

Descrizione dell'attività di manutenzione e sviluppo dei principali modelli matematici per la simulazione del sistema energetico e dei mercati energetici

Federica Davò, Nathan Giovannini, Andrea Alberizzi, Cinzia Bonaldo, Imma Serra, Lisa Mazzoleni, Asya Rivoltella, Michele Sormani

2023

Progetto Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti

Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema Elettrico Nazionale



Accordo di programma 2022-2024 con il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale.

Progetto Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti

Work Package WP1 – Studi sulla Regolazione e sul Funzionamento dei Mercati Energetici

Linea di Attività LA1.04 – Aggiornamento e sviluppo di modelli matematici e studi quantitativi per: MI, MSD, Sistemi energetici integrati, Mercato della Capacità, Aggregatori, Mercati locali dell'energia, Partecipazione ai mercati degli impianti rilevanti, Gaming degli operatori di mercato

Codice identificativo RT-2.09-1.04-001

Titolo: Descrizione dell'attività di manutenzione e sviluppo dei principali modelli matematici per la simulazione del sistema energetico e dei mercati energetici

Autori: Federica Davò, Nathan Giovannini, Andrea Alberizzi, Cinzia Bonaldo, Imma Serra, Lisa Mazzoleni (UniBG),

Asya Rivoltella (UniBG), Michele Sormani (UniBG)

Verificatori: Alessandro Zani

Approvatori: Michele Benini, Dario Siface

Tipologia di documento: RAPPORTO

Data di emissione: 31/12/2023

Note: prima emissione

© Copyright 2023 by Ricerca sul Sistema Energetico-RSE S.p.A.

Contributo/i liberamente utilizzabile/i a condizione che venga chiaramente e visibilmente citata la società titolare.

Per la tutela dell'ambiente, prima di stampare questo documento pensa bene se è veramente necessario.



INDICE

INDICE	3
SOMMARIO.....	5
1 - INTRODUZIONE	6
2 - IL MERCATO ITALIANO DELLA CAPACITÀ	10
2.1 Curva di domanda	14
2.1.1 <i>Costruzione del parco di generazione sovradimensionato</i>	14
2.1.2 <i>Costruzione del Punto D</i>	16
2.1.3 <i>Implementazione del Punto C</i>	17
2.1.4 <i>Implementazione dei punti B e A</i>	19
2.1.5 <i>Risultati delle simulazioni</i>	19
2.2 Curva di offerta	20
2.2.1 <i>Stima della CDP</i>	20
2.2.2 <i>Analisi dei premi</i>	22
2.2.3 <i>Individuazione dei premi</i>	25
2.3 Intersezione delle curve	27
2.3.1 <i>Traslazione della curva di offerta verso sinistra</i>	29
2.3.2 <i>Traslazione della curva di offerta verso destra</i>	32
3 - IL SIMULATORE INTEGRATO	34
3.1 Modellazione della cattura e stoccaggio della CO ₂ e del processo di metanazione	34
3.1.1 <i>Set</i> 35	
3.1.2 <i>Parametri</i>	35
3.1.3 <i>Variabili</i> 35	
3.1.4 <i>Vincoli</i> 36	
3.1.5 <i>Caso studio: impatto nello scenario italiano al 2030</i>	39
3.2 Modellazione delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento	49
3.2.1 <i>Set e sub-set</i>	51
3.2.2 <i>Parametri</i>	51
3.2.3 <i>Scalari</i> 52	
3.2.4 <i>Variabili</i> 52	
3.2.5 <i>Bilanci di rete</i>	52
3.2.6 <i>Bilancio di accumulo</i>	53
3.2.7 <i>Variabili intersettoriali</i>	54
3.3 Equazione di bilancio elettrico zonale	55
3.4 Equazione di bilancio gas	56
3.5 Funzione obiettivo	56
4 - SIMULAZIONE DELLE OFFERTE PER IL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO	58
4.1 Analisi della letteratura	59
4.2 Correlazione tra MSD e MGP	60
4.3 Utilizzo di una rete neurale	61
4.3.1 <i>Funzionamento, input e output della rete neurale</i>	62
4.3.2 <i>Definizione del numero di neuroni</i>	62
4.3.3 <i>Risultati della rete neurale</i>	63
4.4 Costruzione dei gradini di offerta	64
4.4.1 <i>Costruzione dei prezzi dei gradini di offerta</i>	64
4.4.2 <i>Costruzione della quantità dei gradini di offerta</i>	66



4.5 Flusso di lavoro	66
5 - DOWNLOAD DATI DA ENTSO-E	68
5.1 Dati scaricabili	68
5.2 Parametri	68
5.3 Metodo per il download dati	69
5.3.1 <i>Download dati Load</i>	69
5.3.2 <i>Download dati Generation</i>	70
5.3.3 <i>Download dati Transmission</i>	71
5.3.4 <i>Download dati balancing</i>	72
5.3.5 <i>Download dati outages</i>	73
5.3.6 <i>Download dati congestion management</i>	74
6 - CONCLUSIONI	76
7 - BIBLIOGRAFIA	78
8 - ACRONIMI	81



SOMMARIO

Il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 pone il focus sull'alta penetrazione di fonti rinnovabili, sull'ingresso di nuove tecnologie e su una sempre maggiore integrazione tra il settore elettrico e quello gas. In questo rapporto sono riportate le descrizioni dei modelli matematici, nuovi o in aggiornamento a modelli già esistenti in RSE, per la simulazione dei mercati energetici e dei sistemi energetici integrati a supporto delle analisi sulla loro evoluzione e operatività. In primo luogo, è stato analizzato il Mercato della Capacità italiano. L'aleatorietà delle fonti rinnovabili, infatti, pone il problema di riuscire a soddisfare la domanda per ogni ora dell'anno, ovvero di avere un sistema elettrico adeguato. Per tali motivi anche in Italia, come in altri Paesi Europei, è stato introdotto un meccanismo di remunerazione della capacità di generazione elettrica, al fine di incentivare gli operatori di mercato a non dismettere gli impianti esistenti indispensabili ed a costruirne di nuovi, se necessario. Obiettivo principale del lavoro è stato la costruzione della curva di domanda al 2025. Successivamente, tramite alcune semplificazioni, è stata stimata la curva di offerta al fine di avere un esempio applicativo per poter stimare l'incrocio delle due curve per l'anno di consegna 2025.

Successivamente, si illustrano gli sviluppi apportati al simulatore integrato di RSE. Infatti, la forte integrazione che stiamo vivendo tra sistema elettrico e sistema gas pone l'attenzione su modelli in grado di rappresentare in maniera realistica la sinergia tra vettori energetici differenti. Nell'ottica di approfondire ulteriormente tali sinergie tra i settori energetici, sono stati individuati due ambiti di sviluppo: la cattura e sequestro di CO₂ e i processi di metanazione da una parte, le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento dall'altra. Tali elementi sono stati inseriti nel simulatore integrato gas-elettrico precedentemente sviluppato da RSE al fine di conferirgli maggiore possibilità per future analisi. Un altro aspetto rilevante nell'ambito della modellizzazione, inoltre, è il riuscire a simulare correttamente le strategie di offerta degli operatori che partecipano al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, soprattutto in ambito di simulazioni di scenario. L'obiettivo è stato raggiunto raccogliendo inizialmente informazioni statistiche da poter poi applicare successivamente. Inoltre, la complessità delle relazioni tra i dati storici ha portato alla scelta di utilizzare una rete neurale per meglio implementare tale complessità nella costruzione delle offerte.

Infine, per agevolare lo sviluppo di modelli si è iniziato uno studio per il download dei dati da piattaforme pubbliche. Viene quindi presentata la prima procedura per il download dei dati dalla piattaforma ENTSO-E.

Keywords: MSD, MI, Multienergy, Capacity Market, Modelli di ottimizzazione, CCUS, Metanazione

1 - INTRODUZIONE

Il progetto “Supporto alla regolazione: evoluzione dei mercati; innovazione nel disegno e nella gestione delle reti” sviluppa, all'interno del Triennio 2022-2024 di Ricerca di Sistema (RdS), attività di ricerca negli ambiti dello studio dell'evoluzione della regolazione e della configurazione dei mercati energetici, dell'evoluzione del ruolo del Distributore e dell'integrazione dei sistemi energetici con l'obiettivo di supportare al meglio e favorire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico (Figura 1.1).



Figura 1.1 – Le tematiche affrontate dal Progetto RdS 2.9 in ottica di supporto al processo di decarbonizzazione e le loro interrelazioni.

Nel contesto sopra descritto, le attività presentate in questo rapporto sono in continuità con le attività di sviluppo e aggiornamento dei modelli matematici avviate nei precedenti periodi di ricerca di sistema (in particolare per i progetti 2.1 e 2.4); relativamente al WP1 del Progetto 2.09, esse sono svolte lungo tutto il Triennio – nell'ambito delle linee di attività LA 1.02, LA 1.04 e LA 1.06 – e proseguiranno anche oltre (Figura 1.2). I modelli matematici interessati sono sviluppati anche ricevendo l'input dalle analisi regolatorie svolte nelle linee di attività LA 1.01 e LA 1.03; sono utilizzati anche nell'ambito di altre attività in altre LA del progetto e per le analisi di scenario del Progetto 2.02.

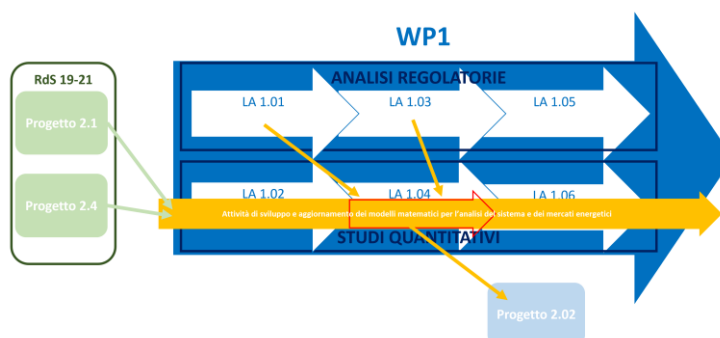


Figura 1.2 – Inquadramento delle attività qui riportate (freccia rossa) all'interno della struttura del WP1 e del Progetto RdS 2.09.



Nel presente rapporto sono riportate diverse attività inerenti modelli matematici, nuovi o in aggiornamento a modelli già esistenti in RSE, per la simulazione dei mercati energetici e dei sistemi energetici integrati a supporto delle analisi sulla loro evoluzione e operatività.

Al fine di raggiungere gli obiettivi climatici al 2030, negli ultimi anni gli stati membri dell'Unione Europea stanno incrementando la generazione rinnovabile non programmabile, a scapito di quella fossile. Una delle problematiche legate alla transizione energetica è legata all'incertezza sull'adeguatezza del sistema elettrico, ovvero sulla capacità di soddisfare la domanda in ogni momento dell'anno, indipendentemente dall'aleatorietà delle fonti rinnovabili. Tale problematica nasce anche dal fatto che la rilevante penetrazione delle fonti rinnovabili ha un effetto ribassista sui prezzi dei mercati spot, con un conseguente impatto economico sugli impianti termoelettrici, che potrebbero diventare sempre meno remunerativi al punto da non riuscire più a coprire i costi di produzione. Per questi motivi alcuni operatori di mercato potrebbero arrivare a sospendere la propria produzione, mettendo ancora più a rischio l'adeguatezza del sistema elettrico.

Per tali motivi, negli ultimi anni, in diversi paesi europei è stato introdotto, o si sta introducendo, un Meccanismo di Remunerazione della Capacità (MRC) di generazione elettrica, con l'obiettivo principale di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. Questa esigenza nasce anche dalla volontà di assicurare un segnale di prezzo di medio-lungo periodo agli operatori di mercato, altrimenti esposti alla volatilità dei prezzi dei mercati elettrici. Introducendo un Meccanismo di Remunerazione della Capacità, gli operatori di mercato sarebbero incentivati a continuare la produzione, garantendo al contempo l'adeguatezza del sistema, oppure anche, ove necessario, ad investire in nuova capacità di generazione.

Per questi motivi anche in Italia negli ultimi anni è stato introdotto un meccanismo di remunerazione, la cui prima asta si è tenuta nel 2019 per l'anno di consegna 2022.

L'esigenza di un meccanismo per poter far fronte ai problemi legati all'adeguatezza del sistema elettrico nazionale si era già manifestata a partire dal 2003 a seguito del blackout verificatosi il 28 settembre. L'evento, che interessò praticamente tutta l'Italia ad esclusione della Sardegna, la quale riuscì a mantenere il funzionamento "in isola" del suo sistema elettrico, e di alcune isole minori, generò una delle più grandi crisi elettriche della storia del Paese. Il blackout per la verità si verificò non per problemi di adeguatezza, ma a partire dal guasto, causato dalla caduta di un albero, di una linea che collegava Italia e Svizzera e che portò alla successiva redistribuzione dei flussi di importazione sui collegamenti transfrontalieri ancora funzionanti, causandone il sovraccarico ed il successivo distacco. Questa concatenazione di eventi portò l'intera Italia a ritrovarsi senza energia elettrica attorno alle 03:27 del mattino e la situazione fu risolta solo dopo molte ore, cominciando dal nord per poi arrivare, in modo graduale, fino al sud [1]. A partire da questo episodio si arrivò quindi all'emanazione del Decreto Legislativo n. 379/03 [2] con il quale si elaborò una proposta al fine di disciplinare un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva [3].

Il mercato della capacità italiano così come lo conosciamo oggi, però, nasce a partire dal 2019 con il rilascio del Decreto Ministeriale del 28 giugno [4]. Grazie a quest'ultimo decreto venne approvata la proposta di disciplina del mercato della capacità elaborata da Terna e si rese operativo il MRC per i periodi di consegna relativi agli anni 2022 e 2023. Questa nuova tipologia di mercato si affianca a quelli già esistenti, gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), ossia: il Mercato del Giorno Prima (MGP), il Mercato Infra-giornaliero (MI) e il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). In generale, quindi, lo scopo del mercato della capacità italiano è quello di assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva in modo tale da riuscire a coprire in ogni momento la domanda nazionale con gli adeguati margini di riserva [5].

Nello specifico, un sistema viene considerato adeguato quando c'è un costante bilanciamento tra domanda e offerta e, dunque, quando la capacità disponibile è pari alla domanda di energia richiesta in ogni ora e in ogni zona del Paese, più un determinato margine di riserva per garantirsi da eventuali guasti a generatori o a infrastrutture di rete. I problemi legati all'adeguatezza del sistema insorgono principalmente a causa della continua riduzione del numero di impianti



programmabili esistenti, conseguente anche al forte aumento, all'interno del mix di generazione, delle Fonti di energia Rinnovabili Non Programmabili (FRNP).

