2026

Flexibility Needs Assessment

Italia



Terna
Driving Energy

Terna
Driving Energy



MISSION

Terna investe per lo sviluppo dell'Italia

Assicuriamo la sicurezza energetica e l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità 24 ore su 24, mantenendo il sistema affidabile, efficiente e accessibile a tutti.

Investiamo e innoviamo ogni giorno per sviluppare una rete elettrica in grado di integrare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, collegando sempre meglio le diverse aree del Paese e rafforzando le interconnessioni con l'estero, con un approccio sostenibile e attento alle esigenze dei territori e delle persone con cui lavoriamo.

PURPOSE

Siamo dietro l'energia che usi ogni giorno

Abbiamo la responsabilità di garantire la continuità del servizio elettrico, condizione indispensabile perché l'elettricità arrivi in ogni istante a case e imprese in Italia.

Assicuriamo a tutti parità di accesso all'elettricità e lavoriamo per consegnare energia pulita alle generazioni future.

VISION

Pensiamo al futuro dell'energia

Ci impegniamo per un futuro alimentato da energia pulita, favorendo nuovi modi di consumare e di produrre basati sempre più sulle fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi di una transizione energetica che sia equa e inclusiva, anche riducendone i costi.

Grazie alla nostra visione d'insieme del sistema elettrico e alle nuove tecnologie digitali, guidiamo il percorso del Paese verso l'azzeramento delle emissioni di gas serra al 2050, in linea con i target climatici europei.

Indice

1 Executive Summary 4

2 Introduzione 7

2.1 Contesto normativo e regolatorio 7
2.2 Governance e coinvolgimento degli stakeholder 7
2.3 Metodologia Flexibility Needs Assessment 8

3 Scenari di riferimento 11

3.1 Fabbisogno elettrico 11
3.2 Capacità eolica e solare 12
3.3 Capacità d'accumulo 13
3.4 Capacità termoelettrica 16
3.5 Demand Response 17
3.6 Rete di riferimento e principali interventi di sviluppo interzonali 19
3.7 Target di integrazione FER 19

4 Risultati dell'analisi delle esigenze di flessibilità 20

4.1 System needs 20
4.1.1 Caratterizzazione del carico residuo 20
4.1.2 Caratterizzazione curtailment FER 30
4.1.3. Esigenza di flessibilità per integrazione FER 34
4.2 Network needs 35
4.3 DSO flexibility needs 35
4.3.1 Potenziali benefici del ricorso a servizi di flessibilità locale 35
4.3.2 Contesto regolatorio sulla flessibilità dei DSO 36
4.3.3 Metodologie e analisi di flessibilità dei singoli DSO 36
4.3.4 Descrizione risultati analisi servizi di flessibilità dei DSO 40

5 Barriere per la flessibilità e contributo alla digitalizzazione 43

6 Conclusioni 47

Annex I – Caratterizzazione curtailment FER per anno climatico 48

Annex II – Esigenze di flessibilità con riferimento agli scenari 2026 52

1 Executive Summary

Il presente documento costituisce il primo *Flexibility Needs Assessment* (FNA) nazionale per l'Italia, finalizzato a valutare le esigenze di flessibilità del sistema elettrico nazionale, in conformità con gli obblighi previsti dalla normativa europea[1]. Ai fini di questa valutazione la flessibilità è definita come «*la capacità di un sistema elettrico di adattarsi alla variabilità di generazione e consumo e alla disponibilità della rete nei diversi orizzonti temporali*».

La quantificazione delle esigenze di flessibilità deve essere condotta ogni due anni dagli Stati Membri, utilizzando una metodologia comune europea[2] e basandosi su dati e analisi forniti dai gestori di rete (sia TSO che DSO). La metodologia stabilisce non solo la procedura utilizzata per quantificare le esigenze di flessibilità per ogni Stato Membro ma anche il perimetro degli scenari di riferimento da utilizzare.

La normativa europea prevede la possibilità per lo Stato Membro di delegare le analisi di flessibilità a un ente designato, purché il rapporto risultante sia sottoposto all'approvazione dell'Autorità di regolazione nazionale. In Italia, Terna, in qualità di ente designato, conduce le analisi di sistema e coordina i contributi dei DSO, integrando nel rapporto le esigenze di flessibilità, sia a livello di sistema che di rete. La metodologia richiede che l'analisi delle esigenze di flessibilità sia condotta per almeno due anni target, i quali devono rientrare nell'orizzonte +5/+10 anni e devono essere inclusi nell'ultimo rapporto di adeguatezza europeo (European Resource Adequacy Assessment - ERAA) approvato da ACER. I periodi scelti per il presente FNA sono il 2030 e il 2035, in considerazione del 2030 come anno target del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC).

Per determinare le esigenze di flessibilità sono state effettuate simulazioni di dispacciamento economico del sistema europeo, al fine di quantificare diversi indicatori funzionali alla valutazione, tra cui taglio della produzione rinnovabile (c.d. *curtailment*) e la quota di copertura del fabbisogno da fonti rinnovabili. Le simulazioni di dispacciamento economico sono state condotte a livello zonale per tenere conto dei principali vincoli di rete e delle congestioni che ne derivano, particolarmente rilevanti per valutare la quantità di risorse rinnovabili effettivamente integrabile. Le risorse di partenza, intese come parco termico, accumuli e altre risorse dispacciabili, sono state derivate dall'ERAA 2025, in particolare dagli esiti dell'analisi di sostenibilità economica (Economic Viability Assessment - EVA).

La metodologia prevede tre principali categorie di esigenze di flessibilità: esigenze connesse all'integrazione delle fonti rinnovabili, esigenze di rampa e esigenze di breve termine.

Integrazione FER	Esigenze di rampa	Esigenze di breve termine
art. 8 della Metodologia	art. 9 della Metodologia	art. 10 della Metodologia
Flessibilità necessaria per ridurre il taglio di energia rinnovabile nel sistema quando in esubero rispetto al fabbisogno	Flessibilità necessaria per coprire la variazione di carico residuo, considerando i vincoli tecnici del parco di generazione	Flessibilità necessaria per coprire gli sbilanciamenti real-time/nearly real-time da parte del parco di generazione
Driver: curtailment FER	Driver: variazioni del carico residuo	Driver: errori di previsione FER/fabbisogno

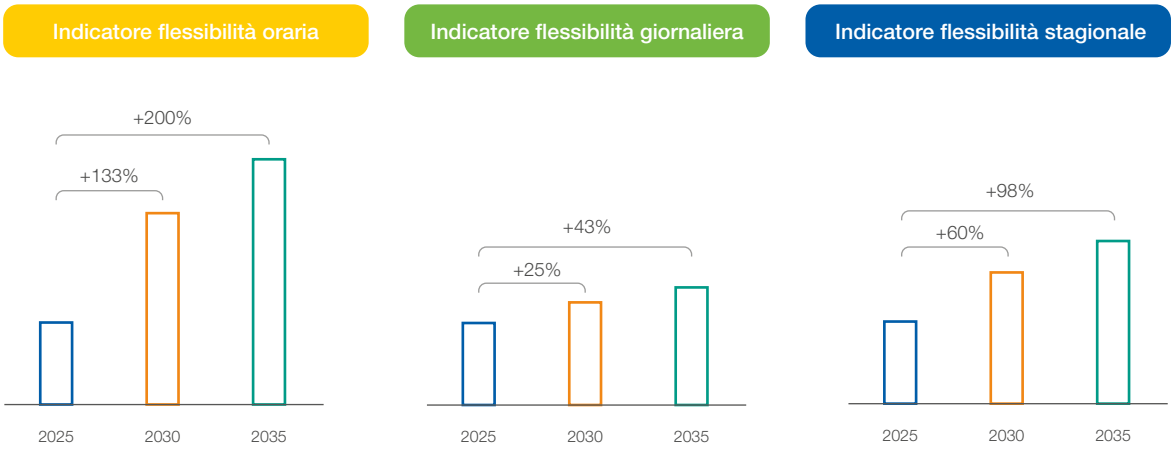
1 Regolamento (UE) 2019/943 come modificato dal Regolamento (UE) 2024/1747, cf. articolo 19(e).
2 Decisione ACER 05/2025 – Annex I: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-flexibility-needs-assessment-methodology-2025.pdf

Le ultime due sono implicitamente rappresentate nelle simulazioni, rispettivamente attraverso la modellizzazione dei vincoli tecnici del parco di generazione e dei fabbisogni di riserva. Per il sistema italiano assumono maggiore rilevanza le esigenze di flessibilità legate all'integrazione delle fonti rinnovabili, che sono principalmente determinate dall'evoluzione e dalla variabilità del carico residuo.

Come indicatore quantitativo di flessibilità per l'integrazione FER si considera la variabilità del carico residuo su tre orizzonti temporali (orario, giornaliero, stagionale):

	Descrizione	Generazione solare	Generazione eolica	Generazione idrica fluente	Fabbisogno
Orario	Rappresenta la variazione oraria del carico residuo rispetto alla media giornaliera	Ciclo solare giornaliero (giorno vs notte)			Andamento giornaliero
Giornaliero	Rappresenta la variazione giornaliera del carico residuo rispetto alla media settimanale		Ciclo vento		Giorni feriali e weekend
Stagionale	Rappresenta la variazione mensile del carico residuo rispetto alla media annuale	Ciclo stagionale solare (estate vs inverno)	Ciclo stagionale eolico (estate vs inverno)	Andamento stagionale delle piogge + scioglimento neve	Variabilità delle temperature (riscaldamento vs raffrescamento)

L'indicatore di flessibilità aumenta in tutti gli orizzonti temporali considerati, con la crescita più marcata per la flessibilità oraria, pari a +133% al 2030 e +200% al 2035 rispetto al 2025. Incrementi rilevanti si osservano anche per la flessibilità stagionale (+60% al 2030, +98% al 2035), mentre per la flessibilità giornaliera si registra una crescita più moderata (+25% al 2030, +43% al 2035). I risultati evidenziano come l'evoluzione del sistema elettrico determini una particolare necessità di flessibilità oraria, dovuta principalmente al ciclo giorno/notte della produzione fotovoltaica.



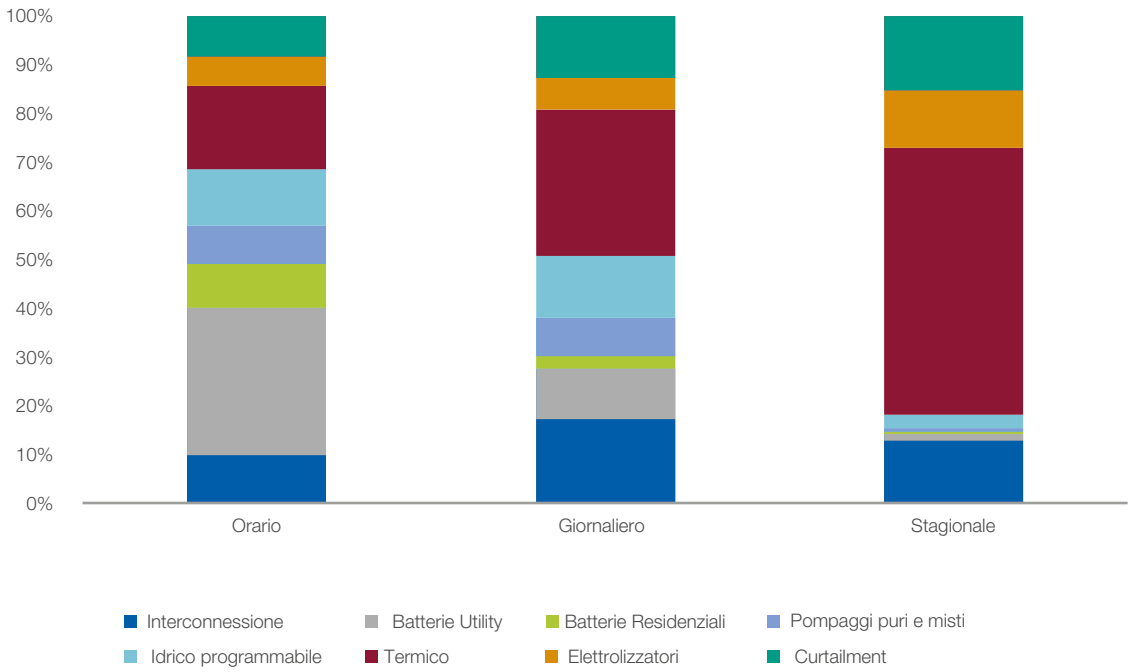
Le simulazioni evidenziano valori crescenti di curtailment nel corso degli anni prospettici, raggiungendo circa il 3,3% dell'energia rinnovabile producibile al 2030, rispetto a circa lo 0,7% del 2025. L'incremento del *curtailment* rispetto alla situazione attuale riflette la crescente frequenza di condizioni di basso carico residuo, sempre più strutturali nell'evoluzione del sistema elettrico, e rafforza la necessità di strumenti in grado di modulare efficacemente la generazione rinnovabile in eccesso. Per gli anni orizzonte analizzati, il numero di ore in cui si verifica *curtailment* rimane sostanzialmente invariato

tra 2030 e 2035, mentre aumenta il volume di potenza ridotta nelle ore interessate. Difatti per gli scenari simulati, il *curtailment* tende a concentrarsi maggiormente nei giorni di fine settimana/festivi e nella stagione primaverile, quando la combinazione di minore fabbisogno e maggiore disponibilità di generazione rinnovabile determina condizioni più sfidanti per l'integrazione FER.

Dalle analisi emerge che, anche in assenza di ulteriori risorse di flessibilità rispetto a quelle già previste negli scenari, risultano raggiungibili sia il target PNIEC al 2030, pari al 63% del fabbisogno elettrico coperto da fonti rinnovabili, sia il valore di riferimento al 2035, pari al 68%. Le risorse di flessibilità già considerate negli scenari, e in particolare gli accumuli, risultano infatti sufficienti a contenere i volumi di *curtailment* entro livelli compatibili con il raggiungimento dei target di integrazione delle fonti rinnovabili. Per gli anni target analizzati non emergono pertanto *uncovered needs*, ossia esigenze di flessibilità non coperte.[3] Tale risultato è riconducibile alla disponibilità delle risorse di flessibilità previste negli scenari nazionali, con particolare rilievo per gli accumuli utility-scale (50 GWh al 2030 e 82 GWh al 2035), il cui sviluppo è già stato avviato attraverso le aste MACSE (meccanismo a termine che contrattualizza nuova capacità di stoccaggio elettrico con l'obiettivo di integrare nel sistema le fonti rinnovabili). Sebbene la capacità di accumulo considerata negli scenari sia sufficiente a traguardare gli obiettivi di integrazione FER, potrebbe risultare comunque economicamente conveniente installare ulteriori accumuli per ridurre ulteriormente il ricorso al gas.

Infine, per ciascun orizzonte temporale è stata valutata, mediante un indicatore sintetico, la capacità delle diverse risorse di contribuire alla copertura delle esigenze di flessibilità del sistema. I risultati evidenziano un contributo prevalente degli accumuli, sia batterie sia pompaggi, alla flessibilità oraria, mentre gli impianti termici risultano maggiormente rilevanti per la flessibilità stagionale. Tali evidenze confermano l'importanza di un mix tecnologico diversificato e complementare, in grado di rispondere alle diverse esigenze di flessibilità del sistema.

2030	INTERCONNESSIONE	BATTERIE UTILITY	BATTERIE RESIDENZIALI	POMPAGGI PURI E MISTI	IDRICO PROGRAMMABILE	TERMICO	ELETTROLIZZATORI	CURTAILMENT
Orario	10%	30%	9%	8%	12%	17%	6%	8%
Giornaliero	17%	10%	2%	8%	13%	30%	7%	13%
Stagionale	13%	2%	0%	1%	3%	55%	11%	15%



3 Tale risultato è confermato anche usando gli scenari 2026 di Terna e Snam (cf. Annex II)

2 Introduzione

2.1 Contesto normativo e regolatorio

Il presente rapporto è redatto in attuazione dell'articolo 19(e) del Regolamento (UE) 2019/943 come emendato dal Regolamento (UE) 2024/1747 del 13 giugno 2024 (di seguito *Regolamento*) che ha introdotto un nuovo obbligo per gli Stati Membri in materia di pianificazione e analisi delle esigenze di flessibilità dei sistemi elettrici nazionali. In tal senso, viene previsto che ciascuno Stato membro, con cadenza biennale, elabori una relazione nazionale sulle esigenze di flessibilità del proprio sistema elettrico (cd. Flexibility Needs Assessment - FNA), con un orizzonte temporale di 5-10 anni (Art. 19(e), par. 1 del Regolamento). Tale obbligo è finalizzato a garantire, nel medio termine, la sicurezza, e l'economicità dell'approvvigionamento elettrico, nonché la decarbonizzazione del sistema elettrico, attraverso l'integrazione delle fonti rinnovabili e lo sviluppo delle infrastrutture di rete e delle interconnessioni. Il Regolamento definisce infatti la flessibilità di un sistema elettrico come «*la capacità di un sistema elettrico di adattarsi alla variabilità di generazione e consumo e alla disponibilità della rete nei diversi orizzonti temporali*». In questa ottica il FNA report, come descritto dall'articolo 19f del Regolamento, rappresenta un documento strategico che ha come ultimo scopo quello di definire, in un orizzonte di medio-lungo termine, un obiettivo nazionale indicativo per le risorse di flessibilità di tipo non fossile (nello specifico accumuli e/o *Demand Response*) che si rifletterà anche nei futuri Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC).

La relazione è predisposta a partire dalla metodologia comune a livello europeo, elaborata da ENTSO-E e da EU DSO Entity ed approvata da ACER con la Decisione 05/2025 del 25 luglio 2025 (di seguito *Metodologia*)[4]. Tale relazione può essere redatta da un ente designato ovvero un ente nominato da ogni Stato Membro con l'incarico di recepire i dati necessari alla compilazione del documento sia dal TSO che dai DSO, elaborandoli secondo quanto riportato nella Metodologia.

Per il FNA dell'Italia, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha assegnato a Terna il ruolo di ente designato (lettera del 16.07.2025), con il compito di finalizzare il report e adottarlo, per successiva validazione da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Una volta adottato, il report viene trasmesso alla Commissione europea e ad ACER per pubblicazione (art. 19(e), par. 7 del Regolamento).

Entro 12 mesi dal ricevimento delle relazioni nazionali, l'ACER pubblica una relazione che analizza tutti i rapporti degli Stati Membri e fornisce raccomandazioni su questioni di rilevanza transfrontaliera, comprese raccomandazioni sulla rimozione degli ostacoli all'ingresso di risorse di flessibilità non fossili.

2.2 Governance e coinvolgimento degli stakeholder

La Metodologia prevede che i gestori dei sistemi di trasmissione (TSO) e i gestori dei sistemi di distribuzione (DSO) di ciascuno Stato Membro forniscano le valutazioni di flessibilità all'ente designato che poi redige il FNA report (art. 19(e), par. 3 del Regolamento). Terna, in qualità di TSO, e anche di ente designato, ha provveduto a definire i dati di input e ad effettuare le valutazioni di flessibilità a livello di sistema e, sentita l'ARERA, ha coordinato i rapporti con i DSO per raccogliere i loro contributi per predisporre il FNA report.

4 https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-flexibility-needs-assessment-methodology-2025.pdf

Nell'ambito della collaborazione tra ente designato e i DSO non è stato necessario ricorrere ad alcun processo di consultazione, tuttavia, vi sono state alcune riunioni di coordinamento al fine di condividere stesso formato dati e template unico per la predisposizione della relazione qualitativa.

Nelle prime settimane del 2026 sono stati invitati i vari DSO a fornire, come richiesto dalla Metodologia, le loro esigenze di flessibilità da poter integrare all'interno del FNA Report.

L'articolo 11 della Metodologia definisce le modalità di determinazione delle esigenze di flessibilità da parte dei DSO e il coordinamento con gli strumenti di pianificazione degli sviluppi delle reti. Il medesimo articolo, al paragrafo 3, prevede la possibilità che il DSO trasmetta una relazione qualitativa che descriva le ipotesi di sviluppo prospettico della flessibilità locale.

Tra marzo e giugno 2026 i distributori: Areti, Unareti, AcegasApsAmga, Inrete Distribuzione Energia, Ireti, Set Distribuzione, Duereti, V-Reti, e Deval coordinati dall'Associazione di categoria Utilitalia, hanno trasmesso a Terna, in qualità di ente designato, una relazione qualitativa per rappresentare:

- un quadro generale sulle potenzialità di sviluppo della flessibilità a servizio delle reti di distribuzione e del framework regolatorio attualmente previsto in materia in Italia;
- un dettaglio sulle possibili esigenze di ricorso all'approvvigionamento di servizi di flessibilità in risposta a specifiche evoluzioni della propria rete.

Tali contributi sono riportati nel paragrafo 4.3.4

2.3 Metodologia Flexibility Needs Assessment

La Metodologia richiede che le valutazioni di flessibilità di ogni Stato Membro siano pienamente coerenti con le valutazioni di adeguatezza a livello europeo (European Resource Adequacy Assessment - ERAA) e/o nazionale (National Resource Adequacy Assessment - NRAA) garantendone la complementarità tra gli studi ed evitando sovrapposizioni nelle valutazioni stesse (art. 7.1 della Metodologia). Nello specifico, i dati utilizzati per le valutazioni di flessibilità devono basarsi su uno degli scenari sviluppati per l'analisi di sostenibilità economica degli impianti (Economic Viability Assessment – EVA) nell'ambito dell'ERAA/NRAA e considerare almeno due anni orizzonte (target year - TY), compresi tra +5 e +10 anni rispetto all'anno della *data collection* ENTSO-E per l'ultimo ERAA approvato da ACER. Almeno uno degli anni orizzonte deve essere in linea con i target europei di integrazione FER (art. 6.1 della Metodologia). Infine, per tutti gli anni orizzonte, si devono analizzare almeno gli anni climatici (*weather scenario* - WS) utilizzati per l'EVA dell'ERAA/NRAA di riferimento (art. 6.5 della Metodologia, valido solo per la prima pubblicazione).

Per la redazione del presente report, Terna ha utilizzato l'ERAA 2025 di ENTSO-E, nella versione emendata[5] e approvata da ACER con la Decisione 06/2026 del 29.04.26[6].

L'ERAA 2025 copre l'orizzonte 2026–2035 e analizza, in particolare, gli anni 2028, 2030, 2033 e 2035[7].

Al fine di essere conforme a quanto previsto dalla metodologia, nel rapporto FNA dell'Italia si analizzano gli anni orizzonte 2030 e 2035[8]. Infatti, la scelta di tali anni permette di effettuare un'analisi che comprende interamente l'orizzonte tra +5 e +10 anni, includendo un anno oggetto di target europei (2030). Le valutazioni di esigenze di flessibilità del presente rapporto sono state effettuate per otto differenti scenari climatici[9], di cui tre coerenti a quelli utilizzati per l'analisi EVA dell'ERAA 2025, come richiesto dalla Metodologia. Gli ulteriori cinque scenari climatici sono stati analizzati per ampliare lo spettro dell'analisi di flessibilità effettuata in questo primo report[10].

5 ERAA 2025 Annex 2_Amended edition following ACER's decision.pdf
6 https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER-Decision-06-2026-ERAA-2025.pdf
7 https://www.entsoe.eu/eraa/2025/reports&results/
8 Nello specifico, il presente report fa rifermento alle analisi EVA *cost-based* dell'ERAA 2025.
9 Gli scenari climatici utilizzati per l'EVA in ERAA 25 sono identificati come WS23, WS27, WS35. Gli ulteriori 5 scenari climatici studiati sono identificati in ERAA come WS01, WS04, WS13, WS16, WS36.
10 Come previsto dalla Metodologia per i report di flessibilità successivi al primo l'analisi va estesa a tutti e 36 gli scenari climatici studiati in ambito adeguatezza.

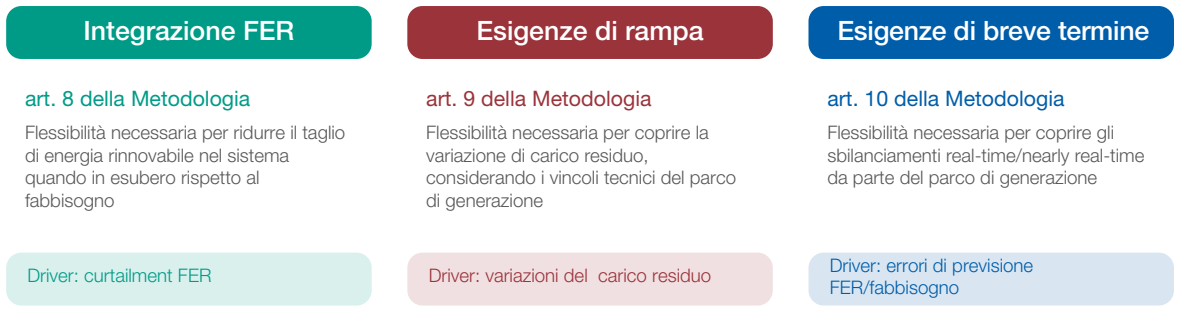
Per la valutazione delle esigenze di flessibilità, la metodologia propone due possibili approcci (art. 7.3 della metodologia):

1. valutazione basata sul post-processing di risultati ottenuti in ambito ERAA rispetto ad anni orizzonte e scenari climatici coerenti con analisi EVA dell'ERAA;
2. valutazione basata su simulazioni di dispacciamento economico con alla base scenari coerenti con analisi EVA dell'ERAA.

Il presente report basa le sue valutazioni sul secondo approccio, ovvero simulazioni di mercato basate sugli scenari ERAA post EVA, per ogni combinazione di anno orizzonte e scenario climatico definiti in precedenza.

Con riferimento alla metodologia di analisi che deve condurre il TSO, la Metodologia FNA definisce tre diverse esigenze legate alla flessibilità del sistema che sono oggetto di valutazione del FNA report (cd. System Needs, art. 7.4 della Metodologia).

Figura 1 – *Esigenze di flessibilità descritte nella Metodologia*



Nel presente report, le esigenze di rampa non sono evidenziate come categoria distinta di esigenza, poiché le simulazioni di dispacciamento economico ottimo tengono conto dei tempi di rampa degli impianti di generazione programmabile.

Anche le esigenze di flessibilità di breve termine (*short-term flexibility need*) risultano implicitamente considerate attraverso il soddisfacimento dei vincoli di copertura del fabbisogno di riserva, sia nel verso "a salire" che nel verso "a scendere". In particolare, le simulazioni tengono conto del soddisfacimento dei principali vincoli di riserva considerati nell'effettivo esercizio del sistema, ovvero: riserva per il contenimento di frequenza (FCR), riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica (aFRR), riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale (mFRR) e riserva di sostituzione (RR). Si specifica inoltre che, la flessibilità di breve termine è principalmente gestita attraverso il dimensionamento del fabbisogno di riserva di sostituzione, il quale viene dimensionato sulla base dell'errore di previsione del carico e della generazione da fonti rinnovabili non programmabili, nonché delle indisponibilità programmate di impianti e rete, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Rete[11].

Il livello di integrazione FER ottenuto dalle simulazioni, dunque, tiene implicitamente conto anche della componente associata agli errori di previsione di carico e generazione rinnovabile.

