Mercato della Capacità

Allegato 2 alla DTF n. 2

(ai sensi dell’articolo 2.1.v.II della Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica approvata con D.M. 09 maggio 2024 e dell’articolo 11.1 della delibera ARG/elt/98/11 e s.m.i.)

Introduzione

Nel presente documento sono indicati i valori per l'anno di consegna 2026 dei parametri determinati sulla base delle metodologie della DTF n.2.

1 Struttura aree della rete

1.1 Struttura aree sul territorio nazionale

Come definito dal Capitolo 1 della DTF n.2 Terna, ai fini del mercato della capacità, definisce il modello multi-area sulla base delle valutazioni effettuate per la struttura zonale valida per l'anno di consegna di ciascuna procedura concorsuale. Tale struttura è definita sulla base dell'Allegato 24 del CdR, di quanto previsto nei Piani di Sviluppo di Terna e di ulteriori elementi inerenti al mercato della capacità.

In particolare, sono previste otto aree Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna Nord e Sardegna Sud.

Tabella 1 – Struttura aree

NORD	Area Nord costituita dalle regioni Valle D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna
CENTRO NORD	Area Centro Nord costituita dalle regioni Toscana, Marche
CENTRO SUD	Area Centro Sud costituita dalle regioni Umbria, Lazio, Abruzzo e Campania
SUD	Area Sud costituita dalle regioni Molise, Puglia, Basilicata
CALABRIA	Area Calabria
SICILIA	Area Sicilia
SARDEGNA NORD	Area Sardegna Nord costituita dalle province di Nuoro e Sassari
SARDEGNA SUD	Area Sardegna Sud costituita dalle province di Cagliari Oristano e Sud Sardegna

In Figura 1 è riportato lo schema delle aree con il quale è stata condotta l'analisi di calcolo delle curve di domanda di CDP.

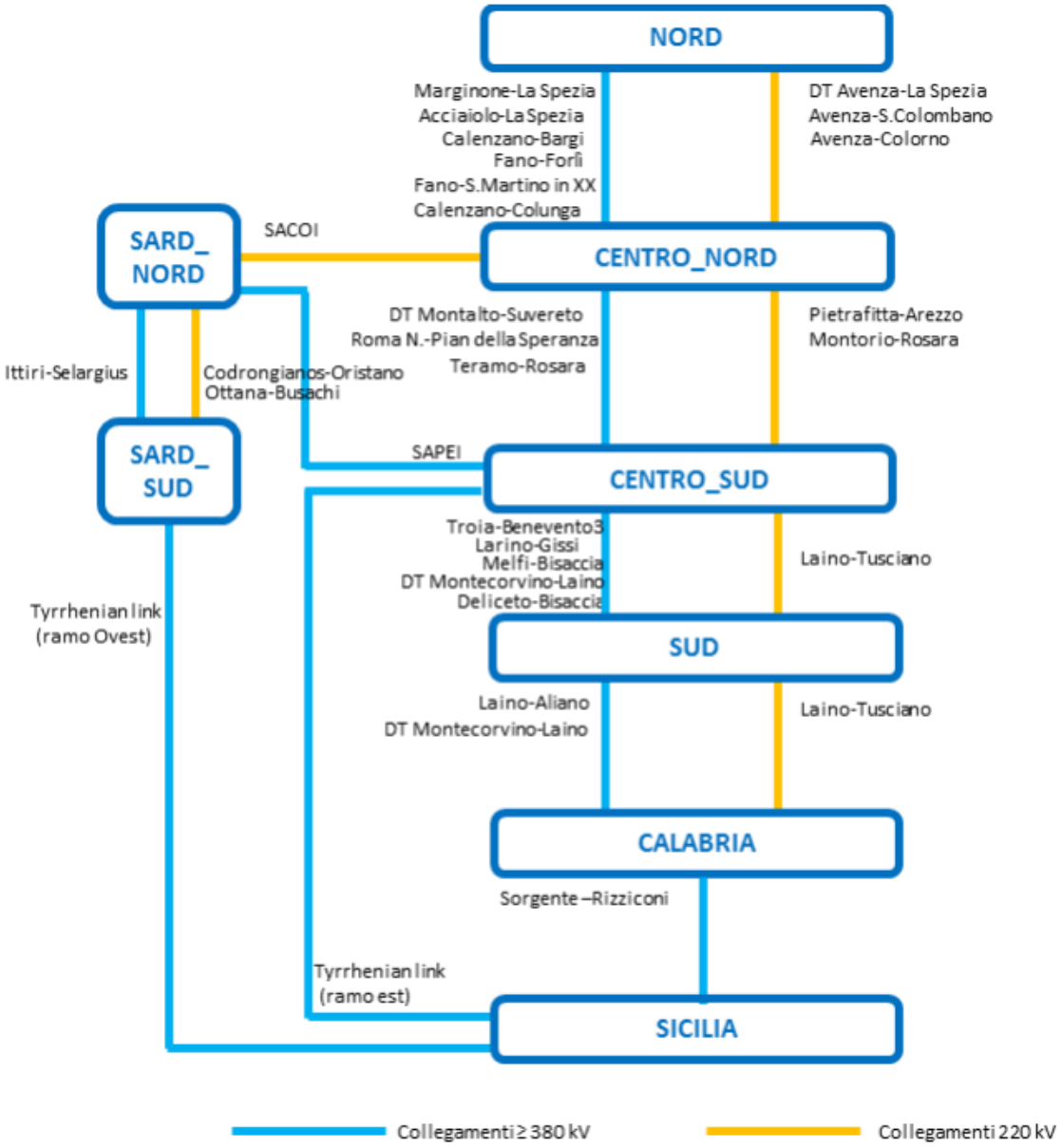


Figura 1 – Aree della rete rilevante considerate

1.2 Struttura aree virtuali estero

Per l'anno di consegna in esame, ai sensi del Capitolo 1 della DTF n.2, una singola area virtuale estera è stata definita come l'insieme delle zone estere interconnesse alla medesima area localizzata sul territorio nazionale e schematizzabili come un grafo connesso (anche senza considerare il cammino attraverso un'area nazionale). Sono state quindi identificate le seguenti aree virtuali estere relative all'anno 2026:

- **Area Virtuale Estero Nord**: l'insieme delle zone estere confinanti con la zona di mercato Nord (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia);
- **Area Virtuale Estero Centro-Sud**: l'insieme delle zone estere confinanti con la zona di mercato Centro Sud (Montenegro);
- **Area Virtuale Estero Sud**: l'insieme delle zone estere confinanti con la zona di mercato Sud (Grecia);
- **Area Virtuale Estero Sicilia**: l'insieme delle zone estere confinanti con la zona di mercato Sicilia (Malta);
- **Area Virtuale Estero Sardegna**: l'insieme delle zone estere confinanti con la zona di mercato Sardegna_Nord (Corsica).

2 Curve di domanda

2.1 Curve di domanda 2026

Al fine di eseguire la stima delle curve di domanda di Capacità di Produzione (CDP) per l'anno 2026 è stata valutata l'adeguatezza della generazione con orizzonte annuale a livello di sistema Italia mediante l'applicazione delle metodologie descritte nella DTF n.2.

In questa sezione si descrivono quindi i principali elementi quantitativi adottati nelle simulazioni ed i risultati ottenuti per l'anno di consegna in oggetto.

2.2 Interconnessioni tra le aree di mercato

Ogni area di mercato, ai fini della sicurezza del sistema elettrico, è quindi soggetta a dei limiti fisici di scambio dell'energia con le altre aree confinanti.

La disponibilità della capacità di scambio su ciascuna sezione per l'anno di consegna è stata quindi simulata mediante il modello descritto al capitolo 2 della DTF n.2 e, in particolare, tiene conto degli sviluppi previsti all'anno di consegna secondo quanto indicato nel Piano di Sviluppo 2023 della Rete di Trasmissione Nazionale[1].

2.3 Scenari di fabbisogno

Come descritto nel capitolo 2 della DTF n.2, il modello del carico è stato valutato secondo due scenari macroeconomici, uno scenario base ed uno di sviluppo. Per ciascuno di questi due scenari, sono stati ipotizzati tre differenti scenari meteo principalmente funzione delle temperature attese.

Nelle figure seguenti si riportano le curve cronologiche per i 6 diversi profili di carico per l'anno di consegna in oggetto per ciascuna area di mercato:

[1] https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete

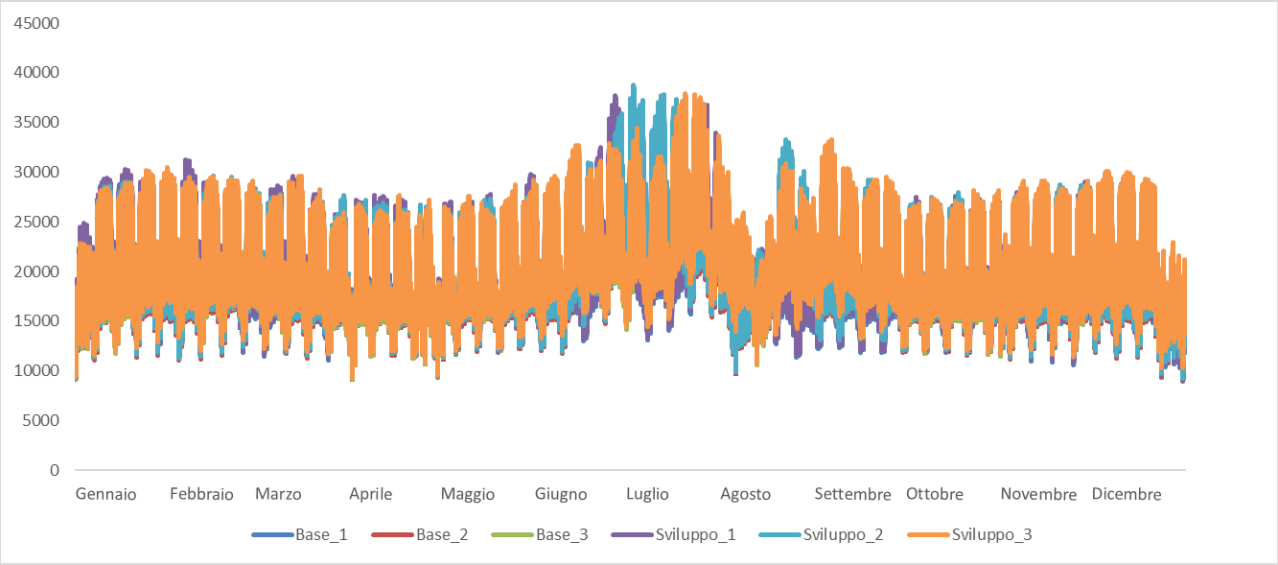


Figura 2 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2026 - Area Nord [MW]

