ALLEGATO_3 m_amte.MASE.REGISTRO UFFICIALE.ENTRATA.0135014.25-06-2026

Mercato della Capacità

Allegato 4 alla DTF n. 2

(ai sensi dell'articolo 2.1v.II della Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica approvata con [.])

Introduzione

Nel presente documento sono indicati i valori per l'anno di consegna 2028 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 A.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 Gallura Nord-Est Sardegna, Ogliastra, Nuoro e Sassari
SARDEGNA SUD	Area Sardegna Sud costituita dalle province di Cagliari, Medio Campidano, Oristano e Sulcis Iglesiente

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.

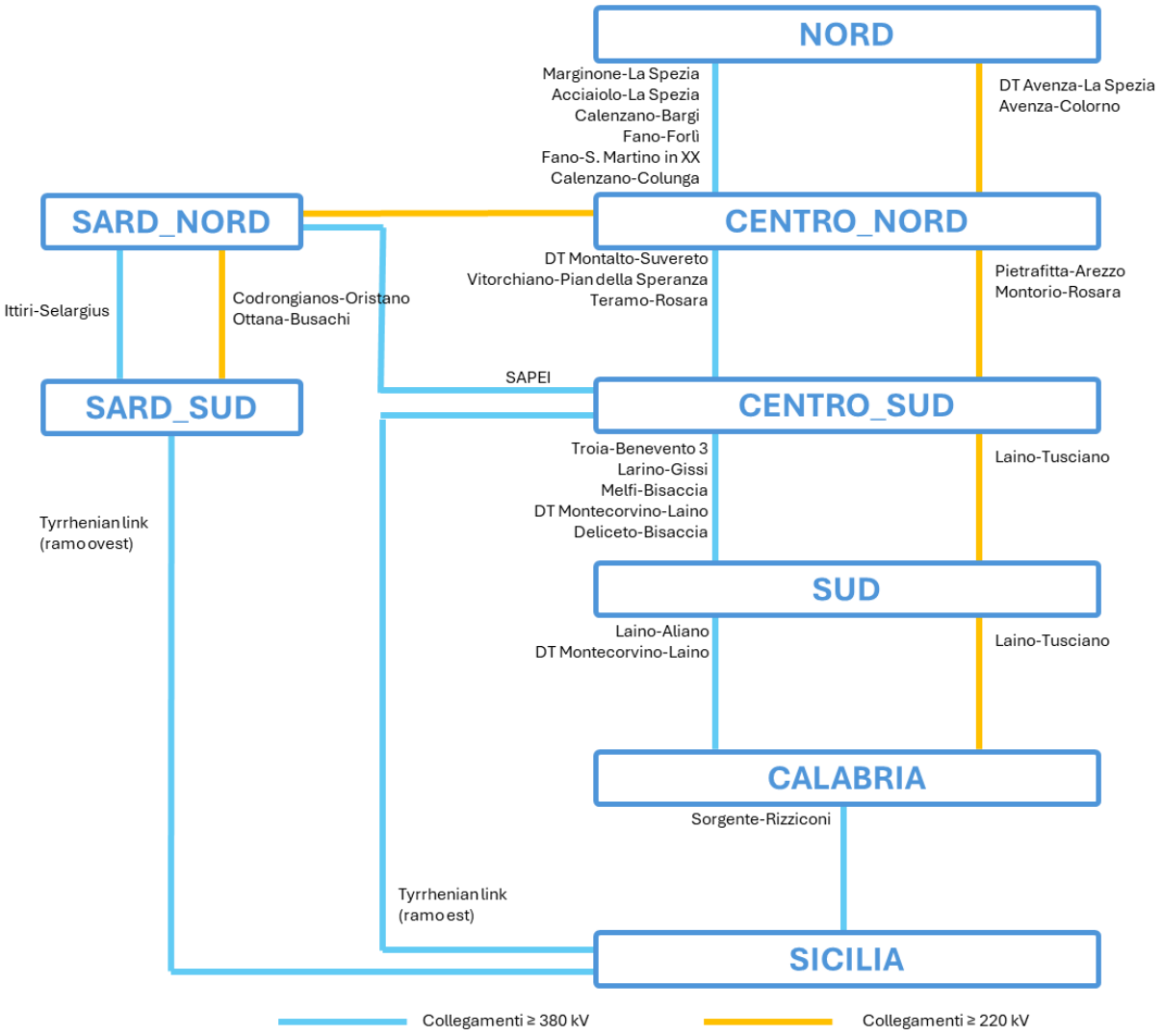


Figura 1 – Aree della rete rilevante considerate

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 2028:

- **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 2028

Al fine di eseguire la stima delle curve di domanda di Capacità di Produzione (CDP) per l'anno 2028 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 2025 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/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete

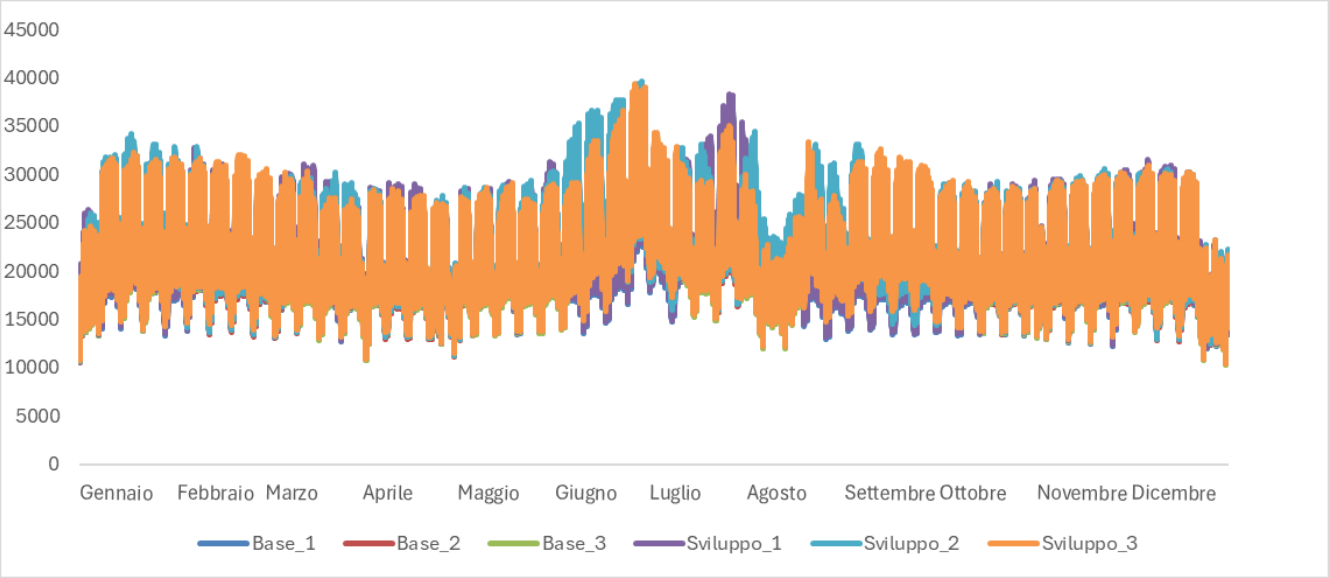


Figura 2 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2028 - Area Nord [MW]

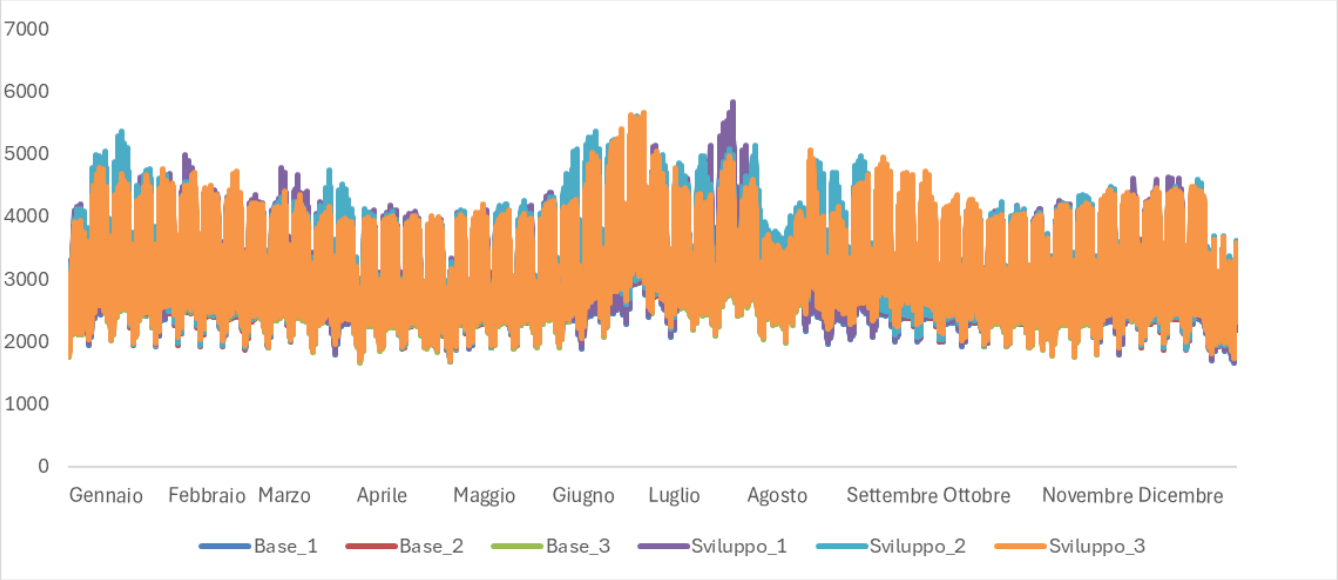


Figura 3 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2028 - Area Centro-Nord [MW]

