

Verso un sistema energetico italiano basato sulle fonti rinnovabili

Prima parte:
analisi introduttiva, problematiche e scenari propedeutici



versione italiana di ASPO International
Association for the study of Peak Oil&Gas

edizioni
Consiglio Nazionale delle Ricerche

Verso un sistema energetico italiano basato sulle fonti rinnovabili

Prima parte:
analisi introduttiva, problematiche e scenari propedeutici

S. Tiribuzi, P. Cambi, L. Celi, M. Giusti, G. Liverani, L. Pardi, M. Rossi



Consiglio Nazionale delle Ricerche
Istituto per i Processi Chimico-Fisici
© Cnr Edizioni, 2023
Piazzale Aldo Moro, 7 - 00185 Roma
ISBN: 978 88 8080 556 4 (electronic edition)
DOI: 10.57618/CNR-IPCF202301

Tutti i diritti riservati. Le immagini di terzi (*Lawrence Livermore National Laboratory* e altre fonti) sono state correttamente referenziate. In caso contrario ASPO Italia rimane a disposizione per gli eventuali aventi diritto.

Gli autori di questo rapporto

A vario titolo molti dei soci di ASPO Italia hanno contribuito alla stesura dei contenuti, alla scelta del tono e dei testi, a osservazioni di forma e sostanza. Citiamo qui di seguito coloro che sono stati più attivi, senza nulla voler togliere al contributo degli altri.

- STEFANO TIRIBUZI, ingegnere.
- PIETRO CAMBI, geologo e ingegnere ambientale.
- LUCIANO CELI, tecnologo del Consiglio Nazionale delle Ricerche.
- MARCO GIUSTI, ingegnere esperto di fonti rinnovabili.
- GISBERTO LIVERANI, ex geologo degli idrocarburi.
- LUCA PARDI (*), ricercatore del Consiglio Nazionale delle Ricerche.
- MIRCO ROSSI, divulgatore scientifico esperto di energetica.

(*) Luca Pardi è autore corrispondente per il report. È contattabile all'indirizzo: luca.pardi@pi.ipcf.cnr.it.

Sommario

Sintesi	5
0. Prefazione.....	11
1. Introduzione. Natura, finalità e struttura di questo documento	13
2. Cosa è la transizione energetica?	22
3. Perché la transizione?.....	23
3.1 <i>Esaurimento delle fonti fossili</i>	23
3.2 <i>Cambiamento climatico</i>	25
3.3 <i>Dipendenza dall'estero</i>	25
4. Consumo energetico annuale.....	26
5. Determinazione della curva oraria di fabbisogno.....	29
5.1 <i>Fabbisogno della componente già-elettrica</i>	30
5.2 <i>Fabbisogno della componente ex-gas</i>	30
5.3 <i>Fabbisogno della componente ex-petrolio</i>	32
5.4 <i>Fabbisogno totale</i>	34
6. Determinazione della curva oraria di produzione	39
7. Fase 1. Scenari propedeutici	43
7.1 <i>Scenario 1. Capacità FER al 100% del fabbisogno totale</i>	43
7.2 <i>Scenario 2. Si aggiunge l'accumulo per l'intermittenza</i>	47
7.3 <i>Scenario 3. Modulazione dei consumi</i>	54
7.4 <i>Scenario 4. Sovradimensionamento della capacità produttiva</i>	57
7.5 <i>Scenario 5. Scambio con paesi limitrofi</i>	61
8. Confronto fra gli scenari sviluppati nella Fase 1	65
8.1 <i>Distribuzione della copertura del fabbisogno</i>	65
8.2 <i>Ammanchi e capacità produttiva inutilizzata</i>	66

8.3	<i>Distribuzione oraria del livello di carica</i>	68
8.4	<i>Consistenza degli impianti</i>	69
8.5	<i>Conclusioni</i>	71
9.	Fase 2. Accumulo stagionale.....	75
9.1	<i>Lo schema P2M2P+CCR</i>	76
9.2	<i>Scenario 6. Accumulo stagionale basato sul metano verde</i>	79
9.3	<i>Conclusioni riguardanti lo scenario P2M2P</i>	94
10.	Prospettive di riduzione del fabbisogno via efficienza e risparmio ..	95
10.1	<i>Scenario 7. Consumi dimezzati</i>	97
10.2	<i>Considerazioni finali sullo scenario a consumi dimezzati</i>	102
11.	Riepilogo e conclusione	103
12.	Riferimenti bibliografici	107
Appendici	113
	<i>Appendice A – Il codice ScETuR</i>	113
	<i>Appendice B – Acronimi e sigle</i>	116
	<i>Appendice C – Unità di misura più significative usate</i>	116
Cos'è ASPO Italia	117

Sintesi

Scopo di questo lavoro è valutare la generale fattibilità di un sistema energetico italiano completamente basato su fonti energetiche rinnovabili. In particolare, si sono volute quantificare le dimensioni necessarie per l'apporto di fotovoltaico ed eolico, e le problematiche legate alla intermittenza di queste fonti, sia su scala circadiana che annuale. Si è confrontato quindi un ipotetico profilo di produzione, basato sui dati reali di produttività degli impianti esistenti per ciascuna delle 8760 ore che compongono un anno, con il profilo di consumo derivato, con alcune assunzioni, da quello reale del 2019.

Il confronto è basato su un modello e su assunzioni differenti in relazione alle possibili strategie per affrontare il problema.

Il lavoro non è quindi un piano energetico o il progetto di un sistema energetico reale, ma solamente uno strumento per fornire indicazioni quantitative sulle dimensioni attese e sui problemi che questo sistema dovrà affrontare.

La prima assunzione fatta riguarda la completa elettrificazione dei consumi, utilizzando le tecnologie più efficienti oggi disponibili. In questo modo è possibile ottenere la stessa energia finale (calore, movimento, servizi) utilizzando annualmente 700 TWh (miliardi di kWh^a) di energia elettrica anziché i 1800 TWh di energia primaria (quella contenuta soprattutto in combustibili fossili) che utilizziamo oggi.

Nel corso del lavoro abbiamo visto però che non è realisticamente possibile realizzare sistemi di accumulo, soprattutto stagionale, in grado di coprire questi consumi in modo continuativo. Sarà anche

^a Per la conversione delle principali unità di misura energetiche, si rimanda all'appendice C, alla fine di questo documento.

necessario ridurli in modo importante, attraverso misure di sobrietà, efficienza e risparmio. L'unica simulazione in cui abbiamo verificato una copertura totale dei consumi prevede un fabbisogno annuo di 350 TWh, cioè la metà del fabbisogno attuale. Il solo incremento dell'efficienza energetica non basta, occorre dimezzare la domanda finale di energia.

Per coprire questi fabbisogni servirà una massiccia installazione di impianti fotovoltaici ed eolici, come dettagliato più avanti.

L'intermittenza giorno-notte, soprattutto del fotovoltaico, può essere coperta disponendo di sistemi di accumulo per circa 4 kWh ad abitante. Per quanto si possano utilizzare gli attuali sistemi idroelettrici a doppio bacino, la maggior parte dell'accumulo deve essere realizzata con batterie. Questo richiede, con la tecnologia attuale (batterie agli ioni di litio), circa 650 grammi di litio ad italiano che, distribuiti sulla durata attesa delle batterie, è molte volte superiore all'attuale produzione mondiale per abitante della Terra. Occorrerà quindi prevedere un aumento della produzione, e un efficiente riciclo delle batterie a fine vita. Il problema potrà essere in buona parte risolto dall'avvento delle batterie a ioni di sodio, attualmente in fase avanzata di studio e sperimentazione.

Anche con un efficiente sistema di accumulo giorno-notte, le variazioni stagionali comportano un esubero di produzione estivo e un ammanco invernale. Periodi estivi con assenza di vento provocano ammanchi notturni anche nei mesi estivi. È quindi necessario un sistema di accumulo stagionale. L'accumulo idroelettrico non è assolutamente adatto, e comunque è più efficacemente utilizzato per l'accumulo nel breve periodo.

Abbiamo ipotizzato a questo scopo l'utilizzo di gas metano di sintesi, accumulato negli attuali stoccaggi per il gas naturale e utilizzato per produrre energia elettrica nelle attuali centrali turbogas. Il metano verrebbe prodotto dall'esubero estivo di energia (processo Sabatier) a partire da idrogeno "verde" e anidride carbonica catturata dai camini delle centrali. Il processo è differente da quello attualmente suggerito (stoccaggio diretto dell'idrogeno), ma le rese

finali, includendo tutte le perdite, e le capacità di accumulo sono confrontabili.

Anche utilizzando tutti i depositi geologici disponibili sul nostro territorio, nella situazione in cui si mantenga il fabbisogno di energia finale attuale si verificherebbero ammanchi di energia per il 20% del tempo totale, concentrati in particolare nelle ore notturne dei mesi invernali. Come indicato sopra, sono pertanto necessarie misure importanti di riduzione dei consumi energetici.

In conclusione, se un sistema basato su rinnovabili è fattibile, per garantire la copertura dei fabbisogni in ognuna delle 8760 ore che compongono un anno serve uno sforzo notevole su molti fronti.

Sul lato della produzione si dovrà comunque fare affidamento sulla realizzazione, gestione, manutenzione e periodica sostituzione di una grande infrastruttura energetica, la cui sostenibilità in termini energetici (EROI complessivo^b) e finanziari deve essere approfondita. Nell'ipotesi più favorevole considerata (riduzione al 50% della domanda) saranno necessari:

- 250 GW di fotovoltaico: l'equivalente della superficie della città metropolitana di Milano (circa 1600 km²) coperta con pannelli fotovoltaici. Questo corrisponde ad una potenza installata di 4 kW pro capite o circa 27 m² pro capite di pannelli fotovoltaici.

- Questi possono essere realizzati in principio sia sulle coperture degli edifici (civili, industriali e commerciali) sia su aree non costruite. In quest'ultimo caso forzatamente su aree marginali non utilizzate per l'agricoltura e senza pregio ambientale. Il tutto su un'area che rappresenta lo 0,5% della superficie nazionale, per un'infrastruttura realizzabile senza devastazioni ambientali, seguendo le buone pratiche attuali.

- 80 GW di eolico: alcune migliaia di km di pale eoliche (più potenti saranno, meno ne saranno necessarie), poste sia sui crinali che

^b EROI è l'acronimo inglese di *Energy Return On Investment*, tradotto in italiano con "ritorno energetico sull'investimento". A tal proposito si veda la voce [44] della bibliografia.

in campi eolici off-shore, dove hanno maggiori potenzialità. Queste corrisponderebbero a un totale di una torre eolica da 5 MW ogni 4000 abitanti.

- Sistemi di accumulo energetico giorno-notte molto estesi, costituiti prevalentemente da batterie, coadiuvati dagli impianti idroelettrici a pompaggio esistenti. Serviranno circa 4 kWh ad abitante.

- Impianti di cattura dell'anidride carbonica.

- Impianti di produzione di idrogeno, per una potenza installata di idrolizzatori pari a 100 GW. Considerato che i più grossi idrolizzatori industriali hanno una taglia da 5 MW, dovremmo installarne circa 20 mila. Si tratta di migliaia di impianti industriali. A questi, nell'ipotesi considerata di usare metano come gas di accumulo, vanno aggiunti metanizzatori per 75 GW, dove effettuare la sintesi tra anidride carbonica e idrogeno.

- La realizzazione dell'infrastruttura necessaria al trasporto e stoccaggio di metano, idrogeno, e anidride carbonica, basata sull'attuale sistema di trasporto e stoccaggio del metano naturale.

- L'adeguamento della rete elettrica al trasporto dell'energia generata in modo intermittente su lunghe distanze. Questa deve integrarsi con la rete europea, per compensare la maggior produttività invernale dell'eolico nel Nord Europa con quella estiva del fotovoltaico nel Sud.

Ma è anche necessario un deciso intervento sul lato dei consumi. Il forte sbilancio tra produzione estiva e consumi invernali non può essere risolto neppure con il ricorso molto importante e cumulato di tre diverse scelte tecnologiche: il sovradimensionamento al 150% dell'installato, l'accumulo di breve periodo e, con tecnologie power-to-gas, l'accumulo stagionale. Risulta necessario:

- elettrificare tutti gli attuali consumi energetici nel modo più efficiente possibile: ad esempio utilizzo di pompe di calore, illuminazione a LED;

- ridurre i consumi con interventi anche drastici. Dalla riqualificazione energetica degli edifici, all'introduzione di limiti alle tem-

perature massime del riscaldamento invernale e del raffrescamento estivo, passando per l'incentivazione alla riduzione della mobilità automobilistica verso forme di mobilità "leggera" e alternative;

- modulare i consumi in funzione della disponibilità di energia. Si deve partire necessariamente dallo studio della modifica della domanda in modo che possa meglio adeguarsi al profilo orario di produzione da rinnovabili, minimizzando gli ammanchi osservati negli scenari di questo lavoro.

Tutto questo avrà un impatto che noi riteniamo inferiore (e diverso) sulla biosfera, di cui (ne siamo pienamente coscienti) siamo parte. In natura non sono dati pasti gratis. Per realizzare questo passaggio sarà necessaria una lunga transizione, si parla infatti di tre decenni, ma si deve iniziare subito e su tutti i fronti elencati. La pena non è il ritorno ad una società sostenibile basata sull'agricoltura e sull'artigianato, perché una società del genere è socialmente non sostenibile per 60 milioni di persone. Ma il suo collasso avrebbe un impatto ecologico molto maggiore e porterebbe forse alla guerra, all'instaurazione di regimi autoritari e probabilmente ad ambedue le cose.

0. Prefazione

La sezione italiana dell'associazione scientifica ASPO (*Association for the Study of Peak Oil*) è nata a cavallo fra il 2003 e il 2004, con lo scopo principale di studiare il Picco del Petrolio e delle sue conseguenze economiche e sociali. Il picco si ha nel momento in cui la produzione di questa forma di energia concentrata e a basso costo raggiunge il massimo, per poi declinare inesorabilmente. Se il picco del petrolio convenzionale (facile da estrarre) si è effettivamente verificato intorno al 2008, come riconosciuto anche dalla IEA (*International Energy Agency*), l'introduzione della tecnica della fratturazione idraulica (*fracking*) nelle vaste formazioni di rocce poco permeabili degli Usa ha fatto aumentare la produzione mondiale, parallelamente all'aumento dei costi economici ed ambientali.

In tal modo, il problema del picco sembrava dissolversi, salvo riproporsi oggi per tutti i liquidi con conseguenze ancora più preoccupanti.

Nel frattempo la consapevolezza delle terribili conseguenze dell'uso dei combustibili fossili quali fonti principali di aumento della concentrazione di diossido di carbonio in atmosfera ha raggiunto tutti i livelli della società, tanto da costringere i governi a varare piani di transizione energetica con scadenze ravvicinate al 2030 (obiettivo EU -55% di emissioni rispetto ai livelli del 1990) e al 2050 (zero emissioni nette, concetto peraltro discusso). La questione energetica si è dunque complicata, aggiungendo alla preoccupazione per l'esaurimento dei combustibili la necessità di lasciare sottoterra quel che ne resta, rendendo i fossili degli *stranded assets*. La sostituzione dei combustibili fossili con elettricità da fonti rinnovabili è diventata, almeno per i paesi del Nord globale, un obbligo urgentissimo,

ulteriormente rinforzato dagli eventi innescati dalla guerra in Ucraina, che nell'immediato hanno però complicato l'abbandono del carbone.

Il dibattito sulla decarbonizzazione dell'economia e della società si alimenta di piani di sviluppo in cui il fotovoltaico e l'eolico la fanno necessariamente da padrone, mentre altre fonti di energia mostrano potenziali di crescita modesti o addirittura in contrazione. La promessa del nucleare appare del resto un orizzonte impraticabile nel breve termine. È proprio l'urgenza di trovare delle soluzioni tecnologiche disponibili immediatamente che rende molto difficile la transizione, la quale deve essere inderogabile e rapida. A questo si aggiunge la complessità delle soluzioni «tutto elettrico - tutto rinnovabile», dovute all'intermittenza e a una certa aleatorietà delle due tecnologie principali, fotovoltaico ed eolico.

Nell'ultimo anno, l'associazione ASPO Italia si è dedicata principalmente a verificare se il livello massimo teorico di energia rinnovabile producibile sul territorio nazionale possa coprire nei decenni a venire il livello di consumo energetico attuale. Inoltre, ha messo a punto un'ipotesi in grado di rendere possibile l'accumulo dell'eccesso di energia elettrica prodotta nei momenti favorevoli, in modo da garantire una disponibilità continua nel tempo per l'intero anno. Questa esigenza viene generalmente poco considerata nei piani di sviluppo delle rinnovabili e lo studio che qui presentiamo colma questa lacuna, evidenziando come sia in sostanza impossibile per il "sistema Paese" Italia affrontare singolarmente il problema. Lo studio ha evidenziato ostacoli sistemici superabili solamente in uno scenario di forte riduzione del consumo di energia, attraverso misure di efficienza e risparmio che porterebbero comunque ad un'economia in stato stazionario. Quello dei limiti alla crescita, e conseguentemente della sua fine, è del resto uno dei *leitmotiv* della nostra associazione fin dalle origini.

Dario Zampieri
Presidente ASPO Italia

1. Introduzione.

Natura, finalità e struttura di questo documento

Sono ormai numerosi i modelli di transizione energetica che sono stati proposti per tentare di immaginare, e indirizzare, un percorso verso l'azzeramento delle emissioni di anidride carbonica (CO₂) in atmosfera dovute alla produzione di energia dai diversi settori della società italiana. In ciascuno dei modelli a nostra conoscenza [1]-[4], si fanno delle assunzioni più o meno realistiche sul futuro dei consumi energetici, dell'evoluzione del loro profilo nel tempo, e sullo sviluppo delle fonti alternative a quelle fossili, basato principalmente su eolico e fotovoltaico (FV). Il tutto riferito ad un orizzonte che va dal presente al 2050 o poco più in là. Anche in questo documento faremo delle assunzioni che, come tali, sono discutibili, e sulla base di queste assunzioni svilupperemo diversi ipotetici scenari per il sistema energetico italiano che, in primo luogo, servono per capire quanto siamo distanti da un sistema energetico interamente decarbonizzato, quali sono i principali limiti e, quindi, le difficoltà dello sviluppo di tale sistema.

Premesso che ci pare essenziale affrontare la transizione da subito e che la nostra predilezione va alle fonti rinnovabili di energia per ragioni che saranno chiarite nella parte finale del documento, pensiamo che sia utile intraprendere questo sforzo di analisi e comprensione dei suoi limiti.

Iniziamo dichiarando ciò che questo documento non è.

Questo documento non è un Piano Energetico Nazionale.

Questo documento non è una proposta politica strategica, né qualcosa di simile.

Non è dunque né un progetto né un piano operativo strategico, da somministrare ai decisori politici, affinché, seguendolo pedissequamente, mettano in atto la transizione energetica.

Si tratta, piuttosto, di un documento che descrive il percorso di dibattito e analisi intrapreso dalla nostra associazione nel tentativo di comprendere quantitativamente i requisiti e i limiti di un sistema energetico nazionale interamente liberato dall'uso dei combustibili fossili.

Un ipotetico scenario energetico futuro, basato interamente su fonti di energia rinnovabili.

Questo lavoro ha avuto inizio alla fine dell'inverno del 2022 quando ci chiedemmo come fare per cercare di innervare l'azione delle associazioni ambientaliste, con un contenuto quantitativo rigoroso e comprensibile, che desse concretezza alle legittime, ma spesso generiche aspirazioni verso un mondo libero dalle fossili.

A seguito delle analisi e discussioni avvenute all'interno della nostra associazione, vedendo gli analoghi scenari che venivano, spesso semplicisticamente, proposti senza particolari approfondimenti, ci rendemmo conto che era necessario approfondire alcuni aspetti non abbastanza considerati, quando non totalmente trascurati, sia a livello di dibattito pubblico sia a livello di scenari operativi seguiti dai governi [2].

Le considerazioni sviluppate in questo documento utilizzano i risultati di simulazioni di scenari energetici effettuate con il codice ScETuR sviluppato da uno dei nostri soci¹ [5].

ScETuR, acronimo che sta per Scenari Energetici Tutto Rinnovabile, è uno strumento di calcolo che consente di verificare il grado di copertura di ipotetici futuri fabbisogni energetici conseguibile avvalendosi di altrettanto ipotetici insiemi di infrastrutture energetiche basate su Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).²

¹ Per una descrizione più completa di ScETuR si veda l'appendice A, al fondo di questo documento.

² A dispetto dell'acronimo il codice può includere nel calcolo fonti non rinnovabili, fossili o di origine nucleare.

Dato che quest'ultime dovranno includere principalmente fonti intermittenti, non programmabili (vedi Box 1) come eolico e solare, il codice confronta i profili attuali della domanda con quelli ipotizzati di capacità di generazione da FER e applica le varie e possibili strategie di coniugazione temporale delle curve di generazione e di domanda, consentite da sistemi di accumulo e/o da altri accorgimenti gestionali.

Box 1. Fonti rinnovabili. Intermittenti e non-programmabili?

Le principali fonti rinnovabili di energia sono intrinsecamente variabili o discontinue. La variabilità delle fonti rinnovabili, in particolare di quelle legate direttamente alla radiazione solare (solare termico, fotovoltaico e solare a concentrazione) e a quella eolica, soffrono di una variabilità che si origina da quattro distinti fenomeni: 1) l'intermittenza giorno-notte (detta circadiana) che è perfettamente prevedibile 2) l'aleatorietà meteorologica che è prevedibile con precisione crescente nelle 72-48-24 ore includendo le previsioni meteorologiche nella programmazione 3) la variabilità stagionale che ha un alto grado di prevedibilità (alle nostre latitudini d'estate ci sarà sempre più sole che in inverno) e 4) la variabilità inter-annuale che dipende da fattori imprevedibili (eruzioni vulcaniche, ventosità più o meno intensa e altri fenomeni climatici di origine planetaria o astronomica). Le fonti rinnovabili dovrebbero perciò essere definite come variabili o intermittenti, non programmabili. A questo proposito si distingue fra programmabilità e prevedibilità della fonte. Secondo ARERA la «non programmabilità di alcune fonti rinnovabili non comporta l'impossibilità di prevedere la disponibilità della fonte e, di conseguenza, la produzione di energia elettrica, quanto piuttosto la difficoltà di controllare e modificare, sulla base di un programma predefinito, la quantità di energia immessa in rete. In generale, tutte le forme di produzione di energia elettrica non programmabili (nel senso sopra detto) sono caratterizzate dalla possibilità di prevedere le immissioni in rete, ancorché con un diverso grado di precisione in dipendenza dalla fonte» [6]. Questo tema rimanda ad un successivo approfondimento di uno dei requisiti di un sistema energetico basato sulle fonti intermittenti: quello di richiedere un adattamento del consumo alla produzione piuttosto che viceversa.

In questo documento non vengono volutamente presi in considerazione, negli scenari calcolati con ScETuR, i cambiamenti di profilo temporale della domanda determinati dai fattori socioculturali come la modifica delle abitudini dei consumatori, né i cambiamenti consapevolmente imposti per diminuire lo sfasamento della domanda rispetto alla generazione, né, infine, i cambiamenti determinati dai cambiamenti climatici.

Consumo e produzione di elettricità vengono definiti dai relativi profili temporali calcolati per ciascuna delle 8760 ore di un anno, scalati in modo da ottenere determinati valori annui immessi nell'input del codice. Per definire gli scenari di partenza si considerano andamenti dei consumi che siano qualitativamente analoghi a quelli attuali. Attualmente tali consumi tengono solo limitatamente conto di una dinamica dei prezzi e delle disponibilità energetiche legati alla variabilità delle fonti rinnovabili. Questo dipende, ovviamente, dal fatto che la maggior parte (70% circa) dell'energia elettrica attualmente prodotta e distribuita nel nostro paese, deriva da fonti non discontinue, o comunque in una certa misura modulabili, come le fonti fossili, il nucleare (di importazione), l'idroelettrico, il geotermico.

Di conseguenza le oscillazioni produttive circadiane e stagionali, tipiche delle fonti rinnovabili, influiscono attualmente solo limitatamente sulla domanda, sull'offerta e quindi sui prezzi. Lo scenario, come vedremo, sarebbe completamente diverso con l'energia al 100% da fonti rinnovabili e pertanto le marcate oscillazioni della produzione, proprie di questo scenario, comporterebbero oscillazioni altrettanto marcate nei costi di produzione e dispacciamento. Di conseguenza la domanda di elettricità dovrebbe risulterne influenzata. La curva di domanda inevitabilmente tenderà, e andrebbe adeguatamente sollecitata, a spostarsi, rispetto ad oggi, verso i momenti di maggiore produttività delle rinnovabili, inseguendo i prezzi più bassi. Il sistema, almeno in parte, passerà da «inseguimento della domanda» a «inseguimento della generazione». Questo processo sarà certamente facilitato da fattori tecnologici, da forzanti normative e, rispetto ad oggi, da una molto più accentuata convenienza economica. Il codice di calcolo ScETuR, utilizzando gli attuali profili di

carico senza variazione, procede quindi assumendo valori in una certa misura «pessimistici» in rapporto alla domanda futura.

L'insieme dei profili prescelti e dei valori annui identifica un determinato scenario energetico. Pertanto, la procedura di analisi di uno scenario si sviluppa secondo la seguente linea logica:

1. si identifica il fabbisogno energetico del nostro paese riferendosi a quelli che, nel diagramma del Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL) [7] per l'anno 2017, riportato in figura 1, sono definiti «*Energy Services*», cioè l'energia finale necessaria per riscaldare e illuminare gli ambienti, muovere persone e merci e far funzionare la congerie di macchine da cui siamo circondati e che vanno dalle macchine industriali, agli elettrodomestici e ai computer. (Attenzione: il valore è depurato di tutte le perdite, e quindi è la metà circa di quella che normalmente viene definita «Energia per Usi Finali», che a sua volta è solo una parte della «Energia Primaria». Nello specifico, i rispettivi valori annui assommano a 697 TWh, 1460 TWh, 1850 TWh);

2. si identificano le quattro principali fonti energetiche rinnovabili su cui basare la struttura energetica del paese: solare fotovoltaica; eolica; idroelettrica e geotermica. Eventuali altre fonti accessorie sono discusse nelle conclusioni. Precauzionalmente si assume inoltre che né l'idroelettrico né il geotermico abbiano prospettive di espansione. L'idroelettrico appare infatti giunto alla saturazione e le prospettive di espansione sono ulteriormente limitate dall'evoluzione del clima che fa prevedere prolungati periodi di carenza idrica durante i quali le priorità nell'uso dell'acqua rischiano di essere quelle legate all'agricoltura piuttosto che alla produzione di energia (Box 2). Per quanto riguarda il geotermico, quantunque sia concepibile un consistente margine di espansione, in particolare in Italia, il suo impatto ambientale, reale o percepito, e l'opposizione che per questo motivo incontra sul territorio (invero non molto diversa da quella che incontrano tutti i nuovi progetti di produzione di energia anche da fonti rinnovabili), ci suggerisce di lasciarlo per il momento costante al livello attuale, rimandando a considerazioni successive il ruolo della sua espansione (si veda lo scenario 7);

3. si costruisce il profilo orario dei consumi energetici nel corso dell'anno sulla base del profilo relativo all'anno 2019 tratto dai dati TERNA [8], per quanto riguarda i consumi già elettrici e da altre fonti per quelli che dovranno sostituire gli attuali consumi di gas per uso abitativo e industriale e di petrolio per i trasporti;

4. si sostituisce interamente il contributo dei combustibili fossili osservato a livello orario per l'anno 2019 (l'ultimo prima della pandemia e del conflitto russo-ucraino, quindi da noi considerato l'ultimo anno «normale») con le fonti elettriche del punto 2);

5. si tiene conto dell'effetto compensativo tra domanda di energia e produzione da fonti variabili, consentito dall'intervento di un insieme di misure relative alla struttura e alla gestione dell'infrastruttura energetica che permetta di valutarne gli effetti sulla copertura del fabbisogno a livello orario in una società interamente elettrificata e rinnovabile.

Lo studio presentato in questo documento riassume la logica del dibattito che si è svolto all'interno della nostra associazione e si articola in due fasi che in totale comprendono 7 scenari.

La Fase 1, propedeutica, ha un intento introduttivo-didattico e comprende 5 scenari il cui scopo principale è quello di illustrare gli effetti sul bilancio energetico complessivo, e in particolare sull'entità del fabbisogno scoperto, derivante dall'adozione di una serie di sistemi infrastrutturali e

Box 2. Struttura, consistenza e limiti della fonte idroelettrica

La fonte idroelettrica è una fonte rinnovabile la cui tecnologia è matura quanto quelle legate alle fonti fossili. L'Italia è stata uno dei paesi che per primi ha sviluppato la fonte idroelettrica. Fino agli anni '60 dello scorso secolo essa ha fornito la stragrande maggioranza dell'energia elettrica prodotta in Italia, dopodiché il suo sviluppo si è fermato per mancanza di altri siti idonei e da allora la produzione annuale si è attestata su valori annui compresi tra 40 e 50 TWh.

Nel 2022, a causa di una prolungata siccità, gli impianti idroelettrici del nostro paese hanno prodotto intorno a 30 TWh, ovvero meno della metà del record di 60 TWh prodotti nel 2014, come mostra il grafico seguente.



Come noto ogni impianto idroelettrico è costituito da una o più turbine idrauliche attraversate dall'acqua raccolta in un invaso a monte. A seconda della capacità di questi invasi si distinguono tre tipi di impianti.

1. Impianti ad acqua fluente. Questi impianti hanno invasi di piccola capacità che corrisponde ad un massimo di 2 h di funzionamento alla potenza nominale.

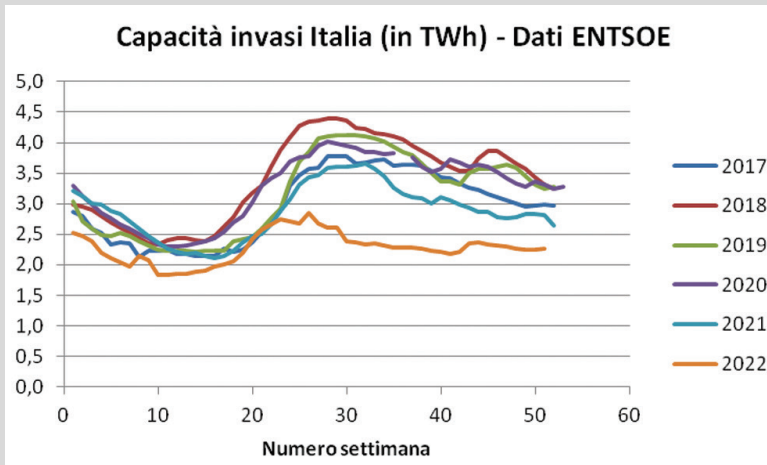
2. Impianti a serbatoio, ovvero con invasi che hanno una capacità maggiore di 400 h. Sono veri e propri sistemi di accumulo con tempi di esercizio di alcune settimane, ma per la maggior parte non possono essere considerati veri e propri sistemi di accumulo stagionale.