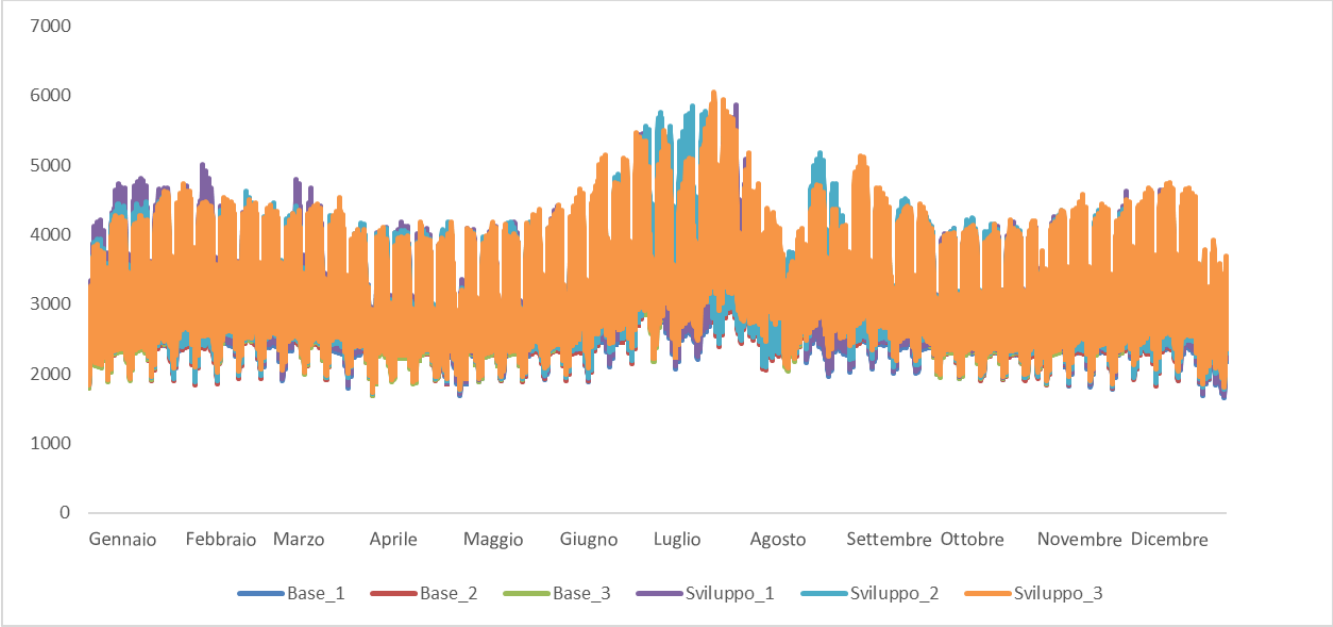


Figura 3 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2026 - Area Centro-Nord [MW]

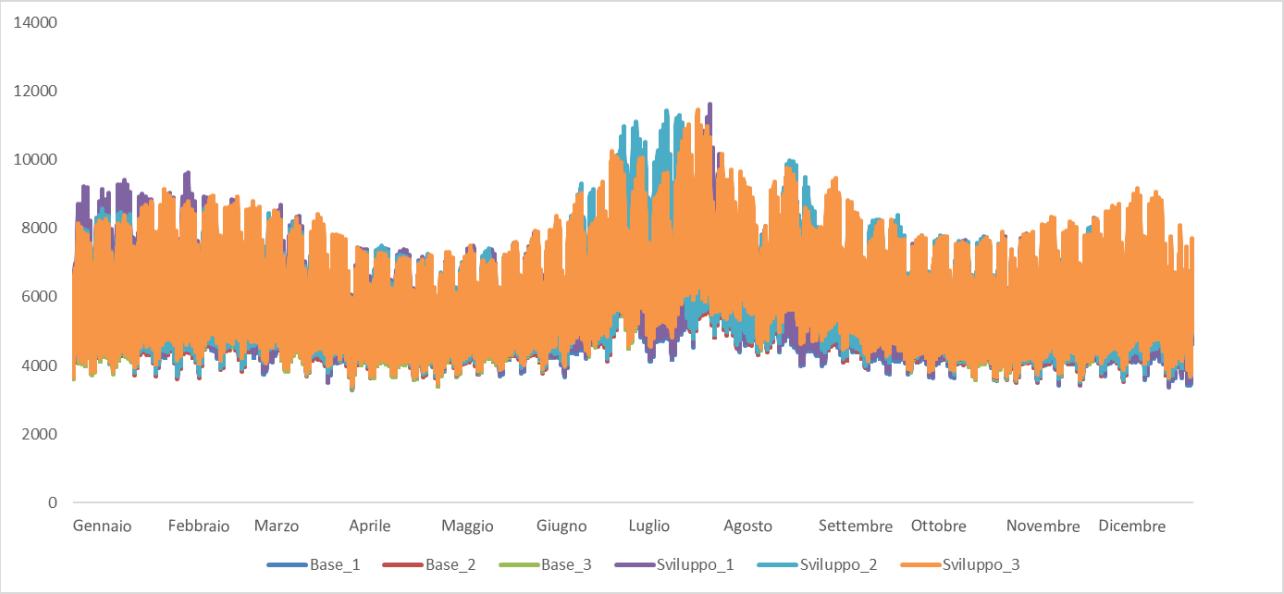


Figura 4 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2026- Area Centro Sud [MW]

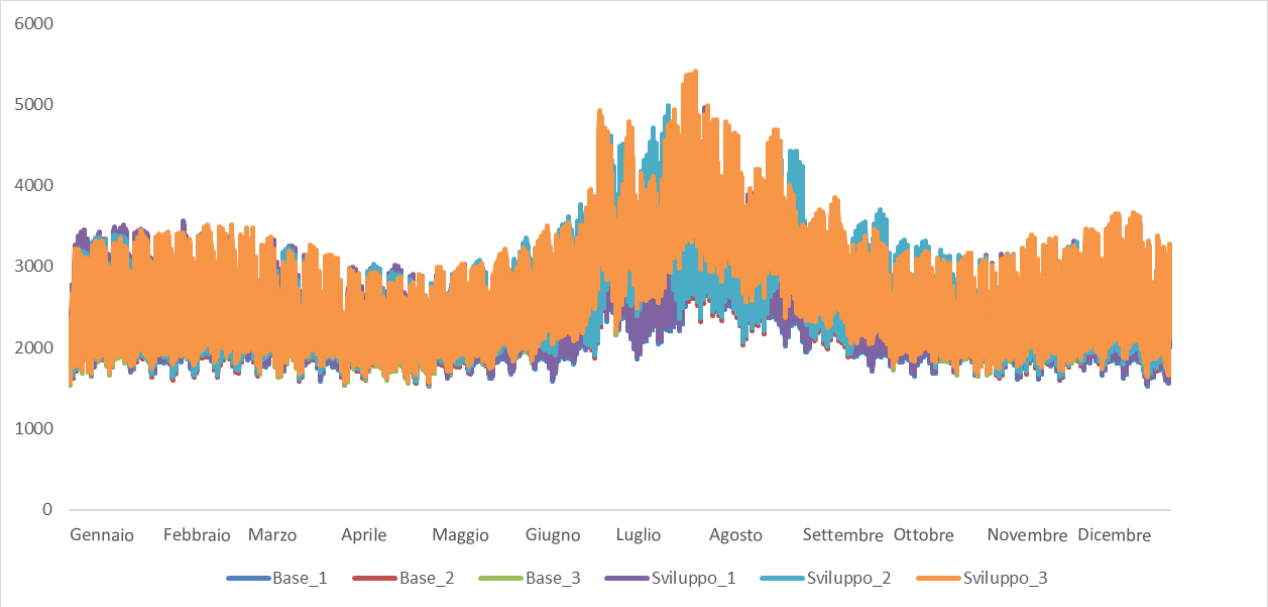


Figura 5 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2026 – Area Sud [MW]

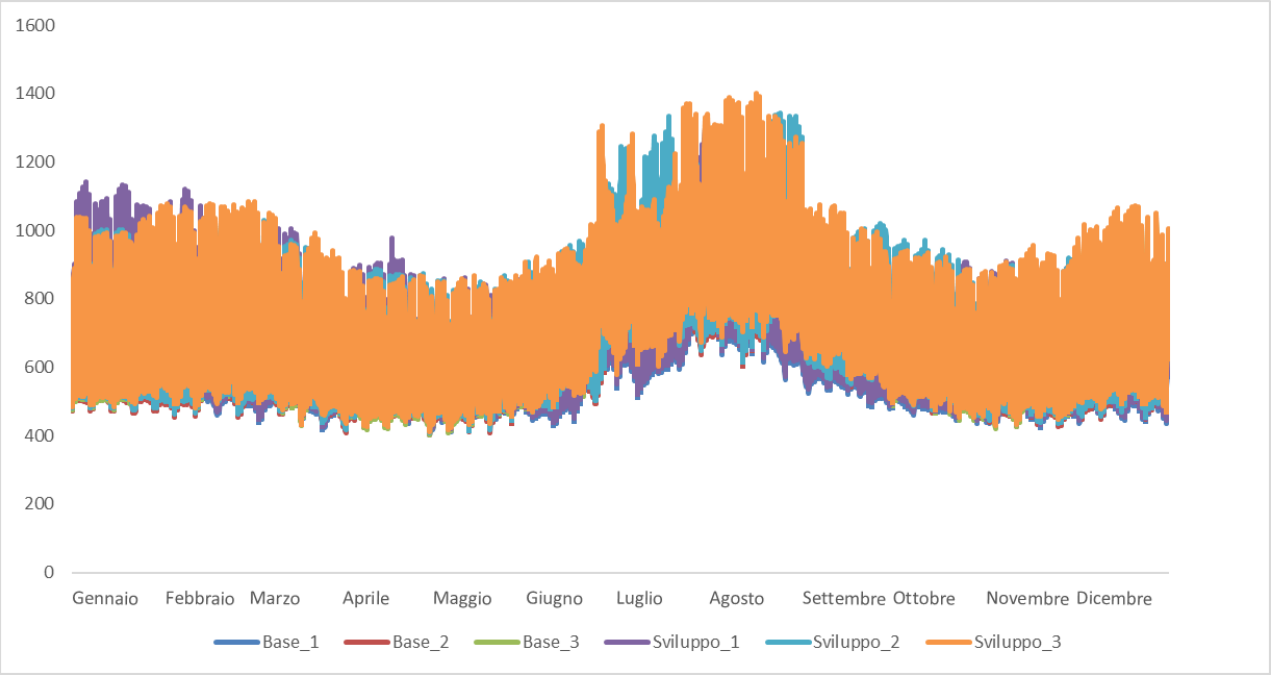


Figura 6 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2026 - Area Calabria [MW]

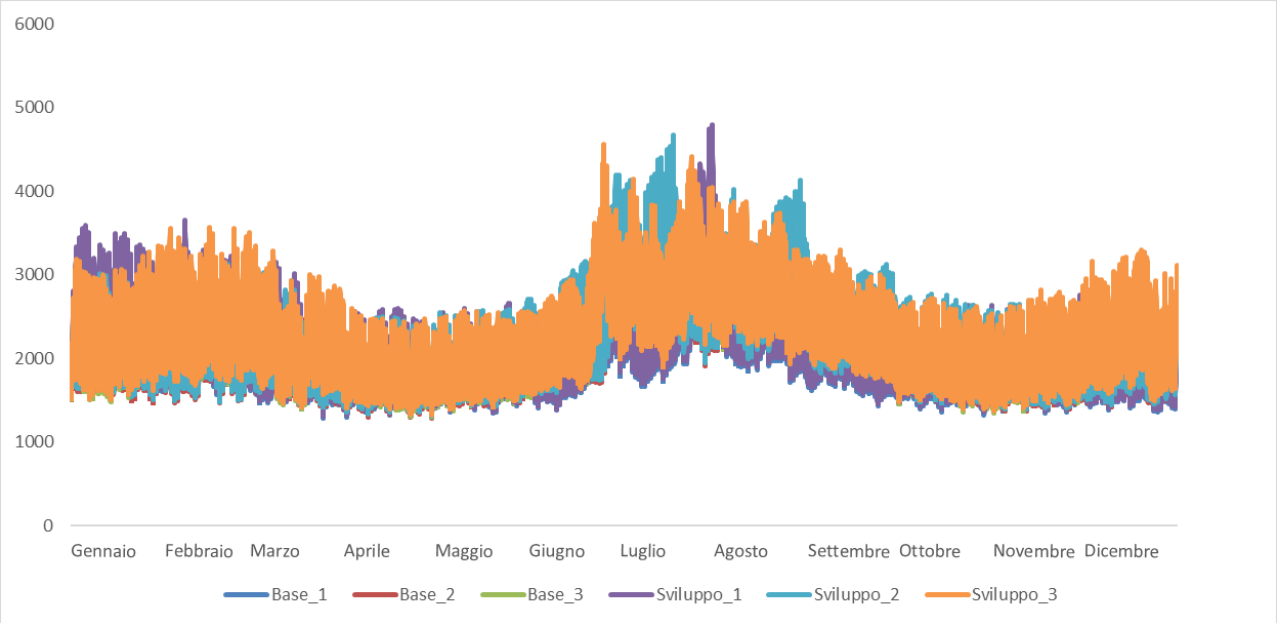


Figura 7 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2026 - Area Sicilia [MW]