Obiettivo del presente lavoro, e trattato nel Capitolo 2 -, è quello di analizzare, dal punto di vista modellistico, le curve di domanda e le curve di offerta del mercato della capacità italiano elaborate da Terna a partire dal 2019, con l'obiettivo di effettuare una simulazione delle curve per l'anno di consegna 2025. In particolar modo, il lavoro è stato principalmente focalizzato sulla costruzione della curva di domanda. Successivamente, considerando alcune semplificazioni, è stata costruita la curva di offerta al fine di avere un esempio applicativo per poter effettuare l'incrocio delle due curve e delineare possibili andamenti.

Lo studio della curva di domanda e della curva di offerta è stato portato avanti con una collaborazione con l'Università di Bergamo.

Nel corso di un'altra collaborazione con l'Università di Bergamo [6], negli anni passati è stato sviluppato un modello matematico per la simulazione del sistema integrato gas-elettrico con lo scopo di rappresentare in maniera realistica la sinergia tra vettori energetici differenti. Nell'ottica di approfondire ulteriormente le sinergie tra i settori energetici all'interno del modello, sono stati individuati due ambiti di sviluppo: la cattura e sequestro di CO₂ e i processi di metanazione da una parte, le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento dall'altra.

Nell'ambito delle possibili forme di riduzione delle emissioni del sistema energetico, una possibilità è quella della cattura dell'anidride carbonica prodotta dagli impianti termoelettrici. La CO₂ catturata può essere immagazzinata oppure utilizzata per la produzione di prodotti a maggiore valore aggiunto. Un esempio dell'utilizzo della CO₂ è il processo di metanazione, che combina l'anidride carbonica con l'idrogeno per produrre metano sintetico. Tale prodotto, dalle caratteristiche identiche a quelle del metano di origine fossile, può competere con il gas naturale per la produzione di energia elettrica o per il soddisfacimento della domanda nazionale di gas.

Le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento sono riconosciute come strumenti capaci di contribuire alla decarbonizzazione del sistema termico, tramite un miglioramento dell'efficienza energetica e la potenzialità di essere alimentate con energia rinnovabile. La direttiva europea (UE) 2023/2413 [7] ha indicato per l'Italia l'obiettivo di una quota crescente di energie rinnovabili nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, tale da raggiungere una penetrazione del 48% al 2030. Inoltre, tramite lo storico utilizzo di impianti di cogenerazione e la recente introduzione di tecnologie *power-to-heat*, quali le pompe di calore, le ultime generazioni di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento si stanno distinguendo come elementi caratterizzati da una spiccata intersettorialità, capaci di fornire flessibilità al sistema energetico¹.

L'introduzione, come riportata nel Capitolo 3 -, della modellazione della cattura e stoccaggio della CO₂, degli impianti di metanazione e delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento conferisce maggiore completezza allo strumento di simulazione sviluppato negli ultimi anni, arricchendo le future analisi sul sistema energetico integrato.

In un mercato sempre più integrato, con un maggior numero di risorse in grado di fornire diversi tipi di servizi alla rete e con una sempre maggiore quantità di fonti rinnovabili non programmabili (a scapito della produzione da impianti termoelettrici), il ruolo del mercato dei servizi di dispacciamento risulta sempre più importante.

Nel corso del presente triennio di ricerca 2022-2024, nel progetto 2.9, è stato sviluppato il modello RUC (*Residual Unit Commitment*), un modello matematico per la simulazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento che considera come input i risultati in esito a MGP. La versione descritta nel rapporto [8] voleva essere una nuova edizione aggiornata del modello, per raccogliere tutte le sfumature e i cambiamenti visti su MSD e permettere un'analisi più coerente dei risultati, rivedendo il precedente modello sviluppato e utilizzato da RSE [9]. Obiettivo del lavoro qui

¹ Ad esempio si possono vedere le attività svolte nell'ambito del progetto *Senenergy Nets* finanziato dai fondi Horizon cui RSE partecipa e le cui informazioni si possono trovare sul sito <https://senenergynets.eu/>



descritto è quello di aggiornare lo strumento di costruzione delle offerte di MSD, ovvero SimOff (Simulatore delle Offerte), precedentemente sviluppato in RSE [9], ma necessitante di un aggiornamento anche tenendo conto dei risultati storici ottenuti sui mercati negli ultimi anni. Per raggiungere tale obiettivo è stata innanzitutto effettuata un'analisi storica sui dati di mercato. Tale analisi ha permesso di raccogliere informazioni statistiche da poter poi applicare al modello sviluppato.

La complessità delle relazioni tra i dati storici emersa durante l'analisi statistica ha portato alla scelta di utilizzare una rete neurale per meglio implementare tale complessità nella costruzione delle offerte di MSD.

Una delle difficoltà maggiori nel costruire un tale modello per le offerte di MSD è legata al fatto che le ipotesi e i dati noti da poter utilizzare sono strettamente legati a uno scenario di medio-lungo periodo. Difatti, le simulazioni svolte attraverso il simulatore RUC sono tipicamente eseguite generalmente con il modello matematico SMTSim [10]; queste ultime sono solitamente effettuate su orizzonti temporali al 2030 o oltre. Questo implica che le uniche informazioni note sono quelle presenti nello scenario, come la generazione di ogni impianto, il prezzo di mercato, la produzione rinnovabile. Sono invece sconosciute le variabili esogene come condizioni meteorologiche, guasti alle linee di trasmissione, guasti ai generatori, tutti fattori che influenzano fortemente l'esito di MSD. Ed ecco perché si è scelto di costruire il modello per la simulazione delle offerte con una rete neurale, uno dei pochi strumenti in grado di replicare la complessità tra certe relazioni (come, ad esempio, quella tra prezzo MGP e prezzo MSD).

Il simulatore SimOff deve essere anche in grado di dettagliare, per ogni tecnologia che partecipa a MSD, le diverse quantità e i diversi prezzi da offrire per ogni gradino di offerta, sia a salire che a scendere. Ciò avviene considerando le analisi statistiche effettuate sugli anni storici presi in considerazione, così da implementare nella formulazione delle offerte le strategie osservate nel passato.

La costruzione del modello SimOff, le analisi statistiche effettuate sugli anni storici e l'utilizzo della rete neurale sono descritti nel Capitolo o.

Nel Capitolo 5 - viene infine presentata la procedura per il download dei dati dalla piattaforma ENTSO-E [11]. Ottenere facilmente i dati storici di mercato è fondamentale per agevolare lo sviluppo di modelli che richiedono un'analisi approfondita di tali dati. La procedura di download dati è attualmente in fase di miglioramento e verrà nei prossimi anni estesa ad altre piattaforme relative ai mercati dell'energia.

Nel Capitolo 6 - sono riportate le conclusioni e gli spunti di sviluppo futuro delle attività descritte in questo rapporto.

2 - IL MERCATO ITALIANO DELLA CAPACITÀ

In diversi Paesi europei, tra cui l'Italia, è stato introdotto, o si sta introducendo, un Meccanismo di Remunerazione della Capacità (MRC) di generazione elettrica, con l'obiettivo principale di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. In Italia la prima asta di tale meccanismo si è tenuta nel 2019 per l'anno di consegna 2022. Attraverso una collaborazione con l'Università di Bergamo si è approfondito tale tema con un focus sulla costruzione delle curve che determinano gli esiti delle aste.

Poiché i risultati delle aste per gli anni di consegna 2022-2023 sono pubblici [12], si è scelto di porsi come obiettivo quello di simulare il mercato della capacità italiano per l'anno di consegna 2025. Ciò significa costruire una curva di domanda e una curva di offerta che simulino il sistema elettrico per l'anno desiderato e che comprendano i costi opportunità degli impianti nel partecipare a tale mercato.

L'esigenza di un mercato della capacità nasce dal voler garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nel medio-lungo periodo. In Italia, così come in ogni Paese europeo, l'adeguatezza del sistema elettrico viene valutata attraverso due indici probabilistici. Il primo è il LOLE (*Loss Of Load Expectation*) con il quale viene rappresentato il totale annuo, in probabilità, delle ore in cui ci si attende che quota parte della domanda di energia elettrica non venga soddisfatta. Questo indice ha come unità di misura le ore e, tramite Decreto Ministeriale del 28/10/2021, il MASE ha stabilito i seguenti valori:

- 3 ore/anno, limite entro il quale il sistema elettrico nazionale viene considerato adeguato;
- 6 ore/anno, limite entro il quale il sistema elettrico nazionale viene considerato inadeguato e oltre il quale viene considerato fortemente inadeguato.

Il secondo indice per la valutazione dell'adeguatezza è invece l'EENS (*Expected Energy Not Supplied*) che ha come unità di misura il MWh. Questo secondo indice fornisce una misura della quota parte di domanda che ci si attende non venga coperta in un dato anno di riferimento.

Come viene riportato nell'Articolo 1 del Decreto Legislativo 379/03, grazie al mercato della capacità, Terna è in grado di approvvigionarsi di contratti di capacità a lungo termine tramite *"una sequenza di aste basate su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori per il mercato e orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori"* [2]. A tali aste possono partecipare, come riportato anche nella Disciplina [13], tutti i fornitori di capacità sia esistente che nuova. Nel rispetto del principio di neutralità tecnologica, dunque, possono partecipare al meccanismo: tutte le Unità Produttive (UP), tra cui le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), le Unità di Consumo del Mercato della Capacità (UCMC), i sistemi di accumulo e, per finire, la capacità estera.

Ovviamente i partecipanti al mercato devono rispettare determinate condizioni (elencate nella Disciplina), tra cui:

- l'unità di produzione, qualora già esistente, non deve aver ricevuto un'autorizzazione alla dismissione dalle Autorità competenti;
- è necessario rinunciare ad altri incentivi per il quantitativo di capacità che sarà aggiudicata nel quadro del meccanismo durante il periodo di consegna;
- l'unità di produzione deve avere un Indice di Emissione inferiore a 550 grCO₂/kWh.

Gli operatori decidono di partecipare al meccanismo su base volontaria offrendo in asta una capacità produttiva in base alle specifiche possibilità ed un livello richiesto di remunerazione della capacità stessa (espresso in €/MW-anno).

Il meccanismo italiano di remunerazione della capacità è un meccanismo "centralizzato" tramite il quale il TSO (*Transmission System Operator*), ovvero Terna, si approvvigiona di capacità mediante contratti di lungo termine. L'oggetto di scambio di questi contratti sono le *Reliability Options* che vengono scambiate tra le controparti tramite aste competitive. Tali opzioni sono dei contratti di tipo *call* con i quali il produttore si impegna a restituire al sistema la differenza realizzata su MGP, MI e MSD tra il prezzo di mercato ed un prezzo di riferimento (detto *strike*



price), quando il primo è superiore al secondo [14]. Inoltre, il produttore si impegna ad offrire la capacità contrattualizzata sul Mercato dell'Energia in ciascuna ora dell'anno di consegna. La capacità che non viene accettata nei Mercati dell'Energia deve, inoltre, essere offerta nel MSD. Nel caso specifico delle UP FRNP, l'obbligo ricade invece nelle sole ore appartenenti al Picco Settimanale² di ogni giorno dell'anno di consegna. Tale obbligo non vincola le UP FRNP ad offrire in ogni ora del picco settimanale, ma è necessario che la media offerta giornalmente rispecchi la capacità contrattualizzata in esito all'asta [15].

Per la definizione dello *strike price* si fa riferimento al costo variabile standard della tecnologia di punta che, come riportato nella deliberazione di ARERA 363/2019/R/EEL [16], viene individuata nel turbogas a ciclo aperto (OCGT – *Open Cycle Gas Turbine*). Da un lato del contratto quindi troviamo Terna, che svolge il ruolo di acquirente centrale agendo nell'interesse dei consumatori finali, mentre, dall'altro lato, troviamo i produttori di energia elettrica. Quindi, i produttori selezionati in esito all'asta hanno diritto di ricevere un premio annuale (come detto in €/MW-anno), ossia una remunerazione regolare fissa corrispondente al prezzo di aggiudicazione dell'asta, che gli garantirà un'entrata supplementare a quelle generate dai soli Mercato dell'Energia (MGP e MI) o dei servizi di dispacciamento (MSD). Più nel dettaglio, il premio riconosciuto agli operatori è rappresentato dal punto di intersezione tra la curva di domanda e la curva di offerta in esito all'asta. In Italia il premio viene definito attraverso il principio del prezzo marginale (*pay-as-clear*) che corrisponde al prezzo dell'offerta più costosa accettata nell'asta. La conclusione dell'asta avviene quando la quantità di CDP selezionata per ogni offerente e il prezzo marginale non variano rispetto al round precedente. Finché non viene raggiunta tale condizione, la sequenza di aste continua fino ad un massimo di 26 *round* dove, in ognuno, viene data la possibilità ai fornitori di abbassare il prezzo della loro offerta, motivo per cui si parla di asta a prezzo discendente. Se, in esito all'asta, con la quantità di CDP selezionata il sistema elettrico risulta comunque estremamente inadeguato, allora Terna può attivare una sessione aggiuntiva dedicata solamente alle Unità di produzione Nuove non autorizzate alla costruzione ed Unità in Ripotenziamento non autorizzate alla realizzazione del ripotenziamento, escluse dai precedenti *round* [13]. Inoltre, dato che i costi del MRC italiano vengono addebitati nella bolletta elettrica dei consumatori finali, al fine di evitarne rincari eccessivi, nel documento relativo alla definizione dei parametri economici per le Procedure Concorsuali [16] vengono fissati dei prezzi massimi da ARERA in modo da avere *“un valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente inferiore rispetto al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova”*. Il livello del prezzo massimo formulabile nelle offerte dagli impianti esistenti, espresso in €/MW-anno, è basato sui costi fissi operativi annui di un impianto a ciclo combinato a gas (CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*) e risulta pari a 33.000 €/MW-anno. Quello relativo agli impianti nuovi, invece, è pari al limite superiore del costo fisso della tecnologia di punta (OCGT), ed è pari a 75.000 €/MW-anno per le aste 2022-2023 e pari a 70.000 €/MW-anno per le aste 2024-2025. Di conseguenza, l'imposizione di un prezzo massimo ha contribuito alla mitigazione dei costi sostenuti dai consumatori garantendo, al tempo stesso, un sostegno economico adeguato agli operatori degli impianti.