Si sottolinea che, le simulazioni effettuate includono anche un certo periodo standard di manutenzioni per impianti termici e linee di interconnessione tra le zone di mercato e con l'estero, oltre a un grado di disponibilità sempre parziale durante l'anno. Al fine di valutare la flessibilità del sistema, tale riduzione di disponibilità risulta equivalente a simulare, in maniera media sull' anno, i guasti accidentali sia di linee che di generatori termici, considerando i tassi di guasto utilizzati per il report ERAA 2025, in linea con quanto definito nell'art. 7.3 (b) della Metodologia.

Pertanto, i risultati ottenuti dalle simulazioni risultano coerenti con il quadro delle esigenze di flessibilità definito dalla

11 https://download.terna.it/terna/Allegato_A.22_8df2ad147e86da5.pdf

Metodologia, in quanto l'integrazione FER ottenuta a valle delle simulazioni effettuate include implicitamente sia la flessibilità di breve termine sia le limitazioni date dai vincoli di rampa degli impianti.

Le simulazioni descritte sono svolte a livello di zona di mercato, e non tengono conto di eventuali ulteriori limitazioni interne alla zona sia della rete di trasmissione che della rete di distribuzione. In merito ai principali indicatori di flessibilità questi sono riportati a livello nazionale.

Per quel che riguarda la rete di trasmissione, aver effettuato le simulazioni considerando la suddivisione dell'Italia in zone di mercato garantisce di aver intercettato la maggior parte delle congestioni che si verificano sulla rete di trasmissione. Pertanto, si può considerare che l'ulteriore taglio rinnovabile che si può verificare per limitazioni sulla rete di trasmissione sia esiguo, e comunque inferiore alla soglia minima definita nella Metodologia (minimo 10% delle esigenze di flessibilità di sistema, art. 14) oltre la quale è necessario effettuare un *fine-tuning* dei risultati ottenuti.

Per quanto concerne, invece, eventuali esigenze di flessibilità sulla rete di distribuzione, la metodologia prevede (art. 11 cd. DSO network flexibility needs) che i DSO valutino, ognuno per la rete di competenza o, in alternativa, per gruppi di DSO purché relativamente alla stessa zona di mercato, le proprie esigenze di flessibilità per gli anni orizzonte in analisi.

I contributi dei DSO vengono raccolti dall'ente designato e riportati al paragrafo DSO flexibility needs 4.3 del presente documento. Secondo l'articolo 11.7 della Metodologia i DSO, qualora possibile, devono indicare la quota parte di esigenze di flessibilità necessarie per sopperire al *curtailment* di risorse alimentate da fonti rinnovabili al fine di essere utilizzati per le attività di fine-tuning descritte nell'articolo 14 della Metodologia stessa. Tuttavia, le esigenze di flessibilità relative al *curtailment* di risorse alimentate da fonti rinnovabili raccolte dai DSO e riportate nella Tabella 5 del paragrafo 4.3.4 sono inferiori alla soglia definita dall'articolo 14.3 (b) della Metodologia, pertanto tali esigenze non saranno oggetto di attività di *fine-tuning* all'interno di questo documento.

3 Scenari di riferimento

Ai fini delle analisi di flessibilità svolte in questo documento sono stati considerati gli scenari utilizzati per l'ERAA 2025 (forniti da Terna ad ENTSO-E nell'ambito della *data collection* per l'ERAA 2025).[12]

In Tabella 1 si riportano le numeriche principali che caratterizzano suddetti scenari.

Tabella 1 - *Evoluzione sistema elettrico in termini di fabbisogno, fonti eoliche e solari e accumuli al 2025, 2030 e 2035*

	2025[13]	2030	2035
Fabbisogno (TWh)[14]	312	360	389
Capacità solare ed eolica (GW)	57,1	107,4	133,0
di cui solare	43,5	79,3	97,5
di cui eolico	13,6	28,1	35,5
Accumuli (GWh)	18,0	75,1	109,4

I contributi dei DSO che sono stati raccolti si basano tutti sui rispettivi Piani di Sviluppo 2025-2029 pubblicati sui relativi siti internet. Sebbene vi siano elementi comuni legati ai futuri impatti sulle porzioni di rete gestite, i riferimenti e gli estratti più importanti dei vari Piani di Sviluppo sono riportati all'interno del paragrafo 4.3.3 del presente report. La quasi totalità dei DSO ha deciso di utilizzare una proiezione al 2030 e al 2035, anni target scelti per essere coerenti con la Metodologia, dei dati contenuti all'interno dei loro singoli Piani di Sviluppo 2025-2029 al fine di poter stimare le proprie esigenze di flessibilità. Areti ed Unareti, avendo sviluppato entrambi dei progetti pilota specificatamente dedicati alle risorse locali di flessibilità hanno basato le loro stime per gli anni target sulle rispettive metodologie precedentemente sviluppate.

3.1 Fabbisogno elettrico

La Figura 2 mostra l'evoluzione del fabbisogno elettrico dal 2010 al 2035. Il fabbisogno è diminuito durante la crisi del 2012, e si è stabilizzato dal 2017 al 2019. Nel 2020 la pandemia ha causato un calo della domanda, seguita da una ripresa nel 2021. Dal 2022 si rileva una minore correlazione tra crescita economica e domanda di energia ("*decoupling*").

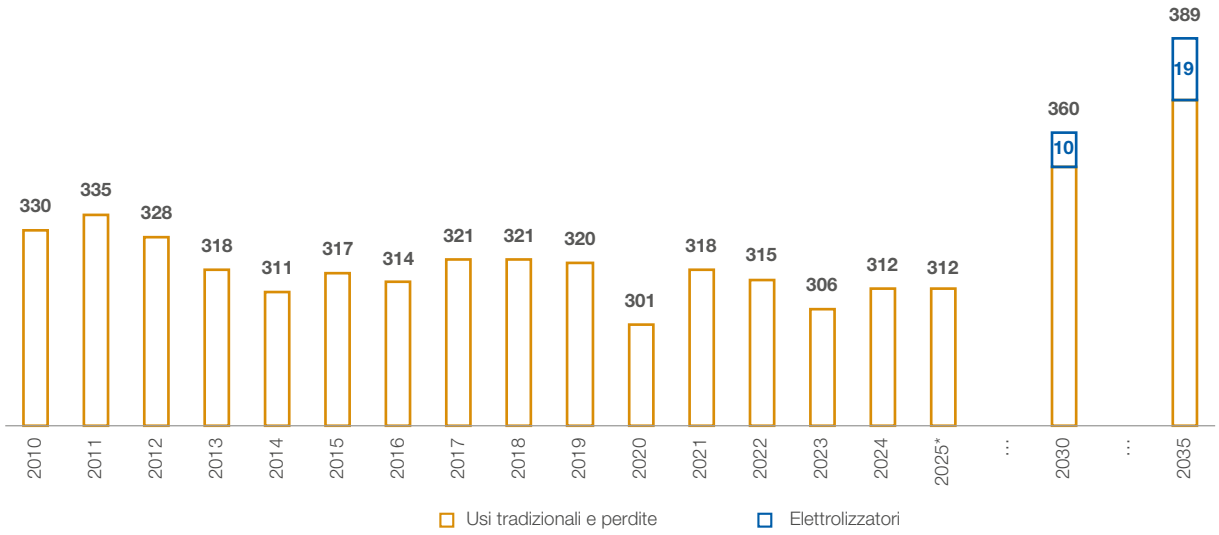
Lo scenario prevede che il fabbisogno raggiungerà circa 360 TWh nel 2030 e 389 TWh nel 2035. Quest'ultimi rappresentano la media pesata del fabbisogno dei singoli anni climatici dell'analisi ERAA 2025.

12 Nella data collection per l'ERAA 2025 sono stati forniti scenari coerenti con il Documento di Descrizione degli Scenari 2024, pubblicato da Terna e Snam ad ottobre 2024, e con PNIEC 2024 pubblicato a luglio 2024. In particolare, per fabbisogno, capacità eolica e solare ed accumuli del 2030 è stato utilizzato lo scenario PNIEC Policy mentre per il 2035 è stata utilizzata una media delle traiettorie descritte nel perimetro Italia dagli scenari "Distributed Energy" (DE-IT) e "Global Ambition" (GA-IT).

13 Fonte dati statistici Terna

14 Il fabbisogno 2025 è dato provvisorio e il fabbisogno del 2030 e 2035 è la media del fabbisogno dei singoli anni climatici dell'analisi ERAA 2025.

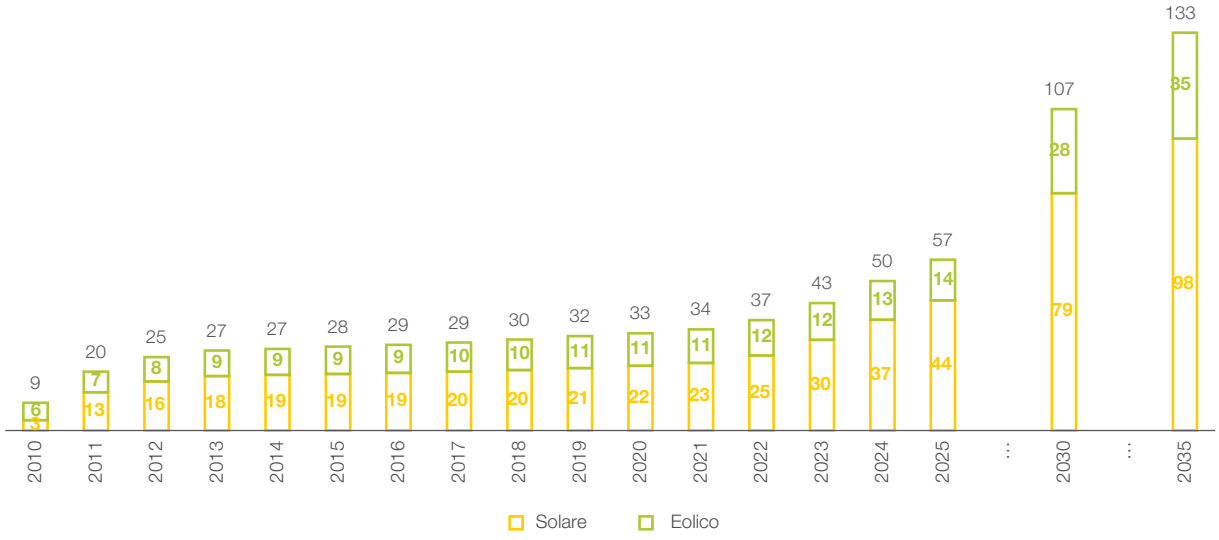
Figura 2 - ***Evoluzione storica del fabbisogno e proiezione da scenario - *valore 2025 provvisorio (TWh)***



3.2 Capacità eolica e solare

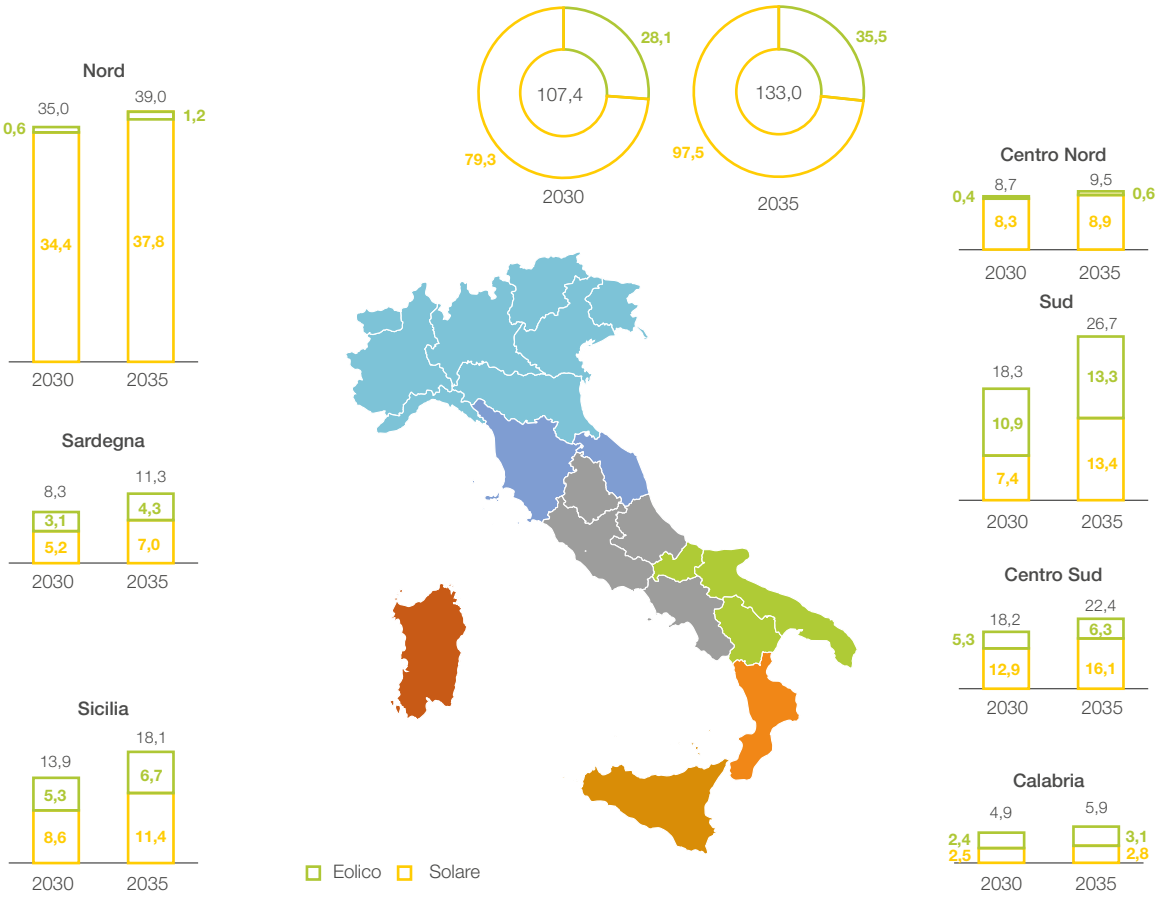
Alla fine del 2025, la capacità installata complessiva da fonti eoliche e solari ha raggiunto i 57 GW, rispetto all'obiettivo PNIEC 2030 fissato a 107 GW. Il tasso di incremento annuale della nuova capacità rinnovabile rimane elevato: nel 2025 si sono registrati +7,1 GW, dato coerente con il 2024 e superiore ai valori osservati nel periodo 2021-2023 (+1,4 GW nel 2021, +3,0 GW nel 2022 e +5,7 GW nel 2023).

Figura 3 - ***Evoluzione storica eolico e solare e proiezione da scenario***



Negli scenari futuri il fotovoltaico rappresenta la quota predominante della nuova capacità installata in tutte le zone del mercato (Figura 4). Gli incrementi più rilevanti si concentrano nelle aree meridionali, mentre le aree settentrionali registrano una crescita più contenuta. Anche la capacità eolica mostra un incremento significativo, seppur inferiore rispetto al fotovoltaico, con i maggiori sviluppi localizzati nelle regioni meridionali e insulari.

Figura 4 - ***Localizzazione eolico e solare per scenario 2030 e 2035 (GW)***



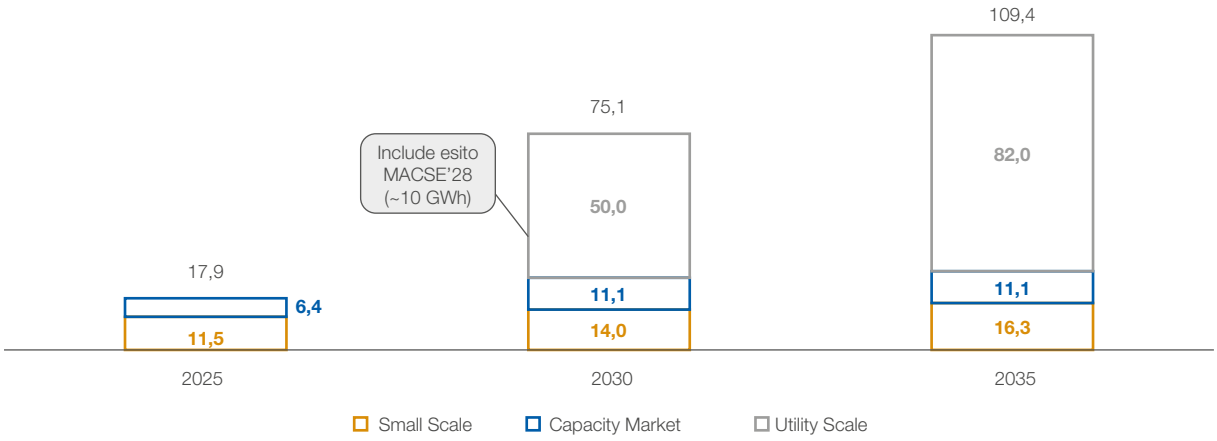
3.3 Capacità d'accumulo

Al fine di facilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico e raggiungere gli obiettivi del PNIEC, risulta indispensabile lo sviluppo di nuove capacità di accumulo. Negli scenari alla base di questo studio la capacità di accumulo prevista (Figura 5) è costituita da:

- accumuli distribuiti "small scale", ovvero batterie elettrochimiche con durata media di circa 2 ore, progettate prevalentemente per supportare la crescita del solare fotovoltaico di piccola taglia e ottimizzare l'autoconsumo;
- accumuli contrattualizzati mediante aste sul mercato della capacità, caratterizzati da una durata media di circa 4 ore;
- accumuli "utility scale", di cui 10 GWh approvvigionati tramite asta MACSE 2028.

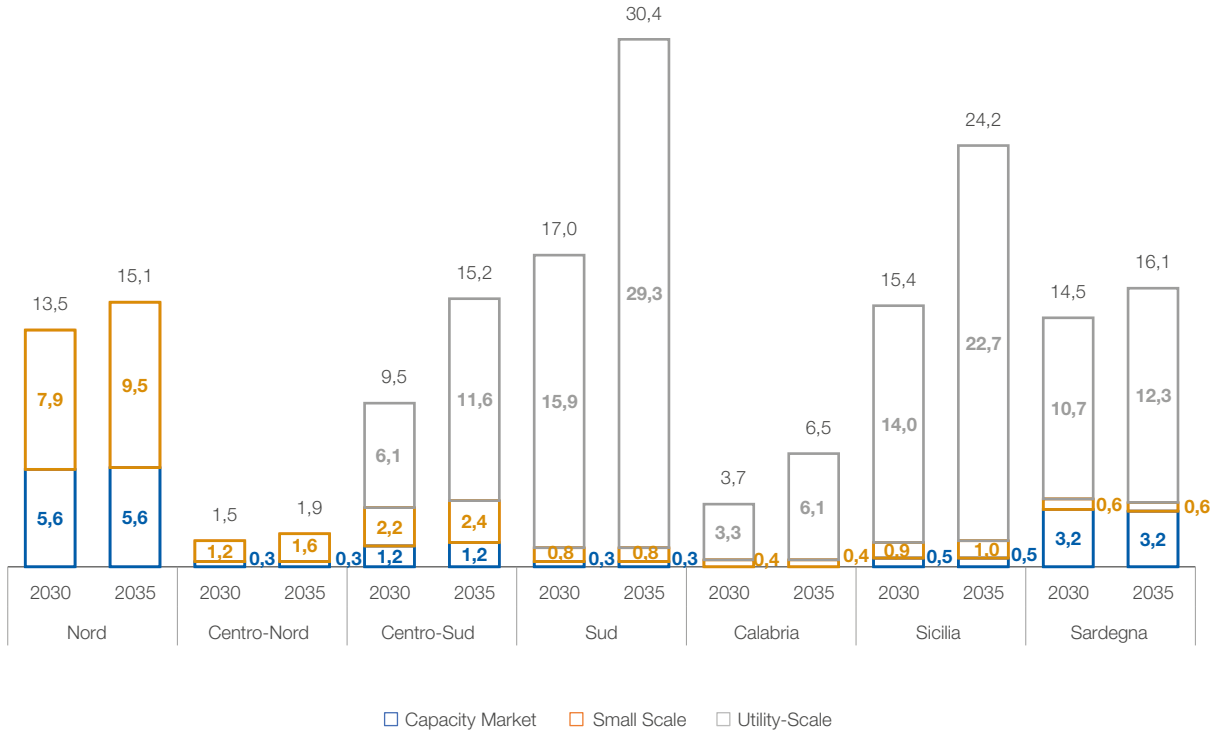
Al 2030 la capacità di accumulo complessiva raggiunge 75,1 GWh e al 2035 cresce fino 109,4 GWh.

Figura 5 - *Evoluzione capacità di accumulo (GWh)*



La distribuzione territoriale riflette la diversa localizzazione attesa della nuova capacità rinnovabile. Difatti, dalla Figura 6 emerge una forte concentrazione degli accumuli nelle zone del Sud, Centro-Sud e Sicilia, dove si osservano i maggiori incrementi di capacità installata rinnovabile per il 2030 e il 2035. Al contrario, nelle zone del Nord l'espansione degli accumuli risulta più contenuta, pur mantenendo una crescita positiva.

Figura 6 - *Localizzazione capacità accumuli per scenari 2030 e 2035 (GWh)*



Box di approfondimento – MACSE

Il MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico) è il meccanismo di contrattualizzazione a termine della capacità di stoccaggio elettrico introdotto dall'articolo 18 del D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 210 e approvato dalla Commissione europea, in regime di aiuto di Stato, con decisione SA.104106 (2023/N) a dicembre 2023. Sul piano nazionale, ARERA ha definito i criteri generali del meccanismo con la deliberazione 247/2023/R/eel, poi integrati dai successivi provvedimenti regolatori propedeutici alla sua attuazione. La Disciplina MACSE predisposta da Terna è stata approvata con Decreto MASE del 10 ottobre 2024; successivamente, con i Decreti MASE del 27 febbraio 2025 e del 20 maggio 2026, sono stati approvati, rispettivamente, i fabbisogni di nuova capacità di accumulo per l'anno di consegna 2028 e 2029.

Si ricorda che esistono oggi in Italia tre meccanismi di contrattualizzazione a termine. Ciascuno di questi è stato pensato per svolgere un ruolo ben definito nell'architettura complessiva del disegno di mercato nazionale: (a) le aste FER – favorire l'installazione di nuova generazione rinnovabile in coerenza agli obiettivi di decarbonizzazione; (b) il MACSE – favorire l'installazione – in prossimità delle FER contrattualizzate col primo meccanismo – degli accumuli necessari alla gestione di un sistema elettrico sempre più decarbonizzato; (c) il Mercato della Capacità – garantire il mantenimento in esercizio della capacità programmabile necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. Tenuto conto della capacità di accumulo e della capacità rinnovabili che sarà disponibile in un determinato anno di consegna (anche grazie a quanto contrattualizzato con il MACSE e con le aste FER), il Capacity Market permette di contrattualizzare le ulteriori risorse necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.

Il meccanismo MACSE si basa su aste competitive, remunerate *pay-as-bid* e organizzate da Terna, finalizzate alla conclusione di contratti di lungo termine con i soggetti titolari di nuovi sistemi di stoccaggio.

A fronte del premio riconosciuto in esito all'asta, gli assegnatari assumono l'obbligo di realizzare nelle tempistiche previste e di rendere disponibile la capacità di stoccaggio contrattualizzata, rispettando i requisiti tecnici e di disponibilità previsti. La capacità dovrà inoltre essere resa disponibile ai mercati all'ingrosso e al Mercato di Bilanciamento e Ridispacciamento analogamente alle altre unità abilitate, ma il contratto MACSE introduce un meccanismo di restituzione a Terna di parte dei ricavi e dei margini conseguiti.

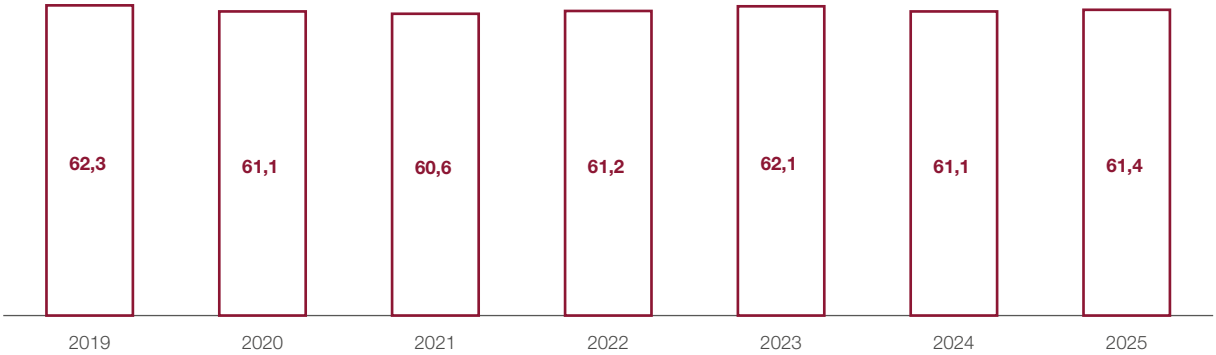
Una volta realizzati gli accumuli attraverso il MACSE viene data la possibilità agli operatori di mercato di poter scambiare prodotti di *time-shifting* sul mercato dell'energia.

Il 30 settembre 2025 si è svolta la prima asta relativa al meccanismo MACSE, in cui sono stati approvvigionati 10 GWh di accumuli per l'anno di consegna 2028 con un prezzo medio aggiudicato di 12.959 €/MWh/anno e un prezzo massimo di 18.816 €/MWh/anno. Per l'anno di consegna 2029, l'asta si svolgerà in data 24 novembre 2026, per un contingente pari a 16 GWh di accumuli.

3.4 Capacità termoelettrica

Nel periodo 2019-2025 si osserva un andamento stabile della capacità termoelettrica, attribuibile all'entrata in esercizio dei primi impianti approvvigionati tramite il Capacity Market (Figura 7). Questa evoluzione si è verificata nonostante il proseguimento del processo di dismissione degli impianti a carbone, che risulta tuttora in corso.

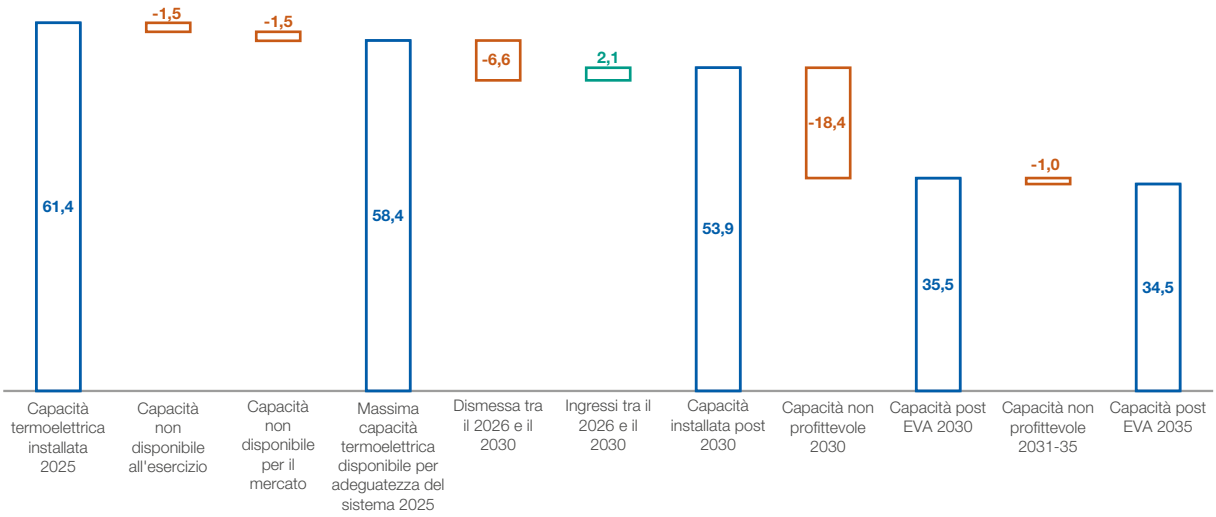
Figura 7 - *Evoluzione capacità di generazione termoelettrica 2019-2025 (dati statistici Terna GW)*



Secondo i dati statistici di Terna, al 2025 il parco termoelettrico ammonta a 61,4 GW di capacità installata. Tuttavia, non tutta la capacità risulta utilizzabile: 1,5 GW sono indisponibili all'esercizio e ulteriori 1,5 GW non partecipano al mercato. Ne deriva una capacità effettivamente disponibile pari a circa 58,4 GW (Figura 8).

