



ITALIA[®]
SOLARE
Il fotovoltaico è di tutti

REPORT

MERCATO ELETTRICO

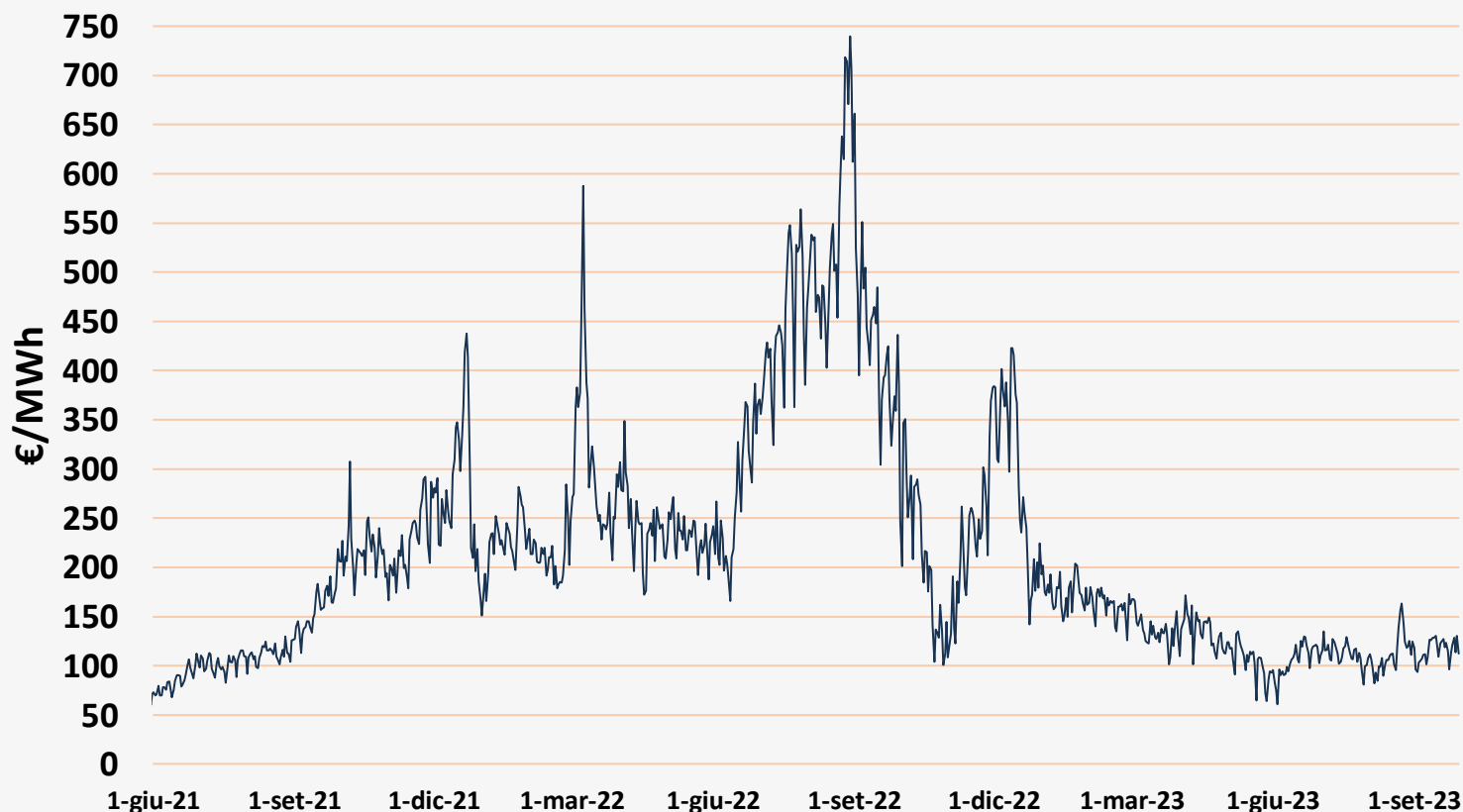
Q3 |



MGP: andamento giornaliero del PUN.....	3
MGP: andamento dei volumi acquistati.....	4
MGP: andamento dei prezzi per mese.....	5
MGP: andamento orario dei prezzi.....	8
MGP: spread zonali.....	12
Solar captured-price: valori mensili.....	14
Solar captured-price: valori giornalieri.....	15
MSD: prezzi e volumi scambiati su MSD ex-ante e su MB.....	16
Uplift: andamento storico.....	17
UVAM: fabbisogno e prodotti.....	18
UVAM: esiti aste mensili.....	19
Gas e CO2: andamento giornaliero dei prezzi.....	21

USI NON CONSENTITI - Il presente report è stato predisposto utilizzando informazioni pubblicamente disponibili ed elaborate da terzi soggetti, di cui IS ha sempre citato la fonte e l'origine (ove disponibile). E' fatto divieto a chiunque, in assenza del preventivo consenso scritto di IS, di pubblicare, riprodurre in copie, memorizzare, trasmettere in forma elettronica o con altri mezzi, creare riassunti e/o estratti, distribuire, commercializzare, tradurre e/o comunque utilizzare, in tutto o in parte, il contenuto del presente report, per qualunque finalità di tipo economico e/o commerciale e/o comunque di carattere lucrativo.