Allo scopo di tenere l'asta, è necessario che Terna determini la quantità di capacità necessaria per garantire il soddisfacimento dello standard di adeguatezza. Terna definisce quindi una curva di domanda con la quale è in grado di stimare la Capacità Disponibile in Probabilità (CDP) necessaria a soddisfare l'obiettivo di un LOLE inferiore o uguale a 3 ore/anno. La domanda di capacità di generazione elettrica necessaria per garantire l'adeguatezza si misura in CDP in quanto, per valutare l'adeguatezza del sistema elettrico italiano, vengono effettuate delle simulazioni

² Come riportato nella Disciplina [17], la definizione di Picco Settimanale è la seguente: *“l'insieme delle ore di ciascuna settimana costituito dalle 6 ore di picco attese di ciascun giorno della settimana”*.

probabilistiche con il metodo Monte Carlo [17] in cui si analizzano diverse condizioni di carico, generazione disponibile e capacità di transito tra le Aree³ adiacenti.

La curva di domanda permette di individuare il premio associato a determinati valori di LOLE. Infatti, sull'asse delle ascisse vengono posti i diversi livelli di Capacità Disponibile in Probabilità, mentre sull'asse delle ordinate vengono posti i premi stabiliti da ARERA [16] per ciascun livello di adeguatezza. Maggiore sarà la CDP selezionata, minore sarà il premio riconosciuto per ogni MW aggiuntivo in quanto diminuisce la probabilità che si verifichi un distacco di carico [17]. Ai fini della rappresentazione del sistema elettrico italiano, Terna utilizza *"un modello multi-area il cui obiettivo è quello di fornire opportune indicazioni sulla localizzazione della capacità da approvvigionare"*, così come riportato nel DTF n.2 [17]. Le Aree identificate per le sessioni d'asta del 2019 con anno di consegna 2022 e 2023 sono le seguenti: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna. Invece, per l'asta del 2022 con anno di consegna 2024 sono state identificate le seguenti Aree: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia, Sardegna Nord e Sardegna Sud.

Pertanto, Terna, per ogni Area identificata, costruisce delle curve di domanda⁴ che esprimono la CDP necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico considerando un orizzonte temporale annuale, in riferimento al periodo di consegna desiderato. Tali curve vengono costruite tramite l'interpolazione lineare di quattro punti caratteristici: A, B, C e D, che identificano quattro diverse configurazioni di adeguatezza del sistema, come illustrato nella Figura 2.1.

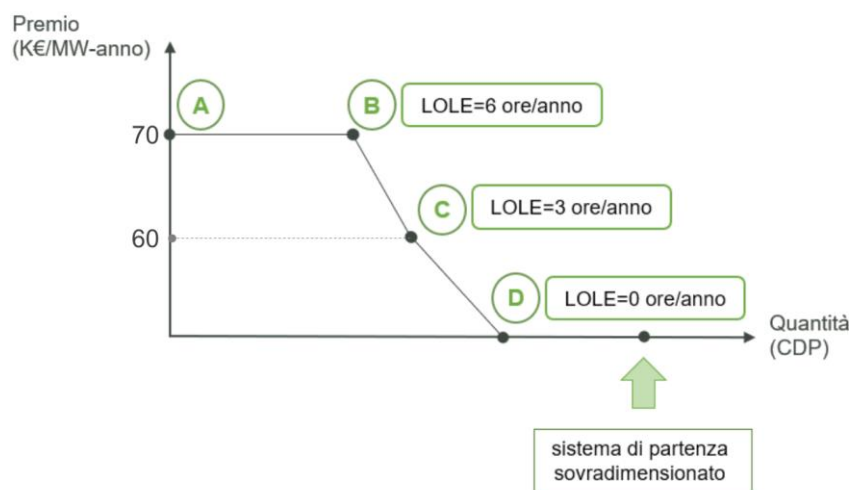


Figura 2.1 - Curva di domanda di CDP per capacità nuova e anno di consegna 2025. Fonte: elaborazione su dati Terna [17]

Per ottenere dei livelli di CDP per Area corrispondenti ai target di adeguatezza prefissati è necessario ridurre, tramite un processo iterativo, il parco di generazione di partenza. Per ogni dismissione viene ripetuta la simulazione Monte Carlo sopracitata che genera molteplici scenari, o campioni, ottenuti combinando i possibili stati di rete e i sei profili di carico, definiti da Terna, per ciascuna ora dell'anno di consegna e per ciascuna Area coinvolta.

Al termine del processo vengono individuate le curve di domanda rappresentative della CDP necessaria in ogni Area per raggiungere i livelli di adeguatezza corrispondenti ai punti caratteristici. In particolare, il punto A, uguale per tutte le curve, rappresenta l'intersezione tra il premio massimo per gli impianti di nuova realizzazione, (70.000 €/MW-anno per gli anni di

³ La definizione di Area viene data da Terna ed è *"una porzione della rete rilevante per la quale sussistono significativi limiti fisici nello scambio dell'energia da e verso il resto della rete rilevante e ciascuna Area Virtuale estera"*. (Fonte: Disciplina Del Sistema Di Remunerazione Della Disponibilità Di Capacità Produttiva Di Energia Elettrica - Articolo 2, comma 1, lettera a)

⁴ Si noti che una volta individuate le curve di domanda delle diverse Aree è possibile sommare i valori di CDP corrispondenti a ciascun punto caratteristico al fine di ottenere una curva di domanda aggregata che rispecchi la richiesta di capacità necessaria per il funzionamento adeguato del sistema elettrico italiano.

consegna 2024-2025⁵), e un quantitativo di CDP pari a zero. Con lo stesso premio riconosciuto al punto A, ma con diversa CDP, è possibile trovare il punto B, a cui corrisponde un valore di LOLE pari a 6 ore/anno. Il valore obiettivo LOLE di 3 ore/anno è individuato nel punto C, punto centrale della curva, a cui viene riconosciuto un premio, sempre stabilito da ARERA [16] e pari a 60.000 €/MW-anno per gli anni di consegna 2024-2025⁶. Tale premio permette ad un impianto OCGT nuovo che partecipa al mercato della capacità di coprire almeno i costi fissi sostenuti. Per finire, la curva viene interpolata linearmente fino al punto D, a cui corrisponde un premio pari a zero €/MW-anno ed un quantitativo di CDP che garantisce un valore di LOLE di zero ore/anno. Per le aste già avvenute la CDP relativa ai punti della curva di domanda è riportata in Tabella 2.1.

Tabella 2.1 - Livello di CDP in corrispondenza dei punti B,C e D della curva di domanda per le aste già svolte.

[MW]	Anno di consegna 2022	Anno di consegna 2023	Anno di consegna 2024
Punto D	71.176	71.726	68.000
Punto C	65.376	65.826	65.400
Punto B	64.576	65.026	63.90

Una volta reso pubblico il fabbisogno di capacità individuato dalle curve di domanda, al momento dello svolgimento dell'asta i partecipanti potranno inserire le proprie offerte di vendita relative a ciascuna Area di interesse.

La curva di offerta di CDP, come descritto da Terna nella Disciplina [13], viene anch'essa costruita e aggiornata per ogni Area, in ogni sessione dell'asta. Essa è costituita dall'insieme delle offerte di capacità ordinate per premio non decrescente.

Terna inserisce delle offerte, con premio pari a zero €/MW-anno, le quali contribuiscono comunque all'adeguatezza del sistema elettrico. Queste ultime fanno riferimento alla CDP nazionale esistente qualificata e alla CDP estera che non hanno presentato offerte, alla CDP riferita alle UP classificate come nuove nelle aste precedenti in cui si sono aggiudicate un contratto di 15 anni e, per finire, alle UP non qualificate.

Inoltre, Terna, per determinare la quantità di CDP considerata per ogni partecipante all'asta, applica alla capacità offerta un apposito tasso di *de-rating*. Il valore dei tassi di *de-rating* varia a seconda della tipologia di impianto come riportato nel DTF n.2 [17]. Nella Tabella 2.2 sono riportati i tassi di *de-rating* pubblicati da Terna per l'asta del 2022 con anno di consegna al 2024.

Tabella 2.2 - Valori indicativi dei tassi di *de-rating* per tipologia di impianto per l'anno di consegna 2024.

Impianti termoelettrici	Impianti idroelettrici rilevanti	Fonti energetiche rinnovabili non programmabili	Sistemi di accumulo
Termico rilevante: 21% * Geotermico: 22%	Idrico: 44% * Pompaggio: 41% *	Solare: 88% Eolico: 84% Idrico fluente: 67%	E/P = 1: 76% E/P = 5: 26% E/P = 2: 56% E/P = 6: 19% E/P = 3: 44% E/P = 7: 14% E/P = 4: 33% E/P = 8: 10%

* Valore dipendente dall'Area di riferimento. Il dato riportato in figura corrisponde al valore "totale" definito nel documento Terna DTF n. 2

Nei Paragrafi successivi (2.1, 2.2 e 2.3) verranno illustrati i vari passaggi che hanno permesso di simulare e costruire le curve di domanda e di offerta per l'anno di consegna 2025.

⁵ Si noti che per le aste con anno di consegna 2022-2023 il premio massimo ammontava a 75.000 €/MW-anno.

⁶ Tale valore è rimasto invariato rispetto alle aste con anno di consegna 2022-2023.

2.1 Curva di domanda

Le curve di domanda zonali e quella nazionale sono state ottenute grazie all'ausilio di diversi strumenti, in primis il modello sviluppato in RSE [18] che permette di valutare l'adeguatezza di un determinato sistema elettrico, in uno specifico anno di riferimento, utilizzando il simulatore sMTSIM (*stochastic Medium Term SIMulator*) [9] [10]. Lo studio dell'adeguatezza deve tener conto di diversi valori di input variabili, per questo è necessario che lo strumento usato per tale studio riesca a fare valutazioni di tipo probabilistico che, in questo specifico caso, vengono rese possibili grazie alla simulazione Monte Carlo. Infatti, tale tipologia di simulazione crea una moltitudine di scenari (anni Monte Carlo) combinando un determinato numero di anni climatici con diversi profili di generazione e di guasti non programmati agli impianti. Nello specifico, gli anni climatici tengono conto di diverse condizioni meteorologiche (temperatura, precipitazioni, ventosità) che si possono verificare, generando così vari profili di generazione delle FER e vari profili di domanda elettrica.

Lo studio sul 2025 è stato condotto sullo scenario energetico di RSE [19] che analizza l'impatto delle nuove misure e obiettivi al 2030, secondo quanto proposto dal pacchetto "Fit For 55" [20] (presentato nel 2021 dalla Commissione Europea e con il quale l'Unione intende raggiungere la neutralità climatica nel 2050, definendo nuovi obiettivi più ambiziosi per il 2030).

La valutazione dell'adeguatezza all'interno della simulazione Monte Carlo viene fatta attraverso degli indici in grado di fornire informazioni riguardo allo stato del sistema elettrico. Nello specifico, tali indici corrispondono ai già citati LOLE ed EENS, i quali si ottengono come mostrato rispettivamente nell'equazione 2.1 e nell'equazione 2.2.

$$LOLE = \frac{1}{N \cdot M} \sum_{y=1}^{N \cdot M} LLD_y \quad 2.1$$

$$EENS = \frac{1}{N \cdot M} \sum_{y=1}^{N \cdot M} ENS_y \quad 2.2$$

Dove:

- N : numero di profili di generazione e dei guasti non programmati agli impianti termoelettrici;
- M : numero di anni climatici;
- $LLD_y [h]$: *Loss of Load Duration* è un indice specifico di ogni anno Monte Carlo con il quale si indica il numero di ore in cui le risorse sono insufficienti per soddisfare la domanda;
- $ENS_y [MWh]$: *Energy Not Supplied* è un indice specifico di ogni anno Monte Carlo con il quale si indica la quantità di domanda di energia elettrica che non può essere soddisfatta per insufficienza di risorse.

Il processo iterativo necessario alla costruzione della curva di domanda è stato implementato tramite un algoritmo scritto in R [21].

2.1.1 Costruzione del parco di generazione sovradimensionato

Il primo passaggio per la costruzione della curva di domanda consiste nella costruzione di un parco di generazione che ecceda il reale fabbisogno del sistema, assicurando così la totale copertura della domanda di energia elettrica per l'intero anno di riferimento. Ai fini del dimensionamento della curva di domanda, espressa in termini di CDP, tale parco dovrà essere costituito, per quanto

descritto nel DTF n.2 [17], da un insieme di “generatori programmabili ideali” in grado di fornire una potenza massima pari a 100 MW di CDP l’uno. Di conseguenza è stato creato un sistema elettrico di partenza composto unicamente da impianti termoelettrici fittizi⁷ identici tra loro e con una potenza massima nominale approssimata a 110 MW. Quest’ultima scelta è dovuta al fatto che, per poter considerare la capacità degli impianti in termini di CDP, la loro potenza nominale viene scontata di un fattore di *de-rating* specifico degli impianti termoelettrici nuovi e pari al 10%. Tale premessa è necessaria al fine di comprendere il procedimento implementato nel presente elaborato per l’individuazione del parco di generazione sovradimensionato. Qui di seguito, attraverso il diagramma di flusso illustrato nella Figura 2.2, viene mostrata sinteticamente la procedura adottata.

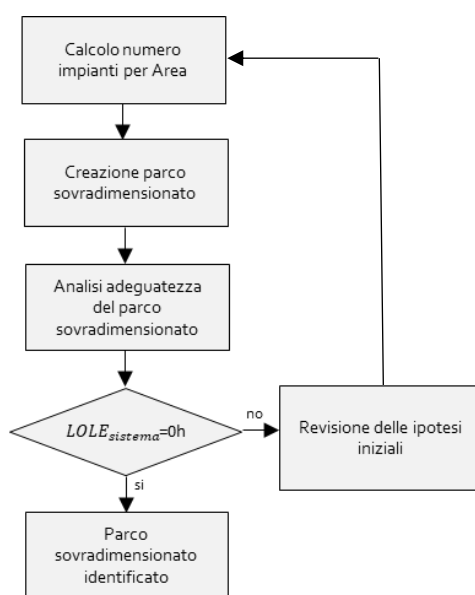


Figura 2.2 - Diagramma di flusso per individuare il parco di generazione sovradimensionato.

Il primo step consiste nel determinare il numero di impianti termoelettrici fittizi in grado di soddisfare il massimo picco di domanda presente in ogni Area previsto per il 2025. Dunque, ogni Area dovrà essere dotata di un numero di impianti di generazione tale da poter provvedere in modo autonomo al soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica, senza ricorrere a scambi con le altre Aree. Per fare in modo che la domanda possa essere soddisfatta interamente da impianti termoelettrici, essi dovranno generare abbastanza potenza da coprire il picco di domanda tenendo conto del tasso di *de-rating* di tali impianti. Quindi, siccome nella simulazione viene considerato un decremento della potenza nominale delle unità termoelettriche, il numero di impianti viene calcolato come mostrato nell’equazione 2.3. Nello specifico, viene considerato il rapporto tra il picco di carico individuato per ogni Area e la massima potenza nominale di ciascun impianto termoelettrico fittizio.

$$NumeroImpianti_{Area_i} = \frac{Picco_{Area_i}[MW]/(1 - Tasso\ di\ derating)}{110 [MW]} \quad 2.3$$

Pertanto, il livello di CDP iniziale associato a ciascuna Area è ottenuto dal prodotto della potenza massima degli impianti ed il numero di impianti necessari a soddisfare il picco di carico, come illustrato nella equazione 2.4.