Considerando le dismissioni programmate nel periodo 2026-2030 (6,6 GW) e la nuova capacità approvvigionata tramite meccanismi a termine entro il 2030 (2,1 GW), la capacità termoelettrica installata disponibile si attesta a circa 53,9 GW al 2030.

Figura 8 - *Perimetro di analisi per impianti termoelettrici 2030 e 2035 con risultati post EVA 2025 (GW)*



Su tale parco, le analisi di sostenibilità economica dell'EVA individuano ulteriori 18,4 GW di capacità a rischio di decommissioning per assenza di adeguata redditività economica. Di conseguenza, la capacità termoelettrica residua si riduce a circa 35,5 GW al 2030. Estendendo l'analisi all'orizzonte 2035, un ulteriore 1,0 GW risulta economicamente non sostenibile, portando la capacità termoelettrica complessiva a circa 34,5 GW.

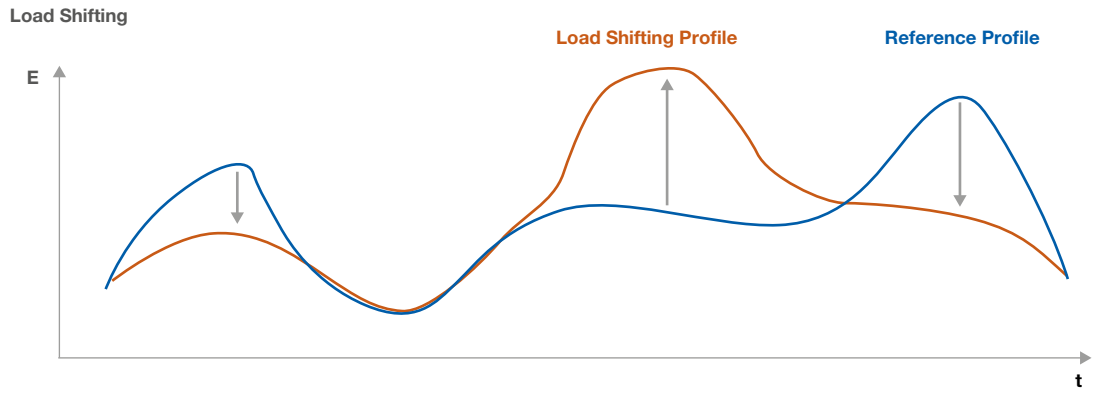
3.5 Demand Response

La *Demand Response (DR)* porterà un contributo complementare alle tecnologie di accumulo per integrare le fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico. In generale, la *Demand Response* può essere distinta in *DR esplicita e DR implicita*. La prima consiste in una partecipazione al mercato di bilanciamento e ridispiacciamento da parte delle unità di consumo, modulando su richiesta esplicita del gestore di rete i profili di prelievo. La *DR implicita*, invece, consiste nell'adattamento autonomo dei consumi in risposta a segnali di prezzo o a tariffe variabili nel tempo, con l'obiettivo di spostare o modificare i prelievi nelle diverse ore della giornata (ad esempio attraverso il *Load shifting*).

Nell'ambito della valutazione delle esigenze di flessibilità negli scenari 2030 e 2035, le ipotesi adottate per la *DR esplicita* includono utenze industriali in grado di modulare al ribasso il proprio profilo di prelievo su richiesta del gestore di rete, emulando il comportamento che avrebbe un impianto di generazione chiamato ad aumentare l'immesso in rete per bilanciare il sistema. L'eventuale contributo della *DR esplicita* attraverso un aumento dei prelievi è ancora in una fase di adozione iniziale in Italia e, pertanto, non è stato considerato nelle valutazioni, alla luce della limitata evidenza empirica oggi disponibile. Con il progressivo consolidarsi delle esperienze operative, tale contributo potrà essere oggetto di valutazione nei futuri rapporti (vedere box di approfondimento successivo).

Per quanto riguarda la *DR implicita*, le valutazioni si basano sui profili di prelievo delle "nuove" risorse distribuite – quali batterie residenziali, veicoli elettrici e pompe di calore, spesso installate *behind-the-meter* – già costruiti tenendo conto di modalità di consumo flessibili nell'ambito della predisposizione degli scenari europei funzionali all'ERAA e al TYNDP (*Ten-Year Network Development Plan*). Tali risorse, infatti, sono in grado di modificare temporalmente i propri prelievi, ad esempio attraverso azioni di *Load shifting*, e il relativo contributo di flessibilità risulta pertanto già incorporato nei profili assunti. Anche in questo caso, con il progressivo consolidarsi delle esperienze operative e delle evidenze disponibili, tali assunzioni potranno essere ulteriormente affinate nei futuri report.

Figura 9 - *Grafico esemplificativo di un profilo di prelievo Load shifting*



Il *Load shifting* è una forma di flessibilità della domanda che consiste nello spostare i consumi elettrici da periodi con elevata richiesta o ridotta produzione rinnovabile (verosimilmente con prezzi alti) verso periodi con una richiesta inferiore o una maggiore disponibilità di produzione rinnovabile (e quindi prezzi più competitivi), mantenendo invariata l'energia complessiva consumata in una giornata. È quindi importante chiarire che tale comportamento non si traduce in una riduzione dei consumi ma di un loro riposizionamento temporale nella giornata. Tale meccanismo risulta avere un impatto positivo per la flessibilità del sistema in quanto riduce i picchi di domanda, favorisce l'integrazione delle risorse rinnovabili e migliora la gestione delle congestioni di rete (con possibile effetto di riduzione del *curtailment*).

Box di approfondimento – Servizio di Modulazione dei Prelievi

Il servizio di modulazione dei prelievi è uno strumento di ultima istanza finalizzato a supportare la sicurezza del sistema elettrico in condizioni critiche. Il decreto-legge n. 69/2023 consente a Terna, sulla base degli indirizzi del MASE e secondo criteri e modalità definiti da ARERA, di implementare meccanismi innovativi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale. In questo quadro, la deliberazione ARERA 12/2026/R/eel ha approvato il regolamento predisposto da Terna per l'approvvigionamento a termine delle risorse disponibili alla modulazione dei prelievi, estendendo il servizio di riduzione dei consumi, sviluppato nel 2025, anche alla possibilità di incremento dei prelievi dei raggruppamenti di carichi di taglia pari ad almeno 8 MW ed in possesso del dispositivo necessario al distacco di carico da remoto.

Operativamente, il servizio consente a Terna di richiedere, in funzione delle esigenze del sistema, sia l'aumento dei consumi nelle ore caratterizzate da eccesso di produzione rinnovabile non programmabile e basso carico, sia la riduzione rapida dei prelievi in situazioni di adeguatezza o sicurezza in cui occorra contenere il fabbisogno. Il meccanismo permette quindi di valorizzare la flessibilità dei propri consumi all'interno di un quadro regolato, con impegni tecnici definiti e remunerazione stabilita ex ante.

La partecipazione al servizio avviene tramite una procedura concorsuale organizzata da Terna. Gli operatori, una volta abilitati, presentano offerte per i raggruppamenti di carichi validati indicando la potenza offerta e il premio richiesto per MW. La selezione avviene con asta al ribasso *pay-as-bid*, entro il premio massimo previsto dal regolamento, fino alla copertura del fabbisogno definito per il periodo di applicazione.

Per il primo periodo di applicazione, pari a 12 mesi da marzo 2026 a febbraio 2027, il fabbisogno approvvigionato è pari a 2.400 MW e il premio massimo d'asta è fissato a 46.000 €/MW per il periodo di validità. La capacità assegnata può essere attivata da Terna per un massimo complessivo di 120 ore.

L'attivazione può riguardare sia la riduzione sia l'incremento dei prelievi. In caso di riduzione, Terna comunica l'attivazione con preavviso rispetto al giorno di erogazione; in caso di incremento, l'attivazione può avvenire su giornate individuate ex ante come provvisorie o vincolate. In tutti i casi, la comunicazione indica il verso della modulazione, i raggruppamenti coinvolti e la durata della finestra di attivazione.

La remunerazione è costruita principalmente tramite una componente fissa in modo da riconoscere la disponibilità di chi partecipa e mette a disposizione la propria flessibilità. Oltre alla componente fissa: in caso di riduzione dei prelievi, non è prevista una remunerazione aggiuntiva dell'energia non consumatori in caso di incremento dei prelievi, invece, l'energia assorbita nelle ore di attivazione viene contabilizzata e decurtata dallo sbilanciamento valorizzandola al minor valore tra prezzo nullo e il PUN Index GME.

Il 25 febbraio 2026 si è tenuta l'asta per il periodo 1° marzo 2026 – 28 febbraio 2027 e sono risultati assegnatari 1.851 MW.

Dalle attivazioni per incremento dei prelievi effettuate nel corso della primavera 2026 emerge un elevato livello di efficacia del servizio, che ha contribuito in maniera significativa al mantenimento di adeguati margini di riserva a scendere nelle ore centrali della giornata, caratterizzate da elevata produzione fotovoltaica.

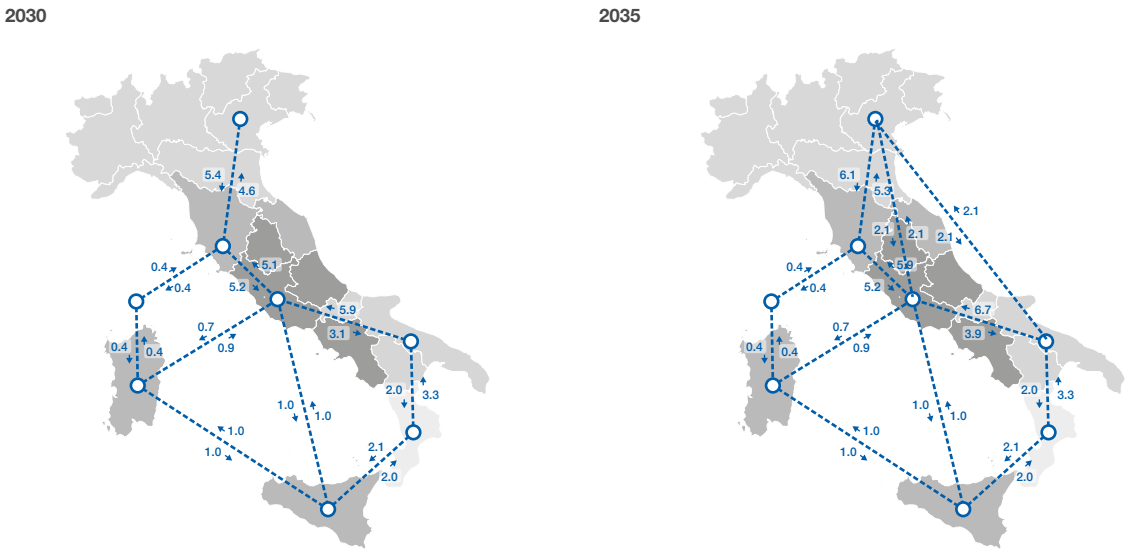
In generale, una maggiore elettrificazione dei consumi, tramite un incremento delle risorse in grado di partecipare al mercato dei servizi o di essere gestite secondo logiche funzionali alle esigenze del sistema elettrico (DR esplicita), comporterebbe anche un potenziale beneficio economico per il sistema, grazie alla maggiore competizione tra risorse di flessibilità.

3.6 Rete di riferimento e principali interventi di sviluppo interzonali

Per integrare in modo efficiente il volume di FER previsto nello scenario, oltre ad una adeguata capacità di accumulo sarà necessario garantire lo sviluppo della rete di trasmissione attraverso una serie di opere di rete finalizzate ad incrementare strutturalmente la capacità di trasporto fra le zone di mercato. La nuova capacità di trasporto attesa è indispensabile per consentire l'integrazione delle rinnovabili previste negli scenari, garantendo un livello accettabile di *curtailment* e abilitando il trasporto dell'energia dal Sud Italia (dove è concentrata una quota rilevante della crescita FER) verso le regioni del Nord in cui la maggior parte del carico è concentrata.

Nell'ERAA 2025 (e di conseguenza anche nelle analisi riportate all'interno del presente documento) sono state considerate le opere con entrata in esercizio negli anni orizzonte oggetto di questo studio (2030 e 2035) così come previste nel Piano di Sviluppo (PdS) di Terna pubblicato a marzo 2025[15]. L'evoluzione prevista della capacità di trasporto è rappresentata nella Figura 10.

Figura 10 - *Evoluzione capacità di scambio (GW) fra zone di mercato*



3.7 Target di integrazione FER

Al fine di valutare le esigenze di flessibilità di ogni anno target è necessario verificare il livello di integrazione rinnovabile in esito alle simulazioni di dispacciamento economico e confrontarlo con un valore target. Come definito nell'art. 8.7 della Metodologia il target di integrazione rinnovabile nazionale deve essere riportato nel più recente Piano Nazionale o, in alternativa, in documenti ufficiali che siano consistenti con quest'ultimo. Qualora tali target non siano raggiunti, la Metodologia prevede che il TSO valuti i benefici associati all'incremento di risorse di flessibilità nel sistema e quantifichi la capacità addizionale necessaria al raggiungimento del target di integrazione delle FER (art. 8.10).

Per l'Italia, il PNIEC 2024 fissa al 2030 un target di integrazione delle FER elettriche tale che il 63% del fabbisogno elettrico nazionale sia coperto da rinnovabili. Per il 2035 nel PNIEC non è specificato un target. Pertanto, per le valutazioni di flessibilità al 2035 si fa riferimento allo scenario *National Trends*, predisposto per gli studi europei del ERAA 2025. Tale scenario rappresenta la media dei due scenari 2035 sviluppati nel DDS 2024 (*Distributed Energy Italia* e *Global Ambition Italia*) e presenta un livello di integrazione delle FER tale che il 68% del fabbisogno elettrico sia soddisfatto da fonti rinnovabili.

15 https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete

4 Risultati dell'analisi delle esigenze di flessibilità

4.1 System needs

I paragrafi seguenti riportano l'analisi delle esigenze di flessibilità a livello di sistema. Tali esigenze sono state definite secondo quanto riportato nella Metodologia approvata da ACER, in particolare negli articoli 8, 9 e 10.

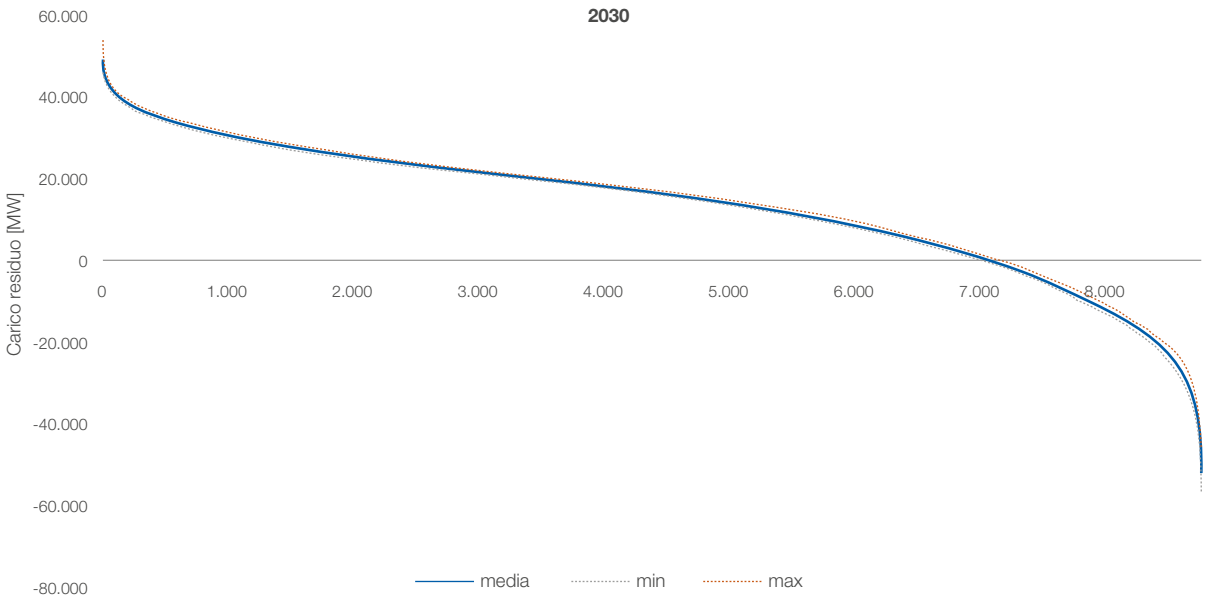
4.1.1 Caratterizzazione del carico residuo

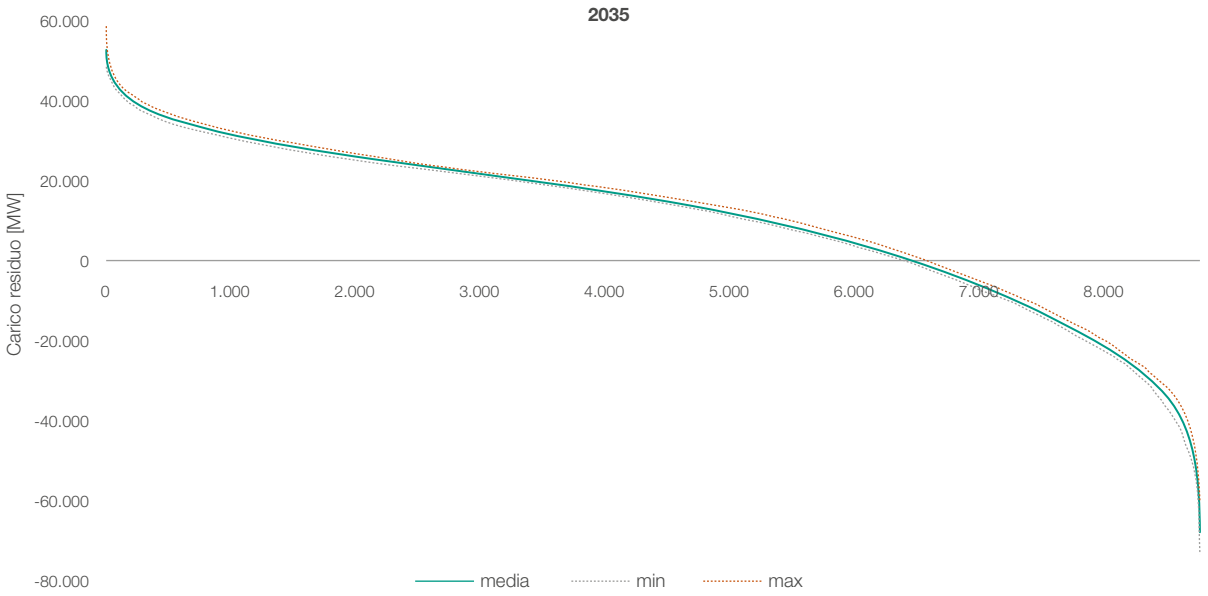
Prima di passare all'analisi delle esigenze di flessibilità, risulta utile focalizzarsi su una variabile fondamentale per la definizione di questi ultimi, ovvero il carico residuo. Il carico residuo è definito, coerentemente con la metodologia, come il fabbisogno elettrico decurtato della produzione non programmabile (i.e. produzione da fonti rinnovabili non programmabili, quali solare, eolico o idrico fluente) e della produzione soggetta a vincoli "*must run*".

La grandezza risultante è il fabbisogno elettrico che il sistema deve coprire con fonti programmabili, quali ad esempio impianti termoelettrici, idrici programmabili, sistemi di accumulo, o importando/esportando energia in caso di eccesso di domanda/generazione non programmabile. Nel caso tale grandezza non possa essere pienamente bilanciata dalle fonti programmabili disponibili si può incorrere in situazioni di *curtailment*.

I grafici in Figura 11 mostrano il valor medio, minimo e massimo, in ordine decrescente, del carico residuo orario per gli otto scenari climatici analizzati sia per l'anno 2030 che per l'anno 2035.

Figura 11 - ***Valor medio, minimo e massimo del carico residuo in ordine decrescente per l'anno 2030 e 2035***





In Figura 11, si osserva come al 2030 i valori di carico residuo minimo e massimo siano simili in valore assoluto (circa 50 GW), evidenziando poco meno di 2000 ore in cui tale valore risulta negativo. Al 2035, complice la maggiore penetrazione di fonti rinnovabili presente nello scenario, si assiste a un valore minimo di carico residuo maggiore, in valore assoluto, rispetto al valore massimo osservato (+57 GW vs -73 GW). Inoltre, le ore in cui il carico residuo risulta negativo aumentano, passando a circa 2500.

Maggiori dettagli sui valori di carico residuo sono riportati, per ogni anno climatico, in Figura 12 (anno 2030) e Figura 13 (anno 2035). In particolare, attraverso dei grafici *boxplot* vengono mostrati oltre ai valori di massimo (▲), di media (x) e di minimo (▼), i valori del 25°, 50° e 75° percentile (contenuti all'interno del box) e l'estensione della distribuzione al di fuori del box che segna gli estremi non *outlier*.

Tali valori evidenziano, per ogni scenario climatico, quanto mostrato anche dalle curve cumulate in Figura 11, ovvero un numero maggiore di ore per entrambi gli anni di valori positivi rispetto a valori negativi, con una riduzione di tale differenza passando dal 2030 al 2035.

Figura 12 - *Carico residuo 2030: valore massimo, minimo e percentili rilevanti per ogni scenario climatico analizzato*

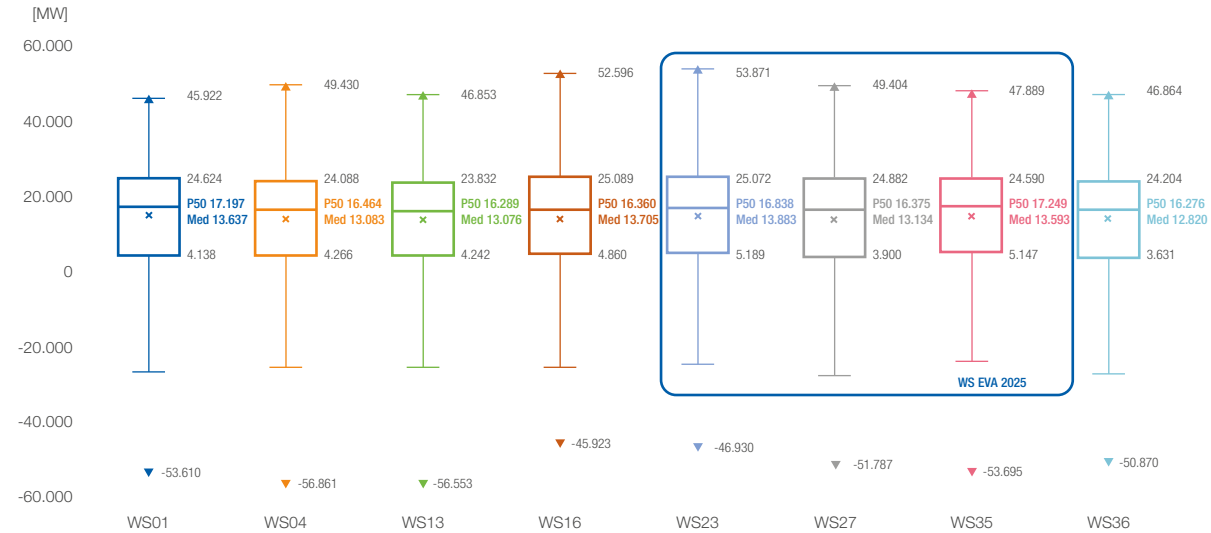
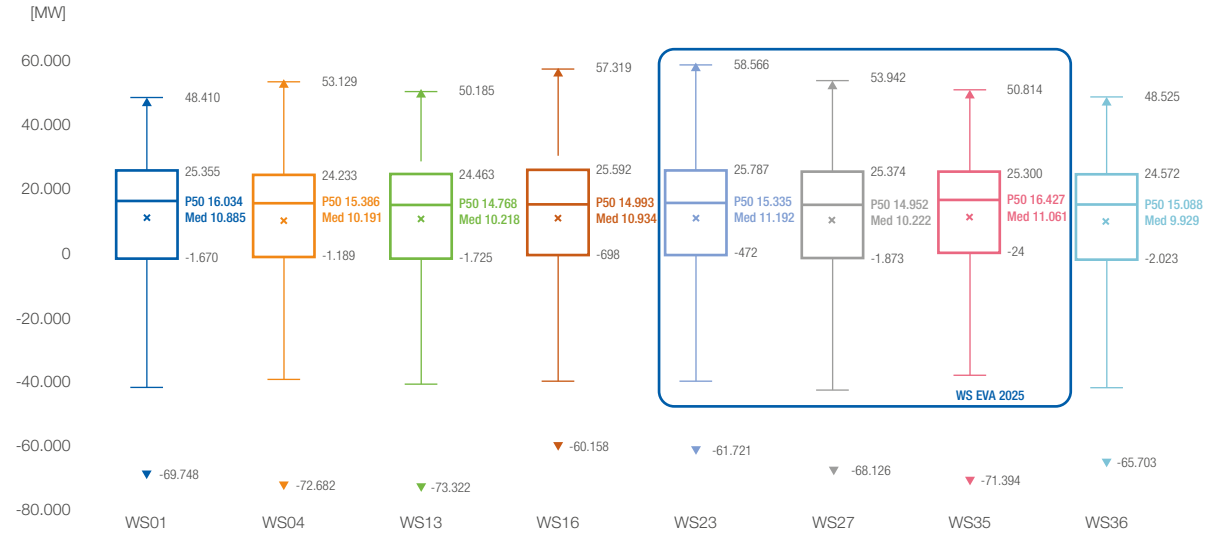


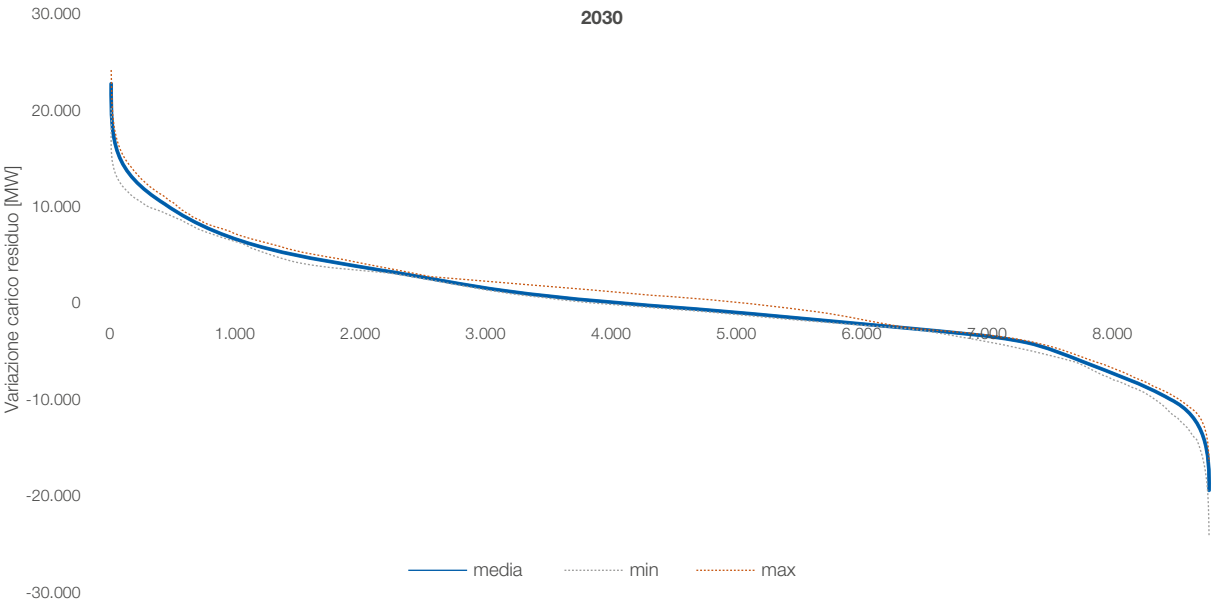
Figura 13 - *Carico residuo 2035: valore massimo, minimo e percentili rilevanti per ogni scenario climatico analizzato*

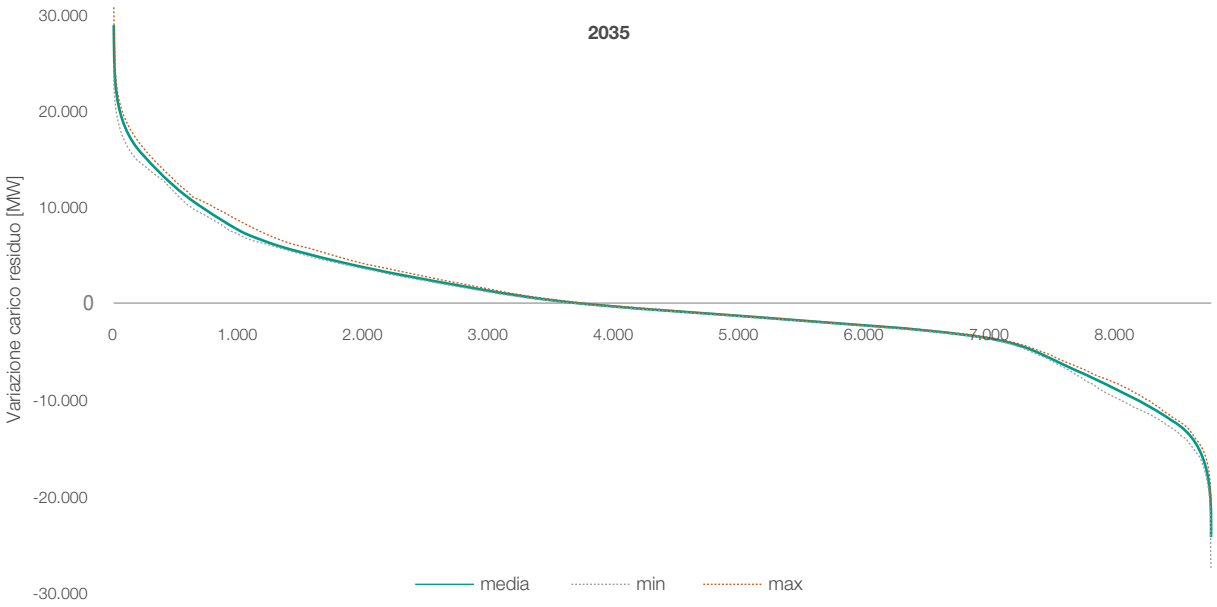


Risulta inoltre interessante analizzare la variazione del carico residuo tra un'ora e l'altra, in quanto tale grandezza rappresenta un buon indicatore delle variazioni a cui il sistema dovrà far fronte in tempi ridotti con le risorse dispacciabili disponibili.

