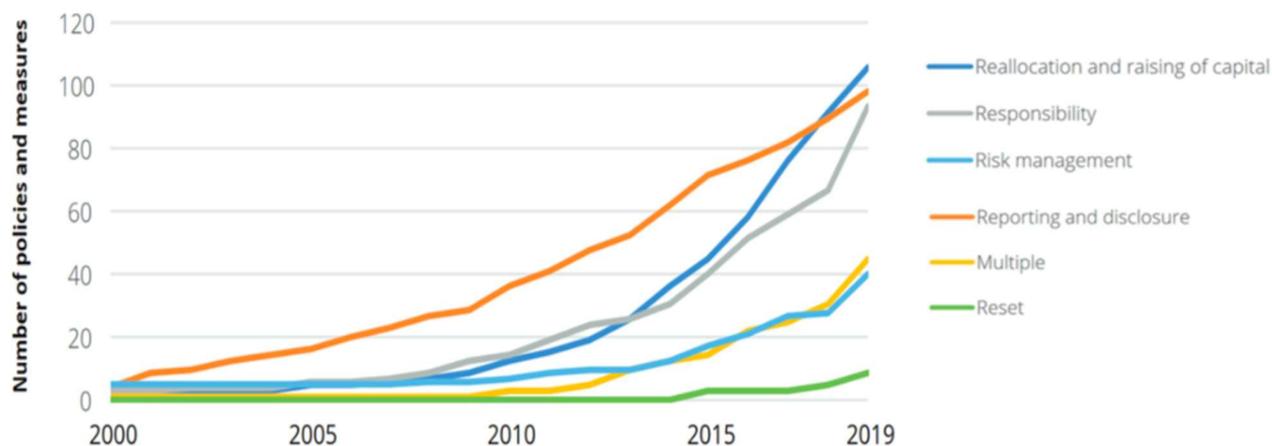


Figura 5.49 – L’evoluzione delle politiche e delle misure di regolamentazione legate alla finanza verde (Fonte: [119])

Da l’altra parte, il *green financing*, abbreviazione di “*financing the green economy*” o “*financing the green transition*”, ha l’obiettivo di aumentare il flusso di capitali privati verso gli investimenti verdi. Già nell’articolo 2.1 comma c dell’Accordo di Parigi, in cui si richiede di rendere i flussi finanziari coerenti con un percorso che punti ad una forte riduzione delle emissioni di gas serra, si riconosce l’importanza e il ruolo della finanza nella transizione verde [120]. Come già spiegato precedentemente, il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità richiederà grandi investimenti, soprattutto da capitali privati. Il sistema finanziario può facilitare l’incontro tra queste esigenze di investimento e l’allocazione del capitale privato, i cui flussi devono essere riorientati verso investimenti più sostenibili.

Come mostra la Figura 5.50, il *green financing* sta crescendo rapidamente attraverso vari strumenti finanziari, i.e. green bonds, sustainability bonds, sustainability-linked bonds, green loans, sustainability-linked loans, blue bonds, social bonds, i quali sono definiti più nel dettaglio in Tabella 5.21.

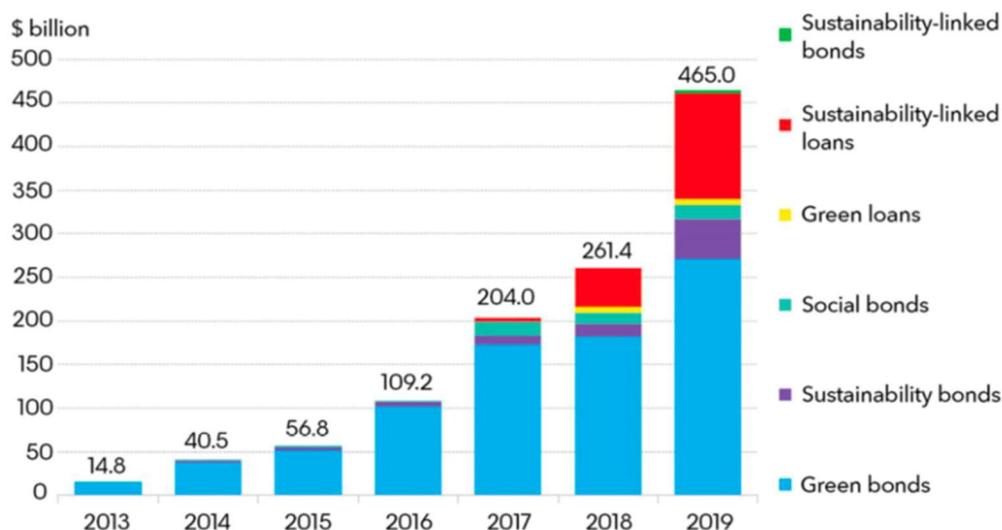


Figura 5.50 – Emissione annuale di debito sostenibile nel periodo 2013-2019 a livello globale (Fonte: [119])

Strumento finanziario	Definizione
Green bonds	Strumenti obbligazionari destinati a finanziare progetti nelle seguenti aree: energie rinnovabili, efficienza energetica, prevenzione e controllo dell'inquinamento, biodiversità, trasporti puliti, gestione sostenibile delle acque, adattamento al cambiamento climatico, prodotti, tecnologie e processi produttivi eco-efficienti.
Sustainability bonds	Strumenti obbligazionari destinati a finanziare una combinazione di progetti aventi benefici ambientali e sociali (i.e., progetti verdi che hanno co-benefici sociali, o progetti sociali che hanno anche co-benefici ambientali). Nella maggior parte dei casi, i fondi sono impegnati in progetti di impatto sociale o ambientale allineati con gli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDGs).
Sustainability-linked bonds	Strumenti obbligazionari le cui caratteristiche finanziarie o strutturali (e.g., tasso di interesse) possono fluttuare a seconda del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità predefiniti da parte dell'emittente. Questo strumento è relativamente nuovo nel mercato. La prima obbligazione SDG-linked è stata emessa nel settembre 2019 dalla società ENEL in Italia.
Green loans	Strumento di prestito destinato esclusivamente a progetti verdi in aree fortemente soggette ai problemi legati al cambiamento climatico, all'esaurimento di risorse naturali, alla perdita di biodiversità, all'inquinamento del suolo, dell'aria, dell'acqua.
Sustainability-linked loans	Strumenti di prestito, il cui tasso di interesse è dinamico in quanto legato ad alcuni indicatori di performance di sostenibilità, e.g. le emissioni di carbonio. Nel caso si raggiungano gli obiettivi di sostenibilità, il tasso di interesse è particolarmente favorevole; diventa alto nel caso di fallimenti.
Blue bonds	Strumenti obbligazionari destinati a finanziare progetti marini.
Social bonds	Strumenti obbligazionari destinati a finanziare progetti con un impatto sociale, e.g. sistemi alimentari più sostenibili, diminuzione della disoccupazione in seguito ad una crisi socio-economica.