⁷ Con il termine “impianti termoelettrici fittizi” si intende sottolineare il fatto che tali impianti non sono realmente presenti sul territorio nazionale

$$CDP_{iniziale_{Area_i}} = NumeroImpianti_{Area_i} \cdot 100 [MW]$$

2.4

Una volta creato il sistema di partenza sovradimensionato si è poi proceduto a valutarne l'adeguatezza attraverso il modello che utilizza il metodo Monte Carlo.

Al termine di quest'ultima simulazione, il LOLE del sistema è risultato essere pari a zero ore/anno raggiungendo così la condizione richiesta dalle Disposizioni di Terna che consente di affermare di aver individuato un parco termoelettrico sovradimensionato. Nel dettaglio, il raggiungimento di tale condizione permette di trovare un livello di CDP almeno uguale, se non maggiore, a quello assegnato al punto D, anch'esso caratterizzato da un valore di LOLE di zero ore/anno. Graficamente, in Figura 2.1, il parco di generazione sovradimensionato corrisponde al punto più a destra (indicato dalla freccia) rispetto al punto D.

2.1.2 Costruzione del Punto D

Per la ricerca del Punto D è stato implementato un algoritmo che, dismettendo progressivamente 100 MW per volta di CDP dalla configurazione iniziale, ha permesso di trovare il quantitativo minimo di capacità installata in ogni Area per poter avere un LOLE nazionale esattamente pari a zero ore/anno. La procedura adottata per individuare il punto D segue, in parte, quella esplicitata da Terna all'interno del DTF n.2 [17]. Qui di seguito, in Figura 2.3, viene riportato il diagramma di flusso che descrive il procedimento adottato per la stesura del codice, utilizzato per l'individuazione del punto D.

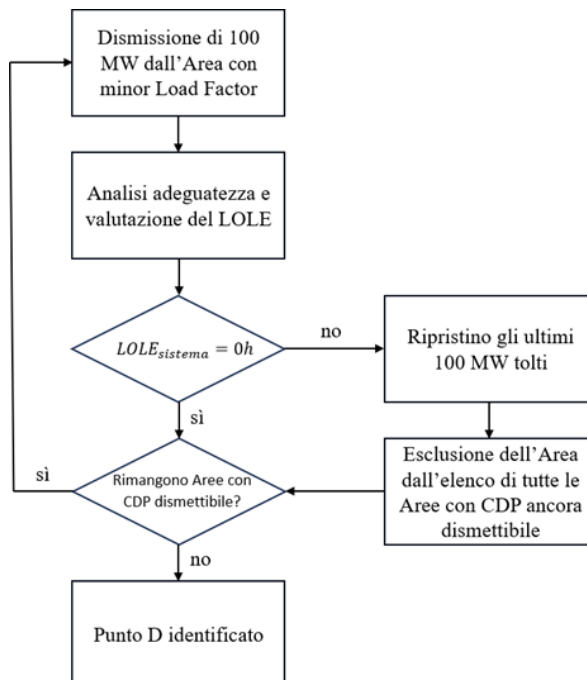


Figura 2.3 - Diagramma di flusso per individuare il punto D.

Il primo passaggio, che permette di comprendere dove dismettere i 100 MW di CDP, si discosta dal procedimento riportato da Terna in quanto quest'ultimo dismette i MW del generatore con un minor utilizzo annuale, mentre l'approccio qui riportato si è basato sulla scelta di dismettere la CDP dall'Area avente il *Load Factor* di tutti gli impianti minore (in quanto si è scelto di usare un parco composto da impianti di medesime dimensioni e caratteristiche tecniche). Una volta



selezionata l'Area, la scelta di quale impianto dismettere risulta casuale, dato che, appunto, tutti gli impianti sono uguali fra di loro e presentano lo stesso *load factor*.

La ricerca del punto D avviene implementando la procedura presente nelle Disposizioni Tecniche di Funzionamento [17]. Infatti, ad ogni dismissione di 100 MW di CDP, viene valutata l'adeguatezza del sistema elettrico tramite il controllo del LOLE nazionale che, in questo caso, deve restituire un valore pari a zero ore/anno. Tale controllo viene effettuato alla fine della simulazione Monte Carlo. Se, in seguito alla dismissione dei 100 MW di CDP, il LOLE nazionale risulta maggiore di zero, allora è necessario ripristinare l'unità dismessa e, al tempo stesso, vietare un'ulteriore dismissione in tale Area.

Infine, viene effettuato un ultimo controllo per valutare se ci sono Aree in cui è possibile dismettere ulteriore CDP, passaggio che si raggiunge anche nel caso in cui il LOLE nazionale sia rimasto nullo. Se con tale controllo risultano presenti ancora delle Aree in cui dismettere capacità, allora si esegue un'ulteriore iterazione della procedura appena descritta. Alternativamente, se tale controllo risulta negativo, si identifica il punto D, ossia *"la soluzione che consente di avere un LOLE di sistema elettrico pari a zero con il minimo livello complessivo di capacità installata"*, come riportato nel DTF n.2 [17].

Inoltre, facendo riferimento alla Figura 2.1, si nota che al punto D corrisponde un premio di zero €/MW-anno. Questo premio è giustificato dal fatto che Terna, in tale punto, non è disposta a pagare per avere ulteriore capacità. Infatti, la CDP nel punto D è tale da permettere di avere un sistema in cui non si verifica alcun distacco di carico.

2.1.3 Implementazione del Punto C

Il numero di impianti ottenuti al termine della ricerca del punto D sono alla base della procedura attuata per l'identificazione del punto C. Nello specifico, per la ricerca di tale punto è stato scritto un codice che rispetta i passaggi evidenziati nel diagramma di flusso illustrato nella Figura 2.4.

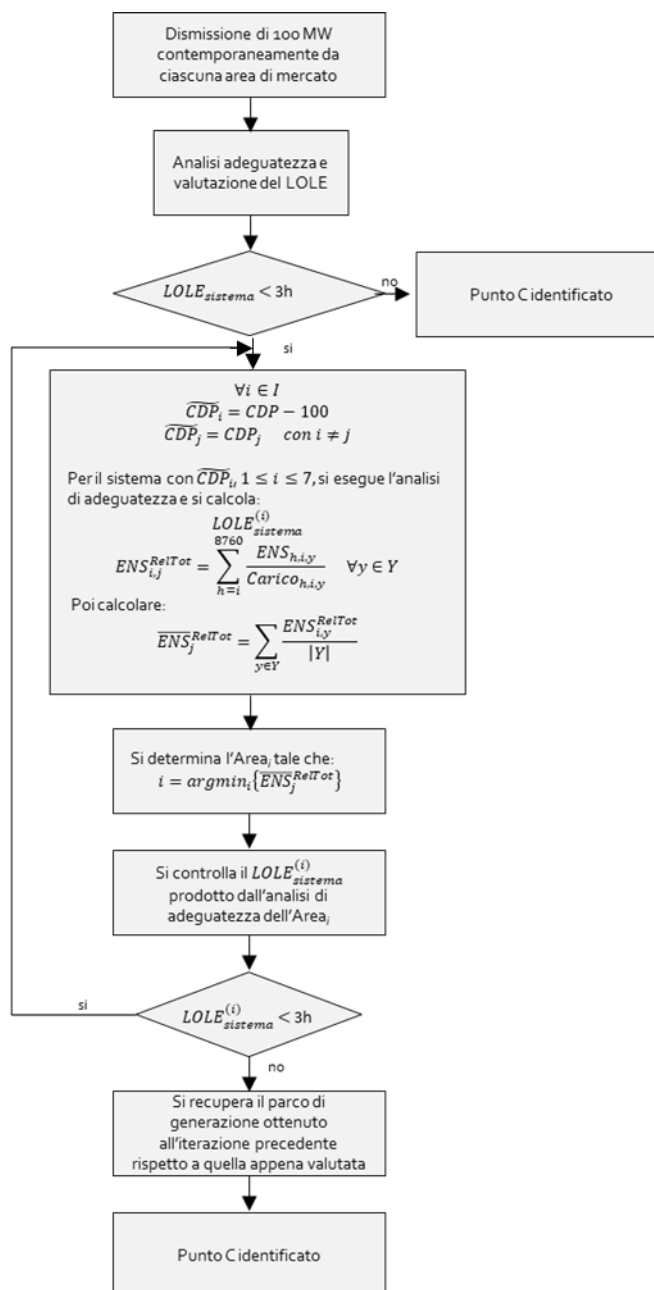


Figura 2.4 - Diagramma di flusso per individuare il punto C.

La ricerca per il punto C inizia con la dismissione simultanea di un impianto in ciascuna Area. Successivamente è essenziale valutare l'adeguatezza del nuovo sistema elettrico al fine di comprendere se sia possibile o meno continuare con la dismissione di CDP nelle singole Aree. A questo scopo, così come per il punto precedente, viene richiamato lo strumento che permette di valutare l'adeguatezza. Se viene restituito un valore di LOLE del sistema maggiore o uguale a 3 ore/anno, non è possibile proseguire con ulteriori dismissioni e quindi si identifica direttamente il punto C. In caso contrario, se si ottiene un LOLE del sistema inferiore a 3 ore/anno, la ricerca del punto C continua eseguendo un processo iterativo con delle simulazioni eseguite in sequenza corrispondenti ad un numero di simulazioni Monte Carlo distinte pari al numero di Aree. L'Area da cui viene dismesso l'impianto cambia in ogni simulazione. In sintesi, l'obiettivo è quello di valutare

come reagisce il sistema elettrico al variare dell'Area in cui avviene la dismissione di 100 MW di CDP. Dopodiché, per ogni simulazione, sulla base dei risultati ottenuti grazie all'analisi dell'adeguatezza, si calcola per ognuno degli anni Monte Carlo un indice ($ENS_{i,y}^{RelTot}$), come riportato nell'equazione 2.5, dato dalla somma del livello di energia non fornita rispetto al carico in ogni ora, solamente per l'Area in cui è avvenuta la dismissione. Tale valore, infatti, rispecchia la capacità di un'Area di riuscire a sopportare la dismissione di un impianto continuando ad approvvigionare il sistema elettrico dell'Area stessa senza generare elevati distacchi di carico.

$$ENS_{i,y}^{RelTot} = \sum_{h=1}^{8760} \frac{ENS_{h,i,y}}{Carico_{h,i,y}} \quad 2.5$$

Dove:

- $i \in I$, con I : insieme delle Aree
- $y \in Y$, con Y : insieme degli anni Monte Carlo ($N \cdot M$).

Successivamente, per ogni simulazione effettuata, si calcola la media degli indici individuati in ogni anno Monte Carlo. Quindi, al fine di determinare in quale delle sette Aree effettuare la dismissione, viene scelta la simulazione a cui è associata l'Area con valore medio minore. Infatti, minore è il valore medio, minore sarà la quantità di domanda non soddisfatta rispetto a quella totale richiesta in quell'Area.

Individuata l'Area con valor medio minore, affinché la dismissione di CDP dall'Area selezionata si consideri effettiva, è fondamentale verificare che il LOLE di sistema risulti inferiore al valore target di 3 ore/anno. Se tale condizione viene soddisfatta, allora, partendo da questa nuova configurazione, si ripete il processo iterativo appena descritto per valutare in quale Area convenga effettuare un'ulteriore dismissione.

Dal momento in cui la dismissione di 100 MW di CDP genera un LOLE del sistema elettrico superiore o uguale al valore target di 3 ore/anno, si procede andando a definire come punto C la configurazione avente LOLE di sistema il più vicino possibile al valore di 3 ore/anno, ossia la configurazione individuata nell'iterazione precedente.

Qualora emerga il bisogno di approvvigionarsi di capacità nuova per conseguire il livello obiettivo di adeguatezza di 3 ore/anno, è necessario predisporre un premio adeguato ai nuovi entranti. Dunque, per incentivare l'ingresso di capacità nuova, ARERA, come già visto nel capitolo precedente, fissa un premio pari a 60.000 €/MW-anno.

2.1.4 Implementazione dei punti B e A

La procedura implementata per la ricerca del punto B è la stessa applicata per la ricerca del punto C con la differenza che il valore massimo raggiungibile dal sistema è pari a 6 ore/anno (e non più 3). Graficamente, sempre in riferimento alla Figura 2.1, si nota che il punto B si ottiene combinando il valore di CDP che permette di avere un LOLE pari a 6 ore/anno con il premio massimo assegnabile alla nuova capacità. Anche in questo caso tale premio viene stabilito da ARERA e, come visto al capitolo precedente, risulta essere di 70.000 €/MW-anno.

Infine, il punto A viene individuato in modo immediato dal momento che corrisponde alla combinazione del premio massimo con un livello di CDP pari a zero.

2.1.5 Risultati delle simulazioni

Il parco di generazione sovradimensionato è composto da 624 impianti fittizi distribuiti nelle varie Aree come riportato in Tabella 2.3

Tabella 2.3 - Numero di impianti fittizi per Area per il 2025 - scenario sovradimensionato.

Area	Numero impianti
------	-----------------

CN	52
CS	106
ND	345
SA	17
SC	39
SU	47
CA	18
Totale	624

Tale configurazione corrisponde ad un valore di CDP pari a 62,4 GW e permette di avviare la procedura per l'identificazione dei vari punti caratteristici, i cui risultati in termini di CDP sono riportati in Tabella 2.4.

Tabella 2.4 - Livello di CDP nazionale per ogni punto implementato e per il 2025.

Punto D	61,1 GW
Punto C	60,0 GW
Punto B	59,3 GW

A fronte di tutti i risultati appena mostrati, combinando i livelli di CDP per ogni punto con i relativi premi, sono state costruite le curve di domanda per ogni Area e la curva di domanda nazionale, riportata in Figura 2.5.

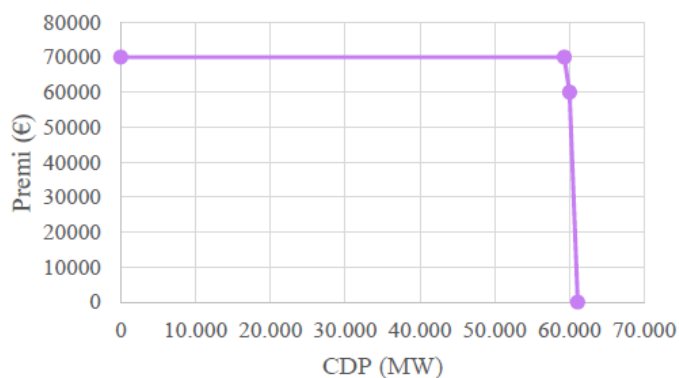


Figura 2.5 - Curva di domanda nazionale per il 2025.