La Figura 14 mostra i valori cumulati medi, minimi e massimi della variazione del carico residuo per gli anni 2030 e 2035. Si osserva come il sistema debba far fronte a variazioni tra un'ora e l'altra che possono arrivare fino a circa 25 GW nel 2030 e circa 30 GW nel 2035.

Figura 14 - *Valori cumulati medi, minimi e massimi della variazione del carico residuo per gli anni 2030 (sopra) e 2035 (sotto)*





I valori estremi risultano leggermente più grandi per variazioni positive rispetto a variazioni negative, mentre il valor medio è circa nullo per tutti gli anni climatici considerati.

Figura 15 - ***Valori rappresentativi della variazione del carico residuo per l'anno 2030 e i differenti anni climatici analizzati***

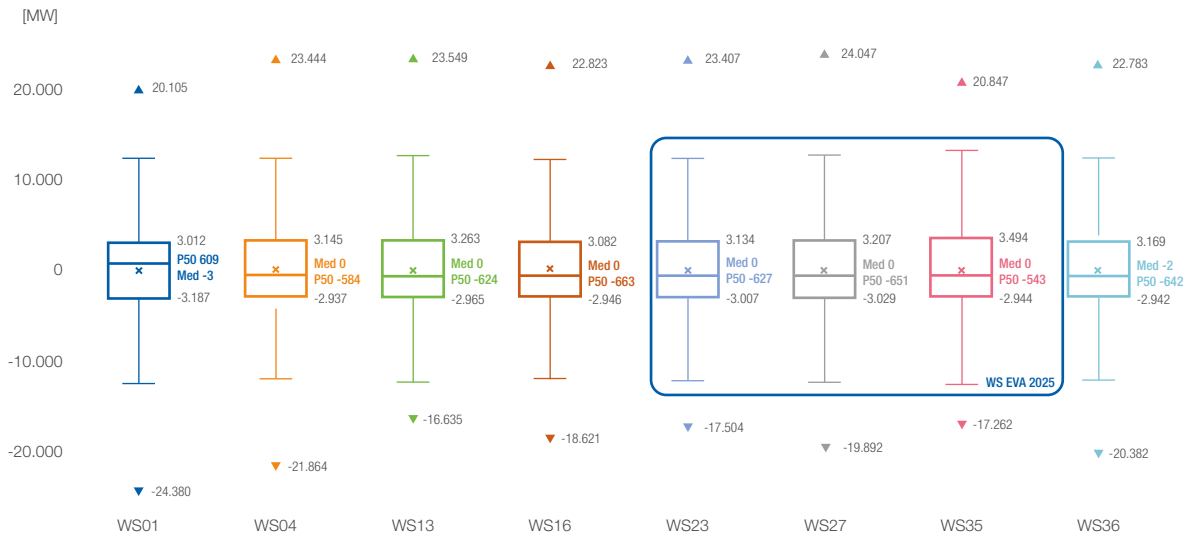
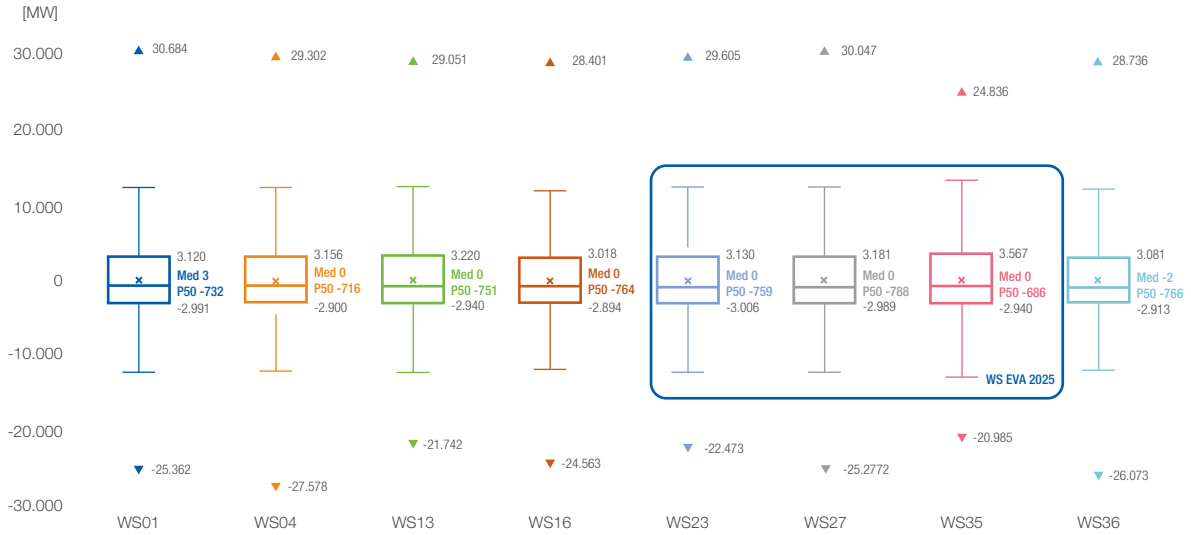


Figura 16 - *Valori rappresentativi della variazione del carico residuo per l'anno 2035 e i differenti anni climatici analizzati*



In Figura 15 (anno 2030) e Figura 16 (anno 2035) vengono mostrate le distribuzioni della variazione del carico residuo per i vari anni climatici indicando i valori di massimo (▲), di media (X) e di minimo (▼), i valori del 25°, 50° e 75° percentile (contenuti all'interno del box) e l'estensione della distribuzione al di fuori del box che segna gli estremi non *outlier*.

In ultimo, in Tabella 2 si riporta, per ogni anno climatico, un'ulteriore grandezza che riassume, su diverse scale temporali, quanto il valore di carico residuo sia variabile rispetto al suo valor medio. Tale indicatore è definito nell' art. 8.5 della Metodologia su tre differenti intervalli temporali:

1. *orario*, dato dalla somma delle variazioni orarie, in valore assoluto, del carico residuo rispetto alla sua media giornaliera;
2. *giornaliero*, dato dalla somma delle variazioni giornaliere, in valore assoluto, del carico residuo rispetto alla sua media settimanale;
3. *stagionale*, dato dalla somma delle variazioni mensili, in valore assoluto, del carico residuo rispetto alla sua media annuale.

Tutti gli indicatori sono normalizzati con base di riferimento 2025=100

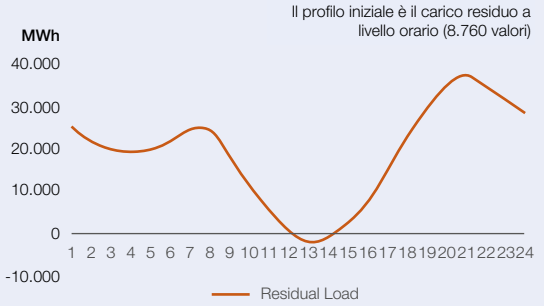
Tabella 2 - *Indicatore sulla variabilità del carico residuo a livello orario, giornaliero e stagionale per gli anni 2030 e 2035*

				2030				
Indicatore 2025=100	**WS01**	**WS04**	**WS13**	**WS16**	**WS23**	**WS27**	**WS35**	**WS36**
Orario	235	225	229	232	232	241	234	238
Giornaliero	123	130	119	120	126	123	134	125
Stagionale	137	180	129	186	167	181	144	155
				2035				
Indicatore 2025=100	**WS01**	**WS04**	**WS13**	**WS16**	**WS23**	**WS27**	**WS35**	**WS36**
Orario	300	286	294	300	298	309	298	305
Giornaliero	142	145	138	135	146	142	154	144
Stagionale	166	220	164	232	206	230	178	189

Box di approfondimento – Calcolo indicatori di flessibilità e interpretazione

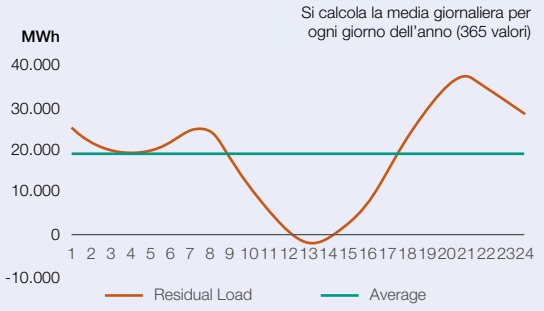
L'indicatore definito nell'articolo 8.5 della Metodologia rappresenta una misura utile per identificare quanto una grandezza sia variabile rispetto a una determinata scala e granularità temporale. Prendendo ad esempio il calcolo dell'indicatore orario, si può considerare il carico del carico residuo su 24 h.

Profilo di Partenza



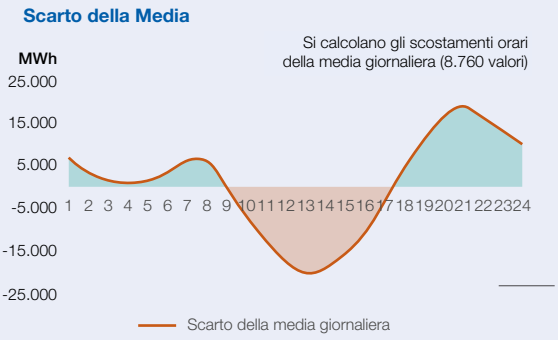
Partendo da questi dati si può calcolare la media sulle 24 h considerate.

Media Giornaliera



Si sottrae, ora per ora, il valore della media giornaliera al valore del carico residuo

Scarto della Media



Infine, si sommano tutte le differenze, in valore assoluto. Il procedimento si ripete per tutte le ore dell'anno, ottenendo l'indicatore di flessibilità orario. In formule:

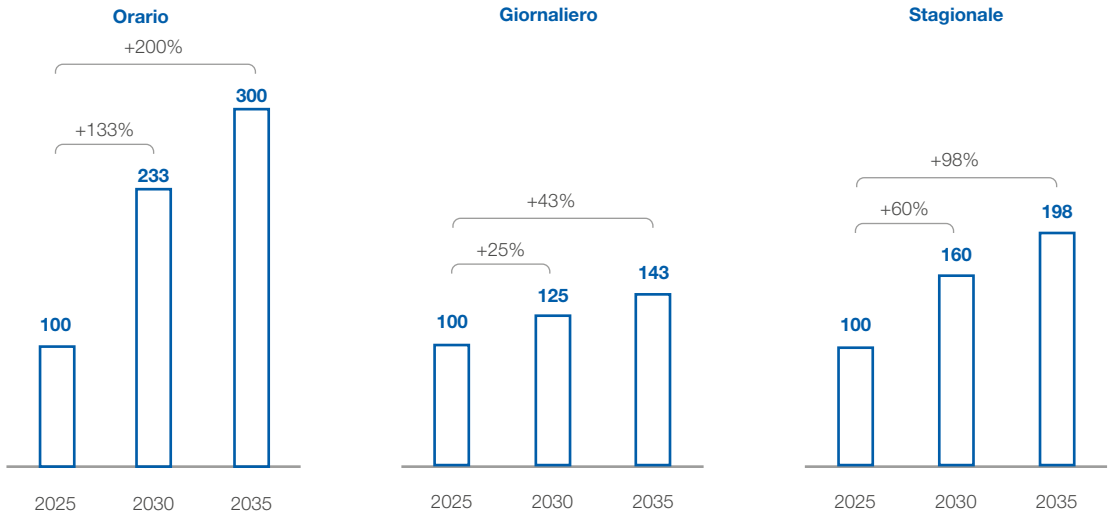
$$I_{flex}^{hourly} = \sum_{h=1}^{8760} |CR_h - CR_{h,d}|$$

Dove CR_h rappresenta il carico residuo orario e $CR_{h,d}$ la media del carico residuo sulla giornata a cui l'ora in esame fa riferimento.

Il calcolo si può ripetere in maniera analoga per la granularità giornaliera e stagionale.

Il grafico di seguito mostra una comparazione tra i valori degli indicatori ottenuti per gli anni prospettici 2030 e 2035 (media degli 8 scenari climatici analizzati) rispetto gli stessi indicatori per l'anno 2025. Come visto in precedenza, tali indicatori rappresentano lo scostamento dell'osservazione del carico residuo dalla rispettiva media su diverse granularità temporali (oraria, giornaliera, mensile), non fornendo dunque, indicazioni né qualitative né quantitative sull'energia necessaria per eseguire azioni di ridispacciamento o bilanciamento del sistema.

Figura 17 - ***Variazione dell'indicatore di flessibilità orario, giornaliero e stagionale tra 2025 (storico - base 100), 2030 e 2035 (media scenari climatici analizzati)***



Rispetto al 2025 si osserva quanto segue:

- aumento dell'indicatore orario del +133% al 2030 e del +200% al 2035, essenzialmente come conseguenza della forte penetrazione attesa della produzione fotovoltaica;
- aumento dell'indicatore giornaliero del +25% al 2030 e del +43% al 2035, che dipende invece principalmente dalla crescita attesa della produzione eolica;
- aumento dell'indicatore stagionale del +60% al 2030 e del +98% al 2035, influenzato sia dalla stagionalità di sole e vento sia dagli effetti della progressiva elettrificazione del riscaldamento.

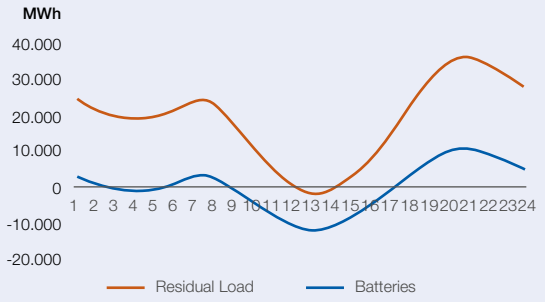
Dalla Figura 17 emerge chiaramente come la maggiore sfida (in termini percentuali) al 2030 e al 2035 sia rappresentata dalla gestione della *flessibilità oraria*.

Box di approfondimento – Calcolo contributo flessibilità

Al fine di valutare il contributo delle singole risorse alla copertura della flessibilità del sistema sui diversi orizzonti temporali, è stato definito un indicatore volto a misurare, per ciascuna risorsa, la capacità di ridurre/aumentare la variabilità del carico residuo rispetto a una determinata scala temporale.

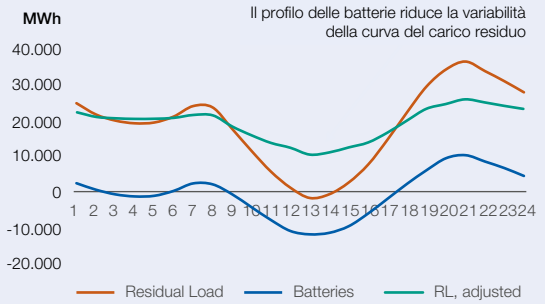
A titolo esemplificativo, si consideri il calcolo del contributo alla flessibilità delle batterie su scala oraria. Il punto di partenza è rappresentato dal profilo orario del carico residuo e dal profilo di produzione netta delle batterie lungo le 24 ore della giornata considerata.

Profilo di Partenza



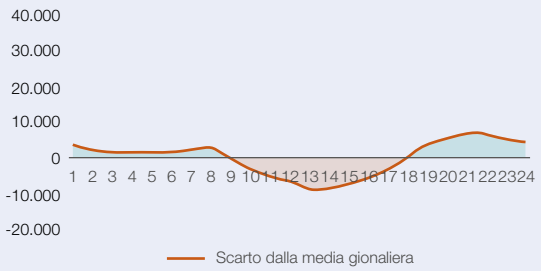
Per isolare il contributo della risorsa alla copertura del carico residuo, si costruisce un carico residuo "aggiustato", ottenuto sottraendo ora per ora la produzione netta della risorsa al carico residuo.

Profilo di Partenza



Successivamente, per ogni ora della giornata, si determina lo scostamento del carico residuo aggiustato rispetto alla relativa media giornaliera e se ne considera il valore assoluto.

Scarto dalla Media



La somma di tali scostamenti rappresenta la variabilità residua del sistema al netto del contributo della risorsa *j*.

Il contributo della risorsa *j* alla flessibilità su scala oraria è quindi calcolato come differenza tra l'indicatore di flessibilità del sistema $\left(\mathrm{I}_{\mathrm{flex}}^{\mathrm{hourly}}\right)$, calcolato sul carico residuo originario, e l'indicatore ottenuto sul carico residuo aggiustato

Variabilità giornaliera:

$$\mathrm{Risorsa}_{\mathrm{j}}^{\mathrm{daily}} = \mathrm{I}_{\mathrm{flex}}^{\mathrm{hourly}} - \sum_{\mathrm{h}=1}^{8760} \left| (\mathrm{CR_h} - \mathrm{P_{j,h}}) - \overline{(\mathrm{CR_h} - \mathrm{P_{j,h}})}_{\mathrm{d}} \right|$$

Dove CR_h rappresenta il carico residuo orario, $P_{j,h}$ rappresenta il contributo alla copertura del carico residuo per la risorsa *j* e $\overline{(\mathrm{CR_{h,d}} - \mathrm{P_{j,h}})}_{\mathrm{d}}$ la media del carico residuo sottraendo il contributo della risorsa *j* sulla giornata a cui l'ora in esame fa riferimento.

Il calcolo si può ripetere in maniera analoga per la granularità giornaliera e stagionale.

Analizzando il contributo delle diverse risorse al soddisfacimento degli indicatori di flessibilità degli scenari considerati, emerge il ruolo crescente dei sistemi di accumulo. Al 2030, infatti, circa il 47% della flessibilità oraria è fornito da sistemi di accumulo, inclusi impianti di pompaggio e batterie (sia utility-scale sia distribuite) prevalentemente attraverso cicli di carica e scarica giornalieri. Tale contributo aumenta ulteriormente al 2035, raggiungendo circa il 54%, come evidenziato in Figura 19. Gli impianti termoelettrici presentano un andamento inverso in quanto al 2030 il loro contributo alla copertura della flessibilità oraria risulta essere circa il 17%, quota che si riduce progressivamente fino a circa il 10% nel 2035. Tale *trend* di riduzione di circa 7 punti percentuali si riflette anche negli indicatori di flessibilità giornaliera e stagionale, evidenziando una progressiva sostituzione del contributo termoelettrico da parte di risorse maggiormente flessibili e coerenti con l'evoluzione del mix di generazione. Un ulteriore contributo significativo è fornito dall'idroelettrico programmabile, che copre circa il 12% della flessibilità oraria al 2030 e il 9% al 2035, confermando il ruolo complementare delle risorse a maggiore capacità di modulazione nel garantire la gestione della flessibilità del sistema.

Nel complesso, tutte le risorse disponibili sono chiamate a contribuire alla copertura delle esigenze di flessibilità del sistema. Risulta particolarmente rilevante il contributo delle interconnessioni con l'estero, le quali raggiungono quote superiori al 17% per gli indicatori di flessibilità giornaliera, consentendo di valorizzare la diversificazione geografica delle risorse e dei profili di generazione.

Con riferimento alla modulazione al ribasso dei prelievi (cf. paragrafo 3.5), il contributo della *Demand Response esplicita* considerata negli scenari a ridurre la variabilità del carico residuo risulta trascurabile, principalmente in ragione del numero limitato di ore di attivazione sul mercato.

Indicazioni sul potenziale contributo della *Demand Response esplicita* attraverso l'incremento dei prelievi emergono tuttavia dagli elettrolizzatori presenti negli scenari considerati, che costituiscono carichi elettrici flessibili in grado di modulare i propri consumi in funzione delle esigenze del sistema. Tali risorse forniscono un contributo non trascurabile, pari a circa il 10% degli indicatori di flessibilità nei diversi orizzonti temporali analizzati.

Infine, si ricorda che per la *Demand Response implicita* non è possibile analizzare il suo contributo all'indicatore di flessibilità in quanto il profilo di carico incorpora già un comportamento flessibilizzato.

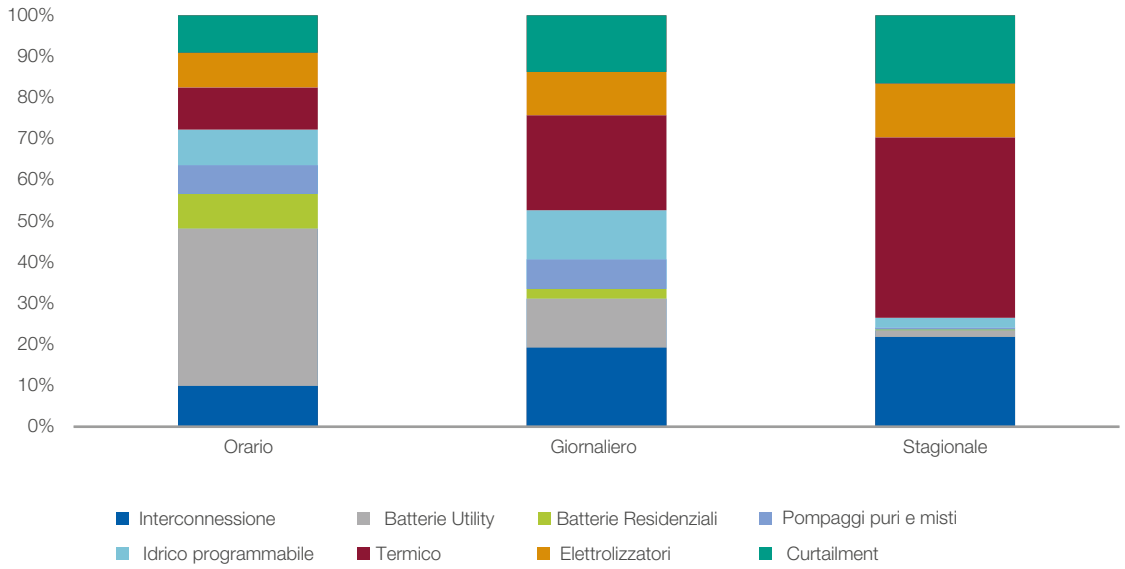
Figura 18 - *Contributi alla flessibilità per risorsa anno 2030 (media anni climatici analizzati)*

	INTERCONNESSIONE	BATTERIE UTILITY	BATTERIE RESIDENZIALI	POMPAGGI PURI E MISTI	IDRICO PROGRAMMABILE	TERMICO	ELETTROLIZZATORI	CURTAILMENT
Orario	10%	30%	9%	8%	12%	17%	6%	8%
Giornaliero	17%	10%	2%	8%	13%	30%	7%	13%
Stagionale	13%	2%	0%	1%	3%	55%	11%	15%



Figura 19 - *Contributi alla flessibilità per risorsa anno 2035 (media anni climatici analizzati)*

	INTERCONNESSIONE	BATTERIE UTILITY	BATTERIE RESIDENZIALI	POMPAGGI PURI E MISTI	IDRICO PROGRAMMABILE	TERMICO	ELETTROLIZZATORI	CURTAILMENT
Orario	10%	38%	9%	7%	9%	10%	8%	9%
Giornaliero	19%	12%	2%	7%	12%	23%	11%	14%
Stagionale	22%	2%	0%	0%	2%	44%	13%	17%



A parità di scenario e di anno studio, l'analisi sugli 8 anni climatici considerati non evidenzia differenze significative nel contributo relativo delle diverse risorse alle esigenze di flessibilità sulle varie scale temporali. Sebbene il valore assoluto degli indicatori di flessibilità possa variare da un anno climatico all'altro, il ruolo delle diverse risorse nel soddisfare tali esigenze rimane sostanzialmente stabile. Tale risultato è coerente con la metodologia di costruzione degli anni climatici dell'ERAA, che preserva le correlazioni fisiche e temporali tra le principali variabili del sistema elettrico (domanda, generazione da fonti rinnovabili e condizioni meteorologiche), garantendo una rappresentazione realistica delle dinamiche operative. Di conseguenza, i diversi anni climatici influenzano prevalentemente il livello complessivo delle esigenze di flessibilità, senza alterare in modo significativo la ripartizione del contributo tra le diverse risorse.