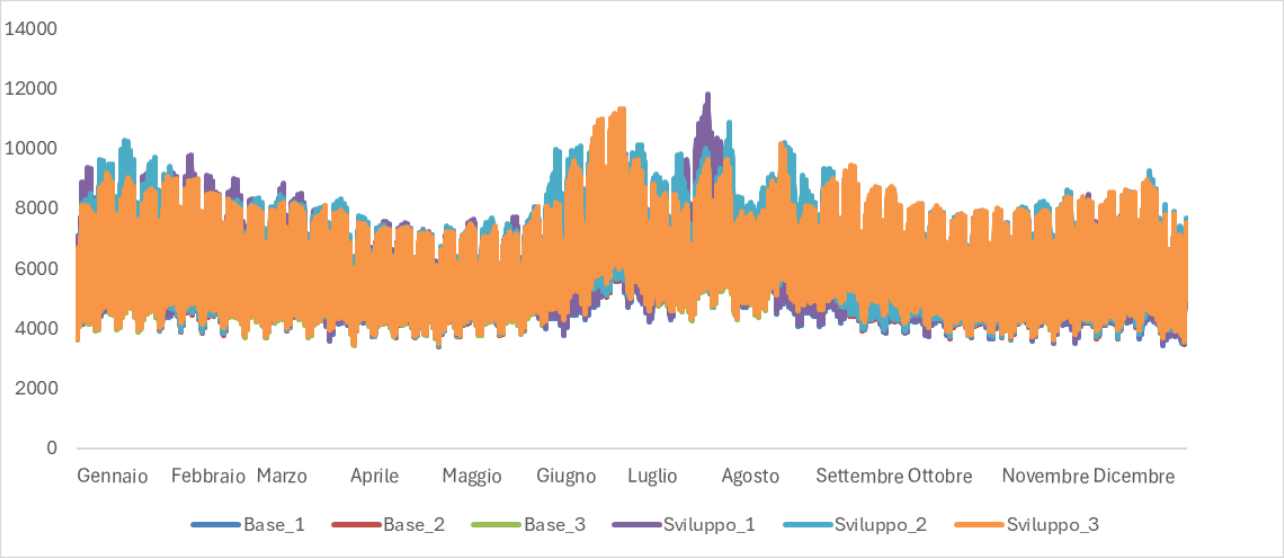


Figura 4 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2028- Area Centro Sud [MW]

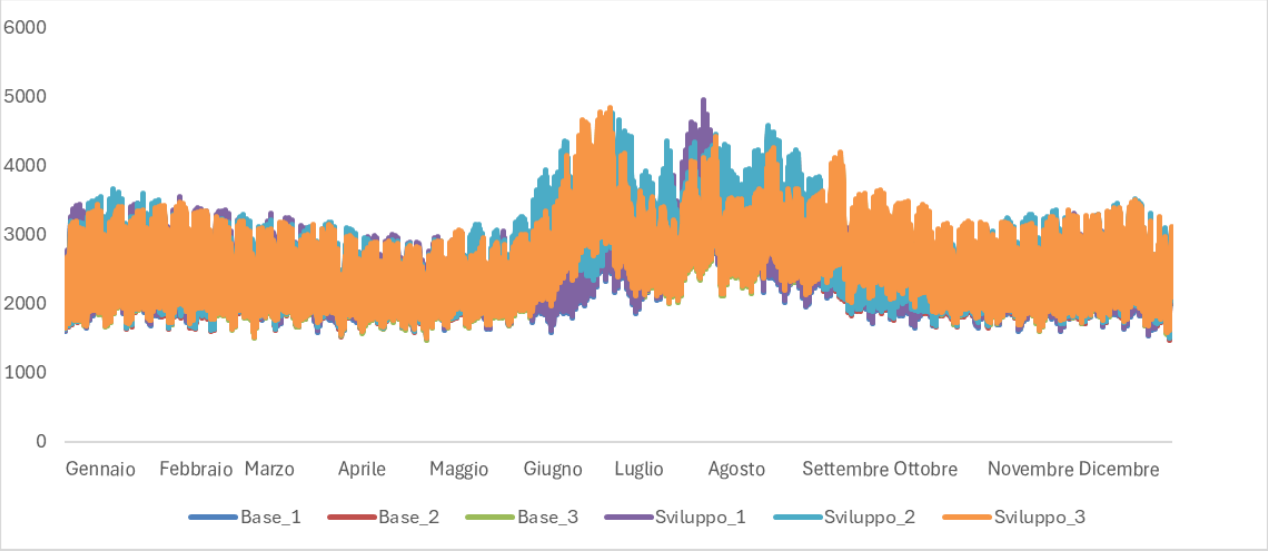


Figura 5 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2028 – Area Sud [MW]

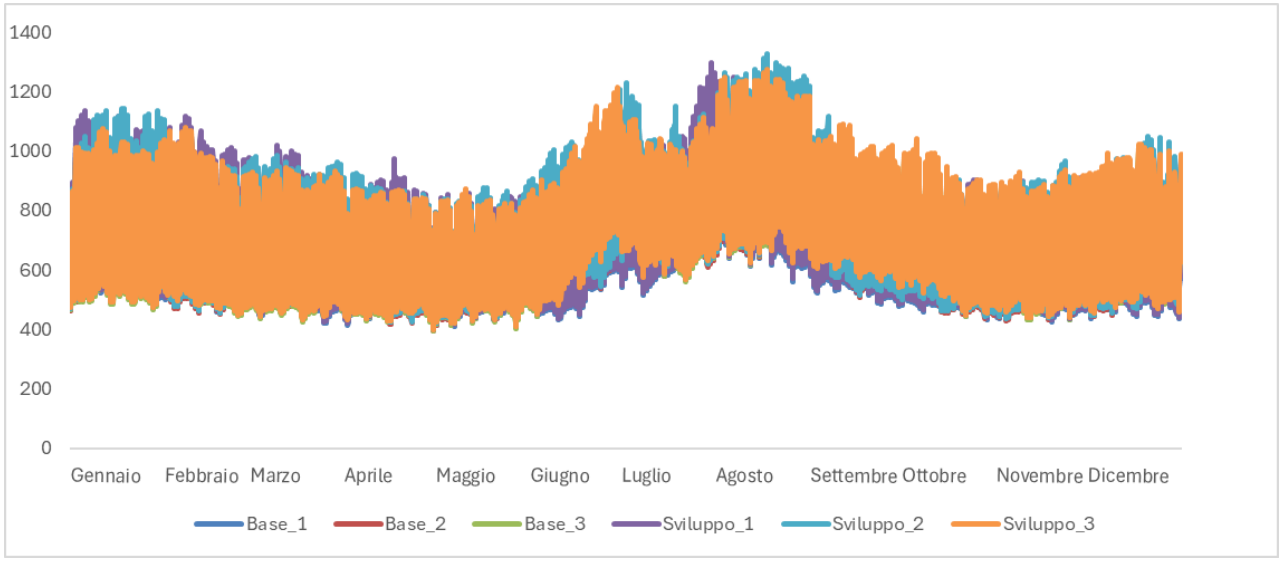


Figura 6 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2028 - Area Calabria [MW]