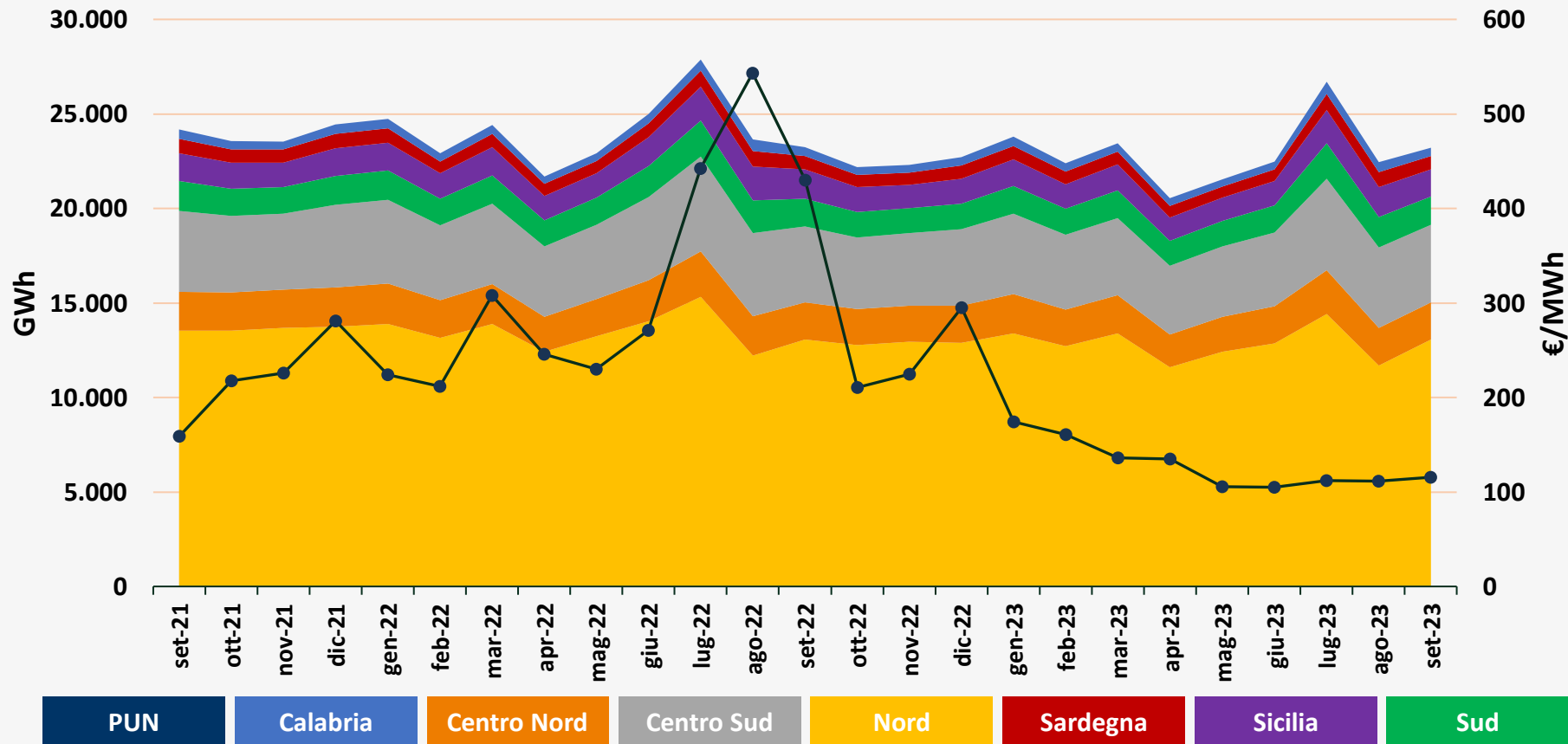
Andamento giornaliero del PUN



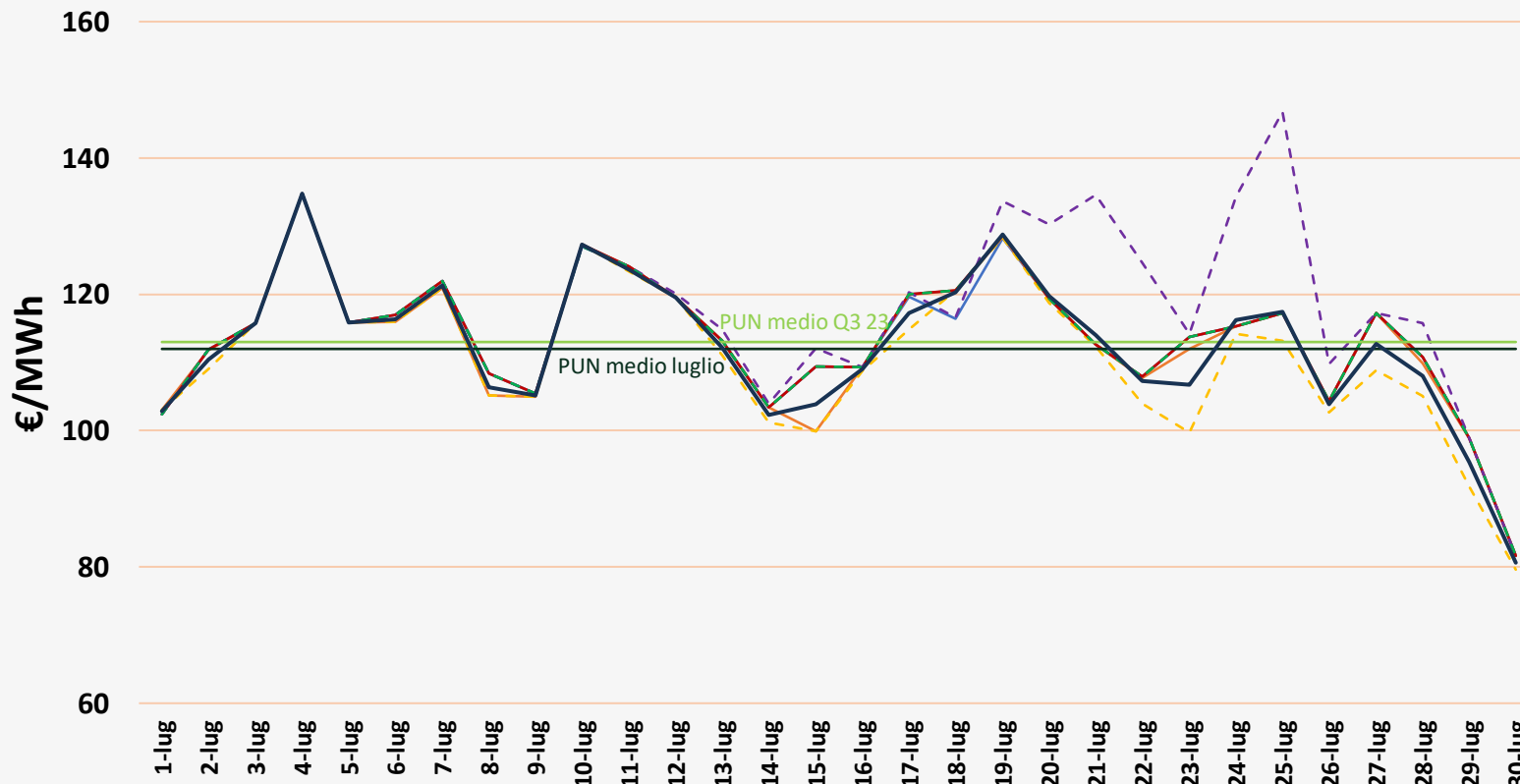
Se durante il Q2 2023 il PUN era sceso da 135 Euro/MWh (valore medio di aprile) a 105 Euro/MWh circa (valore medio di giugno), a fine Q3 2023 sembrerebbe essersi assestato nel range 100-120 Euro/MWh. Infatti, il PUN medio di luglio e agosto è stato pari a 112 Euro/MWh, mentre il PUN medio di settembre è risultato pari a 115 Euro/MWh. Tale stabilizzazione può essere attribuita in primis alle scarse variazioni del prezzo del gas dell'ultimo periodo, soprattutto se comparate alle variazioni dei mesi passati: il prezzo spot medio registrato sul TTF durante il Q3 2023 è stato pari a 34 Euro/MWh, con un massimo di 44 Euro/MWh e un minimo di 25 Euro/MWh.