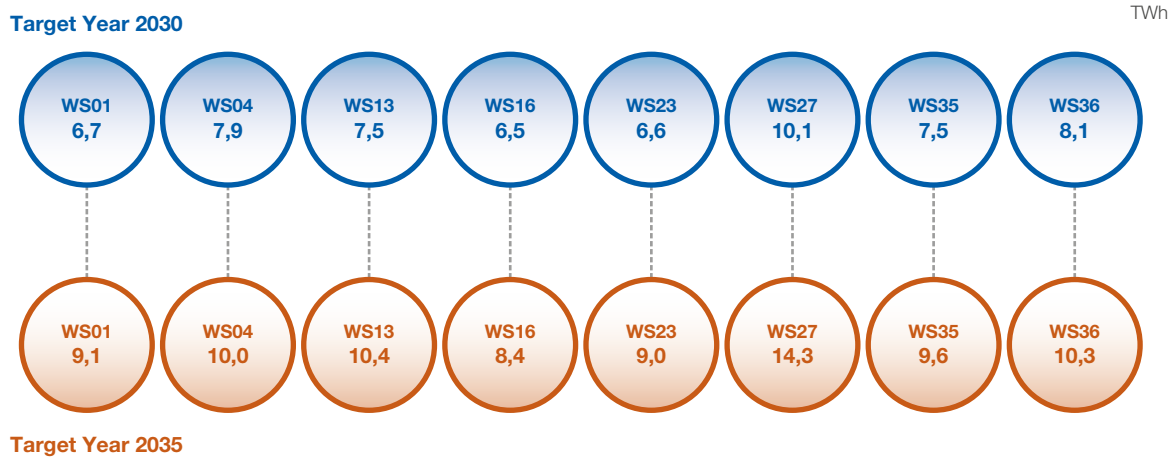
4.1.2 Caratterizzazione curtailment FER

Il paragrafo precedente ha mostrato l'evoluzione attesa del carico residuo per i due anni orizzonte oggetto di analisi, e le sfide che tale grandezza riserva in termini di flessibilità del sistema. Qualora non si riesca a far fronte ad un eccesso di produzione non programmabile con le risorse dispacciabili disponibili o esportando verso zone interconnesse, risulta necessario il taglio della produzione rinnovabile non programmabile in eccesso (*curtailment*). In questo paragrafo si caratterizzerà quest'ultima grandezza, la quale, come descritto nel paragrafo 2.3, risulta particolarmente rilevante ai fini della definizione delle esigenze di flessibilità.

Le simulazioni condotte, considerando anche i vincoli di soddisfacimento della riserva, portano a un valore di *curtailment* di energia rinnovabile non programmabile medio intorno ai 7,6 TWh per l'anno target 2030 (circa il 3,3% rispetto all'energia rinnovabile producibile) e 10,1 TWh per l'anno target 2035 (circa il 3,7% rispetto all'energia rinnovabile producibile). Tali valori risultano superiori ai livelli attuali, pari a circa 0,9 TWh nel 2025[16] (circa lo 0,7% rispetto all'energia rinnovabile producibile). Le simulazioni evidenziano, rispetto alla situazione odierna, un marcato incremento del *curtailment* sia in termini di volume energetico sia di frequenza di accadimento delle condizioni che lo determinano. Ciò suggerisce come il fenomeno sia destinato a diventare una caratteristica strutturale del sistema elettrico, associata ai crescenti livelli di integrazione delle fonti rinnovabili, piuttosto che una condizione occasionale o emergenziale, per cui è necessario essere in grado di modulare efficacemente le FER.

La Figura 20 mostra i valori di curtailment rinnovabile ottenuti per gli otto scenari climatici considerati degli anni 2030 e 2035.

Figura 20 - *Valori di curtailment rinnovabile ottenuti per anno orizzonte e scenario climatico, in TWh*



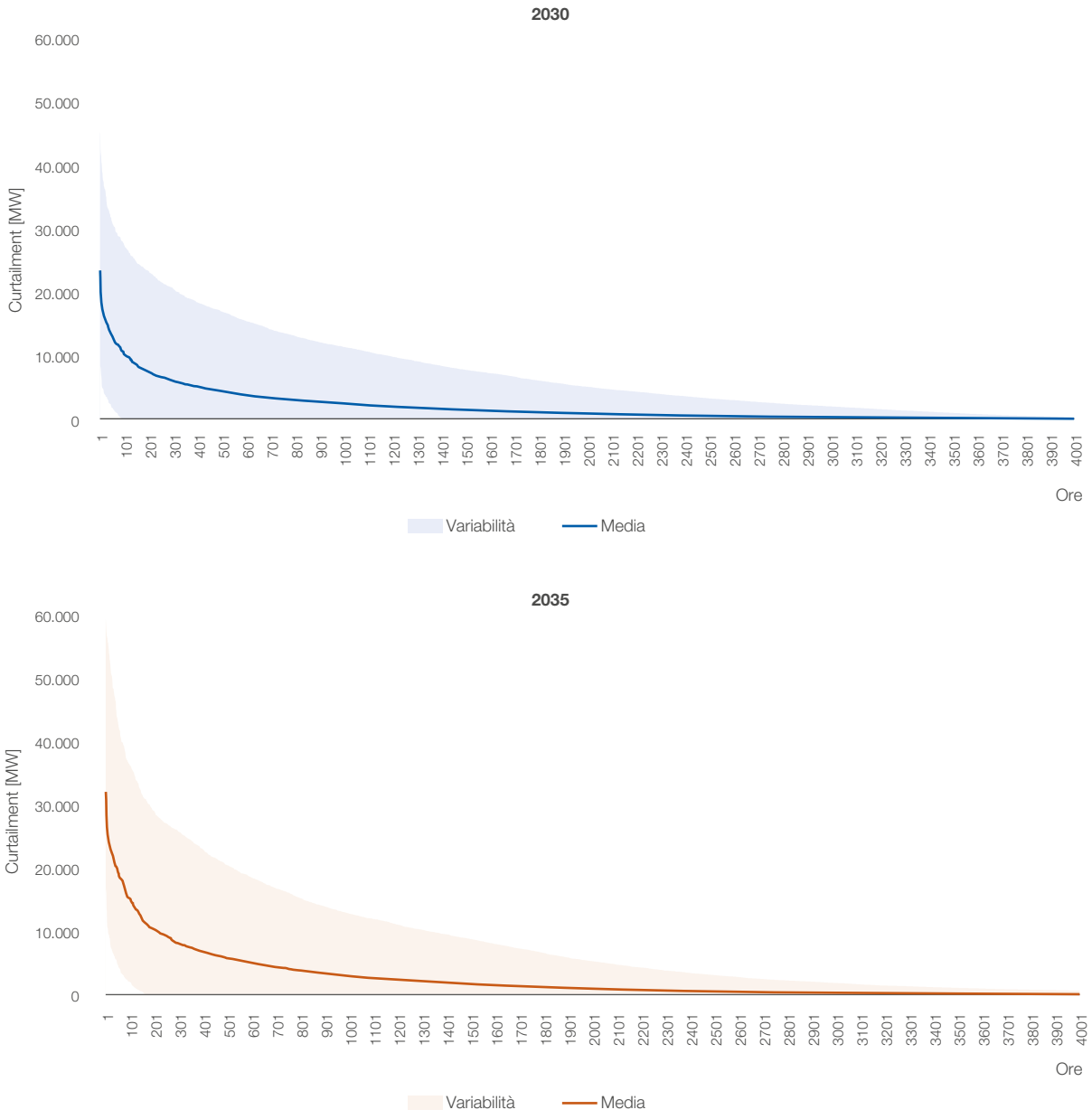
Si osserva chiaramente come il valore globale del *curtailment* vari sostanzialmente a seconda dello scenario climatico considerato, vedendo una variazione, tra valore minimo e valore massimo, di 3,6 TWh al 2030 (+55% rispetto al valore minimo) e di 5,9 TWh al 2035 (+70% rispetto al valore minimo).

In Figura 21 si possono osservare i valori medi, cumulati, del taglio rinnovabile riscontrato nelle simulazioni effettuate, e la variabilità di quest'ultima grandezza al variare degli scenari climatici considerati (aree evidenziate: estremo superiore dell'area coincide con la cumulata dei valori massimi, estremo inferiore con la cumulata dei valori minimi). Le curve evidenziano dei valori di taglio più elevati per l'anno target 2035, a riprova dei numeri totali mostrati in Figura 20. In particolare, per l'anno 2030 si riscontra un taglio che può arrivare fino a circa 45 GW per una specifica ora, mentre per il 2035 il valore massimo raggiunge quasi i 60 GW nell'ora più critica degli scenari climatici analizzati. Il taglio rinnovabile risulta invece praticamente invariato in termini di ore in cui questo si determina passando dal 2030 al 2035 (circa 4000

16 https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/26/301-2026-l-efr.pdf

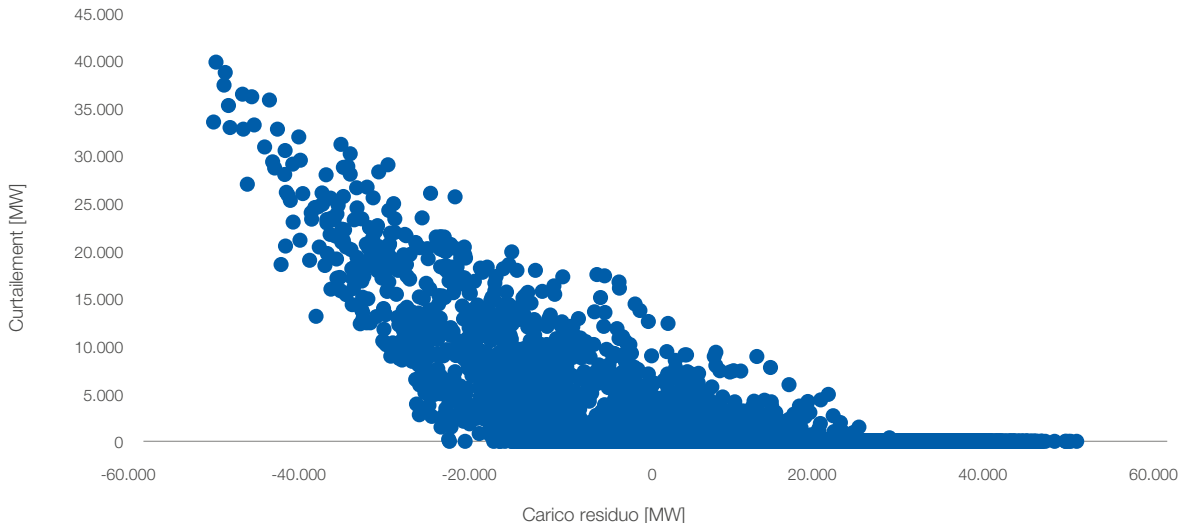
ore all'anno). Tale dato rivela dunque che l'evoluzione del sistema energetico analizzata porta a un aumento del taglio rinnovabile dovuto non ad un aumento del numero di ore in cui questo taglio si verifica, ma a un aumento della potenza che è necessario ridurre per un numero di ore simile.

Figura 21 - ***Valori cumulati medi del taglio rinnovabile per gli anni 2030 (sopra) e 2035 (sotto) e loro variabilità con gli anni climatici considerati (aree evidenziate nei grafici)***



Le variazioni di taglio rinnovabile osservate per i diversi anni climatici sono dovute alla diversa combinazione, a livello orario, di produzione rinnovabile e fabbisogno elettrico che lo scenario propone. La Figura 22 rappresenta, per l'anno 2030 e lo scenario climatico WS27 (scelto in quanto presenta la combinazione di fabbisogno e generazione non programmabile che dà luogo al valore di taglio FER maggiore tra gli scenari climatici analizzati), i valori di *curtailment* di energia rinnovabile, a livello orario, in funzione dei valori di carico residuo. L'andamento ottenuto evidenzia una relazione che risulta abbastanza intuitiva tra le due grandezze, con il valore di taglio rinnovabile che cresce al decrescere del valore di carico residuo, in maniera pressoché lineare. La dispersione dei valori ottenuta è dovuta a fattori più complessi, quali ad esempio la consecutività temporale che intercorre tra i diversi valori di carico residuo, e quindi le condizioni in cui il sistema si trova a dover gestire due ore con valore di carico residuo identico.

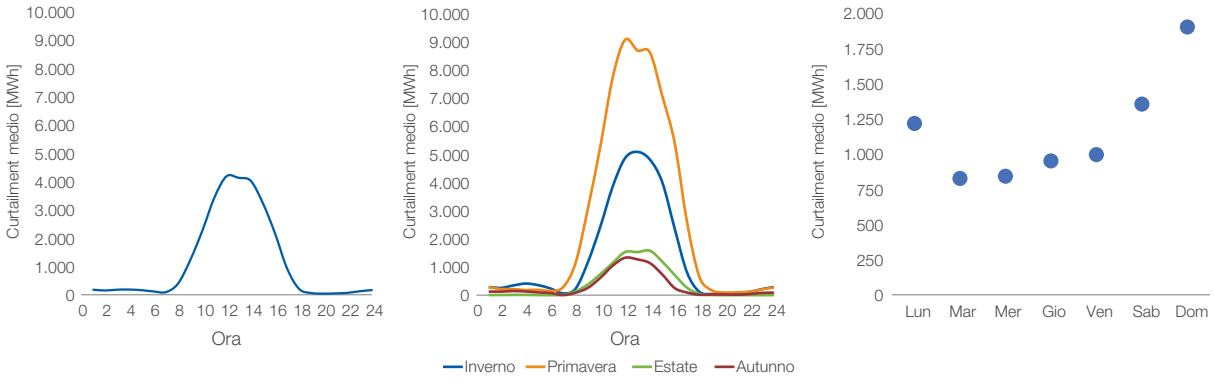
Figura 22 - ***Valore di curtailment rinnovabile in funzione del valore di carico residuo. Anno target 2030, WS27***



L'andamento rappresentato in Figura 22 risulta simile per gli altri anni climatici analizzati e non evidenzia sostanziali modifiche passando dall'anno orizzonte 2030 al 2035.

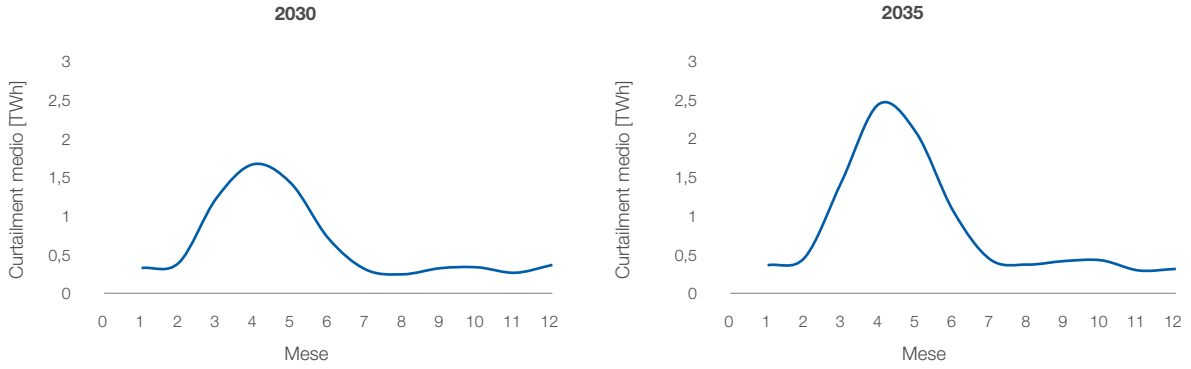
Le simulazioni effettuate evidenziano, inoltre, come il *curtailment* rinnovabile si concentri in specifici momenti della settimana e del giorno (Figura 23). In particolare, si evidenzia un taglio più evidente nel fine settimana (sabato-domenica) e nei giorni festivi rispetto ai giorni lavorativi (lunedì-venerdì), dovuto al minor livello di fabbisogno. Per quel che riguarda la giornata, i dati evidenziano come il taglio rinnovabile segua una curva molto simile a quella di produzione solare, a riprova di quanto la fonte solare sia quella che maggiormente determina il taglio rinnovabile negli scenari analizzati. Tale profilo mostra valori più elevati in primavera, quando la combinazione di livelli di carico modesti e produzione FER elevata porta a necessità di taglio più importanti rispetto ad altre stagioni. Anche per questi casi si riportano gli andamenti solo per un anno target (2030) e uno scenario climatico (WS27) in quanto questi risultano rappresentativi anche per le altre combinazioni di anno target/scenario climatico considerate nelle analisi.

Figura 23 - ***Curtailment rinnovabile medio per ora del giorno (sx), per ora del giorno e stagione (centro) e per giorno della settimana (dx - valore medio orario). Anno target 2030, WS27***



La distribuzione mensile del taglio rinnovabile mostra una variabilità legata alle specifiche condizioni meteorologiche dello scenario climatico considerato, senza evidenziare uno schema ricorrente uniforme tra i diversi mesi. Tuttavia, come visto in precedenza, risulta evidente come la primavera risulti la stagione che mediamente presenta un taglio rinnovabile maggiore, data la combinazione di carico modesto (clima mite) e generazione rinnovabile consistente (irradiazione solare in aumento e idroelettrico fluente in piena stagione di scioglimento delle nevi), come si evidenzia anche in Figura 24.

Figura 24 - *Curtailment rinnovabile mensile totale mediato sugli 8 scenari climatici considerati per il 2030 (sx) e 2035 (dx)*



La Figura 25 e Figura 26 riassumono in un'unica vista le osservazioni effettuate in precedenza sul taglio rinnovabile: il *curtailment* mantiene una distribuzione temporale sostanzialmente analoga tra 2030 e 2035, concentrandosi prevalentemente nelle ore centrali della giornata nell'orizzonte giornaliero e prevalentemente nei mesi primaverili nell'orizzonte stagionale, entrambe coincidenti con i livelli più elevati di produzione fotovoltaica. Tuttavia, dalle due figure si evidenzia come nel 2035 tale fenomeno risulta avere un'intensità maggiore rispetto al 2030.

Figura 25 - *Heatmap della settimana tipo media per ogni mese del curtailment medio sugli anni climatici al 2030*

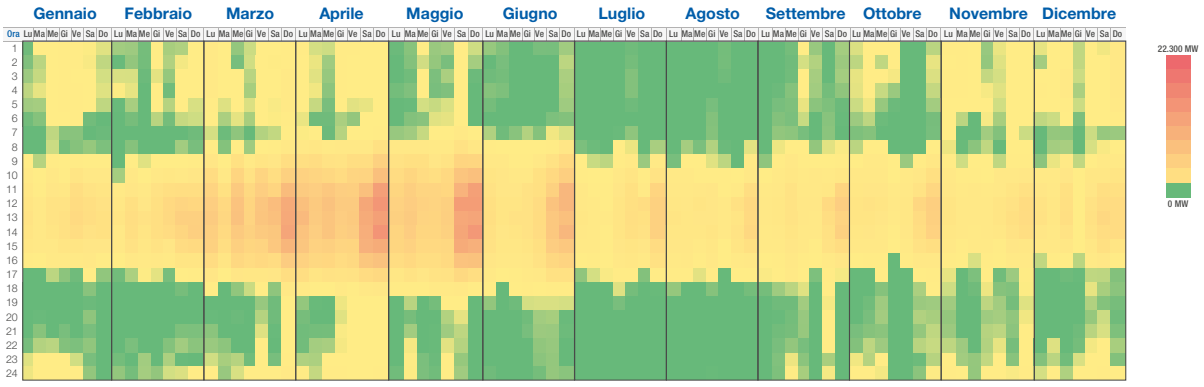
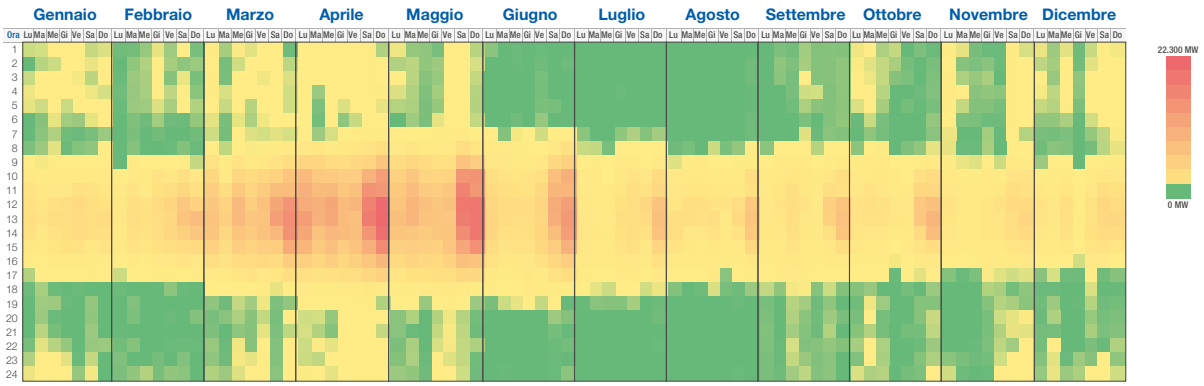


Figura 26 - *Heatmap della settimana tipo media per ogni mese del curtailment medio sugli anni climatici al 2035*



Tali evidenze confermano come la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili richieda una progressiva evoluzione degli strumenti di gestione e flessibilità del sistema elettrico, poiché fenomeni di *curtailment* saranno sempre più ricorrenti e strutturali negli scenari futuri. In tale contesto si rende quindi sempre più necessario per i gestori di rete disporre di strumenti in grado di garantire una modulazione efficace della generazione rinnovabile (adeguamento delle infrastrutture di comunicazione per rendere gli impianti FER modulabili o almeno tele-distaccabili).

4.1.3. Esigenza di flessibilità per integrazione FER

Come riportato nel paragrafo 2.3 del documento, le simulazioni di mercato condotte considerano sia i vincoli di rampa degli impianti sia l'approvvigionamento del fabbisogno di riserva necessario per far fronte a possibili sbilanciamenti. Pertanto, il valore di *curtailment* ottenuto dalle simulazioni tiene già in considerazione anche il taglio dovuto ai due vincoli citati in precedenza.

I valori ottenuti sono da compararsi, come descritto al paragrafo 3.7, con i target:

- per il 2030 pari al 63%, in riferimento allo scenario di Policy 2030 del PNIEC;
- per il 2035 pari al 68%, in riferimento allo scenario National Trends dell'ERAA 2025.

Tabella 3 - *Valori di fabbisogno elettrico e % coperta da produzione FER per anno orizzonte e scenario climatico analizzato*

				2030					
Scenario climatico	**WS01**	**WS04**	**WS13**	**WS16**	**WS23**	**WS27**	**WS35**	**WS36**	**media**
Fabbisogno elettrico [TWh]	361,0	354,7	356,7	362,9	365,0	364,1	357,3	359,4	360,1
% coperta da FER	**62%**	**64%**	**64%**	**63%**	**63%**	**63%**	**62%**	**64%**	**63%**
				2035					
Scenario climatico	**WS01**	**WS04**	**WS13**	**WS16**	**WS23**	**WS27**	**WS35**	**WS36**	**media**
Fabbisogno elettrico [TWh]	390,6	382,3	384,9	390,9	393,9	393,6	385,6	387,9	388,7
% coperta da FER	**69%**	**71%**	**70%**	**70%**	**69%**	**69%**	**71%**	**71%**	**70%**

La Tabella 3 mostra la percentuale di integrazione FER rispetto al fabbisogno elettrico ottenuta a valle delle simulazioni effettuate sui due anni orizzonte per ogni scenario climatico. Si può notare come, in media, i target definiti dal PNIEC o dal DDS24 sono rispettati (2030) o addirittura superati (2035), con fluttuazioni minime tra i vari anni climatici considerati (i.e. tutti gli anni climatici risultano molto vicini alla media ottenuta).

Anche restringendo l'analisi ai soli 3 scenari climatici utilizzati per la valutazione EVA nell'ERAA'25 (WS23, WS27 e WS35), i valori di integrazione FER risultano in linea con i target definiti (Tabella 4).

Tabella 4 - *Valori di fabbisogno elettrico e % coperta da produzione FER considerando solo gli scenari climatici WS23, WS27 e WS35*

		2030		
Scenario climatico	**WS23**	**WS27**	**WS35**	**media**
Fabbisogno elettrico [TWh]	365,0	364,1	357,3	362,1
% coperta da FER	63%	63%	62%	63%
		2035		
Scenario climatico	**WS23**	**WS27**	**WS35**	**media**
Fabbisogno elettrico [TWh]	393,9	393,6	385,6	391,1
% coperta da FER	69%	69%	71%	70%

Pertanto, si può concludere che il parco di generazione presente negli scenari analizzati consente di raggiungere i target definiti in precedenza, per cui l'esigenza di flessibilità può essere considerata soddisfatta attraverso le risorse dispacciabili presenti nel sistema analizzato.

Per gli anni target 2030 e 2035, quindi, dal presente studio risulta che non sono presenti "*uncovered needs*" e non è stato necessario procedere con ulteriori valutazioni aggiungendo ulteriori risorse di flessibilità rispetto a quelle già previste negli scenari. Si evidenzia, infatti, che gli scenari di riferimento considerano disponibile circa 50 GWh di sistemi di accumulo *utility-scale* al 2030 e circa 82 GWh al 2035, dei quali 10 GWh risultano già contrattualizzati nell'ambito dell'asta MACSE 2028 (vedasi Figura 5). Sebbene la capacità di accumulo considerata negli scenari risulti sufficiente a traguardare gli obiettivi di integrazione FER, potrebbe risultare comunque economicamente conveniente installare ulteriore capacità di accumulo per ridurre ulteriormente il ricorso al gas.

4.2 Network needs

Questo paragrafo accennerà brevemente agli aspetti riguardanti le necessità di flessibilità legate alla rete di alta e altissima tensione, mentre per quel che riguarda i livelli di tensione minori, questi verranno trattati nel paragrafo seguente.

Come già evidenziato in precedenza, le simulazioni effettuate considerano una divisione dell'Italia in 7 zone di mercato, e per ciascuna i rispettivi limiti di transito previsionali con le zone interconnesse in import/export (paragrafo 3.6). Tale configurazione permette di ottimizzare il mercato elettrico italiano, identificando le sezioni che più frequentemente si congestionano, e delimitando le zone di mercato conseguentemente.

Ne deriva che congestioni interne alle zone rappresentano una percentuale esigua delle congestioni totali. Di conseguenza il taglio rinnovabile derivante da congestioni interne può ragionevolmente essere trascurato rispetto a quello ottenuto a livello di sistema, avendo implementato nelle simulazioni effettuate i limiti di transito tra le zone di mercato.

4.3 DSO flexibility needs

Di seguito vengono riportati i contributi forniti dai DSO, in cui sono evidenziati alcuni elementi di contesto comune e che, come richiesto dalla Metodologia, presentano le rispettive esigenze di flessibilità. In particolare, i primi due paragrafi forniscono un'introduzione sui servizi di flessibilità locale e sul contesto regolatorio che attualmente li disciplina in Italia. Successivamente vengono presentate le metodologie utilizzate dai vari DSO con le relative considerazioni sulle esigenze di flessibilità. In ultimo vengono rappresentati i risultati dei report dei vari DSO secondo la Tabella 15 dell'Annex I della Metodologia. La fonte dati, per quanto riportato di seguito, proviene dalle analisi effettuate localmente dai singoli DSO e successivamente condivise con Terna che ha poi provveduto ad inserirle all'interno del presente report. Si specifica inoltre che, le esigenze di flessibilità dei DSO finalizzate ad impedire il *curtailment*, così come definite all'articolo 11.7 della Metodologia, risultano inferiori al 10% (soglia indicata all'articolo 14.3 (b) della Metodologia) della media del *curtailment* nazionale e pertanto non saranno oggetto di attività di fine-tuning all'interno del report.