Tabella 5.21 – Descrizione degli strumenti finanziari legati alla finanza sostenibile (Fonte: [119])

L'UE è diventata un leader mondiale nel campo della finanza sostenibile. Nel suo piano d'azione per finanziare la crescita sostenibile del 2018 [121], la Commissione europea ha definito la strategia dell'UE per collegare finanza e sostenibilità. I primi risultati chiave sono stati i seguenti tre regolamenti: regolamento UE 2020/852 finalizzato a creare una tassonomia sostenibile per l'UE; regolamento UE 2019/2088 per rendere più chiare le informazioni relative agli investimenti sostenibili e ai rischi legati al cambiamento climatico; e regolamento UE 2019/2089 per stabilire parametri di riferimento sulle emissioni di carbonio che siano allineati agli obiettivi climatici stabiliti nell'accordo di Parigi [119]. Tra questi, la tassonomia (*EU Taxonomy Regulation*) è particolarmente importante in quanto stabilisce un sistema di classificazione delle attività economiche che facilita l'individuazione degli investimenti sostenibili.

Nel quadro dell'*European Green Deal*, la Commissione europea ha annunciato l'intenzione di rinnovare la strategia per la finanza sostenibile, con il fine di creare un contesto più favorevole sia per gli investitori privati sia per il settore pubblico in grado di facilitare gli investimenti sostenibili. La strategia dovrebbe contribuire a velocizzare lo spostamento dei flussi di capitale privato verso gli investimenti verdi, a radicare una cultura di governance aziendale sostenibile e a sostenere la transizione delle imprese verso i temi della sostenibilità nel corso della loro ripresa post Covid-19.

I *green bonds* giocano un ruolo chiave nel finanziamento delle attività di transizione energetica, e per questo la Commissione europea ha deciso di dedicare parte dei 750 miliardi di euro del *Next Generation EU* a questo tipo di strumenti [119].

L'interesse per la finanza sostenibile è in forte crescita sia tra gli investitori privati sia tra i decisori politici. Tuttavia, nonostante la rapida diffusione dei suoi strumenti finanziari, la sua crescita deve essere accelerata se si vogliono raggiungere gli obiettivi climatici fissati a Parigi entro il 2030. L'urgenza di affrontare il cambiamento climatico coincide con l'urgenza di reagire rapidamente allo shock economico causato dalla pandemia Covid-19. Entrambi hanno bisogno di investimenti in grandi quantità ed il più presto possibile. C'è bisogno di una transizione nell'economia che sia allineata con gli obiettivi di sostenibilità [119].

6. Conclusioni

Alla luce degli importanti interventi di sviluppo di un'infrastruttura gas per la Regione Sardegna, introdotti ufficialmente come linea di azione prioritaria nel 2015 con il PEARS, e confluiti nel progetto "Metanizzazione della Sardegna" a partire dai piani di sviluppo 2017-2018 di Snam Rete Gas S.p.A e Società Gasdotti Italia S.p.A., il presente studio intende analizzare le questioni fondamentali che si legano al percorso di decarbonizzazione nazionale e dell'isola, presentando una più ampia valutazione del mix energetico ottimale in grado di anticipare tale percorso.

Inoltre, tenendo conto dell'aggiornamento del quadro regolatorio della governance dell'Unione Europea per l'energia e il clima, funzionale al raggiungimento dei nuovi obiettivi sulle emissioni al 2030 e al percorso di decarbonizzazione entro il 2050, l'obiettivo dello studio è stato quello di individuare e simulare un possibile sistema energetico regionale in linea con uno scenario di completa neutralità climatica al 2050, presentando una valutazione dei costi e dei benefici attesi.

In seguito ad un'analisi dell'attuale del sistema energetico sardo, delle infrastrutture energetiche esistenti ed in progetto e delle interessanti potenzialità della regione per quanto riguarda lo sviluppo delle rinnovabili, è stato ipotizzato uno scenario che non preveda una rete gas, a metano o idrogeno, ma consideri invece l'elettrificazione di diverse porzioni della domanda finale di energia e il cambio di combustibile verso l'idrogeno verde per i trasporti e l'industria. Le simulazioni del sistema energetico nell'anno target 2050 suggeriscono che il sistema si potrebbe sostenere con importanti capacità di rinnovabili fluttuanti (investimenti addizionali per eolico e fotovoltaico, mantenimento delle capacità esistenti per idroelettrico e generazione da biomassa), accompagnate da importanti capacità di accumulo in forma di pompaggi e sistemi elettrochimici (distribuiti). Un ulteriore contributo alla generazione elettrica viene fornito attraverso il ricorso all'idrogeno, grazie alla filiera composta da elettrolizzatori, accumuli, celle a combustibile o cicli combinati. Per massimizzare i benefici della stagionalità legata alle fonti rinnovabili, si osserva l'installazione dei massimi potenziali ipotizzati per i sistemi di accumulo di idrogeno destinato ad industria e trasporti.