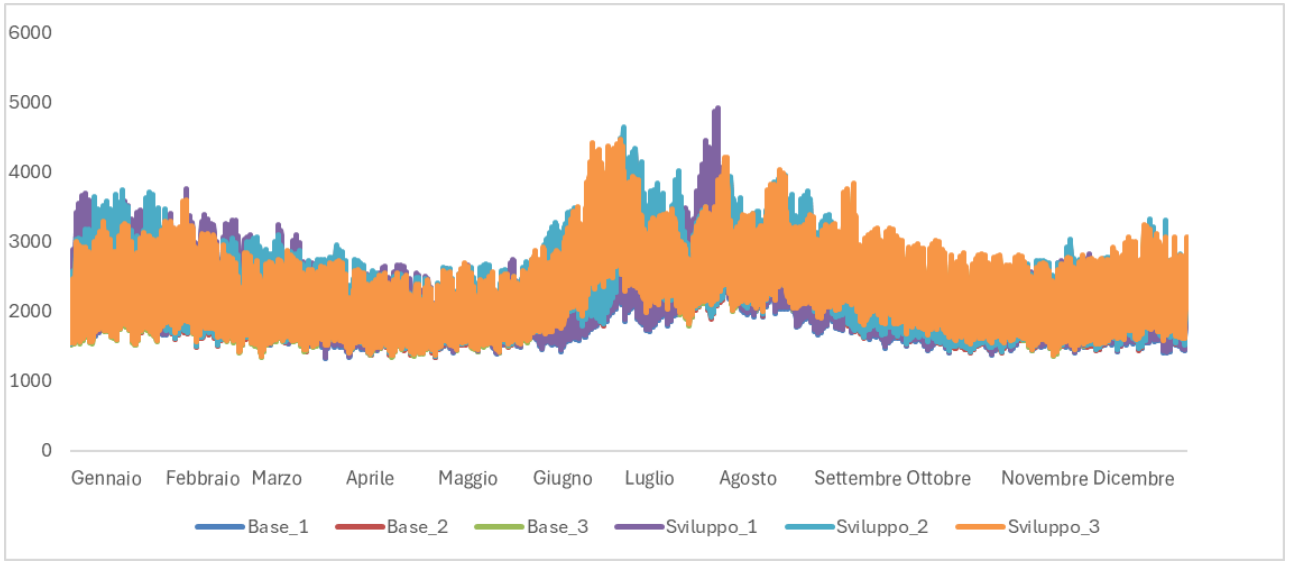


Figura 7 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2028 - Area Sicilia [MW]

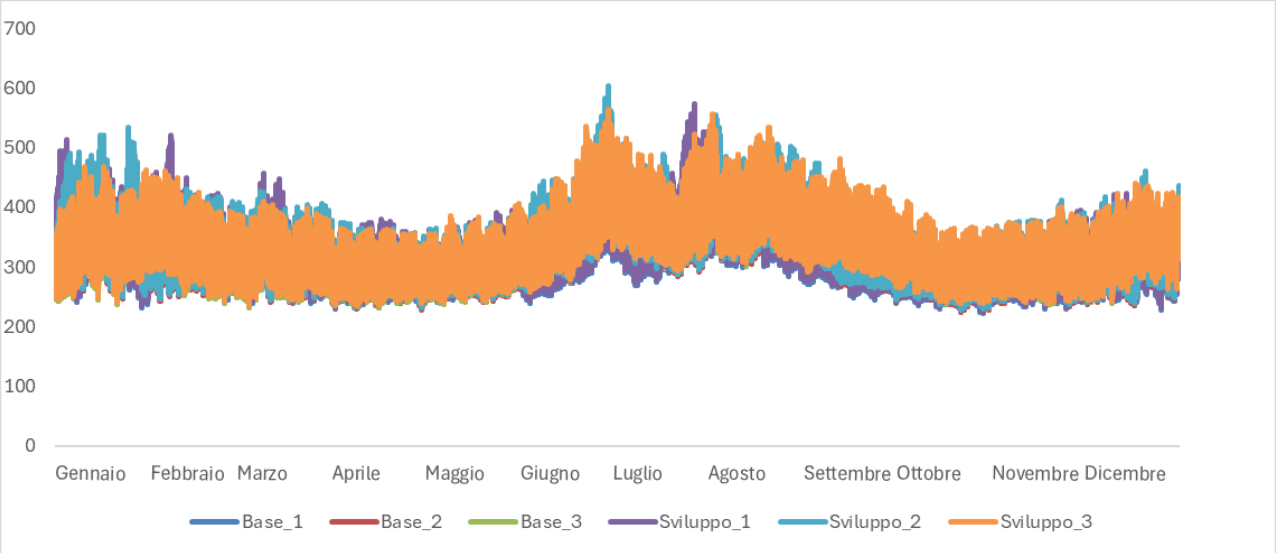


Figura 8 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2028 – Area Sardegna-Nord [MW]

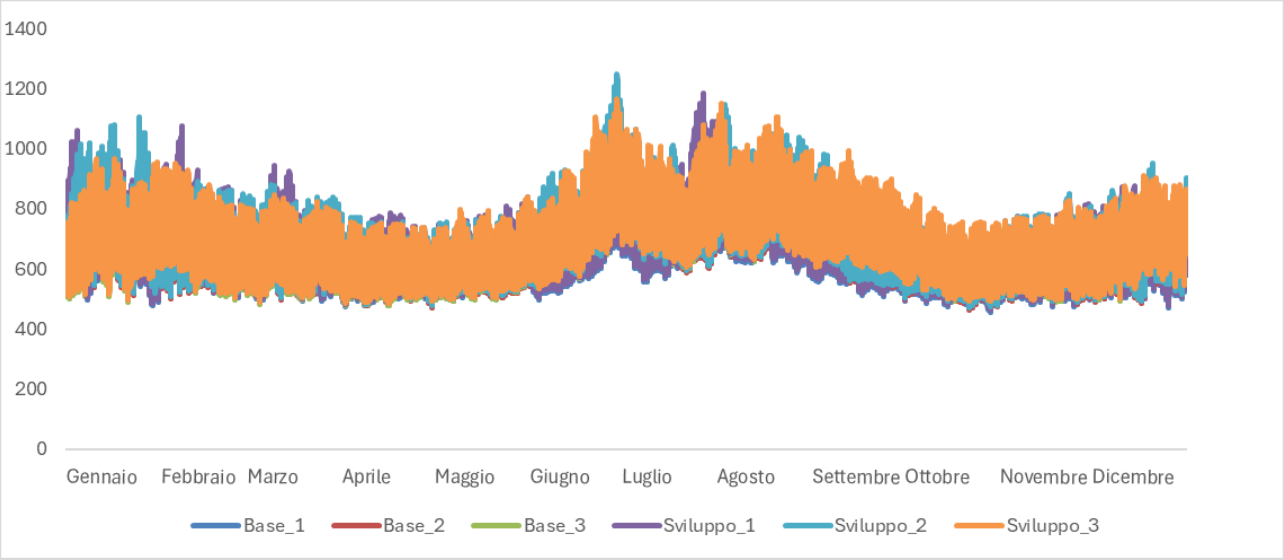


Figura 9 - Curve cronologiche di fabbisogno anno 2028 – Area Sardegna-Sud [MW]

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

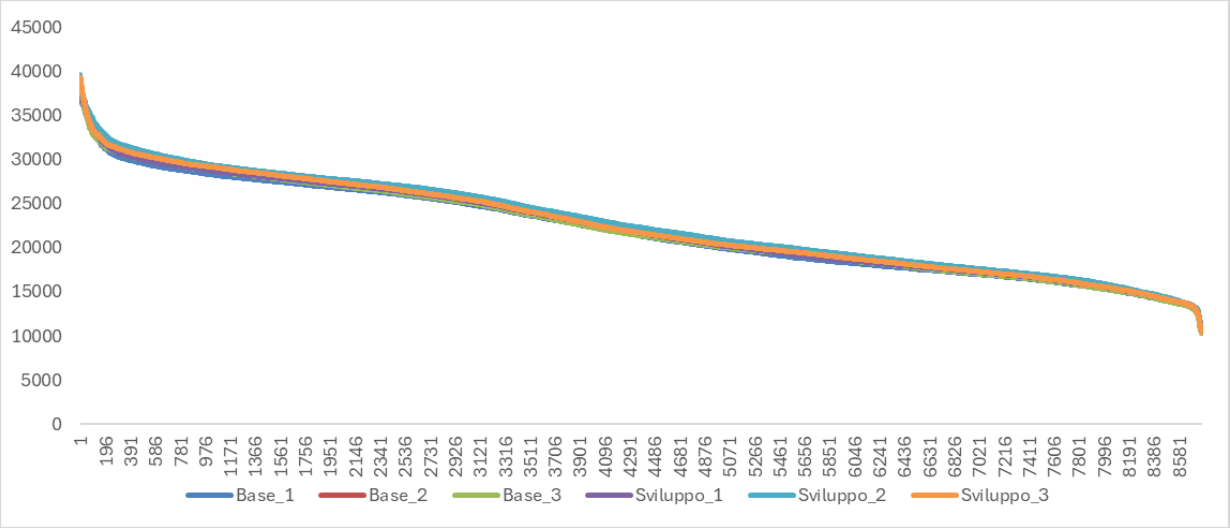


Figura 10 - Curve durata fabbisogno anno 2028 - Area Nord [MW]