3. Impianti a bacino. Con una capacità minore di 400 h e maggiore di 2 h. Perciò intermedia fra quelli ad acqua fluente e quelli a serbatoio.

Per quanto riguarda la producibilità annua, gli impianti ad acqua fluente forniscono quasi il 50% della produzione idroelettrica complessiva, mentre quelli a serbatoio e a bacino si suddividono equamente la parte restante. La seguente tabella, i cui dati sono tratti dall'Annuale statistico 2018 di TERNA, fotografa la situazione a quell'anno:

Produzione lorda di energia idroelettrica in Italia nel 2018 (in GWh)			
	da apporti naturali	da apporti di pompaggio	totale
Impianti a serbatoio	12.376,4	1.698,3	14.074,8
Impianti a bacino	14.141,4	17,1	14.158,5
Impianti ad acqua fluente	22.268,6	0,9	22.269,5
Totale Italia	48.786,4	1.716,3	50.502,8

Nel 2018 gli impianti a serbatoio hanno quindi prodotto poco più di 12 TWh, al netto degli apporti di pompaggio. È tuttavia errato ritenere che questo valore rappresenti la quantità di energia accumulabile dagli invasi afferenti a questi impianti e utilizzabile per un eventuale accumulo stagionale, ovvero per essere accumulata nei mesi estivi ed utilizzata in quelli invernali. Infatti la capacità complessiva accumulata da tutti gli invasi italiani (anche quelli degli impianti a bacino) negli ultimi 6 anni è mostrata nel seguente grafico, ricavato dai dati reperibili nel portale ENTSO-E [9].



Le curve indicano che la capacità globale non ha mai superato i 4,5 TWh, che questo valore massimo si ha intorno alla fine di giugno, che all'inizio della stagione autunnale il valore massimo non ha superato i 4 TWh e che alla fine del periodo invernale la capacità residua non viene fatta scendere al di sotto dei 2 TWh, tranne che per l'ultimo anno a causa dei già ricordati problemi di siccità. Quindi di fatto ad oggi si può avere un trasferimento dalla stagione calda a quella fredda al massimo di 2-3 TWh.

Con alcuni interventi normativi è possibile, e sarà auspicabile, che questa importante risorsa venga dedicata proprio all'accumulo stagionale (probabilmente limitandone l'uso estivo); anche con questo intervento, che cozzerebbe comunque con la necessità anche di venire in soccorso, in estate, alle siccità che saranno sempre più frequenti, l'apporto di questi asset all'accumulo stagionale certamente non potrà superare, per evidenti limiti dimensionali, i 5 TWh.

Possiamo quindi concludere che, rispetto alla necessità di avere un accumulo stagionale di diverse decine di TWh in modo da far fronte al deficit energetico italiano nei mesi freddi, l'apporto naturale agli impianti idroelettrici, pur essendo di grande valore, risulta largamente insufficiente.

In aggiunta agli impianti di produzione pura descritti fin qui, si hanno gli impianti di pompaggio, che possono impiegare l'eccesso di produzione per pompare l'acqua da un bacino a bassa quota ad uno ad alta quota accumulando quindi dell'energia, che può essere prodotta, con delle perdite complessive stimate al 30%, in un secondo tempo facendo ridiscendere a valle l'acqua accumulata nella fase di pompaggio. Questi impianti rappresentano nel nostro paese una potenza cumulativa di circa 7 GW.

È interessante notare che questo tipo di impianti furono sviluppati negli anni 60-70 come sistema di accumulo di energia associato più che altro al sistema nucleare che in quegli anni era in fase di espansione. Infatti, il basso costo del combustibile nucleare rispetto al ben più alto costo di costruzione determina il vincolo operativo di far funzionare questi impianti permanentemente alla potenza massima, si determina così un eccesso di produzione nelle ore notturne rispetto alla scarsa domanda e gli impianti idroelettrici di pompaggio sono la soluzione più economica per trasferire questo eccesso dalle ore notturne a quelle diurne. Si tratta quindi di una funzione di compensazione circadiana, svolta cioè all'interno delle 24 ore del giorno e per questo la capacità degli invasi a monte e a valle è dimensionata per accumulare l'acqua necessaria ad una decina di ore di funzionamento a piena potenza. Perciò la capacità di accumulo degli attuali impianti è di circa 70-100 GWh.

Oggi gli stessi impianti vengono utilizzati per far fronte alle intermittenze giornaliere della quota di produzione da solare FV, occorre quindi tener presente che questo tipo di servizio di accumulazione circadiana non ha nulla a che fare con l'accumulo stagionale che serve a compensare il deficit invernale mediante l'accumulazione del surplus di produzione estiva.

accorgimenti gestionali. Nell'ordine:

- l'adozione di un sistema di accumulo circadiano;
- l'adozione di misure, che abbiamo definito di modulazione dei consumi, mirate a massimizzare la ricarica delle batterie;
- il sovradimensionamento della capacità produttiva;

- l'interconnessione con i paesi limitrofi all'interno di un fuso orario ad est e ad ovest della nostra penisola.

Nella seconda fase, comprendente 2 scenari (il 6 e il 7), si immagina la creazione di una struttura di accumulo stagionale che permetta di immagazzinare l'energia in esubero, di origine solare, nei mesi estivi, sotto forma di gas metano di sintesi (una delle possibili strategie P2G, o Power to Gas) da riutilizzare con un parco di centrali turbogas nei mesi di scarsa insolazione nei quali si concentrano, come vedremo, e come prevedibile, le principali criticità in termini di ammanchi energetici. Infine, lo studio comprende uno scenario (il 7) di forte contenimento dei consumi attraverso possibili misure di efficientamento e sostituzione e di moderazione dei consumi.

2. Cosa è la transizione energetica?

Come punto di partenza si deve convenire su cosa si intende per «transizione energetica». Secondo l'Unione Europea (UE), e in genere i governi, essa può essere definita dall'insieme delle trasformazioni dell'infrastruttura energetica e della società che possono portare alla neutralità nelle emissioni di carbonio³ entro una certa data futura.

La data di riferimento per gli scenari a lungo termine richiesti dall'UE ai singoli governi nazionali è il 2050. Questo orizzonte temporale di 30 anni – un compromesso tra l'urgenza di fare presto (e bene) e l'entità della sfida in termini di ampiezza delle trasformazioni necessarie – è, tra l'altro un obiettivo che si è data l'UE. Questa scelta di arco temporale è da intendersi come scelta di metodo e non certo come indicazione di adeguatezza o meno di questo obiettivo in relazione alla dinamica, alla ampiezza e agli impatti della emergenza climatica in atto. Il percorso e

³ Neutralità o «*carbon neutrality*» in questo contesto significa che le emissioni effettive sono esattamente bilanciate da opportuni processi di assorbimento, siano essi naturali o artificiali (come nel caso della cattura e stoccaggio della CO₂).

l'approdo degli scenari strategici proposti in sedi istituzionali o accademiche includono solitamente l'impiego marginale/residuale di combustibili fossili anche tra trenta anni, compensato da forme di cattura della CO₂.

La transizione che prendiamo in considerazione in questa analisi ipotizza invece l'eliminazione totale dei combustibili fossili dal mix di fonti energetiche primarie. Tuttavia, tale eliminazione va intesa soltanto come obiettivo energeticamente ideale a cui tendere; la scelta di non considerare le tecnologie di cattura della CO₂ è in qualche modo simile e parallela a quelle di non aver considerato aumenti significativi del contributo delle fonti geotermiche e biomassa nonché di un potenziale futuro contributo delle fonti ondose e mareali.

3. Perché la transizione?

I tre macrofenomeni in atto, che si dispiegano sotto i nostri occhi ed indicano la necessità di abbandonare la struttura energetica attuale, basata sulle fonti fossili, e puntare con energia nella direzione della transizione, come da noi intesa, sono tre:

3.1 Esaurimento delle fonti fossili

Le fonti fossili di energia non sono inesauribili, questo è un dato di fatto. Sono risorse non rinnovabili, hanno cominciato ad esaurirsi nel momento in cui, quasi trentacinque anni fa, le nuove scoperte non hanno più tenuto il passo con i consumi e sta diventando sempre più difficile anche solo mantenere la produzione attuale. La stessa IEA, l'Agenzia Internazionale per l'Energia, ha ammesso il superamento del picco produttivo della categoria economicamente più conveniente di petrolio, il «petrolio convenzionale», nel 2008 [10]. L'obiettivo di soddisfare la domanda per negli ultimi 15 anni è stato ottenuto immettendo sul mercato quantità crescenti di categorie di petrolio sempre più difficili e costose da estrarre e spesso inferiori per qualità [11]–[13], [45].

Osservazioni convergenti da parte di osservatori indipendenti (dalle compagnie petrolifere e dai governi dei paesi che producono le fossili) indicano che esistono già oggi problemi di approvvigionamento soprattutto per il petrolio e il gas, mentre restano relativamente abbondanti le riserve di carbone [14]-[17]. Ci sarà un momento, non lontano nel tempo, in cui la loro disponibilità annua inizierà a declinare e, se la domanda non diminuirà con analoga rapidità, l'unico modo per fare incrociare domanda ed offerta consisterà nella distruzione della domanda, conseguita mediante un rapido e doloroso aumento del costo. Nel ventennio passato, ad esempio, il costo del barile di petrolio è stato mediamente dalle due alle sei volte quello del minimo del 1998. Questo fatto è attribuibile al raggiungimento del massimo di produzione fisicamente, tecnicamente ed economicamente possibile per la categoria di più facile estrazione, e perciò meno costosa di petrolio. Pian piano, le fossili, alle quali siamo legati da oltre due secoli, ci lasceranno. Ne resteranno ancora in quantità, nel sottosuolo, ma tecnicamente la loro estrazione risulterà talmente complessa, e i costi talmente proibitivi, che di fatto sarà impossibile mantenere livelli produttivi paragonabili a quelli attuali. Come abbiamo visto, lasciar fare alla mano del mercato può scatenare shock sistemici che vanno ben oltre quanto finora sperimentato. Anche senza considerare la catastrofe climatica che stiano innescando, conviene che siamo noi a lasciare le fossili prima che loro lascino noi.

Va ammesso che per il gas naturale le prospettive esplorative sono più rosee che per il petrolio, come dimostrato da grandi recenti ritrovamenti, tant'è che molte *major* petrolifere (Eni *in primis* [18]) hanno puntato con successo sul gas come «combustibile di transizione». Tuttavia, al di là delle implicazioni geopolitiche e dei costi di estrazione e trasporto anche in questo caso sempre più elevati man mano che si esauriscono i giacimenti tecnicamente e logisticamente più accessibili, è doveroso evidenziare quanto sia ingannevole l'immagine verde associata al gas dall'industria, solo per il fatto di produrre quantitativi di CO₂ e altri inquinanti leggermente inferiori agli idrocarburi liquidi a parità di potere calorifico. Infatti, non solo

il metano è di per sé stesso un gas serra 28 volte più potente della CO₂ in un secolo, che viene rilasciato in caso di perdite, quasi inevitabili, durante i processi di produzione e trasporto, ma è frequentemente mescolato in giacimento a CO₂ nativa (come si spiega nel box 6 dedicato allo storage della CO₂). Questa, in campi di alcuni paesi, viene ventilata in atmosfera in percentuali non trascurabili, anche grazie all' assenza di controlli rigorosi, andandosi dunque a sommare a quella emessa per combustione.

3.2 Cambiamento climatico

L'uso delle fonti fossili come sorgenti energetiche è la causa principale delle emissioni di gas serra, principalmente CO₂, che alterando la composizione chimica dell'atmosfera, genera il cambiamento climatico. Nello specifico: il comparto energetico contribuisce per il 73% all'aumento dei gas serra in atmosfera [19].

3.3 Dipendenza dall'estero

Sono ormai decenni che la produzione nazionale di idrocarburi è insufficiente anche solo per coprire una parte significativa dei consumi; la nostra dipendenza dalle importazioni ci espone a crescenti rischi economici e geopolitici quando non a veri e propri shock finanziari e produttivi, come nel 1973, nel 1980, nel 2007 ed ultimamente quello che stiamo vivendo in queste settimane, cominciato poco più di un anno fa, a settembre 2021.

Nel 2021 le importazioni di combustibili fossili, ovvero petrolio, gas e carbone, da altri Paesi, hanno coperto ben il 77% del fabbisogno nazionale complessivo di energia, a fronte del 23% soddisfatto dalla produzione nazionale (per la maggior parte costituita da fonti rinnovabili) [21]. Questo espone sia la situazione economico-politica interna sia le relazioni internazionali alla instabilità dei mercati, alle crisi politiche interne dei paesi produttori e ai conflitti tra stati. Condizioni capaci di innescare eventi con conseguenze che nessun contratto commerciale può neutralizzare. Avvicinarci all'autonomia energetica può favorire da una parte il clima socioeconomico interno, dall'altra l'emergere di rapporti internazionali meno tesi e conflittuali.

4. Consumo energetico annuale

La maggior parte dell'energia che oggi consumiamo viene generata dalla combustione dei fossili: carbone, petrolio e gas. Il gas, ed in parte oramai residuale il carbone, vengono bruciati nelle centrali termoelettriche per generare energia elettrica e in caldaie e bruciatori per riscaldare gli ambienti o per generare le temperature necessarie a molti processi industriali. I prodotti petroliferi vengono oggi consumati prevalentemente per il trasporto di persone e merci. Quindi, a grandi linee, i combustibili fossili in forma liquida coprono principalmente il fabbisogno legato al trasporto, mentre quelli in forma solida e gassosa sono utilizzati prevalentemente per tutti gli altri usi. Tutti i combustibili fossili sono utilizzati anche per applicazioni non energetiche: ad esempio la produzione di plastica o di fertilizzanti chimici per l'agricoltura. Per una visione completa dei flussi si veda la figura 1 o si faccia riferimento a diagrammi analoghi [22].

La quantità di combustibili fossili consumata in Italia nel 2019 ammonta a circa 170 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) pari all'energia trasportata da 1800 petroliere di media dimensione. Ma gran parte dell'energia contenuta nei combustibili va perduta nel processo di combustione senza essere utilizzata né convertita in un'altra forma di energia utile, ad esempio meccanica. Dall'osservazione dei consumi dei paesi industrializzati si deduce che circa il 60% dell'energia contenuta nei combustibili fossili viene perduta come calore di scarto («*Rejected Energy*» in figura 1).

Quello che a noi interessa è l'energia (o la potenza) di cui abbiamo bisogno per fare le cose che facciamo ogni giorno, come individui, famiglie, imprese, stato, regioni ecc. Questo consumo soddisfa quelli che in figura 1 sono definiti «*Energy Services*». Scaldare e illuminare gli ambienti, trasportare noi stessi e le nostre merci, tenere in funzione l'industria che le produce, far funzionare l'agricoltura che ci nutre, mantenere operante tutto l'insieme di macchine da cui siamo circondati, dagli elettrodomestici ai computer e mantenere il sistema: ovvero l'infrastruttura operativa della tecnosfera.

Questo flusso di energia che parte dalle fonti primarie e tramite alcune conversioni arriva agli impieghi finali viene rappresentato tramite grafici detti diagrammi di Sankey. La figura 1 mostra quello relativo all'Italia per il 2017 secondo i dati raccolti dal LLNL americano. In quell'anno, l'ultimo per cui questo diagramma risulta reperibile, il fabbisogno annuale di energia generata da tutte le sorgenti energetiche per questi servizi ammontava a circa 700 TWh. Assumiamo che non sia cambiato in modo consistente nell'anno 2019 e prendiamo questo come valore di riferimento per le successive considerazioni.

Questo è l'ordine di grandezza del fabbisogno di energia che ci serve per fare «quello che facciamo ora», ed assumiamo che sia pari anche a quello che, a transizione completata, dovremmo coprire con energia elettrica di fonte esclusivamente rinnovabile.

Il fabbisogno annuo è distribuito in modo non omogeneo nel corso dell'anno.

I consumi elettrici, ad esempio, hanno una forte variabilità fra le ore diurne e quelle notturne. Inoltre, storicamente, i consumi invernali sono

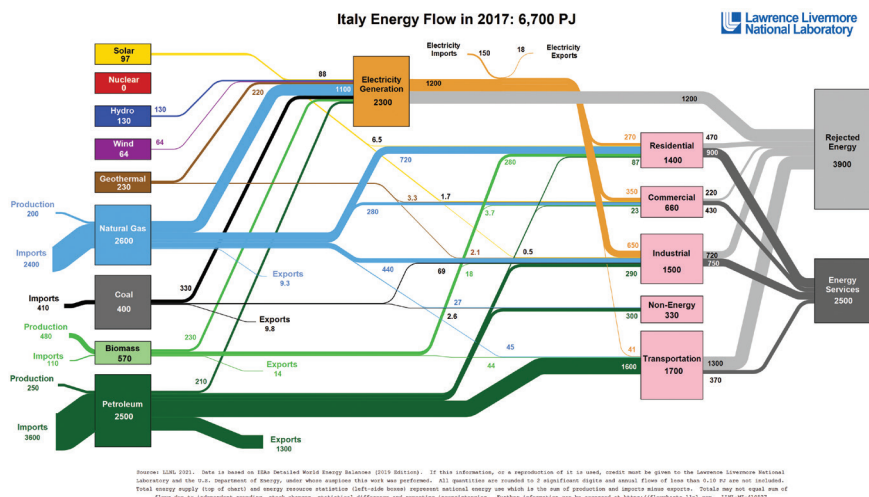


Figura 1. Diagramma di flusso dei consumi energetici in Italia nel 2017 secondo il Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL) su dati dell'IEA.

sempre stati maggiori di quelli estivi a causa delle esigenze di illuminazione e di riscaldamento degli ambienti. Di recente, tuttavia, il crescente bisogno di raffrescare gli ambienti, in parte causato anche dall'aumento della temperatura globale, ha determinato un forte incremento relativo dei consumi elettrici nel periodo estivo.

I consumi di gas sono soggetti sia ad una variabilità giornaliera che ad una forte variabilità stagionale con i consumi massimi nei mesi freddi che possono arrivare, mediamente, a circa sei volte quelli relativi ai minimi dei mesi caldi.

Così il problema di progettare una transizione energetica in cui le fonti fossili vengano sostituite interamente da fonti elettriche e rinnovabili, non si può limitare a considerare il problema della copertura del fabbisogno annuale indicato, ma deve risalire al dettaglio della variazione nel corso delle 8760 ore che costituiscono un anno (figura 2).

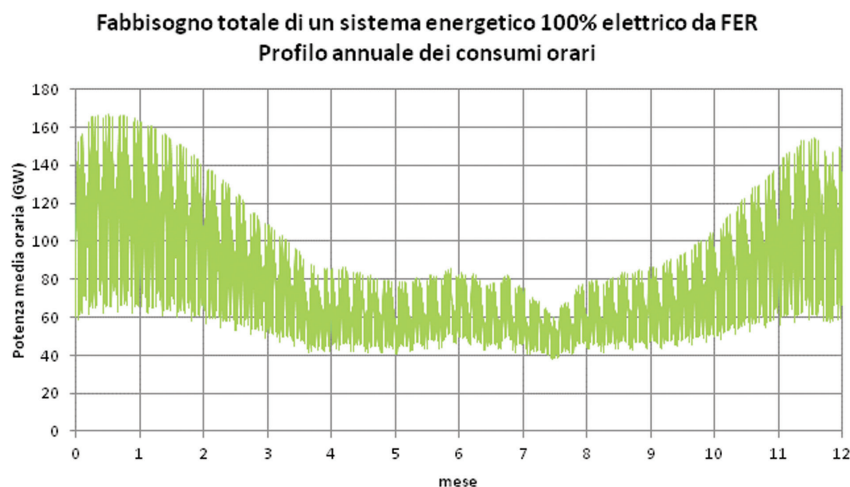


Figura 2. Fabbisogno energetico totale orario.

5. Determinazione della curva oraria di fabbisogno

Il fabbisogno di energia elettrica (a transizione completamente realizzata) viene espresso da una curva annuale dettagliata a livello orario (24 ore al giorno per 365 giorni per anno = 8760 ore/anno) come quella di figura 2. In questo paragrafo descriviamo il modo in cui questa curva è stata determinata.

Il profilo dei consumi nazionali a questo livello di dettaglio per la sola componente elettrica, è disponibile sul sito di TERNA [8]. Nel suo portale dedicato alla trasparenza, la società TERNA, che gestisce la rete di trasporto ad alta tensione dell'energia elettrica sul territorio italiano, mette a disposizione del pubblico diversi dati relativi alla produzione e consumo di energia elettrica in Italia.

Il profilo orario del fabbisogno totale viene da noi determinato a partire da tre componenti:

1. la componente che nel 2019 è già data da energia elettrica (componente che definiamo perciò: **già-elettrica**) che è dettagliata come detto sopra nei dati TERNA.

2. Una componente che nel 2019 è coperta dal gas naturale e che a transizione ultimata dovrà essere coperta da ulteriore produzione elettrica (**ex-gas**). Per questa componente si ricostruisce il profilo su base oraria partendo dai consumi totali mensili (12 valori per l'intero anno) e dagli andamenti tipici orari dei consumi giornalieri nei giorni festivi e feriali.

3. Consumi di prodotti petroliferi per il trasporto (**ex-petrolio**). Questi consumi sono presi come costanti in tutte le ore di tutto l'anno.

Sommando queste tre componenti si genera un profilo orario di consumo cioè la forma dell'andamento temporale durante le 8760 ore dell'anno. Questo profilo va poi scalato in base al fabbisogno stimato sulla base del diagramma di figura 1, cioè imponendo come vincolo che l'integrale sotteso dalla curva della potenza di carico (GW) in funzione del tempo (ore), si veda figura 2, sia uguale ai 700 TWh stimati.

5.1 Fabbisogno della componente già-elettrica

In figura 3 è riportato un particolare della figura 1 che rappresenta il fabbisogno elettrico del 2017 stimato dal LLNL. Ai 1200 PJ di energia elettrica generata in Italia si aggiungono 132 PJ del bilancio fra importazione ed esportazione per un totale di 1332 PJ, pari a 370 TWh.

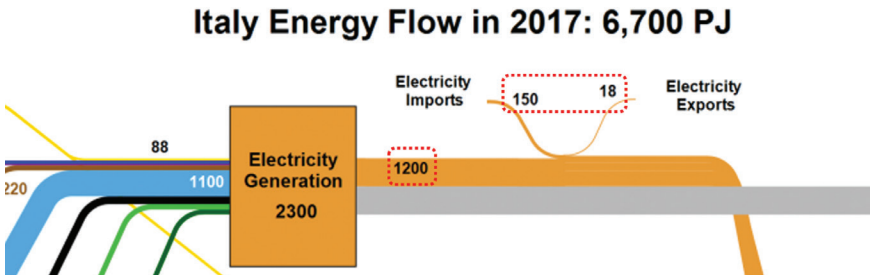


Figura 3. Fabbisogno elettrico italiano.

5.2 Fabbisogno della componente ex-gas

In figura 4 è riportato un particolare della figura 1 che evidenzia il fabbisogno per la componente ex-gas. Tenendo conto solo degli impieghi diversi da quello di produzione elettrica e solo per la quota parte di energia effettivamente utilizzata, ovvero contabilizzata come «*Energy Services*», si prendono i 900 PJ e i 430 PJ di impieghi nei settori «*Residential*» e «*Commercial*» aggregandoli come «domanda abitativa» per un totale di 1330 PJ pari a 370 TWh. Mentre la componente utile industriale ammonta a 750 PJ, cioè 210 TWh.

Purtroppo, se il fabbisogno è relativamente facile da stimare, più difficile è scendere al dettaglio orario dei consumi come si è potuto fare nel caso dell'energia elettrica grazie ai dati TERNA.

Per i consumi di gas ci dobbiamo accontentare delle medie mensili. Tali medie mostrano, come si vede in figura 5 [23], una grande differenza di consumi fra mesi caldi e mesi freddi. Mentre il consumo delle grandi industrie è relativamente costante, la componente più variabile è quella che accorpa abitazioni e PMI (Piccola e Media Industria).

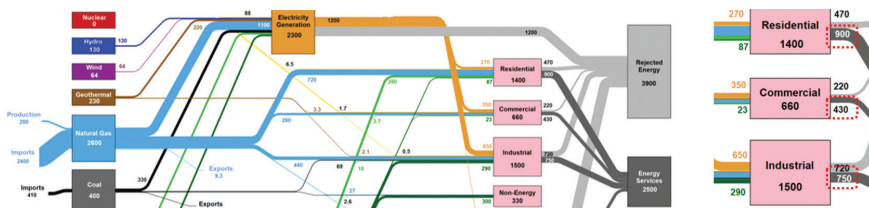


Figura 4. Componente ex-gas.

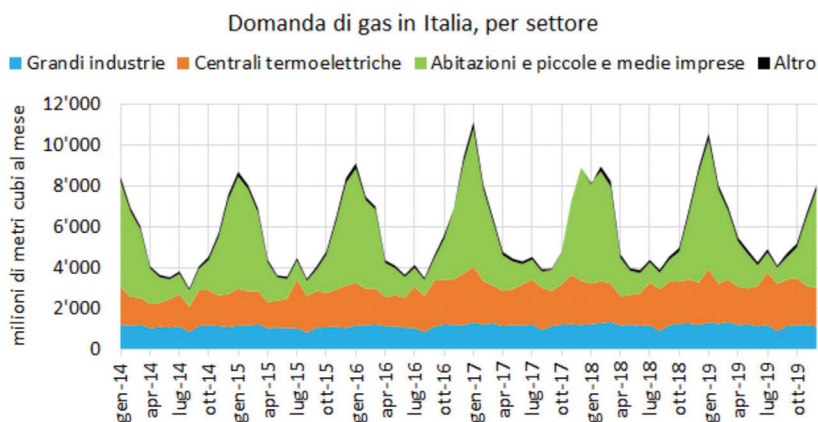


Figura 5. Profili dei consumi mensili di gas per settore dal 2014 al 2019.

Dal grafico di figura 5, escludendo i consumi relativi alla generazione elettrica, si desumono gli andamenti medi dei consumi di gas per gli anni 2014-2019.

Essi sono rappresentati in figura 6 e mostrano massimi di consumo invernali che sono in media fino a 6 volte il minimo estivo.

Nelle simulazioni degli scenari di questo studio è stato considerato l'andamento medio dei consumi mensili di questi 6 anni.

La distribuzione oraria dei consumi elettrici sostitutivi dei consumi di gas è stata costruita separatamente per le componenti abitativa e industriale in base ai profili giornalieri adimensionali mostrati in figura 7. Inol-

Consumi mensili gas per Abitazioni

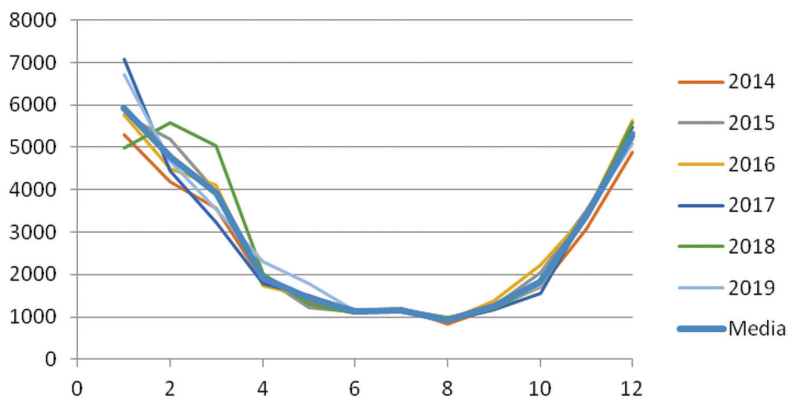


Figura 6. Media mensile dei consumi di gas per il settore PMI-Abitativo dal 2014 al 2019.

tre, i profili giornalieri dei giorni feriali sono stati differenziati da quelli dei giorni festivi, ovvero tutti i sabati e le domeniche, escluse le festività infrasettimanali. I profili in rosso [24] sono ricavati dalle prime 2 giornate (festiva e feriale) della fig. 7 del riferimento n. [24].

5.3 Fabbisogno della componente ex-petrolio

La componente principale dei consumi non inclusa negli usi già-elettrici ed ex-gas considerati nei due paragrafi precedenti è quella del petrolio impiegato nei trasporti.

Nella prospettiva di una completa elettrificazione dei trasporti si è supposto che il fabbisogno elettrico necessario alla compensazione del petrolio utilizzato nel trasporto sia pari alla piccola frazione che nel diagramma LLNL finisce nel rettangolo «*Energy Services*», ovvero 370 PJ, pari a 100 TWh (figura 8).

Questa ipotesi trascura le perdite comunque presenti anche in un veicolo elettrico, supponendo che siano compensate da un progressivo miglioramento dell'efficienza e da una riduzione del traffico. Non si tiene

Profili giornalieri dei consumi di gas

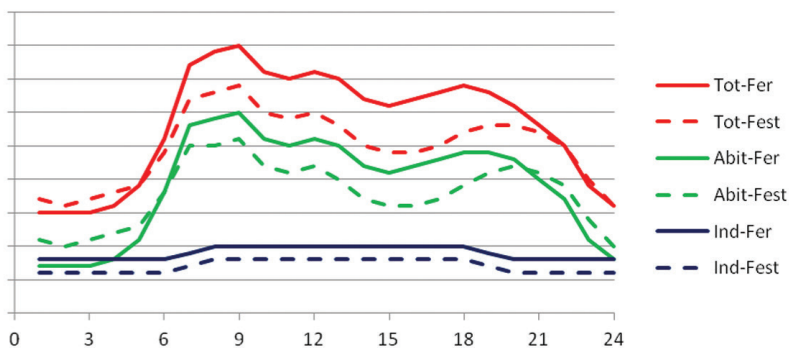


Figura 7. Profili di consumo orario di gas per i giorni festivi e feriali (vedi testo).