Nonostante gli ultimi mesi siano stati caratterizzati da una volatilità dei prezzi contenuta, l'arrivo dell'inverno, con eventuali ondate di freddo, potrebbe causare un incremento della domanda intercontinentale di gas che potrebbe causarne un aumento di prezzo con conseguente aumento del prezzo dell'energia. A mitigare parzialmente questo rischio intervengono gli stoccaggi di gas europei, che alla fine del Q3 2023 avevano raggiunto livelli molto alti, superiori a quelli di tutti e 5 gli anni passati. In ogni caso, il prezzo dell'energia nel nostro paese soffrirebbe maggiormente, rispetto al resto dell'Europa, gli effetti di possibili rialzi del prezzo del gas a causa della nostra ancora forte dipendenza da tale combustibile.

Andamento mensile dei volumi zionali acquistati (asse sx) e del PUN (asse dx)



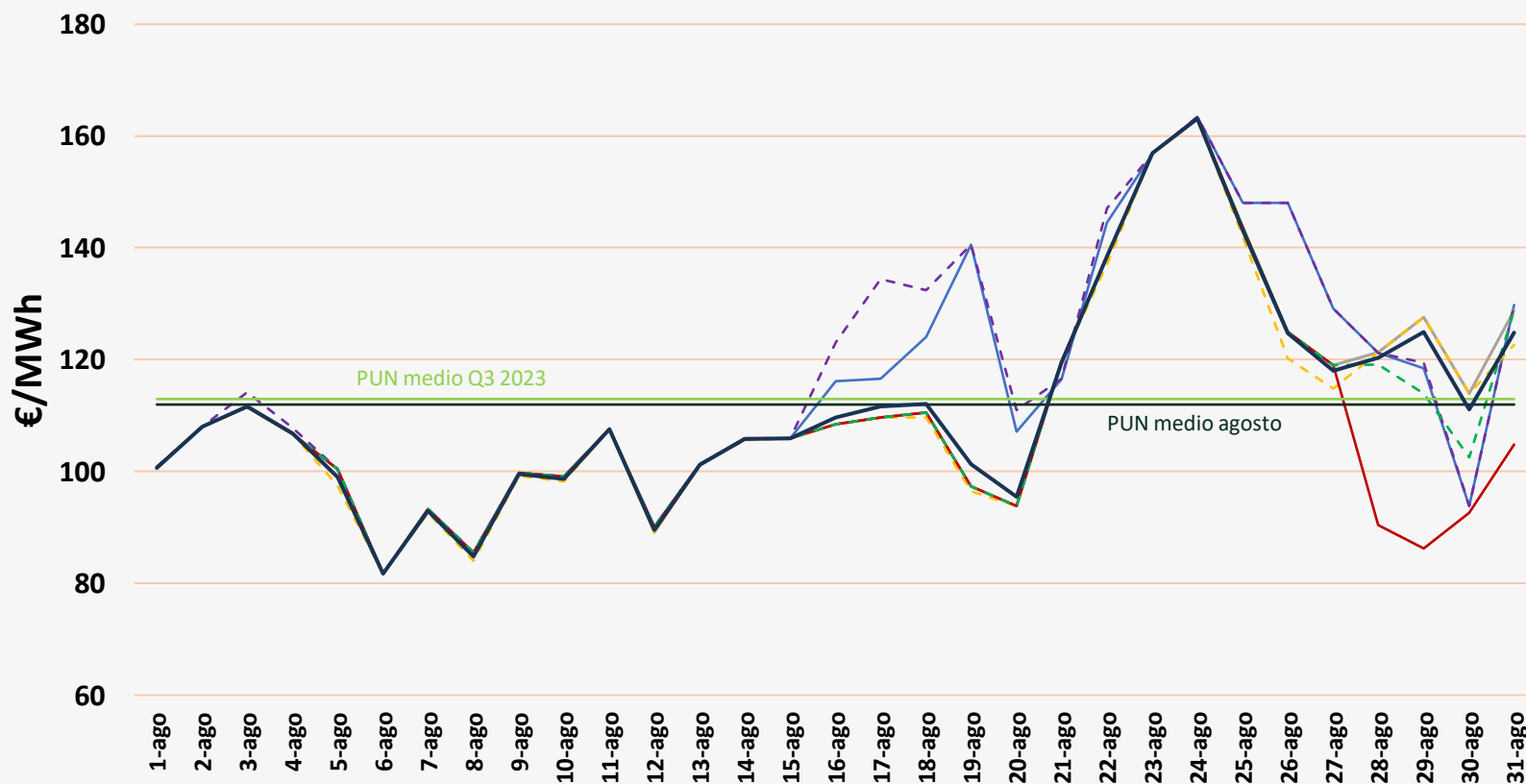
Luglio: andamento giornaliero di PUN e prezzi zionali



Dettagli dei prezzi giornalieri di luglio (€/MWh)

Prezzi	Media	Max	Min
PUN	112,50	134,77	80,62
Calabria	113,03	134,77	81,68
Centro Nord	112,63	134,77	81,68
Centro Sud	113,21	134,77	81,68
Nord	110,61	134,77	79,59
Sardegna	113,21	134,77	81,68
Sicilia	116,96	146,73	81,68
Sud	113,19	134,77	81,68