Il lavoro ha previsto inoltre la simulazione del sistema elettrico sardo in uno scenario coerente con il PNIEC e collocabile al 2030, con il fine di analizzare la stabilità del sistema energetico a fronte di una sostituzione della generazione a carbone per mezzo di impianti idroelettrici di pompaggio e idrogeno. È stata inoltre analizzata la possibilità di ripartenza della filiera di produzione dell'alluminio, la cui domanda di elettricità e calore viene soddisfatta attraverso la costruzione di un impianto cogenerativo dedicato (ciclo combinato), alimentato a idrogeno. A seconda che la sostituzione della generazione a carbone avvenga per mezzo di impianti idroelettrici di pompaggio o per mezzo di idrogeno e che si consideri la presenza o meno di una domanda di energia per la produzione di alluminio, sono state analizzate quattro differenti configurazioni del sistema energetico della regione. In tutte le configurazioni, i nuovi impianti di pompaggio e lo sviluppo della

filiera di idrogeno, in sostituzione agli impianti dismessi a carbone, confermano la loro limitata funzione di supporto della rete.

La simulazione ha individuato, tra gli elementi importanti e necessari al 2050, quelli che possono essere utili alla stabilità della rete, in sostituzione alla generazione a carbone, già nel periodo iniziale di *phase-out*, in aggiunta al programma di nuove connessioni con il continente (cavo Sardegna-Sicilia- Continente) e all'installazione di compensatori sincroni quali strumenti comunque necessari secondo il parere del TSO elettrico. La simulazione suggerisce che l'opzione di nuovi impianti termoelettrici a metano, stimati in 400 MW dal TSO, possa essere sostituita da nuovi impianti di pompaggio (come già individuato anche dal TSO) o da impianti *power-to-hydrogen-to-power*. Anche in questo caso, le capacità richieste di rinnovabili fluttuanti (con un maggior ruolo dell'eolico rispetto al fotovoltaico) e di accumulo sarebbero importanti (i pompaggi e la generazione da idrogeno fornirebbero, rispettivamente, quasi l'11% e il 10% dell'energia elettrica totale). In particolare, la forte necessità di accumulo di elettricità determina l'installazione di tutto il potenziale per le soluzioni di accumulo economicamente più vantaggiose, ossia gli impianti di pompaggio e l'accumulo di idrogeno destinato alla generazione. Lo sviluppo delle rinnovabili sarebbe tuttavia coerente con gli indirizzi di policy europei e nazionali e, per quanto riguarda le capacità di accumulo, gli spazi richiesti dall'idrogeno potrebbero essere compatibili con gli spazi attualmente dedicati ai serbatoi di stoccaggio (in uso o meno) presso l'impianto di Fiume Santo.

L'utilizzo di pompaggio idroelettrico e un immediato sviluppo della generazione rinnovabile appaiono dunque delle opzioni interamente compatibili con uno scenario di medio periodo al 2030, e con gli obiettivi di neutralità climatica al 2050. Lo sviluppo di un'infrastruttura di accumulo è, infatti, una dotazione tecnologica necessaria per convogliare situazioni di surplus verso momenti di scarsità, potenzialmente anche a servizio dell'intero sistema nazionale. In uno scenario al 2050, sia la filiera di produzione-accumulo di idrogeno verde con la relativa generazione elettrica, sia le maggiori capacità di accumulo idroelettrico rientrano fra gli investimenti comunque necessari nella regione.

La Sardegna potrebbe rappresentare il contesto ideale per anticipare la penetrazione della filiera idrogeno verde nei sistemi elettrici. Tale scelta, che andrebbe a sostituire l'ipotesi di generazione elettrica a gas, dovrebbe tenere conto dei seguenti aspetti:

- (i) il grande potenziale di riduzione dei costi futuri per gli elettrolizzatori e, in generale, per tutta la filiera della generazione da idrogeno (un forte sviluppo delle rinnovabili non programmabili creerà un notevole surplus di energia elettrica a basso costo, vantaggioso per la produzione di idrogeno da elettrolisi, che potrebbe permettere una maggior riduzione dei costi di produzione);
- (ii) la differenza di emissioni (la scelta ora di una delle due opzioni di accumulo potrebbe ridurre le emissioni regionali e nazionali in anticipo rispetto al gas);
- (iii) la convenienza strategica (la creazione di una catena del valore dell'idrogeno pulito può fungere da volano per la crescita economica regionale e nazionale con ricadute socioeconomiche, dirette ed indirette, importanti sul territorio; inoltre, l'anticipazione di una tecnologia e una filiera che saranno necessarie nel medio-lungo termine anche a livello internazionale, può aprire la porta a nuove possibilità di export tecnologici).

Lo studio descritto in questo documento è motivato dall'idea che sia di interesse strategico considerare nelle valutazioni di costo/beneficio degli investimenti infrastrutturali nel settore energetico sardo un orizzonte temporale in linea con gli scenari di decarbonizzazione di medio e lungo periodo. Relativamente al progetto di metanizzazione dell'isola, lo studio di RSE pubblicato a

luglio 2020, in anticipo quindi rispetto a importanti documenti di policy e di programmazione quali la strategia nazionale al 2050 (SILT), ha analizzato un arco temporale di soli 20 anni (2020-2040) che non ha permesso di tenere in considerazione gli obiettivi di neutralità climatica al 2050 e catturare adeguatamente i processi di innovazione tecnologica, particolarmente rilevanti per quelle tecnologie green sui quali, secondo la Commissione europea, è fondamentale orientare i futuri investimenti (e.g., generazione da rinnovabili, accumuli elettrochimici, tecnologie P2X, tecnologie di uso finale). Inoltre, un orizzonte temporale più ampio sarebbe più coerente con la vita utile delle infrastrutture oggetto di valutazione. L'entità degli investimenti in gioco e gli effetti delle scelte odierne nel lungo periodo richiedono una valutazione quanto più possibile lungimirante che sia in grado di identificare le soluzioni su cui indirizzare gli investimenti, minimizzando il rischio di soluzioni "transitorie" che rallenterebbero il processo di transizione energetica dell'isola con costi non recuperabili a carico della collettività.