2.2 Curva di offerta

Vista l'impossibilità di sapere con esattezza chi parteciperà all'asta con anno di consegna 2025 e quanto offrirà, la stima della curva di offerta è stata basata principalmente sui risultati ottenuti nelle aste passate a livello nazionale.

2.2.1 Stima della CDP

Al fine di dimensionare la curva di offerta, è stato necessario svolgere delle analisi per quanto riguarda la quantità di capacità che, direttamente o indirettamente, prende parte al MRC italiano.

2.2.1.1 Offerte CDP esistente e nuova

Relativamente alla quantità di CDP esistente⁸, facendo riferimento agli esiti delle aste passate, è stato possibile ipotizzare il quantitativo totale, ma, per mancanza di dati, non è stato possibile

⁸ Si noti che con "CDP esistente" si fa riferimento alla capacità offerta proveniente da impianti già in esercizio al momento dello svolgimento dell'asta.

ripartire tale quantità per le diverse tecnologie. Dunque, come si vede dalla Tabella 2.5, nelle scorse aste la quantità di CDP esistente totale assegnata si aggirava attorno ai 34-35 GW ed è per questo che, anche per il 2025 si considera un valore che si allinei a questi risultati. A tal fine, quindi, è stato scelto di procedere facendo una media delle quantità registrate nel 2022, 2023 e 2024, ottenendo un risultato di circa 34,6 GW.

Tabella 2.5 - CDP esistente assegnata per gli anni di consegna 2022, 2023, 2024 e 2025 (stima).

CDP esistente [GW]			
2022	2023	2024	2025
34,76	35,01	34,15	34,64

Nella Tabella 2.6 sono invece riportati i livelli di CDP estera assegnata per gli anni di consegna 2022, 2023 e 2024. Per il 2025 è stato stimato un valore pari a 4,1 GW (basato sulla media delle quantità assegnate negli anni precedenti).

Tabella 2.6 - CDP estera assegnata per gli anni di consegna 2022, 2023, 2024 e 2025 (stima).

CDP estera [GW]			
2022	2023	2024	2025
4,4	4,4	3,6	4,1

Infine, anche per quanto riguarda la CDP nuova assegnata al 2025 è stata effettuata una stima basata sugli esiti ottenuti negli scorsi anni. In Tabella 2.7 vengono riportati i valori totali della CDP nuova che comprendono sia la quantità di CDP autorizzata, sia quella non autorizzata. Da notare come i valori cambino sensibilmente se si confrontano i risultati ottenuti nell'asta con anno di consegna al 2022 con quelli individuati per gli anni 2023 e 2024.

Tabella 2.7 - CDP nuova assegnata per gli anni di consegna 2022, 2023, 2024 e 2025 (stima).

CDP nuova [GW]			
2022	2023	2024	2025
1,77	4,00	3,78	3,89

Il primo valore (anno di consegna 2022) risulta inferiore rispetto a quanto ottenuto negli anni successivi dal momento che si riferisce alla prima asta del MRC italiano. Infatti, i produttori disposti ad offrire nuova capacità, avendo poco tempo a disposizione per ottenere le autorizzazioni, risultavano più restii a prendere parte al meccanismo [22].

Al fine di ipotizzare quella che sarà la quantità totale di CDP nuova nell'asta del 2025, è stato scelto di fare una media dei soli valori ottenuti nel 2023 e 2024, escludendo quelli del 2022 per quanto appena esposto. Si ottiene così un valore di circa 3,9 GW.

2.2.1.2 Offerte inserite da Terna con premio nullo

Al fine della costruzione della curva di offerta, Terna, come descritto nella Disciplina [17], imposta a un premio pari a zero €/MW-anno la quota di CDP che non è stata offerta nell'asta. Più nel dettaglio, tali offerte possono essere distinte in quattro tipologie principali.

- 1) CDP non offerta nel mercato della capacità da parte delle Unità di Produzione esistenti e qualificate.
- 2) Quota di CDP estera non offerta nel mercato della capacità italiano. Nello specifico, come descritto nella Disciplina [17], tale quota è pari al *"maggiore valore tra zero e la differenza tra il limite di transito in import considerato nella procedura per ciascuna Area Virtuale estera e la CDP Estera validamente offerta con riferimento alla medesima Area Virtuale estera"*.

- 3) CDP assegnata, con un contratto della durata di 15 anni, alle UP nuove partecipanti alle procedure concorsuali già tenutesi. Infatti, se il periodo di consegna considerato rientra nei 15 anni già contrattualizzati in una precedente procedura concorsuale, evidentemente la medesima UP non può vedersi assegnato un nuovo contratto.
- 4) CDP non offerta nel mercato della capacità da parte delle Unità di Produzione esistenti e non qualificate.

Sulla base di stime effettuate, considerando anche i dati storici, la CDP complessivamente assegnata con un premio nullo per il 2025 risulta essere di circa 25,4 GW. Tutti i valori sono riportati nella Tabella 2.8.

Tabella 2.8 - CDP con premio a zero €/MW-anno.

	CDP [GW]			
	2022	2023	2024	2025
Tipologia 1)	6,3	6,3	8,7	7,1
Tipologia 2)	0	0	0,8	0,2
Tipologia 3)	0	1,8	4,9	7,8
Tipologia 4)	12,8	8,5	8,0	6,2
Totale	19,1	16,6	22,4	25,4

2.2.2 Analisi dei premi

Partendo dal presupposto che la curva di offerta nazionale si ottiene dall'unione delle offerte ordinate per premio non decrescente, è stato necessario ipotizzare il premio minimo richiesto da ogni tecnologia di generazione. L'individuazione dei premi è stata resa possibile grazie all'analisi dei costi e dei ricavi annuali associati alle varie tecnologie.

2.2.2.1 Costi

L'analisi dei costi sostenuti dalle varie tipologie di impianti di generazione è fondamentale in quanto essi contribuiscono all'individuazione dei premi che i partecipanti sarebbero disposti ad accettare per partecipare al MRC italiano. Più nel dettaglio, tale studio è stato condotto con l'obiettivo di determinare quali tecnologie sarebbero disposte a partecipare al meccanismo dati vari livelli di premio. Infatti, considerando che si simula un'asta discendente nella quale, a ogni sessione, il premio richiesto potrebbe venire ridotto, è necessario determinare il livello minimo del premio al di sotto del quale le tecnologie non sarebbero disposte ad offrire capacità. Per fare quanto appena esposto, il primo passo è stato quello di individuare una fonte attendibile che fornisse i costi sostenuti dalle varie tecnologie di generazione già partecipanti al meccanismo. La scelta è ricaduta su un report pubblicato nel 2020 da IEA (*International Energy Agency*) [23]. Più nel dettaglio, ai fini dell'elaborato, nel report sopracitato è risultato di particolare interesse lo studio dell'indice LCOE (*Levelized Cost of Energy*). Tale indice rappresenta il ricavo medio per unità di elettricità generata necessario a recuperare tutti i costi sostenuti dalla costruzione fino allo smantellamento dell'impianto. Pertanto, i costi considerati per ogni tecnologia di generazione includono quelli legati all'investimento, al funzionamento e alla manutenzione, al combustibile, ai permessi di emissione di CO₂ e allo smantellamento. Complessivamente si può quindi dire che la somma di questi costi rispecchia le spese sostenute durante l'intero ciclo di vita dell'impianto.

La decisione di adottare il LCOE come indice di riferimento per i costi implica considerare dei costi annuali costanti che gli impianti di generazione dovranno sostenere per il loro intero ciclo di vita. Un partecipante al mercato della capacità che partecipa all'asta nel 2019 per gli anni di consegna 2022 e 2023, ha fatto le sue considerazioni di costo negli anni antecedenti la pandemia e la crisi

del gas. Per questo motivo si può considerare che le sue aspettative di prezzo si baseranno su quanto è stato registrato nei mercati fino al 2019 (anno in cui si è verificata l'asta).

Analizzando i prezzi del gas pubblicati dal GME (Gestore Mercati Energetici) relativi al 2019 [24], si è osservato che essi sono circa il 30% inferiori rispetto a quelli riportati da IEA (per lo studio IEA sono stati usati i prezzi dello scenario STEPS del *World Energy Outlook 2019* [25]). Di conseguenza, si è deciso di ridurre del 30% il prezzo del gas nel calcolo del LCOE per ottenere dei valori coerenti con quanto registrato nelle prime due aste.

I partecipanti al mercato della capacità nel 2022 per l'anno di consegna 2024 e quelli che parteciperanno all'asta per l'anno di consegna 2025, invece, hanno osservato l'effetto della crisi Russia-Ucraina sui prezzi del gas, e di conseguenza le loro aspettative future sul prezzo saranno quelle di un prezzo gas mediamente più elevato di quello registrato fino al 2019. Per tale motivo, per quanto riguarda gli anni di consegna 2024 e 2025 sono stati utilizzati gli indici pubblicati da IEA nel 2020 senza modifiche, in quanto, avendo già all'interno la voce correlata al costo del gas più elevata, è stato ritenuto adeguato mantenere tale assunzione. Per il lavoro svolto non è stato possibile effettuare una distinzione tra i costi sostenuti dagli impianti nuovi e quelli sostenuti dagli impianti già esistenti.

Da notare che per quanto riguarda gli accumuli elettrochimici, l'indice di riferimento per il calcolo dei costi non è il LCOE ma il LCOS (*Levelised Costs Of Storage*) [23].

A partire dal LCOE (espresso in €/MWh) è stato calcolato il costo annuo (espresso in €) considerando la capacità netta di ogni impianto (espressa in MW) e il relativo *load factor* (considerando i valori che l'IEA ha utilizzato nel calcolo del LCOE), come riportato nella equazione 2.6

$$costo_{annuo} = LCOE \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \cdot Capacità_{netta} [\text{MW}] \cdot LoadFactor [\text{h/anno}] \quad 2.6$$

I valori considerati per lo studio sono riportati nella Tabella 2.9. Nel *report* dell'IEA spesso per una tipologia di tecnologia sono associati differenti valori di LCOE (associati a differenti impianti in termini di capacità installata e di relativi costi). Nel presente studio, per alcune tecnologie sono stati considerati solo quegli impianti con il valore maggiore (*high*) e minore (*low*) di LCOE.

Tabella 2.9 - Costo totale annuo sostenuto da ogni tecnologia per gli anni 2022-2023 e 2024-2025. Fonte: rielaborazione RSE di dati IEA.

Tecnologie	2022-2023		2024-2025	
	LCOE [€/MWh]	Costo Annuo [€]	LCOE [€/MWh]	Costo Annuo [€]
CCGT	538	265.899.415	66	334.299.264
OCGT	85	24.924.517	108	31.371.163
Idrico fluente (<5 MW) <i>high</i>	207	30.893	207	30.893
Idrico fluente (<5 MW) <i>low</i>	34	25.420	34	25.420
Idrico serbatoio (<5 MW)	41	63.917	41	63.917
Idrico serbatoio (≥5 MW)	51	2.183.651	51	2.183.651
Biomassa <i>low</i>	53	160.617	53	160.617
Biomassa <i>high</i>	257	715.654	257	715.645
Geotermico <i>low</i>	44	10.179.337	44	10.179.337
Geotermico <i>high</i>	93	2.992.063	93	2.992.063
Solare PV (<i>utility scale</i>)	44	55.040	44	55.040
Eolico onshore (<1 MW)	798	10.104	798	10.104
Eolico onshore (≥1 MW)	40	1.120.742	40	1.120.742
Batteria (lithium, E/P=0,5)	48	108.607	48	108.607

2.2.2.2 Ricavi

I ricavi di un partecipante al mercato elettrico dipendono dall'energia venduta e dal prezzo di vendita. I partecipanti al mercato della capacità sono consapevoli del fatto che i loro ricavi verranno mitigati per via della presenza di uno *strike price*, ovvero che la loro energia venduta verrà remunerata a un prezzo pari al minore tra lo *strike price* e il prezzo di mercato.

La stima dei prezzi MGP per il 2025 è stata effettuata utilizzando i dati storici del 2019 e del 2023 ed ipotizzando un decremento dei prezzi rispetto al 2023, senza però raggiungere i valori del 2019 (Equazione 2.7).

$$\text{Indice di crescita} = \frac{\text{media}(\text{mediaPrezzi2019}; \text{mediaPrezzi2023})}{\text{mediaPrezzi2019}} \quad 2.7$$

Tale indice è stato scelto anche al fine di calcolare lo *strike price* per il 2025. Difatti, quest'ultimo fa riferimento ai costi variabili di un impianto OCGT, e può essere calcolato per ogni giorno del periodo desiderato basandosi su cinque fattori [5]:

1. Costo di approvvigionamento del gas naturale.
2. Componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme* (ETS).
3. Componente a copertura del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento dei rifiuti e residui della combustione, nonché le ecotasse.
4. Componente a copertura degli oneri di dispacciamento.
5. Componente a copertura di altri oneri e rischi.

Se gli ultimi tre valori sono fissati da ARERA, per i primi due si è scelto di stimare i prezzi del gas e i prezzi della CO₂ (quote di emissione) utilizzando la stessa metodologia utilizzata per i prezzi elettrici, e quindi lo stesso indice riportato in equazione 2.7.

La somma risultante da tutti i fattori che compongono lo *strike price* è stata confrontata ora per ora con il prezzo spot del mercato, considerando, come detto in precedenza, il minor valore tra lo *strike price* e lo *spot price*. Ricevendo il minore fra i due prezzi, infatti, i produttori rispettano il secondo obbligo che gli viene imposto nel mercato della capacità, ossia quello secondo cui sono obbligati a restituire a Terna la differenza tra prezzo spot e *strike price* quando quest'ultima è positiva. Dunque, una volta individuato il valore minore tra i due prezzi in ogni ora, viene calcolata la somma per tutte le ore dell'anno tenendo conto del *capacity factor* e della capacità netta di ogni tecnologia, ottenendo così i ricavi totali per ogni tipologia di impianto considerato. Per sintetizzare la procedura appena descritta, l'equazione 2.8 riporta il calcolo utilizzato per ottenere i ricavi generati dalla vendita di energia elettrica.

$$\text{Ricavi}_{\text{energia}} = \sum_{h=1}^{8760} (\min(P_{\text{spotMGP}}; P_{\text{strike price}}) \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \cdot \text{Capacità}_{\text{netta}}[\text{MW}] \cdot \text{CapacityFactor}[h]) \quad 2.8$$

Oltre ai ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica, i partecipanti al mercato della capacità ricevono, in cambio alla capacità resa disponibile, un premio annuale fisso, stabilito in esito all'asta, come da equazione 2.9.

$$\text{Ricavi}_{\text{premio}} = \text{Premio} \left[\frac{\text{€}}{\text{MW}} \right] \cdot \text{Capacità}_{\text{netta}}[\text{MW}] \cdot \text{Tasso di Derating} \quad 2.9$$

L'unione dei ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica e dei ricavi derivanti dai premi assegnati nel mercato della capacità, danno origine al ricavo totale riportato nell'equazione 2.10.

$$Ricavi_{totali} = Ricavi_{energia} + Ricavi_{premio}$$

2.10

2.2.3 Individuazione dei premi

Conoscendo i costi e i ricavi degli impianti, è possibile individuare i premi minimi che gli operatori sarebbero disposti a richiedere per prendere parte all'asta per il 2025.