4.3.1 Potenziali benefici del ricorso a servizi di flessibilità locale

I distributori: Areti, Unareti, AcegasApsAmga, Inrete Distribuzione Energia, Ireti, Set Distribuzione, Duereti, V-Reti, e Deval hanno trasmesso a Terna, una relazione qualitativa svolta coordinatamente con la loro associazione di categoria, Utilitalia, da cui emerge come la possibilità per un DSO di utilizzare servizi ancillari locali si inserisca in un contesto di profonda trasformazione del Sistema elettrico che vede l'incremento dei prelievi di energia elettrica e il diffondersi della generazione distribuita, caratterizzata per lo più da impianti collegati alle reti di distribuzione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

In questo contesto le direttive Europee e nazionali hanno prospettato la possibilità che i DSO assumano, oltre al ruolo di facilitatore neutrale ai fini dell'approvvigionamento di servizi ancillari globali, anche quello di acquirente di risorse per i servizi ancillari locali da reperire presso una platea allargata di piccoli produttori e consumatori connessi alla rete di distribuzione, fino a includere il consumatore domestico.

Tra i servizi locali è possibile approvvigionare servizi di flessibilità che possono essere utilizzati per alleviare o posticipare la necessità di investimenti allo scopo di rinforzare/sviluppare la rete, risolvere congestioni o problemi di tensione, intervenire in tempo reale o come soluzione temporanea prima di un grande intervento di rete per rinforzare o sviluppare la rete, e per risolvere problemi di congestione o di tensione a medio-breve termine oppure durante il tempo reale nel caso di indisponibilità momentanee di porzioni della rete, o infine per fornire una soluzione temporanea per la connessione di particolari clienti di potenza rilevante fino al completamento di un progetto di rinforzo della rete (possibilità da ultimo prevista dalla nuova direttiva EMD).

4.3.2 Contesto regolatorio sulla flessibilità dei DSO

Con la delibera 3 agosto 2021, 352/2021/R/eel, ARERA ha esteso le sperimentazioni in materia di flessibilità anche all'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, da parte dei DSO. La sperimentazione viene effettuata per il tramite di progetti pilota predisposti dalle Imprese di distribuzione prevedendo il coinvolgimento di operatori individuati sulla base di clausole non discriminatorie che consentano la più ampia partecipazione possibile, nell'ottica della neutralità tecnologica. All'interno della Delibera sono previsti dei riconoscimenti di costi per i progetti pilota sia per l'adeguamento delle infrastrutture che i costi sostenuti dal DSO per l'approvvigionamento dei servizi.

A marzo 2026, sono tre i progetti approvati da ARERA e segnatamente:

- progetto RomeFlex proposto da areti;
- progetto MindFlex proposto da unareti;
- progetto Edge proposto da e-distribuzione.

Sulla base degli esiti dei progetti pilota in corso e di quelli che potranno essere presentati e approvati anche successivamente (la delibera 352/2021/R/eel non prevede un termine), ARERA completerà il quadro regolatorio dando indirizzo tecnico-economico sul futuro dei mercati dei servizi locali nonché in materia di coordinamento con il TSO. Le prospettive di eventuale ricorso futuro all'approvvigionamento dei servizi di flessibilità locale si differenziano per ogni DSO.

4.3.3 Metodologie e analisi di flessibilità dei singoli DSO

Areti

Con riferimento all'ambito servito da Areti, localizzato all'interno della zona di offerta CSUD, in particolare città di Roma e nella città di Formello, sono state individuate delle esigenze di flessibilità in coerenza con gli scenari contenuti nel Piano di Sviluppo 2025-2029[17] (paragrafo 6.7 – "Scenari di sviluppo della flessibilità") e attraverso il progetto pilota RomeFlex[18] approvato dall'autorità con Delibera 372/2023/R/eel e rinnovato con Delibera 527/2025/R/Eel. Tali esigenze sono state individuate al fine di rispondere ai maggiori carichi attesi sulla rete di distribuzione e al maggior sviluppo di unità di produzione fotovoltaiche e impianti di accumulo, con particolare attenzione agli accumuli che saranno in grado di fornire flessibilità. Le tecnologie individuate per la fornitura di risorse di flessibilità sono:

- Pompe di calore – attraverso la modulazione del target termico da raggiungere sia in estate che in inverno (es. variazione della temperatura di 1° C per ridurre consumi).
- Stazioni di ricarica – modificando il profilo di ricarica dei veicoli connessi e in fase di ricarica per utilizzare la batteria ai fini di flessibilità senza impattare le strategie di ricarica degli utenti finali.
- Sistemi di accumulo – pur sempre massimizzando l'autoconsumo si è stimato che una quota parte di questi sistemi di accumulo possa effettivamente fornire flessibilità alla rete.

Da un'analisi della curva di domanda al 2030 e al 2035 è stato notato che, i nuovi eventi impattanti sulla rete di distribuzione di Areti causeranno una richiesta di energia prossima al picco di carico per un numero limitato di ore (< 50 ore nel 2030 e <100 ore nel 2035) pertanto l'introduzione di servizi locali di flessibilità potrà contribuire a gestire i picchi di potenza senza la necessità di dover ricorrere ad un inefficiente sviluppo della rete. Si ritiene inoltre che, all'interno di un intervallo tra il 25% e il 40% di incremento di potenza addizionale rispetto al carico addizionale risulti essere più conveniente ricorrere a meccanismi di flessibilità piuttosto che realizzare nuove infrastrutture, viceversa al di sopra di tale soglia. Pertanto, tale soglia sarà utilizzata per valutare le azioni da intraprendere per il miglior sviluppo della rete di distribuzione.

17 Piano di Sviluppo Areti 2025-2029
18 Progetto RomeFlex Areti

Unareti

Con riferimento all'ambito servito da Unareti, localizzato all'interno della zona di offerta NORD, provincia di Brescia, Cremona e Milano, il ricorso ai servizi di flessibilità locale sono stati individuati in coerenza con gli scenari contenuti nel Piano di Sviluppo 2025-2029[19] (paragrafo 6 – "Scenari di evoluzione del sistema energetico") e attraverso il progetto pilota MindFlex[20] approvato dall'autorità con Delibera 117/2024/R/eel e rinnovato con Delibera 197/2025/R/eel. Tra le motivazioni legate alla definizione di tali esigenze di flessibilità ci sono il maggior stress sulle linee in BT dovuto all'aumento del numero di POD così come all'aumento della domanda elettrica legata ai veicoli elettrici distribuiti nelle zone urbanizzate, in particolare nelle ore notturne. Tale aumento di carico non è compensato dal maggior numero di impianti fotovoltaici previsti e per l'area di Milano non sono previsti abbastanza accumuli distribuiti che possano contribuire ad assorbire il picco di produzione fotovoltaica; mentre nell'area di Brescia, la differente conformazione geografica favorirà lo sviluppo di accumuli distribuiti (fino a 125 MWh al 2030).

Entrando nel dettaglio, il processo di calcolo dell'esigenza di flessibilità è articolato nelle seguenti fasi in cui Unareti:

1. Individua le necessità di intervento proiettando le curve di carico negli anni cardine (2030 e 2035). In prima applicazione, l'analisi viene effettuata considerando le curve di carico dei trasformatori di cabina secondaria e le curve di carico degli utenti allacciati alla media tensione con cabina di proprietà. Dove disponibili, sono state utilizzate le curve di prelievo reali degli utenti; in caso di indisponibilità della curva reale è stata utilizzata una curva stimata. Per gli asset di livello superiore alla cabina secondaria la curva di riferimento è costruita con un approccio *bottom-up* utilizzando le curve degli elementi sottesi all'asset.
2. Verifica se emerge il superamento della soglia stabilita per l'elemento di rete considerato. La soglia definita è inferiore alla capacità nominale dell'asset al fine di tenere conto di potenziali condizioni di esercizio fuori assetto standard (es. guasto o indisponibilità). Qualora emerga almeno un superamento di soglia in uno dei cluster di tempo individuati, si richiederà la disponibilità a fornire il servizio di flessibilità per l'intera durata del cluster.

Per valutare se la necessità di intervento individuata è annoverabile come un'esigenza di flessibilità, si ricorre a un'analisi comparativa tra i costi della soluzione che prevede il ricorso alla flessibilità (soluzione flex) e della soluzione di sviluppo infrastrutturale (soluzione copper and iron):

- soluzione flex: si considerano i costi di ricorso al mercato della flessibilità (€/anno), dati dalla somma dei costi per la disponibilità a fornire il servizio e da quelli per l'effettiva attivazione del servizio, considerando un periodo di 25 anni (tasso di sconto 4%);
- soluzione "*copper and iron*": si considera il costo dell'intervento una tantum per realizzare l'infrastruttura.

Nei casi in cui la soluzione flex risulti più economica rispetto alla soluzione *copper and iron*, la necessità d'intervento andrà a contribuire alla determinazione dell'esigenza di flessibilità della rete.

AcegasApsAmga

Con riferimento all'ambito gestito da AcegasApsAmga, localizzato all'interno della zona di offerta NORD, in particolare nelle province di Trieste e Gorizia, Friuli-Venezia Giulia, le esigenze di flessibilità sono state individuate in coerenza con gli scenari contenuti nel Piano di Sviluppo 2025-2029[21] (paragrafo 6 – "Scenari di evoluzione del sistema energetico"). Tali esigenze sono individuate principalmente su due direttrici (linea GASLINI-RICCHETTI e linea SALICI-SABOTINO) sulle quali ci si aspettano maggiori impatti degli elementi evidenziati negli scenari relativi alle reti di distribuzione e relativi ad una diffusa crescita della generazione rinnovabile e all'elettrificazione dei consumi generale e delle attività portuali (Trieste). In particolare, a seguito di un aumento dei carichi sottesi stimato per i prossimi anni e di una limitata capacità di alcune linee la rete potrebbe essere insufficiente in alcuni momenti e pertanto vengono stimati delle esigenze di flessibilità per sopperire a questi aumenti di carico stimati. Pertanto, tali esigenze stimate tramite un approccio qualitativo sono riportate all'interno della Tabella 5 al paragrafo 4.3.4 come definito all'articolo 11(5) della Metodologia.

19 Piano di sviluppo Unareti 2025 - 2029
20 Progetto Mindflex UNARETI
21 Piano di sviluppo AcegasApsAmga 2025 - 2029

INRETE Distribuzione Energia

Con riferimento alla realtà di INRETE Distribuzione Energia, operante all'interno della zona di offerta NORD, provincia di Modena, Bologna e Ravenna il ricorso ai servizi di flessibilità locale, attualmente in fase di valutazione, potrà contribuire a

- gestire le congestioni di rete locali in condizioni ordinarie;
- rispettare vincoli della rete in caso di guasti o lavori programmati;
- supportate la pianificazione ottimizzata degli investimenti;
- individuare soluzioni tampone per alimentare le utenze durante il completamento di interventi sulla rete.

Le analisi effettuate di basano su input e stime di esigenze di flessibilità coerenti con il Piano di Sviluppo della Rete 2025-2029[22] e, in particolare, con il "Documento di Scenario Energetico Territoriale" (Allegato D) presentato da INRETE Distribuzione Energia. Sebbene il Piano di Sviluppo non riporti esplicitamente un'evoluzione delle esigenze di flessibilità, le ipotesi adottate risultano pienamente coerenti con gli scenari energetici di riferimento.

In particolare, sono state utilizzate le curve di carico 2025 reali o ricostruite e sono state proiettate sul periodo 2026-2030. Tali curve sono state poi aggregate con logica *bottom-up*, al fine di ricostruire le curve di carico di ciascun trasformatore MT/BT alimentante un aggregato di utenze. A partire dalle curve del 2030 è stato poi definito una curva prospettica per il 2035.

Per ogni trasformatore è stata poi eseguita una verifica di superamento, in termini di ore e numero di eventi, di una determinata soglia stabilita al fine di individuare possibili interventi e distinguere le situazioni potenzialmente gestibili mediante servizi di flessibilità (soluzione flex) da quelle per cui risulta invece necessario un intervento di sviluppo infrastrutturale tradizionale (soluzione standard). Le due soluzioni vengono così definite e calcolate:

- Soluzione standard:
  - % saturazione > 100%;
  - durata complessiva degli eventi di saturazione > 4 ore nel giorno;
- Soluzione flex:
  - % saturazione > 75% e <=100%;
  - durata complessiva degli eventi di saturazione: tra le 2 e le 4 nel giorno.

Per ogni trasformatore MT/BT individuato come gestibile tramite soluzione flex è stato calcolato:

- il differenziale tra il picco massimo annuale di potenza richiesta e la soglia di capacità del trasformatore;
- il quantitativo di energia richiesto oltre la soglia del trasformatore, calcolato come somma oraria degli esuberi registrati.

I valori di tutti i trasformatori sono stati sommati per ottenere le esigenze di flessibilità in termini di potenza ed energia della rete gestita. I risultati sono presentati in dettaglio nel paragrafo 4.3.4.

IRETI

Con riferimento all'ambito servito da IRETI, localizzato all'interno della zona di offerta NORD, a Torino e Parma, il ricorso all'approvvigionamento di servizi ancillari è oggetto di approfondimento allo scopo di risolvere possibili congestioni puntuali, in particolare:

- L'evoluzione della rete di distribuzione sarà anche in funzione della generazione distribuita e dell'aumento dei prelievi parallelamente all'aumento atteso della frequenza e dell'intensità delle ondate di calore con impatto sulla rete elettrica che potranno determinare condizioni di maggiore stress termico per componenti e linee. Pertanto, l'attivazione di servizi ancillari locali offre una forma di mitigazione per risolvere le criticità operative, mantenere la qualità e continuità del servizio e ridurre gli interventi anticipati sulla rete.

22 Piano di sviluppo Inrete 2025 - 2029

- I servizi ancillari locali potranno inoltre contribuire a mitigare i vincoli di hosting capacity attraverso interventi mirati e localizzati, con l'obiettivo di ridurre le criticità di tensione e congestione aumentando così la capacità "utilizzabile" della rete nelle ore critiche.

Le esigenze di flessibilità locali sono state individuate in coerenza con quanto riportato all'interno del Piano di Sviluppo 2025[23] (paragrafo 6 - "Scenari di evoluzione del sistema energetico") proiettando le curve di carico negli anni cardine (2030 e 2035). In prima applicazione, l'analisi viene effettuata considerando le curve di feeder MT misurate in cabina primaria (eventualmente ripulite da fuori assetto) e successivamente Ireti verifica se il superamento della soglia stabilita si verifica per l'elemento di rete considerato e l'eventuale durata nell'arco dell'anno. I risultati sono presentati in dettaglio nella Tabella 5 del paragrafo 4.3.4 considerando l'intera rete di Ireti in un orizzonte temporale annuale e considerando il valore del picco massimo di potenza rilevato sulla rete durante l'anno e l'energia totale annua.

SET Distribuzione

Con riferimento all'ambito servito da SET Distribuzione, localizzato all'interno della zona di offerta NORD, provincia di Trento, sono state utilizzate delle stime di esigenze di flessibilità e degli input coerenti con il Piano di Sviluppo della Rete 2025-2029 presentato da SET Distribuzione[24] (par. 7 Scenari di evoluzione del sistema elettrico).

Le esigenze di flessibilità locali sono state individuate proiettando le curve di carico negli anni cardine (2030 e 2035). In prima applicazione, l'analisi viene effettuata considerando le curve di feeder MT misurate in cabina primaria (eventualmente ripulite da fuori assetto) e successivamente SET Distribuzione verifica se emerge il superamento della soglia stabilita per l'elemento di rete considerato e se questo superamento avviene per periodi limitati di tempo nell'arco dell'anno. I risultati sono presentati in dettaglio nella Tabella 5 del paragrafo 4.3.4.

Duereti

Con riferimento all'ambito servito da Duereti, localizzato all'interno della zona di offerta NORD, provincia di Milano-Brescia, il ricorso ai servizi di flessibilità locale è stato valutato in coerenza con gli scenari contenuti nel Piano di Sviluppo 2025-2029[25] (paragrafo 6 – "Scenari di evoluzione del sistema energetico") allo scopo di poter risolvere potenziali congestioni non strutturali che si manifestano nei casi di picco di domanda di energia elettrica sia in condizioni di esercizio normali che a seguito di guasti o lavori programmati. Per condurre queste analisi sono state utilizzate, ove possibile, delle curve di prelievo reali degli utenti, quando indisponibili sono state sostituite con delle curve stimate. Per asset superiori alla cabina secondaria è stato adottato un approccio *bottom-up* utilizzando le curve degli elementi sottesi all'asset.

La necessità di flessibilità verrà valutata attraverso la comparazione tra:

- il costo derivante dall'utilizzo della flessibilità (orizzonte temporale di 25 anni con tasso di sconto del 4%);
- il costo dell'intervento di realizzazione di una nuova infrastruttura.

Qualora il costo derivante dall'utilizzo della flessibilità risulti inferiore al costo di una nuova infrastruttura sarà adottato come soluzione, in caso inverso sarà preferito l'intervento strutturale. Nel caso in cui l'intervento strutturale non sarà realizzabile in tempo utile per far fronte all'aumento di carico o alla gestione della generazione distribuita, sarà preferito l'intervento di flessibilità anche se a fronte di maggiori costi. Infine, al momento, non vengono valutati dei contingenti in MW di flessibilità necessaria.

Vreti, Deval

Con riferimento all'ambito servito da Vreti, localizzato all'interno della zona di offerta NORD, provincia di Vicenza e Verona e all'ambito servito da Deval, localizzato all'interno della zona di offerta NORD, provincia di Aosta, il ricorso ai servizi di flessibilità locale non è al momento necessario per gli anni target 2030 e 2035.

23 Piano di sviluppo Ireti 2025 - 2029
24 Piano di Sviluppo SET Distribuzione 2025 - 2029
25 Piano di Sviluppo Duereti 2025 - 2029

4.3.4 Descrizione risultati analisi servizi di flessibilità dei DSO

Di seguito sono elencate le tabelle dei DSO basate sulla Table 15 dell'Annex I della Metodologia che riportano le relative esigenze di flessibilità individuate.

Tabella 5 - *Tabella esigenze di flessibilità DSO*

DISTRIBUTORE	LINEA	TIPO DI ESIGENZA	ANNO TARGET	GRANULARITÀ TEMPORALE	GRANULARITÀ SPAZIALE	LIVELLO DI TENSIONE	TIPO DI VALORE	ESIGENZA DI FLESSIBILITÀ DI RETE DSO	QUOTA CURTAILMENT FER SU RETI DEL DSO	MODALITÀ ATTESA DI APPROVVIGIONAMENTO DELLA FLESSIBILITÀ
AcegasApsAmga	1	A salire	2030	Anno intero	CP Broletto – Valmartinaga – Roiano TRIESTE	Rete MT (varie tens. 27,5-10 kV)	Somma di massime potenze	2 MW	-	Servizi locali
AcegasApsAmga	2	A salire	2030	Anno intero	CP Broletto – Valmartinaga – Roiano TRIESTE	Rete MT (varie tens. 27,5-10 kV)	Energia totale annua	60 MWh	-	Servizi locali
AcegasApsAmga	3	A salire	2030	Anno intero	CP Altipiano - centro satellite Opicina TRIESTE	Rete MT 10kV	Somma di massime potenze	1 MW	-	Servizi locali
AcegasApsAmga	4	A salire	2030	Anno intero	CP Altipiano - centro satellite Opicina TRIESTE	Rete MT 10kV	Energia totale annua	15 MWh	-	Servizi locali
AcegasApsAmga	5	A scendere	2030	Anno intero	CP S. Andrea GORIZIA	Rete MT 10kV	Somma di massime potenze	1 MW	100%	Servizi locali
AcegasApsAmga	6	A scendere	2030	Anno intero	CP S. Andrea GORIZIA	Rete MT 10kV	Energia totale annua	24 MWh	100%	Servizi locali
AcegasApsAmga	7	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Somma di massime potenze	1 MW	-	Servizi locali
AcegasApsAmga	8	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Energia totale annua	12 MWh		Servizi locali
AcegasApsAmga	9	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Somma di massime potenze	1 MW	-	Servizi locali
AcegasApsAmga	10	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Energia totale annua	18 MWh		Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2026	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Potenza attiva massima	37 MW	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2026	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Energia totale annua	2.500 MWh	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2027	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Potenza attiva massima	59 MW	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2027	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Energia totale annua	4.400 MWh	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2028	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Potenza attiva massima	81 MW	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2028	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Energia totale annua	6.000 MWh	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2029	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Potenza attiva massima	103 MW	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2029	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Energia totale annua	7.700 MWh	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Potenza attiva massima	125 MW	0%	Servizi locali

Tabella 5 - ***segue***

DISTRIBUTORE	LINEA	TIPO DI ESIGENZA	ANNO TARGET	GRANULARITÀ TEMPORALE	GRANULARITÀ SPAZIALE	LIVELLO DI TENSIONE	TIPO DI VALORE	ESIGENZA DI FLESSIBILITÀ DI RETE DSO	QUOTA CURTAILMENT FER SU RETI DEL DSO	MODALITÀ ATTESA DI APPROVVIGIONAMENTO DELLA FLESSIBILITÀ
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Energia totale annua	9.300 MWh	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Potenza attiva massima	300 MW	0%	Servizi locali
Areti	Città di Roma e Formello	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT e BT	Energia totale annua	15.000 MWh	0%	Servizi locali
INRETE Distribuzione Energia	1	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Somma di massima potenza	4,8 MW	-	Servizi locali
INRETE Distribuzione Energia	2	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Energia totale annua	49,6 MWh	-	Servizi locali
INRETE Distribuzione Energia	3	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Somma di massima potenza	8,7 MW	-	Servizi locali
INRETE Distribuzione Energia	4	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Energia totale annua	72,9 MWh	-	Servizi locali
IRETI	1	A salire	2030	Anno intero	Torino	Rete MT 22kV	Somma di massima potenza	5.3 MW	-	Servizi locali
IRETI	2	A salire	2030	Anno intero	Torino	Rete MT 22kV	Energia totale annua	2.671 MWh	-	Servizi locali
IRETI	3	A salire	2035	Anno intero	Torino	Rete MT 22kV	Somma di massima potenza	11 MW	-	Servizi locali
IRETI	4	A salire	2035	Anno intero	Torino	Rete MT 22kV	Energia totale annua	3.850 MWh	-	Servizi locali
IRETI	5	A scendere	2030	Anno intero	Parma	Rete MT 15kV	Somma di massima potenza	2,4 MW	100%	Servizi locali
IRETI	6	A scendere	2030	Anno intero	Parma	Rete MT 15kV	Energia totale annua	230 MWh	100%	Servizi locali
IRETI	7	A scendere	2035	Anno intero	Parma	Rete MT 15kV	Somma di massima potenza	5 MW	100%	Servizi locali
IRETI	8	A scendere	2035	Anno intero	Parma	Rete MT 15kV	Energia totale annua	640 MWh	100%	Servizi locali
SET Distribuzione	1	A scendere	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Somma di massima potenza	0,18 MW	-	Servizi locali
SET Distribuzione	2	A scendere	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Energia totale annua	57 MWh	-	Servizi locali
SET Distribuzione	3	A scendere	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT 20 kV	Somma di massima potenza	1,75 MW	-	Servizi locali
SET Distribuzione	4	A scendere	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT 20 kV	Energia totale annua	144,6 MWh	-	Servizi locali
SET Distribuzione	5	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Somma di massima potenza	0,49 MW	-	Servizi locali
SET Distribuzione	6	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Energia totale annua	75,9 MWh	-	Servizi locali
SET Distribuzione	7	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT 20 kV	Somma di massima potenza	2,62 MW	-	Servizi locali

Tabella 5 - ***segue***

DISTRIBUTORE	LINEA	TIPO DI ESIGENZA	ANNO TARGET	GRANULARITÀ TEMPORALE	GRANULARITÀ SPAZIALE	LIVELLO DI TENSIONE	TIPO DI VALORE	ESIGENZA DI FLESSIBILITÀ DI RETE DSO	QUOTA CURTAILMENT FER SU RETI DEL DSO	MODALITÀ ATTESA DI APPROVVIGIONAMENTO DELLA FLESSIBILITÀ
SET Distribuzione	8	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT 20 kV	Energia totale annua	102,7 MWh	-	Servizi locali
SET Distribuzione	9	A scendere	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Somma di massima potenza	0,24 MW	-	Servizi locali
SET Distribuzione	10	A scendere	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Energia totale annua	172,2 MWh	-	Servizi locali
SET Distribuzione	11	A scendere	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT 20 kV	Somma di massima potenza	1,75 MW	-	Servizi locali
SET Distribuzione	12	A scendere	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT 20 kV	Energia totale annua	161,7 MWh	-	Servizi locali
SET Distribuzione	13	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Somma di massima potenza	0,46 MW	-	Servizi locali
SET Distribuzione	14	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete BT	Energia totale annua	104,9 MWh	-	Servizi locali
SET Distribuzione	15	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT 20 kV	Somma di massima potenza	2,62 MW	-	Servizi locali
SET Distribuzione	16	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Rete MT 20 kV	Energia totale annua	141,5 MWh	-	Servizi locali
Unareti	1	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Low voltage network	Somma di massima potenza	8,472 MW	-	Servizi locali
Unareti	2	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Low voltage network	Energia totale annua	35,382 MWh	-	Servizi locali
Unareti	3	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Medium voltage network	Somma di massima potenza	4,664 MW	-	Servizi locali
Unareti	4	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Medium voltage network	Energia Totale Annua	2,237 MWh	-	Servizi locali
Unareti	5	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Low voltage network	Somma di massima potenza	13,215 MW	-	Servizi locali
Unareti	6	A salire	2030	Anno intero	Su tutto il perimetro	Medium voltage network	Energia Totale Annua	98,178 MWh	-	Servizi locali
Unareti	7	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Medium voltage network	Somma di massima potenza	9,725 MW	-	Servizi locali
Unareti	8	A salire	2035	Anno intero	Su tutto il perimetro	Medium voltage network	Energia totale annua	12,757 MWh	-	Servizi locali

In Tabella 6 viene riportato il dato di sintesi dei contributi dei DSO e relativo calcolo del loro contributo al taglio delle FER. Si evince dal calcolo che non viene raggiunta la soglia identificata all'articolo 14.3 della Metodologia oltre la quale è richiesto un fine-tuning tra i dati del TSO e del DSO (10%).