Nel lungo periodo il gas metano non è compatibile con un sistema energetico decarbonizzato, a meno che non sia in forma di biometano, metano sintetico o idrogeno. Dal punto di vista tecnologico bisogna quindi considerare se e quanto la tecnologia e la topologia dell'infrastruttura possano essere compatibili con questi vettori e se tali vettori saranno funzionali alla domanda identificata (e.g., domanda termica civile facilmente elettrificabile). Dal presente lavoro emerge, per esempio, che nel settore elettrico lo sviluppo di una rete gas, anche qualora fosse adatta all'idrogeno, non sarebbe indispensabile in uno scenario di neutralità climatica di lungo periodo o per l'approvvigionamento di centrali elettriche necessarie a garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema nel breve periodo. Il phase-out del carbone potrebbe essere supportato da altre infrastrutture nel segmento elettrico, ed anche qualora si dovesse ricorrere al gas, una localizzazione dei nuovi impianti di generazione sulla costa non necessiterebbe una rete regionale ma di impianti di GNL. Inoltre, la possibilità di utilizzo di impianti tradizionali a fonte fossile per la generazione con cattura e sequestro di CO₂ è tuttora limitata dai dubbi legati al reale potenziale di stoccaggio geologico della CO₂ in Sardegna, che ad oggi è ancora incerto.

Per quanto riguarda il riscaldamento nel settore civile (residenziale e terziario), la regione presenta condizioni climatiche favorevoli all'installazione di pompe di calore elettriche, escludendo così i vantaggi dati dalla realizzazione della rete gas nel lungo termine. Come evidenziato dall'analisi del sistema energetico attuale gli impieghi elettrici e l'utilizzo di biomasse, con i quali è possibile raggiungere una completa decarbonizzazione, rappresentano già oggi il 68% del servizio nel residenziale e il 60% nel terziario. La metanizzazione potrebbe interferire con la decarbonizzazione nell'eventualità in cui porti a trasferire tali impieghi verso il gas, generando potenzialmente un effetto *lock-in* degli investimenti.

Nel settore industriale, il metano è in grado di ridurre le emissioni climalteranti nel breve termine ma potrebbe comportare un rischio di *lock-in* nel momento del successivo adeguamento dei processi verso l'elettrificazione (calore a bassa temperatura) e l'uso dell'idrogeno (calore ad alta temperatura), adeguamento che deve talvolta passare da trasformazioni radicali.

Da un punto di vista economico, per valutare la compatibilità di un'infrastruttura a gas con uno scenario di completa decarbonizzazione è fondamentale tenere in considerazione i nuovi obiettivi europei di accelerazione del processo di transizione energetica. Un'analisi di lungo periodo permette di capire se il tempo di rientro dell'infrastruttura sia effettivamente compatibile con i tempi della decarbonizzazione. Questo vale in particolare per l'industria, più incerta nelle quantità e tipologie produttive e di domanda, nella loro distribuzione spaziale e nei tempi richiesti dall'adeguamento tecnologico. I costi necessari per decarbonizzare l'intero sistema energetico (e.g., di adeguamento e trasformazione dell'infrastruttura gas verso *low-carbon* gas come l'idrogeno verde, di adeguamento e aggiornamento delle tecnologie ad uso finale per renderle compatibili ai nuovi vettori energetici) diventano importanti voci di costo. L'impiego di capitali in una nuova rete

gas o in nuovi impianti di generazione a metano espone al rischio di attivi non recuperabili (i cosiddetti *stranded asset*) e all'effetto di *lock-in* degli investimenti non solamente rispetto all'infrastruttura stessa ma anche nelle diverse filiere di consumo finale. Avere presente il tempo per l'introduzione e l'ammortamento degli investimenti nei settori finali diventa importante anche dal punto di vista di politiche e misure, poiché questo effetto *lock-in* potrebbe diventare una barriera al sistema di incentivazione per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica.

Come evidenziato anche in questo studio, i nuovi impianti a fonti fossili non sono più competitivi riguardo ai costi quando confrontati con fonti di energia pulita, come eolico e fotovoltaico, a causa delle rapide riduzioni dei costi delle rinnovabili. Inoltre, le analisi qui presentate mostrano come un portafoglio di rinnovabili possa offrire servizi alla rete elettrica equivalenti a quelli degli impianti tradizionali a fonte fossile. Questo dovrebbe rassicurare i politici in merito alla stabilità, sicurezza e adeguatezza della rete offerte da portafogli di rinnovabili per soddisfare le esigenze energetiche richieste.

Le valutazioni sui costi/benefici al 2030 e 2050 svolte in questo lavoro hanno permesso di trarre alcune conclusioni, ferma restando la possibilità di svolgere ulteriori approfondimenti sul set di ipotesi adottate:

- sia nel medio che lungo termine, un forte sviluppo delle rinnovabili (eolico e fotovoltaico) accompagnato ad importanti capacità di accumulo in forma di pompaggi e sistemi elettrochimici e ad un'anticipazione della generazione da idrogeno, garantirebbe un'importante riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia (assenza di import di risorse petrolifere) con conseguenti benefici in termini di *security of supply*.
- Dati gli attuali costi di investimento per le diverse tecnologie analizzate, la realizzazione degli scenari al 2030 necessita di circa 3-4 miliardi di euro di investimenti nel periodo 2021-2030. La riattivazione della filiera di alluminio genera un costo addizionale di circa 4-5 miliardi di euro, la cui sostenibilità deve essere opportunamente verificata prendendo in esame l'evoluzione del mercato nazionale di alluminio.
- Per lo scenario di completa decarbonizzazione al 2050, gli investimenti addizionali richiesti sono stati valutati in circa 18-20 miliardi di euro. È importante ricordare che oltre all'idrogeno verde anche altre tecnologie distribuite, come i sistemi di accumulo elettrochimico, hanno forti potenzialità di sviluppo nel medio e lungo termine, con conseguenti riduzioni nei costi di produzione.
- Questi costi di investimento vengono compensati da minori costi di acquisto dei vettori energetici e minori costi legati alle esternalità ambientali. Già al 2030, infatti, le emissioni relative alla produzione di energia elettrica si riducono quasi totalmente, generando in termini economici un beneficio di circa 175 milioni di euro (350 milioni di euro considerando i valori attuali della quota di CO₂ nel mercato ETS). Nello scenario al 2050 permangono le sole emissioni legate alla produzione da biomassa, ma si raggiunge la completa decarbonizzazione del settore trasporti che produce benefici addizionali pari a circa 42 milioni di euro. Poiché nelle analisi i benefici ambientali legati alle emissioni di gas serra sono stati valorizzati a partire dal prezzo medio dei certificati EU ETS, le stime sopra citate possono considerarsi conservative.
- Lo sviluppo delle rinnovabili e la creazione di una filiera per la produzione di idrogeno verde potrebbero generare importanti ricadute economiche ed occupazionali. Al 2030 gli occupati diretti nel settore delle rinnovabili potrebbero ammontare a circa 3.000-4.000 unità a seconda delle diverse configurazioni. Al 2050, invece, gli occupati diretti potrebbero salire a circa 8.000-9.000 unità. A questi si andrebbero ad aggiungere gli occupati derivanti dagli

interventi di riqualificazione edilizia ed efficienza energetica nel settore civile (residenziale e terziario).