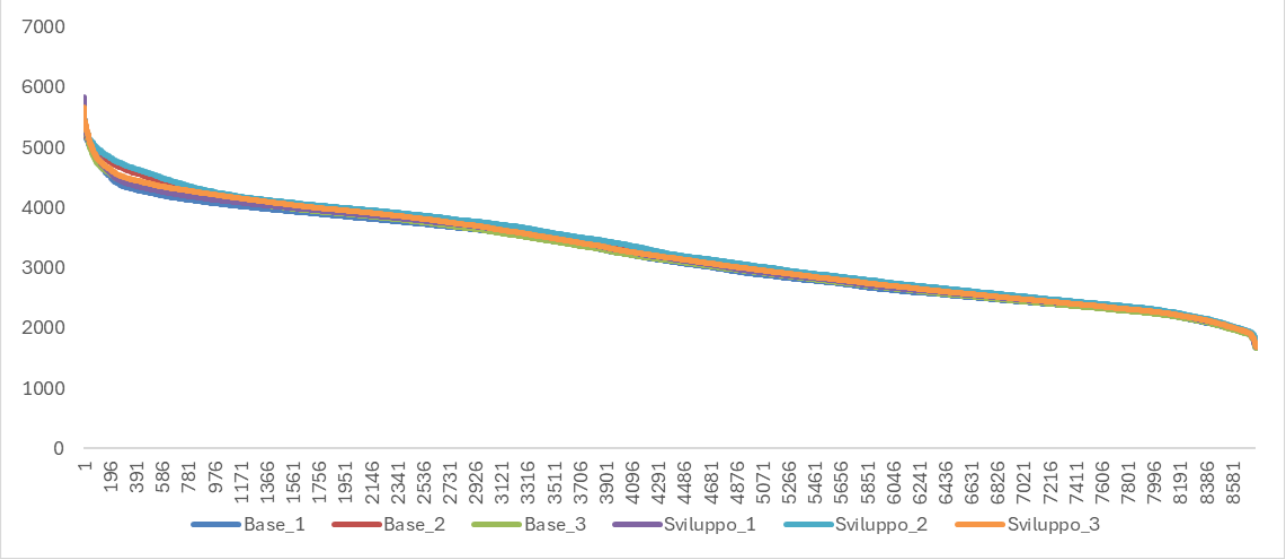


Figura 11 - Curve durata fabbisogno anno 2028 - Area Centro Nord [MW]

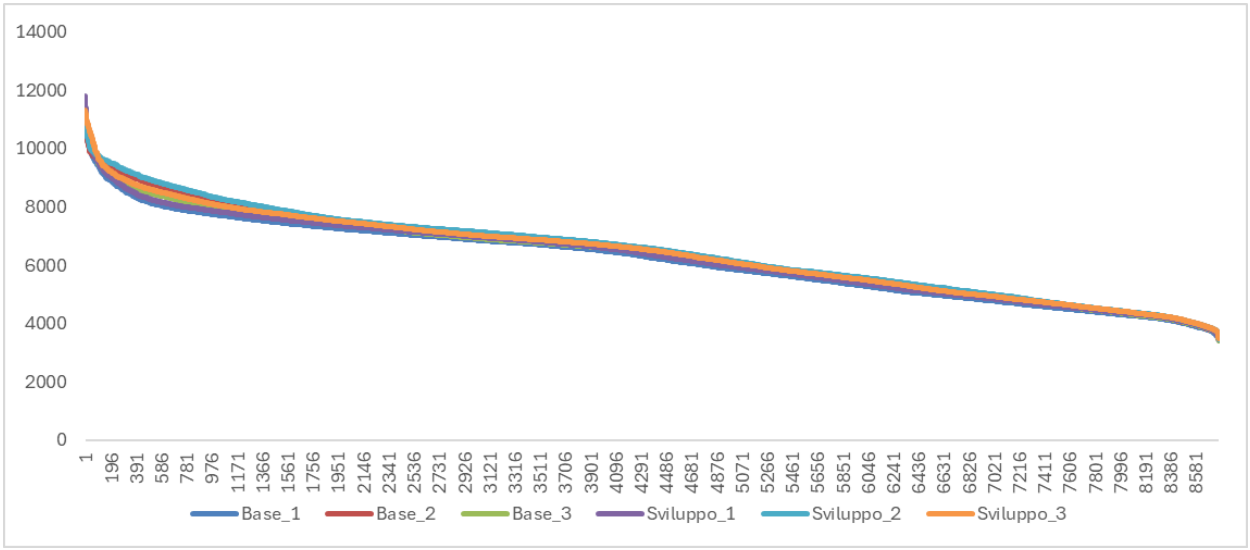


Figura 12 - Curve durata fabbisogno anno 2028 - Area Centro Sud [MW]

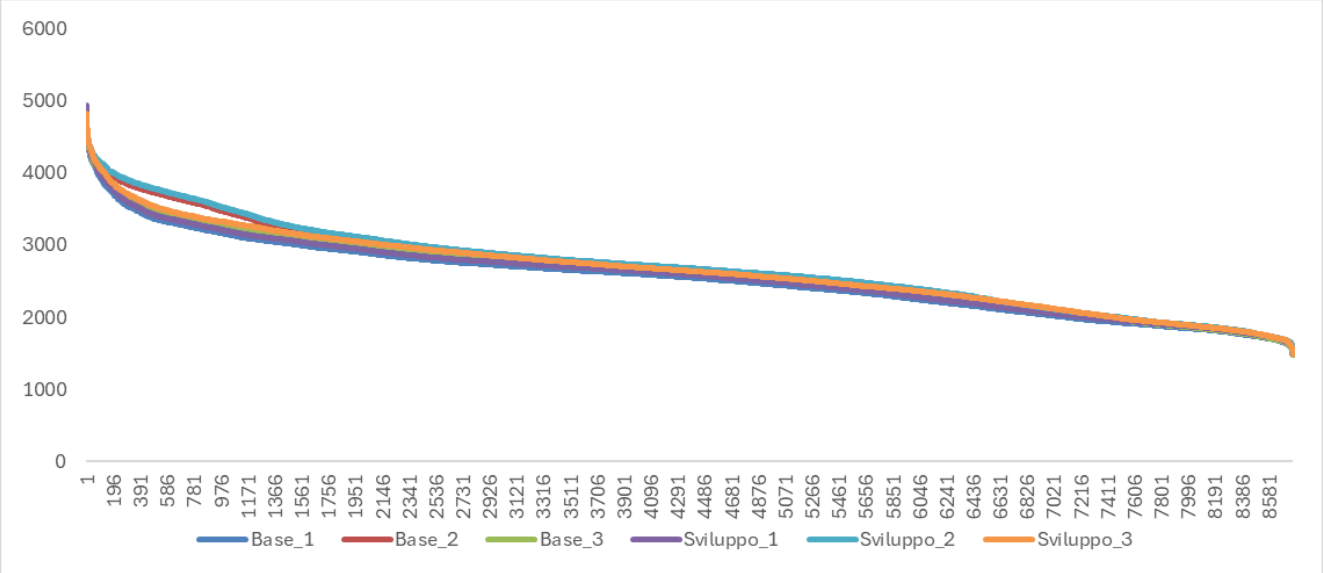


Figura 13 - Curve durata fabbisogno anno 2028 - Area Sud [MW]

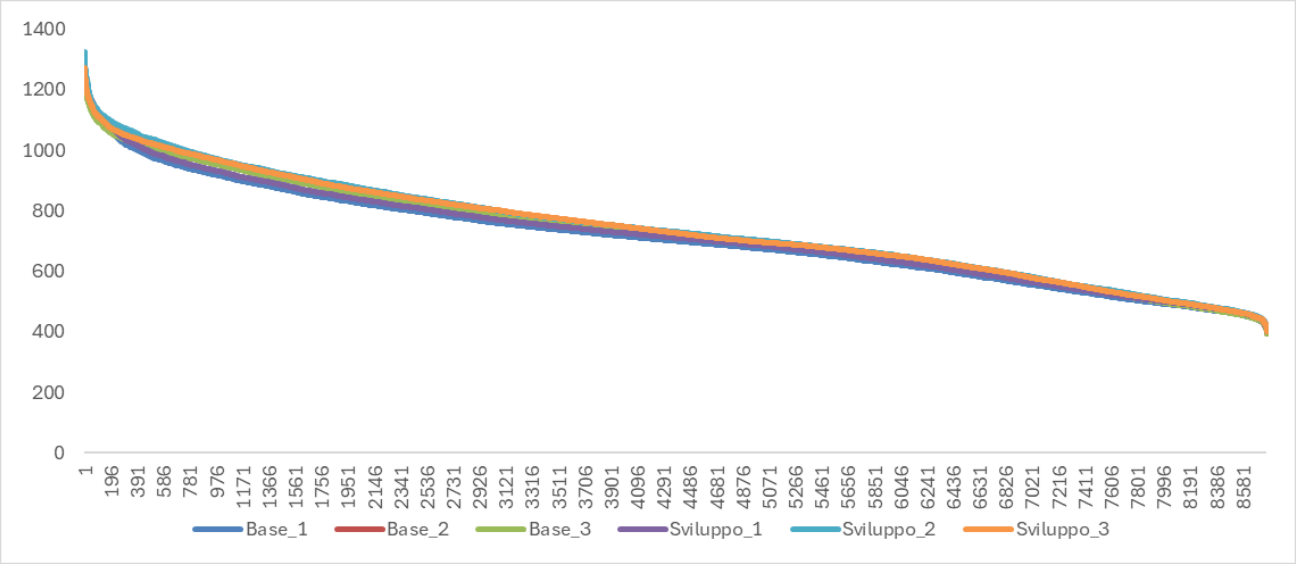


Figura 14 - Curve durata fabbisogno anno 2028 - Area Calabria [MW]