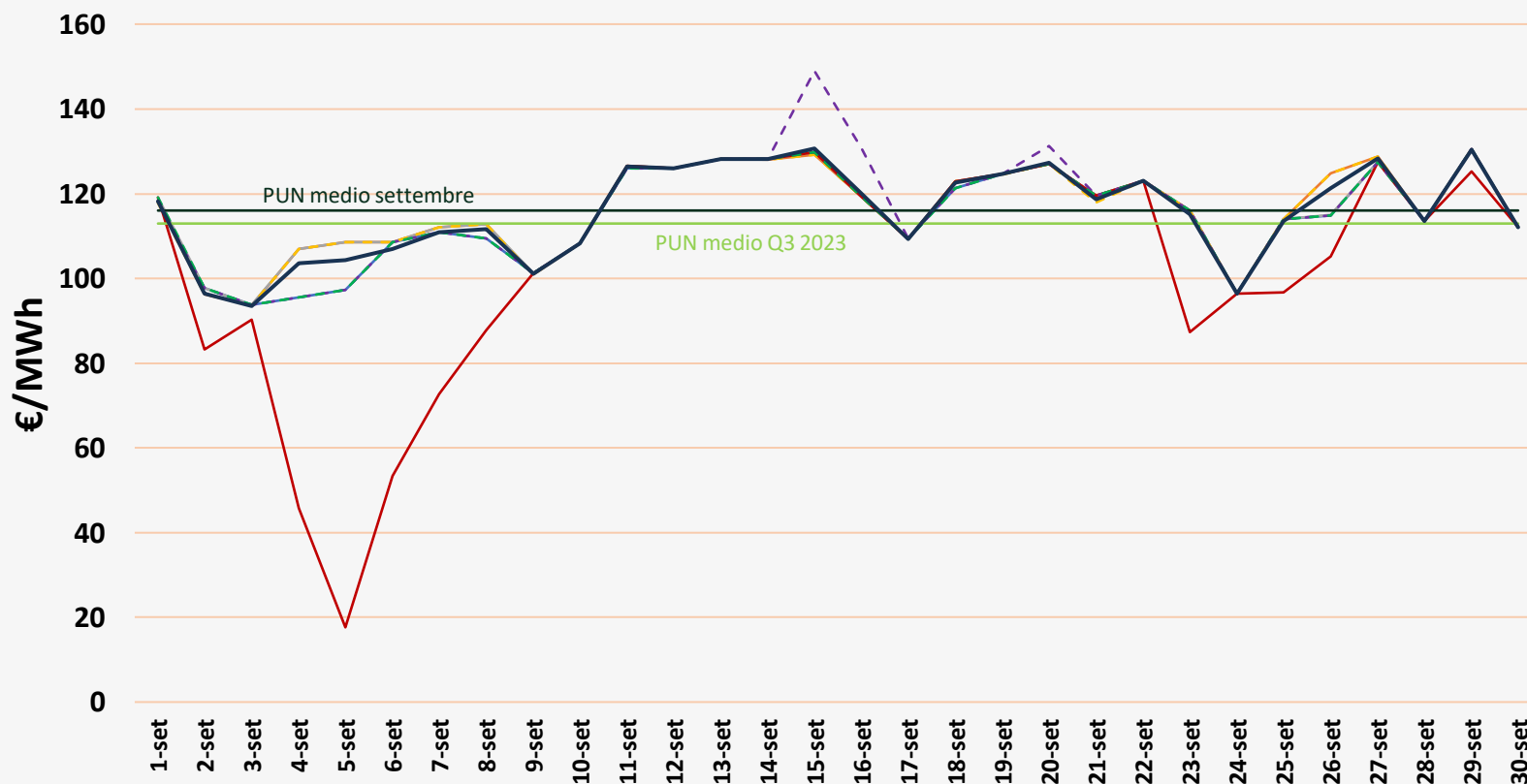
Agosto: andamento giornaliero di PUN e prezzi zonal



Dettagli dei prezzi giornalieri di agosto (€/MWh)

Prezzi	Media	Max	Min
PUN	111,89	163,11	81,74
Calabria	115,21	163,37	81,74
Centro Nord	112,05	163,08	81,74
Centro Sud	112,08	163,08	81,74
Nord	111,17	163,08	81,74
Sardegna	108,29	163,08	81,74
Sicilia	116,65	163,37	81,74
Sud	111,21	163,08	81,74

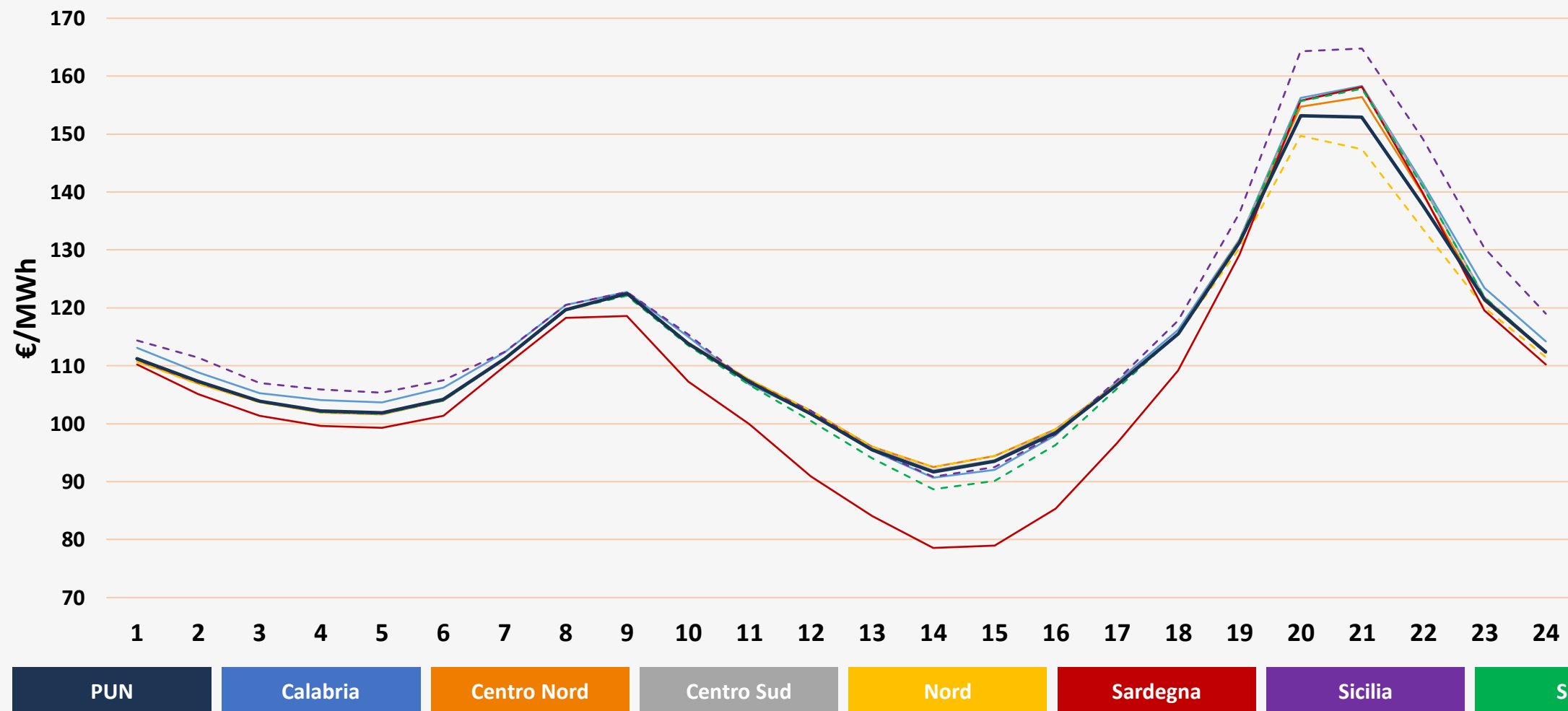
Settembre: andamento giornaliero di PUN e prezzi zionali