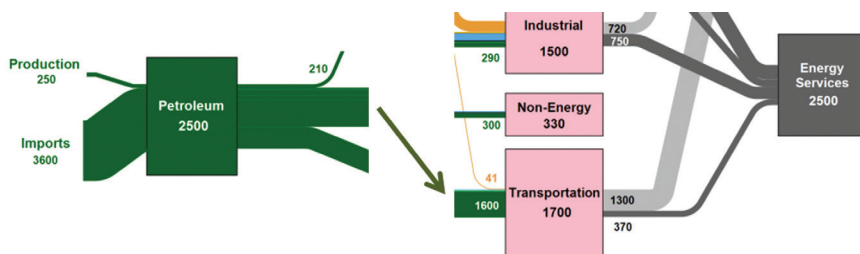


Figura 8. Componente ex-petrolio di servizi energetici da elettrificare.

conto, inoltre, dei mezzi di trasporto che continueranno ad impiegare fossili: navi, TIR, macchinario agricolo, aerei.

In diversi studi scientifici, si ipotizza la totale decarbonizzazione del trasporto attraverso una combinazione di elettrificazione, produzione di combustibili green, cioè prodotti da fonti rinnovabili (sul tema si veda, ad esempio, la recente *review* del riferimento [25] e la bibliografia in essa contenuta).

Per questa componente si è assunto un profilo di consumi costante durante tutte le 8760 ore dell'anno. Questa ipotesi è supportata dai dati di figura 9 che mostrano come, fatta eccezione per l'anno della pandemia,

il consumo di prodotti petroliferi è sostanzialmente costante nel corso dell'anno. Ma è chiaro che si tratta di un'approssimazione di cui discuteremo nella parte conclusiva di questo documento.

5.4 Fabbisogno totale

Il profilo calcolato del fabbisogno complessivo ottenuto mediante la media pesata delle tre componenti (già-elettrica, ex-gas ed ex-petrolio) viene scalato in modo che l'integrale annuale eguagli un valore imposto.

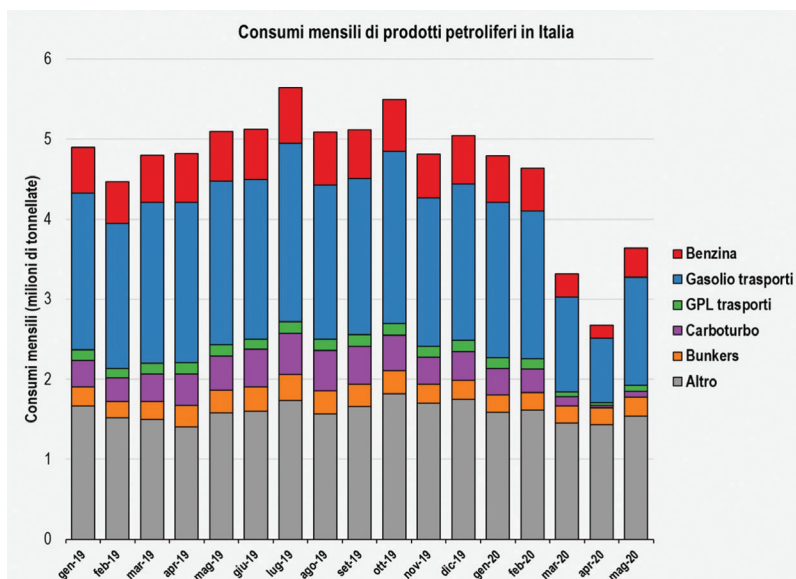


Figura 9. Consumo di prodotti petroliferi negli anni 2019- 2020.

Come già detto in precedenza, per il presente studio è stato fissato un valore totale annuale del fabbisogno totale di energia elettrica pari all'energia finale da qualsiasi fonte («*Energy Services*» in figura 1) consumata in Italia nell'anno 2017 come risulta dal grafico del LLNL. Questa energia ammonta a 2500 PJ, pari a 700 TWh.

I 700 TWh corrisponderebbero ad una potenza continua (24h x 365 gg.) di 80 GW, ovvero, considerando l'attuale popolazione italiana di

60 milioni di abitanti, a 1,33 kW/ab continuativi 24 ore su 24. Questo valore, essendo pari solo a 2/3 dei 2000 W del famoso piano energetico svizzero [26], scontrerebbe in partenza gli effetti di un cospicuo piano di razionalizzazione ed efficientamento degli impieghi energetici, il cui obiettivo, contrariamente ai risultati storicamente registrati, dovrebbe aver promosso il congelamento dei risparmi di energia acquisiti, evitando che i miglioramenti strutturali conquistati si traducano, come avvenuto in passato, in una riduzione del prezzo e nell'aumento del numero dei prodotti destinati al consumo, resi più efficienti e singolarmente meno energivori. In altre parole si conta di non incappare nuovamente negli effetti del paradosso di Jevons [27].

Va infine segnalato che i 700 TWh considerati sono leggermente più contenuti dei 780 TWh (arrotondati poi a 800 TWh) stimati nel rapporto ASPO Italia per la transizione ecologica [28], ma eccedono i 535 TWh (=100 Mtep) di energia primaria attesa al 2050 nella I-LTS (*Italian Long Term Strategy*) [2].

In definitiva mettendo insieme le tre componenti considerate (già-elettrico, ex-gas ed ex-petrolio) e scalando i loro profili in base al valore complessivo di 700 TWh, si ottengono le seguenti curve annuali di fabbisogno di potenza elettrica calcolate (in GW) su base settimanale, giornaliera e oraria nelle figure 10, 11 e 12 rispettivamente.

Nella figura 12 è riportata la distribuzione delle potenze su base oraria e settimanale (vedi Box 4 per le spiegazioni).

Come si vede la distribuzione oraria delle potenze spazia da 170 a 38 GW mentre quella settimanale da 120 a 45 GW.

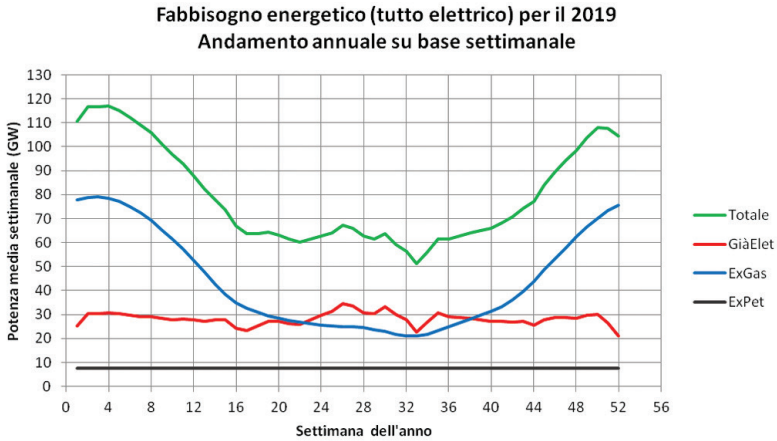


Figura 10. Fabbisogno energetico tutto elettrico annuale su base settimanale (anno di riferimento 2019).

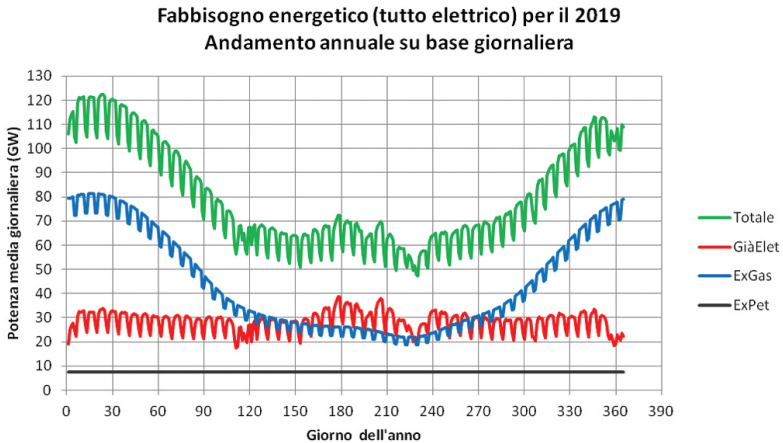


Figura 11. Fabbisogno energetico tutto elettrico annuale su base giornaliera (anno di riferimento 2019).

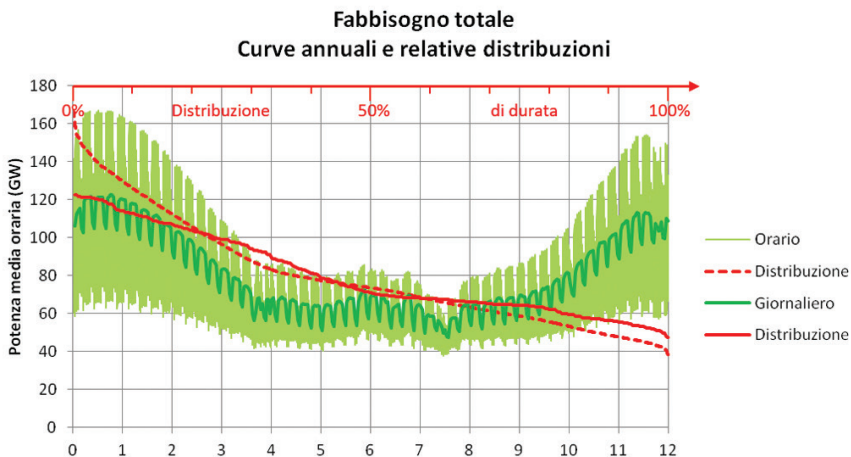


Figura 12. Fabbisogno orario e giornaliero (come da figura 2) e distribuzione oraria (curva tratteggiata) e settimanale (curva continua) del fabbisogno di potenza nel corso dell'anno.

Box 3. Spiegazione dei grafici contenenti curve di distribuzione

Molti grafici raccolti in questo documento mostrano i profili annuali dei valori orari o giornalieri di varie grandezze, accompagnati da altre curve (sempre di colore rosso a linea continua o tratteggiata) identificate nella legenda con il termine «Distribuzione». Si tratta delle «curve di distribuzione» (sottinteso «di durata»), dette altrimenti «curve di durata» che si riferiscono alla curva originaria della grandezza indicata prima di esse in legenda. La curva di distribuzione di una grandezza è un elemento fondamentale per la comprensione delle implicazioni impiantistiche che derivano da un determinato scenario. Esse vengono derivate dalle curve originarie mettendo in ordine da sinistra verso destra (talvolta nel verso opposto, da destra verso sinistra) tutti i valori della corrispondente grandezza in ordine crescente (talvolta decrescente) di intensità, per cui si ottengono delle curve sempre calanti (o talvolta sempre crescenti), altrimenti dette curve monotone.

L'informazione fornita dalle curve di distribuzione è importante in quanto, come mostra l'esempio di figura 2, gli andamenti temporali delle curve originarie non consentono di stimare il tempo complessivo in cui il fabbisogno totale di energia supera una qualsivoglia soglia di riferimento. Inoltre,

l'affollamento dei dati, con ben 8760 dati orari distribuiti lungo pochi cm di ascissa, altera la percezione di quanto duri in un anno un determinato livello di potenza. Ad esempio, dalla curva verde delle figure 2 e 12 sembrerebbe che il fabbisogno orario superasse la soglia di 160 GW per buona parte del mese di gennaio, mentre la corrispondente curva di distribuzione (rossa tratteggiata) svela che tale superamento dura al massimo una giornata.

Spesso, nella letteratura scientifica, le curve di distribuzione vengono rappresentate su grafici separati in cui in ascissa si indica la percentuale (fino al 100%) del tempo in cui la grandezza originaria supera il valore di soglia riportato in ordinata. Altre volte, come fatto per i grafici di questo studio, si fa la scelta di rappresentare le curve di distribuzione sullo stesso grafico che riporta gli andamenti temporali. In questo caso, ovviamente, il 100% di durata è sostituito dal valore massimo indicato in ascissa. Quindi, tornando in figura 12, possiamo vedere che la curva di distribuzione (rossa, continua) dei valori medi giornalieri di fabbisogno supera il valore di 40 GW per tutti e 12 i mesi dell'anno, ovvero per il 100% del tempo considerato.

Si ritiene che una volta compreso il meccanismo di derivazione delle curve di distribuzione, la scelta di rappresentarle sovrapposte ai grafici temporali originari agevoli la comprensione del loro significato rendendo più diretto il confronto tra la percezione di durata offerta dalla curva temporale e quella effettiva rappresentata dalla curva di distribuzione, come si è visto dall'esempio sopra riportato.

Tuttavia, per evitare malintesi con l'asse temporale delle ascisse in ogni grafico che riporta una curva di distribuzione è stato aggiunto un secondo asse delle ascisse di colore rosso che indica la percentuale di durata delle curve di distribuzione.

Per poter distinguere l'evoluzione dei fabbisogni su scala oraria è necessario dilatare l'asse temporale per cui in figura 13, così come per altre figure di questo documento, nei diversi scenari che andremo a sviluppare, verranno presentati gli andamenti di 4 settimane campione opportunamente distribuite nel corso dell'anno.

In particolare, a partire da quella rappresentata in altro a sinistra, si considera una settimana di metà gennaio, quella che include l'equinozio di primavera a marzo, quella del solstizio d'estate a giugno e una nel periodo prenatalizio di dicembre.

Fabbisogno energetico (tutto elettrico) per il 2019

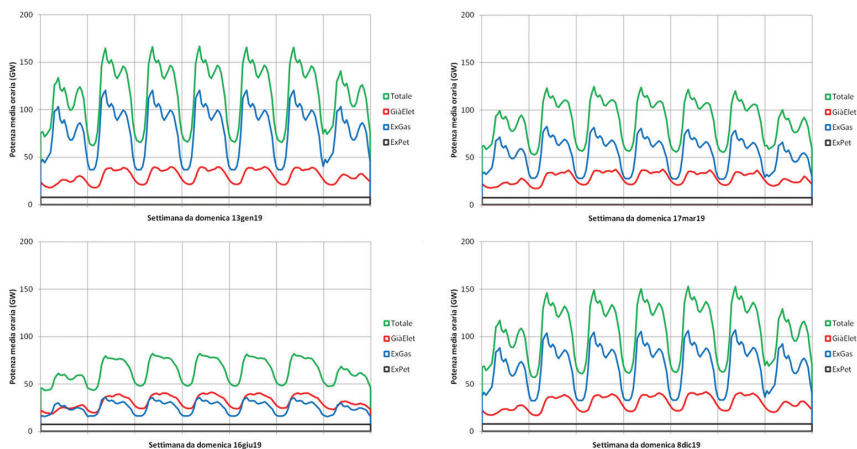


Figura 13. Dettaglio del fabbisogno delle quattro settimane campione su base oraria.

Infine, va segnalato che la definizione del fabbisogno descritta fin qui si riferisce ai 5 scenari della prima fase. Per gli scenari della seconda fase, si è provveduto ad un marginale raffinamento della procedura di derivazione del carico totale, che però non ha alterato significativamente il profilo complessivo della domanda.

6. Determinazione della curva oraria di produzione

Al fine di creare il profilo di produzione del sistema energetico a transizione compiuta, torniamo ai dati TERNA del 2019. Quello che faremo è cercare di simulare un sistema energetico nazionale totalmente decarbonizzato, che faccia ricorso solo alla produzione dalle 4 FER considerate, ovvero idroelettrica, geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica. Le simulazioni prodotte forniscono indicazioni sulle potenzialità e le carenze di un sistema energetico che, *ceteris paribus*, sia basato esclusivamente sulle fonti rinnovabili.

La media settimanale dell'attuale produzione elettrica da rinnovabili, secondo i dati TERNA per il 2019, per le quattro fonti scelte (FV, eolico,

idro e geo) è riportata in figura 14 b, dove viene confrontata con il totale dell'energia elettrica consumata in Italia (figura 14 a).

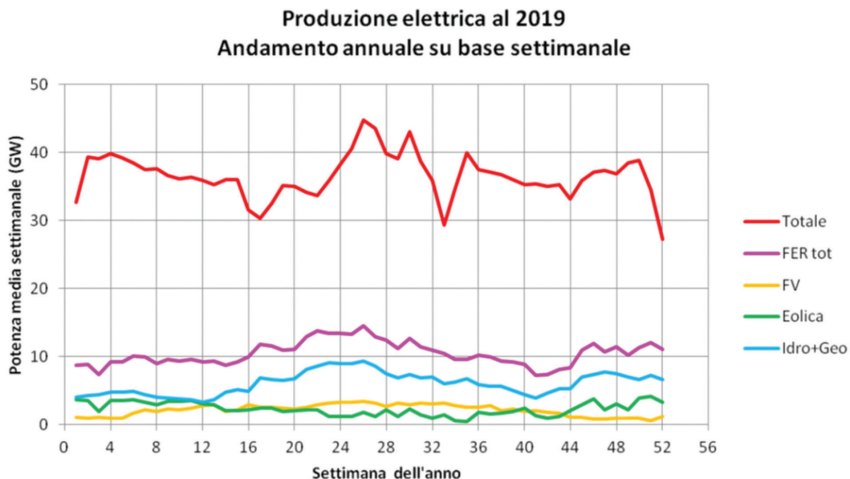
I profili orari di produzione delle quattro componenti FER vengono scalati, ovvero dilatati verso l'alto in modo da raggiungere e superare la curva rossa dei consumi totali del 2019, in modo che l'ammontare annuale della capacità produttiva dell'insieme delle FER copra il 100% del totale del fabbisogno elettrico stimato per il dopo transizione (700 TWh), oppure lo superi di una determinata percentuale che, in alcuni scenari di questo documento, ammonta al 50% in più del fabbisogno, laddove si immagina di sovradimensionare la capacità produttiva delle FER con la finalità di coprire la maggior quota possibile dei fabbisogni. I profili scalati delle singole FER costituiscono la capacità produttiva delle medesime, ma non necessariamente coincidono con la quantità di energia elettrica immessa in rete, in quanto, a causa della loro natura intermittente, è condizione frequente, nel sistema attuale, che il fabbisogno di elettricità del momento sia inferiore alla capacità produttiva totale.

Lo scopo delle simulazioni degli scenari presentati è per l'appunto quello di confrontare ora per ora nel corso dell'intero anno la capacità produttiva con il fabbisogno di energia in modo da calcolare lo sbilancio nell'uno e nell'altro verso e valutare quali azioni è necessario mettere in atto per compensare tale sbilancio su base giornaliera e annuale.

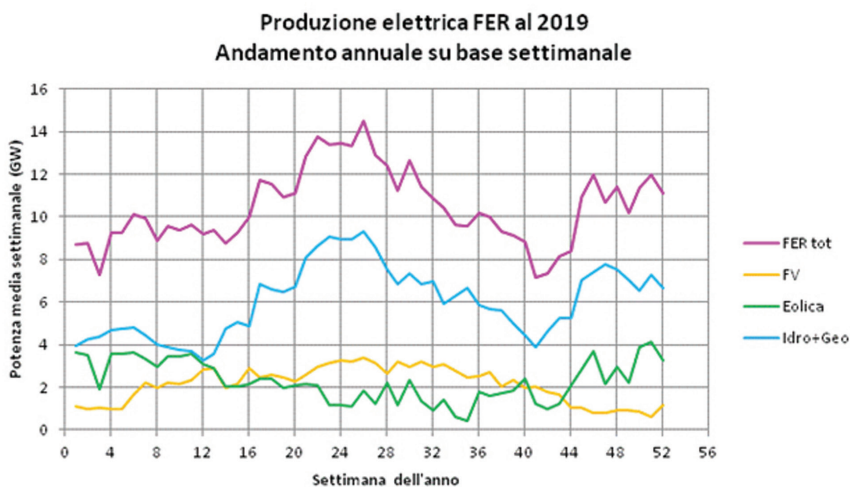
Sulla base di questo principio si disegnano diversi scenari esplorativi.

Tali scenari permettono di stimare la dimensione degli impianti, evidenziarne i limiti e le potenzialità e indicare le misure necessarie per un adattamento della società ad un sistema interamente elettrico e interamente rinnovabile.

Negli scenari, illustrati nel seguito, ipotizziamo che tutta l'energia oggi (anzi nel 2019) prodotta dalle fossili venga prodotta da fotovoltaico ed eolico, mentre geotermico e idroelettrico restano al livello costante attuale. Questa ipotesi è supportata dall'idea che in Italia la fonte idroelettrica non abbia molte prospettive di espansione nei prossimi decenni e che anzi, potrebbe ridursi a causa della progressiva sparizione dei ghiacciai e



(a)



(b)

Figura 14. Produzione elettrica 2019 delle FER.

della riduzione delle precipitazioni. Per quanto riguarda la fonte geotermica vi sono stime di espansione sia per la componente elettrica che per quella termica, [29] che per il momento non consideriamo esplicitamente, ma che sono implicitamente incluse, per la parte termica, nello scenario 7. Inoltre, per la Fase 1 dello studio, fissiamo il contributo di FV ed eolico al 75% e 25% rispettivamente, della parte mancante per raggiungere la capacità produttiva prevista. Le specifiche degli impianti FV ed eolici usate negli scenari simulati sono elencate nella tabella sottostante:

	Fattore di capacità	Potenza
Fotovoltaico	0,15	150 W/m ²
Torri eoliche	0,25	5 MW/cad

Tabella 1. Specifiche delle prestazioni medie attuali di FV ed eolico in Italia.

7. Fase 1. Scenari propedeutici

La tabella 2 contiene una descrizione sommaria dei 5 scenari energetici simulati, nella prima fase dello studio e le sigle scelte per indicarli. Le varianti che li differenziano riguardano:

- la capacità FER installata, rapportata al fabbisogno elettrico annuo stimato (700 TWh);
- la capacità di accumulo, espressa come numero di ore di accumulo della potenza media costante corrispondente al fabbisogno di cui sopra;
- attivazione di una strategia di modulazione, cioè di riduzione anticipata dell'erogazione diurna allo scopo di caricare l'accumulo per la notte;
- interconnessione est-ovest, espressa in fusi orari medi coinvolti a est e a ovest.

N° scenario	Sigla estesa	Sigla abbreviata	Capacità FER (% di 700 TWh)	Accumulaz.	Modulazione	Interconn.
1	100%FER	100%	100%	no	no	no
2	100%FER+acc6h	100%a	100%	6 ore	no	no
3	100%FER+acc6h+modul	100%am	100%	6 ore	sì	no
4	150%FER+acc6h+modul	150%am	150%	6 ore	sì	no
5	150%FER+acc6h+modul+1fuso	150%amf	150%	6 ore	sì	sì - 1 fuso

Tabella 2. Scenari energetici simulati.

7.1 Scenario 1. Capacità FER al 100% del fabbisogno totale di 700 TWh/anno (100%FER)

Immaginiamo dunque che ci si limiti a installare impianti FV ed eolici in grado di fornire in un anno esattamente il fabbisogno stimato di 700 TWh, mantenendo inalterato l'attuale contributo di idroelettrico e geotermico.

In tal caso, tenendo conto delle attuali prestazioni di eolico e fotovoltaico in Italia (Tabella 1), e mantenendo il rapporto 75/25 tra FV ed

colico, sarebbe necessario installare 370 GWp di FV e 75 GWp di eolico. La consistenza di questi impianti è riportata in tabella 3 in varie unità di misura più comprensibili intuitivamente, cioè i kW pro capite e la superficie di pannelli FV pro capite.

FV	Eolico
370 GWp	75 GWp
6,15 kW/abitante	1,2 kW/abitante
41 m ² /abitante	4000 abitanti per ogni torre eolica da 5 MW
2460 km ²	7000 km lineari di torri eoliche

Tabella 3. Consistenza degli impianti FV ed eolici nello scenario 1.

In figura 15 sono riportati i risultati della simulazione per la settimana di marzo (cioè costruita sui dati di carico della settimana che inizia con la domenica 17 marzo 2019).

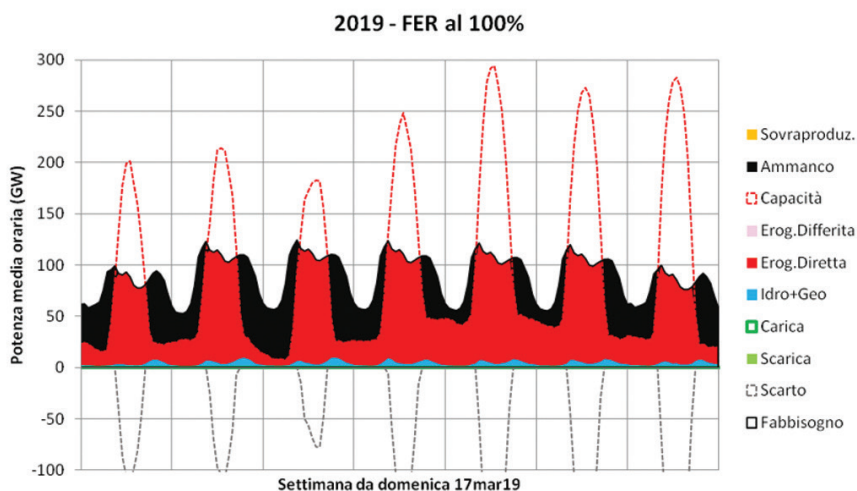


Figura 15. Copertura del fabbisogno nella settimana campione di marzo, nello scenario 1.

In figura 15, come nelle successive figure analoghe ad essa, il profilo del fabbisogno è rappresentato dalla curva continua nera, che prosegue lungo i bordi superiori delle aree nere, queste ultime evidenziano il fabbisogno di energia non soddisfatto, ovvero l’ammancio. Il profilo della capacità di produzione è rappresentato invece dalla curva tratteggiata rossa, che prosegue lungo i bordi superiori delle aree rosse, queste ultime rappresentano l’energia da fonte eolica e FV che viene immessa in rete per essere immediatamente consumata, ovvero per erogazione diretta. Questa area rossa è sovrapposta ad una sottile area azzurra che rappresenta la somma dell’energia erogata dalle fonti idroelettrica e geotermoelettrica. Le aree bianche al di sotto della curva rossa tratteggiata rappresentano quindi la capacità produttiva delle FER che non vengono assorbite dalla rete e che quindi vengono perse, ovvero lo scarto della capacità produttiva. L’entità di questo scarto è messa in evidenza dai picchi della curva nera tratteggiata riportata sotto l’ascissa. La figura 15 mostra quindi che in tutti i giorni di questa settimana di media ventosità e insolazione si hanno consistenti ammanchi di energia nelle ore notturne ed enormi scarti di energia nelle ore diurne.

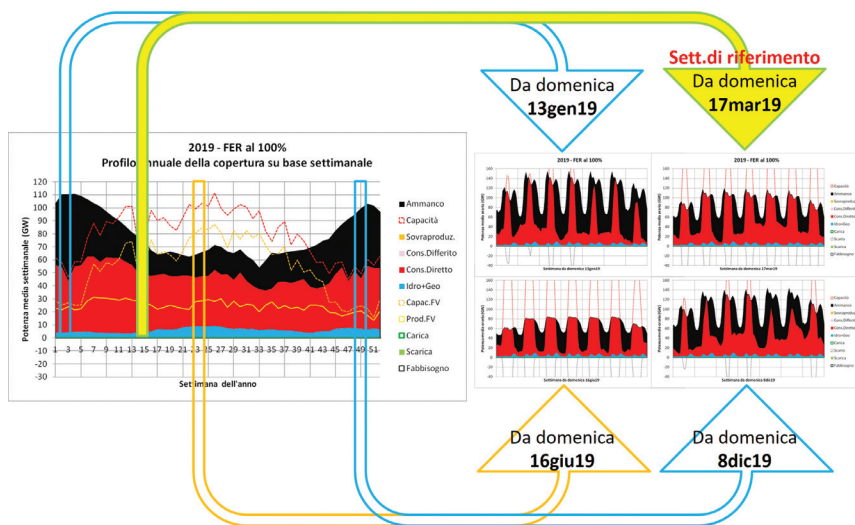


Figura 16. Profilo della copertura annuale su base settimanale e su base oraria per le quattro settimane campione.

In figura 16 sono riportati in forma riassuntiva i risultati del calcolo per il profilo annuale della copertura del carico su base settimanale e, su base oraria, quello per le quattro settimane campione.

In figura 17 sono riportate le curve di distribuzione della copertura giornaliera ed oraria.

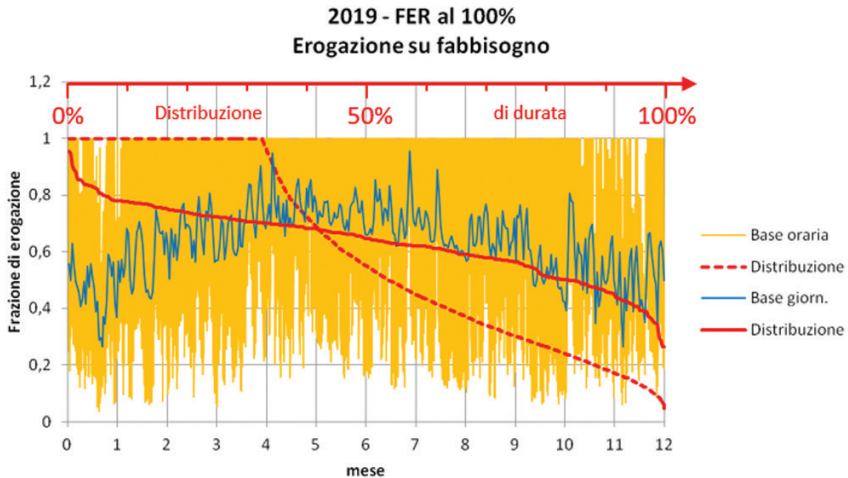


Figura 17. distribuzione della copertura su base giornaliera e oraria.

La curva azzurra della figura 17 mostra che nessun giorno dell'anno è interamente coperto. Inoltre, risolvendo l'imperscrutabile compattezza con cui appare la curva oraria (gialla), la relativa curva di distribuzione (rossa, tratteggiata) evidenzia che $2/3$ circa delle 8760 ore dell'anno vedono una copertura solo parziale, ovvero le rinnovabili coprono interamente il fabbisogno per un numero di ore pari a 4 mesi su 12.

Questo accade per il semplice fatto che il sistema sarebbe in grado, sulla carta, di produrre l'energia corrispondente al fabbisogno indicato, ma nella realtà molta di questa capacità produttiva FV sarebbe concentrata in estate e di giorno, risultando in quei periodi maggiore (in estate anche molto maggiore) del fabbisogno, per cui non potrebbe venir assorbita dalla rete elettrica e quindi, se prodotta, non potrebbe essere immessa in

rete, per cui questa capacità produttiva viene persa. Dato che la capacità del sistema produttivo FER è dimensionato proprio per coprire esattamente il fabbisogno globale annuo di energia, questa stessa quantità di eccesso di energia estiva verrebbe a mancare per coprire il gran parte del fabbisogno notturno per tutto l'anno e, in diversi giorni d'inverno, anche buona parte del fabbisogno diurno.