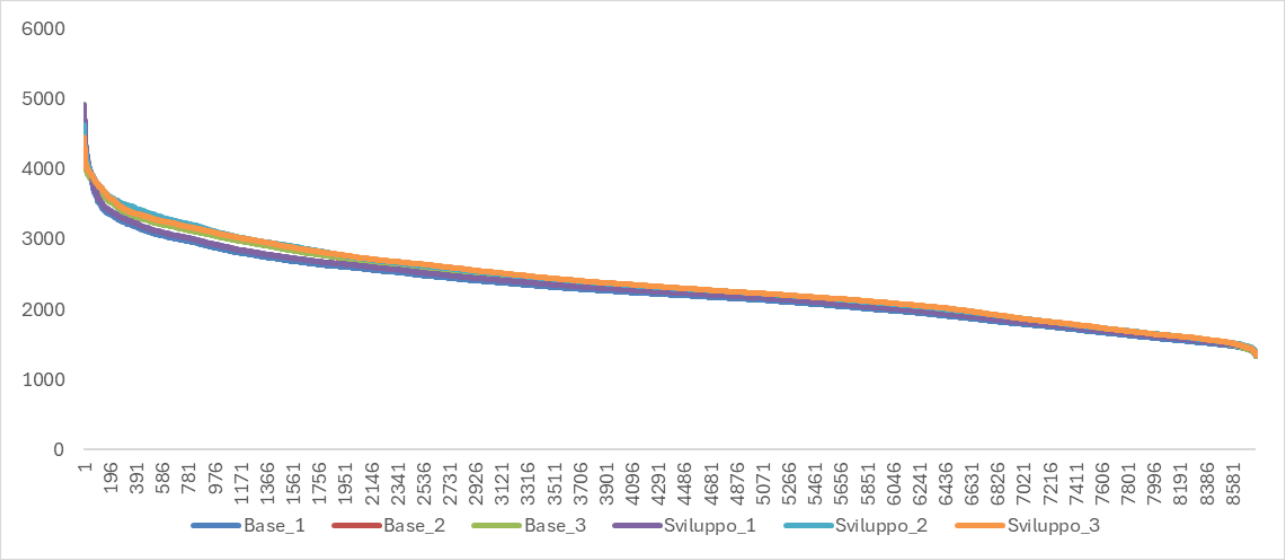


Figura 15 - Curve durata fabbisogno anno 2028 - Area Sicilia [MW]

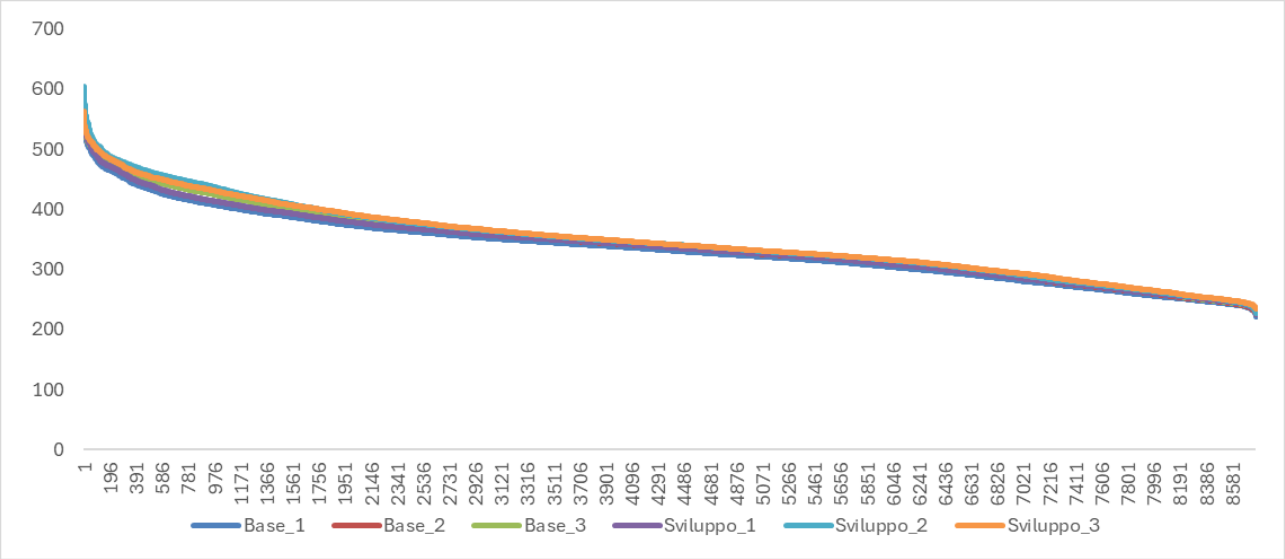


Figura 16 - Curve durata fabbisogno anno 2028 - Area Sardegna Nord [MW]

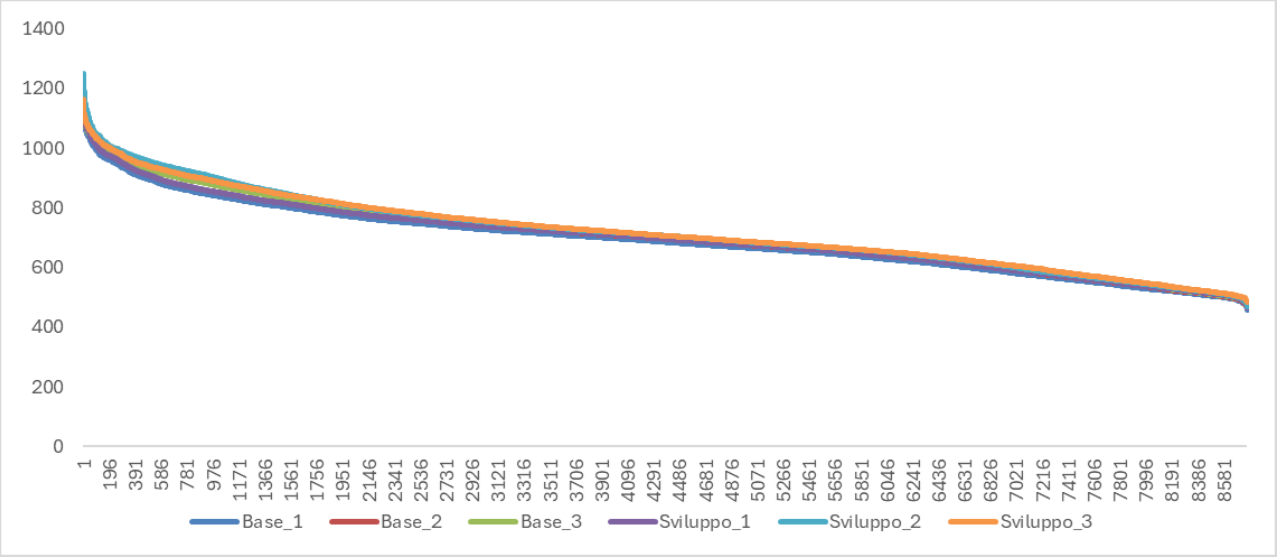


Figura 17 - Curve durata fabbisogno anno 2028 - Area Sardegna Sud [MW]

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 2028)

Punto D	*[GW]*
AREA	*CDP Necessaria*
Nord	*39,75*
Centro Nord	*4,55*
Centro Sud	*11,30*
Sud	*5,15*
Calabria	*1,10*
Sicilia	*4,05*
Sardegna Nord	*0,70*
Sardegna Sud	*1,20*
Italia	**67,80**

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 0,8 GW rispetto al punto precedente.

Tabella 3 - Punto C: livello di CDP necessaria nella singola area (anno orizzonte 2028)

Punto C	*[GW]*
AREA	*CDP Necessaria*
Nord	*39,70*
Centro Nord	*4,45*
Centro Sud	*11,20*
Sud	*5,05*
Calabria	*1,00*
Sicilia	*3,95*
Sardegna Nord	*0,50*
Sardegna Sud	*1,15*
Italia	**67,00**

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 0,8 GW rispetto al punto precedente.