- Le ricadute economiche dirette, indirette e indotte connesse all'aumento dell'occupazione nel settore delle rinnovabili sono stimate pari a circa 25 milioni di euro al 2030 e a circa 95 milioni di euro al 2050.

Le considerazioni a cui giunge questo studio necessitano di ulteriori approfondimenti, soprattutto in riferimento al settore industriale. I risultati esposti in questo documento, sia per gli scenari di transizione al 2030 che per il 2050, devono essere intesi come indicativi e orientativi. Essi sono utili a dare una rappresentazione generale delle dinamiche che ci si può aspettare per l'evoluzione del sistema energetico regionale date le varie ipotesi e assunzioni identificate.

Vale la pena sottolineare che il processo di decarbonizzazione non si esaurisce con la chiusura delle centrali a carbone. Esso deve mirare alla progressiva riduzione, fino all'azzeramento, di tutte le emissioni di gas serra, conseguenti alla combustione di ogni tipo di fonte fossile. Per tale motivo la metanizzazione dell'isola appare in contrasto con i contenuti dei protocolli internazionali sul clima. Bisogna tenere in considerazione che i minori costi di generazione delle rinnovabili rispetto alle fossili possono ridurre notevolmente i costi energetici annuali, soprattutto se in essi si comprendono quelli conseguenti all'inquinamento e all'impatto sulla salute, oltre ai benefici derivanti dalle ricadute occupazionali.

La regione dovrebbe trarre vantaggio dalla disponibilità praticamente inesauribile di fonti rinnovabili in luogo di quelle fossili, che oggi invece è costretta ad importare con importanti costi economici ed ambientali. Con l'implementazione degli scenari proposti al 2030 e 2050, la Sardegna potrebbe non solamente superare i target europei sulle emissioni di gas serra, ma bensì anticiparli, ponendosi in tal modo a livello globale come esempio di modello virtuoso di un epocale cambio di paradigma sistemico.

Bibliografia

[1] Regione autonoma della Sardegna. 2019. Piano energetico ambientale della regione Sardegna 2015-2030: primo rapporto di monitoraggio, gennaio 2019.

[2] Regione Autonoma della Sardegna. 2019. Piano energetico ambientale della regione Sardegna 2015-2030: secondo rapporto di monitoraggio, dicembre 2019.

[3] Ministero dello Sviluppo Economico. 2020. Sito Web del Ministero - Analisi e statistiche energetiche e minerarie – consumi petroliferi; online: https://dgsaie.mise.gov.it/consumi_petroliiferi.php (accesso: 03/03/2021)

[4] Ricerca sul Sistema Energetico (RSE). 2020. Studio RSE: "Approvvigionamento energetico della regione Sardegna (anni 2020-2040) ai sensi della del. 335/2019/R/GAS del 30 luglio 2019", luglio 2020.

[5] Fattori F. 2020. Analisi preliminare sul possibile percorso di decarbonizzazione della Sardegna. http://www.gmotta.energia.polimi.it/wp-content/uploads/Analisi_preliminare_sul_possibile_percorso_di_decarbonizzazione_della_Sardegna-v1.0.pdf (accesso 09/04/2020).

[6] Istat (Istituto Nazionale di Statistica). 2017. Sito Web di Istat - Basi territoriali e variabili censuarie; online: <https://www.istat.it/it/archivio/104317> (accesso: 30/04/2020).

[7] Regione Autonoma della Sardegna. 2015. Piano energetico ed ambientale della regione Sardegna 2015-2030 proposta tecnica, www.regione.sardegna.it/documenti/1_274_20160129120346.pdf.

- [8] Terna S.p.A. 2019. Annuario statistici (consumi) disponibili online: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche> (accesso: 30/04/2020).
- [9] Commissione Europea. European Union Transaction Log, online: <https://ec.europa.eu/clima/ets/> (accesso: 20/05/2020).
- [10] Technical Expert Group (TEG). 2020. Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance.
- [11] Rt Hon Lord Barker of Battle (Gregory Barker). 2021. En+ Group Manifesto: The Green Aluminium Vision. <https://enplusgroup.com/upload/iblock/7f5/En-Group-Green-Aluminium-Vision.pdf> (accesso: 11/03/2021).
- [12] Terna S.p.A. 2018. Statistiche regionali 2018, [https://download.terna.it/terna/Statistiche%20Regionali 2018 8d7b93cbf9ad480.pdf](https://download.terna.it/terna/Statistiche%20Regionali%202018_8d7b93cbf9ad480.pdf) (accesso: 03/03/2021).
- [13] ENTSO-E. 2020. Transparency Platform, online: <https://transparency.entsoe.eu/> (accesso: 30/04/2020).
- [14] Terna S.p.A. 2019. Generazione elettrica 2019, disponibile online: <https://download.terna.it/terna/0000/1230/97.PDF> (accesso: 30/04/2020).
- [15] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. 2019. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf (accesso: 09/03/2021).
- [16] Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, Ministero delle Politiche agricole, Alimentari e Forestali. 2021. Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra. https://www.minambiente.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf (accesso: 11/03/2021).
- [17] Snam Rete Gas S.p.A. 2018. Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2018 – 2027. http://pianodecennale.snamretegas.it/includes/doc/2/2019012208362018-decennale_web.pdf (accesso: 09/03/2021).
- [18] Regione Autonoma della Sardegna e Governo della Repubblica Italiana. 1999. Accordo di programma quadro per la metanizzazione. https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_46_20080326170132.pdf (accesso: 09/03/2021).
- [19] GALSI S.p.A. 2008. Studio di Impatto Ambientale (sezione I) – Volume Introduttivo. https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_13_20080923164123.pdf (Accesso: 09/03/2021).
- [20] Regione Autonoma della Regione Sardegna. 2004. Deliberazione del 03/05/2004 n. 21/20: Intesa Istituzionale di Programma del 21.04.1999 APQ n. 1 (Metanizzazione della Sardegna). Piano di metanizzazione per le reti urbane e relative infrastrutture, adozione Linee d'indirizzo. http://www.regione.sardegna.it/documenti/1_39_20050214095057.pdf (accesso: 09/03/2021).
- [21] Regione Autonoma della Regione Sardegna. 2013. Deliberazione del 14/11/2013 n. 47/39: Sviluppo della rete di distribuzione del metano. Integrazione Deliberazione n. 54/28 del 22.11.2005. https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_423_20131121165159.pdf (accesso: 09/03/2021).
- [22] ARERA. 2019. Relazione annuale - Stato dei Servizi (volume 1). https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/19/RA19_volume1.pdf (accesso: 09/03/2021).