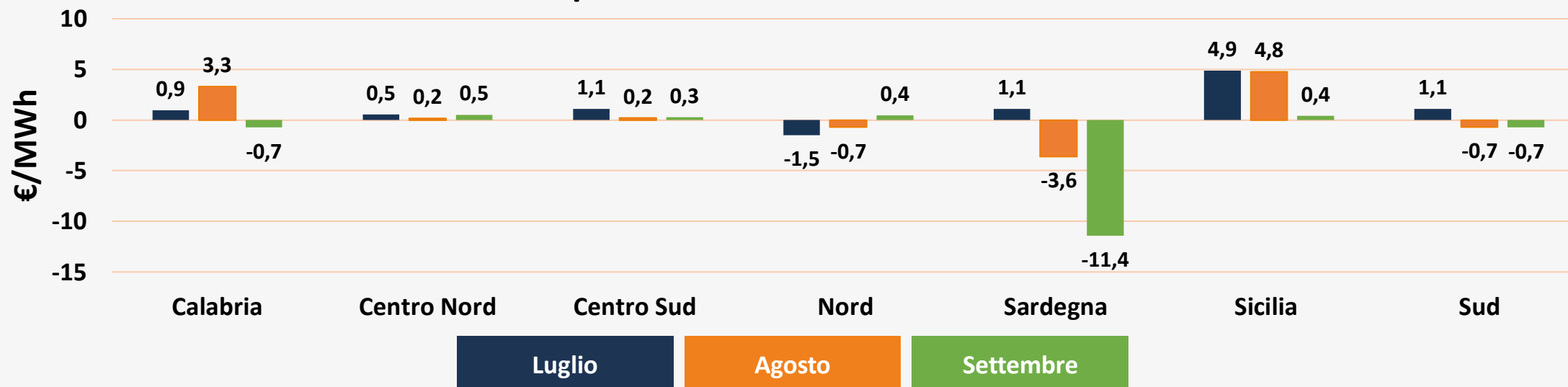
Dettagli dei prezzi giornalieri di settembre (€/MWh)

Prezzi	Media	Max	Min
PUN	115,70	130,62	93,56
Calabria	114,95	130,52	93,80
Centro Nord	116,22	130,52	93,62
Centro Sud	115,96	130,52	93,80
Nord	116,15	130,52	93,62
Sardegna	104,26	129,84	17,63
Sicilia	116,12	149,01	93,80
Sud	114,99	130,52	93,80

Andamento di PUN e prezzi zonali medi orari nel Q3 2023



Spread zonali mensili Q3 2023



Gli spread zonali nel Q3 2023 sono risultati abbastanza contenuti in tutte le zone tranne in Sardegna a settembre e in Sicilia a giugno e luglio. La causa principale dello spread negativo in Sardegna è stata un'interruzione del funzionamento del cavo di collegamento dell'isola con il resto dell'Italia nel periodo 04-08 settembre. Infatti, durante tali giorni, la scarsa domanda locale unitamente a una forte produzione fotovoltaica ha avuto come conseguenza 73 ore con PZ pari a 0. Tale fenomeno mette in luce l'importanza dell'aumento della capacità di accumulo nei prossimi anni quando, grazie all'aumento di potenza fotovoltaica connessa alla rete, il numero di giornate caratterizzate da un overgeneration di energia rinnovabile durante le ore centrali del giorno aumenterà sensibilmente.

In Sicilia lo spread zonale positivo registrato durante i mesi di giugno e luglio è attribuibile a giorni durante i quali la domanda di energia è stata alta, soprattutto durante le ore serali come si può osservare nel grafico a pag. 8, a causa del caldo intenso. Infatti, nei giorni compresi fra il 19 e il 25 luglio, in Sicilia sono stati registrati dei prezzi orari su MGP superiori a 200 Euro/MWh, fino a raggiungere un picco di 400 Euro/MWh durante la sera 25 luglio. Tali giorni sono stati i più caldi dell'anno, con temperature record che hanno sfiorato i 48°. Gli eventi appena descritti evidenziano l'entità dei possibili impatti dell'aumento delle ondate di calore, quindi del cambiamento climatico, sul sistema elettrico e sui prezzi dell'energia.

Solar captured-price: valori medi mensili in percentuale rispetto ai prezzi zionali base-load

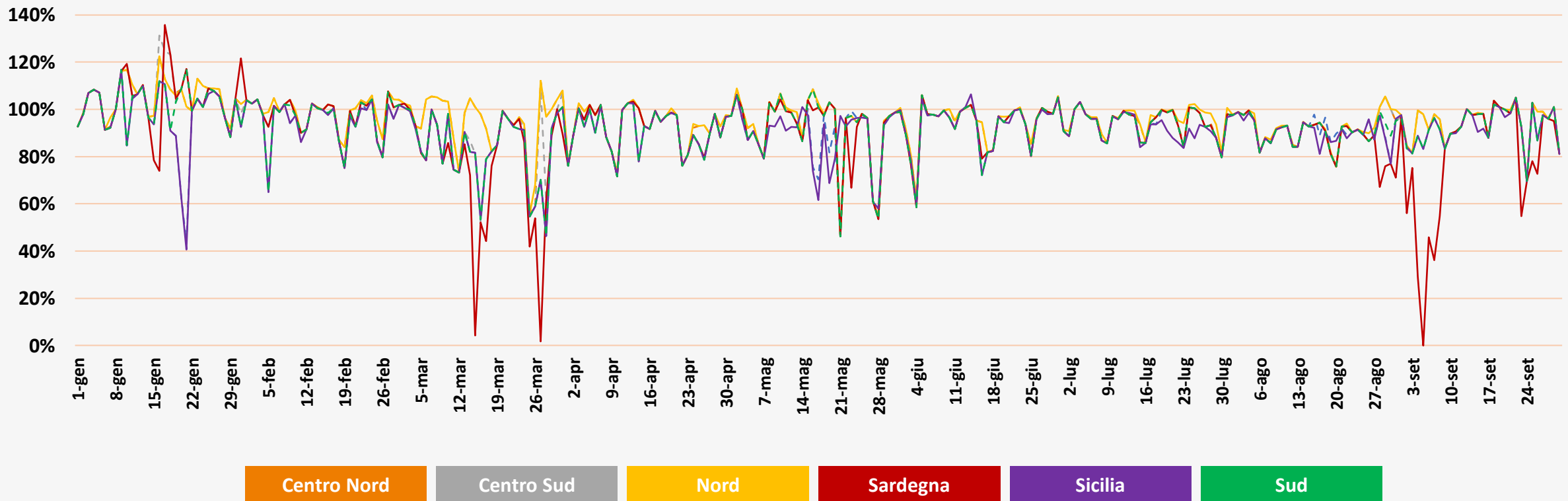
Luglio	
Zona	%
Calabria	94%
Centro Nord	95%
Centro Sud	95%
Nord	97%
Sardegna	95%
Sicilia	92%
Sud	95%