Prima di procedere con le stime per il 2025, però, si è ritenuta necessaria un'analisi sugli esiti delle aste passate, al fine di verificare la consistenza delle ipotesi prese in considerazione. Considerando che per partecipare al mercato della capacità il produttore da un lato riceve un premio (equazione 2.9) ma, dall'altro, i suoi ricavi dalla vendita dell'energia sui mercati sono vincolati dallo *strike price* (equazione 2.8), è possibile valutare il vantaggio o meno di partecipare all'asta attraverso l'equazione 2.11. Se i ricavi risultano superiori dei costi allora il produttore ha un vantaggio nel partecipare al MC, altrimenti potrebbe addirittura essere sconsigliato investire in nuova capacità.

$$Ricavi_{totali} \geq Costo_{annuo}$$

2.11

A causa della mancanza di informazioni per quanto riguarda le tecnologie che hanno partecipato offrendo capacità già esistente, tale confronto è stato svolto solo in merito alle tecnologie riferite a capacità nuova, riportate all'interno dei rendiconti. Inoltre, si consideri che i costi e i ricavi utilizzati fanno riferimento all'anno 2019, per quanto riguarda le aste con anno di consegna 2022 e 2023; per quanto riguarda invece l'asta con anno di consegna 2024, vengono utilizzate le stesse stime dei costi e dei ricavi effettuate per simulare il meccanismo al 2025.

Dall'analisi dei costi-ricavi effettuata per gli anni di consegna 2022-2023 e 2024, e riportata nella Tabella 2.10 e nella Tabella 2.11, si evince che le tecnologie che avrebbero avuto un vantaggio nel partecipare al mercato della capacità sono effettivamente quelle che vi hanno preso parte, come riportato nei risultati nel sottoparagrafo 2.2.1.1. Di conseguenza, si è deciso di effettuare la stessa analisi per l'anno oggetto dello studio, ovvero per l'anno di consegna 2025.

Tabella 2.10 - Confronto costi e ricavi totali per gli anni di consegna 2022-2023.

Anni di consegna 2022-2023				
Tecnologie	Costi [€]		Ricavi Totali [€]	Decisione
CCGT	265.899.415	<	332.360.803	Partecipa
OCGT	24.924.517	<	24.981.100	Partecipa
Idrico fluente (<5 MW) <i>high</i>	30.893	>	14.498	Non partecipa
Idrico fluente (<5 MW) <i>low</i>	25.420	<	53.929	Partecipa
Idrico serbatoio (<5 MW)	63.917	<	96.632	Partecipa
Idrico serbatoio (≥5 MW)	2.183.651	<	2.846.708	Partecipa
Biomassa <i>low</i>	160.617	<	196.799	Partecipa
Biomassa <i>high</i>	715.654	>	183.679	Non partecipa
Geotermico <i>low</i>	10.179.337	<	15.332.447	Partecipa
Geotermico <i>high</i>	2.992.063	>	2.124.326	Non partecipa
Solare PV (<i>utility scale</i>)	55.040	<	76.449	Partecipa
Eolico onshore (<1 MW)	10.104	>	826	Non partecipa
Eolico onshore (≥1 MW)	1.120.742	<	1.657.501	Partecipa
Batteria (lithium)	108.607	<	193.662	Partecipa

Tabella 2.11 - Confronto costi e ricavi totali per l'anno di consegna 2024.

Anno di consegna 2024				
Tecnologie	Costi [€]		Ricavi Totali [€]	Decisione
CCGT	334.299.264	<	511.436.347	Partecipa

OCGT	31.371.163	<	35.416.027	Partecipa
Iidrico fluente (<5 MW) <i>high</i>	30.893	>	19.737	Non partecipa
Iidrico fluente (<5 MW) <i>low</i>	25.420	<	81.360	Partecipa
Iidrico serbatoio (<5 MW)	63.917	<	154.725	Partecipa
Iidrico serbatoio (≥5 MW)	2.183.651	<	4.425.438	Partecipa
Biomassa <i>low</i>	160.617	<	307.940	Partecipa
Biomassa <i>high</i>	715.645	>	287.411	Non partecipa
Geotermico <i>low</i>	10.179.337	<	23.742.339	Partecipa
Geotermico <i>high</i>	2.992.063	<	3.316.844	Partecipa
Solare PV (<i>utility scale</i>)	55.040	<	122.857	Partecipa
Eolico onshore (<1 MW)	10.104	>	1.298	Non partecipa
Eolico onshore (≥1 MW)	1.120.742	<	2.694.982	Partecipa
Batteria (<i>lithium</i>)	108.607	<	271.030	Partecipa

Oltre a individuare le tecnologie che avrebbero un vantaggio nel partecipare al Mercato della Capacità per il 2025, è possibile individuare anche i premi minimi (compresi tra 0 e 70.000 €/MW-anno) che le tecnologie dovrebbero richiedere all'asta al fine di avere dei ricavi totali maggiori dei costi. Di fatti, nelle precedenti tabelle è stato considerato nei ricavi, oltre al prezzo registrato su MGP limitato dal relativo *strike price*, il premio aggiudicato nelle aste (pari a 75.000 €/MW-anno per gli anni di consegna 2022-2023 e pari a 70.000 €/MW-anno per l'anno di consegna 2024). Per l'anno di consegna 2025, il calcolo dei ricavi da mercato dell'energia deriva dalle stime di prezzo MGP e di *strike price* come riportato nel paragrafo 2.2.2.2, mentre il premio minimo annuo viene calcolato come:

$$Premio_{minimo} = \min \left(0, \frac{Costi[€] - Ricavi_{energia}[€]}{Capacità_{netta}[MW] \cdot Tasso\ di\ Derating} \right) \quad 2.12$$

Tale premio permette di avere dei ricavi pari ai costi. Qualsiasi premio maggiore di tale premio minimo, permette di ottenere dei ricavi netti positivi.

Applicando la formula appena esposta, è stato possibile ottenere i valori riportati nella Tabella 2.12. Si ricorda che, dal momento in cui non è stato possibile distinguere i costi degli impianti nuovi da quelli esistenti, tale distinzione non può essere riscontrata nemmeno nei premi minimi.

Tabella 2.12 – Premio minimo individuato per ogni tecnologia.

Tecnologie	Premio annuo [€/MW-anno]
CCGT	0
OCGT	35.429
Iidrico fluente (<5 MW) <i>high</i>	205.229
Iidrico fluente (<5 MW) <i>low</i>	0
Iidrico serbatoio (<5 MW)	0
Iidrico serbatoio (≥5 MW)	0
Biomassa <i>low</i>	0
Biomassa <i>high</i>	1.202.897
Geotermico <i>low</i>	0
Geotermico <i>high</i>	0
Solare PV (<i>utility scale</i>)	0
Eolico onshore (<1 MW)	5.573.837
Eolico onshore (≥1 MW)	0
Batteria (<i>lithium</i>)	0



Dall'analisi della tabella è facilmente visibile che una buona parte degli impianti presentano dei premi minimi nulli. Questo implica che i ricavi previsti dalla sola vendita di energia, anche in presenza dello *strike price*, bastano a coprire i costi stimati attraverso l'utilizzo del LCOE. Per quanto riguarda gli impianti con premi superiori al *bid cap* massimo previsto per il 2025, pari a 70.000 €/MW-anno, è possibile affermare a priori che essi non prenderanno parte al meccanismo. L'individuazione di un premio minimo, così elevato solo per alcune tecnologie, è imputabile in buona parte al fatto che queste ultime fanno riferimento agli impianti di taglia minore. In aggiunta, altri fattori che hanno generato un ulteriore innalzamento dei premi sono il *capacity factor*, per quanto riguarda l'idrico fluente e l'eolico, e il costo del combustibile, per quanto riguarda la biomassa.

Al fine di costruire la curva di offerta per il 2025, vista l'impossibilità di sapere a priori i premi che verranno assegnati in esito all'asta, inizialmente è stato deciso di porre i premi pari ai rispettivi *bid cap*, visti i risultati delle aste passate. Pertanto, l'insieme di tutte le ipotesi e assunzioni esposte nel presente capitolo hanno dato origine alla curva di offerta riportata nella Figura 2.6.

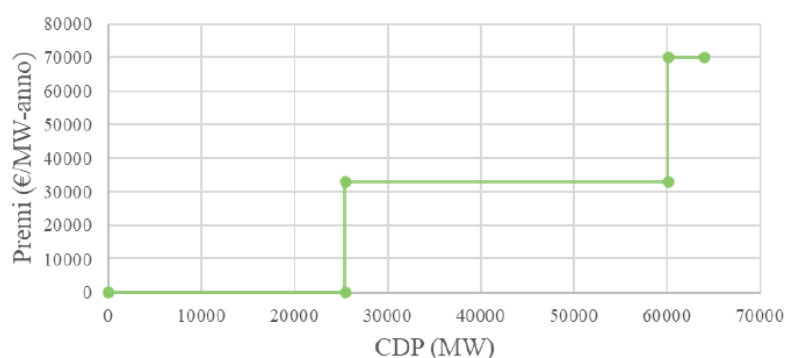


Figura 2.6 – Curva di offerta nazionale per il 2025 con i premi pari ai bid cap

2.3 Intersezione delle curve

Nonostante il meccanismo del mercato della capacità italiano preveda l'intersezione delle curve di domanda e offerta in ogni Area, nel presente studio è stata considerata solo l'intersezione delle curve a livello nazionale. Infatti, per quanto già visto, non è stato possibile individuare le curve di offerta per ogni Area previste per il 2025. Dunque, la Figura 2.7 riporta l'intersezione tra la curva di domanda e la curva di offerta con i premi fissati ai *bid cap*.

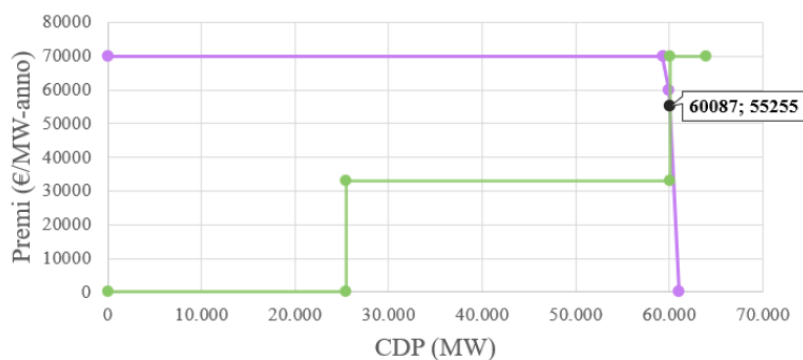


Figura 2.7 – Intersezione della curva di domanda e di offerta prevista al 2025 con premi pari ai bid cap.

Come è possibile notare, l'intersezione si verifica leggermente al di sotto del punto C, restituendo così una previsione per cui il sistema elettrico nel 2025 risulterà adeguato. Infatti, grazie alla CDP

esistente offerta è stato possibile ottenere un valore di LOLE inferiore al valore obiettivo di 3 ore/anno. Tuttavia, è però importante sottolineare che tale intersezione potrebbe risultare significativamente diversa rispetto a quanto sarà ottenuto da Terna, a causa delle diverse ipotesi di partenza considerate per la costruzione della curva di domanda e della curva di offerta. A tal proposito, in Figura 2.8, viene riportata l'intersezione della curva di domanda stimata da Terna per il 2024 con la curva di offerta adottata nel presente studio. Non è stato possibile mostrare il confronto con la curva di domanda ipotizzata da Terna per il 2025, in quanto Terna stessa, al momento dello studio, non aveva ancora reso disponibile l'allegato al DTF n.2 contenente le stime per tale anno di consegna. Dunque, l'adozione della curva stimata per il 2024 è risultata un'opzione valida per il confronto essendo, tra quelle disponibili, la più recente.

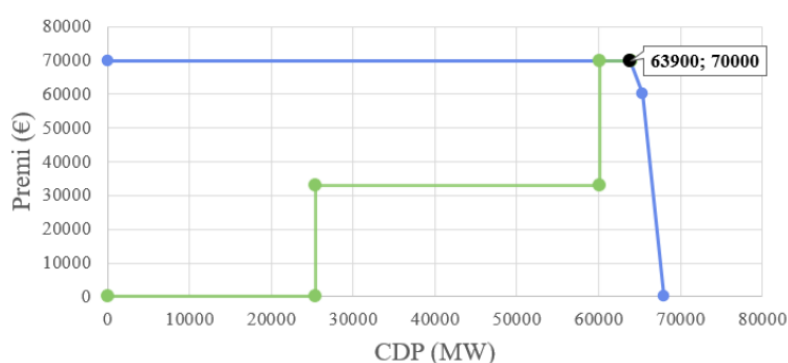


Figura 2.8 – Intersezione della curva di domanda stimata da Terna per il 2024 con la curva di offerta stimata per il 2025.

In questo caso, quindi, adottando la curva di domanda costruita da Terna, si ottiene, diversamente dal caso precedente, un sistema elettrico non adeguato. Infatti, dato che l'intersezione avviene nel punto B, si ha un LOLE di sistema elettrico pari a 6 ore/anno. È importante sottolineare che la discrepanza tra i due punti di intersezione individuati non mira a compromettere le analisi condotte fino a questo punto, ma piuttosto ad offrire una prospettiva alternativa in linea con la metodologia seguita da Terna. Di conseguenza, l'analisi che verrà svolta da qui in avanti si baserà unicamente sulla curva di domanda e di offerta sviluppate nel presente studio. Pertanto, di seguito sarà possibile comprendere come varia il punto di intersezione individuato in relazione a possibili modifiche della CDP offerta e alle potenziali variazioni dei premi associati. È interessante notare che le variazioni riguardano solamente la curva di offerta in quanto, basandosi principalmente su stime derivanti dall'analisi di dati storici, è maggiormente soggetta a possibili errori di valutazione. Al contrario, la curva di domanda non viene modificata poiché è stata costruita sulla base di una metodologia ritenuta più affidabile, ispirata a quella di Terna.