Tabella 6 - *Contributo DSO al curtailment FER*

ANNO TARGET	CURTAILMENT FER	CURTAILMENT FER SU RETI DEL DSO	CONTRIBUTO AL CURTAILMENT FER DA PARTE DEI DSO
2030	7.603 GWh	0,25 GWh	<0,01%
2035	10.127 GWh	0,64 GWh	<0,01%

5 Barriere per la flessibilità e contributo alla digitalizzazione

Barriere

Negli ultimi anni, ARERA e il MASE hanno promosso diverse iniziative per l'abilitazione della flessibilità del sistema elettrico, tra cui evoluzioni regolatorie e progetti pilota. Parallelamente, Terna e i DSO hanno partecipato a progetti di ricerca nell'ambito dei programmi Horizon della Commissione Europea, studi con centri di eccellenza nazionali e internazionali e programmi di Open Innovation. Tra questi si citano (alcuni sono stati già descritti più dettagliatamente nei paragrafi precedenti del presente report):

- *TIDE (Testo Integrato Dispacciamento Elettrico)*: rappresenta la riforma cardine che ha razionalizzato tutti gli aspetti regolatori che attengono al dispacciamento elettrico italiano, tenendo conto del mutato quadro normativo e regolatorio europeo. Con il TIDE si garantisce che un bacino di risorse sempre più ampio possa offrire la propria flessibilità.
- *OSMOSE (Progetto Horizon)*: le attività (concluse) di analisi e test di flessibilità hanno evidenziato che le risorse industriali hanno un potenziale elevato in termini di flessibilità estraibile ma le limitazioni insite nel processo e nelle tecnologie indicano che tale potenziale è difficilmente utilizzabile e che questo sarebbe comunque indicato più per un uso di tipo emergenziale che per un servizio di *Load shifting*.
- *Modulazione prelievi*: è uno strumento di ultima istanza finalizzato a supportare la sicurezza del sistema elettrico in condizioni critiche (deliberazione ARERA 12/2026/R/eel) che consente a Terna di richiedere, in funzione delle esigenze del sistema, sia l'aumento dei consumi nelle ore caratterizzate da eccesso di produzione rinnovabile non programmabile e basso carico residuo, sia la riduzione rapida dei prelievi in situazioni di adeguatezza o sicurezza in cui occorra contenere il fabbisogno.
- *Progetti pilota flessibilità locale*: si tratta di progetti sperimentali per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali, necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, da parte dei DSO (delibera ARERA 352/2021/R/eel). Gli operatori che forniscono flessibilità sono individuati sulla base di clausole non discriminatorie che consentano la più ampia partecipazione possibile, nell'ottica della neutralità tecnologica. Come già descritto nei paragrafi precedenti attualmente i progetti in corso sono: RomeFlex di areti, MindFlex di unareti ed Edge di e-distribuzione.
- *Progetto pilota coordinamento TSO-DSO*: la proposta di Terna, approvata da ARERA con la delibera 483/2023/R/EEL, contribuirà concretamente al miglioramento del coordinamento tra operatori di rete nella gestione delle risorse distribuite di flessibilità evitando che l'attivazione di una risorsa per esigenze nazionali crei congestioni o problemi di tensione a livello locale.
- *BeFlexible (progetto Horizon)*: le attività hanno definito e validato un primo modello di coordinamento tra il mercato dei servizi ancillari del TSO ed i mercati dei servizi locali dei DSO, basandosi su una logica di tipo Traffic Light derivata dal Progetto Pilota per il Coordinamento TSO-DSO promosso da Terna, a beneficio di una complessiva efficienza di sistema nell'approvvigionamento di servizi ancillari globali e locali, favorendo una visione condivisa per l'accesso alle risorse distribuite di flessibilità.

- *Flow (progetto Horizon)*: Le attività hanno consentito di testare e validare il coordinamento tra i diversi attori della filiera (TSO, aggregatore, CPO e utente finale) nell'approvvigionamento di flessibilità distribuita da ricarica EV domestica. Il processo ha incluso la creazione di sessioni di mercato da parte di Terna, l'invio di disponibilità da parte dei BSP, per terminare con l'attivazione delle risorse. Pur su scala limitata, la sperimentazione è stata condotta in condizioni operative reali (40 utenti finali) e in maniera automatizzata, confermando la fattibilità del meccanismo.
- *Programma ESI (Energy System Innovation)*: ESI è un framework nato per abilitare un nuovo modello di collaborazione di Terna con tutti gli stakeholder della filiera elettrica (industry, retailer, *original equipment manufacturer - OEM*, associazioni di settore, ecc.) in un percorso di sperimentazioni innovative per determinare potenzialità e limiti delle DER (Distributed Energy resources). I laboratori e-mobility Lab e DER Lab di Torino si focalizzano sugli aspetti tecnologici delle singole risorse (BESS, EV/EVSE, sistemi HVAC). L'iniziativa ESI Resource Aggregation si focalizza invece sugli aspetti di market design e di gestione aggregata delle risorse in collaborazione con soggetti in grado di creare dei portafogli rilevanti di clienti finali.
- *Equigy*: l'iniziativa è sviluppata a livello dei TSO europei per favorire l'integrazione delle risorse energetiche distribuite nei mercati della flessibilità e dei servizi di bilanciamento attraverso una piattaforma comune basata su standard condivisi (*Crowd Balancing Platform, CBP*). Il consolidamento della CBP consente di ridurre le barriere operative e tecnologiche alla partecipazione degli aggregatori, armonizzando i processi di qualificazione, verifica e attivazione delle risorse e attenuando l'impatto delle specificità regolatorie e di mercato dei singoli Stati sul business case degli operatori.

Ai sensi dell'articolo 19e(2), lettera (c) del Regolamento e dell'articolo 15 della Metodologia nella suddetta relazione FNA devono essere valutate le barriere alla flessibilità del mercato che attualmente impediscono allo Stato Membro di sfruttare tutta la flessibilità di origine non fossile potenzialmente disponibile (accumuli e *Demand Response* che rappresenta un contributo, alternativo e/o complementare, alle tecnologie di accumulo per integrare le fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico).

In Italia, al momento non esistono barriere di carattere normativo/regolatorio per quanto riguarda la partecipazione ai mercati delle risorse di flessibilità. Tuttavia, per le risorse distribuite, come accumuli di piccola taglia, auto elettriche, pompe di calore, dal punto di vista pratico, sussistono ancora una serie di fattori di natura tecnica e commerciale che rendono il business dell'aggregazione distribuita tecnicamente complesso e scarsamente profittevole. Tra questi i più rilevanti sono:

- assenza di standard vincolanti su tecnologie e protocolli di comunicazione che consentano osservabilità e controllabilità a costi ragionevoli per aggregatori a scapito anche dell'interoperabilità tra diversi segmenti tecnologici;
- complessità nei processi di qualificazione delle risorse ai mercati;
- scarsa omogeneità tra i vari paesi EU in termini di requisiti tecnici di accesso ai mercati;
- difficoltà nella gestione di un portafoglio (baseline, attivazione, raccolta misure, etc) con un modello di aggregazione che contempla il punto di connessione come interfaccia verso TSO/DSO anziché il singolo asset (auto elettrica, pompa di calore, batteria) che in ultima istanza eroga la flessibilità;
- valore marginale estraibile dal mercato non sufficiente per giustificare gli oneri di sviluppo tecnologico e gestione operativa delle risorse, a meno di non poter contare su tecnologie "Grid Ready".

I ritorni economici per gli aggregatori e quindi anche per i titolari delle risorse potrebbero non essere tali da giustificare gli investimenti necessari per superare i limiti tecnologici che oggi rendono complessa la osservabilità e controllabilità di tali risorse.

Per la fornitura dei servizi di rete di tipologia *Load shifting*, che consiste nello spostare nel tempo una quota di consumi finali, caratterizzati da frequenza di utilizzo e contributo in energia rilevanti, non è possibile prescindere tecnicamente dalla osservabilità in tempo reale dell'effettivo comportamento degli aggregati di risorse e dal rispetto di performance comparabili con le risorse che andrebbero a sostituire (gli accumuli).

Al fine di sbloccare la flessibilità delle risorse distribuite è necessario continuare la ricerca di soluzioni tecnologiche e di protocolli di "dispacciabilità" più adeguati per integrare gli aggregatori nei mercati, nel pieno rispetto però dei principi

sopra descritti. Gli interventi a livello di Stato Membro hanno bisogno di essere affiancati da una importante azione di standardizzazione tecnologica che necessariamente dovrà avere un profilo extra nazionale.

Considerando lo stato attuale di mercato e tecnologie, per i prossimi 3-5 anni le principali opportunità di valorizzazione delle risorse distribuite potranno essere ricondotte a tre famiglie di risorse:

- Accumuli distribuiti: a fine 2025 in BT risultano installati circa 880.000 sistemi di accumulo (11 GWh e 5,1 GW), la maggioranza dei quali con potenza nominale inferiore a 10 kW.
- Auto elettriche: al 31 marzo 2026 risultano installati oltre 78.000 punti di ricarica ad uso pubblico e oltre 560.000 ad uso privato in Italia, mentre il parco circolante BEV resta ancora relativamente contenuto (circa 1%) rispetto all'intero mercato composto da oltre 700.000 veicoli suddivisi tra auto elettriche pure (BEV) e auto ibride plug-in (PHEV)[26]. Tuttavia, le prospettive di diffusione della mobilità elettrica nei prossimi anni restano rilevanti, sostenute dall'espansione dell'infrastruttura di ricarica e dagli obiettivi di decarbonizzazione del settore trasporti.
- Pompe di calore: a fine 2025 risultano installati oltre 23 milioni di sistemi HVAC, prevalentemente nel settore residenziale; di questi, circa 4,2 milioni costituiscono la fonte primaria di riscaldamento. Le nuove installazioni di pompe di calore continuano a mantenersi su livelli elevati, con l'Italia che si conferma tra i principali mercati europei, registrando circa 423.000 unità installate nell'ultimo anno.[27]

Ai fini della partecipazione di queste risorse alla fornitura di servizi di *Load shifting* per la rete elettrica, occorre che queste garantiscano determinati requisiti di:

- Osservabilità: misure *near real time* della potenza elettrica con adeguata precisione e affidabilità.
- Misurabilità: criteri di certificazione dei dati misurati ai fini della validazione della fornitura del servizio (soprattutto nel caso di servizio erogato behind the meter).
- Controllabilità: capacità di ricevere comandi di modulazione della potenza elettrica a costi marginali compatibili con il business model dell'aggregatore.

Nel quadro regolatorio attuale, basato sull'aggregazione delle risorse a livello di POD, i contatori commerciali 2G consentono già oggi, almeno per i servizi più lenti, di soddisfare i requisiti minimi di osservabilità e misurabilità della prestazione. Tale modello rappresenta pertanto una soluzione immediatamente implementabile per l'abilitazione e la valorizzazione delle risorse distribuite nei servizi della flessibilità.

Per valorizzare pienamente il contributo delle risorse distribuite, è necessario che *OEM* e gestori di rete definiscano standard tecnici comuni che garantiscano, sin dalla commercializzazione degli asset, adeguati requisiti di osservabilità, misurabilità e controllabilità della potenza prelevata. In tale contesto, il concetto di "*Grid Readiness*" identifica la capacità intrinseca di una tecnologia di partecipare ai servizi di flessibilità del sistema elettrico.

Tuttavia, anche in presenza di tali requisiti, la verifica della prestazione erogata rimane particolarmente complessa nel modello di aggregazione al POD. La definizione della baseline e la misurazione del servizio risentono infatti della presenza di consumi finali non controllati dall'aggregatore (ad esempio elettrodomestici e altri carichi domestici), che vengono comunque ricompresi nella misura aggregata. In una prospettiva di medio-lungo termine appare quindi opportuno sviluppare anche modelli di aggregazione "*behind-the-meter*", nei quali il servizio viene associato e misurato direttamente sul singolo asset che lo eroga.

Digitalizzazione

La digitalizzazione rappresenta uno degli obiettivi strategici più importanti per il sistema elettrico. L'innovazione tecnologica è al centro della transizione energetica per permettere a nuovi tool (come, ad esempio, IoT, Internet of Things e IA, Intelligenza Artificiale) di rendere la rete elettrica più connessa, sicura ed efficiente favorendo una gestione integrata delle attività di controllo e manutenzione della rete e trasformando un sistema tradizionalmente passivo ad un sistema più dinamico e reattivo.

26 Elaborazione Terna di Dati Motus-e.
27 Dati dall'ultima rilevazione statistica effettuata da Assoclima in riferimento all'anno 2025.

La complessità delle reti elettriche continua ad aumentare nel tempo e per questo motivo il fulcro della digitalizzazione risulta essere la Smart Grid, ovvero infrastrutture intelligenti che integrano sensori, sistemi di comunicazione e piattaforme software avanzate. L'obiettivo della Smart Grid è gestire la crescente complessità derivante principalmente dalla generazione distribuita (specialmente da fonti rinnovabili) e dall'elettrificazione dei consumi (come pompe di calore e mobilità elettrica), garantendo al contempo stabilità e sicurezza.

Al fine di poter sfruttare al meglio le Smart Grid risulta centrale lo sviluppo di tecnologie di telecontrollo e automazione in modo capillare anche su reti in Bassa Tensione (BT). Tali sviluppi favorirebbero un monitoraggio in tempo reale dello stato della rete utile a identificare e risolvere guasti da remoto e migliorando l'esperienza d'uso dell'utente finale, nonché permettere una maggior inclusione delle risorse distribuite e dei consumi ai Mercati dell'Energia.

La digitalizzazione abilita il ricorso alla flessibilità di rete, ovvero la possibilità di gestire le congestioni richiedendo agli utenti (prosumer, comunità energetiche, aggregatori) di modulare i propri prelievi o immissioni in cambio di una remunerazione. Questo approccio, supportato da piattaforme di mercato dedicate, viene esplorato come alternativa o integrazione ai potenziamenti fisici dell'infrastruttura (focus nei progetti pilota dei DSO).

Risulta comunque fondamentale mantenere il controllo sulla misura delle risorse oggetto di queste trasformazioni. Per questo motivo, tra i componenti fondamentali delle Smart Grid ci sono i sistemi di misura 2G i quali garantiscono una maggiore osservabilità della rete fornendo dati molto prossimi al tempo reale, aumentando la consapevolezza dei clienti e fornendo la base per la creazione di nuovi modelli di business e nuove modalità di tariffe dinamiche.

Con l'aumentare degli strumenti a disposizione risulta inoltre necessario dotarsi di sistemi software evoluti, piattaforme integrate che centralizzano il controllo della rete. In questo ambito emerge la necessità di creare dei modelli virtuali della rete al fine effettuare simulazioni predittive e pianificazione ottimale degli interventi di manutenzione e sviluppo della rete.

6 Conclusioni

Gli scenari energetici al 2030 e al 2035 evidenziano una crescita significativa delle esigenze di flessibilità del sistema. Ne deriva la necessità di dotarsi di soluzioni efficienti e tecnologicamente mature, come gli accumuli, che rappresentano, in tali scenari, la risorsa chiave per l'erogazione della flessibilità soprattutto in ottica di ciclicità giornaliera, ma anche di sfruttare, ove tecnicamente fattibile, la flessibilità delle utenze di consumo (*Demand Response*).

Le valutazioni di flessibilità condotte nel presente report dimostrano che, per entrambi gli anni orizzonte analizzati, mediamente, la quota di rinnovabili integrate sul fabbisogno elettrico rispetta i target definiti. Infatti, al 2030 in media la percentuale di integrazione FER su tutti gli anni climatici analizzati è pari al 63%, rispettando il target previsto dal PNIEC, mentre al 2035 la percentuale sale fino al 70%. Le risorse previste negli scenari prospettici risultano essere già in grado di coprire le esigenze di flessibilità del sistema e, pertanto, non fanno emergere c.d. "*uncovered needs*".[28] A tale risultato contribuiscono in particolare lo sviluppo degli accumuli e della rete. Nello specifico, sono previsti accumuli *utility-scale* con una capacità energetica pari a 50 GWh al 2030 e 82 GWh al 2035. Tale capacità risulta fondamentale per poter traguardare gli obiettivi di integrazione FER e potrà essere contrattualizzata ad esempio tramite il meccanismo MACSE. Gli accumuli distribuiti, di piccola taglia e connessi alle reti di media/bassa tensione, sono altresì considerati nella fornitura di flessibilità, in particolare quella oraria, prevalentemente attraverso cicli di carica e scarica che avvengono durante le ore diurne/serali, ma avranno un contributo minore rispetto a quello degli *utility-scale*.

La *Demand Response* di tipo industriale e associato alle risorse distribuite rappresenta un contributo alla flessibilità alternativo e/o complementare alle tecnologie di accumulo. Negli scenari di riferimento futuri il ruolo del settore industriale è stato considerato in linea con quello attuale, per le risorse distribuite, come auto elettriche, pompe di calore e batterie residenziali, è stata tenuta in considerazione un'evoluzione progressiva verso profili di carico flessibilizzati, in cui gli utenti spostano i propri consumi da periodi con ridotta produzione rinnovabile (prezzi più alti) a periodi con maggiore produzione rinnovabile (prezzi più bassi - *Load Shifting*).

Negli ultimi anni, il quadro regolatorio italiano si è progressivamente evoluto per consentire la piena partecipazione ai mercati di tutte le risorse di flessibilità, incluse le risorse non tradizionali e aggregate. In Italia non si rilevano, allo stato attuale, barriere di natura normativa o regolatoria che limitino la partecipazione ai mercati elettrici, consentendo a tali risorse di valorizzare la propria flessibilità attraverso la partecipazione ai diversi mercati dell'energia e dei servizi.

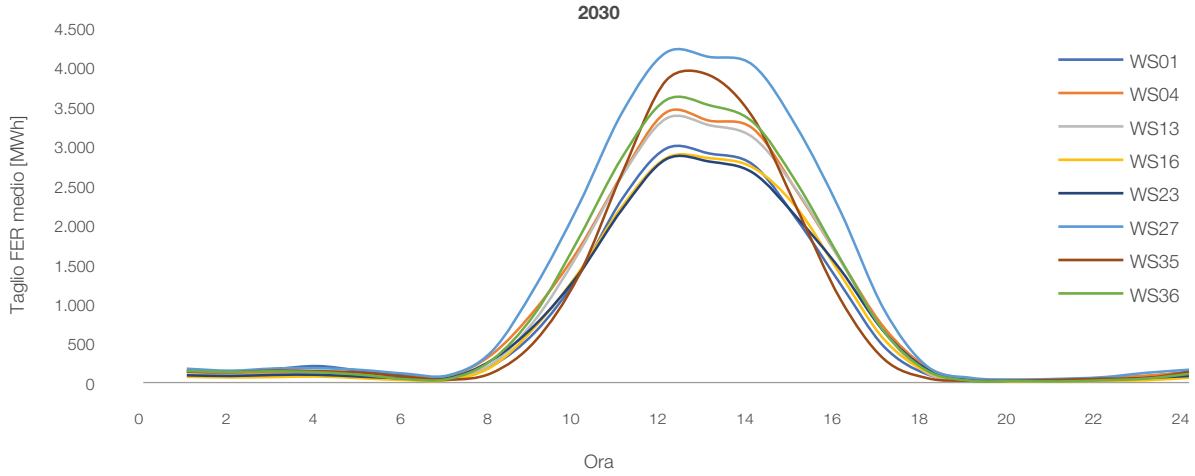
La partecipazione ai mercati delle risorse energetiche distribuite — quali sistemi di accumulo di piccola taglia, veicoli elettrici e pompe di calore — resta tuttavia ancora limitata, nonostante la possibilità di accedere attraverso configurazioni aggregate. La piena valorizzazione del loro potenziale di flessibilità richiede infatti adeguati requisiti di osservabilità, misurabilità e controllabilità, nonché la definizione di standard tecnici comuni che rendano gli asset «Grid Ready» e ne facilitino l'integrazione nei servizi di flessibilità.

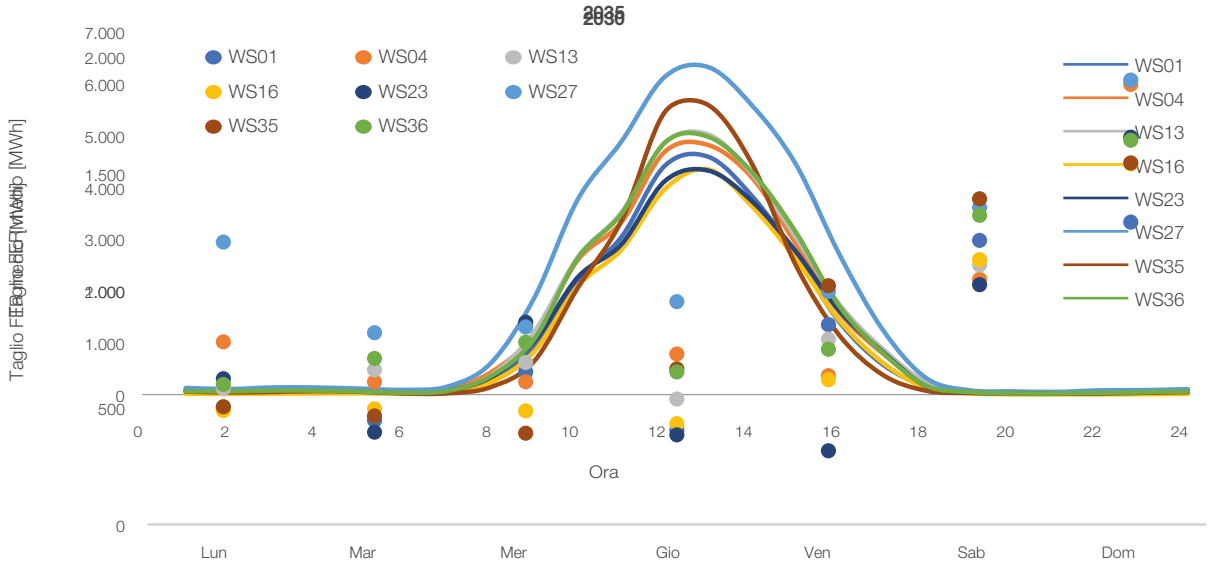
28 Tale risultato è confermato anche usando gli scenari 2026 di Terna e Snam (cf. Annex II)

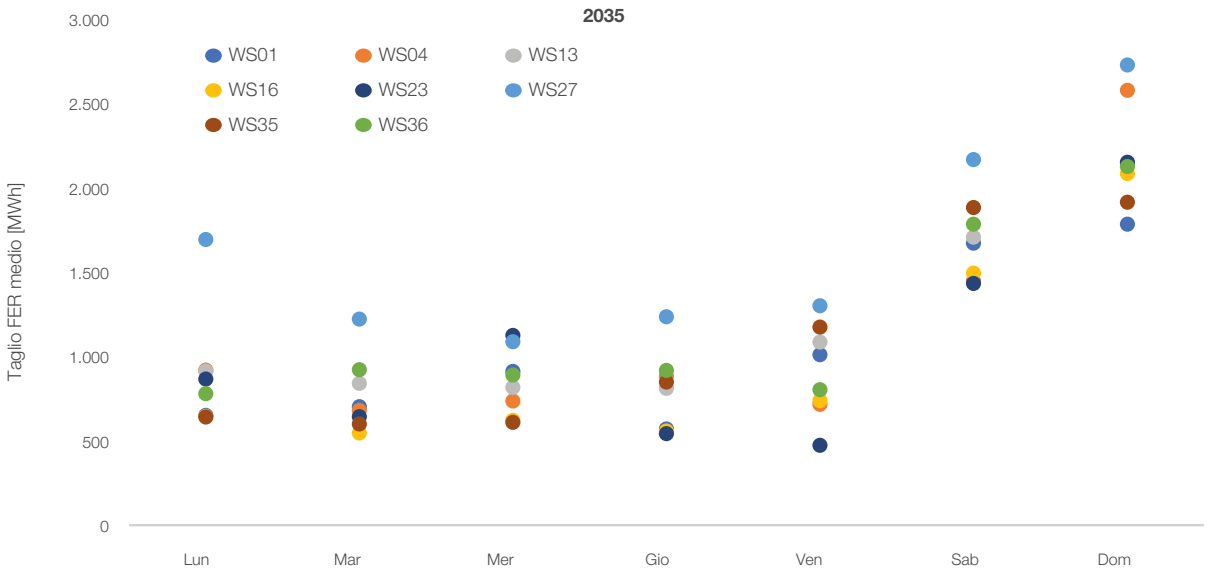
Annex I – Caratterizzazione curtailment FER per anno climatico

In riferimento al paragrafo 4.1.2, si mostrano di seguito i grafici per anno target e singolo scenario climatico di:

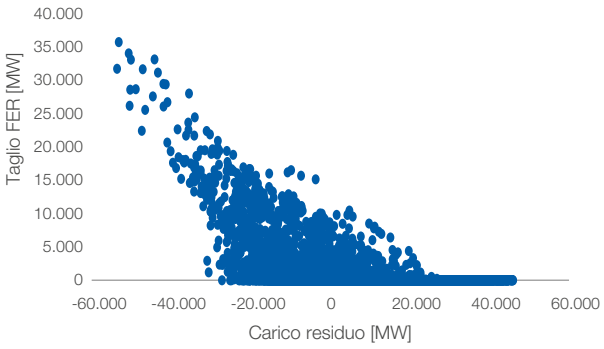
- Taglio FER medio per ora del giorno
- Taglio FER medio per giorno della settimana (valore medio orario)
- Valori di taglio FER vs carico residuo



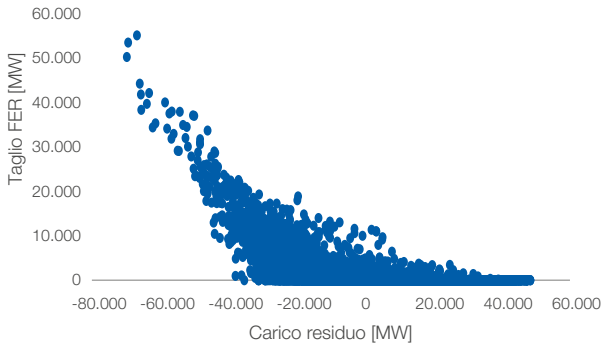

2035
2030
WS01
WS04
WS13
WS16
WS23
WS27
WS35
WS36
Taglio FER medio [MWh]
Ora
Lun
Mar
Mer
Gio
Ven
Sab
Dom