Tabella 4 - Punto B: livello di CDP necessaria nella singola area (anno orizzonte 2028)

Punto B	*[GW]*
AREA	*CDP Necessaria*
Nord	*39,60*
Centro Nord	*4,40*
Centro Sud	*11,15*
Sud	*4,90*
Calabria	*0,95*
Sicilia	*3,90*
Sardegna Nord	*0,25*
Sardegna Sud	*1,05*
Italia	**66,20**

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: [39,60 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [39,70 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [39,75 GW; 0 €/MW-anno]

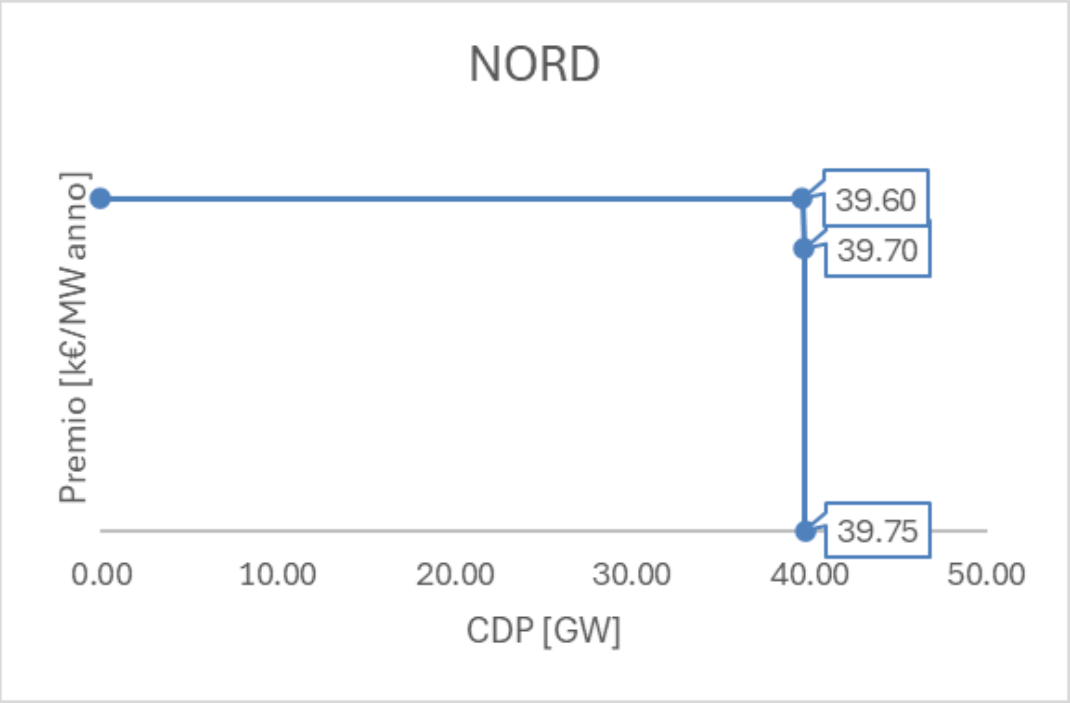


Figura 18 - Curva di domanda 2028 - Area Nord

[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: [4,40 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [4,45 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [4,55 GW; 0 €/MW-anno]

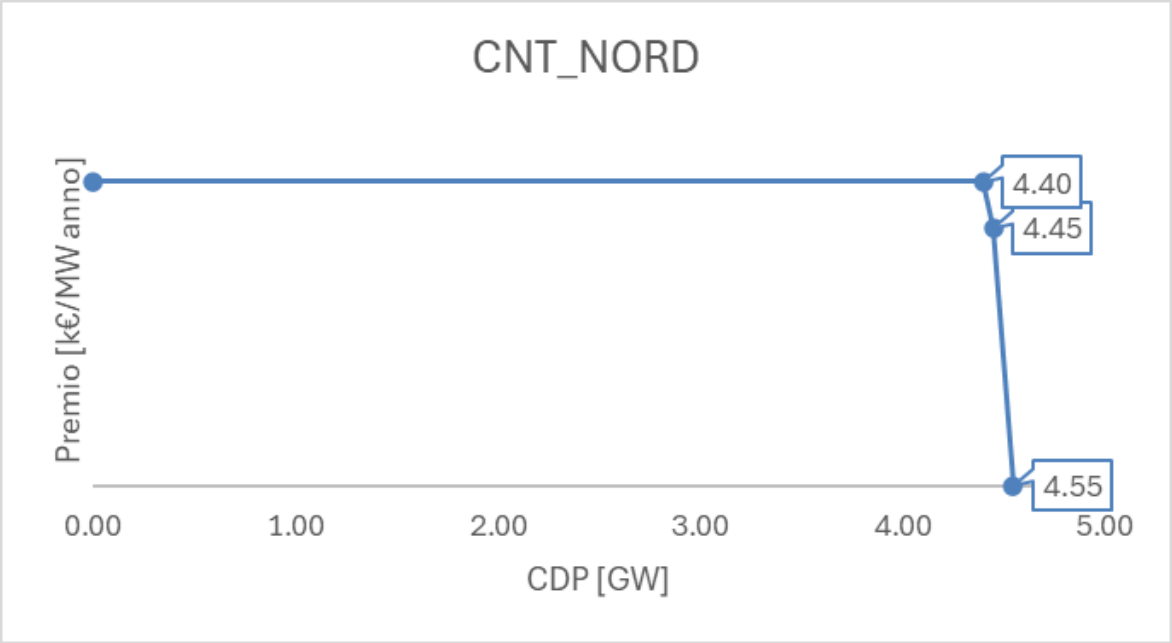


Figura 19 - Curva di domanda 2028 - Area Centro Nord

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: [11,15 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [11,20 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [11,30 GW; 0 €/MW-anno]

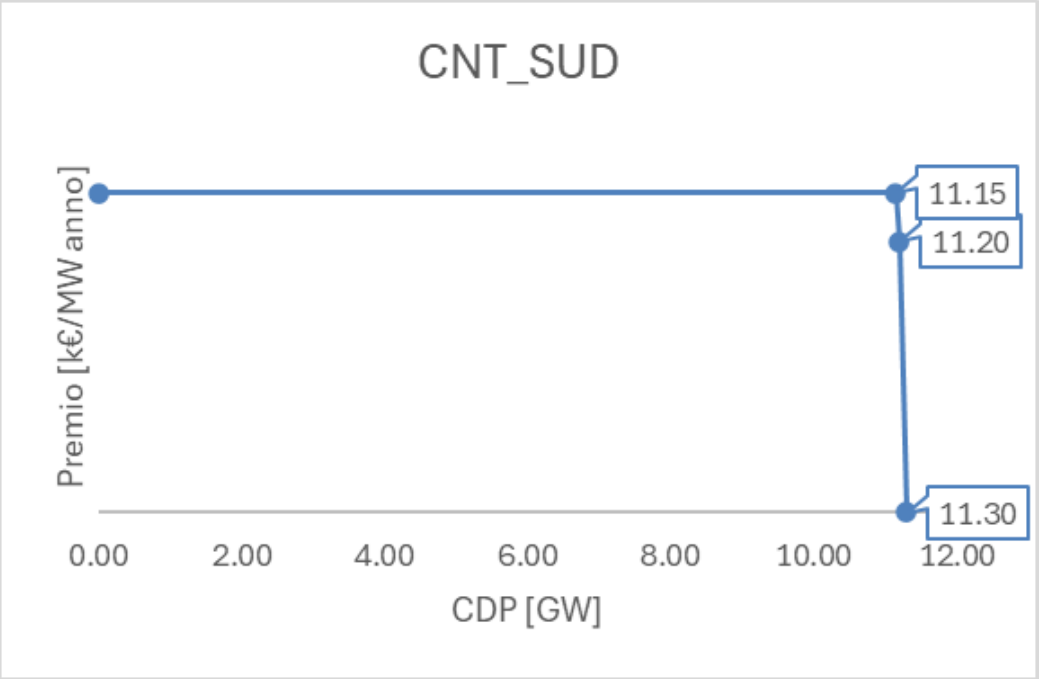


Figura 20 - Curva di domanda 2028 - Area Centro Sud

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: [4,90 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [5,05 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [5,15 GW; 0 €/MW-anno]

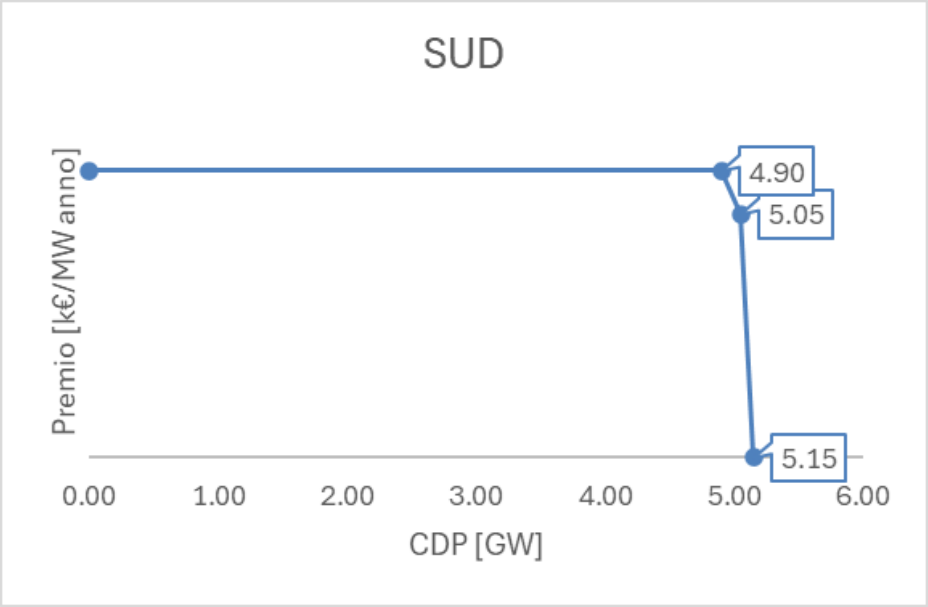


Figura 21 - Curva di domanda 2028 - Area Sud

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: [1,00 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [1,10 GW; 0 €/MW-anno]