7.2 Scenario 2. Si aggiunge l'accumulo per l'intermittenza circadiana (100%FERacc6h)

Si può allora immaginare un sistema di stoccaggio dell'energia, almeno per ovviare al problema dell'intermittenza giorno notte. Per ovviare all'intermittenza circadiana i sistemi di stoccaggio esistono e sono basati su tecnologie già ben rodiate, ovvero gli accumulatori elettrochimici come le batterie al litio⁴ o dispositivi equivalenti che potranno essere sviluppati in futuro.

In questo documento non entriamo nel merito delle tecnologie disponibili in sviluppo o in sperimentazione e ci limitiamo a considerare nell'insieme una capacità di accumulo di energia elettrica costituita solo da batterie al litio.

⁴ Il principale sistema di accumulo circadiano (cioè con alternanza giorno-notte) che già da diversi decenni opera nel sistema elettrico italiano è costituito da alcune grandi centrali idroelettriche di pompaggio (si veda Box 2), che accumulano energia nei momenti di surplus pompando acqua da un bacino a valle verso un bacino a monte e nei momenti di bisogno recuperano buona parte dell'energia spesa sfruttando la caduta dell'acqua dal bacino a monte a quello a valle. Tuttavia, l'energia immagazzinabile con gli impianti attuali ammonta a meno di 100 GWh, un valore che circa 1/5 di quanto necessario per coprire un periodo di 6 ore. Inoltre queste centrali operano con una resa del 70%, massimo 75%, contro gli 85-90% di resa delle batterie. Questo è il motivo per cui, pur continuando ad essere anche in futuro un validissimo strumento di regolazione del sistema elettrico, in tutti gli scenari presentati in questo studio si è deciso di non simulare il loro apporto, dato che il loro contributo, a parte la minore resa, può essere inglobato in quello dei parchi di batterie elettrochimiche. Questa approssimazione consente inoltre di coprire analoghe approssimazioni, probabilmente ottimistiche, nel ciclo di carica e scarica di un sistema elettrochimico, che, nei casi reali potrebbe essere inferiore all'85-90% qui supposto.

Come già anticipato non viene considerata in questa sede la possibilità che la curva di consumo si adatti (anticipando o posticipando il proprio consumo) in funzione della disponibilità e del prezzo della energia; o, visto da una altra angolatura: la capacità di stoccaggio utilizzata in questo scenario, come nei successivi, viene descritta come capacità di accumulo elettrochimico laddove invece la si può considerare come somma della capacità di accumulo fisico (elettrochimico o termico o potenziale, comunque «fisico») sommata alla capacità di spostamento orario del consumo, che possiamo pensare come una forma di accumulo non fisico ma «virtuale», denominato, in altre sedi «*demand response*».

Nella simulazione si ipotizza l'aggiunta di una capacità di accumulo circadiano di energia equivalente a 6 ore di fabbisogno medio calcolato su base annua e si suppone che l'energia ricavata dal sistema di accumulo sia pari al 90% di quella immessa, stimando così una perdita del 10% nel ciclo di carica e scarica. Dato che la potenza media corrispondente al consumo di 700 TWh l'anno è di 80 GW continui, un accumulo di 6 ore comporta una capacità di 480 GWh alla scarica, ovvero, considerando le perdite di ciclo, un assorbimento alla carica di 528 GWh.

La figura 18 mostra il bilancio orario relativo alla solita settimana di marzo. Rispetto ai campi colorati dell'omologa figura 15 relativa al precedente scenario, vi appaiono ora delle aree colorate in rosa che evidenziano la copertura del carico fornita dallo scarico delle batterie, ovvero tramite erogazione differita. Si può così notare come la disponibilità di questo sistema di accumulo circadiano consenta di coprire una buona parte degli ammanchi risultanti dallo scenario precedente, ammanchi che tuttavia, nella settimana considerata, restano consistenti specialmente nelle notti di bassa ventosità notturna.

La figura 18 mette in evidenza anche la logica di gestione dell'accumulo circadiano, che per questo scenario è la più banale possibile:

- nei periodi di esubero si carica tutto e subito finché c'è capacità di carica disponibile nelle batterie;

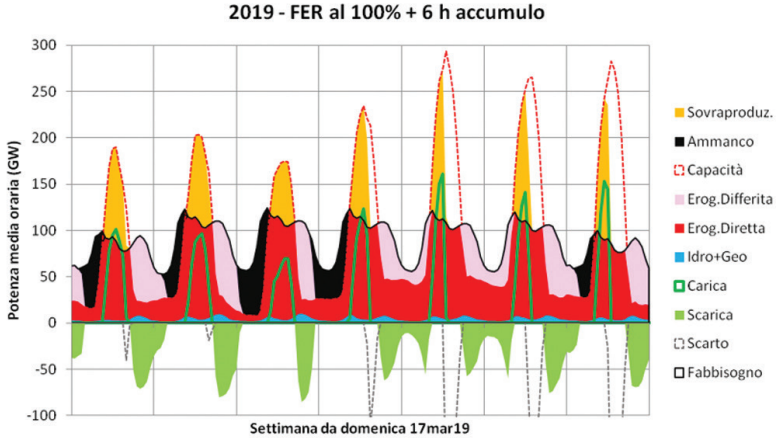


Figura 18. Copertura del fabbisogno nella settimana campione di marzo nello scenario 2.

- nei periodi di carenza si scarica tutto e subito finché c'è energia accumulata nelle batterie.

Questa logica comporta brusche variazioni di assorbimento della potenza elettrica generata e della potenza immessa in rete e disponibile al consumo. Infatti, quando le batterie raggiungono il livello di massima carica si deve staccare rapidamente dalla rete un cospicuo numero di impianti in esercizio. Questa variazione viene messa in evidenza in figura 18 dal repentino azzeramento della sovrapproduzione (area gialla) nel corso degli ultimi 4 giorni della settimana. Pertanto, la residua capacità di produzione di questi impianti, costituiti soprattutto da impianti FV, viene persa (area bianca al di sotto della curva di capacità). Questa stessa quantità di energia scartata è rappresentata al di sotto dell'ascissa dalla linea nera tratteggiata.

Analogamente, nei periodi in cui le batterie vengono scaricate per far fronte alla carenza delle FER rispetto al fabbisogno, si arriva ad un momento in cui il loro apporto cessa improvvisamente a causa del loro completo esaurimento, determinando l'ammanco di corrente che perdura fino al mattino seguente.

I grafici raccolti in figura 19 mostrano l'effetto della carica diurna delle batterie per tutte le quattro settimane campione dell'anno, si vede così che mentre per la settimana di giugno questo espediente è sufficiente a coprire quasi interamente anche i fabbisogni notturni, per le due settimane selezionate nei mesi di dicembre e gennaio l'effetto delle batterie è quasi nullo.

Scenario 2: 100%FER+acc6h

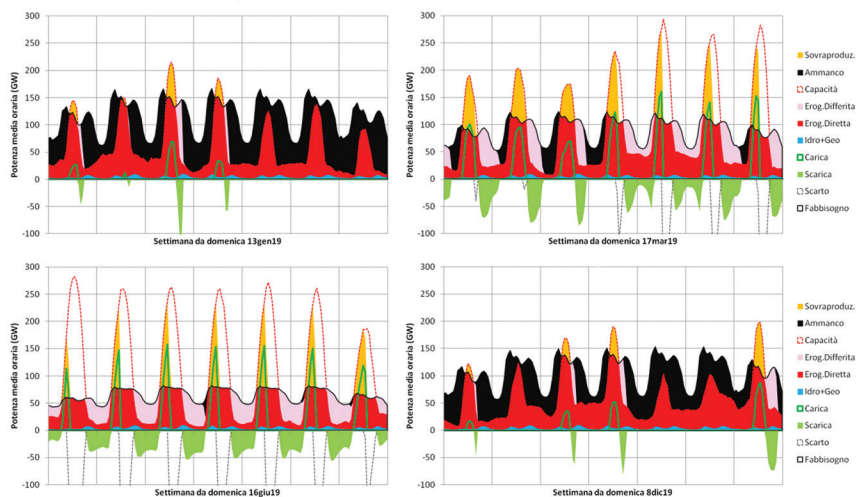


Figura 19. Scenario 2. Profili di copertura del fabbisogno orario nelle settimane campione nel caso di copertura al 100% con FER del fabbisogno annuo totale e aggiunta del sistema di accumulo giorno-notte.

Il quadro completo degli ammanchi durante l'intero anno viene mostrato nel grafico di sinistra della figura 20. La curva gialla mette in evidenza come i periodi di forti carenze orarie di energia riguardano oltre la metà dell'anno estendendosi da settembre ad aprile inoltrato. L'accumulo giornaliero delle batterie sarebbe in grado di coprire quasi interamente il fabbisogno giornaliero solo per i mesi rimanenti. La relativa curva di distribuzione (rossa tratteggiata) mostra tuttavia che l'adozione dell'accumulo circadiano consentirebbe di coprire interamente il fabbisogno di

2/3 delle ore dell'anno. Quindi, come messo in evidenza dal grafico in alto a destra della figura 20, si otterrebbe un raddoppio della completa copertura oraria rispetto allo scenario 1 precedente che non contemplava nessun accumulo. Se al posto della copertura oraria si considera invece quella giornaliera (curve azzurra e rossa continua) si osserva che la completa copertura viene estesa a circa 1/4 dei giorni dell'anno, concentrati nel periodo estivo.

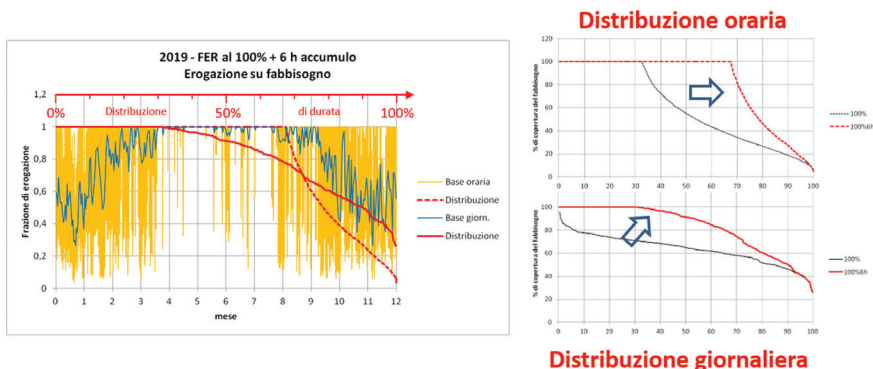


Figura 20. Copertura della curva di fabbisogno con accumulo.

I grafici riportati in figura 21 confermano come il contributo alla completa copertura del fabbisogno giornaliero dato dall'accumulo circadiano (area rosa) sia quasi totale nei mesi estivi e quasi nullo nei mesi invernali.

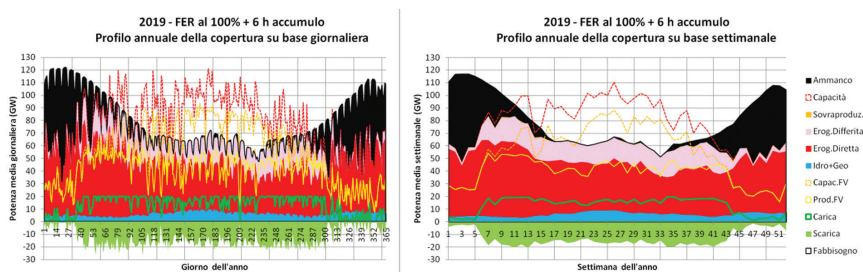


Figura 21. Copertura del fabbisogno annuale su base giornaliera.

In figura 22 viene dettagliata la modalità di sfruttamento delle batterie impiegate nell'accumulo circadiano nel corso dell'anno in questo scenario.

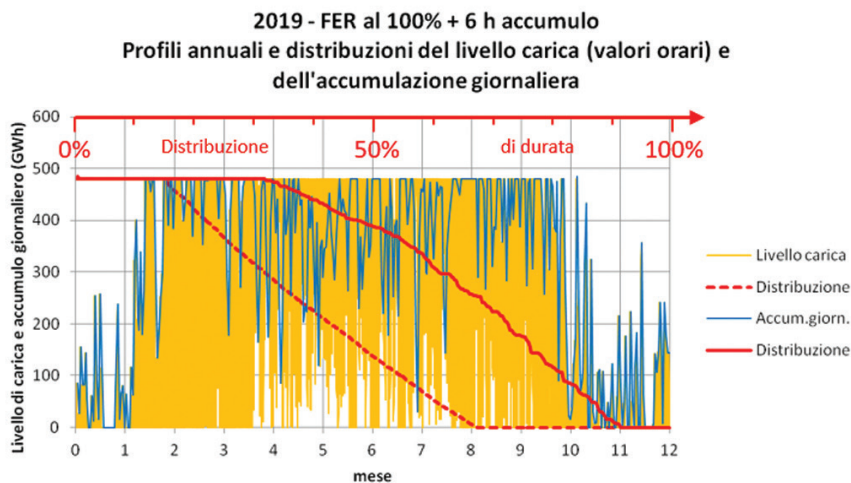


Figura 22. Dettagli del modo di sfruttamento del sistema di accumulo basato sulle batterie al litio nello scenario 2.

In figura 22 il grafico mostra, in giallo, il livello di carica su base oraria. La curva di distribuzione della durata (colore rosso a tratteggio) mostra che le batterie restano completamente cariche per 1/6 delle ore e completamente scariche per 1/3. La curva blu rappresenta invece la quantità di energia accumulata ogni giorno. La relativa curva di distribuzione della durata (colore rosso continuo) mostra che la totale capacità di carica viene utilizzata soltanto per 1/3 delle giornate dell'anno, mentre resta del tutto inutilizzata per una trentina di giorni all'anno.

L'analisi dei cicli di carica/scarica subiti dalle batterie è importante per stimare la loro durata di vita e quindi la frequenza con cui vanno sostituite. Infatti, l'aspettativa di vita di una batteria è fortemente influenzata dalla cosiddetta profondità di scarica, ovvero dal valore percentuale a cui si abbassa il livello di carica durante le fasi di scarica. Va inoltre tenuto conto che trattandosi di capitale immobilizzato, non solo quello delle batterie,

ma anche tutto il resto dell'impianto compresi gli inverter, i trasformatori e le linee di allaccio alla rete, è opportuno che venga utilizzato quanto più possibile per svolgere la sua funzione, che è quella di trasferire energia dai periodi di surplus a quelli di carenza. Da questo punto di vista è probabile che grandi strutture centralizzate di batterie svolgano questo servizio in modo più efficiente di quanto possano farlo piccole unità.

In conclusione, va detto quindi che la strategia dello scenario 2 richiede la creazione di una diffusa infrastruttura di supporto, quella costituita dai suddetti accumuli circadiani, la cui consistenza, sulla base dei dati attualizzati delle prestazioni delle batterie al litio, richiede le quantità di litio pro capite riportate nella tabella 4, nel caso che si presupponga un accumulo giornaliero di 6 ore, per una popolazione di 60 milioni di persone.

Come si vede il fabbisogno annuo di litio per ciascun italiano ammonterebbe a 190 g, un valore 36 volte maggiore dell'attuale produzione pro capite mondiale, che è pari a 5 g/ab/anno⁵. La domanda di litio estratto da miniera può essere attenuata da un miglioramento delle tecniche di riciclo, visto che oggi il riciclo è quasi nullo.

A questo proposito una delle misure necessarie per rendere agevole il recupero della materia prima è quello di creare strutture centralizzate di stoccaggio delle batterie esauste. Tali accumuli diventerebbero le miniere del futuro. Mentre la domanda assoluta di litio sarà attenuata dallo sviluppo di nuove batterie basate su elementi più disponibili come il sodio.

Nel campo degli accumuli elettrochimici la ricerca tecnologica è particolarmente vivace e possiamo pensare che nei prossimi anni saranno sviluppati sistemi alternativi alle batterie al litio che siano competitivi sul piano economico e delle prestazioni e che si avvalgano di materiali geologicamente abbondanti [30] [31] [32].

⁵ La produzione pro capite annuo di litio è calcolata a partire dalla produzione mondiale al 2016 stimata in 36500 t (rif. <https://www.wired.it/article/litio-miniere-europa-mappa/>). Assumendo che nel frattempo sia cresciuta a 40mila tonnellate, essa equivale a 5 g per ciascuno degli 8 miliardi di abitanti del pianeta.

Batterie al litio	Accumulo di 6 ore
Capacità totale di accumulo	480 GWh
Capacità di accumulo pro capite	8 kWh
Quantità di litio pro capite	1300 g
Quantità annua di litio pro capite/anno*	190 g

* derivante dall'assunzione di una durata delle batterie di 6 anni, a sua volta basata su un numero massimo di cicli di carica/scarica di 2000 e di 330 cicli annuali. Il limite di 2000 cicli corrisponde al valore massimo tra quelli indicati nella tabella «Specifications by Battery Chemistry» disponibile alla pagina indicata in bibliografia come riferimento [33].

Tabella 4. Consistenza degli impianti di accumulo circadiano e domanda di litio.

7.3 Scenario 3. Modulazione dei consumi (100%FER+acc6h+M)

I grandi sbalzi del tasso di copertura del fabbisogno visti nel caso precedente, con il fabbisogno diurno e serale coperto integralmente e quello notturno e pre-mattutino coperto solo in minima parte, potrebbero essere attenuati applicando una politica di modulazione circadiano dell'erogazione dell'energia, cioè di riduzione preventiva (pre-limitazione) dell'erogazione diurna e/o serale allo scopo di poter accumulare più energia da erogare durante le ore notturne. Tale strategia, che potrebbe essere definita in modo crudo di «razionamento», verrebbe implementata staccando i carichi ovvero sospendendo l'erogazione dalla rete a insiemi predeterminati di utenti.

Il grafico di figura 23 ne mostra l'effetto per la solita settimana di marzo e in figura 24 per tutte le quattro settimane campione.

La logica di gestione dell'accumulo circadiano è diversa da quella dello scenario precedente e si basa su previsioni di producibilità delle fonti non programmabili (eolico e FV) a 24 ore. In particolare, l'arco della giornata viene diviso in due parti, giorno e notte, che convenzionalmente vengono fatte iniziare nei momenti in cui la capacità produttiva totale, modulata soprattutto dalla componente FV, supera il fabbisogno o cala al di sotto di

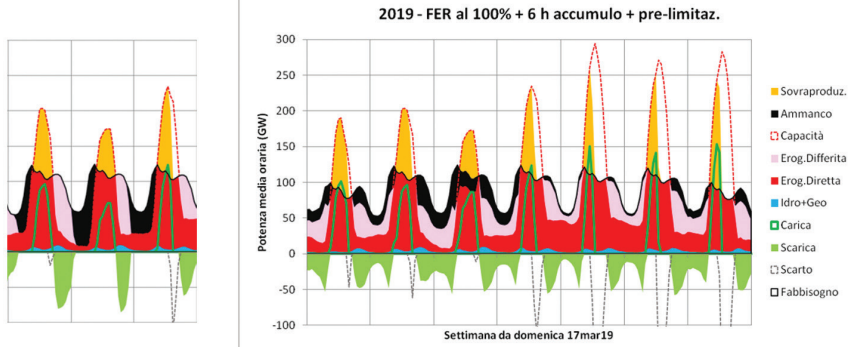


Figura 23. Modulazione dei consumi nella settimana di marzo per lo scenario 3 (dx), confronto con lo scenario 2 (sx) relativamente ai giorni dal II al IV della settimana.

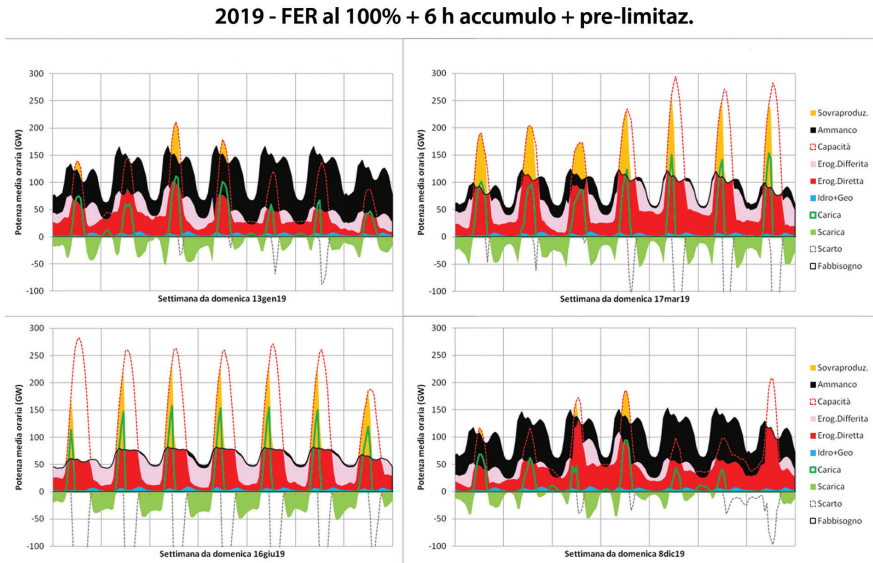


Figura 24. Modulazione nelle quattro settimane campione (scenario 3).

esso. Se durante il giorno l'eccesso di produzione FER non è sufficiente a caricare completamente le batterie allora l'erogazione diurna al consumo viene ridotta di una percentuale tale da consentire tale riempimento.

Analogamente, per la notte, se la produzione notturna prevista, dovuta essenzialmente alla componente eolica, più l'energia presente nelle batterie alla sera non è sufficiente a coprire i consumi attesi fino al giorno successivo, viene stabilita una percentuale di copertura notturna inferiore a 1 in modo da mantenere questa copertura fino al momento in cui, eventualmente, la produzione FER tornerà a coprire i consumi attesi. Va notato che questo momento potrebbe non presentarsi né al mattino seguente, né per diversi giorni a seguire, come mostrato nei due grafici di figura 24 relativi ai mesi invernali. In tal caso il sistema di gestione dell'accumulo circadiano calcola una percentuale di copertura uniforme per le 24 ore successive da applicare sia al giorno che alla notte.

Gli effetti della strategia di modulazione adottata nello scenario 3 sono rappresentati nella figura 25 nella quale confrontando le curve del grafico di sinistra con le curve omologhe dello scenario precedente, si nota come l'effetto della modulazione sia quello di far convergere la copertura oraria (curva gialla) sul valore di quella media giornaliera (curva blu), traducendosi così in un riequilibrio del grado di copertura orario.

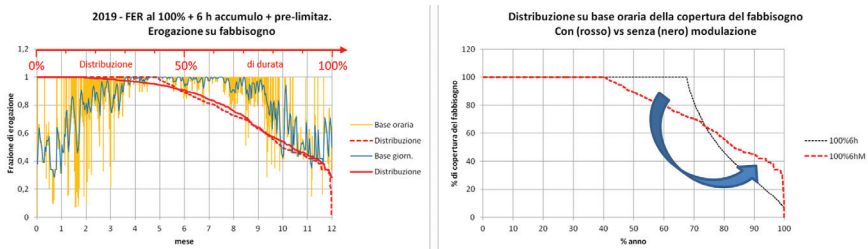


Figura 25. Effetti della modulazione sulla copertura del fabbisogno su base oraria e giornaliera (scenario 3).

L'effetto è mostrato anche dalle rispettive curve rosse della distribuzione di durata che tendono a sovrapporsi, a causa del trasferimento di energia dalle ore a maggiore copertura alle ore a copertura minore (grafico a destra). Si osserva quindi un peggioramento della copertura oraria completa che passa dal 68% al 40%, ma una parziale copertura in ore dell'anno che nello scenario 2 (senza modulazione) erano quasi totalmente prive di energia. La freccia blu mostra tale spostamento.

In figura 26 sono riportati gli andamenti annuali dei bilanci su base giornaliera e settimanale. Essi mostrano come la modulazione attivi la capacità di accumulo, rappresentata dall'altezza della fascia di colore lilla, anche nei mesi invernali.

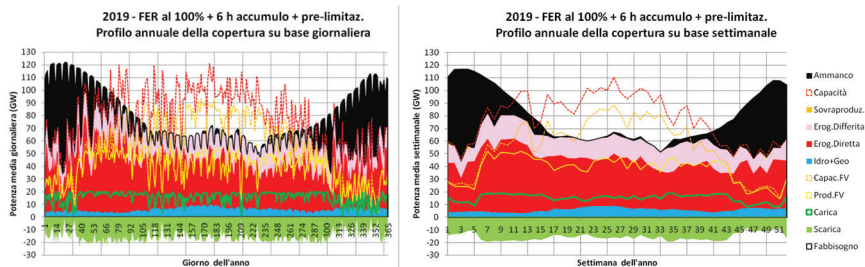


Figura 26. Copertura del fabbisogno annuale su base giornaliera (scenario 3).

7.4 Scenario 4. Sovradimensionamento della capacità produttiva (150%FER+acc6h+M)

Una soluzione al problema delle persistenti carenze di copertura può essere cercata installando una capacità produttiva maggiore di quella sufficiente a generare esattamente il fabbisogno indicato, ovvero si adottando un certo «sovradimensionamento» della capacità produttiva FER.

Si possono fare simulazioni a sovradimensionamento crescente della capacità produttiva. Immaginando di installare, ad esempio il 150% o il 200% dei 700 TWh indicati. In questi scenari si osserva ovviamente una riduzione degli ammanchi, ma risulta praticamente impossibile eliminarli del tutto perché man mano che si aumenta la potenza installata la decrescita degli ammanchi diventa sempre meno consistente mentre la potenza utilizzata diminuisce percentualmente rispetto a quella installata (il che significa che non si riesce a immettere in rete buona parte dell'energia teoricamente producibile). Non sembra quindi che la strada giusta sia questa. In tabella 5, sono riportati gli effetti sulla capacità produttiva, sugli ammanchi e sullo scarto di energia determinati da valori crescenti di sovradimensionamento degli impianti FER, quando siano mantenuti inalterati i

sistemi di accumulo e le misure di modulazione dell'erogazione illustrati negli scenari 2 e 3.

% del fabbisogno annuale	100%	100% + accumulo circadiano	150% + accumulo circadiano	300% + accumulo circadiano	450% + accumulo circadiano
Capacità produttiva	700 TWh	700 TWh	1050 TWh	2100 TWh	3150 TWh
Ammanco	270 TWh	154 TWh	83 TWh	80 TWh	70 TWh
Scarto	270 TWh	141 TWh	418 TWh	1462 TWh	2505 TWh

Tabella 5. Effetti del sovradimensionamento su ammanchi e scarti.

Tralasciando quindi l'ipotesi di un aumento ad oltranza del sovradimensionamento degli impianti produttivi, l'ipotesi fatta in questo scenario 3 è di aumentare la potenza installata, e quindi la producibilità potenziale annua degli impianti FV ed eolici, fino a portare la producibilità complessiva delle FER al 150% del fabbisogno annuale di 700 TWh usato negli scenari precedenti, quindi a un valore totale di 1050 TWh. Si deve notare che l'aumento di produttività FV ed eolica è pari al 54%, e non al 50%, per compensare il mancato incremento di produttività idroelettrica e geotermica imposto inizialmente.

Come si vede in figura 27 il sovradimensionamento della capacità produttiva del 50%, consentirebbe, per la settimana di marzo esaminata fin qui, di coprire l'intero fabbisogno giornaliero per la maggior parte dei giorni. Tuttavia, la copertura delle notti senza vento (si noti in particolare la notte fra lunedì e martedì) risulterebbe ancora parziale, mentre aumenterebbe notevolmente lo scarto complessivo di energia FER come riportato anche in tabella 5.

I grafici di figura 28 mostrano che nelle due settimane invernali il surplus diurno conseguito con un sovradimensionamento del 50% consentirebbe una parziale ricarica degli accumulatori e una cospicua, seppur incompleta, copertura del fabbisogno notturno anche in questi mesi.

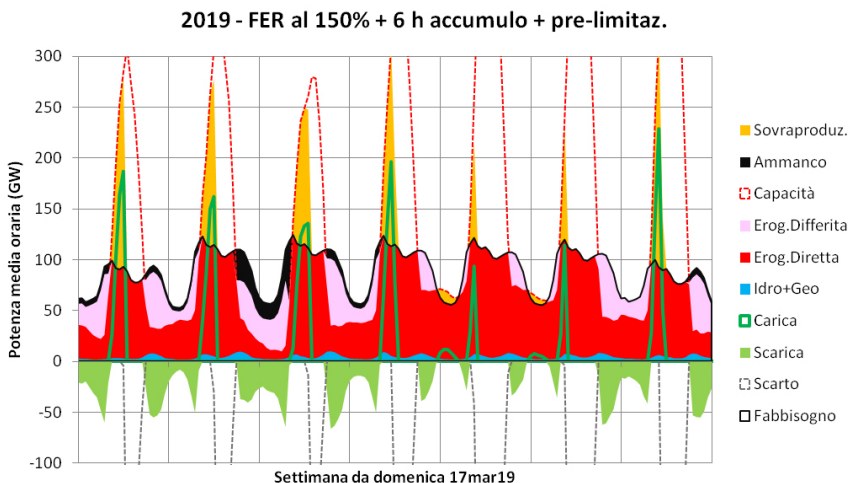


Figura 27. Effetti del sovradimensionamento sulla copertura del fabbisogno nella settimana di marzo (scenario 4).

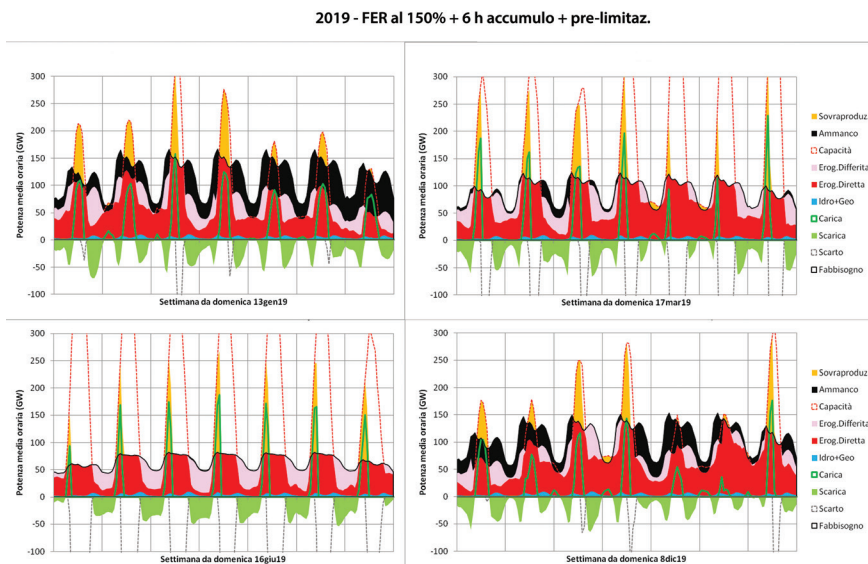


Figura 28. Effetti del sovradimensionamento nelle quattro settimane campione (scenario 4).