- [23] Italgas. 2019. Acquisizioni mirate, mezzo miliardo di investimenti e una strategia chiara per costruire una solida leadership in Sardegna. Online: <https://www.italgas.it/it/investitori/pubblicazioni/IG-Focus-03-2019-La-metanizzazione-della-Sardegna/> (accesso:10/03/2021).
- [24] Ministero dello Sviluppo Economico. 2018. La Sardegna nella Strategia Energetica Nazionale. 4° Convegno – Isola dell’Energia. <http://www.conferenzagnl.com/sito/wp-content/uploads/2018/02/convegno-Cagliari-2018-Panei.pdf> (accesso: 10/03/2021).
- [25] ENURA. 2019. Metanizzazione della Sardegna - Documento relativo agli scenari energetici di riferimento, alle ipotesi considerate per il calcolo dei benefici e dei costi e risultati dell’analisi dei costi e dei benefici con riferimento all’art. 6 della delibera 335/2019/R/Gas. <https://www.arera.it/allegati/operatori/gas/pds/ScenariMetanizzazioneSardegna.pdf> (accesso:10/03/2021).
- [26] Terna. 2020. Piano di sviluppo 2020. https://download.terna.it/terna/Piano%20di%20sviluppo%202020_8d7db1ffa4ca9e7.pdf (accesso: 11/03/2021).
- [27] CNR – Istituto di Biometeorologia. 2015. Storia dell’elettrificazione della Sardegna, a cura di Fabrizio Benincasa. CNR – IBIMET, Reggio Emilia (Italia).
- [28] Terna, Iride. 2019. Collegamento HVDC SACOI 3 Sardegna-Corsica-Italia: Studio di Impatto Ambientale (Parte 1). <https://va.minambiente.it/File/Documento/368195> (accesso: 11/03/2021).
- [29] Terna. 2019. Impianti di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi dell’articolo 63, comma 63.1, dell’Allegato A alla delibera dell’ARERA n. 111/06. https://download.terna.it/terna/A27%20-%20anno%202020_8d769b522431880.pdf (accesso: 11/03/2021).
- [30] “Oemof- open energy modeling framework.” <https://oemof.org/> (accesso: 15/09/2020).
- [31] Lombardi F., Rocco M. V., Colombo E. 2019. A multi-layer energy modelling methodology to assess the impact of heat-electricity integration strategies: The case of the residential cooking sector in Italy. Energy 170, pp. 1249–1260, doi: 10.1016/j.energy.2019.01.004.
- [32] RSE. 2013. E... muoviti! mobilità elettrica a sistema. Editrice Alkes, 2013, ISBN 978-88-907527-3-5.
- [33] A. Jäger-Waldau. 2019. PV Status Report 2019. doi: 10.2760/32662.
- [34] National Renewable Energy Laboratory NREL. Useful Life | Energy Analysis | NREL.” <https://www.nrel.gov/analysis/tech-footprint.html> (accesso: 01/04/2021).
- [35] P. Ruiz et al. 2019. ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials. Energy Strateg. Rev. 26, p. 100379. doi: 10.1016/j.esr.2019.100379.
- [36] U. E. I. Administration. 2021. Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf (accesso: 01/04/2021).
- [37] Sgobbi A., Nijs W., De Miglio R., Chiodi A., Gargiulo M., Thiel C. 2016. How far away is hydrogen? Its role in the medium and long-term decarbonisation of the European energy system. Int. J. Hydrogen Energy 41 (1), pp. 19–35, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.09.004.
- [38] International Energy Agency (IEA). 2019. The Future of Hydrogen. <https://webstore.iea.org/download/direct/2803>.