Più nel dettaglio, a partire dall'intersezione mostrata nella Figura 2.7, verranno individuate una serie di casistiche associate a delle offerte di CDP differenti rispetto a quella originale, cambiando così il punto di incontro delle due curve. Dunque, l'analisi si suddividerà in due parti: nella prima verranno mostrati tutti i casi che prevedono una diminuzione della CDP, traslando così la curva verso sinistra, mentre nella seconda tutti quelli associati ad un aumento della CDP, traslando di conseguenza la curva verso destra. Nello specifico, per poter effettivamente traslare la curva, è stato scelto di modificare la CDP offerta con premio pari a zero €/MW-anno poiché, tra tutte le tipologie di CDP offerte, è la voce più incerta. Inoltre, al fine di rendere l'analisi il più dettagliata possibile, il premio non verrà più tenuto fisso ai valori dei *bid cap* ma si considera la possibilità di abbassarlo fino ai premi minimi riportati nella Tabella 2.12.

Per quanto riguarda la capacità nuova è importante ricordare che ARERA [5] ha associato un premio pari a 60.000 €/MW-anno in corrispondenza del punto C. Infatti, considerando che tale premio è associato ai costi minimi fissi che un nuovo entrante di OCGT dovrebbe sostenere, esso

è stato utilizzato come livello di soglia inferiore per stabilire i premi della CDP nuova. Essendo, quindi, l'OCGT la tecnologia che per definizione è associata ai costi fissi minori [26], tale valore soglia è ritenuto attendibile dal momento che le tecnologie diverse dall'OCGT avranno, di conseguenza, costi fissi maggiori. A monte di quanto appena esposto è quindi sensato supporre che, vista l'incertezza dei prezzi dei Mercati dell'Energia e i costi di costruzione ancora da sostenere, tali tecnologie saranno più propense a richiedere un premio maggiore o uguale a 60.000 €/MW-anno, in grado di garantire almeno una minima copertura dei costi fissi. Infatti, al fine di ridurre il rischio connesso all'investimento e sfruttando la possibilità di stipulare contratti dalla durata di 15 anni, gli operatori vogliono assicurarsi un'entrata fissa costante derivante dal premio.

2.3.1 Traslazione della curva di offerta verso sinistra

A partire dall'intersezione individuata all'inizio di questo capitolo, sono state identificate quattro casistiche principali. Queste ultime fanno riferimento a degli intervalli di variazioni di CDP che permettono il raggiungimento dei punti caratteristici della curva di domanda. Qui di seguito verranno quindi riportate tutte le casistiche analizzate.

2.3.1.1 Caso 1: $0MW < \Delta CDP \leq 87MW$

Fin tanto che la variazione di CDP non raggiunge il limite superiore di 87 MW, la sola CDP esistente è in grado di garantire un LOLE superiore a quello risultante dall'intersezione iniziale ma inferiore al valore obiettivo di 3 ore/anno. Infatti, quest'ultimo valore, associato al punto C, viene raggiunto a seguito di una traslazione verso sinistra di esattamente 87 MW. Quanto appena esposto viene illustrato in Figura 2.9 e identifica il caso limite in cui, attraverso la sola CDP esistente, è possibile ottenere un sistema elettrico adeguato. È bene specificare che, in questo caso, la CDP nuova offerta non viene presa in considerazione per il raggiungimento dell'adeguatezza dal momento che, per quanto detto in precedenza, non è disposta ad accettare un premio inferiore a 60.000 €/MW-anno.

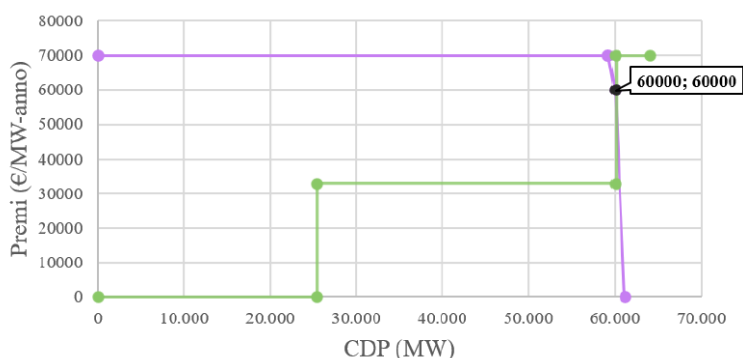


Figura 2.9 - Intersezione nel punto C a seguito di una traslazione a sinistra di 87 MW.

Considerando che il massimo premio riconosciuto agli impianti esistenti per il 2025 è di 33.000 €/MW-anno, quelli a cui converrebbe partecipare, in accordo con le precedenti analisi dei costi e dei ricavi, sono riportati nella Tabella 2.13.

Tabella 2.13 - Impianti partecipanti come esistenti con un premio pari a 33.000 €/MW-anno.

Tecnologie	Decisione
CCGT	Partecipa
OCGT	Non Partecipa
Idrico fluente (<5 MW) low	Partecipa
Idrico serbatoio (<5 MW)	Partecipa

Idrico serbatoio (≥ 5 MW)	Partecipa
Biomassa <i>low</i>	Partecipa
Geotermico <i>low</i>	Partecipa
Geotermico <i>high</i>	Partecipa
Solare PV (<i>utility scale</i>)	Partecipa
Eolico onshore (≥ 1 MW)	Partecipa
Batteria (lithium)	Partecipa

Si nota che una delle tecnologie principali, ossia l'OCGT, non dovrebbe partecipare al mercato come impianto esistente. Questo è dovuto al fatto che i suoi ricavi totali sono leggermente inferiori rispetto ai costi sostenuti, ma ciò potrebbe essere imputabile ai ricavi, non considerati, provenienti dai Mercati diversi da MGP (come, ad esempio, il Mercato dei Servizi di Dispacciamento).

2.3.1.2 Caso 1: $87MW < \Delta CDP \leq 787MW$

Questo secondo caso mostra la variazione di CDP necessaria per spostare l'intersezione dal punto C al punto B considerando, ancora una volta, le sole offerte effettuate dagli impianti esistenti, come illustrato nella Figura 2.10. Infatti, oltre al limite superiore individuato da questo secondo intervallo, la sola CDP esistente non è più sufficiente a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, in quanto il LOLE oscilla tra valori superiori a 3 ore/anno e 6 ore/anno.

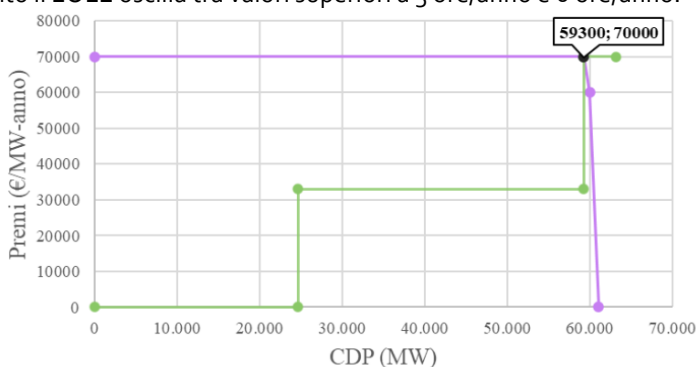


Figura 2.10 - Intersezione nel punto B a seguito di una traslazione a sinistra di 787 MW.

Inoltre, vista la possibilità di poter considerare dei premi superiori o uguali a 60.000 €/MW-anno, la CDP nuova potrebbe avere interesse a partecipare al mercato. Quindi, qualora ci fossero delle unità disposte ad accettare un premio pari a tale valore, in realtà, sarebbe ancora possibile ottenere un sistema elettrico adeguato, senza però la necessità di accettare tutta la CDP nuova stimata. A tal proposito gli impianti disposti ad offrire capacità nuova anche con un premio di 60.000 €/MW-anno sono quelli illustrati nella Tabella 2.14.

Tabella 2.14 - Impianti partecipanti come nuovi con un premio pari a 60.000 €/MW-anno

Tecnologie	Decisione
CCGT	Partecipa
OCGT	Partecipa
Idrico serbatoio (< 5 MW)	Partecipa
Idrico serbatoio (≥ 5 MW)	Partecipa
Solare PV (<i>utility scale</i>)	Partecipa
Batteria (lithium)	Partecipa

Si noti che per la CDP nuova vengono presi in considerazione solo 6 degli impianti di generazione studiati poiché, come detto nel sottoparagrafo 2.2.1.1, le tecnologie su cui si è basata la stima della CDP nuova offerta nel 2025 sono solo: il termico combinato, il termico turbogas, l'idrico serbatoio, il solare e gli accumuli elettrochimici.

2.3.1.3 Caso 3: $787MW < \Delta CDP \leq 3.987MW$

Tale caso mostra la variazione di CDP necessaria per raggiungere il punto C, non più con la sola CDP esistente, ma bensì considerando anche tutta la capacità nuova stimata, pari a 3.891 MW. Inoltre, come si nota dalla Figura 2.11, un ulteriore spostamento verso sinistra della curva di offerta rende impossibile l'ottenimento di un sistema elettrico adeguato.

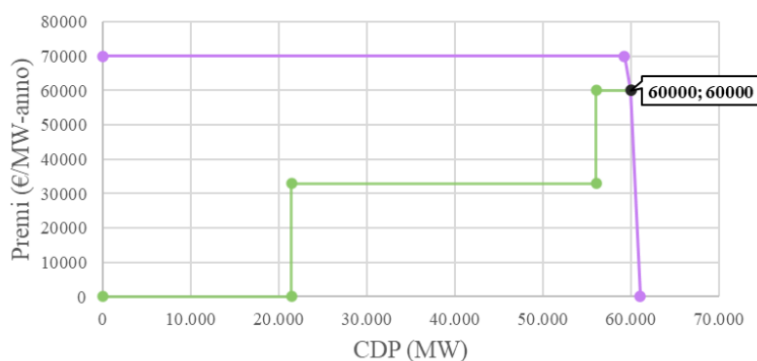


Figura 2.11 - Intersezione nel punto C a seguito di una traslazione a sinistra di 3.978 MW.

Al fine di raggiungere l'intersezione nel punto C con uno spostamento di 3.978 MW è però necessario che tutta la CDP nuova stimata venga offerta con un premio pari a 60.000 €/MW-anno. Tale requisito è risultato verificato dal momento in cui, come mostrato nella Tabella 2.14, tutti gli impianti trovano conveniente offrire capacità a tale premio.

2.3.1.4 Caso 4: $3.987MW < \Delta CDP \leq 4.687MW$

Quest'ultimo caso mostra la variazione di CDP necessaria per spostare l'intersezione dal punto C al punto B considerando tutta la CDP offerta da impianti nuovi ed esistenti, come illustrato nella Figura 2.12. Infatti, traslando la curva di 4.678 MW si ottiene l'ultima configurazione per cui il sistema elettrico risulta inadeguato, poiché la rimozione di un ulteriore MW di CDP dalla curva di offerta genera un sistema fortemente inadeguato.

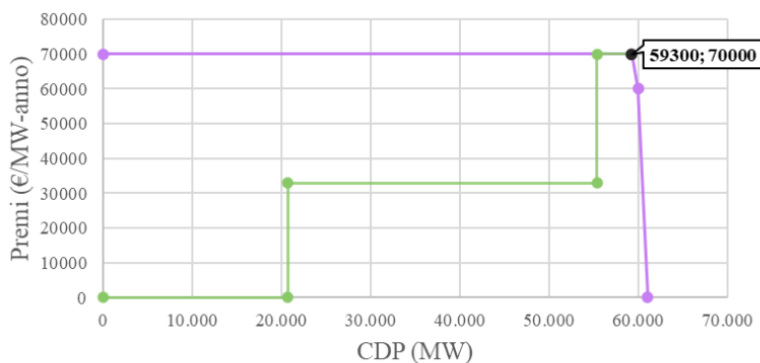


Figura 2.12 - Intersezione nel punto B a seguito di una traslazione a sinistra di 4.678 MW.

In quest'ultima casistica, i partecipanti al mercato non avranno interesse ad effettuare offerte con premi minori rispetto ai *bid cap*, vista l'essenzialità della capacità da loro offerta. Infine, in qualsiasi punto di intersezione a sinistra del punto B, analogamente a quanto avviene con quest'ultimo, i partecipanti richiederanno sempre il premio massimo, vista la forte inadeguatezza che si risconterà nel sistema elettrico.

2.3.2 Traslazione della curva di offerta verso destra

Per quanto riguarda le traslazioni verso destra, sempre a partire dall'intersezione individuata in Figura 2.7, sono state identificate solo due casistiche principali, analizzate qui di seguito.

2.3.2.1 Caso 1: $0MW < \Delta CDP \leq 480MW$

Considerando una traslazione di 408 MW, come mostrato in Figura 2.13, si ottiene il caso limite per cui tutta la CDP offerta dagli impianti esistenti stimata al 2025, e pari a 34,6 GW, viene accettata con un premio pari al bid cap, ossia a 33.000 €/MW-anno.

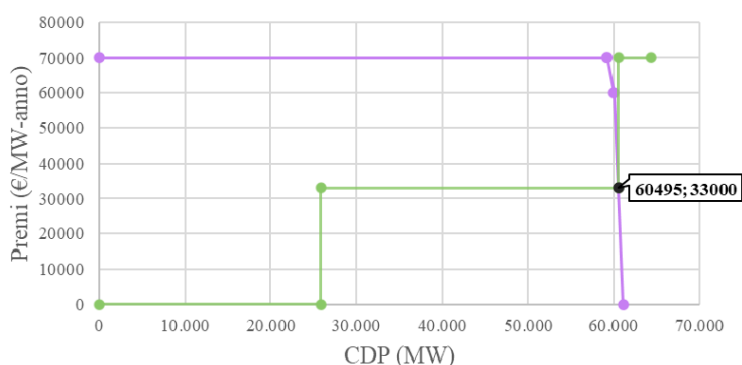


Figura 2.13 - Intersezione delle curve a seguito di una traslazione a destra di 408 MW.

È bene evidenziare che, così come individuato nelle casistiche relative alla traslazione della curva di offerta verso sinistra, i partecipanti sono quelli riportati in Tabella 2.13.

2.3.2.2 Caso 1: $408MW < \Delta CDP \leq 1013MW$

Per qualsiasi traslazione superiore a 408 MW, affinché tutta la CDP offerta venga accettata, gli offerenti di capacità già esistente devono essere disposti ad abbassare il premio richiesto. Ovviamente tale dinamica è possibile fino al raggiungimento del punto D, nel quale viene raggiunto un quantitativo di CDP che rende il sistema elettrico perfettamente adeguato.