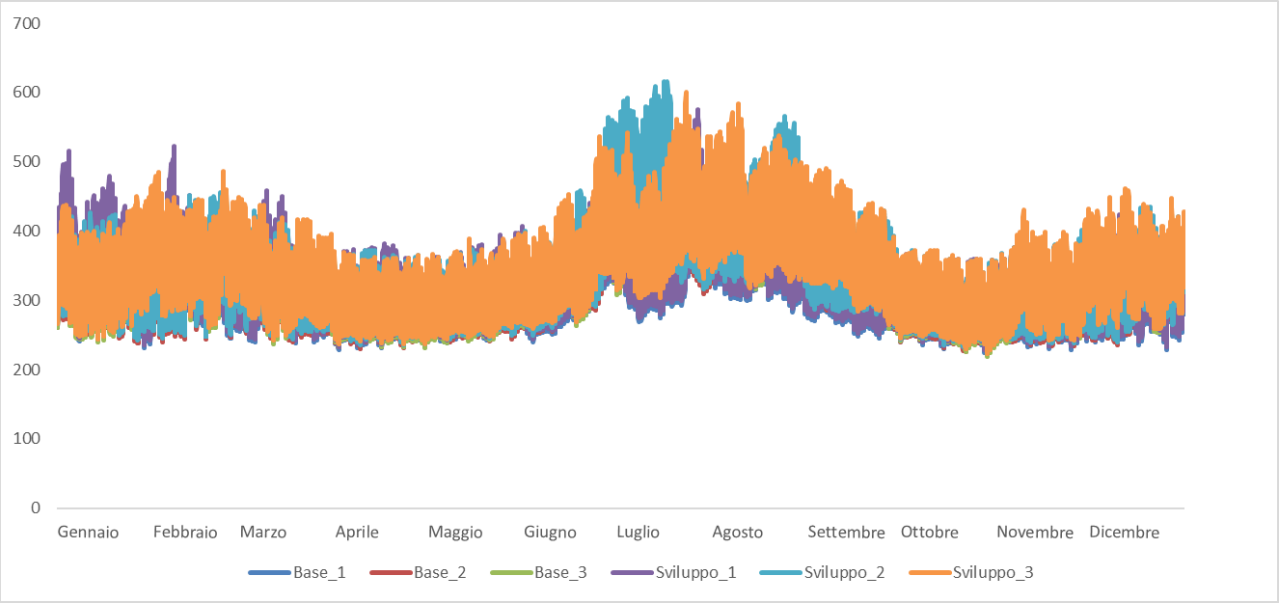


Figura 8 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2026 – Area Sardegna-Nord [MW]

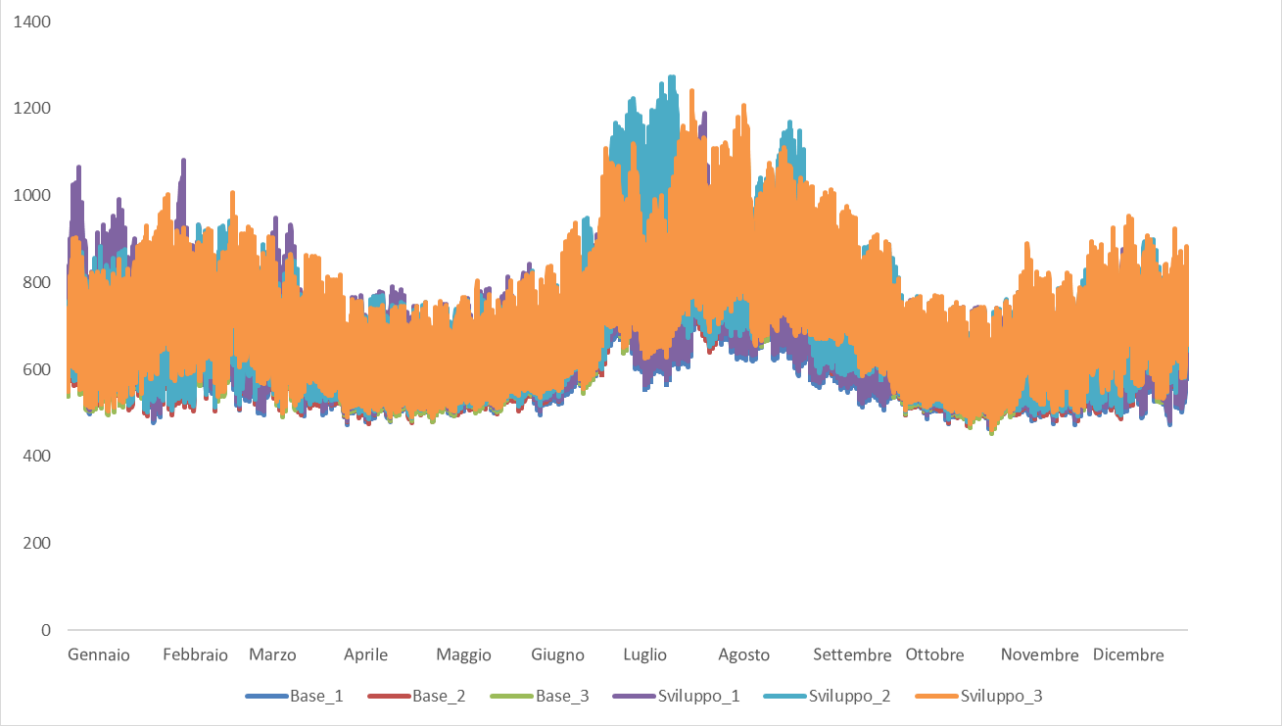


Figura 9 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2026 – Area Sardegna-Sud [MW]

Di seguito invece si riportano le curve di durata di carico ipotizzate per l'anno di consegna in ciascuna area:

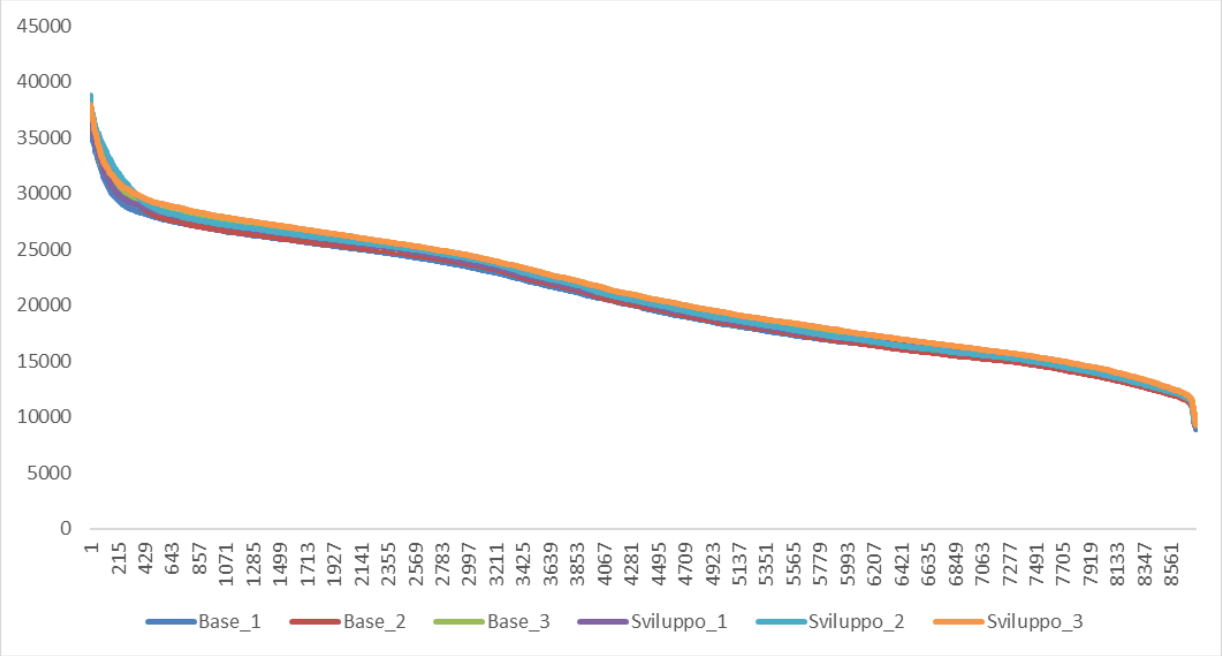


Figura 10 - Curve durata fabbisogno anno 2026 - Area Nord [MW]

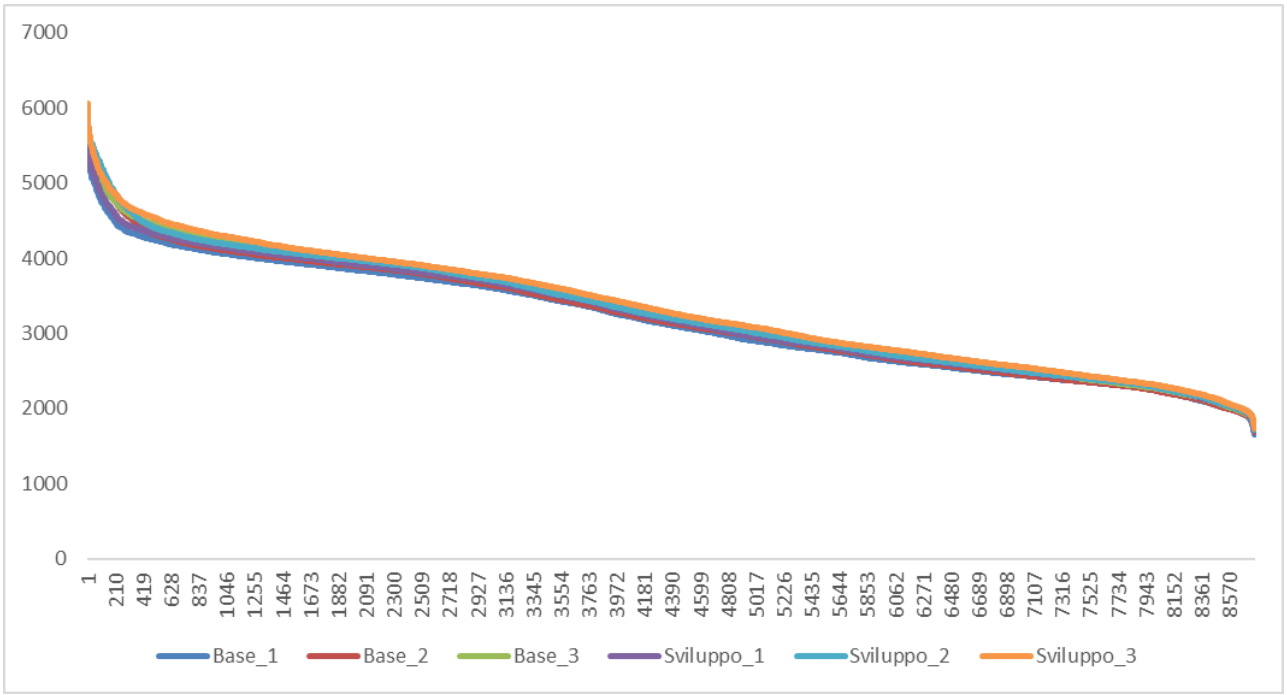


Figura 11 - Curve durata fabbisogno anno 2026 - Area Centro Nord [MW]