Agosto	
Zona	%
Calabria	91%
Centro Nord	92%
Centro Sud	92%
Nord	93%
Sardegna	89%
Sicilia	91%
Sud	91%

Settembre	
Zona	%
Calabria	93%
Centro Nord	95%
Centro Sud	94%
Nord	95%
Sardegna	86%
Sicilia	93%
Sud	93%

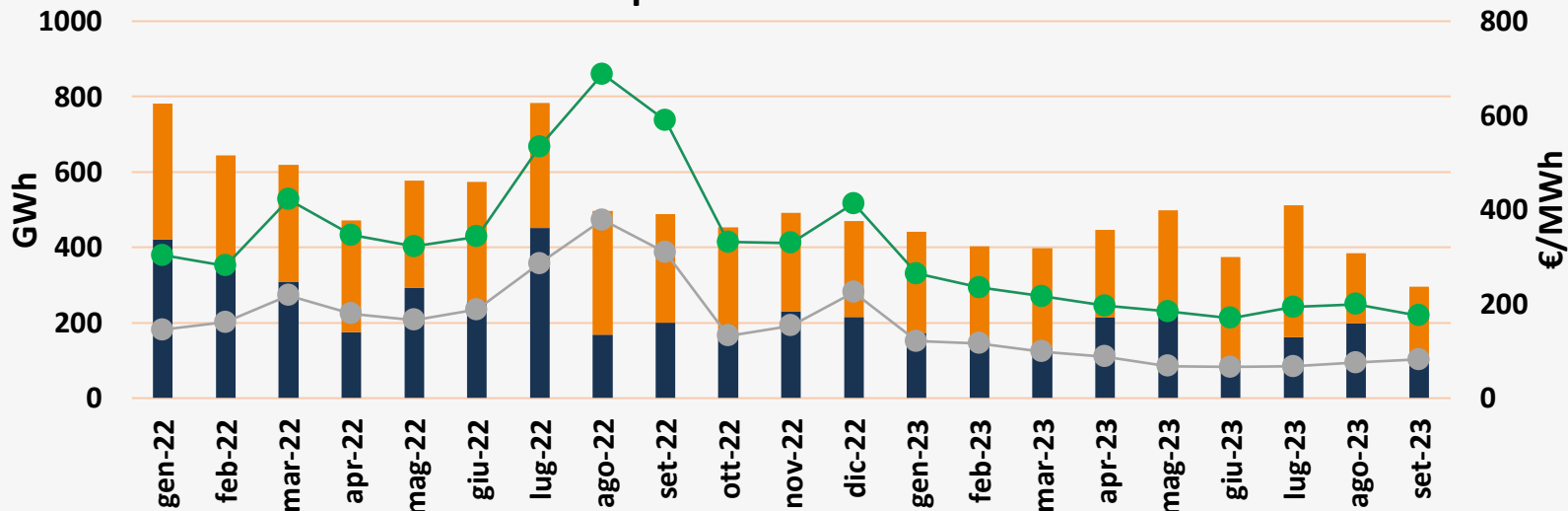
Il prezzo «catturato» da una certa tecnologia è il prezzo medio al quale un generatore riuscirà a vendere l'energia in un dato periodo di tempo. I prezzi spot sono gli stessi per tutti i soggetti ma la stagionalità della produzione, che caratterizza alcune tecnologie come il solare e l'eolico, può limitare la possibilità di vendere energia sul mercato ad alcuni momenti della giornata. Per esempio, la produzione di un generatore fotovoltaico si verifica durante determinate ore e abbasserà il prezzo spot dell'energia di quelle ore. Quindi, il prezzo catturato dal profilo fotovoltaico potrebbe essere inferiore a cosa otterrà una centrale CCGT perché questa potrà vendere anche durante le ore in cui il prezzo è più alto e il fotovoltaico non produce. Durante il Q3 2023 il prezzo medio «catturato» dal profilo fotovoltaico è risultato più basso di circa il 5%-10% rispetto ai prezzi zionali base-load. L' unica zona ad essersi distinta dalle altre è stata la Sardegna, che durante i mesi di agosto e settembre ha registrato un solar-captured price rispettivamente pari a 89% e a 86%, valori più bassi rispetto alle altre zone. I driver che hanno condotto a tali valori sono due: l'alta produzione da fonti rinnovabili e la scarsa domanda di energia per la regione Sardegna, dovuta soprattutto a un'interruzione del funzionamento del cavo di collegamento con la penisola italiana nel periodo 04-08 settembre. In prospettiva ci si aspetta che il solar captured-price diminuisca sensibilmente all'aumentare della potenza fotovoltaica installata e potrebbe verificarsi la c.d. «cannibalizzazione» del prezzo, con diverse ore in cui i prezzi zionali diventano nulli o negativi ed il prezzo di cattura del solare si riduce drasticamente. Per il calcolo del solar captured-price come ore di produzione del solare sono stati assunti gli intervalli 7-20, 7-19 e 8-19 rispettivamente per i mesi di luglio, agosto e settembre.