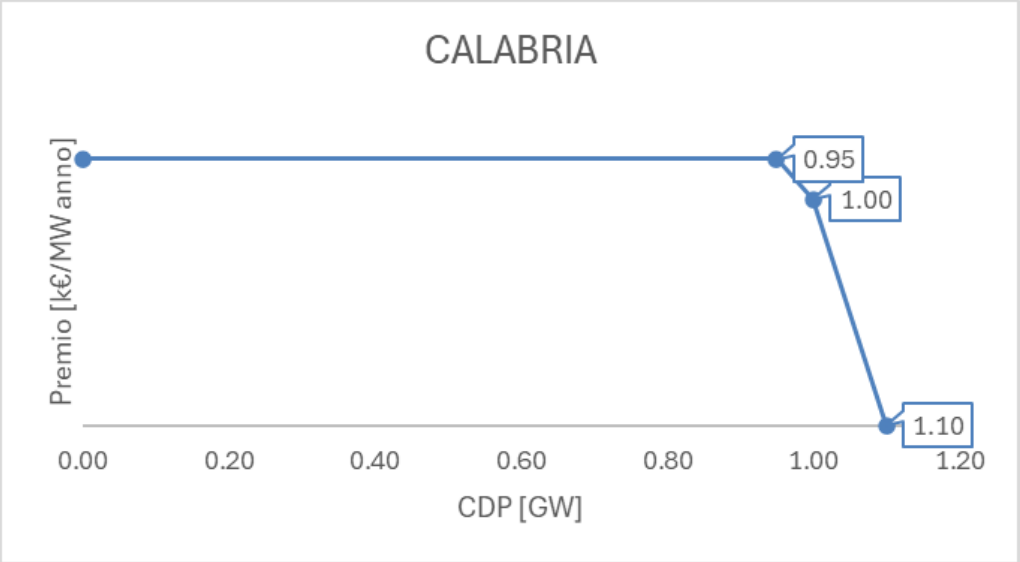


Figura 22 - Curva di domanda 2028 - Area Calabria

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: [3,90 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [3,95 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [4,05 GW; 0 €/MW-anno]

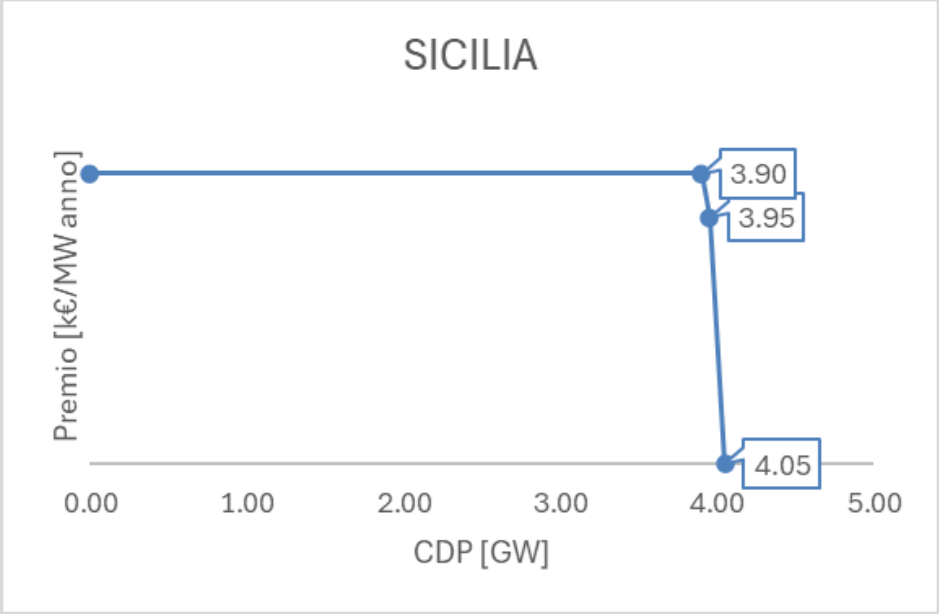


Figura 23 - Curva di domanda 2028 - Area Sicilia

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: [0,25 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [0,50 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [0.70 GW; 0 €/MW-anno]

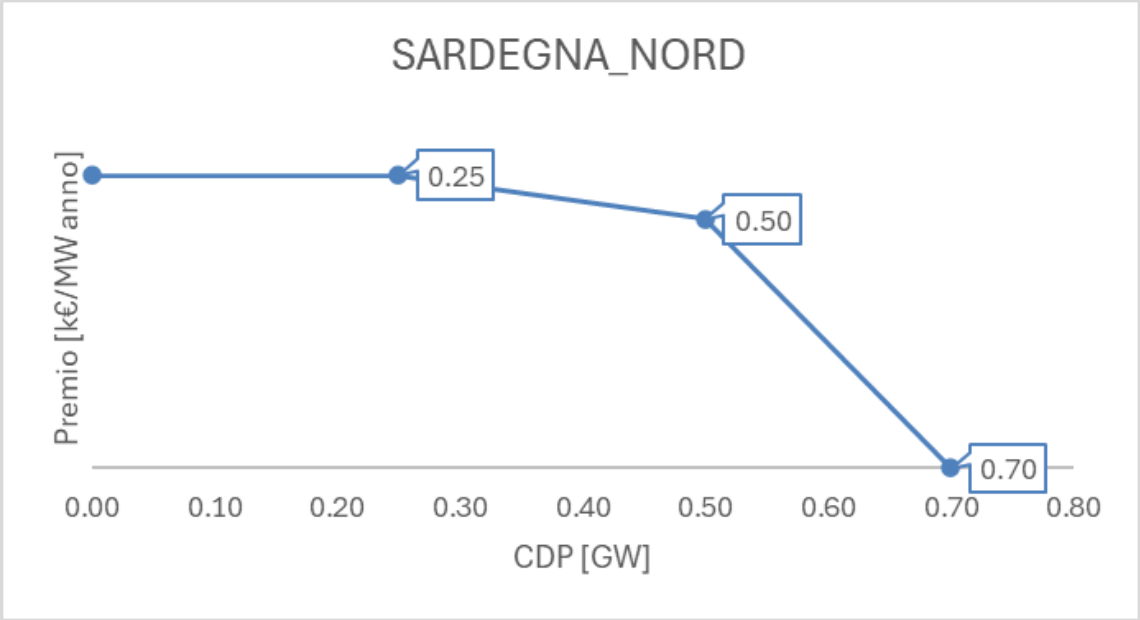


Figura 24 - Curva di domanda 2028 - Area Sardegna Nord

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: [1,05 GW; P'_B €/MW-anno]
- Punto C: [1,15 GW; P'_C €/MW-anno]
- Punto D: [1,20 GW; 0 €/MW-anno]

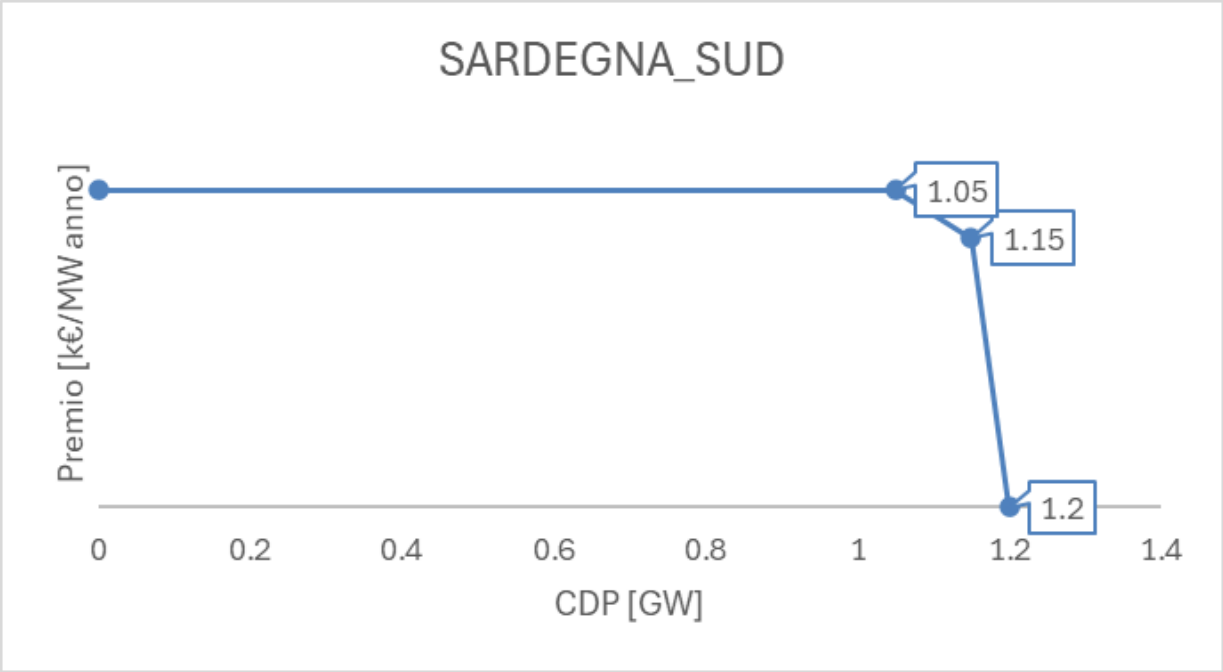


Figura 25 - Curva di domanda 2028 - Area Sardegna Sud

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	39,75	39,70	39,60
Centro Nord	4,55	4,45	4,40
Centro Sud	11,30	11,20	11,15
Sud	5,15	5,05	4,90
Calabria	1,10	1,00	0,95
Sicilia	4,05	3,95	3.90
Sardegna Nord	0,70	0,50	0,25
Sardegna Sud	1,20	1,15	1,05
Totale	**67,80**	**67,00**	**66,20**

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 paragrafo 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 2028

[MW]

Sezione	Limite Diretto	Limite Inverso
Nord-Centro Nord	*2.750*	*2.300*
Centro Nord-Centro Sud	*1.950*	*2.400*
Centro Sud-Sud	*2.200*	*4.000*
Sud-Calabria	*100*	*2.350*
Calabria - Sicilia	*100*	*75*
Sicilia - Centro Sud	*1.000*	*100*
Sicilia - Sardegna Sud	*550*	*750*
Sardegna Sud - Sardegna Nord	*700*	*100*
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 2028.