2035
WS01
WS04
WS13
WS16
WS23
WS27
WS35
WS36
Taglio FER medio [MWh]
Lun
Mar
Mer
Gio
Ven
Sab
Dom

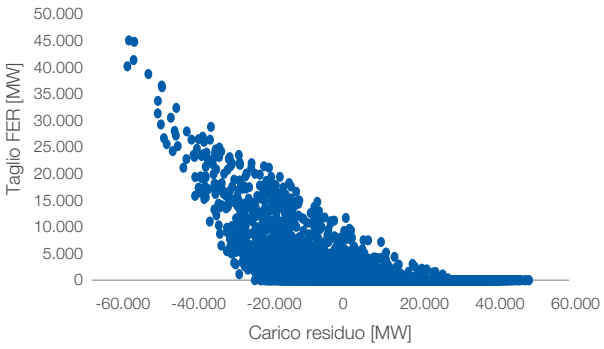
WS01 - 2030



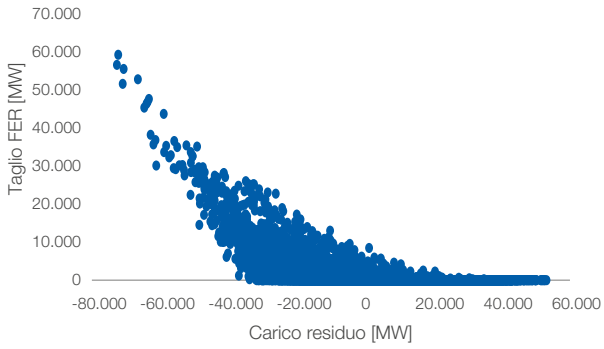
WS01 - 2035



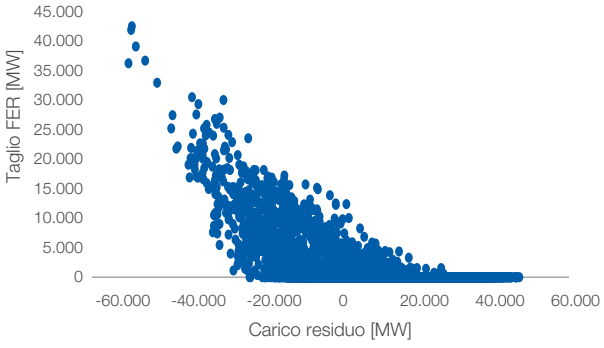
WS04 - 2030



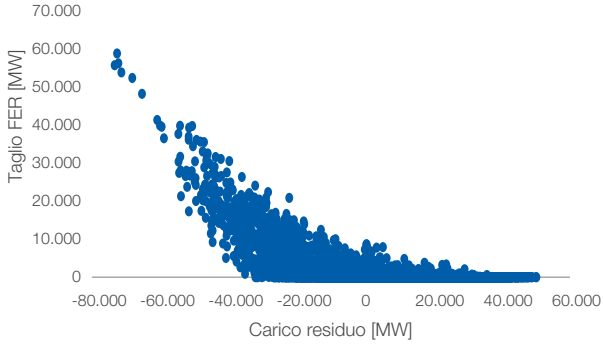
WS04 - 2035



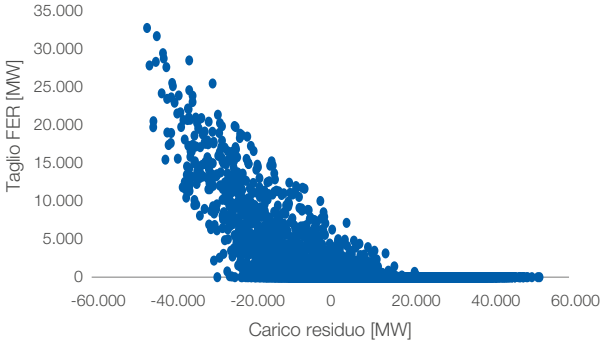
WS13 - 2030



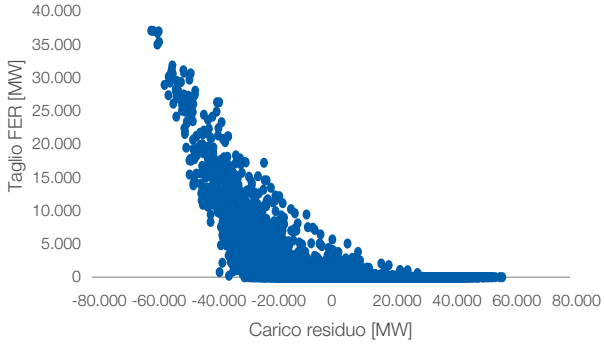
WS13 - 2035



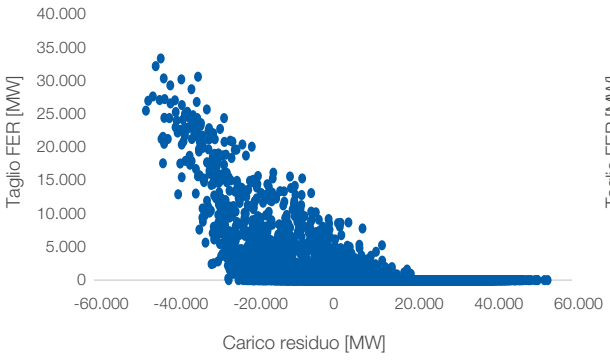
WS16 - 2030



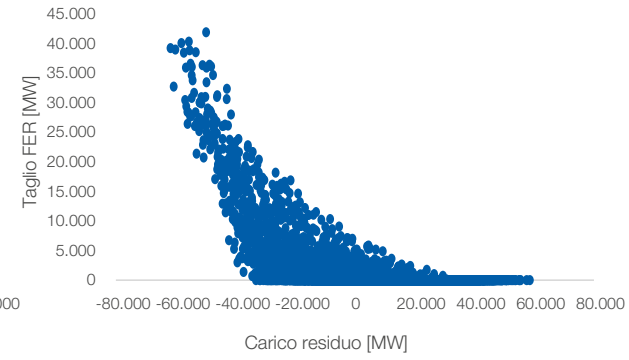
WS16 - 2035



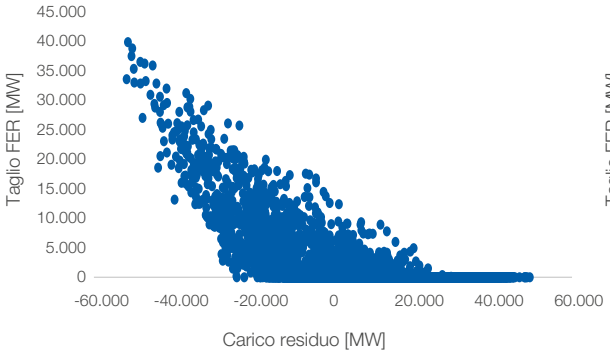
WS23 - 2030



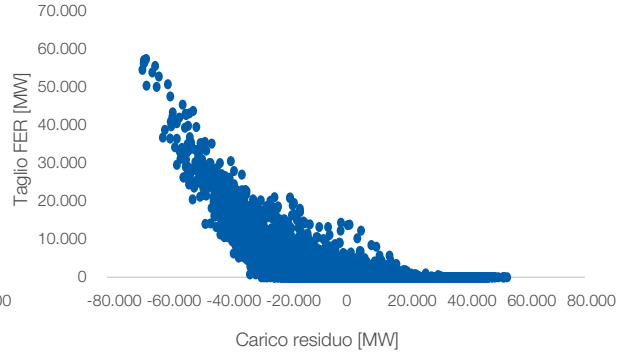
WS23 - 2035



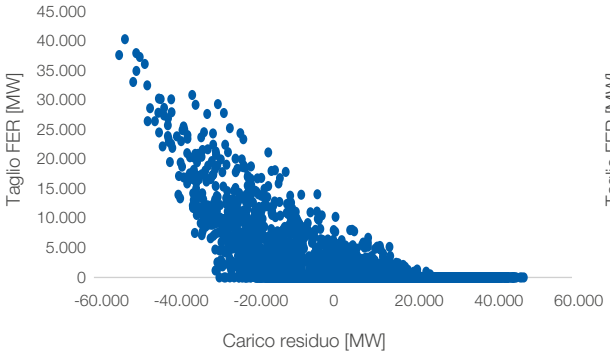
WS27 - 2030



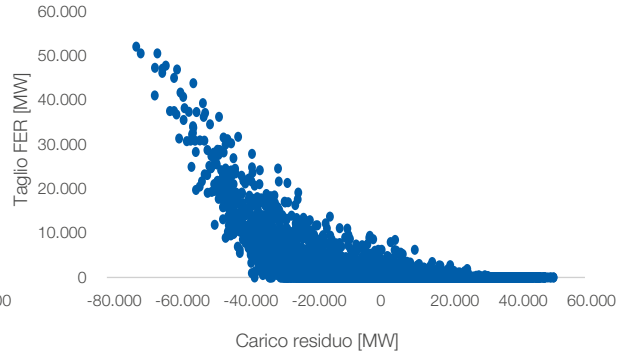
WS27 - 2035



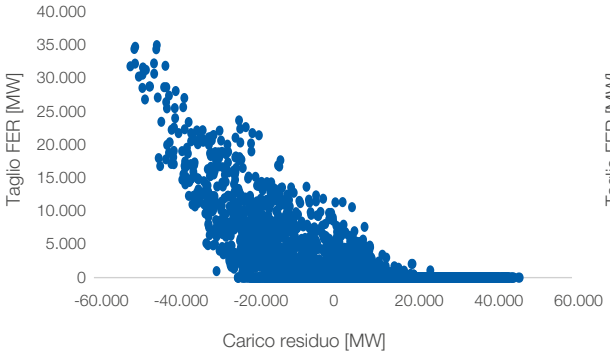
WS35 - 2030



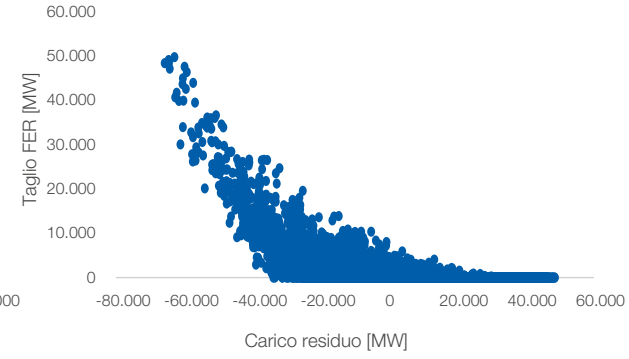
WS35 - 2035



WS36 - 2030



WS36 - 2035



Annex II – Esigenze di flessibilità con riferimento agli scenari 2026

Contesto

Ad inizio ottobre 2026, Terna e Snam hanno pubblicato il Documento di Descrizione degli Scenari 2026[29] (DDS 2026), predisposto ai sensi della delibera ARERA 392/2024/R/com. Il documento definisce gli scenari di riferimento per la predisposizione dei Piani di Sviluppo delle reti nazionali di trasmissione elettrica e di trasporto del gas naturale.

L'analisi riportata nel presente Annex costituisce una valutazione di sensitività delle esigenze di flessibilità e dei contributi delle diverse risorse alla copertura della flessibilità per gli scenari descritti nel DDS 2026, prendendo in considerazione gli anni 2030 e 2035.

Al 2030 il documento contiene un unico scenario, denominato Best Estimate, rappresentativo della migliore stima oggi disponibile e basato, per quanto possibile, su dinamiche già osservabili e iniziative con elevata probabilità di realizzazione. Lo scenario conferma il raggiungimento dell'obiettivo PNIEC in termini di rinnovabili (63% del fabbisogno elettrico coperto da FER), anche in considerazione delle aste già effettuate e di prossima attuazione.

Per il 2035 è stato preso in considerazione lo scenario Power Development del DDS 2026, rappresentativo di un rapido processo di elettrificazione dei consumi e uno sviluppo delle rinnovabili leggermente superiore alla media del quadriennio 2023-26.

Le figure seguenti illustrano le ipotesi di evoluzione della capacità installata di impianti eolici e solari, del fabbisogno elettrico e dei sistemi di accumulo.

29 Disponibile sul sito Terna: https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2026_8df2616cc49b332.pdf

Figura A. 1 - ***Evoluzione capacità solare ed eolica negli scenari del DDS 2026 esaminati [GW]***

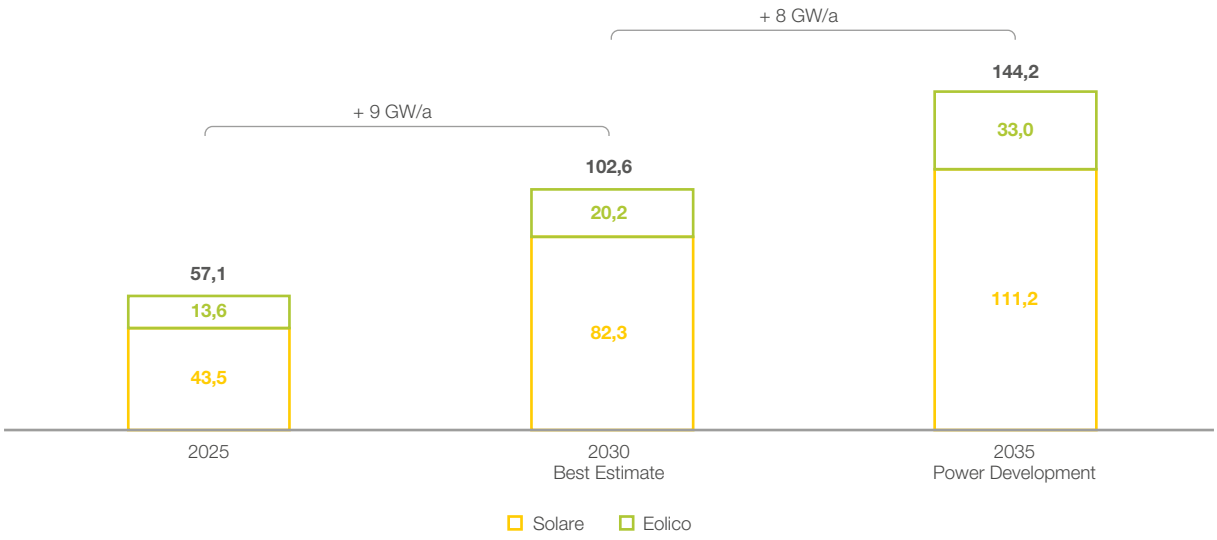


Figura A. 2 - ***Evoluzione fabbisogno elettrico negli scenari del DDS 2026 esaminati [TWh]***

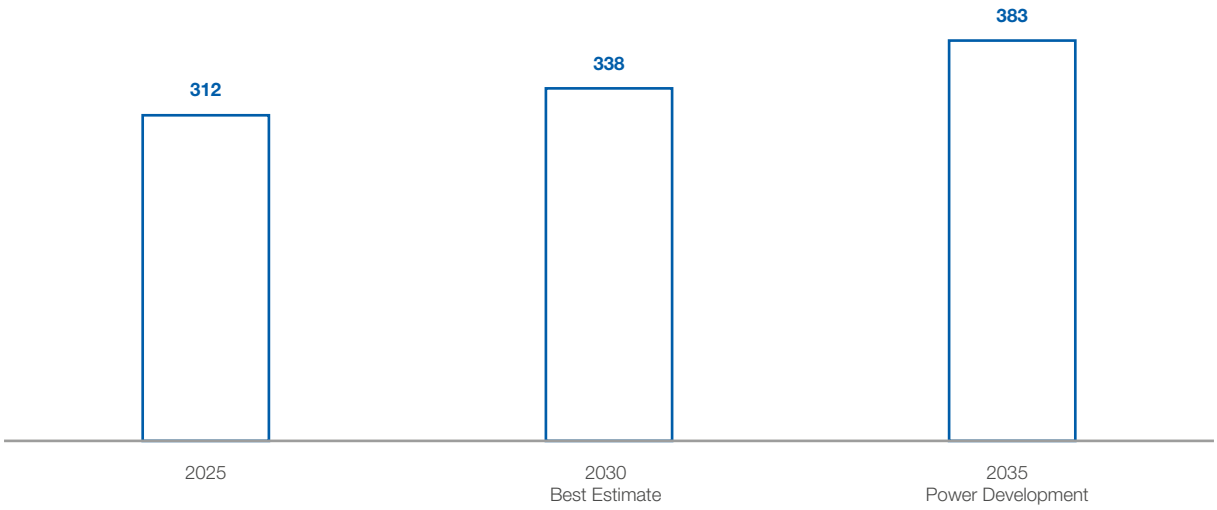
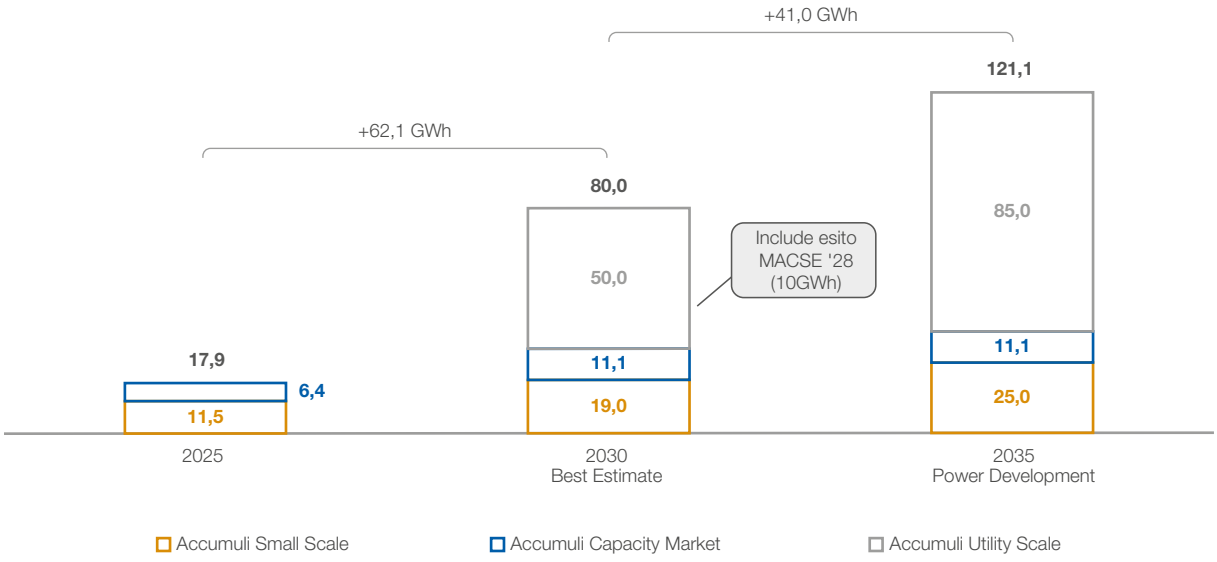


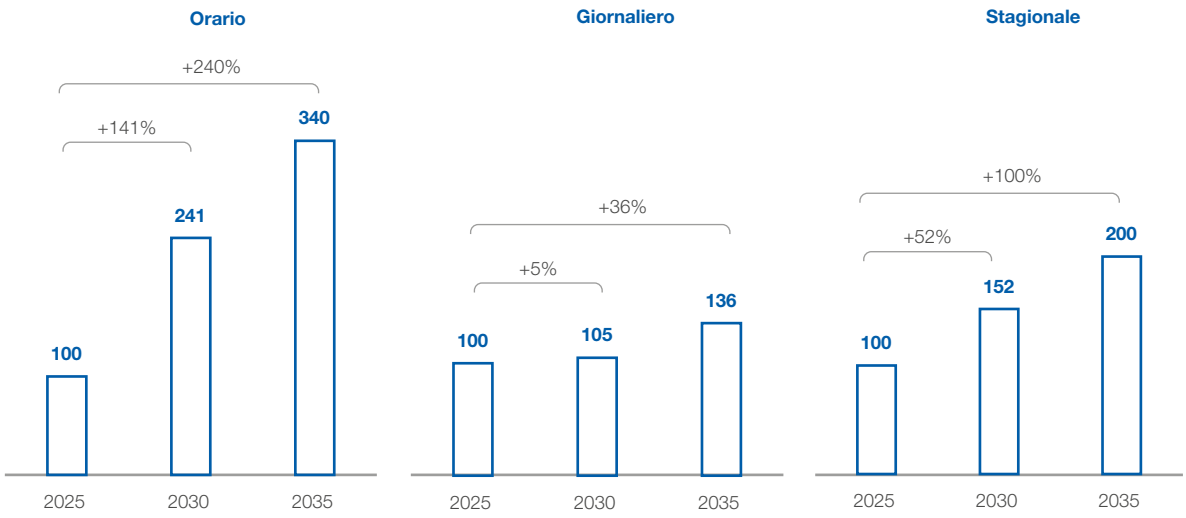
Figura A. 3 - ***Evoluzione della capacità energetica degli accumuli (escl. pompaggi esistenti) negli scenari del DDS 2026 esaminati [GWh]***



Indicatori di flessibilità

Di seguito sono rappresentati gli indicatori di flessibilità oraria, giornaliera e stagionali, calcolati usando i bilanci elettrici orari degli scenari DDS 2026.

Figura A. 4 - ***Variazione dell'indicatore di flessibilità orario, giornaliero e stagionale tra 2025, 2030 e 2035 (base di riferimento 2025 = 100)***



Rispetto al 2025 si nota quanto segue:

- aumento dell'indicatore orario del +141% al 2030 e del +240% al 2035, essenzialmente come conseguenza della penetrazione attesa della produzione fotovoltaica;

- indicatore giornaliero al 2030 risulta in linea con i valori del 2025, rivelando, sulla scala giornaliera, una variabilità del carico residuo simile tra i due orizzonti temporali. Al 2035 si riscontra un aumento del +36% principalmente associato alla crescita eolica;
- aumento dell'indicatore stagionale del +52% al 2030 e del +100% al 2035, influenzato sia dalla stagionalità di sole e vento sia dagli effetti della progressiva elettrificazione.

Analizzando il contributo delle diverse risorse al soddisfacimento degli indicatori di flessibilità negli scenari considerati, emerge il ruolo crescente dei sistemi di accumulo. Al 2030 (Figura A. 5), infatti, i sistemi di accumulo, intesi come somma di pompaggio e batterie elettrochimiche, contribuiscono per circa il 55% alla copertura dell'esigenze di flessibilità oraria, prevalentemente attraverso cicli di carica e scarica giornalieri. Tale contributo aumenta ulteriormente al 2035, raggiungendo circa il 58%, come evidenziato nel grafico di Figura A. 6. Per quanto riguarda il contributo alla copertura dell'esigenze di flessibilità oraria apportato dagli impianti termoelettrici si riscontra un andamento inverso in quanto al 2030 il loro contributo risulta essere circa il 20%, ma si riduce progressivamente fino a circa il 9% nel 2035. Tale trend di riduzione si riflette anche negli indicatori di flessibilità giornaliera e stagionale, evidenziando una progressiva sostituzione del contributo termoelettrico da parte di risorse maggiormente flessibili e coerenti con l'evoluzione del mix di generazione. Un ulteriore contributo significativo è fornito dalle interconnessioni con l'estero, dall'11% del 2030 al 23% del 2035 ribadendo l'importanza di una rete in grado di gestire la stagionalità della produzione elettrica nazionale.

Figura A. 5 - *Contributi alla flessibilità per risorsa anno 2030 (media anni climatici analizzati)*

	INTERCONNESSIONE	BATTERIE UTILITY	BATTERIE RESIDENZIALI	POMPAGGI PURI E MISTI	IDRICO PROGRAMMABILE	TERMICO	ELETTROLIZZATORI	CURTAILMENT
Orario	12%	37%	6%	12%	5%	20%	1%	7%
Giornaliero	26%	10%	4%	9%	7%	31%	1%	12%
Stagionale	11%	2%	1%	3%	2%	58%	2%	21%

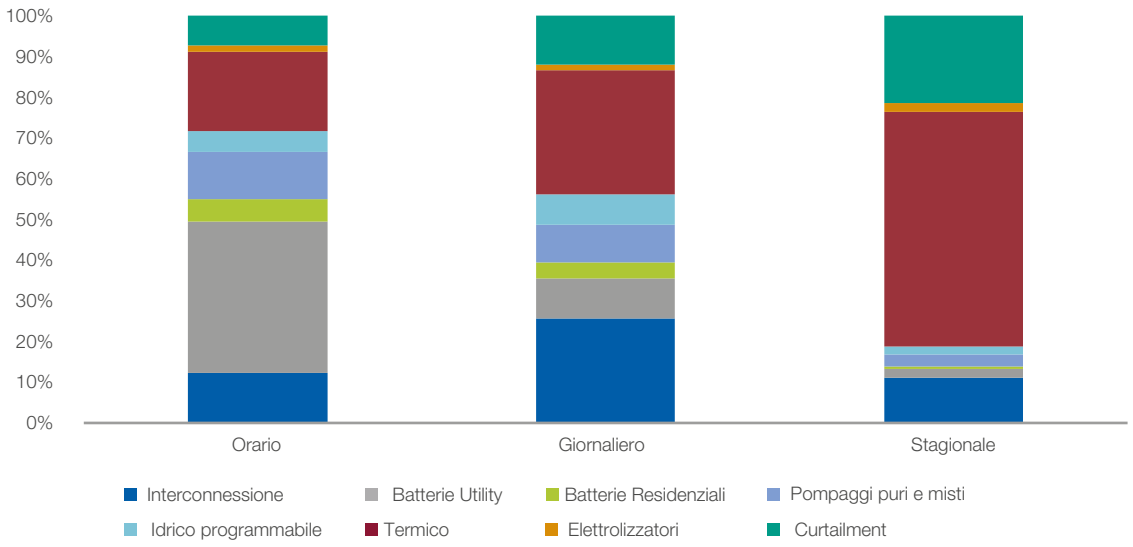
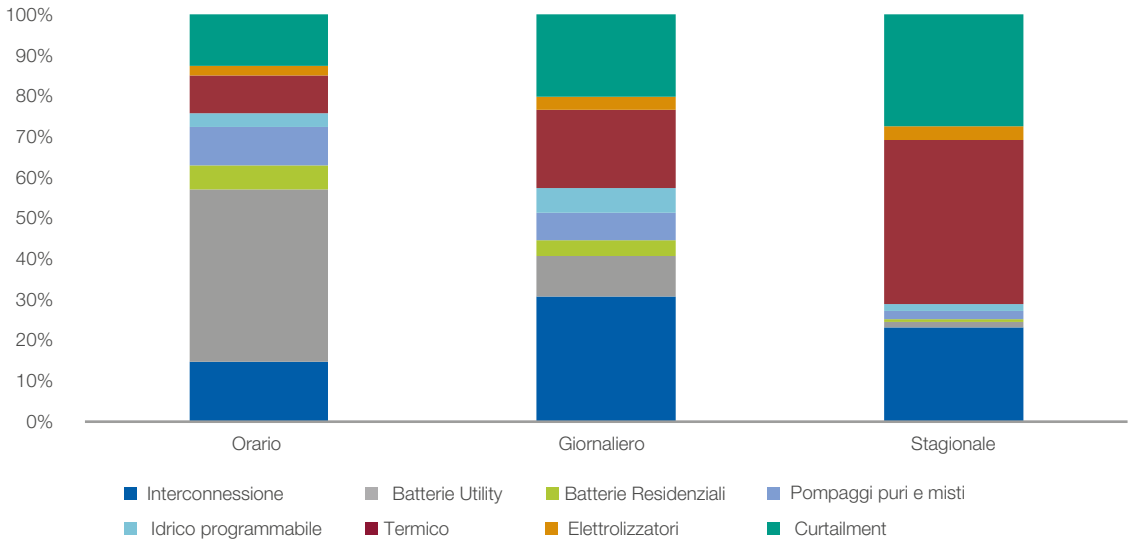


Figura A. 6 - *Contributi alla flessibilità per risorsa anno 2035 (media anni climatici analizzati)*

	INTERCONNESSIONE	BATTERIE UTILITY	BATTERIE RESIDENZIALI	POMPAGGI PURI E MISTI	IDRICO PROGRAMMABILE	TERMICO	ELETTROLIZZATORI	CURTAILMENT
Orario	15%	42%	7%	9%	3%	9%	2%	13%
Giornaliero	31%	10%	4%	7%	6%	19%	3%	20%
Stagionale	23%	2%	1%	2%	2%	40%	3%	27%



Esigenze di flessibilità per integrazione FER

La metodologia richiede infine di verificare se le risorse di flessibilità già presenti negli scenari consentono di integrare le FER necessarie per raggiungere i target.

Dalle analisi non emergono c.d. uncovered needs per il sistema italiano: le risorse di flessibilità considerate nel DDS'26 sono sufficienti a raggiungere il livello di copertura FER previsto, pari al 63% al 2030 e al 73% al 2035.

Tuttavia, si evidenzia come una maggiore elettrificazione potrebbe ampliare ulteriormente il bacino di risorse di flessibilità disponibile, qualora tali risorse partecipassero al mercato dei servizi o fossero gestite secondo logiche funzionali alle esigenze del sistema elettrico, ad esempio attraverso forme di Demand Response esplicita. Ciò potrebbe generare benefici anche sul piano economico, grazie a una maggiore competizione tra le diverse risorse di flessibilità.


Terna
Driving Energy