- [39] Alterach J., Bruno G., Danelli A., Federici P., Costantino G. 2016. Calcolo del potenziale di accumulo energetico mediante impianti di pompaggio idroelettrico sotterraneo.
- [40] COMMERCIALISATION OF ENERGY STORAGE IN EUROPE. 2015.
- [41] Javed M. S., Ma T., Jurasz J., Amin M. Y. 2020. Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage: Review and future perspectives. *Renewable Energy* 148, pp. 176–192, doi: 10.1016/j.renene.2019.11.157.
- [42] US Energy Information Administration. 2020. Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf (accessed: 01/04/2021).
- [43] L'energia nei territori - Elettricità Futura incontra la Regione Sardegna. 2021. https://www.elettricitafutura.it/Eventi-e-Formazione/Eventi-Elettricit-Futura/Lenergia-nei-territori---Elettricit-Futura-incontra-la-Regione-Sardegna_2734.html (accesso: 13/05/2021).
- [44] Hotmaps Project - The open source mapping and planning tool for heating and cooling. <https://www.hotmaps-project.eu/> (accesso: 13/05/2021).
- [45] GSE - ATLAIMPIANTI. <https://www.gse.it/dati-e-scenari/atlaimpianti> (accesso: 18/02/2021).
- [46] Regione Autonoma della Sardegna. 2020. Linee di indirizzo strategico per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale della Sardegna. <https://delibere.regione.sardegna.it/protected/53388/0/def/ref/DBR53299/> (accesso: 23/03/2021).
- [47] ISTAT. 2021. Previsioni della popolazione - Anni 2018-2065. http://dati.istat.it/Index.aspx?DataSetCode=DCIS_PREVDEM1 (accesso: 25/03/2021).
- [48] Commissione Europea, Direzione generale della Politica regionale e urbana. 2014. Guida all'analisi costi-benefici dei progetti d'investimento: Strumento di valutazione economica per la politica di coesione 2014-2020, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2014.
- [49] World Economic Forum (in collaborazione con Accenture). 2020. Aluminium for Climate: Exploring pathways to decarbonize the aluminium industry. http://www3.weforum.org/docs/WEF_Aluminium_for_Climate_2020.pdf (accesso: 25/03/2021).
- [50] Dosi G., Lamperti, F. 2020. Il ruolo degli investimenti pubblici: un quadro di riferimento per l'analisi macroeconomica delle politiche climatiche e delle opportunità della transizione verde. In: Bacciu et al. Ossigeno per la crescita: La decarbonizzazione al centro della strategia economica Post-COVID, REF-E Srl, 2020.
- [51] Commissione Europea. 2019. Il Green Deal europeo, Bruxelles, 2019.
- [52] Commissione Europea. 2020. Proposta di regolamento del parlamento europeo e del consiglio che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (UE) 2018/1999 (Legge europea sul clima), Bruxelles, 2020.
- [53] Bicciato et al. 2020. La finanza sostenibile: il contenitore per orientare gli investimenti della ripresa economica. In: Bacciu et al. Ossigeno per la crescita: La decarbonizzazione al centro della strategia economica Post-COVID, REF-E Srl, 2020.
- [54] Commissione Europea. 2020. Semestre europeo 2020: valutazione dei progressi in materia di riforme strutturali, prevenzione e correzione degli squilibri macroeconomici e risultati degli esami approfonditi a norma del regolamento (UE) n. 1176/2011. Bruxelles, 2020.

- [55] Gas for Climate. 2020. Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050. Guidehouse, 2020. <https://gasforclimate2050.eu/publications/> (accesso 30/03/2021).
- [56] Klemun, M.M. and Trancik J.E. 2019. Timelines for mitigating the methane impacts of using natural gas for carbon dioxide abatement, Environmental Research Letters 14 (12), 124069.
- [57] Marcogaz (Technical Association of the European Natural Gas Industry). 2019. Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use. https://www.marcogaz.org/app/download/8105290863/TF_H2-427.pdf?t=1574766383 (accesso: 30/03/2021).
- [58] European Commission. 2020. Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions: Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration, Bruxelles, 2020.
- [59] The European House – Ambrosetti, Snam. 2020. H2 Italy 2050: una filiera nazionale dell'idrogeno per la crescita e la decarbonizzazione dell'Italia. The European House – Ambrosetti, 2020.
- [60] Ministry of Economic Development, Ministry of the Environment and Land and Sea Protection, Ministry of Infrastructure and Transport. 2018. Draft integrated national energy and climate plan – 31/12/2018
- [61] European Commission. 2016. EU Reference Scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ref2016_report_final-web.pdf
- [62] RSE. 2017. Energia elettrica, anatomia dei costi - aggiornamento dati al 2017. Editrice Alkes, Quarta edizione.
- [63] GME. Prezzo Unico Nazionale
- [64] IEA. 2020. Projected Costs of Generating Electricity - 2020 Edition. International Energy Agency, France, 2020.
- [65] Bachner G., Tuerk A., Williges K., Steininger K. 2017. Economic costs and benefits of renewables deployment in the EU. CARISMA Project funded under Horizon2020.
- [66] IRENA. 2020. Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050 (Edition: 2020), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [67] Centro Levi Cases, Università degli Studi di Padova. 2019. Veneto 100% Rinnovabile: fotografie e prospettive. A cura di: Lorenzoni A., Valbonesi P., Bertucco A. <http://levicases.unipd.it/wp-content/uploads/2019/11/Relazione-finale.pdf> (accesso: 28/04/2021).
- [68] IRENA. 2020. Renewable Power Generation Costs in 2019. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [69] Beccarello M., Andreuzzi A., Marchetti B., Nardone S., Rodà M. (in collaborazione con Confoindustria, RSE, Ernst & Young). 2018. Libro bianco per uno sviluppo efficiente delle fonti rinnovabili al 2030.
- [70] IRENA. 2012. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series (Hydropower). Working Paper, Volume 1: Power Sector Issue 3/5.
- [71] IEA-ETSAP, IRENA. 2012. Electricity Storage – Technology Brief. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/IRENA-ETSAP-Tech-Brief-E18-Electricity-Storage.pdf> (accesso: 14/05/2021).

- [72] RSE. 2016. Fotovoltaico: power to the people? Editrice Alkes, Milano, 2016.
- [73] [61] RSE. 2017. Energia elettrica, anatomia dei costi. Aggiornamento dati al 2017. Editrice Alkes, Milano, 2017.
- [74] ENEA. 2017. Decarbonizzare l'economia italiana. Il catalogo delle tecnologie energetiche. A cura di: Sanson A., Giuffrida L.G. ISBN: 978-88-8286-349-4.
- [75] Tsiropoulos I., Tarvydas D., Lebedeva N. 2018. Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications – Scenarios for costs and market growth, EUR 29440 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-97254-6.
- [76] Larsson P., Borjesson P. 2018. Cost models for battery energy storage systems. Bachelor of Science Thesis, KTH School of Industrial Engineering and Management. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1254196/FULLTEXT01.pdf> (accesso: 14/05/2021).
- [77] Schmidt O., Melchior S., Hawkes A., Staffell I. 2019. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. Joule 3, pp. 81-100.
- [78] IRENA. 2019. Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation: paper). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [79] IRENA. 2020. Innovation landscape brief: Innovative operation of pumped hydropower storage. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [80] Lazard. 2020. Lazard's levelized cost of energy analysis—version 14.0. <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf> (accesso: 14/05/2021).
- [81] IRENA. 2019. Hydrogen: A renewable energy perspective. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [82] SNAM, International Gas Union (IGU), BloombergNEF. 2020. Global gas report 2020. https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/file/gas_naturale/global-gas-report/global_gas_report_2020.pdf (accesso: 14/05/2021).
- [83] BloombergNEF. 2020. Hydrogen Economy Outlook – Key messages. March, 2020.
- [84] Sacconi C., Pellegrini M., Guzzini A. 2020. Analysis of the Existing Barriers for the Market Development of Power to Hydrogen (P2H) in Italy. Energies 13, 4835.
- [85] Christensen A. 2020. Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe. Research funded by the International Council on Clean Transportation, June 2020.
- [86] RSE. 2021. Idrogeno – Un vettore energetico per la decarbonizzazione. Malp, Adobe Stock 2021.
- [87] Clerici A. Idrogeno verde e transizione energetica. Power & Energy Chapter IEEE Sezione Italia, Marzo 2021.
- [88] European Commission. 2020. Handbook on the external costs of transport – Version 2019. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2020.
- [89] European Investment Bank Group. 2020. Climate Bank Roadmap 2021-2050. European Investment Bank.
- [90] GSE. 2018. Valore del fattore emissivo relativo all'energia elettrica fornita ai veicoli stradali a trazione elettrica.
- [91] ISPRA. 2021. Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2019. National Inventory Report 2021.