Il confronto fra scenari, proposto in figura 29, mostra come un sovradimensionamento della capacità del 50% aumenterebbe sensibilmente la copertura del fabbisogno nei mesi con minore insolazione sia su base oraria (curva gialla) che su base giornaliera (curva blu). Le relative curve di distribuzione (curve in rosso) mostrano un sensibile aumento della copertura rispetto alle omologhe curve dello scenario precedente (al 100%).

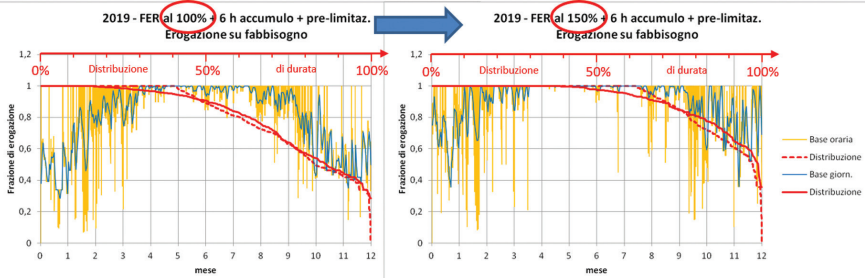


Figura 29. Effetto del sovradimensionamento sulla copertura oraria e giornaliera (scenario 4).

Tuttavia, i grafici di figura 30 mettono in evidenza che, nonostante la maggiore copertura media dei fabbisogni, anche un corposo sovradimensionamento della capacità produttiva da FER lascerebbe scoperta una quota importante del fabbisogno invernale.

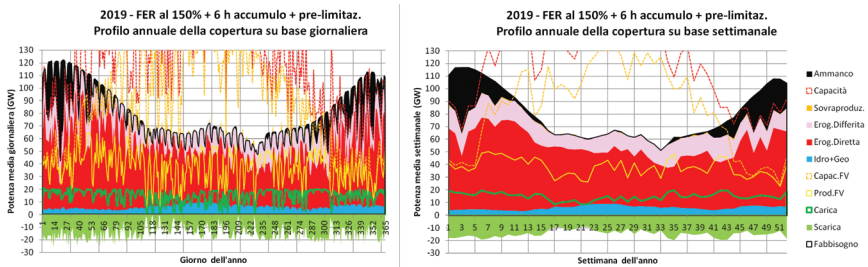


Figura 30. Copertura del fabbisogno in caso di sovradimensionamento della capacità produttiva (scenario 4).

7.5 Scenario 5. Scambio con paesi limitrofi (150%FER+acc6h+M+1fuso)

Un'altra misura considerata nello sviluppo dei nostri scenari finalizzata a migliorare la copertura del fabbisogno di elettricità è quello dell'interconnessione con i sistemi elettrici dei paesi limitrofi.

Questa interconnessione è già oggi presente, ma la quantità di potenza scambiabile è limitata. L'ipotesi è quella di potenziarla fino a condividere la massima potenza dovuta allo sfasamento della produzione solare e di quella eolica.

L'ampiezza geografica dell'interconnessione viene fissata in numero di fusi orari medi (cioè fette di superficie terrestre ampie 15°) interconnessi.

In questo scenario si considera un'ampiezza di 1 solo fuso orario ad est e ad ovest della penisola italiana, una regione che includerebbe già tutti i paesi politicamente affidabili idonei a condividere la loro produzione elettrica (figura 31).

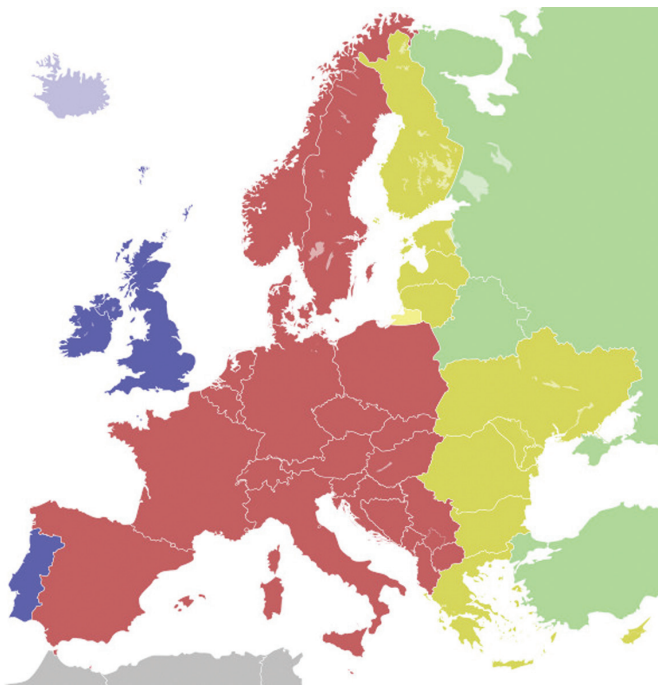


Figura 31. Fusi orari dell'Europa Occidentale.

Lo sviluppo pratico di questo scenario implica diverse ipotesi che, pur essendo ragionevoli, lo rendono meno attendibile degli altri fin qui illustrati. Infatti, non avendo dati sulla produzione oraria delle 2 regioni confinanti a est e ad ovest, si è supposto che la loro produzione da FER ricalchi quella italiana.

La completa interconnessione con i 2 fusi limitrofi significherebbe in tal caso riprofilare la produzione FV considerando altre 2 curve di produzione sfasate di 1 ora prima e dopo quella italiana.

Per quanto riguarda la componente eolica occorre fare un'ulteriore ipotesi sull'evoluzione dei gradienti barici che a loro volta determinano la velocità del vento. Per semplicità si è supposto che questi si muovano longitudinalmente alla velocità di un fuso (15°) al giorno. Pertanto, il nuovo profilo di produttività eolica è stato ottenuto mediando quello derivante dai dati TERNA con altri due profili identici sfasati di 24 ore in anticipo e in ritardo.

Il grafico a sinistra in figura 32 mostra come si modifica la capacità di produzione eolica, FV e complessiva da FER, nella settimana di marzo di riferimento, per effetto della messa in comune di queste fonti con le due regioni a est ed ovest.

Nel grafico a destra vengono invece messe in risalto le variazioni delle capacità produttive FER a disposizione del sistema italiano. Per quelle FV (curva gialla) si può contare su una maggiore disponibilità al mattino e alla sera con una potenza di picco di circa 20 GW, ma si ha un calo di circa 10 GW a metà giornata. Oscillazioni della stessa entità, ma meno regolari, si hanno per la componente eolica (curva azzurra).

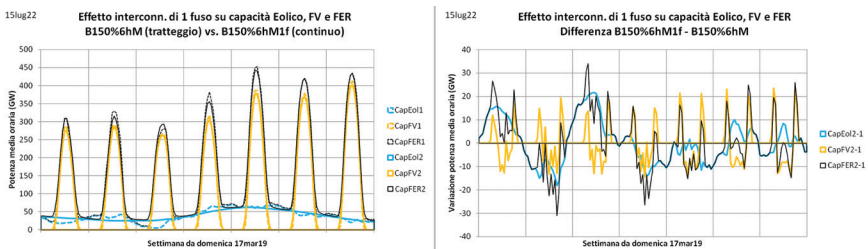


Figura 32. Effetti dell'interconnessione con i paesi entro due fusi orari ad est e a ovest sulla capacità produttiva delle FER (scenario 5).

La figura 33, relativa alla stessa settimana di marzo, mostra che l'unico effetto percepibile dell'interconnessione è di ridurre parzialmente l'ammanco dovuto al calo di produzione eolica nella notte tra lunedì e martedì.

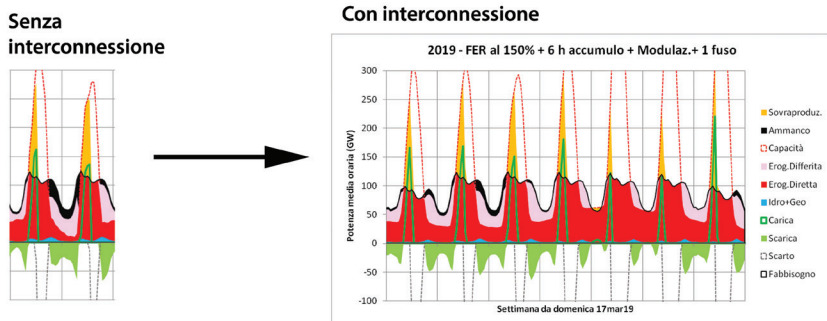


Figura 33. Effetti dell'interconnessione nella settimana di marzo (scenario 5).

In figura 34 è riportato il consueto quadro delle quattro settimane campione dell'anno 2019 nel caso in cui si attivi l'interconnessione come pensata in questo scenario.

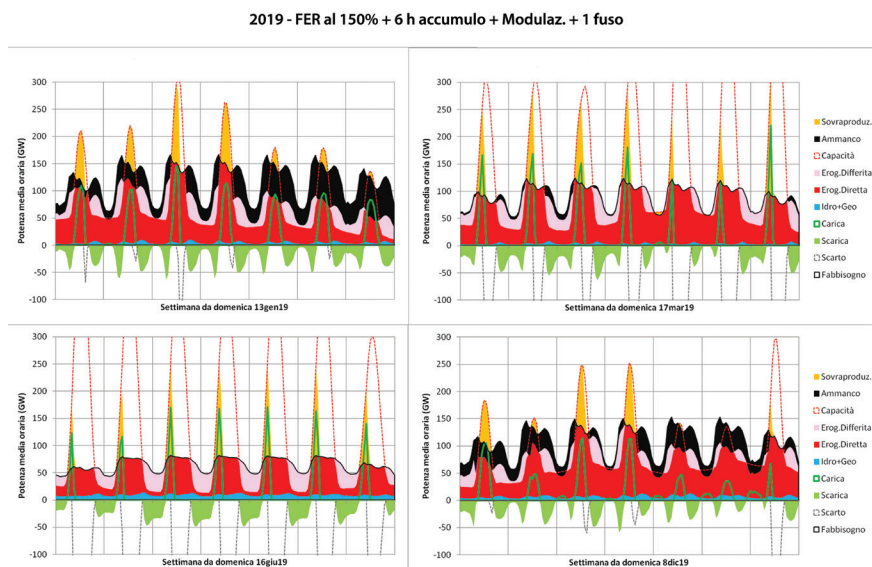


Figura 34. Copertura del fabbisogno nelle settimane campione secondo lo scenario 5.

Come si vede in figura 35, la copertura del fabbisogno a livello orario (curva gialla) e giornaliero (curva blu) è molto simile allo scenario precedente che non teneva conto dell'interconnessione. Tuttavia, la distribuzione della durata della copertura oraria (rosso tratteggiato) mostra un incremento rispetto allo scenario senza interconnessione (grafico a destra) per quanto riguarda le ore a minore copertura, tipicamente quelle a notte inoltrata, determinato soprattutto dalla condivisione transfrontaliera della produzione eolica.

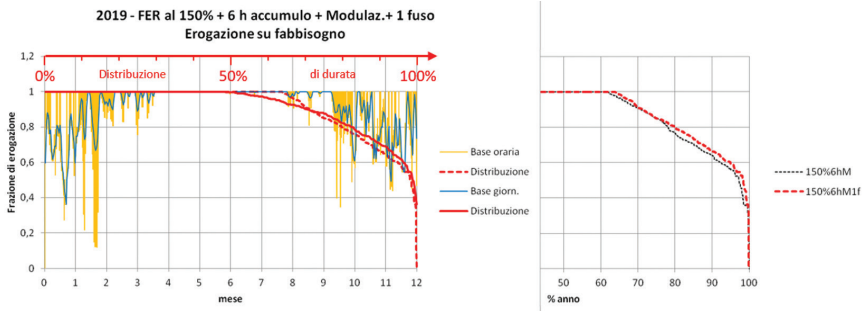


Figura 35. Copertura del fabbisogno e distribuzione nel caso di interconnessione (scenario 5).

Il miglioramento marginale del grado di copertura oraria del fabbisogno dovuto all'interconnessione lascia sostanzialmente immutata la consistenza degli ammanchi giornalieri di energia rispetto al fabbisogno base. Ammanchi che sono concentrati nella stagione più fredda, come mostrato dagli andamenti annuali dei bilanci su base giornaliera e settimanale riportati in figura 36.

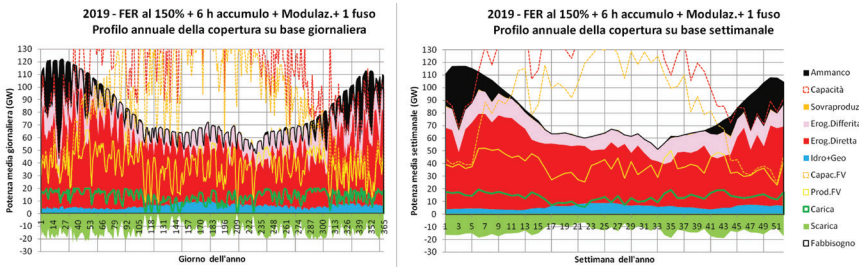


Figura 36. Copertura su base oraria e settimanale in presenza di interconnessione internazionale (scenario 5).

Per quanto riguarda il livello di carica degli accumulatori le differenze sono minime e, in ogni caso, con un apprezzabile calo della quantità accumulata rispetto allo scenario precedente.

8. Confronto fra gli scenari sviluppati nella Fase 1

I cinque scenari simulati nei paragrafi precedenti sono utili a inquadrare i problemi legati alla copertura del fabbisogno energetico in una società che, a parità di altre condizioni, intende sostituire le fonti fossili con le fonti rinnovabili, ossia che intenda effettuare la transizione energetica agendo solo sui segmenti di filiera: generazione e accumulo e non anche sul segmento consumo.

8.1 Distribuzione della copertura del fabbisogno su base oraria e giornaliera

In figura 37 è riportata la distribuzione oraria del fabbisogno nei cinque scenari sviluppati nella Fase 1.

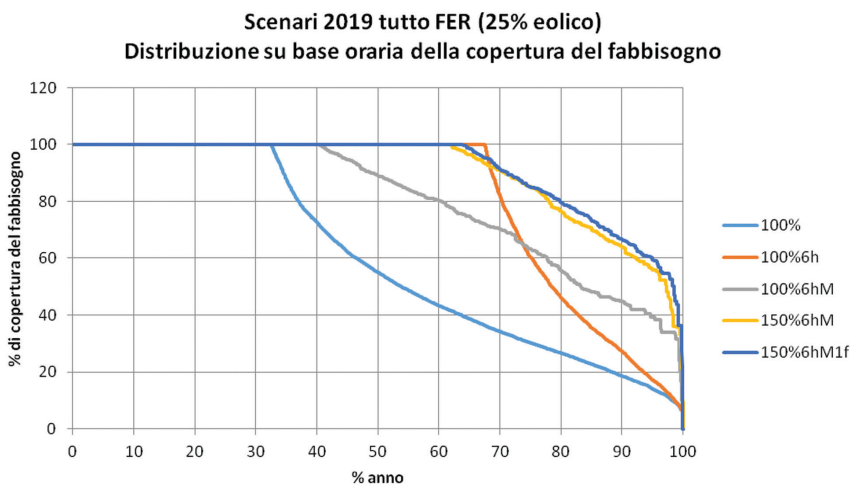


Figura 37. Distribuzione su base oraria della copertura del fabbisogno nei cinque scenari.

Come si vede tutte le misure adottate, tranne l'ultima (cioè l'interconnessione), hanno un forte impatto sulla distribuzione della durata della copertura oraria del fabbisogno.

Facendo la media giornaliera del grado di copertura (si veda la figura 38), si può vedere che le misure più efficaci sono solo quelle dell'aggiunta dell'accumulo (da scenario 1 a scenario 2) e dell'incremento della capacità produttiva FER (da scenario 3 a scenario 4).

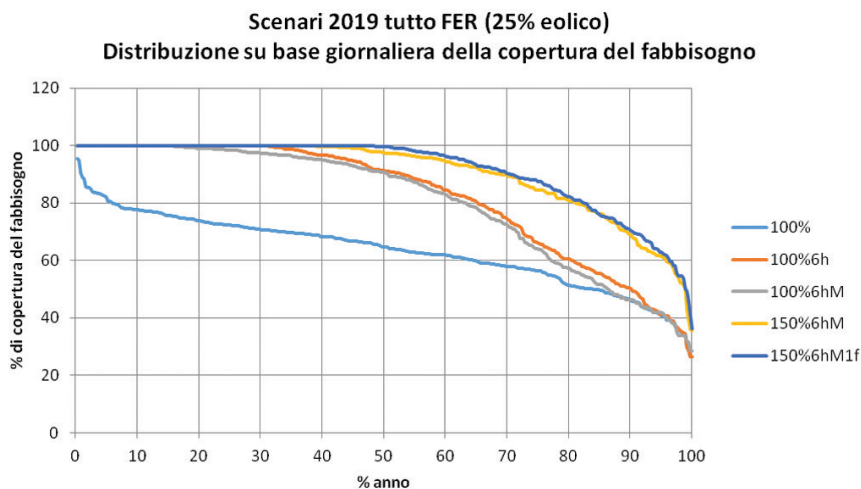


Figura 38. Distribuzione su base giornaliera della copertura del fabbisogno nei cinque scenari.

8.2 Ammanchi e capacità produttiva inutilizzata

Nelle curve di distribuzione, come quelle delle figure 37 e 38, l'area in alto a destra del grafico (area senape in figura 39) rappresenta l'entità degli ammanchi di energia rispetto al fabbisogno.

Gli ammanchi osservati sono rispecchiati in toto (nello scenario 1) o in parte nella capacità produttiva che non può essere utilizzata e viene perciò scartata. In tabella 6 sono riportati i valori delle diverse grandezze ri-epilogative dei bilanci energetici annuali per i cinque scenari della Fase 1.

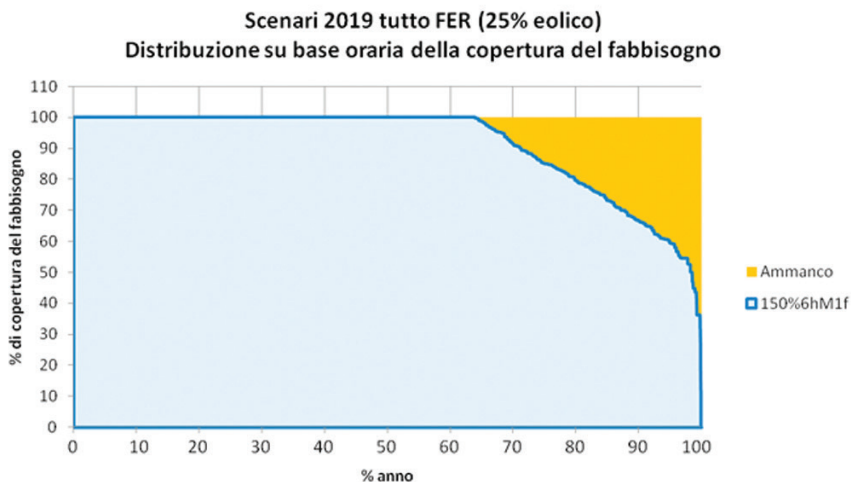


Figura 39. L'area in color senape rappresenta per ogni distribuzione della copertura di ogni scenario l'ammontare dell'ammancio di energia rispetto al fabbisogno.

Scenario	B100%	B100%6h	B100%6hM	B150%6hM	B150%6hM1f
Capacità produttiva	700 TWh	700 TWh	700 TWh	1050 TWh	1050 TWh
Capacità inutilizzata (scarto)	270 TWh	141 TWh	152 TWh	418 TWh	413 TWh
Fabbisogno scoperto (ammancio)	270 TWh	154 TWh	167 TWh	83 TWh	76 TWh
Scarto/ Ammanco	1,0	0,9	0,9	5,0	5,4

Tabella 6. Capacità produttiva, ammanchi e scarto per i cinque scenari.

Come si vede l'incremento al 150% della capacità FER fa lievitare l'energia scartata, che diventa 5 volte maggiore dell'energia mancante. Il calo a 0,9 di questo rapporto per gli scenari 1 e 2 deriva dalle perdite del 10% attribuite al processo di accumulo.

8.3 Distribuzione oraria del livello di carica

Nelle figure 40 e 41 si riporta la distribuzione del livello di carica delle batterie su base oraria e su base giornaliera per i diversi scenari.

L'adozione della modulazione preventiva (pre-limitazione) dell'energia erogata (da scenario 2 a scenario 3) estende a quasi tutte le ore dell'an-

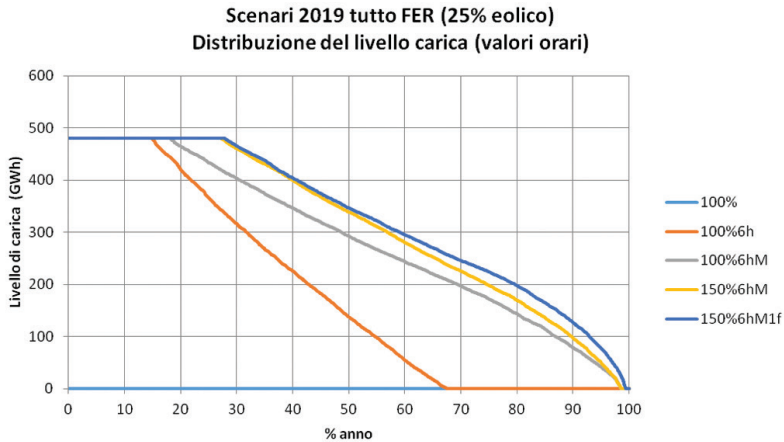


Figura 40. Distribuzione dell'accumulo su base oraria.

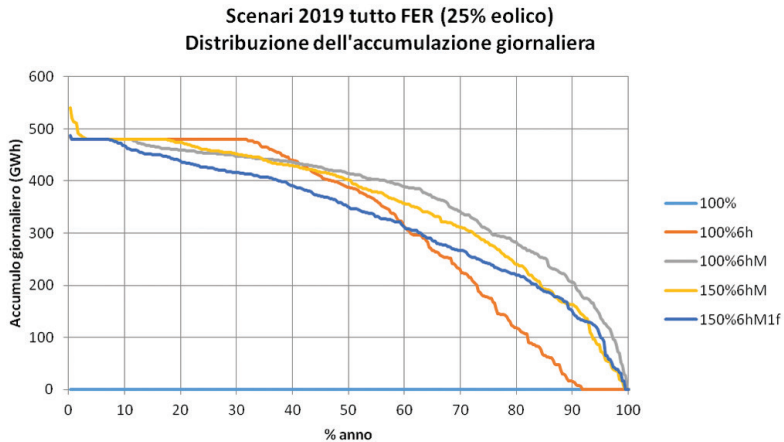


Figura 41. Distribuzione dell'accumulo su base giornaliera.

no l'impiego della capacità di accumulo (figura 40). Gli scenari 4 e 5 modificano poco questa situazione.

Ai fini dello sfruttamento della capacità di accumulo, la grandezza più significativa è l'energia che viene caricata (e quindi scaricata) ogni giorno. Il grafico di figura 41 mostra che l'incremento al 150% della capacità FER (scenario 4) e successivamente l'interconnessione (scenario 5) riducono il ricorso all'accumulo.

8.4 Consistenza degli impianti

Infine, presentiamo in forma tabellare (tabelle 7-9) i dati relativi alla consistenza materiale degli impianti presi in esame fino a questo punto in questo studio, rapportandoli a quantità facilmente apprezzabili anche dai non esperti in materia.

Fin qui, infatti le misure che caratterizzano i vari scenari sono state considerate come semplici numeri da immettere in un programma di simulazione, tuttavia ciascuno di essi ha un impatto materiale in quanto richiede la realizzazione di vasti, complessi e costosi sistemi impiantistici e/o il cambiamento di abitudini di vita consolidate da decenni.

Produzione FV	Parametro	100%FER	150%FER
Capacità produzione annuale		485 TWh	750 TWh
Potenza media		55 GW	85 GW
Fattore di capacità	0,15		
Potenza nominale installata		370 GW	570 GW
Abitanti	60 milioni		
Potenza installata pro capite		6,15 kW/ab.	9,5 kW/ab.
Potenza specifica dei pannelli	150 W/m ²		
Pannelli pro capite		41 m ² /ab.	63 m ² /ab.

Tabella 7. Consistenza degli impianti FV.

Produzione Eolica	Parametro	100%FER	150%FER
Capacità produzione annuale		162 TWh	250 TWh
Potenza media		18,5 GW	28,5 GW
Fattore di capacità	0,25		
Potenza nominale installata		75 GW	115 GW
Potenza unitaria torri	5 MW		
Numero torri		15 mila	23 mila
Abitanti	60 milioni		
Abitanti per torre		4000	2600

Tabella 8. Consistenza degli impianti eolici.

Accumulatori ioni-litio	Parametri	acc6h
Capacità di accumulo		480 GWh
Abitanti	60 milioni	
Capacità di accumulo pro capite		8 kWh
Impiego specifico di litio	160 g/kWh	
Litio pro capite		1300 g
Durata degli accumulatori	6 anni	
Litio all'anno pro capite		190 g

Tabella 9. Consistenza degli impianti di accumulo.

La capacità richiesta di produzione elettrica da fonte FV è rispettivamente di 485 e 750 TWh per gli scenari con 100%FER e 150%FER. Tradotto in area di pannelli pro capite questi valori richiedono una superficie di 41 e 63 mq rispettivamente per ciascun abitante della penisola.

Numeri che corrispondono ad aree totali occupate che eguagliano all'incirca rispettivamente l'estensione della provincia di Venezia e di quella di Firenze (figura 42).

La capacità richiesta di produzione elettrica da fonte eolica è rispettivamente di 162 e 250 TWh per gli scenari con 100%FER e 150%FER. Utilizzando torri eoliche da 5 MW (rotore di 150 m di diametro su torre da 90-100 m di altezza) occorrerebbe installare una torre ogni 4000

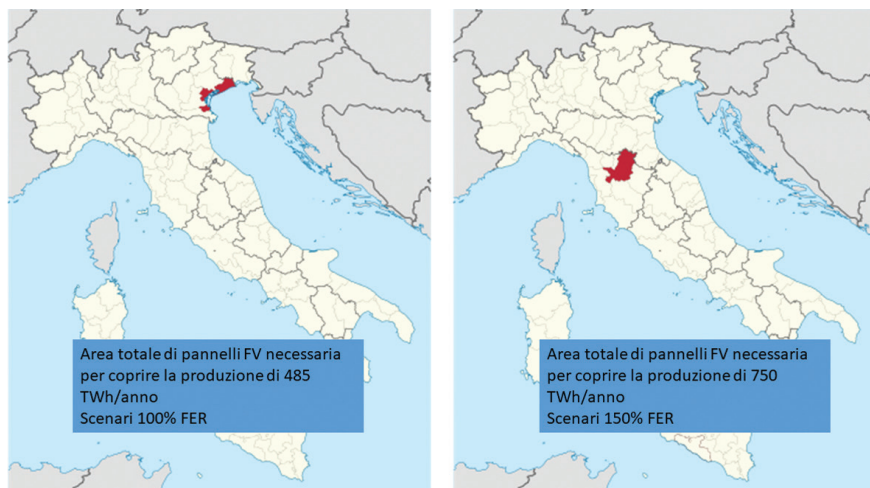


Figura 42. Rappresentazione ideale delle aree impiegate per gli impianti FV negli scenari 100%FER (provincia di Venezia) e 150%FER (provincia di Firenze).

e 2600 abitanti rispettivamente. È chiaro che raddoppiando la potenza delle singole turbine eoliche (fatto oggi tecnicamente possibile, in specie nell'off-shore) la consistenza numerica si dimezza.

Un diverso modo di rappresentare la consistenza degli impianti eolici è considerare l'estensione lineare di crinali e di off-shore necessari per la realizzazione dei parchi eolici.

Nei casi esaminati negli scenari illustrati queste estensioni in km sarebbero 7000 km lineari e 10000 km lineari rispettivamente. Tali impianti dovrebbero trovare spazio nelle aree convenienti della mappa eolica dell'Italia riportate in figura 43a per l'on-shore e 43b per l'off-shore rispettivamente.

8.5 Conclusioni

Come si vede dallo studio percorso fin qui nessuna delle misure immaginate riesce a coprire completamente il fabbisogno dell'anno 2019 sia su base oraria che giornaliera. In particolare, si osserva un eccesso di produzione nei mesi caldi della primavera estate e ammanchi di varia en-

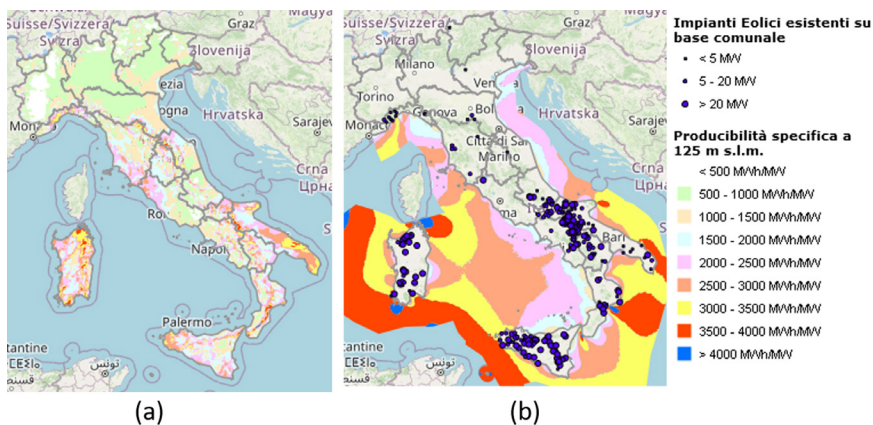


Figura 43. Carta eolica dell'Italia (fonte RSE – Atlante Eolico [34]). (a) Produttività specifica on-shore a 100 m s.l.m. (b) Produttività specifica off-shore a 125 m s.l.m. e localizzazione degli attuali impianti on-shore.

tità, ma sempre piuttosto ingenti nei mesi a bassa insolazione e nelle notti poco ventose. Le misure che possono essere adottate per ovviare a questo problema verranno affrontate nel seguito di questo documento sempre avvalendosi dei risultati del modello ScETuR su cui sono basati gli scenari fin qui esaminati.