Come indicato nella DTF n.2 al paragrafo 3.1 le ore di picco per l'anno di consegna 2028 saranno definite e pubblicate entro il 30 Novembre 2027.

Mese	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Totale
N° Ore Critiche	15	13	0	0	0	135	260	35	25	0	0	17	500

Figura 27 - Esemplificativo delle ore di picco attese per l'anno 2028

7.2 Stima delle Ore di Picco settimanali

Si riporta di seguito una stima delle ore di picco settimanali per l'anno di consegna 2028.

Come indicato in DTF n.2 le ore di picco per l'anno di consegna 2028 saranno definite e pubblicate entro il 30 Novembre 2027.

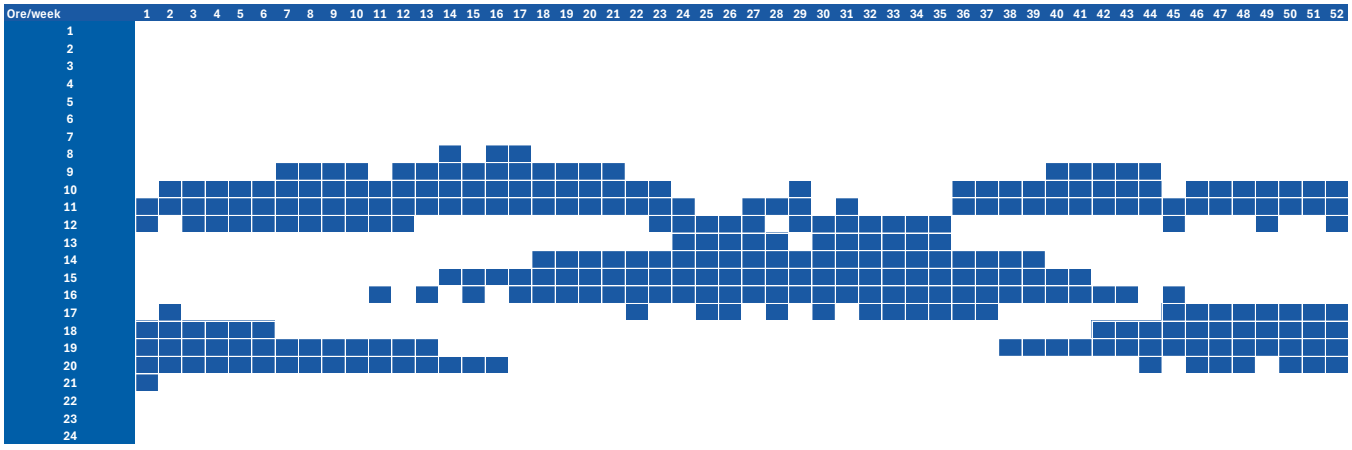


Figura 28 - Esemplificativo delle ore di picco settimanali attese per l'anno 2028

Tabella 8 - Esemplificativo delle ore di picco settimanali attese per l'anno 2028

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

8 Tassi di Derating

8.1 Tassi di derating UP FRNP

Ai fini del calcolo dei tassi di derating delle unità di produzione alimentate da fonte solare, da applicare per l'anno di consegna 2028, sono state definite due differenti valorizzazioni, in funzione del contributo marginale fornito all'adeguatezza del sistema elettrico.

Di conseguenza, per la capacità esistente presente nella curva di offerta per l'anno di consegna 2027 e per la capacità nuova impegnata in esito a una precedente Procedura Concorsuale relativa ad unità di produzione alimentate da fonte solare verranno utilizzati gli stessi tassi di derating pubblicati nell'Allegato 3 alla DTF n.2 e utilizzati per l'anno di consegna 2027.

Si riportano di seguito i tassi di derating della capacità relativa alle unità di produzione alimentate da fonte solare non presente nella curva di offerta per l'anno di consegna 2027 e della capacità nuova relativa alle unità di produzione alimentate da fonte solare offerta nella procedura concorsuale avente a oggetto l'anno di consegna 2027, ma non selezionata in esito a quest'ultima e della capacità relativa alle unità di produzione alimentate da fonte eolica e idrico fluente per l'anno di consegna 2028, definiti secondo le modalità descritte nella DTF n.2 al paragrafo 4.

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

Fonte	Tasso di derating
Solare	*91.7%*
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 2028.

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

Area	Termico Rilevante		Altro Rilevante	
	Termico	Geotermico	Idrico non fluente	Pompaggio
NORD	21%	27%	36%	36%
CNOR	32%	27%	68%	40%
CSUD	22%	27%	58%	50%
SUD	23%	27%	47%	40%
CALA	15%	27%	67%	40%
SICI	30%	27%	75%	50%
SARD_NORD	26%	27%	62%	27%
SARD_SUD	22%	27%	43%	40%
TOTALE	**22%**	**27%**	**43%**	**40%**

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

Ai fini del calcolo dei tassi di derating dei sistemi di accumulo elettrochimico da applicare per l'anno di consegna 2028, sono state definite due differenti valorizzazioni, in funzione del contributo marginale fornito all'adeguatezza del sistema elettrico.

Di conseguenza, per la capacità esistente presente nella curva di offerta per l'anno di consegna 2027 e per la capacità nuova impegnata in esito a una precedente Procedura Concorsuale verranno utilizzati gli stessi tassi di derating pubblicati nell'Allegato 3 alla DTF n.2. Si specifica che, tali tassi verranno utilizzati anche per la valorizzazione della capacità relativa alle batterie agli ioni di litio contrattualizzata tramite l'asta per l'approvvigionamento a termine di nuova capacità di accumulo (MACSE) con consegna al 2028, coerentemente con i valori utilizzati per stimare il fabbisogno valevole per tale asta.

Per la capacità relativa ai sistemi di accumulo elettrochimico non presente nella curva di offerta per l'anno di consegna 2027 e per la capacità nuova relativa ai sistemi di accumulo elettrochimico offerta, ma non selezionata in esito alla procedura concorsuale avente a oggetto l'anno di consegna 2027, si applicano i tassi di derating per l'anno di consegna 2028 riportati in Tabella 11, suddivisi per zone di mercato e rapporto energia/potenza espresse in ore e definiti secondo le modalità descritte nella DTF n.2 al paragrafo 4.2[3].

[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 11 – Rating sistemi di accumulo elettrochimici

Rapporto energia/potenza accumulo (h)	CDP in percentuale			
	Nord e Centro Nord	Centro Sud	Sud e Calabria	Sicilia e Sardegna
1	12%	12%	8%	7%
2	27%	29%	21%	16%
3	40%	43%	31%	24%
4	51%	54%	40%	31%
5	59%	63%	46%	37%
6	65%	69%	50%	41%
7	68%	72%	51%	45%
8	69%	73%	52%	47%

8.4 Fattore di Extra Derating UCMC

La stima del tasso di derating UCMC per l'anno di consegna 2028 è pari al 65,6%.

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 2023-2025, 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 2028, il calcolo verrà eseguito nel 2027, considerando i dati 2024, 2025 e 2026).

Tabella 12 - Valori degli standard efficienti di indisponibilità annuale

Sottotipologia	Ore Equivalenti *livello standard efficiente annuale*	Giorni Equivalenti *livello standard efficiente annuale*
ASTA IDROELETTRICA	2.167	90
ASTA IDROELETTRICA POMPAGGIO	2.522	105
BACINO	1.838	77
COMBINATO	1.628	68
EOLICO	56	2
FLUENTE	1.421	59
GEOTERMICO	464	19
MISTO	1.062	44
PURO	3.649	152
RINNOVABILE PROGRAMMABILE	811	34
SERBATOIO	2.316	96
SOLARE	57	2
TRADIZIONALE	1.190	50
TURBOGAS	718	30

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 2028, i mesi critici di cui all'Articolo 13.2j sono giugno, luglio, agosto e settembre. I restanti mesi dell'anno sono i mesi non critici di cui all'Articolo 13.2i.