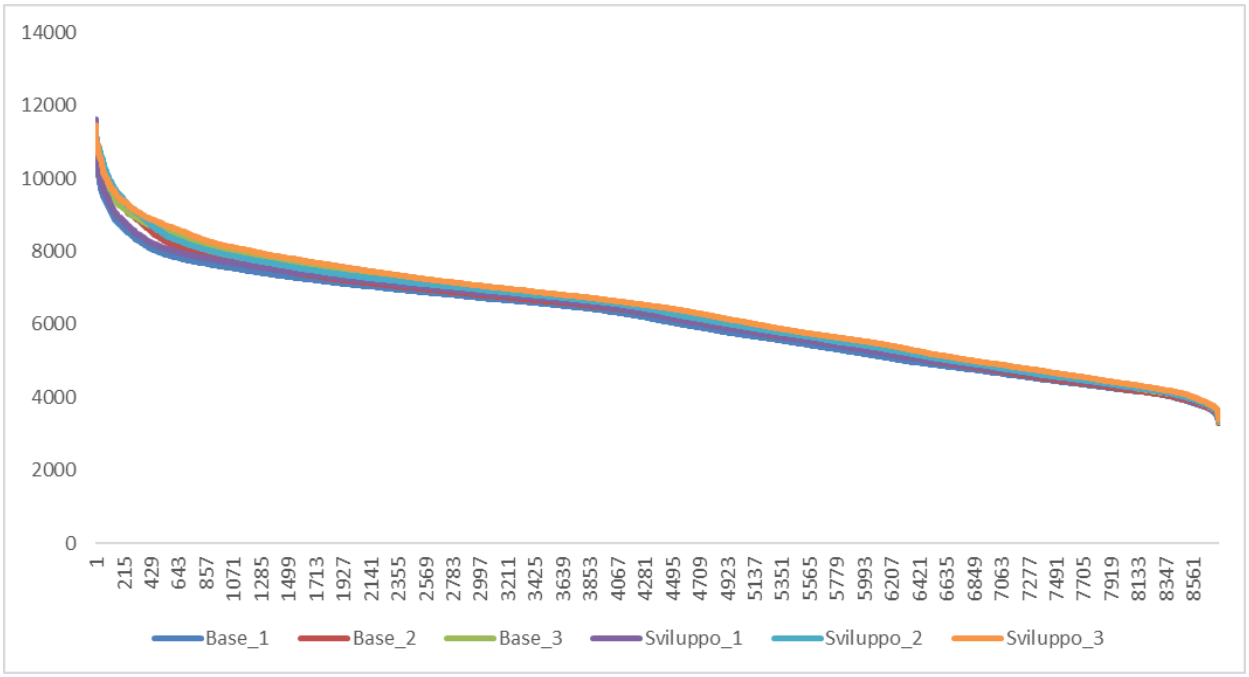


Figura 12 - Curve durata fabbisogno anno 2026 - Area Centro Sud [MW]

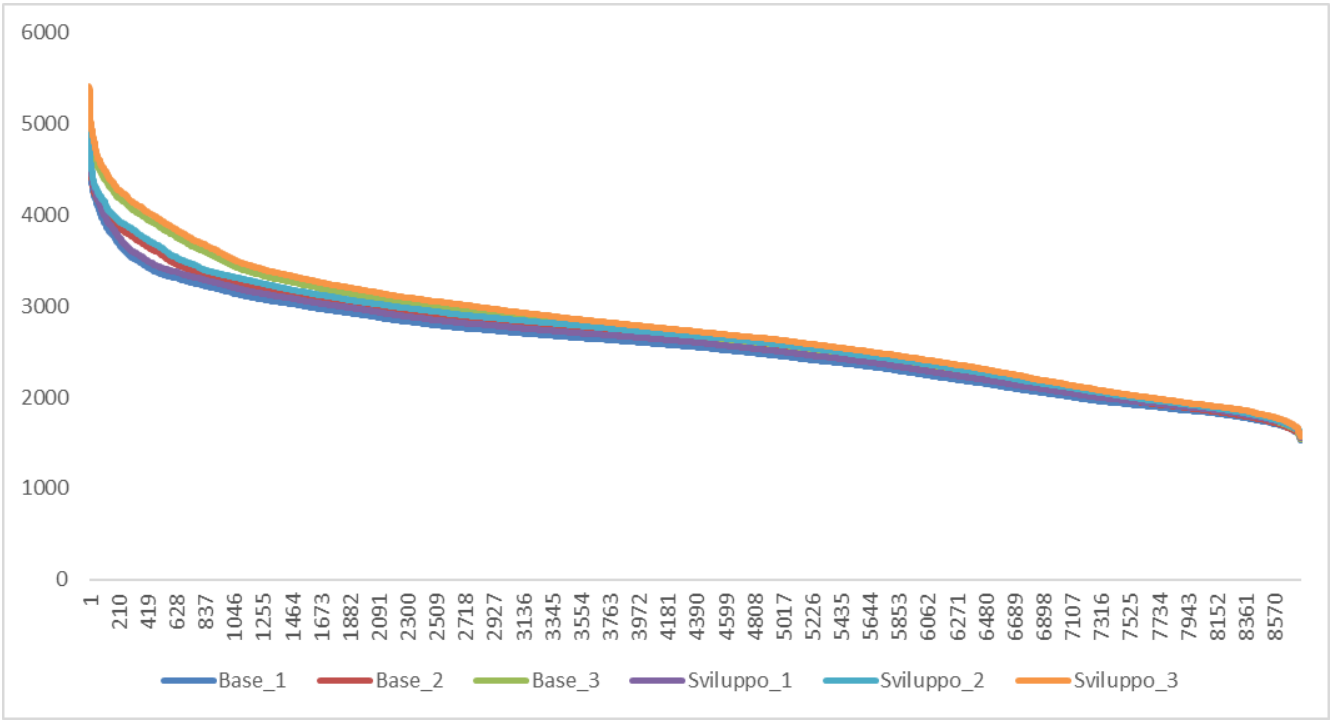


Figura 13 - Curve durata fabbisogno anno 2026 - Area Sud [MW]

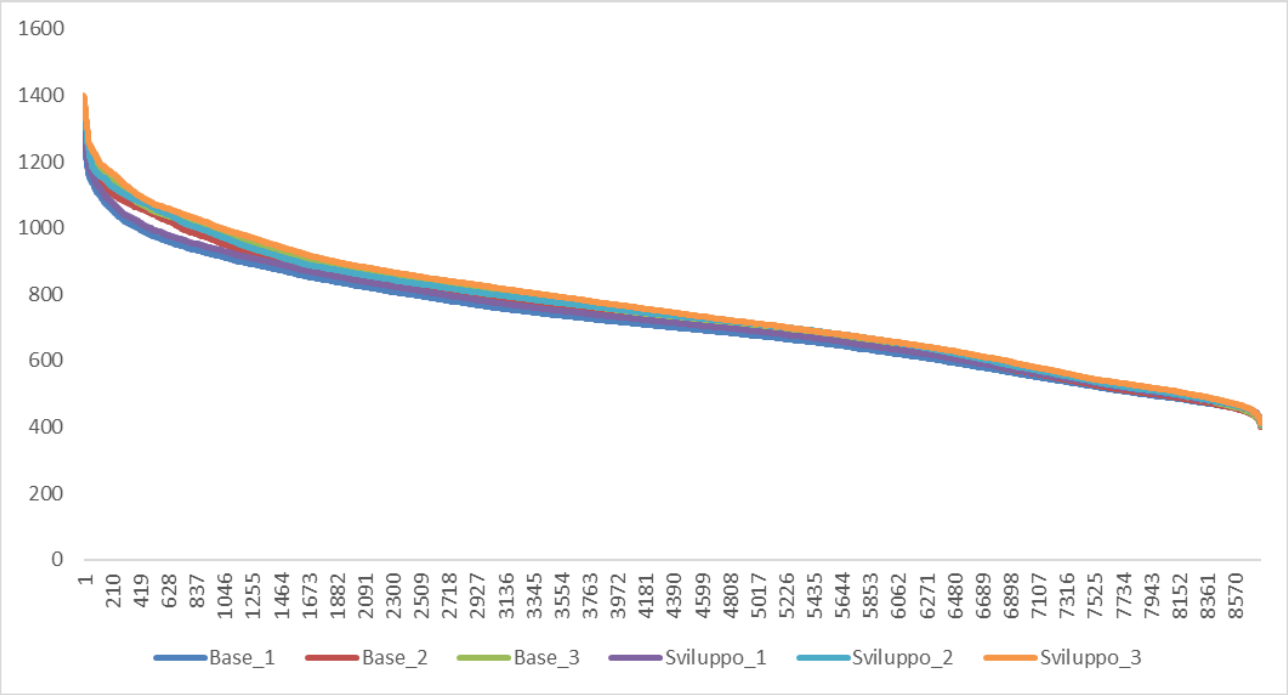


Figura 14 - Curve durata fabbisogno anno 2026 - Area Calabria [MW]

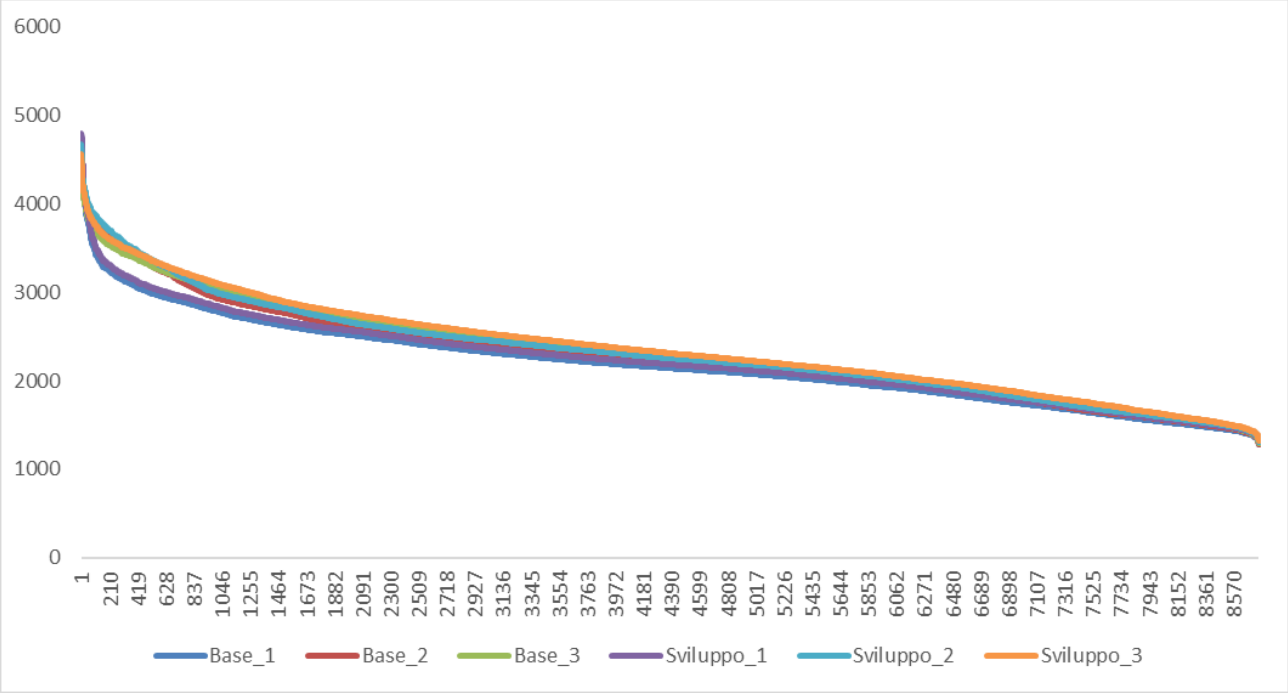


Figura 15 - Curve durata fabbisogno anno 2026 - Area Sicilia [MW]