Andamento giornaliero del solar captured-price in percentuale rispetto ai prezzi zonali base-load

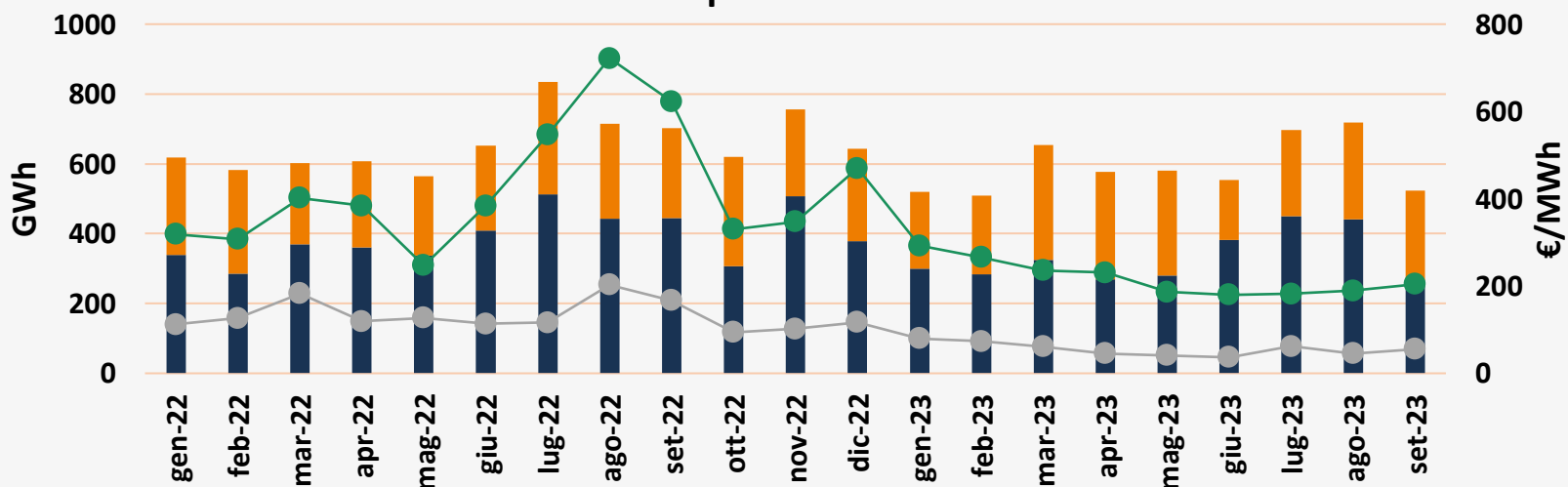


MSD: prezzi e volumi scambiati su MSD ex-ante e su MB

Andamento mensile di prezzi e volumi scambiati su MSD ex-ante



Andamento mensile di prezzi e volumi scambiati su MB



Volumi a salire (sx)

Volumi a scendere (sx)

Prezzo medio a salire (dx)

Prezzo medio a scendere (dx)

I prezzi registrati su MSD nel 2022 e nel 2023 hanno mediamente seguito l'andamento dei prezzi registrati su MGP. Osservando il primo grafico si può notare come i volumi scambiati su MSD ex-ante siano scesi anche grazie alle azioni messe in campo da Terna per l'efficientamento del mercato dei servizi, come conseguenza del «Sistema di incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento» previsto dall'ARERA per Terna per il periodo 2022-2024. Fra le azioni intraprese da Terna forse la più importante è l'introduzione della semibanda asimmetrica per l'approvvigionamento di riserva secondaria che «consente al TSO una riduzione dei volumi selezionati in MSD relativi alla copertura del fabbisogno di riserva secondaria, poiché introduce la possibilità di dimensionare una banda di regolazione di ampiezza differente nel verso a scendere e a salire sul singolo impianto abilitato.»

(Fonte: Workshop Terna UdD 29/09/23)

Prodotto pomeridiano (200 MW)

Area di assegnazione	Asta mensile 2023
Area A	160 MW
Area B	40 MW

Prodotto serale 1 (400 MW)

Area di assegnazione	Asta mensile 2023
Area A	320 MW
Area B	80 MW

Prodotto serale 2 (400 MW)

Area di assegnazione	Asta mensile 2023
Area A	320 MW
Area B	80 MW

La delibera 300/2017/R/eel prevede che la partecipazione al MSD avvenga anche su base aggregata, attraverso le Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), ovvero unità virtuali caratterizzate dalla presenza sia di UP che di UC.

Il progetto pilota UVAM prevede, infatti, che i servizi resi dalle UVAM siano, in alternativa, selezionati e remunerati tramite la normale partecipazione al MSD, ovvero presentando offerte su tale mercato, oppure con l'approvvigionamento a termine delle risorse tramite un'asta al ribasso svolta da Terna al cui termine le risorse selezionate, a fronte di remunerazione fissa (in euro/MW/periodo), si impegnano ad offrire la flessibilità sul MSD in determinate ore del giorno ad un prezzo massimo predefinito (*strike price*).

(Fonte: Delibera ARERA 702/2022/R/eel)

Il contingente UVAM totale messo a gara da Terna è pari a 1.000 MW. Nel 2022 era suddiviso nei prodotti «annuale» e «mensili» e per ognuno di questi a sua volta esistevano il prodotto «pomeridiano» e i prodotti «serale 1» e «serale 2». Per il 2023, in attesa che venisse approvato il nuovo regolamento UVAM, è stato previsto che Terna utilizzasse la vigente procedura per l'approvvigionamento a termine di risorse di bilanciamento offerte dalle UVAM avvalendosi esclusivamente dei prodotti mensili, fino alla data in cui entrerà in vigore il nuovo regolamento, ovvero fino al termine del 2023.

Inoltre, il contingente UVAM è distribuito su due aree: 800 MW per l'Area di Assegnazione A (costituita dalle zone di mercato Nord e Centro-Nord) e 200 MW per l'Area di Assegnazione B (costituita dalle zone di mercato Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna). Il prodotto «pomeridiano» si applica alle ore 15-00-18.00 dei giorni feriali e ha un premio massimo pari a 22.500 Euro/MW/anno. Lo strike price è 200 Euro/MWh. Il prodotto «serale 1» si applica alle ore 18.00-22.00 dei giorni feriali e ha un premio massimo pari a 30.000 Euro/MW/anno. Lo strike price è pari a 400 Euro/MWh. Il prodotto «serale 2» è identico al «serale 1» ma lo strike price è pari a 200 Euro/MWh.

Andamento giornaliero del prezzo spot gas sul TTF



Il TTF, acronimo di «Title Transfer Facility», è l'indice utilizzato nel mercato olandese (gestito dalla borsa ICE Intercontinental Exchange, di proprietà di una società USA) per lo scambio virtuale del gas ed è uno dei principali mercati di riferimento per il settore in Europa.

Come accennato a pag. 3, il prezzo del gas medio durante il Q3 2023 è stato pari a 34 Euro/MWh, con un massimo di 44 Euro/MWh e un minimo di 25 Euro/MWh. Quindi, il trend ribassista di tale prezzo, iniziato al termine del 2022, è proseguito per tutto il 2023 riportando i valori ai livelli pre-crisi energetica. Tuttavia, potrebbero verificarsi degli aumenti repentini di prezzo a causa dell'evoluzione delle guerre in corso, oppure qualora la domanda di gas salisse come conseguenza di eventi climatici invernali estremi.