Attualmente la copertura della domanda nei mesi autunnali invernali è affidata prevalentemente al gas naturale importato.

I consumi di gas nei mesi freddi sono attualmente circa sei volte quelli dei mesi caldi. Per un paese di media latitudine il problema è questo. In inverno non c'è abbastanza produzione FV per coprire i servizi energetici anche se in genere l'eolico è sensibilmente più produttivo nei mesi invernali e in primavera. In estate la produzione FV è sovrabbondante, tanto da non poter essere accettata in rete e quindi andare perduta.

La conclusione sintetica che si può ricavare dagli scenari è univoca: anche sovradimensionando, al di là di ogni considerazione logica, ambientale o economica, l'installato eolico e fotovoltaico, non si può sopperire agli ammanchi invernali e vi sono problemi anche nelle altre stagioni.

Come abbiamo detto ripetutamente si deve incidere maggiormente sui consumi, e in particolare sui comportamenti al consumo, e sulle tecnologie e, in primo luogo prevedere accumuli stagionali imponenti ed interconnessioni su scala almeno continentale, in un'ottica di lungo periodo. Ecco quindi, che pare opportuno un confronto fra questi scenari della Fase 1 che consideriamo introduttiva e didattica per passare nel seguito ad altri scenari più avanzati e complessi della Fase 2.

Box 4. Analisi di sensibilità sul rapporto ideale tra capacità eolica e fotovoltaica

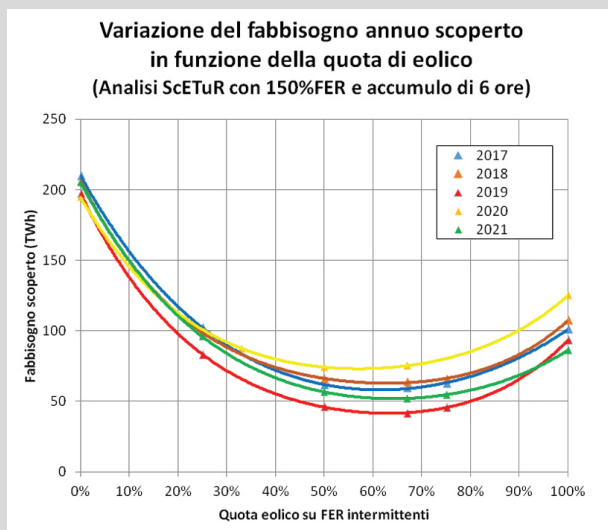
Nei 5 scenari precedenti, compresi nella Fase 1 di questo studio, il mix FV-Eolico è stato fissato al rapporto 25/75%, una ripartizione tipica degli studi di scenario relativi all'Italia. A solo titolo di commento: nel 2020 FV ed eolico in Italia hanno generato rispettivamente 25 e 21 TWh, e sono quindi in rapporto quasi paritario. Gli scenari al 2030 indicano 112 e 79 TWh; è plausibile che man mano che aumenterà la penetrazione delle FER nel sistema energetico, l'aumento del FV sarà superiore a quello eolico stante la molto maggiore disponibilità di siti idonei al FV rispetto ai siti idonei per l'eolico.

Indipendentemente da ciò, considerati i risultati sinora valutati con ScE-TuR e le criticità evidenziate in specie nella copertura del fabbisogno invernale, si è voluto a questo punto stimare quale fosse la ripartizione ideale teorica (quindi a prescindere dalle disponibilità di siti) tra queste due fonti rinnovabili.

Per far ciò, partendo dallo scenario 4 ovvero quello con un sovradimensionamento produttivo del 50%, si sono simulati diversi scenari aumentando progressivamente la quota di produzione eolica a scapito di quella fotovoltaica per verificare quale fosse l'effetto sull'entità della quota di fabbisogno che resta scoperta. Per rimuovere l'effetto della particolare distribuzione nel corso dell'anno della produttività da eolico, le simulazioni sono state ripetute per tutti e 5 gli anni che vanno dal 2017 al 2021. Si è ottenuto così il seguente grafico che mostra come, per le condizioni climatiche italiane, il mix ideale tra FV ed eolico è quello che attribuisce a quest'ultimo i 2/3 circa della capacità produttiva installata complessiva delle 2 fonti.

Tuttavia, anche in questo caso gli ammanchi pur minimizzati non vengono annullati e, a seconda della ventosità nei diversi anni (l'intensità del vento

è ovviamente più variabile dell'insolazione media ad una certa latitudine), vanno dai 50 ai 75 TWh/anno.



Nell'ipotesi di un sovradimensionamento dell'installato del 50%, la capacità produttiva annua complessiva di eolico più FV dovrebbe aggirarsi intorno ai 1000 TWh, il mix ideale richiederebbe quindi di installare circa 660 TWh di eolico. Purtroppo, questo obiettivo si scontra con il limite dovuto alla disponibilità sul territorio italiano di siti idonei alla produzione di energia eolica, che limitano tale potenzialità a circa un terzo, del suddetto valore.

Diverso potrebbe essere se o quando la tecnologia dell'eolico off-shore galleggiante si affermasse ed arrivasse a maturazione tecnologica ed economica: la disponibilità di siti idonei cambierebbe radicalmente. In questo senso l'eolico off-shore galleggiante risulterebbe un vero e proprio «change maker» (vedi figura 43b). Ma ad oggi siamo ancora distanti almeno un decennio da questo risultato.

9. Fase 2. Accumulo stagionale

Dato che gli ammanchi osservati nei mesi di minore insolazione sono compensati, e spesso più che compensati, dagli scarti dei mesi a più alta insolazione, una via d'uscita ovvia sembra essere quella dell'accumulo di energia in surplus d'estate per usarla in inverno.

Per risolvere il problema rimanendo nel perimetro italiano occorre trasferire dall'estate all'inverno decine di TWh, ovvero decine di migliaia di GWh (confrontare con l'accumulo circadiano di 480 GWh degli scenari visti fin qui). A questa scala occorre immagazzinare l'energia in forma chimica, in quanto quella elettrochimica (batterie) è troppo costosa e quella idraulica (impianti di pompaggio) ha, come visto (cfr. Box 2), potenzialità di sviluppo relativamente modeste e resta anche essa largamente insufficiente.

Il metodo proposto per l'accumulo a grande scala stagionale è in genere indicato come tecnologia «*Power to Gas*» (P2G) in quanto in genere la modalità di accumulo si realizza con la sintesi di un gas immagazzinabile. La trasformazione inversa, ovvero la combustione del gas in centrali elettriche, solitamente equipaggiate da turbogas, è indicato con «*Gas to Power*» (G2P), per cui l'intero processo di produzione di energia da FER, stoccaggio sotto forma di gas verde e suo riutilizzo per produrre elettricità in centrali turbogas viene indicato con l'acronimo P2G2P.

I gas più idonei sono idrogeno e metano verdi, ovvero prodotti totalmente da fonti rinnovabili. Il processo consiste, per ambedue le tecnologie di accumulo, nell'usare l'energia elettrica estiva in eccesso per scindere la molecola di acqua in idrogeno e ossigeno. A questo punto l'idrogeno può essere utilizzato come tale, in combinazione con l'ossigeno per alcuni processi industriali che richiedono ciclo continuo e alte temperature (siderurgia, carta, vetro, cemento, chimica⁶) e per la sintesi dei fertilizzanti azotati per i quali attualmente si utilizza prevalentemente gas naturale.

⁶ Si tratta dei settori industriali definiti «hard to abate», cioè quelli le cui emissioni di CO₂ sono più difficili da abbattere rispetto ad altri comparti industriali.

L'idrogeno potrebbe anche essere distribuito, e immagazzinato, ma, a causa della difficoltà operativa nel realizzare stoccaggi per i necessari miliardi di metri cubi, non può facilmente essere considerato per l'accumulo stagionale.

9.1 Lo schema P2M2P+CCR – Accumulo stagionale di metano e di CO₂

L'altra strategia, adatta allo stoccaggio stagionale, è la sintesi di metano verde ottenuto mediante la combinazione dell'idrogeno con la CO₂ (processo Sabatier) [35]. Per distinguere questa particolare strategia di stoccaggio stagionale tramite gas la indicheremo con l'acronimo **P2M2P**, per ricordare che il gas che viene stoccato è il metano di sintesi.

La CO₂ necessaria alla reazione Sabatier viene di solito ottenuta da impianti di produzione di biometano e altri biocombustibili. Nello schema qui descritto si assume invece che essa venga riciclata catturandola dai fumi delle centrali turbogas in cui viene utilizzato il metano di sintesi. Questa CO₂ verrebbe poi stoccata in una parte dei siti geologici attualmente utilizzati per lo stoccaggio del gas naturale e infine riutilizzata negli impianti metanatori, previa redistribuzione attraverso una rete dedicata di gasdotti, che in questo caso prenderebbero il nome di carbodotti. Questa parte dello schema verrà quindi indicata con l'acronimo **CCR**, ovvero *Carbon Capture and Reusage*, per distinguerla dal CCS (*Carbon Capture and Storage*) in cui la CO₂ viene catturata per essere stoccata permanentemente. Pertanto, il particolare schema di accumulo stagionale qui utilizzato potrebbe essere indicato anche con la sigla **P2M2P+CCR**, ma nel seguito sarà indicato con il più semplice **P2M2P**.

Questo schema richiede un ciclo abbastanza complesso costituito dai seguenti passaggi:

1. produzione di idrogeno (H₂) via elettrolisi dell'acqua attraverso l'uso del surplus di energia estivo;
2. sintesi di metano facendo uso dell'idrogeno sintetizzato al punto (1) e della CO₂ catturata al punto (5);

3. suo convogliamento e stoccaggio nelle infrastrutture di trasporto (tubi) e stoccaggio (serbatoi geologici) già esistenti;
4. uso del metano in centrali termoelettriche a ciclo combinato per coprire gli ammanchi invernali/notturni;
5. cattura della CO₂ al camino di queste centrali e, previo convogliamento in carבודotti;
6. suo stoccaggio sotterraneo in depositi geologici in attesa di un riutilizzo per la sintesi estiva di metano.

Inoltre, gli accumuli di gas prodotto, sia esso metano o idrogeno, con il surplus di energia estivo oltre che fattibili tecnicamente devono essere economicamente sostenibili. Per un accumulo stagionale che viene riempito e svuotato una volta l'anno la soluzione più semplice ed economica è quella che già viene adottata da decenni: usare i serbatoi naturali rappresentati dai giacimenti di idrocarburi esauriti. Per l'idrogeno si prospetta anche l'uso di caverne create nei giacimenti di sale, ma questi sono quasi del tutto assenti in Italia. In ogni caso, sulla scala richiesta, miliardi di metri cubi⁷, lo stoccaggio dell'idrogeno, sia in depositi artificiali che naturali pone problemi di contenimento, sicurezza, contaminazione ecc. Problemi che invece sono già largamente ed efficientemente risolti per quanto riguarda il gas naturale oggi e il futuro metano verde, domani.

Se inoltre si prospetta l'uso di metano verde generato dalla reazione di idrogeno con la CO₂ si devono immaginare due diversi e separati sistemi di stoccaggio entrambi connessi al sistema di produzione di energia (centrali termoelettriche turbogas a ciclo combinato) e a quello di produzione del metano. In figura 44 è rappresentata in forma schematica la possibile infrastruttura di accumulo che permetta di accumulare il surplus estivo

⁷ Come mostrato negli scenari precedenti, l'accumulo stagionale richiede di stoccare decine di TWh di energia. Ogni 10 TWh elettrici corrispondono a 36000 TJ elettrici, ovvero 60000 TJ di energia chimica se si ipotizza una resa di conversione del 60%. Dato che il potere calorifico dell'idrogeno è di circa 10 MJ/m³, si ricava che per ogni 10 TWh di energia elettrica da produrre occorre stoccare 6 miliardi di m³ di idrogeno.

sotto forma di metano. Dalla combinazione delle singole efficienze dei vari processi l'intero ciclo avrebbe un'efficienza non superiore al 20% (si veda il Box 6).

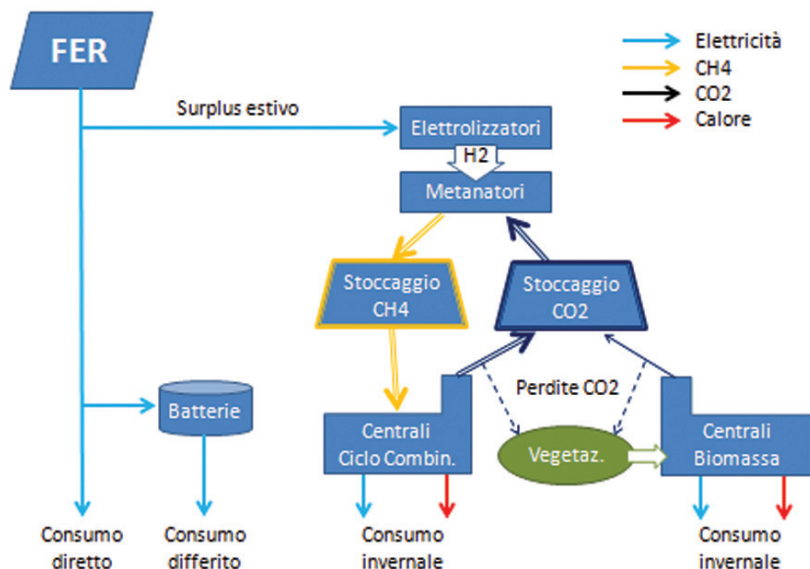


Figura 44. Sistema di accumulo P2M2P basato sul metano.

Una configurazione simile è concepibile solo con la realizzazione e la manutenzione di grandi infrastrutture. Una infrastruttura del genere che viene usata ogni sei mesi deve essere capiente e poco costosa.

Le perdite di CO₂ dal ciclo così immaginato potrebbero essere bilanciate ricorrendo ad un limitato uso della biomassa e da altre fonti come il biometano prodotto dalla FORSU⁸, dai residui delle colture agricole, ecc.

⁸ Nel 2020, dalla Frazione Organica del Rifiuto Solido Organico (FORSU) sono stati ricavati 370 milioni di m³ di biogas (Fonte: <https://greenreport.it/news/economia-ecologica/litalia-puo-ottenere-fino-a-2-3-mld-mc-lanno-di-biometano-dalla-forsu/>).

Box 5. Efficienza del processo P2M2P

Abbiamo stimato il limite superiore dell'efficienza del processo P2M2P a partire dall'efficienza energetica dei tre principali passaggi: elettrolisi, metanazione, generazione:

- elettrolisi (P2H): 75%
- metanazione (H2M): 60%
- generazione (M2P) includendo la cattura della CO₂: 45%.

L'intero processo ha dunque un limite superiore dell'efficienza pari al 20%.

Se questo dato di efficienza sembra insufficiente a sostenere una società industriale, bisogna ricordare che la prima macchina a vapore, quella di Newcomen, aveva un rendimento dello 0,7%, mentre quella migliore da lui realizzata, anni dopo, rimaneva intorno all'1%. La prima di larga diffusione, quella di Watt, aveva efficienza di pochi punti %. Le locomotive del primo decennio del XX secolo, dopo quasi un secolo di sviluppo, erano arrivate ad efficienze intorno al 15-20% con grande fatica e sofisticati sistemi di regolazione e recupero di energia. Un motore diesel attuale, automobilistico, ha efficienze intorno al 35%, in realtà assai inferiori nel ciclo reale, quando non operi a regime e carico costante. A partire da queste efficienze si sono sviluppati i processi socioeconomici che hanno interessato il mondo industriale per oltre due secoli. Il 20% indicato per il processo di accumulo stagionale, che ci libererebbe dal gas fossile, se economicamente non troppo oneroso e se limitato alla copertura dei fabbisogni notturni invernali, è un prezzo che possiamo permetterci di pagare, anche perché, come vedremo ci sono ampi margini di miglioramento, laddove si attuino strategie di contenimento differimento e riduzione dei consumi e, in generale, di efficientamento energetico.

9.2 Scenario 6. Accumulo stagionale basato sul metano verde

Proviamo quindi a sviluppare un nuovo scenario in cui è previsto l'accumulo stagionale di energia. La scelta di basare tale sistema sul metano è determinata dal fatto, già citato, che, ad oggi, solo con il metano si possono realizzare stoccaggi delle dimensioni richieste, cioè dell'ordine delle decine di TWh e caratterizzato da tempi lunghi di carico/scarico (mesi). Questo fatto è rappresentato in figura 45.

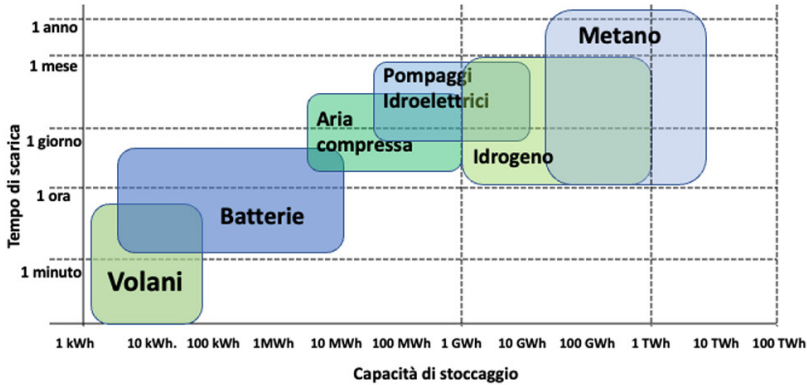


Figura 45. Confronto fra le tecnologie di immagazzinamento dell'energia. Capacità e tempo di carico/scarico [36].

Le ipotesi di base su cui si costruisce questo modello sono le seguenti:

- le fonti primarie sono esclusivamente le quattro rinnovabili degli scenari precedenti: FV, eolico, geotermico e idroelettrico. Si esclude per il momento la biomassa per semplicità espositiva.
- La capacità produttiva eolica annuale viene ora fissata cautelativamente in cifra assoluta a 160 TWh e non più al 25% della capacità complessiva di eolico più FV. Il valore di 160 potrebbe essere superato significativamente solo dal conseguimento della maturità tecnologica ed economica dell'off-shore galleggiante, conseguimento ad oggi assolutamente auspicabile ma ancora non certo.
 - I consumi termici sono completamente elettrificati.
 - Si effettua l'accumulo stagionale di energia mediante P2M2P sintetizzando e immagazzinando in stoccaggi geologici sia il metano che la CO₂ derivante dal processo, come schematizzato in figura 44.
 - Non vi sono limitazioni per il trasporto di gas ed elettricità.
 - Ci si limita al perimetro nazionale. Cioè non ci sono scambi internazionali.

I dati di input dello scenario 6 sono elencati in tabella 10:

Dato	Descrizione
700 TWh	Fabbisogno totale
150%	Capacità FER rispetto al fabbisogno → 1050 TWh
44 + 6 TWh	Produzione Idro + Geo
160 TWh	Capacità produttiva eolica
→ 840 TWh	Capacità produttiva FV
6 h	Capacità di accumulo giornaliero
90%	Resa di ciclo dell'accumulo giornaliero
30 TWh	Capacità di accumulo stagionale (resa finale)
20%	Resa di ciclo dell'accumulo stagionale
26 GW	Potenza di ricarica limite dell'accumulo stagionale
15 GW	Potenza di erogazione limite dell'accumulo stagionale
15 GW	Sistema di modulazione preventiva dell'erogazione

Tabella 10. Dati di input del modello nello scenario 6 con accumulo stagionale basato sul metano.

Il primo punto che si deve prendere in considerazione è la capienza attuale degli stoccaggi geologici nazionali di gas. Secondo i dati disponibili essa ammonta a 13 miliardi di metri cubi (Gm^3). Di cui 12 Gm^3 in capo a Snam-STO.GIT⁹ e 1 Gm^3 controllati da Edison. Assumiamo che:

- tali volumi non siano incrementabili. Un'ipotesi da verificare e probabilmente non corretta, dato che vi sono giacimenti esauriti utilizzabili ma non utilizzati, che viene scelta per congruità di approccio seguito in tutte le ipotesi: considerare solo tecnologie ed asset certamente disponibili;
- i volumi disponibili di stoccaggio siano divisi al 50% fra metano di sintesi e CO_2 catturata dai fumi delle centrali elettriche. In base a questa ipotesi sarebbero stoccabili 6,5 Gm^3 di metano che, considerando il pote-

⁹ A loro volta questi sono dati dalla differenza fra lo stoccaggio totale di 16,5 Gm^3 e gli stoccaggi strategici che ammontano a 4,5 Gm^3 .

re calorifico del metano pari a 10 kWh/m³, e un rendimento del 45% delle centrali turbogas a ciclo combinato con cattura di CO₂, corrispondono ad una quantità di energia elettrica finale di 30 TWh. In questo modo introduciamo un limite fisico agli stoccaggi che va senz'altro considerato, se poi questo limite possa essere valicato è una questione che fa parte delle ipotesi in discussione e potrà essere approfondita e precisata in una fase successiva.

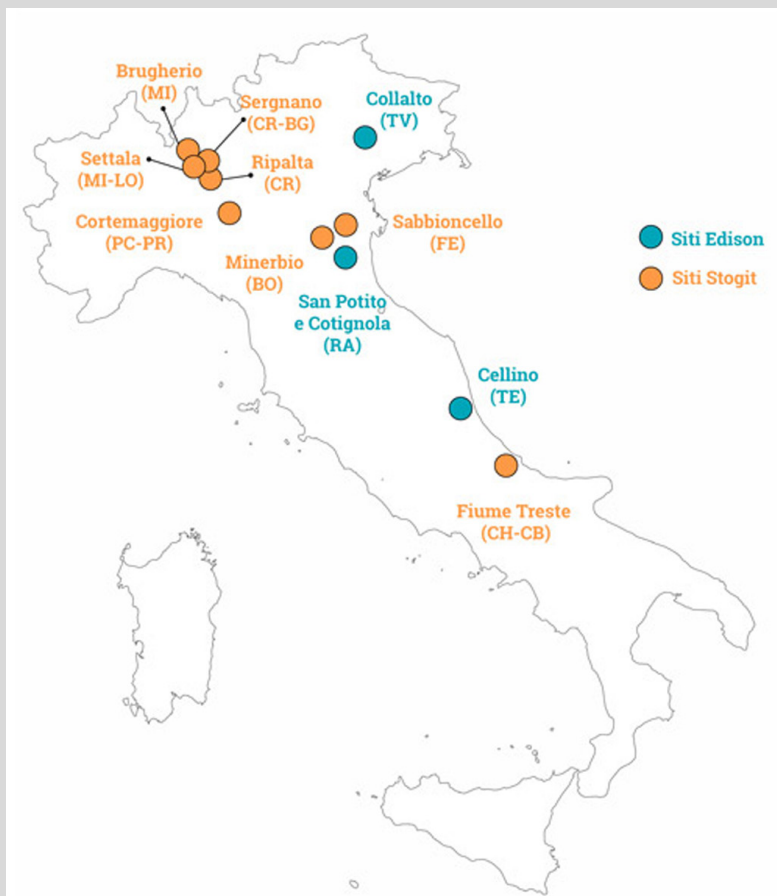
Box 6. Fattibilità dello stoccaggio geologico stagionale della CO₂ (CCR, Carbon Capture & Reuse)

L'accumulo della CO₂ nel sottosuolo nei giacimenti a gas metano esauriti, e il suo successivo recupero a scadenza stagionale, sono sicuramente fattibili. Si tratterebbe di utilizzare gli stessi campi di stoccaggio di metano attualmente operati da STO.GIT (gruppo Snam) e Edison. In Italia tali siti sono 11, dislocati in pianura padana e al piede del versante orientale degli Appennini, da Settala e Brugherio, vicino a Milano, a Collalto (TV), fino a Fiume Treste, tra Abruzzo e Molise (si veda figura sottostante presa da [20]).

A questi si potrebbero aggiungere, se insufficienti, i campi selezionati da Eni per i progetti pilota di CCS, Ravenna e immediato offshore adriatico, e altri da individuare sempre nella fascia bacinale indicata, che si prolunga fino all'offshore calabro e alla Sicilia. Si evidenzia che la tecnologia CCS avrebbe in comune la parte «capture», ma prevede un accumulo permanente di CO₂ nel sottosuolo.

È un fatto che CO₂ e metano, nonostante la differente densità si possono mescolare senza che vi sia segregazione gravitativa e la CO₂ è pienamente compatibile con le rocce serbatoio, come suggerisce la teoria (la CO₂ è molecola molto stabile e poco solubile in acqua nelle condizioni di temperatura e pressione e con la mineralogia dei giacimenti clastici italiani), e come dimostra l'osservazione geologica. Di fatto negli accumuli naturali del sottosuolo CO₂ e metano si mescolano in proporzione variabile, da CO₂ quasi pura (esistono giacimenti «giant» a CO₂, es. in Indonesia, Brasile, Vietnam, Libia) a metano puro (quest'ultimo solo quando è di origine biogenica). Il North field del Qatar (giacimento più grande del mondo) ha una percentuale di CO₂ del 20%.

Occorre tenere presente che la presenza di CO₂ implica un'elevata corrodibilità degli acciai; quindi, costi maggiori di materiale (carbodotti compresi) rispetto a un analogo progetto di stoccaggio di gas. Il metano dei campi italiani è biogenico e non contiene CO₂ così come non lo contiene quello di importazione, già processato e reso «dolce».



In figura 46 è riportato il profilo di copertura del fabbisogno su base settimanale ottenuto dalla simulazione dello scenario 6.

09nov22

2019-150%FER,E160T,acc6h,AStag:30T/26-15G
Profilo annuale della copertura su base settimanale

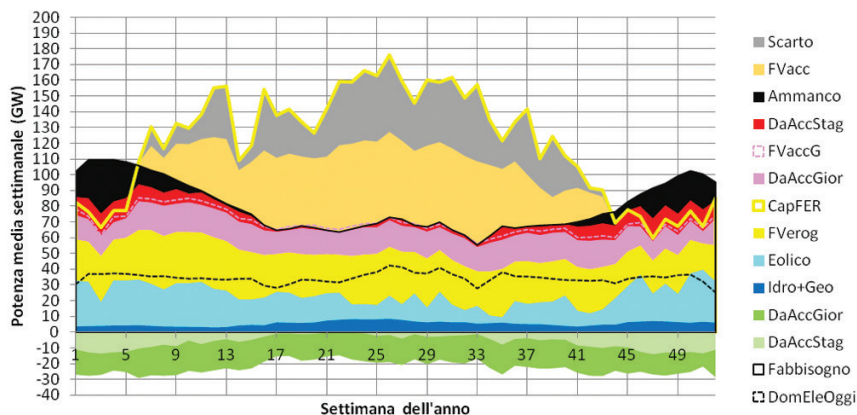


Figura 46. Profilo annuale della copertura energetica su base settimanale.

Allo scopo di agevolare l'interpretazione dei grafici della Fase 2 e il loro confronto con gli omologhi grafici della Fase 1, si precisa che le grandezze rappresentate nei grafici relativi agli scenari della Fase 2 differiscono leggermente rispetto alla Fase 1, lo stesso vale per alcuni colori. In particolare, nella Fase 2 vengono rappresentate separatamente le produzioni da FV (in giallo) ed eolico (in celeste) erogate direttamente ai consumi finali, mentre nei grafici di Fase 1 queste erano indistinte e rappresentate in rosso. Il rosso nella Fase 2 viene invece utilizzato per mettere in evidenza la produzione di energia da centrali turbogas alimentate con metano verde proveniente dall'accumulo stagionale. Il colore lilla continua a rappresentare l'erogazione in rete di energia proveniente dalle batterie dell'accumulo giornaliero, così come il nero rappresenta ancora l'ammanco di energia, ovvero la parte di fabbisogno che resta scoperta. I surplus di energia rispetto ai consumi, essendo interamente provenienti da fonte FV, vengono rappresentati da diverse gradazioni di ocra.

Nei grafici settimanali, più dettagliati, due diverse gradazioni distinguono l'energia assorbita dalle batterie (accumulo giornaliero) da quella

utilizzata per produrre idrogeno (accumulo stagionale). La parte di surplus non accumulabile è rappresentata in grigio. Al di sotto dell'asse x le fasce verdi mettono in evidenza (invertendolo di segno, il contributo alla copertura del fabbisogno proveniente dall'accumulo stagionale (verde chiaro) e giornaliero (verde scuro)). Passando alle curve, quella nera continua rimarca il fabbisogno di energia, mentre quella gialla la capacità produttiva complessiva dalle 4 FER considerate. Infine, sul profilo annuale a base settimanale, una curva nera tratteggiata riporta per confronto il consumo globale di energia elettrica registrato nel 2019.

Dalla figura 46 si vede che l'accumulo stagionale, nella dimensione imposta dallo stato attuale degli stoccaggi, permette di alleviare, ma non eliminare, il problema dell'ammancio di energia nei mesi a bassa insolazione.

Il bilancio energetico annuale è riportato in figura 47.

Bilancio energetico annuale

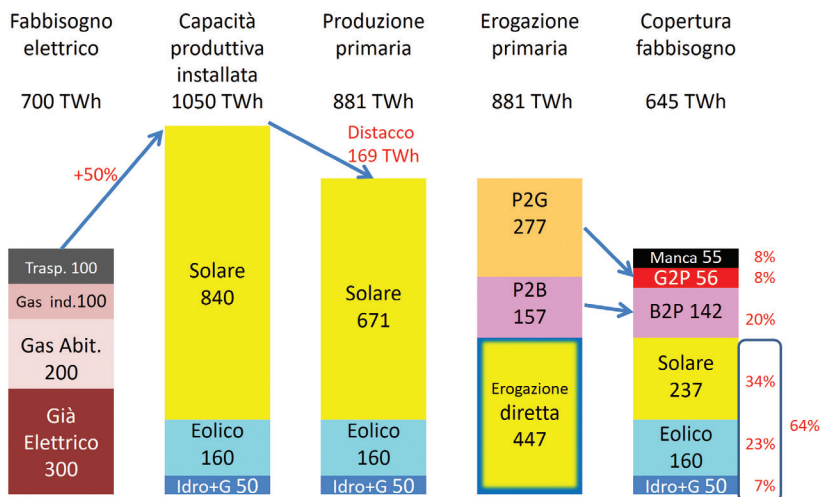


Figura 47. Bilancio energetico annuale nello scenario 6.