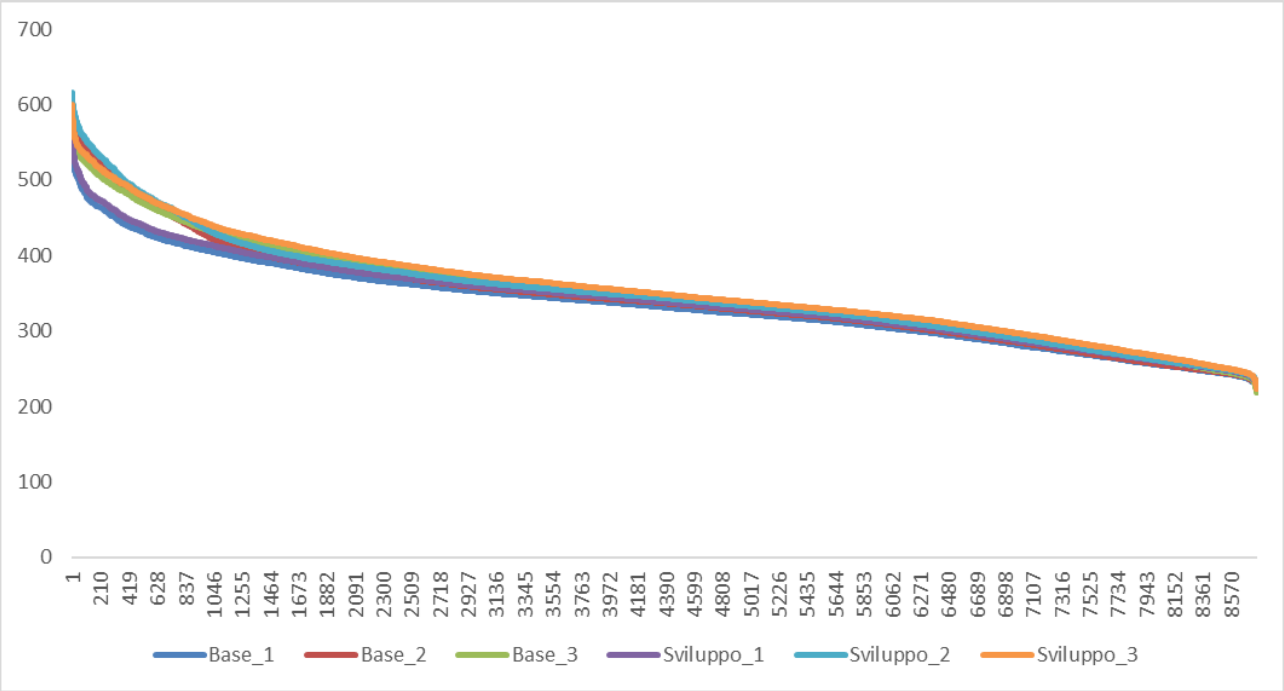


Figura 16 - Curve durata fabbisogno anno 2026 - Area Sardegna Nord [MW]

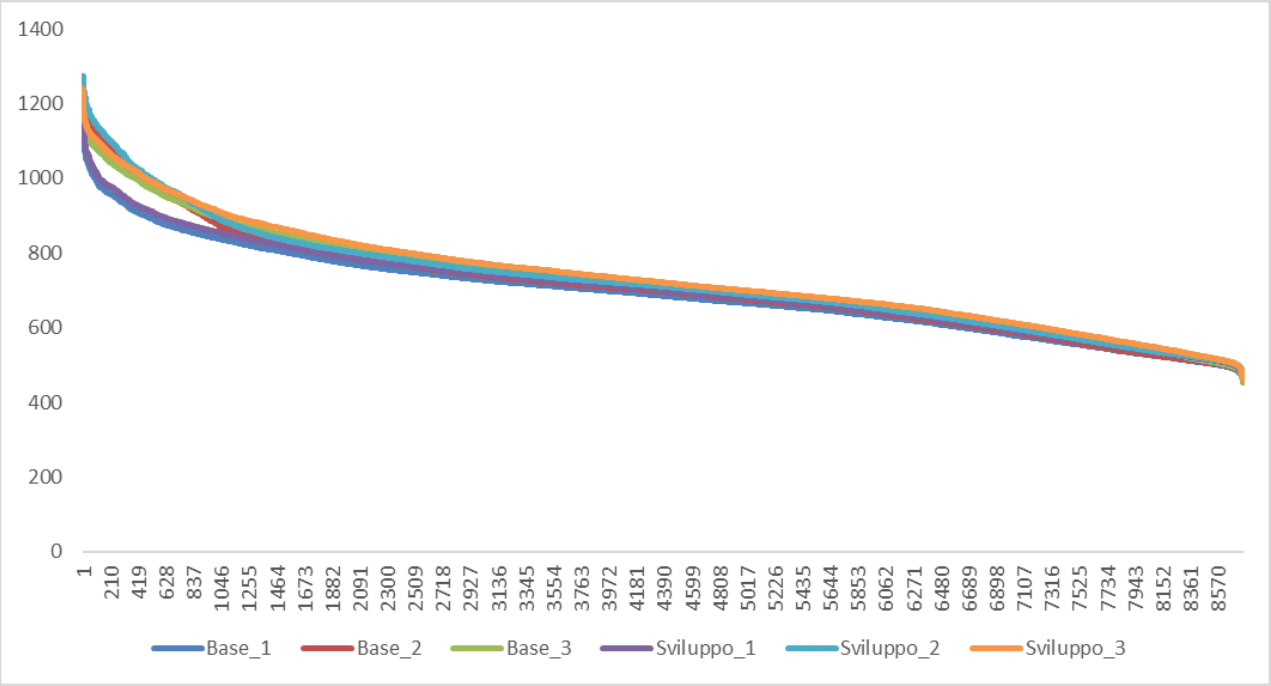


Figura 17 - Curve durata fabbisogno anno 2026 - Area Sardegna Sud [MW]

3 Risultati

In questa sezione si descrivono le curve di domanda di capacità ottenute dall'applicazione della metodologia descritta nel paragrafo 2.4 della DTF n.2 per l'anno di consegna in oggetto.

Successivamente, si mostra la quantità di CDP che può arrivare in ciascuna area dalle aree di mercato limitrofe (per maggiori dettagli circa la procedura adottata si rimanda al paragrafo 2.5 della DTF n.2).

3.1 Identificazione dei punti della curva di domanda

In linea con la metodologia definita, la CDP di ciascuna area di mercato che presenta distacco di carico è stata incrementata portando il rapporto tra CDP termica rilevante e picco di carico residuo ad un valore superiore a 1 per le aree del continente, e ad un valore maggiore di 1.5 per la Sicilia e Sardegna. Tale incremento di CDP è stato eseguito installando capacità come descritta nel paragrafo 2.3. della DTF n.2. Si è quindi verificato che in tale configurazione il modello risultasse completamente adeguato.

3.2 Identificazione del Punto D

Applicando lo schema di identificazione del punto D (cfr. 2.4.2 della DTF n.2), si è calcolato il punto D per ciascuna area di mercato.

Per fare ciò, sono state effettuate numerose analisi probabilistiche di adeguatezza, ciascuna per ogni step di rimozione della capacità di produzione. La CDP per il punto D, così come distribuita in Tabella 2, assicura un LOLE di sistema elettrico di 0 h/anno, tuttavia, a partire da questo punto, applicando un ulteriore step di dismissione da una qualsiasi area di mercato si incorrerebbe in una quota di distacco di carico.

Tabella 2 - Punto D: livello di CDP necessaria nella singola area (anno orizzonte 2026)

Punto D	*[GW]*
AREA	*CDP Necessaria*
Nord	*37.95*
Centro Nord	*4.90*
Centro Sud	*11.60*
Sud	*5.40*
Calabria	*1.10*
Sicilia	*3.95*
Sardegna Nord	*1.10*
Sardegna Sud	*1.60*
Italia	**67.6**

3.3 Identificazione del Punto C

Applicando lo schema di Identificazione del punto C (cfr. 2.4.3 della DTF n.2), si è individuato il punto C per ciascuna area di mercato (Tabella 3). Il sistema con questo livello di CDP risulta più stressato, si porta ad un livello di LOLE di sistema elettrico di circa 3 h/anno e si evidenzia una riduzione complessiva della CDP nazionale di circa 2,7 GW.

Tabella 3 - Punto C: livello di CDP necessaria nella singola area (anno orizzonte 2026)

Punto C	*[GW]*
AREA	*CDP Necessaria*
Nord	*37.90*
Centro Nord	*4.50*
Centro Sud	*11.00*
Sud	*5.10*
Calabria	*1.05*
Sicilia	*3.85*
Sardegna Nord	*0.25*
Sardegna Sud	*1.25*
Italia	**64.90**

3.4 Identificazione del Punto B

Applicando lo schema di Identificazione del punto B (cfr. 2.4.4 della DTF n.2) si è individuato il punto B per ciascuna area di mercato (Tabella 4). Il sistema con questo livello di CDP risulta più stressato, si porta ad un livello di LOLE di sistema elettrico di circa 6 h/anno e si evidenzia una riduzione complessiva della CDP nazionale di circa 0,75 GW rispetto al punto precedente.

Tabella 4 - Punto B: livello di CDP necessaria nella singola area (anno orizzonte 2026)

Punto B	*[GW]*
AREA	*CDP Necessaria*
Nord	*37.80*
Centro Nord	*4.45*
Centro Sud	*10.80*
Sud	*5.00*
Calabria	*0.95*
Sicilia	*3.80*
Sardegna Nord	*0.20*
Sardegna Sud	*1.15*
Italia	**64.15**

4 Visualizzazione delle curve di domanda

In questo paragrafo si mostrano, per ciascuna delle sette aree, le curve di domanda risultanti dall'unione dei 3 punti individuati[2].

Nell'area Nord la curva di domanda per l'anno di consegna in oggetto è caratterizzata dai seguenti punti:

- Punto A: [0 GW; P'_A €/MW-anno]
- Punto B: [37,80 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [37,90 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [37,95 GW; 0 €/MW-anno]

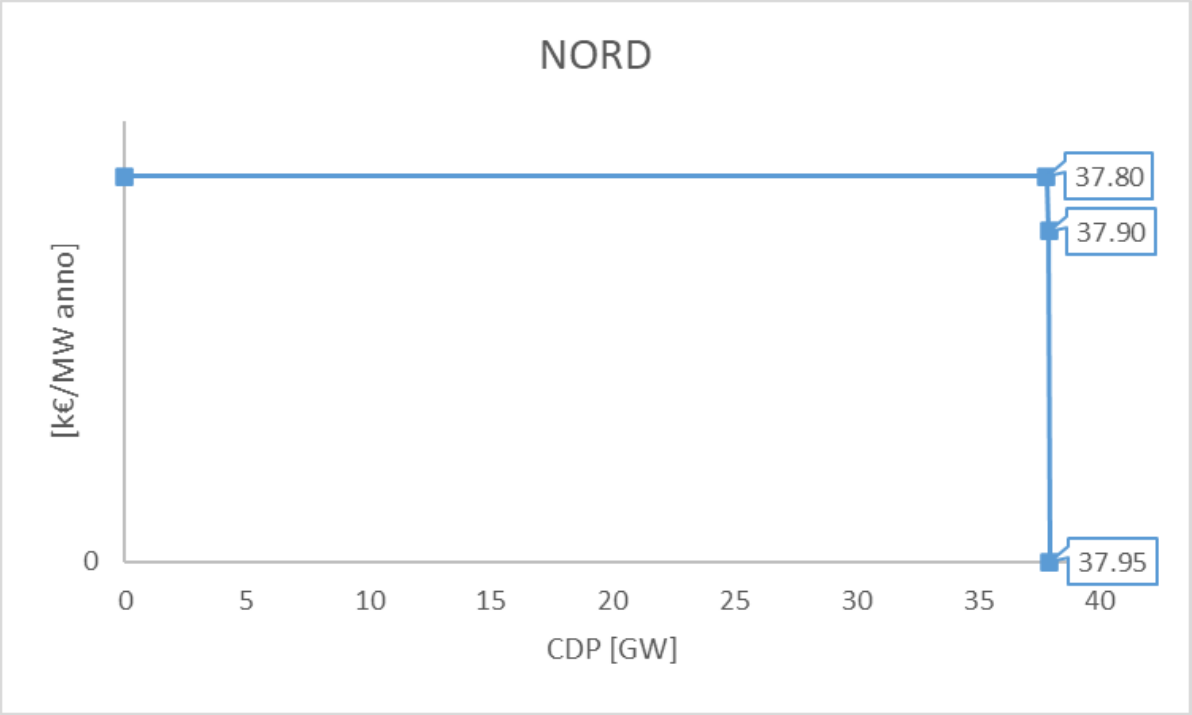


Figura 18 - Curva di domanda 2026 - Area Nord

[2] Le ordinate dei punti B e C rispettivamente P'_A , P'_B , P'_C , corrispondono ai Premi associati ai target di capacità secondo quanto verrà definito dall'Autorità.