- [92] ISPRA. 2020. Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei.
- [93] Colombatto S. 2019. Analisi energetica del sistema elettrico nazionale e valutazione delle emissioni di CO₂ dirette ed indirette della filiera elettrica italiana (Tesi di Laurea Magistrale). Politecnico di Torino.
- [94] Teske S., Morris T., Nagrath K. 2020. 100% Renewable Energy: An Energy [R]evolution for ITALY. Institute for Sustainable Futures (ISF) for Greenpeace Italy.
- [95] Cambridge Economics, Element Energy and CERTET Bocconi. 2018. Low-carbon cars in Italy: A socio-economic assessment. Cambridge Economics, Cambridge and Brussels. <https://www.camecon.com/wp-content/uploads/2018/09/FIF-Technical-Report.pdf> (accesso: 06/05/2021).
- [96] Energy & Strategy Group (Politecnico di Milano). 2020. Smart Mobility Report. La sostenibilità nei trasporti: opportunità e sfide per la filiera e gli end user. https://www.energystrategy.it/assets/files/SMR_20_webdef29_10.pdf (accesso: 06/05/2021).
- [97] Hirth L., Ueckerdt F., Edenhofer O. 2015. Integration costs revisited - An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy* 74, pp. 925-939.
- [98] Breitschopf B., Held A. 2014. Project Acronym: DIA-CORE. Guidelines for assessing costs and benefits of RET deployment. Fraunhofer ISI.
- [99] Agora Energiewende. 2015. The Integration Cost of Wind and Solar Power. An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems.
- [100] IRENA. 2015. Renewable Power Generation Costs in 2014.
- [101] Ueckerdt F., Hirth L., Luderer G., Edenhofer O. 2013. System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy* 63, pp. 61-75.
- [102] Heptonstall P., Gross R.J.K. 2020. A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids. *Nature Energy*.
- [103] Terna. 2020. Piano di Sviluppo 2020.
- [104] Terna. 2020. Piano di Sviluppo 2020: documento metodologico per l'applicazione dell'Analisi Costi Benefici applicata al Piano di Sviluppo 2020.
- [105] Kost C., Shammugam S., Julch V., Nguyen H-T., Schlegl T. 2018. Levelized cost of electricity renewable energy technologies. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg.
- [106] IRENA. 2017. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [107] Logan Goldie-Scot. 2019. "A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices" <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithiumion-battery-prices/> (accesso: 9/05/2021).
- [108] Hydrogen Council. 2020. Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf> (accesso: 06/05/2021).
- [109] Breitschopf B., Nathani C., Resch G. 2012. Methodological guidelines for estimating the employment impacts of using renewable energies for electricity generation. Study commissioned by IEA's Implementing Agreement on Renewable Energy Technology Deployment (<http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2012/12/EMPLOY-Guidelines.pdf>) (accesso: 11/05/2021).

- [110] Ram M., Aghahosseini A., Breyer C. 2020. Job creation during the global energy transition towards 100% renewable power system by 2050. *Technological Forecasting & Social Change* 151, 119682.
- [111] Fragkos P., Paroussos L. 2018. Employment creation in EU related to renewables expansion. *Applied Energy* 230, pp. 935–945.
- [112] IRENA. 2020. Measuring the socio-economics of transition: Focus on jobs. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [113] Czako V. 2020. Employment in the Energy Sector Status Report 2020, EUR 30186 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-18206-1, doi:10.2760/95180, JRC120302.
- [114] Dell’Anna F. 2021. Green jobs and energy efficiency as strategies for economic growth and the reduction of environmental impacts. *Energy Policy* 149, 112031.
- [115] GSE. 2016. La valutazione delle ricadute economiche ed occupazionali dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili in Italia.
- [116] Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione Generale per la Sicurezza dell’approvvigionamento e le Infrastrutture Energetiche. 2019. La situazione energetica nazionale nel 2018.
- [117] Althesys Strategic Consultants, Greenpeace. 2014. Le ricadute economiche delle energie rinnovabili in Italia.
- [118] Ruggieri G., Zangheri P. 2020. Efficienza energetica: Un piano per l’efficienza nelle scuole ed edilizia pubblica, meccanismi per l’efficienza nel comparto industriale. In: Bacciu et al. Ossigeno per la crescita: La decarbonizzazione al centro della strategia economica Post-COVID, REF-E Srl, 2020.
- [119] Spinaci S. 2021. Green and sustainable finance. European Parliamentary Research Service (EPRS).
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/679081/EPRS_BRI\(2021\)679081_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/679081/EPRS_BRI(2021)679081_EN.pdf) (accesso: 14/05/2021).
- [120] United Nations. 2015. Paris Agreement.
- [121] Commissione Europea. 2018. Piano d’azione per finanziare la crescita sostenibile. COM/2018/097. Bruxelles, 2018.