Nella prima colonna è riportato il fabbisogno, cioè l'energia finale d'uso o gli «Energy Services» di figura 1, distinti per settore nella frazione che è oggi coperta dai combustibili fossili e che dovrebbe essere intera-

mente elettrificata a transizione compiuta. La seconda colonna rappresenta la capacità produttiva installata per coprire quel fabbisogno con una capacità sovradimensionata del 50% rispetto ai 700 TWh della prima colonna. La terza colonna rappresenta la produzione primaria di energia in cui si osserva uno scarto di 169 TWh nella produzione da fotovoltaico (solare) rispetto alla capacità produttiva della seconda colonna. Nella quarta colonna la produzione primaria è distinta nelle diverse modalità di erogazione: erogazione diretta al consumo finale, accumulo circadiano (in batterie), accumulo stagionale (Power to Gas: P2G). Infine, la quinta colonna rappresenta il livello di copertura del fabbisogno per l'erogazione diretta dalle fonti rinnovabili e dai due sistemi di accumulo (circadiano e stagionale). L'ammanco totale ammonta a 55 TWh. Una quantità che corrisponde solo all'8% del consumo totale, ma che si concentra nei mesi freddi ed è perciò tutt'altro che trascurabile.

Data la dimensione del problema e l'efficienza del sistema di accumulo/generazione P2M2P, per coprire questi ammanchi non basterebbe raddoppiare gli stoccaggi esistenti. Senza contare ovviamente che a monte di questi stoccaggi va creata una infrastruttura industriale di assoluta rilevanza.

Inoltre, se anche riuscissimo ad immagazzinare totalmente l'energia solare scartata (i 169 TWh della terza colonna) generando altro metano non riusciremmo a coprire interamente l'ammanco di 55 TWh.

In figura 48 è riportato il profilo dei consumi su base oraria della settimana di marzo¹⁰.

Dalla figura si vede che nella notte fra lunedì e martedì e in quella successiva, pur con l'intervento delle centrali turbogas (in rosso), la scarsità di vento determina una carenza energetica sul fabbisogno. Rispetto alle figure omologhe degli scenari precedenti è riportata in basso e in nero la percen-

¹⁰ Va tenuto conto che le 4 settimane campione degli scenari di Fase 2 differiscono leggermente da quelle selezionati per la Fase 1. Le settimane iniziano il lunedì, secondo la convenzione italiana e internazionale, e non più di domenica. Per l'ultima settimana, quella di dicembre, è stata selezionata la settimana del 16 dicembre 2019, che presenta maggiori criticità della precedente.

tuale di carica delle batterie, la strategia di modulazione dell'erogazione, cioè della limitazione preventiva del consumo per permettere una maggiore carica delle batterie, mira a massimizzare il ciclaggio delle batterie.

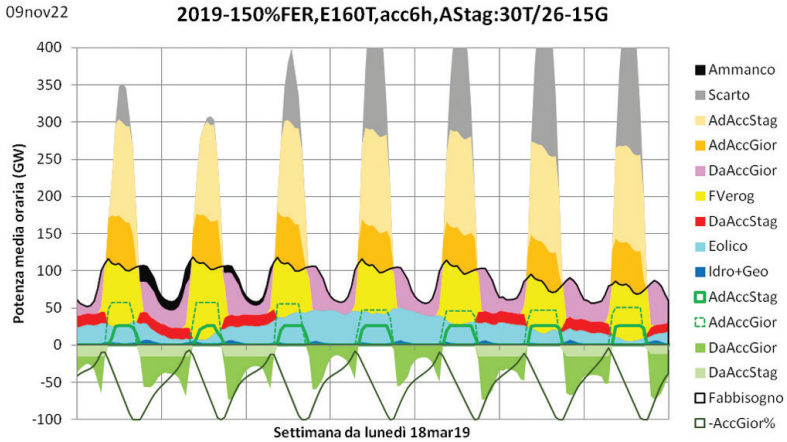


Figura 48. Profilo orario nella settimana dell'equinozio di primavera.

In figura 49 è riportato il profilo orario delle quattro settimane campione.

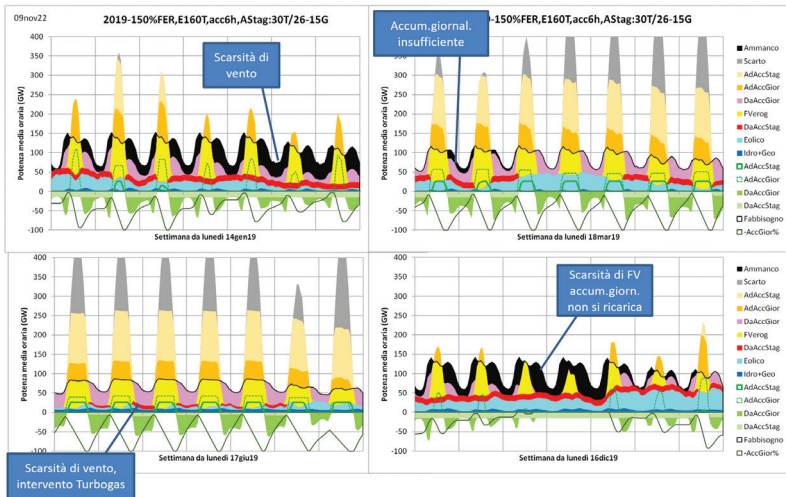


Figura 49. Profilo orario dei consumi nelle 4 settimane campione.

È interessante notare che le turbogas intervengono in qualche misura in tutte le settimane campione, anche nella settimana di giugno per coprire il mancato contributo dell'eolico causato dalla scarsità di vento.

In figura 50 si presenta il profilo medio giornaliero del mese di gennaio nel quale per un paio d'ore prima dell'alba e per più ore dopo il tramonto vengono a mancare circa 60 GW di potenza, nonostante i circa 50 GW erogati dai sistemi di accumulo circadiano e stagionale.

10nov22

2019-150%FER,E160T,acc6h,AStag:30T/26-15G
Profilo medio giornaliero di gennaio

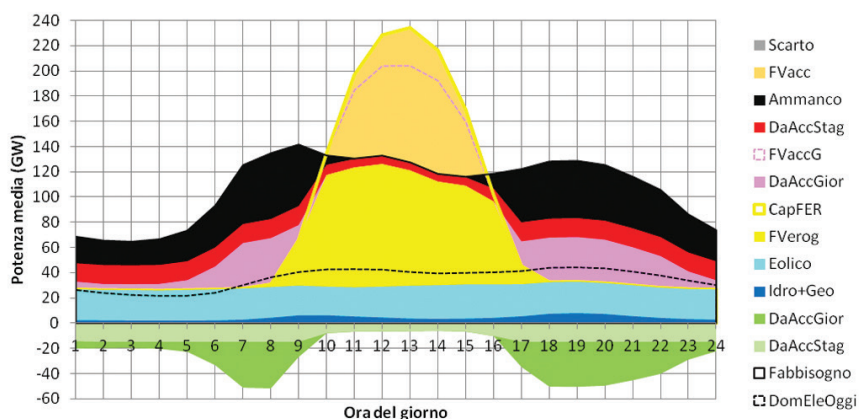


Figura 50. Profilo medio giornaliero di gennaio.

È importante osservare il grado di utilizzo dell'infrastruttura di accumulo pensata in questo scenario. In figura 51 è riportato il dettaglio dell'operatività del sistema di accumulo stagionale. Come si vede la produzione di metano di sintesi avviene lungo quasi tutto l'anno, ma gli impianti lavorano a pieno carico (26 GW) solo per due mesi (curva rossa continua).

Le centrali turbogas sono attive, come logico, soprattutto in autunno-inverno (ma si veda la figura 49 per le eccezioni in marzo e giugno) e operano a piena potenza (15 GW) per quattro mesi. La curva verde di figura 51 rappresenta il livello di carica degli stoccaggi stagionali.

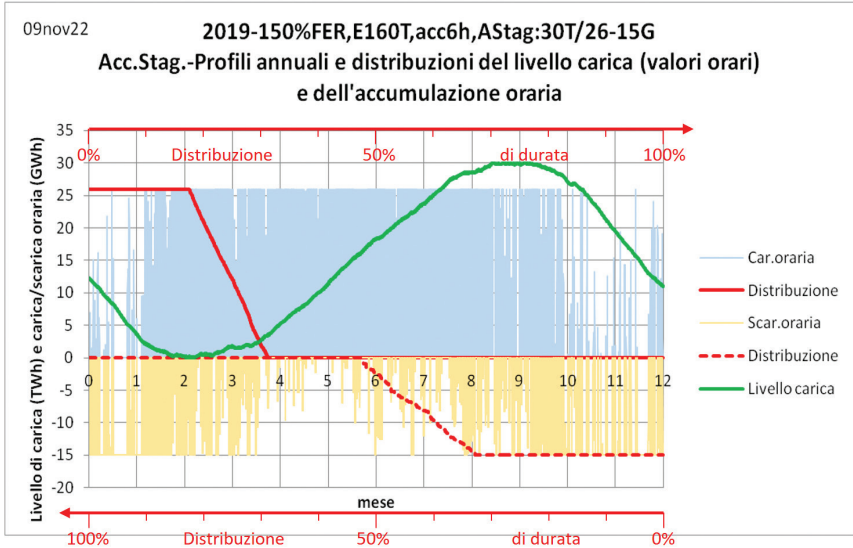


Figura 51. Operatività del sistema di accumulo P2M2P+CCR.

Le curve di figura 51 consentono anche di comprendere i motivi per cui tra i dati di input elencati in Tabella 10 è stato scelto di limitare la potenza di carica del sistema P2G di accumulo a 26 GW (riferiti alla potenza elettrica finale erogabile in rete) e quella di scarica, ovvero del sistema G2P di produzione di energia elettrica, a 15 GW (intesi al netto della quota di energia elettrica del 25% che dovrà essere impiegata in loco per separare la CO₂ dai fumi delle turbogas). Tali valori sono stati infatti determinati, facendo girare più volte il codice di simulazione con diversi valori di tentativo, in modo che la curva verde, che rappresenta il livello di carica del sistema, ovvero di riempimento dei serbatoi geologici destinati all'accumulo del metano¹¹, lambisca i due limiti estremi di tutto pieno e tutto vuoto. A tale scopo è necessario che le pendenze dei tratti in discesa e in salita siano opportunamente calibrate e tali pendenze dipendono per l'appunto dalle potenze rispettivamente di «scarica» e di «ricarica» del sistema di accumulo.

¹¹ Per la curva di riempimento della parte di serbatoi geologici dedicati allo stoccaggio stagionale della CO₂ l'andamento è complementare.

Oltre ad una capacità produttiva e di stoccaggio nel sistema P2M2P è necessaria anche una capacità di idrolizzazione, ovvero di produzione di idrogeno verde da elettricità. Essendo la capacità oraria di produzione di gas di 26 GW di energia elettrica finale e la resa globale del 20%, ne consegue che sono necessari idrolizzatori per 130 GW (ben 1,6 volte la potenza media annuale erogata agli usi finali). La curva rossa continua della figura 51 mostra che essi opererebbero a piena potenza per appena 2 mesi all'anno. Un ulteriore accumulo giornaliero di energia consentirebbe di dimezzare la potenza degli idrolizzatori e di estendere il loro fattore di utilizzo, ma aumenterebbe il costo e ridurrebbe ulteriormente l'efficienza globale dell'accumulo. In figura 52 è riportata la situazione descritta sopra.

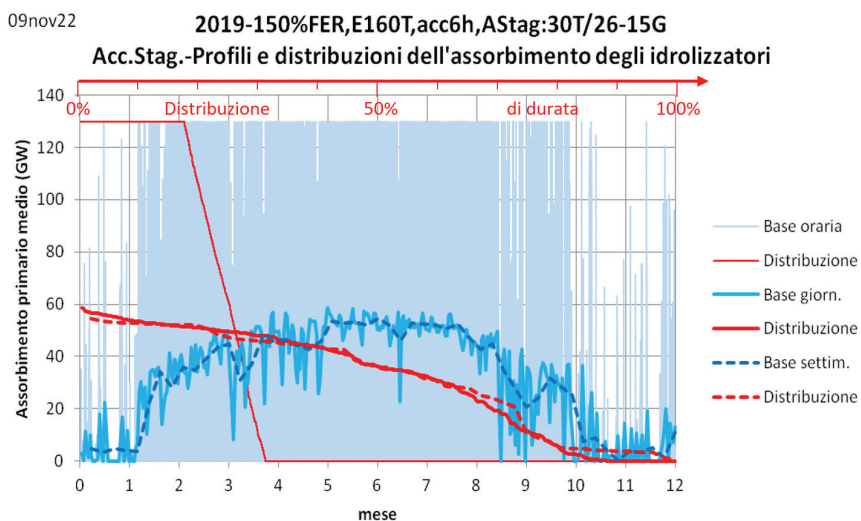


Figura 52. Profili di assorbimento orari e giornalieri e relative curve di distribuzione degli idrolizzatori.

La consistenza degli impianti necessari nello scenario P2M2P (scenario 6) è riassunta nella tabella che segue.

			Note
Produzione FV	Capacità di produzione annuale	840 TWh	
	Potenza media	96 GW	su 8760 ore
	Potenza nominale installata	640 GW	Fattore capacità = 0,15
	Potenza installata pro capite	10,6 kW/ab	Abitanti = 60 milioni
	Pannelli pro capite	71 m²/ab	Pot. spec. = 150 W/m ²
Produzione Eolica	Capacità di produzione annuale	160 TWh	
	Potenza media	18,3 GW	su 8760 ore
	Potenza nominale installata	73 GW	Fattore capacità = 0,25
	Numero torri	15 mila	Torri da 5 MW
	Abitanti per torre	4000 ab/torre	Abitanti = 60 milioni
Accumulo circadiano con batterie ioni-litio	Capacità di accumulo	480 GWh	6 ore a 80 GW
	Capacità di accumulo pro capite	8 kWh/ab	Abitanti = 60 milioni
	Litio pro capite	1300 g/ab	Impiego Li = 160 g/kWh
	Litio all'anno pro capite	190 g/ab/y	Vita batterie = 6 anni
Accumulo stagionale P2G2P con sintesi metano	Capacità di accumulo	30 TWh	Stoccaggi di CH ₄ e CO ₂
	Idrolizzatori	130 GW	25mila da 5,3 MW
	Metanatori	100 GW	17mila da 6 MW
	Turbogas	15 GW	+ 5 GW per separ. CO₂

Tabella 11. Consistenza dei principali sistemi dello scenario P2M2P+CCR.

A scopo esemplificativo dell'entità degli impianti necessari in questo scenario nella figura 53 si riporta la foto di un idrolizzatore commerciale le cui specifiche tecniche sono riportate in tabella 12.



Figura 53.
Elettrolizzatore HydrogenPro [37].

Producibilità	1100 Nm ³ /h (100 kg) di H ₂
Energia elettrica assorbita	5,3 MW
Resa energetica	74%
Resa rispetto al limite teorico	93%
Prezzo unitario	1,25 M\$

Tabella 12. Alcune specifiche tecniche dell'idrolizzatore di figura 53.

Per coprire il fabbisogno di 130 GW occorrerebbero circa 25000 idrolizzatori come quello di figura 53.

In figura 54 riportiamo foto e schema d'insieme di un impianto metanatore.



Figura 54. Impianto metanatore Audi-e-gas di Wertle (D) [38].

Nella tabella 13 sono riportate le specifiche tecniche dell'impianto metanatore di figura 54.

Sezione elettrolizzazione	
Elettrolizzatori	6 MW (3 unità da 2 MW)
Produzione di idrogeno	1310 Nm ³ /h
Capacità di accumulo locale di H ₂	6 MWh/h

Sezione metanazione	
CO ₂ in ingresso	325 Nm ³ /h
Produzione di CH ₄	325 Nm ³ /h
Efficienza totale da elettricità a metano	54%

Tabella 13. Impianto metanatore [38].

Per assorbire i 130 GW stimati occorrerebbero circa 22.000 impianti del genere.

Nel quadro delle ipotesi su cui si basa lo scenario P2M2P illustrato fino a questo punto, nel quale il principale limite è costituito dalla capacità di accumulo che abbiamo assunto eguale a quella esistente oggi di 16 Gm³ di gas naturale negli stoccaggi di SNAM ed Edison, si continua a manifestare una carenza energetica rispetto al fabbisogno energetico odierno, stimato nel modo descritto nei capitoli iniziali.

L'analisi di tale carenza è dettagliata in figura 55.

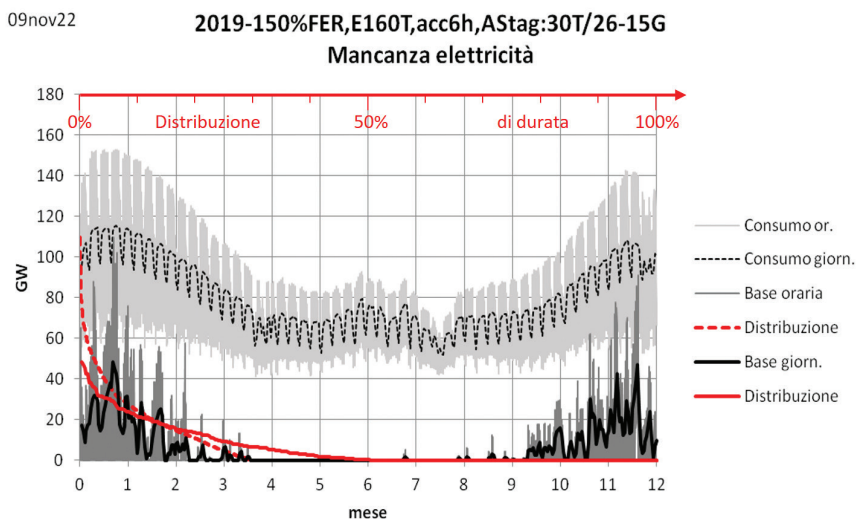


Figura 55. Analisi della carenza di energia erogata.

Il grafico di figura 55 mette a confronto la carenza su base oraria e giornaliera con il consumo orario richiesto. Da ottobre a marzo si susseguono diversi periodi di carenza più o meno continua e prolungata. Complessivamente la carenza assomma all'8% del fabbisogno totale, ma con picchi di carenza di potenza su base oraria e giornaliera che oltrepassano rispettivamente i 100 GW e 45 GW. Vengono a mancare complessivamente 55 TWh di energia, che sono solo circa l'8% del fabbisogno annuale, ma con un picco orario di 110 GW. I modi di affrontare il problema sono molteplici:

- si può ipotizzare una **redistribuzione dei consumi** nel corso delle 24 ore che potrebbe abbassare il picco a circa 50 GW.
- **Importazione di elettricità**: che però attualmente ammonta a soli 40-42 TWh e per di più è spalmato in tutto l'anno nelle ore di eccesso di produzione dei paesi transalpini, con un massimo di potenza di 10 GW, che però è quasi tutta potenza notturna.
- **Importazione di gas (naturale o di sintesi)**: ma richiede un parco turbogas aggiuntivo di decine di GW con fattore di utilizzo molto basso.
- **Produzione di bioenergia**: fonte su cui fanno affidamento diversi scenari istituzionali italiani ed europei. Resta però il problema dell'ingente parco centrali da utilizzare per pochi mesi e delle modalità di raccolta e stoccaggio di grandi quantità di biocombustibile, nonché l'immissione di carbonio in atmosfera dovuto al forte sfasamento temporale tra il momento della combustione e quello del possibile riassorbimento tramite la fotosintesi delle piante messe a dimora.

9.3 Conclusioni riguardanti lo scenario P2M2P

L'accumulo P2M2P è considerato attualmente l'unico in grado di accumulare energie dell'ordine delle decine di TWh per periodi di molti mesi e quindi di contribuire alla carenza invernale di energia rinnovabile. Tuttavia, l'applicazione di questo sistema ad un ipotetico scenario italiano in cui si assume che una domanda di energia simile per entità e profilo

a quella del 2019 venga soddisfatta solo da energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico e geotermico) lascerebbe scoperta una quota importante di richiesta (circa l'8%), concentrata nel semestre più freddo e soprattutto di notte, con periodi di prolungata penuria di energia durante i periodi di scarsità di vento.

Oltre a ciò, il sistema P2M2P coprirebbe solo l'8% del fabbisogno di energia su base annuale, con un rendimento finale di energia elettrica pari al 20% di quella iniziale e avendo bisogno di un imponente investimento in infrastrutture che opererebbero con un bassissimo fattore di produzione e quindi con alti costi operativi.

I risultati quindi di ScETuR in Fase 2 sono migliori di quelli di Fase 1 (l'ammacco di energia è diminuito da 76 TWh, corrispondenti al 11% del fabbisogno a 55 TWh, corrispondenti all'8%), ma le indicazioni qualitative che emergono sono le medesime:

- aggiungere al sistema surplus di impianti e inserire tecnologie di stoccaggi di breve e lungo periodo mitiga il problema ma non lo risolve completamente;
- occorre progettare la transizione energetica agendo anche sul segmento *domanda* e non solo sul segmento *generazione*.

Di conseguenza sarà necessario definire delle strategie energetiche che si concentrino sul lato della domanda, oltre che su quello dell'offerta. Affrontiamo questo tema nei paragrafi seguenti.

10. Prospettive di riduzione del fabbisogno via efficienza e risparmio

Distinguiamo misure di efficienza, che garantiscono lo stesso livello di servizi con minore spesa energetica e misure di risparmio, o sobrietà, che riducono *tout court* i consumi tagliando gli sprechi e le stravaganze del consumismo energetico.

Fra le prime si può immaginare l'applicazione generalizzata di tecnologie esistenti: dall'illuminazione con lampade a basso consumo, all'uso di pompe di calore ovunque sia possibile (le potenzialità di sviluppo della fonte geotermica in questo settore sono considerate incoraggianti), all'efficientazione energetica del patrimonio edilizio esistente, all'uso generalizzato del teleriscaldamento. Da notare è il fatto che, nel febbraio 2023, il parlamento europeo ha approvato la direttiva EPBD («*Energy Performance of Building Directive*») [39] che stabilisce i tempi e i modi con cui i paesi dell'Unione Europea dovranno mettere in atto le misure di efficientamento energetico delle abitazioni e del resto dell'edilizia.

Fra le seconde vi sono provvedimenti già in atto nell'inverno 2022-23 con la limitazione delle temperature interne di edifici e uffici, e dei tempi di accensione delle caldaie. Provvedimenti che sono già stati digeriti dalla società come necessari, in ragione dei costi crescenti dell'energia, ma che, come spesso accade ai fenomeni ineluttabili, entrano a far parte della cultura condivisa. Possibili riduzioni di consumo sono pensabili per il trasporto con una riduzione dei consumi determinata semplicemente, quindi anche a flotta automobilistica invariata, da un minore numero di km percorsi per anno, favorita anche dall'evoluzione della mobilità urbana.

Evoluzione che è un fenomeno sociale già largamente in fase di espansione con l'uso di mezzi elettrici sia per uso individuale che per uso commerciale, nella gamma bassa biciclette e monopattini nella gamma alta veicoli elettrici. I veicoli elettrici possono dare un contributo anche all'accumulo circadiano attraverso il cosiddetto V2G (*Vehicle to Grid*) [40]-[42], una tecnologia che può alleviare i problemi rilevati negli scenari precedenti, in particolare per quanto riguarda la consistenza degli impianti di accumulo e di distribuzione della domanda, ma questo contributo è, al momento, difficilmente quantificabile essendo dipendente da fattori quali: l'entità della flotta di Veicoli Elettrici, le caratteristiche tecniche delle infrastrutture di ricarica e della rete di distribuzione ecc.

Al momento è impossibile prevedere tutti i provvedimenti legislativi, le modifiche di comportamento al consumo e gli sviluppi tecnologici che

possono aiutare nella strada verso la riduzione dei consumi per efficientamento e per sobrietà. Il tutto ci induce comunque a pensare che in ogni caso gli scenari che nascono dal modello ScETuR siano pessimistici. Immaginiamo perciò uno scenario in cui i consumi 2019 siano dimezzati.

10.1 Scenario 7. Consumi dimezzati

Il profilo del fabbisogno dimezzato di energia del paese è quello riportato in figura 56 nella quale sono rappresentate le diverse componenti che vanno a formare la domanda.

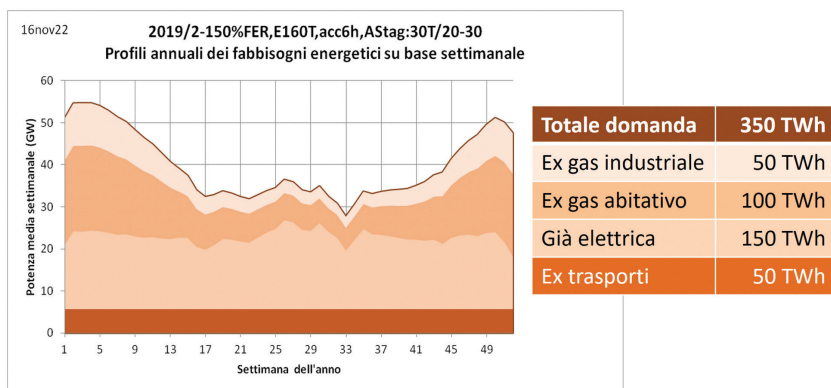


Figura 56. Profilo della domanda di energia dimezzato diviso nelle componenti.

Tale scenario si costruisce su quelli precedenti, cioè assumendo l'adozione di tutte le misure immaginate: accumulo circadiano, accumulo stagionale, modulazione dei consumi, ecc. Il confronto fra lo scenario che andiamo a sviluppare e quello precedente (scenario 6 o P2M2P) è riassunto in tabella 14.

Dato	Descrizione	Era
350 TWh	Fabbisogno totale	700 TWh
150%	Capacità FER rispetto a fabbisogno → 1050 TWh	=
44 + 6 TWh	Produzione Idro + Geo	=

160 TWh	Capacità produttiva eolica	=
→ 315 TWh	Capacità produttiva FV	840 TWh
6 h	Capacità di accumulo giornaliero	=
90%	Resa di ciclo dell'accumulo giornaliero	=
30 TWh	Capacità di accumulo stagionale (resa finale)	=
20%	Resa di ciclo dell'accumulo stagionale	=
20 GW	Potenza di ricarica limite dell'accumulo stagionale	26 GW
30 GW	Potenza di erogazione limite dell'accumulo stagionale	15 GW
modulazione	Sistema di modulazione preventiva dell'erogazione	=

Tabella 14. Confronto fra i dati di input dello scenario 7 e quello dello scenario 6.

Come si vede dalla figura 57 che riporta il confronto fra lo scenario 6 e quello presente, con un dimezzamento dei consumi (qualsiasi sia il modo di ottenerlo) gli ammanchi sono totalmente azzerati e l'esubero produttivo è fortemente ridotto. La domanda annuale è di poco superiore ai consumi elettrici del 2019 (linea tratteggiata) e il contributo dell'eolico risulta aumentato in percentuale.

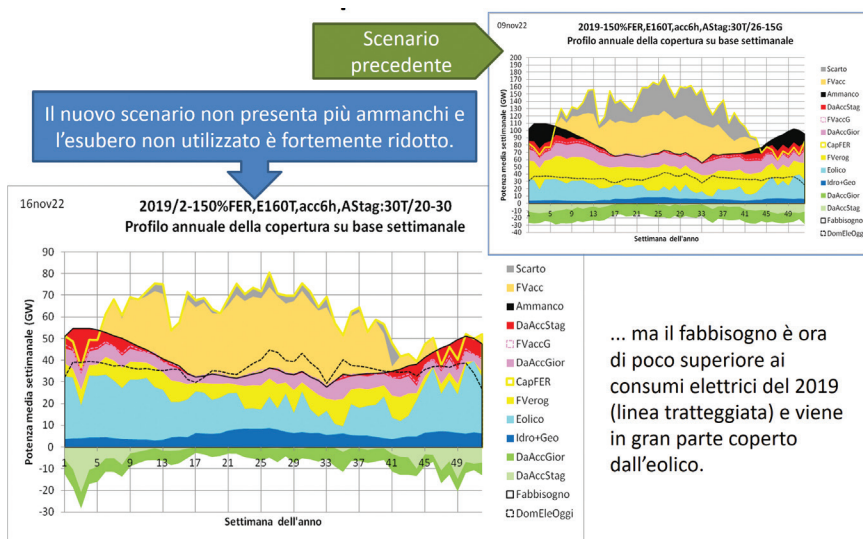


Figura 57. Confronto fra lo scenario 7 (consumi dimezzati) e lo scenario 6 (P2M2P).

Le diverse voci del bilancio energetico annuale sono dettagliate in figura 58 dove si fa anche un confronto con lo scenario 6 (figura 58b).

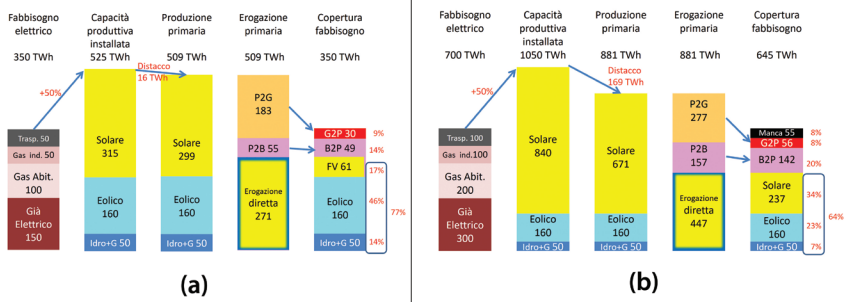


Figura 58. Bilancio energetico a) Scenario 7 consumi dimezzati b) scenario 6 fabbisogno 700 TWh con accumulo stagionale.

La copertura dei profili orari nelle quattro settimane campione sono riportati in figura 59.

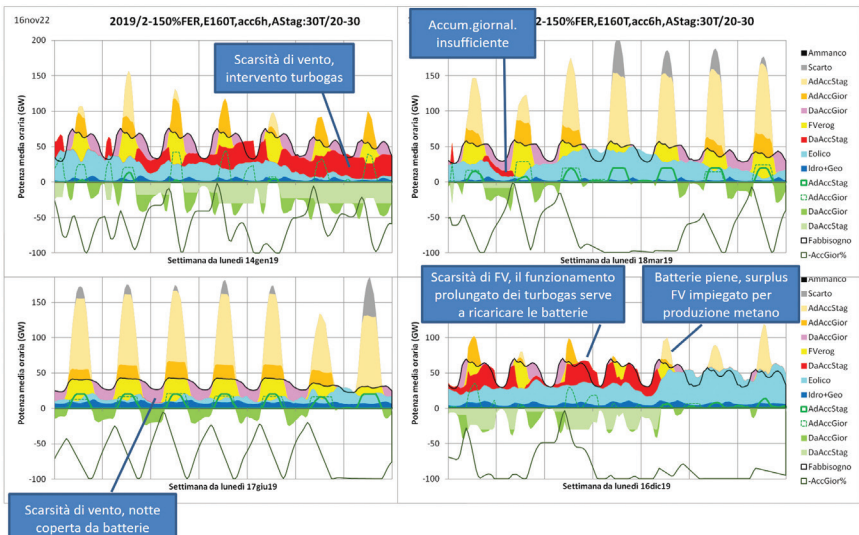


Figura 59. Profili orari durante le settimane campione nello scenario 7.