Nell'area Centro Nord la curva di domanda per l'anno di consegna in oggetto è caratterizzata dai seguenti punti:

- Punto A: [0 GW; P'_A €/MW-anno]
- Punto B: [4,45 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [4,50 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [4,90 GW; 0 €/MW-anno]

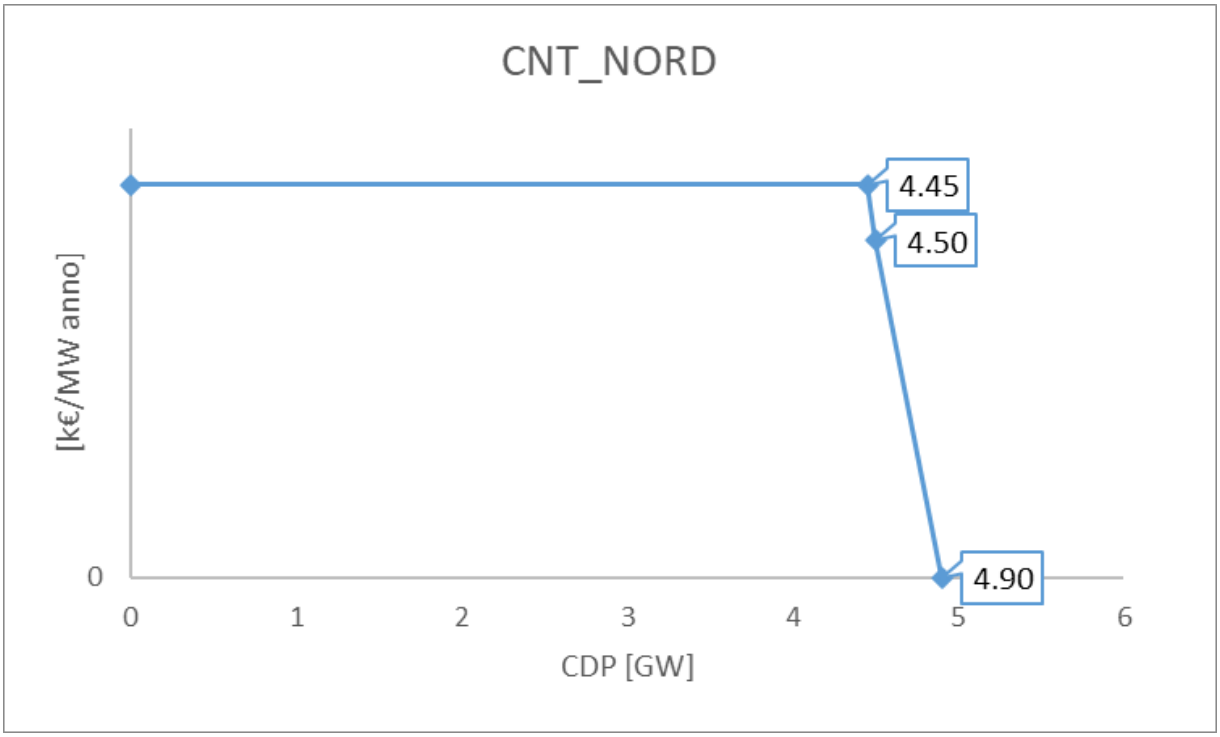


Figura 19 - Curva di domanda 2026 - Area Centro Nord

Nell'area Centro Sud la curva di domanda per l'anno di consegna in oggetto è caratterizzata dai seguenti punti:

- Punto A: [0 GW; P'_A €/MW-anno]
- Punto B: [10,80 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [11,00 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [11,60 GW; 0 €/MW-anno]

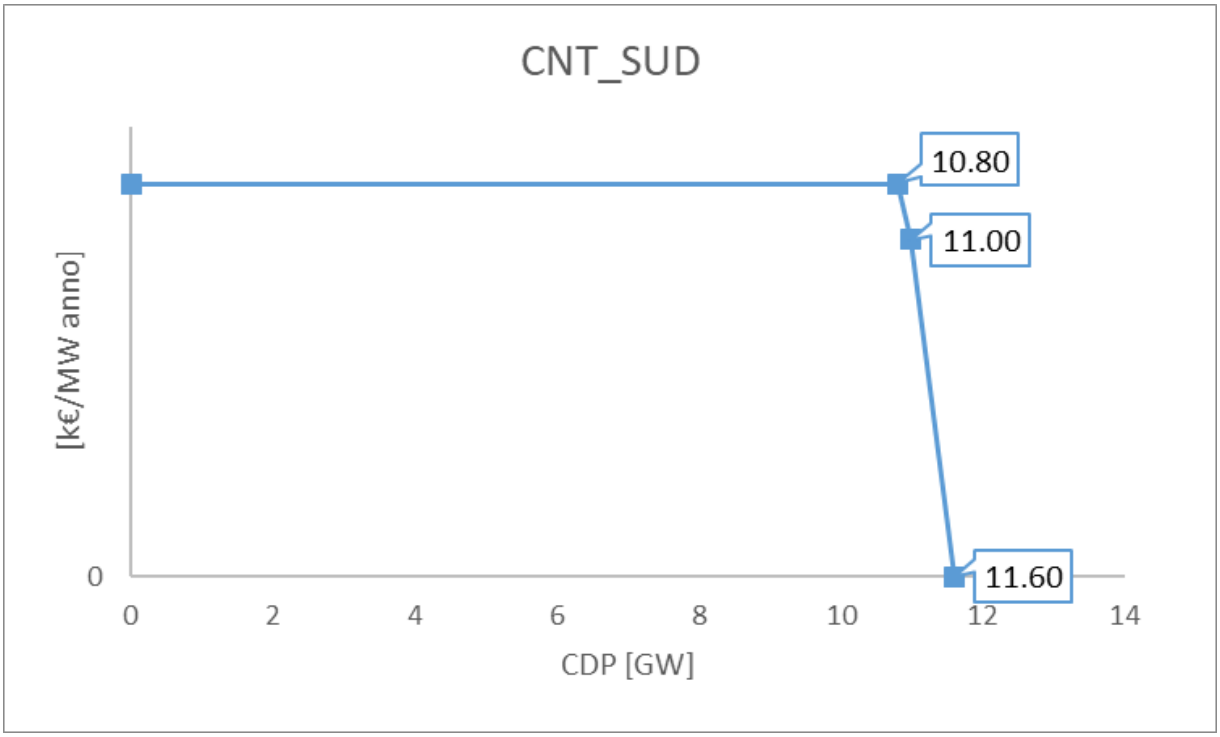


Figura 20 - Curva di domanda 2026 - Area Centro Sud

Nell'area Sud la curva di domanda per l'anno di consegna in oggetto è caratterizzata dai seguenti punti:

- Punto A: [0 GW; P'_A €/MW-anno]
- Punto B: [5,00 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [5,10 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [5,40 GW; 0 €/MW-anno]

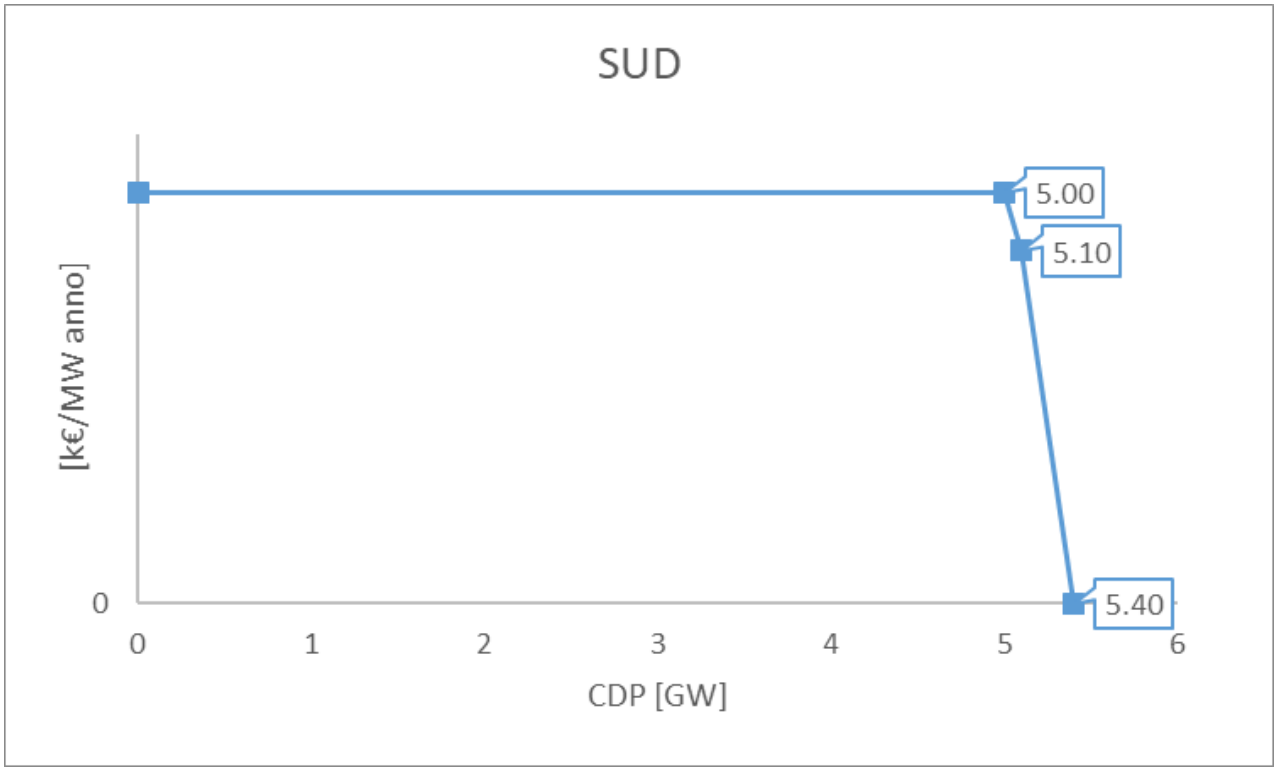


Figura 21 - Curva di domanda 2026 - Area Sud

Nell'area Calabria la curva di domanda per l'anno di consegna in oggetto è caratterizzata dai seguenti punti:

- Punto A: [0 GW; P'_A €/MW-anno]
- Punto B: [0,95 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [1,05 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [1,10 GW; 0 €/MW-anno]

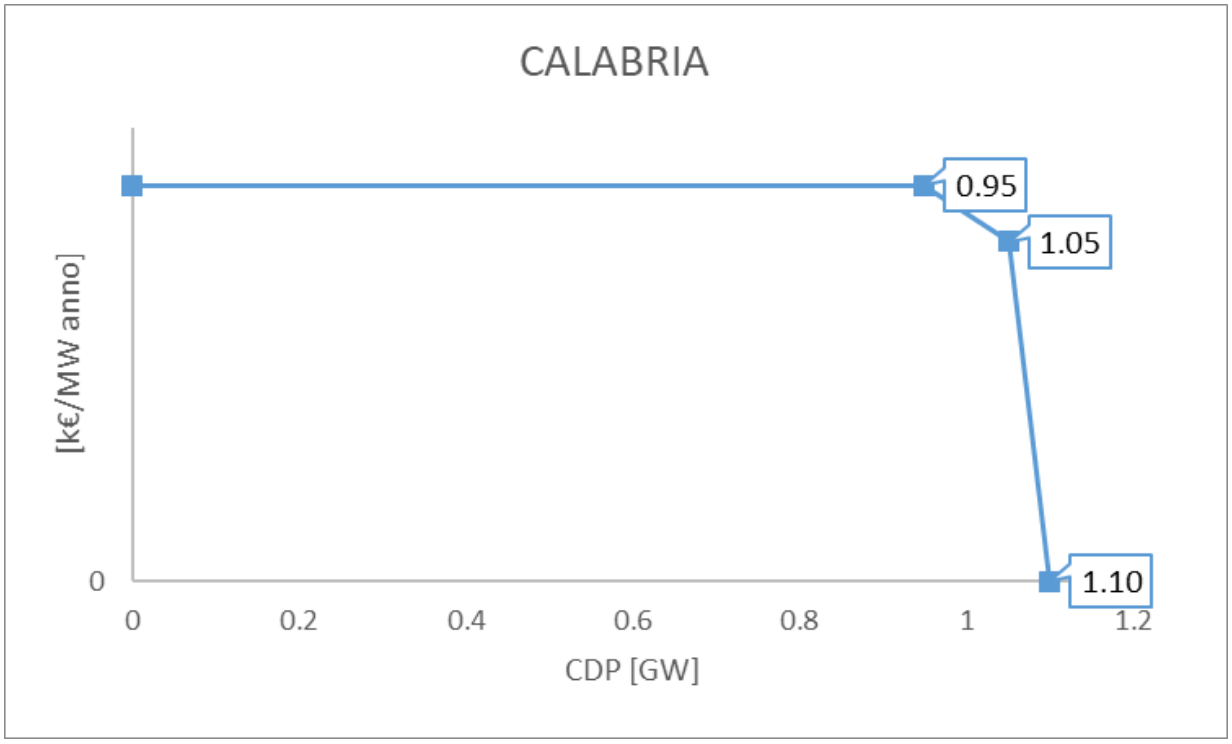


Figura 22 - Curva di domanda 2026 - Area Calabria

Nell'area Sicilia la curva di domanda per l'anno di consegna in oggetto è caratterizzata dai seguenti punti:

- Punto A: [0 GW; P'_A €/MW-anno]
- Punto B: [3,80 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [3,85 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [3,95 GW; 0 €/MW-anno]

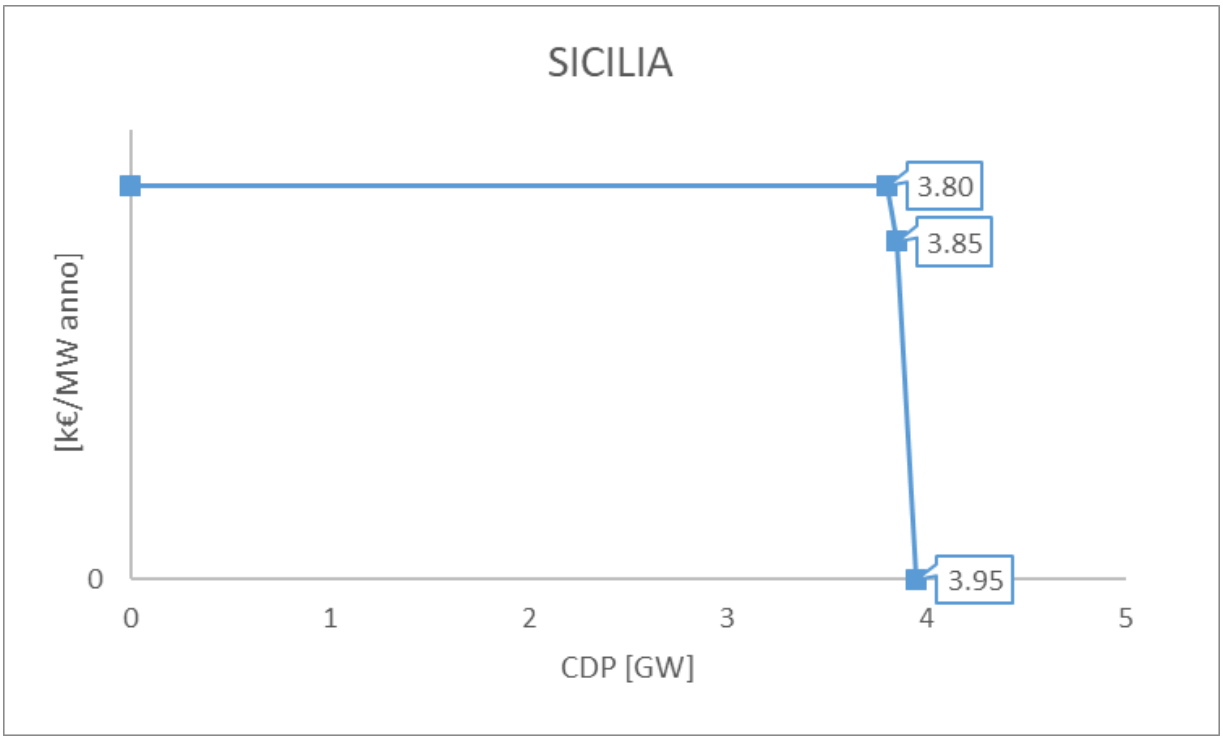


Figura 23 - Curva di domanda 2026 - Area Sicilia

Nell'area Sardegna Nord la curva di domanda per l'anno di consegna in oggetto è caratterizzata dai seguenti punti:

- Punto A: [0 GW; P'_A €/MW-anno]
- Punto B: [0,20 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [0,25 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [1,10 GW; 0 €/MW-anno]

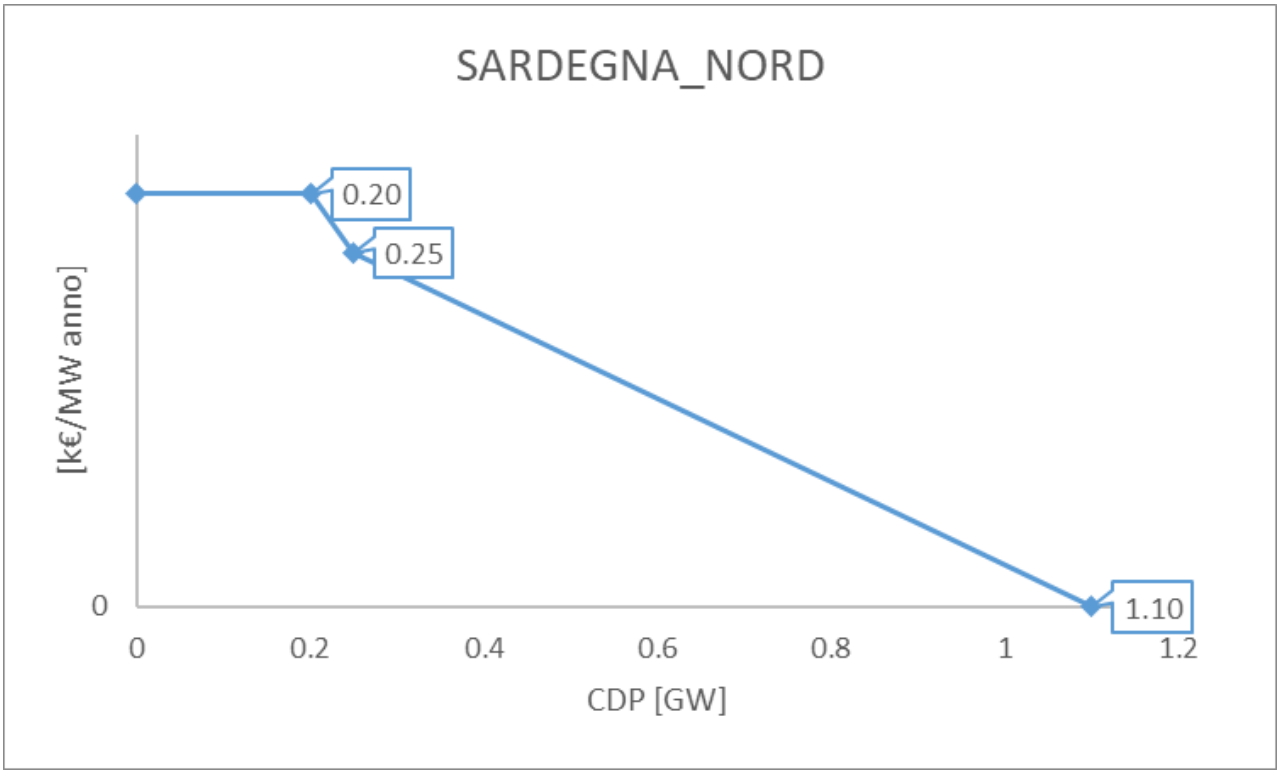


Figura 24 - Curva di domanda 2026 - Area Sardegna Nord

Nell'area Sardegna Sud la curva di domanda per l'anno di consegna in oggetto è caratterizzata dai seguenti punti:

- Punto A: [0 GW; P'_A €/MW-anno]
- Punto B: [1,15 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [1,25 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [1,60 GW; 0 €/MW-anno]

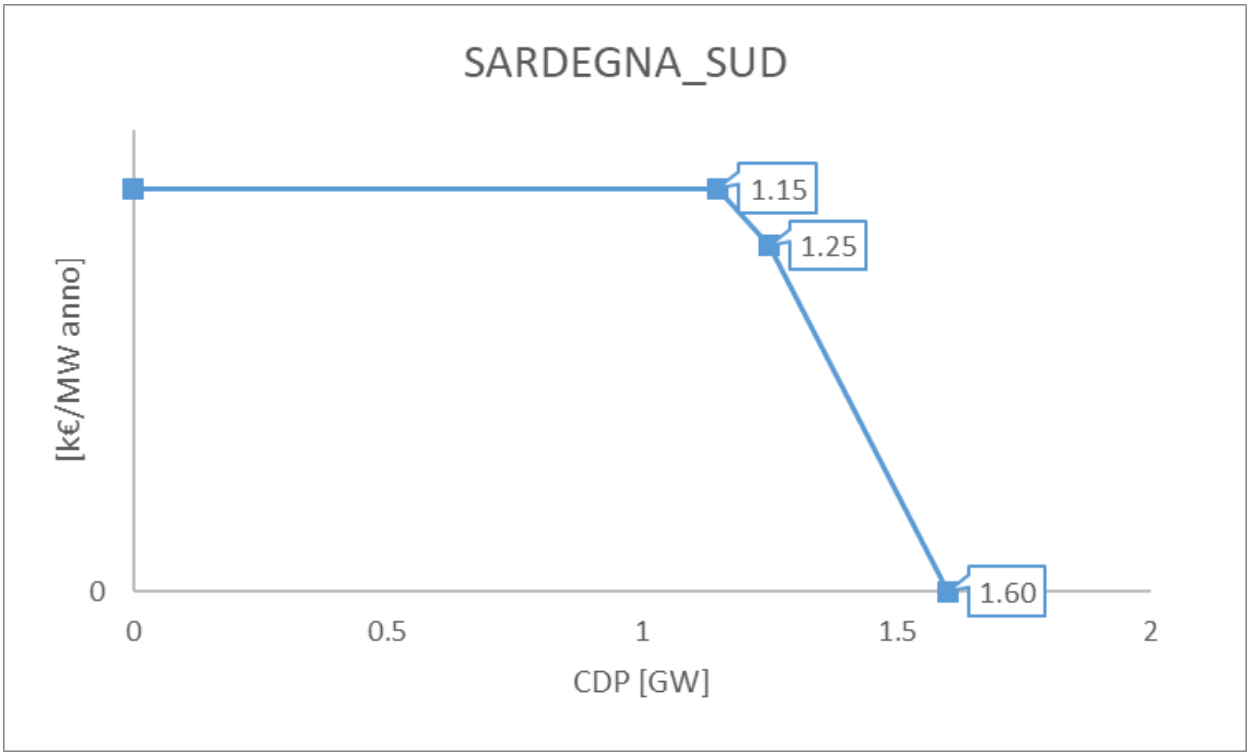


Figura 25 - Curva di domanda 2026 - Area Sardegna Sud

In Tabella 5 è riportata quindi una sintesi dei risultati ottenuti per ciascuna Area.

Tabella 5. Sintesi dei 3 punti cardinali (in GW) delle Curve di Domanda per ciascuna Area di Mercato

AREA	D	C	B
Nord	37.95	37.90	37.80
Centro Nord	4.90	4.50	4.45
Centro Sud	11.60	11.00	10.80
Sud	5.40	5.10	5.00
Calabria	1.10	1.05	0.95
Sicilia	3.95	3.85	3.80
Sardegna Nord	1.10	0.25	0.20
Sardegna Sud	1.60	1.25	1.15
Totale	**67.6**	**64.90**	**64.15**

5 Valutazione limiti di scambio tra le aree sul territorio nazionale

A valle della valutazione dei punti D, C e B per ciascuna area di mercato si procede con la valutazione della capacità che, potenzialmente, possa provenire dalle aree limitrofe. La procedura per questa valutazione è iterativa come descritto nel Capitolo 2.5 della DTF n.2.