Andamento giornaliero dei prezzi spot EUA



L'EU ETS (*Emission Trading System*) funziona secondo il principio "cap and trade". Viene fissato un massimale alle quantità totali di determinati gas climalteranti che possono essere emesse dagli impianti che rientrano nel meccanismo. Tali impianti acquistano o ricevono quote di emissione, le EUA, che corrispondono ad una tonnellata di CO₂. Il limite al numero totale di quote garantisce che abbiano un valore e, inoltre, tale limite è stato ridotto e verrà ridotto negli anni in modo che le emissioni totali diminuiscano nel tempo.

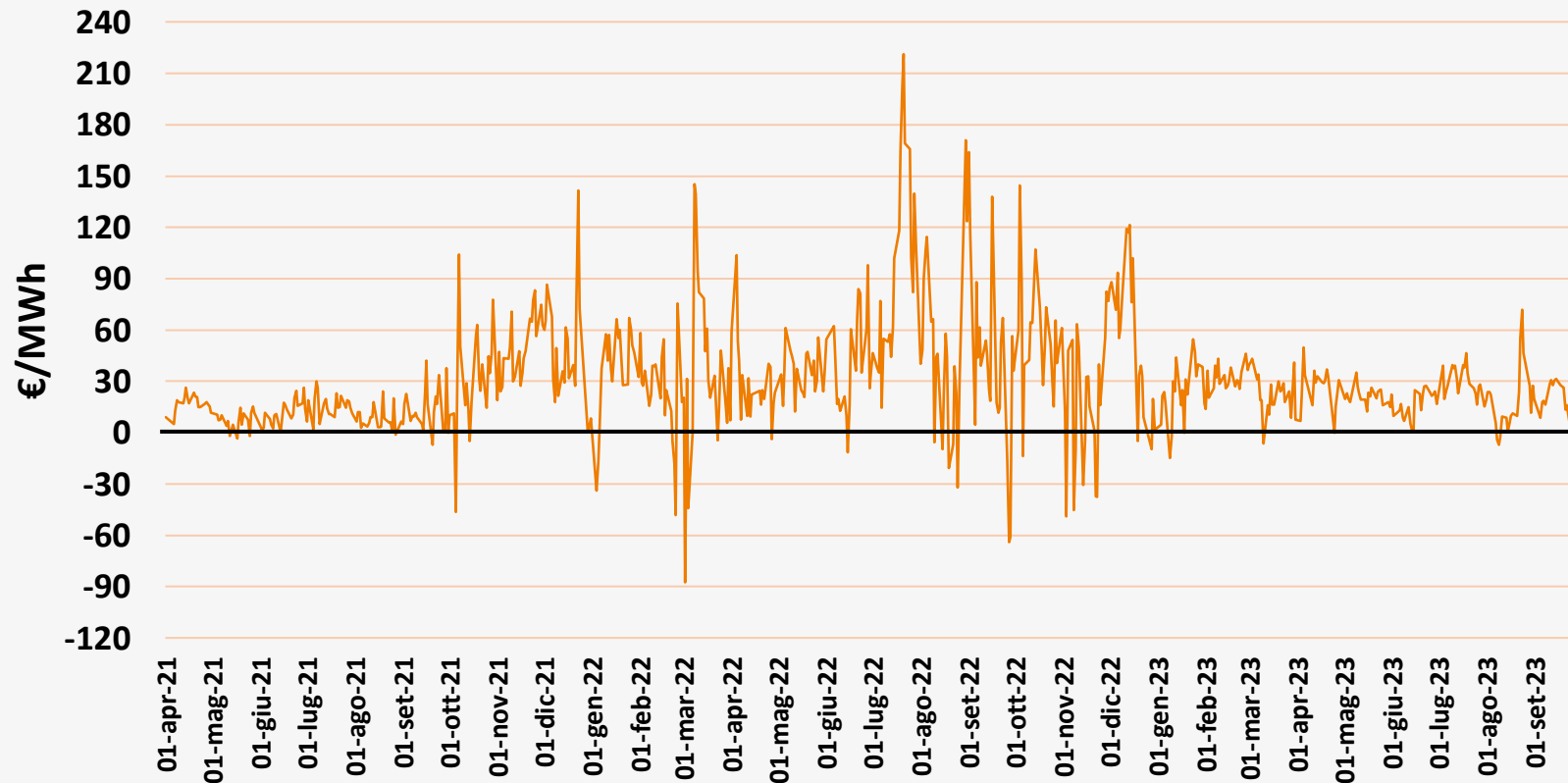
Al termine di ogni anno, ogni titolare di impianto deve restituire quote sufficienti per coprire interamente le proprie emissioni, altrimenti incorre in pesanti sanzioni. Se un impianto riduce le proprie emissioni, può conservare le quote per i periodi futuri oppure venderle a un altro impianto che ne necessita.

Dopo avere raggiunto i massimi storici nel mese di febbraio 2023, il prezzo della CO₂ durante il Q2 e il Q3 2023 ha oscillato nel range 75-95 Euro/Ton, presentando una discreta volatilità fino a fine agosto.

Successivamente, durante il mese di settembre, tale prezzo sembrerebbe essersi assestato intorno agli 80 Euro/MWh, con scarsa variabilità.

Importante sarà l'impatto del nuovo regolamento CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*), che entrerà in vigore nella sua fase transitoria a partire dal 1° ottobre 2023. Tale regolamento, una volta pienamente introdotto, permetterà di «catturare» più del 50% delle emissioni nei settori coperti dall'ETS.

Andamento giornaliero del clean-spark spread TTF



Il clean-spark spread è un indicatore che rappresenta la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica (in Italia il PUN) e i costi del gas e della CO₂. Per il CSS raffigurato nel grafico a sinistra, sono stati utilizzati i prezzi del gas registrati sul TTF.

In pratica il CSS è il margine «lordo» che rimane ai produttori termoelettrici a remunerazione delle loro centrali CCGT.

Nel corso del 2022 il clean-spark spread è esploso, superando i valori relativi al secondo e al terzo trimestre del 2021. Tale trend indica che i produttori termoelettrici hanno realizzato dei margini di guadagno superiori alla normalità.

Successivamente, nei primi mesi del 2023, il CSS si è notevolmente ridotto, rimanendo tuttavia in media più alto rispetto ai valori pre-crisi. In particolare, durante il Q1, il Q2 e il Q3 2023 i valori medi del CSS sono stati rispettivamente 26, 21 e 22 Euro/MWh, mentre il valore pre-crisi era circa 12 Euro/MWh. Quindi, come sembrano essersi stabilizzati il PUN e il prezzo del gas, sembrerebbe essersi stabilizzato anche il margine dei produttori termoelettrici ad un valore pari a circa il doppio del valore pre-crisi.