In questa figura è possibile apprezzare la complessità del sistema di erogazione nel quale nei momenti di carenza di vento, ad esempio, intervengono le turbogas. Si veda, ad esempio, i giorni di sabato e domenica durante la settimana di gennaio (in alto a sinistra) per la copertura del fabbisogno, o nel giorno di mercoledì della settimana di dicembre nella quale le turbogas suppliscono al FV nella ricarica delle batterie.

Dal profilo medio giornaliero di gennaio di figura 60 (da confrontare con figura 50) si può vedere che la produzione eolica rappresenta la parte preponderante della copertura del fabbisogno e che l'accumulo circadiano si fa carico della copertura durante le ore antimeridiane e serali, cui corrispondono due distinti periodi di scarica delle batterie, separati da due periodi di ricarica, quello consueto diurno delle ore di maggiore insolazione, ma anche uno minore notturno in cui le turbogas devono ricaricare le batterie per far fronte al fabbisogno antelucano.

16nov22

2019/2-150%FER,E160T,acc6h,AStag:30T/20-30
Profilo medio giornaliero di gennaio

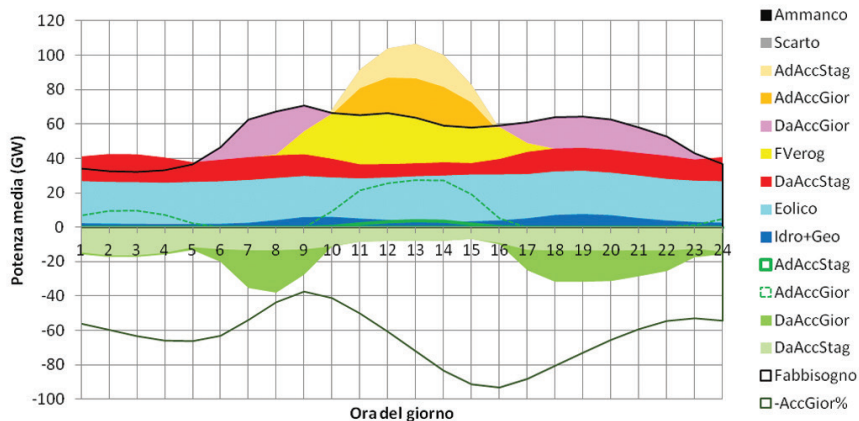


Figura 60. Profilo medio giornaliero di gennaio nello scenario 7.

In figura 61 è rappresentato il dettaglio dell'operatività del sistema di accumulo stagionale. Rispetto al caso a pieno carico, è possibile sfruttare pienamente i 30 TWh di accumulo con meno elettrolizzatori e alimen-

tando un parco turbogas doppio del precedente, ma in entrambi i casi si ha una forte riduzione del fattore di utilizzazione.

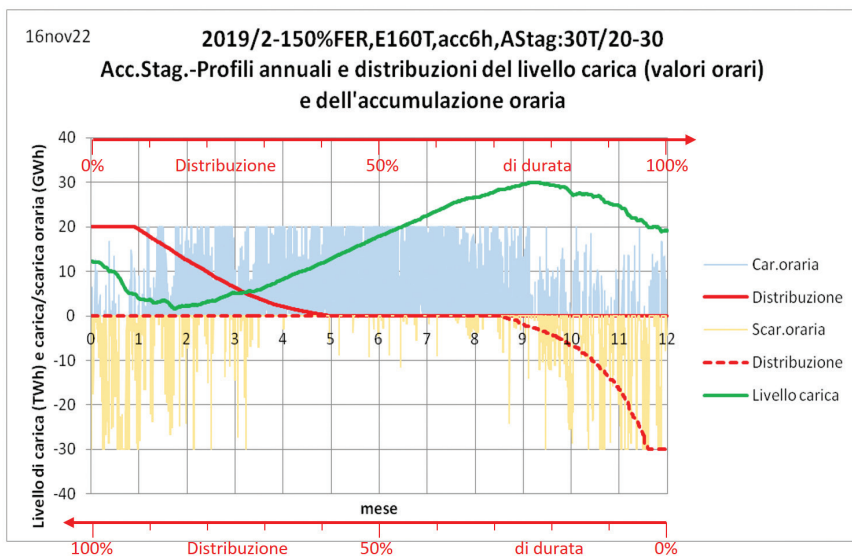


Figura 61. Profili annuali e distribuzioni del livello di carica e di accumulazione oraria.

La produzione di gas di sintesi avviene lungo quasi tutto l'anno, ma i relativi impianti lavorano a pieno carico (20 GW) solo per 1 mese. Le centrali turbogas alimentate con il gas di sintesi immagazzinato operano soprattutto in autunno e inverno, ma erogano la piena potenza (30 GW) solo per due settimane.

L'energia immagazzinata a fine anno è molto maggiore di quella iniziale. Questo significa che alla fine dell'anno è stato accumulato qualche TWh (di energia finale) in più rispetto a quanto necessario per coprire i consumi.

Quindi c'è un leggero margine per far fronte alla variabilità interannuale oppure per ridurre leggermente la potenza degli elettrolizzatori.

Come abbiamo fatto negli scenari precedenti si riassume la consistenza degli impianti necessari nello scenario 7 in tabella 15.

			Note
Produzione FV	Capacità di produzione annuale	315 TWh	
	Potenza media	36 GW	su 8760 ore
	Potenza nominale installata	240 GW	Fattore capacità = 0,15
	Potenza installata pro capite	4 kW/ab	Abitanti = 60 milioni
	Pannelli pro capite	27 m²/ab	Pot. spec. = 150 W/m ²
Produzione Eolica	Capacità di produzione annuale	160 TWh	
	Potenza media	18,3 GW	su 8760 ore
	Potenza nominale installata	73 GW	Fattore capacità = 0,25
	Numero torri	15 mila	Torri da 5 MW
	Abitanti per torre	4000 ab/torre	Abitanti = 60 milioni
Accumulo circadiano con batterie ioni-litio	Capacità di accumulo	240 GWh	6 ore a 40 GW
	Capacità di accumulo pro capite	4 kWh/ab	Abitanti = 60 milioni
	Litio pro capite	650 g/ab	Impiego Li = 160 g/kWh
	Litio all'anno pro capite	95 g/ab/y	Vita batterie = 6 anni
Accumulo stagionale P2G2P con sintesi metano	Capacità di accumulo	30 TWh	Stoccaggi di CH ₄ e CO ₂
	Idrolizzatori	100 GW	19mila da 5,3 MW
	Metanatori	75 GW	13mila da 6 MW
	Turbogas	30 GW	+10 GW per separ. CO₂

Tabella 15. Consistenza dei principali sistemi nello scenario 7.

10.2 Considerazioni finali sullo scenario a consumi dimezzati

Il dimezzamento del carico annuo da 700 TWh a 350 TWh permette di coprire l'intero fabbisogno con produzione da FER, mantenendo invariato il sovradimensionamento della capacità di produzione al 150% del carico totale e la durata di 6 ore degli accumuli circadiani, il che comporta il dimezzamento dei relativi valori assoluti delle grandezze coinvolte: cioè potenzialità complessiva delle FER installate e capacità delle batterie.

Tuttavia, altri parametri di calcolo sono rimasti invariati in valore assoluto. In particolare: i 50 TWh di producibilità da idroelettrico+eolico, i 160 TWh di capacità annua dell'eolico e infine i 30 TWh di capacità dell'accumulo stagionale mediante stoccaggio di metano di sintesi. Si

tratta in tutti e tre i casi di parametri legati all'estensione e alle caratteristiche del territorio nazionale. Questa invarianza in termini assoluti ha consentito di bilanciare in ogni ora dell'anno la domanda con l'offerta di energia elettrica.

Occorre ricordare che tale risultato, oltre a dipendere da un taglio del 50% degli attuali consumi finali di energia, fa comunque affidamento sulla realizzazione, gestione, manutenzione e periodica sostituzione di una grande infrastruttura energetica la cui sostenibilità in termini energetici (EROI complessivo) [43], [44] e finanziario deve essere approfondita.

Vanno anche tenuti in conto tutta una serie di altre esigenze di natura tecnica di cui il modello non tiene conto, ma che sono essenziali per l'esercizio della rete elettrica, come ad esempio la stabilità della frequenza che richiede che l'energia immessa provenga per una certa quota da generatori sincroni, che negli scenari simulati sono solo quelli delle fonti idro, geo e dei turbogas. Un altro aspetto che dovrebbe essere inserito in una versione più completa del modello di calcolo è quello della distribuzione geografica di consumo, produzione e accumulo stagionale di energia in modo da verificare i vincoli derivanti dalle portate delle linee di trasmissione elettrica e dei gasdotti. Per quanto riguarda l'accumulo stagionale di CO₂, va inoltre verificata la capacità degli attuali siti di stoccaggio di gas naturale ad essere utilizzati come serbatoi temporanei di tale gas, molto più pesante del metano, e il grado di recupero del gas iniettato.

11. Riepilogo e conclusione

Cosa abbiamo appreso da questo lungo percorso attraverso i 7 scenari illustrati? Essenzialmente una cosa: il profilo dei consumi energetici dell'anno 2019, un anno che può essere considerato normale nell'assetto socioeconomico attuale, potrebbe essere coperto con fonti alternative alle fonti fossili solo con un ridimensionamento dei consumi e grazie al dispiegamento di una consistente infrastruttura energetica da sviluppare progressivamente durante la transizione. Partiamo da questo punto per immaginare prospettive e difficoltà.

Ciò che abbiamo fatto, e che consideriamo un punto di partenza necessario, è legato alle assunzioni degli scenari presentati. In sé il programma ScETuR potrebbe considerare diversi profili di consumo, ma essi sono in parte speculativi e quindi in questa fase abbiamo scelto il profilo di consumo a livello orario osservato dell'anno 2019.

Abbiamo puntualizzato all'inizio di questo documento ciò che esso non è, cioè non un programma energetico nazionale.

Gli scenari ottenuti fino allo scenario n. 7 usando ScETuR sono stati sviluppati consapevolmente assumendo alcune scelte:

- sul lato generazione: si sono prese in considerazione solo le tecnologie esistenti e disponibili; trascurando i miglioramenti tecnologici futuri, per quanto possibili e persino probabili.

- Si sono considerati i profili di generazione da fonti rinnovabili uguali a quelli attuali (quelli dell'anno 2019); trascurando di conseguenza le tendenze future di possibile ampliamento delle fasce orarie di generazione da FV.

- Si è considerato il bilanciamento energetico all'interno del confine nazionale, senza apporti asimmetrici dall'esterno del perimetro; gli unici contributi esterni al perimetro infatti (lo scambio con paesi con differenza di 1 fuso orario) sono paritetici e biunivoci.

- Non si è considerato l'impatto che i cambiamenti climatici potranno avere sulle curve di fabbisogno.

- Riguardo al consumo a carico del settore del trasporto si è considerato un profilo costante lungo tutte le 8760 ore dell'anno. Tale profilo è molto semplificato. Esso è probabilmente abbastanza accurato su base mensile, molto meno su base settimanale e affatto su base giornaliera, anche questo aspetto del panorama energetico merita un più approfondito esame.

Queste scelte, singolarmente opinabili, sono coerenti con la finalità dello studio, ovverosia quello di evidenziare le criticità della transizione energetica qualora fosse progettata solo sul lato generazione e non anche sul lato

domanda e sulla interazione, complessa, fra le due componenti. Esse sono altrettanto coerenti con l'approccio consapevolmente scelto di proporre una analisi prudente, cautelativa, scevra da facili ottimismo e semplicismi.

I risultati ottenuti nei primi 6 scenari presentati indicano con grande evidenza che:

- considerando il mix energetico oggi più plausibile (idro+geo stabili; forte prevalenza del FV rispetto all'eolico) la generazione estiva risulta sovrabbondante e quella invernale insufficiente.

- Lo sbilanciamento fra eccesso di generazione estiva e difetto invernale potrebbe essere fortemente mitigato da un diverso mix di generazione, che vedesse il contributo dell'eolico superare quello del FV (in un rapporto di 60/40); tale mix è ad oggi difficilmente immaginabile, in quanto in Italia, con le tecnologie oggi disponibili, la disponibilità di risorsa eolica è di molto inferiore alla disponibilità di risorsa FV; a tecnologie attuali è difficile ipotizzare un contributo dell'eolico superiore a 160 TWh/anno e pertanto negli scenari si è adottato questo limite superiore. Uno scenario diverso sarebbe possibile solo nel caso di maturazione tecnica ed economica dell'eolico off-shore galleggiante, maturazione ad oggi auspicabile ma di non certo accadimento.

- La copertura dei fabbisogni invernali di energia, a volumi e profili di domanda attuali, è critica.

- Lo sbilanciamento stagionale fra la curva di generazione (con il mix indicato) e la curva di consumi (assunta identica a quella attuale), non può essere risolto neppure con il ricorso molto importante e cumulato di 3 tecnologie: il sovradimensionamento dell'installato (+150%), l'accumulo di breve periodo (480 GWh), l'accumulo stagionale con tecnologie P2G (30 TWh).

Lo scenario 7 mostra che il superamento della criticità invernale è possibile a condizione di coinvolgere nella transizione energetica non solo il segmento della generazione, ma anche il segmento della domanda. L'ulti-

mo scenario analizzato, quello a dimezzamento dei consumi, vede risolta la criticità della copertura del fabbisogno invernale, ma non specifica in modo dettagliato il modo in cui questo dimezzamento viene ottenuto.

La strategia per raggiungere un vero e proprio progetto di transizione prevede ancora molto lavoro. Si deve partire necessariamente dallo studio della modifica della domanda in modo che possa meglio adeguarsi al profilo di produzione da rinnovabili minimizzando gli ammanchi osservati negli scenari di questo lavoro.

Sul lato generazione si potrà invece considerare lo sviluppo delle componenti elettrica e termica della fonte geotermica che, come abbiamo specificato più volte, ha prospettive più promettenti della fonte idroelettrica [29], ma che prudenzialmente abbiamo tenuto costante ai valori attuali. Scambi internazionali di energia potranno essere presi in considerazione, per lo meno all'interno dello spazio europeo, includendo direttrici Nord-Sud oltre quelle Est-Ovest considerate nello scenario 5.

12. Riferimenti bibliografici*

[1] F. Di Vietro (2017), *Un codice per il calcolo stocastico del costo medio di generazione di un kWh in un sistema elettrico*

• <https://thesis.unipd.it/handle/20.500.12608/26835>

[2] AA.VV. (s.d.), *2050 long-term strategy*

• https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en

[3] C. Bustreo, G. Meneghini, I. Vignotto, G. Zollino, C.-C.-U. RI (2012), *Rapporto sull'impatto dell'energia nucleare su sostenibilità ed economicità per varie opzioni di mix energetici, scenari economici*

[4] M. Z. Jacobson et al. (2022), *Low-cost solutions to global warming, air pollution, and energy insecurity for 145 countries*, «Energy Environ. Sci.», vol. 15, fasc. 8, pp. 3343-3359, DOI: 10.1039/D2EE00722C

[5] S. Tiribuzi (2022), *Scenari Energetici Tutto Rinnovabile (ScETuR)*, Pisa

[6] S. Besseghini (2021), *Stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generazione distribuita*

• <https://www.arera.it/allegati/docs/21/483-21.pdf>

[7] Lawrence Livermore National Laboratory (s.d.), *Energy flowcharts*

• <https://flowcharts.llnl.gov/>

[8] TERNA (s.d.), *Tutti i dati del sistema elettrico italiano. Fabbisogno, generazione, scambi fisici e commerciali*

• <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center>

* Di tutti i riferimenti internet è stata fatta un'ultima verifica il 15 marzo 2023. La sigla (s.d.) sta per «senza data».

[9] ENTSO-E (s.d.), *Water Reservoirs and Hydro Storage Plants (Italy, 2017-2022)*

- <https://tinyurl.com/2nbvj8eu>

[10] Rembrandt (pseudonimo?, 2008), *The 2008 IEA WEO - The World Energy Model and Energy Demand*

- <http://theoil drum.com/node/4755>

[11] J. D. Hughes (2021), *Shale Reality Check 2021*, Post Carbon Institute

- <https://www.postcarbon.org/publications/shale-reality-check-2021/>

[12] J. D. Hughes (2019), *Shale Reality Check 2019*, Post Carbon Institute, p. 177

- <https://www.postcarbon.org/publications/shale-reality-check-2019/>

[13] G. Liverani (2021), *Gli ultimi giapponesi nella jungla*, blog «REA», ASPO Italia

- <https://www.aspoitalia.it/index.php/articoli/articoli-dei-soci/385-gli-ultimi-giapponesi-nella-giungla>

[14] M. Auzanneau, H. Chauvin (2022), *Il fondo del barile. Gli effetti del declino del petrolio nella società industriale*, Lu.:Ce edizioni, Massa

[15] The Shift Project (2021), *Publication du nouveau rapport du Shift sur l'approvisionnement pétrolier*

- <https://theshiftproject.org/article/nouveau-rapport-approvisionnement-petrolier-europe/>

[16] MET Group (2021), *When will fossil fuels run out?*

- <https://group.met.com/en/mind-the-fyouture/mindthefyouture/when-will-fossil-fuels-run-out>

[17] BP (2023), *Statistical Review of World Energy 2022*

- <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

[18] ENI (2023), *2023-2026 Strategic Plan*

- <https://www.eni.com/en-IT/investors/strategic-plan.html>

[19] Our World in Data (Ritchie H., 2020), *Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?*

- <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>

[20] G. Carrino (2019), *Stoccaggio gas: come funziona e perché sarà sempre più importante*, «*RiEnergia*»

- <https://tinyurl.com/msxw8n4>

[21] BP (2022), *Statistical Review of World Energy 2021*

- <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

[22] IEA (s.d.), *World balance 2020*

- <https://www.iea.org/sankey/#?c=World&s=Balance>

[23] L'Opzione Verde (2020), *Perché il prezzo del gas scende in estate?*

- <https://opzioneverde.com/2020/07/28/perche-il-prezzo-del-gas-scende-in-estate/>

[24] Sim-On Gas (s.d.), *Specifiche Tecniche*

- https://www.hrwallingford.com.cn/sites/default/files/2021-08/so-027-ita_simon-gas-r3.pdf

[25] C. Breyer et al. (2022), *On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research*, «*IEEE Access*», vol. 10, pp. 78176-78218, DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3193402

[26] AA. VV. (s.d.), *Smarter living. Generating a new understanding for natural resources as the key to sustainable development – the 2000-watt society*

- https://web.archive.org/web/20070927040640/http://www.novatlantis.ch/pdf/leichterleben_eng.pdf

[27] A. Codegoni (2020), *Il paradosso di Jevons su scala planetaria e come uscirne*, «*QualEnergia.it*»

- <https://www.qualenergia.it/articoli/il-paradosso-di-jevons-su-scala-planetaria-e-come-uscirne/>

[28] ASPO Italia (2022), *La Transizione*, blog «*REA*», ASPO Italia

- <https://www.aspoitalia.it/index.php/55-uncategorised/387-la-transizione>

[29] Unione Geotermica Italiana (2017), *Stime di crescita della geotermia in Italia 2016-2030, con proiezioni al 2050*

• <https://tinyurl.com/4b5nkw6c>

[30] H. Uhde, V. Spurná (2021), *Can Aluminium-air batteries outperform Li-ion for EVs?*, «Energy Post»

• <https://energypost.eu/can-aluminium-air-batteries-outperform-li-ion-for-evs/>

[31] N. Chawla, M. Safa (2019), *Sodium Batteries: A Review on Sodium-Sulfur and Sodium-Air Batteries*, «Electronics», vol. 8, fasc. 10, p. 1201, DOI: 10.3390/electronics8101201

[32] C. Delmas (2018), *Sodium and Sodium-Ion Batteries: 50 Years of Research*, «Adv. Energy Mater.», vol. 8, fasc. 17, DOI: 10.1002/aenm.201703137

[33] EPEC (s.d.), *Battery Comparison of Energy Density - Cylindrical and Prismatic Cells*, «EPEC Engineered Technologies»

• <https://www.epectec.com/batteries/cell-comparison.html>

[34] RSE (s.d.), *Atlante Eolico*

• <https://atlanteolico.rse-web.it/start.phtml>

[35] Wikipedia (s.d.), *Reazione di Sabatier*

• https://it.wikipedia.org/wiki/Reazione_di_Sabatier

[36] Wikipedia (s.d.), *Energy storage*

• https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_storage

[37] Rinnovabili.it (2022), *Il più grande elettrolizzatore al mondo produce 100 kg di idrogeno verde all'ora*

• <https://www.rinnovabili.it/energia/idrogeno/il-piu-grande-elettrolizzatore-al-mondo-produce-100kg-di-idrogeno-verde-allora/>

[38] T. Götz (2017), *Die AUDI-e-gas-Anlage in Werlte ein P2G-Projekt am Standort einer Biogasanlage*, «EWEnetz»

[39] D. Di Santo (2023), *EPBD: gli obblighi in arrivo per gli edifici, per andare oltre lo scontro da social*, «QualEnergia.it»

• <https://www.qualenergia.it/articoli/epbd-obblighi-edifici-oltre-scontro-social/>

[40] R. McGee, N. Waite, N. Wells, F. E. Kiamilev, W. M. Kempton (2013), *Vehicle to grid: electric vehicles as an energy storage solution*, presentato al *SPIE Defense, Security, and Sensing*, Baltimore, Maryland, USA, DOI: 10.1117/12.2016318

[41] D. Qiu, Y. Wang, W. Hua, G. Strbac (2023), *Reinforcement learning for electric vehicle applications in power systems: A critical review*, «Renewable and Sustainable Energy Reviews», vol. 173, DOI: 10.1016/j.rser.2022.113052

[42] Y. Y. Tu, X. Y. Bian, C. Li, L. Cheng, H. Z. Li (2012), *Electric Vehicles and the Vehicle-to-Grid Technology*, «Advanced Materials Research», vol. 433-440, pp. 4361-4365, DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.433-440.4361

[43] C. A. S. Hall, J. G. Lambert, S. B. Balogh (2014), *EROI of different fuels and the implications for society*, «Energy Policy», vol. 64, pp. 141-152, DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.049

[44] C. A. S. Hall (2017, 2023), *Energy return on investment. A Unifying Principle for Biology, Economics, and Sustainability*, Springer, Berlin, Heidelberg, NY, 2017. Traduzione italiana: *Cogliere l'ultima mela. L'EROI come principio di unificazione per la biologia, l'economia e la sostenibilità*, Lu.:Ce edizioni, Massa, 2023 (di imminente pubblicazione).

[45] Goehring & Rozenchwajg (2023), *The End of Abundant Energy: Shale Production and Hubbert's Peak*.

• <https://blog.gorozen.com/blog/the-end-of-abundant-energy>

Appendici

Appendice A – Il codice ScETuR

ScETuR, acronimo di *Scenari Energetici Tutto Rinnovabile*, è il nome con cui viene identificato lo strumento di calcolo utilizzato per studiare gli scenari energetici presentati in questo lavoro.

Il suo sviluppo è iniziato nei primi mesi del 2022 nel contesto dell'impegno di ASPO Italia volto a dare il proprio contributo al dibattito in corso sulla transizione energetica e sfociato in un primo documento, intitolato «La transizione ecologica», reso pubblico a marzo sul sito dell'associazione [A1]. In questo documento si prevedeva per l'Italia una domanda complessiva annua di energia, erogata in forma esclusivamente elettrica, stimata in 780 TWh. Il calcolo della consistenza degli impianti FV ed eolici da installare teneva conto però della necessità di una sovracapacità produttiva di 450 TWh necessaria per produrre metano sintetico nei mesi estivi da utilizzare nel periodo di carenza invernale, dovuto al limitato apporto da FV. Questi valori, pur essendo stimati in base a considerazioni di buon senso, erano comunque privi di un riscontro numerico basato su una analisi precisa della distribuzione temporale dettagliata del fabbisogno energetico e della capacità produttiva da fonti rinnovabili discontinue.

È noto che questo tipo di studi sui bilanci energetici richiedono delle analisi passo-passo su base oraria ed estesa per almeno un intero anno (quindi per almeno 8760 ore) dei profili attesi di domanda e produzione di energia elettrica. Questa metodologia è in uso da molti anni da parte di istituti e centri di ricerca che hanno il compito di impostare e analizzare

i piani energetici nazionali e/o sovranazionali. Questa metodologia è essenziale per prevedere il grado di copertura del fabbisogno ottenibile con un mix di fonti energetiche non programmabili come il solare e l'eolico. Come esempio si cita uno studio del 2017 dell'Università di Monaco di Baviera in cui venivano analizzati i limiti della *Energiewende*, il piano di transizione energetica della Germania [A2].

Seguendo gli stessi criteri si è iniziato a mettere a punto uno strumento di calcolo che ci consentisse di svolgere in modo autonomo analoghi studi di scenario, attività da cui è scaturito ScETuR.

ScETuR è costituito da un foglio elettronico Excel e si avvale di macro scritte in linguaggio Visual Basic (VBA). Per tutta la durata del periodo oggetto di simulazione, tipicamente un anno, vengono confrontati ora per ora i valori medi orari del fabbisogno di energia elettrica con quelli della capacità di produzione del sistema elettrico ipotizzato. Vengono quindi gestite le quantità di eccesso di capacità produttiva o di carenza di copertura del fabbisogno, accantonandole o prelevandole dai diversi sistemi di accumulo previsti. Gli eccessi produttivi vengono aggiunti ai sistemi di accumulo dando la precedenza a quelli con resa maggiore. Analogamente, per coprire le carenze di fabbisogno il codice inizia a prelevare energia dagli accumuli con resa maggiore. Le carenze che non possono essere coperte vengono infine contabilizzate come ammanchi di energia.

ScETuR è anche corredato da una serie di funzioni che agevolano il post-processamento dei profili ottenuti dalle simulazioni di scenario e la realizzazione di grafici riassuntivi e di dettaglio.

Il primo insieme di scenari simulati, quelli descritti negli scenari da 1 a 5 di questo documento, sono stati resi noti all'interno di ASPO Italia tra maggio e luglio 2022 [A3]. Dopo una prima messa a punto del codice, è stato simulato uno scenario in cui l'accumulo stagionale di energia viene svolto dal sistema P2M2P+CCR (scenario 6) e presentato al convegno annuale di ASPO Italia [A4]. Infine, raccogliendo i suggerimenti emersi al convegno, si è aggiunto uno scenario a carichi dimezzati [A5], descritto come scenario 7.

ScETuR, che per sua natura è uno strumento artigianale in continua evoluzione e perfezionamento, dovrà essere integrato per svolgere le simulazioni previste nella seconda parte di questo studio, tra cui quelle che tengono conto di una ridistribuzione giornaliera e annuale dei carichi elettrici.

Successivamente si auspica che ScETuR possa essere migliorato inserendo la possibilità di tener conto della capacità delle linee di trasporto elettrico tra le diverse aree geografiche del territorio nazionale e rendendolo capace di fornire una stima approssimativa del costo economico, e possibilmente anche energetico (EROI), degli scenari simulati.

Riferimenti di appendice

[A1] ASPO Italia (2023), *ASPO-Italia aderisce allo sciopero per il clima*
• <https://aspoitalia.wordpress.com/2022/03/23/aspo-italia-aderisce-allo-sciopero-per-il-clima/>

[A2] H.-W. Sinn (2017), *Buffering volatility: A study on the limits of Germany's energy revolution*, University of Munich, Germany
• <http://www.hanswernersinn.de/dcs/2017%20Buffering%20Volatility%20EER%2099%202017.pdf>

[A3] S. Tiribuzi (2022,1), *ScETuR - Scenari Energetici Tutto Rinnovabile*, Pisa, 16 luglio

[A4] S. Tiribuzi (2022, 2), *ScETuR - Scenario con P2G2P stagionale*, Parma, 13 novembre

[A5] S. Tiribuzi (2022, 3), *ScETuR - Scenario con P2G2P stagionale per metà carico 2019*, Pisa, 16 novembre

Appendice B – Acronimi e sigle

- CCR – Carbon Capture and Reusage.
- CCS – Carbon Capture and Storage.
- EROI – Energy Return On Investment.
- FER – Fonte Energetica Rinnovabile.
- FORSU – Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano.
- FV – Fotovoltaico.
- I-LTS – Italian Long Term Strategy.
- LLNL – Lawrence Livermore National Laboratory.
- PMI – Piccola e Media Impresa.
- P2G2P – Power to Gas to Power.
- P2M2P – Power to Methane to Power.
- ScETuR – Scenari Energetici Tutto Rinnovabile (codice).

Appendice C – Unità di misura più significative usate nel documento

- Gm³ – Giga metri cubi, ovvero miliardi di m³.
- Mtep – Milioni di tonnellate di petrolio equivalente. Un Mtep equivale a 11,63 TWh.
- PJ – Petajoule, pari a 10¹⁵ joule, è un'unità di misura dell'energia. Essendo un'unità molto piccola (1 joule è equivalente a 1 watt per secondo) per le energie in gioco si usano prefissi che indicano grandi numeri.
- TWh – Terawattora (= 10¹² Wh = 10⁹ kWh, ovvero un miliardo di kWh), unità di misura dell'energia. Un TWh equivale a 3,6 PJ.

Cos'è ASPO Italia

ASPO Italia è la sezione italiana dell'associazione scientifica ASPO (*Association for the Study of Peak Oil*) il cui scopo principale è lo studio del Picco del Petrolio, delle sue gravi conseguenze sui sistemi ecologici, economici e sociali e della mitigazione di questi effetti. Si occupa inoltre dell'esaurimento delle risorse non rinnovabili, dell'inquinamento, dei cambiamenti climatici e, più in generale, dei limiti alla crescita economica. ASPO Italia è formata principalmente, ma non solo, da studiosi ed esperti nei campi dell'energia, delle risorse, dell'economia e dell'ambiente.