Nella Figura 26 si evidenzia la CDP che può essere considerata oggetto di "scambio" tra le aree limitrofe (ovvero incrementata nell'area da cui parte la freccia e decurtata dal fabbisogno di capacità dell'area in cui giunge la freccia) al Punto D.



Figura 26 - Massimo ammontare di CDP scambiabile tra singole aree limitrofe senza che si innalzi il valore di LOLE di sistema elettrico – Punto D

Di seguito (Tabella 6) sono quindi riassunti i valori dei limiti di scambio tra aree. Alla luce delle simulazioni condotte si reputa opportuno utilizzare in questa procedura concorsuale i valori coincidenti al punto D comunque e non superiori al massimo limite fisico in condizioni di rete integra dell'interconnessione in esame.

Tabella 6 - Limiti di scambio tra aree per anno 2026

[MW]

Sezione	Limite Diretto	Limite Inverso
Nord-Centro Nord	*3.800*	*2.300*
Centro Nord-Centro Sud	*1.950*	*1.400*
Centro Sud-Sud	*2.400*	*3.800*
Sud-Calabria	*100*	*2.350*
Calabria - Sicilia	*500*	*100*
Sicilia - Centro Sud	*1.000*	*1.000*
Sicilia - Sardegna Sud	*700*	*1.000*
Sardegna Sud - Sardegna Nord	*770*	*600*
Centro Nord - Sardegna Nord	*300*	*300*
Centro Sud - Sardegna Nord	*700*	*900*

6 Valutazione limiti di scambio tra le aree virtuali estere e aree localizzate sul territorio nazionale

Per valutare la quantità di capacità che, in una singola area localizzata sul territorio nazionale, possa provenire da ciascuna delle aree virtuali estere limitrofe, è stata adottata la metodologia descritta nel paragrafo 2.6 della DTF n. 2.

Nella seguente tabella si riporta il valore considerato per l'anno di consegna in esame:

Tabella 7 - Limiti di import dalle aree virtuali estere

Sezione	Limite Diretto
Nord	*4.200*
Centro Nord	*0*
Centro Sud	*113*
Sud	*52*
Calabria	*0*
Sicilia	*0*
Sardegna Nord	*0*
Sardegna Sud	*0*

7 Picco Annuale e Settimanale

7.1 Stima delle Ore di Picco annuali

Si riporta di seguito una stima indicativa delle ore di picco annuali per l'anno di consegna 2026.

Come indicato nella DTF2 al paragrafo 3.1 le ore di picco per l'anno di consegna 2026 saranno definite e pubblicate entro il 30 Novembre 2025.

Mese	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale
N° Ore Critiche	13	12	0	0	0	137	264	34	26	0	0	14	500

Figura 27 - Esemplificativo delle ore di picco attese per l'anno 2026

7.2 Stima delle Ore di Picco settimanali

Si riporta di seguito una stima delle ore di picco settimanali per l'anno di consegna 2026.

Come indicato in DTF2 le ore di picco per l'anno di consegna 2026 saranno definite e pubblicate entro il 30 Novembre 2025.

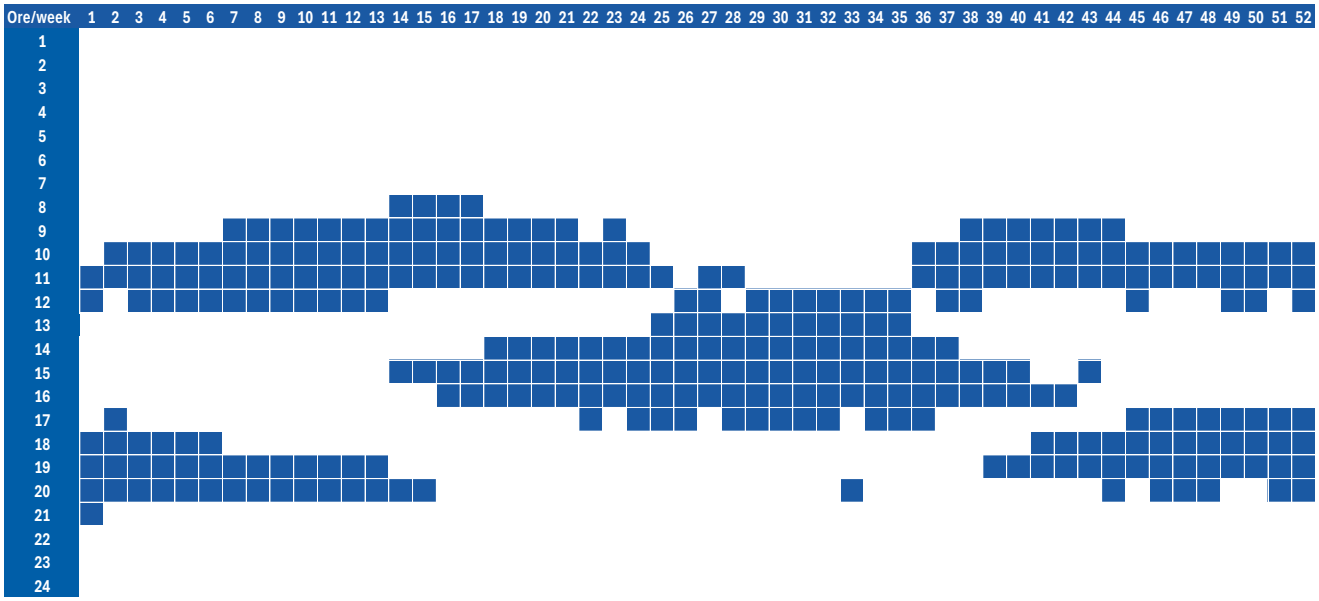


Figura 28 - Esemplificativo delle ore di picco settimanali attese per l'anno 2026

Tabella 8 - Esemplificativo delle ore di picco settimanali attese per l'anno 2026

Settimane/ore						
1	19	18	20	11	21	12
2	18	19	20	11	10	17
3	19	18	11	10	20	12
4	19	18	10	11	20	12
5	19	11	20	10	18	12
6	19	11	10	20	12	18
7	19	20	10	11	9	12
8	19	20	10	11	9	12
9	10	20	19	11	9	12
10	20	11	10	19	12	9
11	20	11	19	10	12	9
12	20	10	11	19	9	12
13	20	11	10	12	9	19
14	9	10	11	20	15	8
15	9	10	11	20	8	15
16	9	10	11	15	8	16
17	9	10	11	15	8	16
18	11	10	9	15	16	14
19	11	15	16	10	14	9
20	11	10	15	16	9	14
21	16	15	11	10	14	9
22	16	15	11	14	17	10
23	11	10	15	16	14	9
24	16	15	11	14	17	10
25	16	15	14	17	11	13
26	16	15	14	17	13	12
27	15	16	14	12	13	11
28	15	16	14	17	13	11
29	16	15	14	13	12	17
30	16	15	14	17	13	12
31	14	15	16	13	12	17
32	14	13	16	15	12	17
33	13	14	16	12	15	20
34	16	15	14	12	13	17
35	16	15	14	13	12	17
36	16	15	11	14	10	17
37	16	15	11	10	14	12
38	11	10	16	15	9	12
39	11	10	9	15	16	19
40	19	10	9	11	16	15
41	19	9	10	11	18	16
42	19	10	9	11	18	16
43	19	11	10	9	18	15
44	19	9	10	18	11	20
45	18	19	11	17	12	10
46	18	19	20	17	11	10
47	18	19	17	20	11	10
48	18	19	17	20	11	10
49	18	19	11	17	10	12
50	18	19	17	11	10	12
51	18	19	11	17	10	20
52	19	18	20	11	21	12

8 Tassi di Derating

8.1 Tassi di derating UP FRNP

Si riporta di seguito una stima dei tassi di derating delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (solare, eolico e fluente) per l'anno di consegna 2026 definiti secondo le modalità descritte nella DTF2 al paragrafo 4.1.

Tabella 9. Tassi di derating calcolati per l'anno di consegna differenziati per fonte

Fonte	Tasso di derating
Solare	*88%*
Eolico	*84%*
Fluente	*67%*

8.2 Tassi medi di derating attesi

Si riporta di seguito una stima dei tassi di derating medi per area e tipologia di impianto per l'anno di consegna 2026.

Tabella 10 - Valori indicativi dei tassi medi di de-rating attesi

Area	Termico Rilevante		Altro Rilevante	
	Termico	Geotermico	Idrico	Pompaggio
NORD	22%	25%	34%	35%
CNOR	31%	25%	68%	39%
CSUD	24%	25%	53%	49%
SUD	23%	25%	47%	39%
CALA	17%	25%	61%	39%
SICI	25%	25%	75%	50%
SARD_NORD	26%	25%	61%	43%
SARD_SUD	26%	25%	41%	39%
TOTALE	**23%**	**25%**	**41%**	**39%**

Il tasso di derating applicato alle unità di produzione nuove termoelettriche (diverse da unità di produzione nuove di tipo ciclo combinato per cui l'intervento di nuova realizzazione prevede l'installazione esclusiva di un sistema di raffreddamento ad acqua) e geotermoelettriche è pari al 10%. Il tasso di derating applicato alle unità di produzione nuove di tipo ciclo combinato per cui

l'intervento di nuova realizzazione prevede l'installazione esclusiva di un sistema di raffreddamento ad acqua è pari al 20%.

8.3 Tassi di de-rating sistemi di accumulo elettrochimici

Si riporta di seguito una stima dei tassi di derating dei sistemi di accumulo elettrochimici per l'anno di consegna 2026, suddivisi per rapporto energia/potenza espresse in ore, definiti secondo le modalità descritte nella DTF2 al paragrafo 4.2[3].

Tabella 11 – Rating sistemi di accumulo elettrochimici

Rapporto energia/potenza accumulo (h)	CDP in percentuale (1-tasso di derating)
1	24%
2	44%
3	56%
4	67%
5	74%
6	81%
7	86%
8	90%

8.4 Fattore di Extra Derating UCMC

La stima del tasso di derating UCMC per l'anno di consegna 2026 è pari al 66,1%.

9 Livelli Standard Efficienti di Indisponibilità

Si riporta di seguito una stima dei livelli standard efficienti di indisponibilità annuali per le diverse tecnologie calcolati sulla base dei dati disponibili riferiti agli anni 2021-2023, calcolati adottando un parametro α pari al 60° percentile.

I valori definitivi, in base all'Allegato 4 della Disciplina, saranno pubblicati l'anno prima dell'inizio del periodo di consegna, utilizzando i dati degli ultimi 3 anni solari disponibili (quindi, per l'anno di consegna 2026, il calcolo verrà eseguito nel 2025, considerando i dati 2022, 2023 e 2024).

[3] I tassi riportati in Tabella 11 si applicano ai sistemi di accumulo elettrochimici per i quali sia stato comunicato a Terna il rapporto energia/potenza per l'unità di produzione.

Tabella 12 - Valori degli standard efficienti di indisponibilità annuale

Sottotipologia	Ore Equivalenti *livello standard efficiente annuale*	Giorni Equivalenti *livello standard efficiente annuale*
ASTA IDROELETTRICA	1.466	61
ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	1.945	81
BACINO	1.889	79
COMBINATO	1.353	56
EOLICO	34	1
FLUENTE	1.196	50
GEOTERMICO	413	17
MISTO	1.147	48
PURO	2.648	110
RINNOVABILE PROGRAMMABILE	434	18
SERBATOIO	2.226	93
SOLARE	55	2
TRADIZIONALE	1.344	56
TURBOGAS	857	36

10 Tecnologia di punta

La tecnologia di punta è il turbogas a ciclo aperto i cui costi sono indicati nella delibera dei parametri economici pubblicata da Arera.

11 Fattore di carico

Il numero Y di ore dell'anno che costituiscono le ore di picco zonale valevoli ai fini del calcolo del Fattore di carico di cui al paragrafo 5 delle DTF n.2, sono pari a 500.

12 Mesi critici

Per l'anno 2026, i mesi critici di cui all'Articolo 13.2.j sono giugno, luglio, agosto e settembre. I restanti mesi dell'anno sono i mesi non critici di cui all'Articolo 13.2.i.