Questa casistica, però, risulta irrealistica dal momento in cui porterebbe gli operatori ad accettare un premio pari a zero €/MW-anno per la capacità messa a disposizione. Infatti, gli operatori, in questo specifico caso, non parteciperebbero al mercato della capacità poiché troverebbero più conveniente fare offerte solo nei Mercati dell'Energia. È interessante evidenziare che tale convenienza potrebbe verificarsi anche con premi superiori a quello nullo. Tuttavia, per confermare tale ipotesi, sarebbe necessario condurre ulteriori studi, cosa che non è stata effettuata nell'ambito della presente trattazione. Dal momento che tale approfondimento non è stato affrontato, dall'analisi dei costi e dei ricavi, è risultato che tutti i partecipanti di capacità esistente individuati dalla Tabella 2.13 sarebbero disposti ad accettare un premio nullo.

Dall'analisi di sensitività appena condotta è stato possibile comprendere come i risultati dell'asta potrebbero sensibilmente cambiare se si dovessero verificare dei valori di CDP, con premio nullo, diversi rispetto a quelli identificati. In particolare, dalla traslazione della curva di offerta a sinistra è emerso un forte aumento dei premi richiesti. Questo è dovuto alla forte inadeguatezza che il



sistema elettrico raggiunge pur considerando tutta la quota di capacità nuova offerta. L'inadeguatezza non è però l'unico aspetto negativo riscontrato poiché l'aumento dei premi si traduce a sua volta in un aumento dei costi dell'asta, i quali andranno quindi a gravare sui consumatori finali. La traslazione della curva verso destra, invece, ha permesso di ottenere un sistema elettrico sempre più adeguato anche in assenza di capacità nuova. Inoltre, in questo caso, all'aumentare della capacità, Terna è sempre meno disponibile a pagare per ulteriore CDP, dal momento che si abbassa la probabilità che si verifichi un distacco di carico.



3 - IL SIMULATORE INTEGRATO

Il simulatore integrato gas-elettrico [6] [8] è un tool di simulazione di RSE in grado di rappresentare in maniera realistica la sinergia tra vettori energetici differenti. Nello specifico, esso ottimizza l'operatività coordinata dei sistemi elettrico e gas per garantire il soddisfacimento della domanda di energia elettrica e gas al minimo costo di sistema, rispettando i principali vincoli tecnici di entrambi i sistemi. Esso sfrutta un modello zonale per entrambi i sistemi e prevede un orizzonte temporale di medio termine (tipicamente annuale), discretizzato in ore. Inoltre, esso si avvale di una programmazione lineare, giustificata dalla volontà di ridurre significativamente il costo computazionale delle simulazioni, visto l'ingente numero di variabili del modello matematico.

La peculiarità di tale strumento sta nella rappresentazione della conversione bidirezionale di energia elettrica e gas. Nello specifico, la trasformazione di gas in elettricità è ottenuta tramite la modellazione di impianti termoelettrici, mentre la trasformazione inversa, di elettricità in gas, è ottenuta modellando unità *Power-to-Gas* (PtG). Tradizionalmente le unità PtG (tipicamente basate su elettrolizzatori) costituiscono carichi per il sistema elettrico, mentre il simulatore integrato permette di vedere tali unità anche come produttori di gas, nell'ottica d'insieme di un sistema energetico integrato.

Gli strumenti di simulazione richiedono costanti aggiornamenti per rappresentare la realtà in maniera completa ed affidabile. Infatti, nell'ambito di una collaborazione instauratasi nel 2023 tra RSE e l'Università degli Studi di Bergamo, il simulatore integrato è stato oggetto di ulteriori arricchimenti e modifiche. In particolare, nella versione aggiornata dello strumento sono stati introdotti due ulteriori ambiti di integrazione nel sistema energetico:

- la cattura della CO₂ prodotta dagli impianti termoelettrici, lo stoccaggio di quest'ultima in appositi siti di storage e il processo di metanazione, attraverso il quale la CO₂ catturata viene combinata, con le giuste proporzioni, con l'idrogeno verde prodotto dagli impianti PtG presenti nel sistema. In questo modo si ottiene metano sintetico, da utilizzare per contribuire al soddisfacimento della domanda esogena di metano sintetico stesso, oppure da immettere nelle condutture del gas naturale; tale attività è descritta nel paragrafo 3.1;
- le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, comprensive dei relativi carichi termici e dell'insieme dei generatori dedicati, comunicanti sia con il sistema gas che, in modo bidirezionale, con il sistema elettrico. Tale attività è descritta nel paragrafo 3.2.

3.1 Modellazione della cattura e stoccaggio della CO₂ e del processo di metanazione

Lo sviluppo necessario a decarbonizzare il sistema energetico europeo richiede notevoli sforzi in tutti i settori. L'anidride carbonica prodotta nella filiera dell'energia elettrica costituisce una fetta importante delle emissioni totali. Dunque, la cattura e lo stoccaggio della CO₂ rappresentano un contributo di primaria importanza per il raggiungimento della neutralità carbonica.

In aggiunta, la produzione di idrogeno verde, ossia prodotto tramite elettrolisi dell'acqua alimentata dalla generazione di energia elettrica rinnovabile in eccesso, mostra un duplice effetto benefico: da un lato aiuta il sistema elettrico a mantenere il bilancio di potenza, dall'altro lato porta ad una progressiva limitazione della produzione di idrogeno grigio (il quale in Europa ad oggi costituisce circa il 90% della produzione totale [27]), che ha origine dalla tecnica dello *steam-methane reforming*, ossia una reazione chimica tra vapore acqueo e gas naturale, in grado di ottenere come prodotti l'idrogeno e il monossido di carbonio.



D'altra parte, la CO₂ catturata e/o stoccata può reagire con l'idrogeno verde per creare metano sintetico, ovvero un gas di sintesi ad impronta neutrale di carbonio e, in questo caso, in grado di fungere da storage di energia rinnovabile. I gas sintetici favoriscono la decarbonizzazione dei settori *hard-to-abate*, i quali, non trovando applicabilità o convenienza nell'elettrificazione profonda dei processi, necessitano dell'utilizzo di combustibili alternativi a zero emissioni nette, quali il metano sintetico sopracitato.

Dunque, lo scopo del presente capitolo è quello di aggiornare il simulatore integrato gas-elettrico modellizzando il processo di cattura e di stoccaggio della CO₂ prodotta dagli impianti termoelettrici e il processo di metanazione. Il metano sintetico prodotto andrà difatti a competere con il gas naturale importato e/o prodotto localmente per la produzione di energia elettrica e per il soddisfacimento della domanda nazionale di gas.

L'impatto sul sistema energetico italiano della produzione di metano sintetico a partire dall'idrogeno verde e dalla CO₂ catturata è stato studiato effettuando un'analisi di scenario al 2030, riportata nel paragrafo 3.1.5.

3.1.1 Set

$z \in \mathbb{Z}$	Zone di mercato
$a \in \mathbb{A}$	Aggregati di zone
$l \in \mathbb{L}$	Linee di trasmissione
$m \in \mathbb{N}$	Zone della rete gas
$t \in \mathbb{T}$	Ore dell'anno
$g \in \mathbb{G}$	Generatori termoelettrici
$w \in \mathbb{W}$	Unità di storage (batterie e impianti idroelettrici di pompaggio)
$h \in \mathbb{H}$	Impianti <i>power-to-hydrogen</i> (PtH)

3.1.2 Parametri

η_{capt}	Rendimento dell'impianto di cattura della CO ₂
M_z	Capacità massima dell'impianto di stoccaggio zonale della CO ₂
α	Rapporto tra la massa di H ₂ e la massa di CO ₂
β	Rapporto tra la massa di CH ₄ e la massa di CO ₂
PCI_{H_2}	Potere calorifico inferiore di H ₂
PCI_{CH_4}	Potere calorifico inferiore di CH ₄
ε_{met}	Rendimento del processo di metanazione
ε_{capt}	Consumo elettrico dell'impianto di cattura della CO ₂
ε_{stock}	Consumo elettrico dell'impianto di stoccaggio della CO ₂
C_{CO_2}	Costo delle emissioni di CO ₂
$cons_{comb_g}$	Consumo del combustibile utilizzato dall'impianto g
$emiss_{CO_2}$	Emissività del combustibile impiegato
D^{SYN}	Domanda di metano sintetico nazionale

3.1.3 Variabili

$CO_{2_{ton\,g,t}}$	CO ₂ emessa dall'impianto termoelettrico g all'ora t
$CO_{2_{capt\,g,t}}$	CO ₂ mandata all'impianto di cattura

$CO2_{em,g,t}$	CO ₂ non catturata ed emessa direttamente in atmosfera
$CO2_{met,z,t}$	CO ₂ catturata e diretta al processo di metanazione
$CO2_{ch,z,t}$	CO ₂ catturata che va ad alimentare lo stoccaggio
$CO2_{disch,z,t}$	CO ₂ prelevata dall'impianto di stoccaggio e diretta in metanazione
$CO2_{lev,z,t}$	Livello di CO ₂ presente nell'impianto di stoccaggio zonale
$H2_{h,t}^{MET}$	Idrogeno diretto al processo di metanazione
$d_{z,t}^{SYN}$	Domanda di metano sintetico soddisfatta nella zona z
$F_{z,t}^{SYN}$	Metano sintetico immesso nelle condutture del gas dalla zona z
$p_{g,t}$	Potenza prodotta dall'impianto g
$SYN_{lev,t}$	Domanda complessiva di metano sintetico soddisfatta fino all'ora t

3.1.4 Vincoli

In primo luogo, è stato opportuno costruire una variabile che contenesse il quantitativo totale di CO₂ prodotta dall'impianto termoelettrico g all'ora t ($CO2_{ton,g,t}$), espressa in tonnellate di CO₂. Essa dipende dalla potenza prodotta dal generatore in questione (variabile $p_{g,t}$), dal parametro che indica il consumo di combustibile di quest'ultimo ($cons_comb_g$) e dal fattore di emissività del combustibile utilizzato ($emiss_CO2$).

$$g \in \mathbb{G}, t \in \mathbb{T} \quad p_{g,t} \cdot cons_comb_g \cdot emiss_CO2 = CO2_{ton,g,t} \quad 3.1$$

3.1.4.1 Cattura e stoccaggio della CO₂

La variabile CO₂ totale si ripartisce in due, una parte ($CO2_{capt,g,t}$) viene catturata dagli impianti di cattura della CO₂, ipotizzando un impianto per generatore g , mentre la restante parte viene dispersa in atmosfera ($CO2_{em,g,t}$), e soggetta dunque al costo di emissione in funzione obiettivo.

$$g \in \mathbb{G}, t \in \mathbb{T} \quad CO2_{ton,g,t} = CO2_{capt,g,t} + CO2_{em,g,t} \quad 3.2$$

Per quanto concerne lo stoccaggio, la seguente equazione mostra che, a meno del fattore di perdita del processo di cattura ($1 - \eta_{capt}$), il quantitativo totale di CO₂ catturata a livello zonale viene in parte immagazzinato in un impianto di stoccaggio localizzato nella stessa zona (variabile $CO2_{ch,z,t}$) e in parte inviato direttamente al processo di metanazione sintetica, per legarsi all'idrogeno disponibile.

$$z \in \mathbb{Z}, t \in \mathbb{T} \quad \eta_{capt} \cdot \sum_{g \in \mathbb{G}} CO2_{capt,g,t} = CO2_{met,z,t} + CO2_{ch,z,t} \quad 3.3$$

La capacità dell'impianto di stoccaggio della CO₂ (ipotizzato zonale) è espressa dal parametro M_z , il quale limita superiormente la variabile $CO2_{lev,z,t}$, che esprime il livello di CO₂ presente nell'impianto della zona z all'ora t.

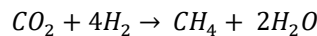
$$z \in \mathbb{Z}, t \in \mathbb{T} \quad CO2_{lev,z,t} \leq M_z \quad 3.4$$

Il livello di CO₂ in ciascuna zona all'ora t è funzione del livello risultante dall'ora precedente ($CO2_{lev,z,t-1}$) e del quantitativo di CO₂ immessa ($CO2_{ch,z,t}$) e/o prelevata ($CO2_{disch,z,t}$) dallo stoccaggio zonale nell'ora di riferimento t , come espresso di seguito.

$$z \in \mathbb{Z}, t \in \mathbb{T} \quad CO2_{lev,z,t} = CO2_{lev,z,t-1} + CO2_{ch,z,t} - CO2_{disch,z,t} \quad 3.5$$

3.1.4.2 Processo di metanazione

Secondo la reazione di Sabatier⁹, in presenza di un catalizzatore, l'idrogeno riesce a combinarsi con il biossido di carbonio ottenendo come risultato metano e vapore acqueo. Tale reazione è fortemente esotermica.



Dunque, al fine di legare tra loro le variabili di CO₂, idrogeno e metano in maniera opportuna nel modello matematico, risulta necessario stabilire i rapporti tra le masse dei reagenti e dei prodotti, sulla base dei rapporti stechiometrici. Per fare ciò, si valuta innanzitutto il legame tra i reagenti, ossia la massa di CO₂ che si lega ad un'unità¹⁰ di H₂ per produrre metano sintetico senza scarti, secondo la reazione menzionata sopra. I passaggi sono illustrati di seguito.

- Calcolo della massa molare di H₂ (M_{H_2}):

$$M_{H_2} = 2 \cdot M_H = 2 \cdot 1,008 \frac{g}{mol} = 2,016 \frac{g}{mol}$$

- Calcolo della massa molare della CO₂ (M_{CO_2}):

$$M_{CO_2} = M_C + 2 \cdot M_O = 12,01 \frac{g}{mol} + 2 \cdot 16 \frac{g}{mol} = 44,01 \frac{g}{mol}$$

- Moli (n_{H_2}) presenti in un'unità di H₂:

$$n_{H_2} = \frac{m_{H_2}}{M_{H_2}} = \frac{1000 \frac{g}{mol}}{2,016 \frac{g}{mol}} = 496 \text{ mol}$$

- Con l'utilizzo dei coefficienti stechiometrici, si ricavano le moli di CO₂ (n_{CO_2}) che si legano alle moli presenti in un'unità di H₂:

$$n_{CO_2} = \frac{n_{H_2}}{4} = 124 \text{ mol}$$

- Da questo, si trova la massa di CO₂ (m_{CO_2}) che si lega ad un'unità di H₂:

$$m_{CO_2} = n_{CO_2} \cdot M_{CO_2} = 5456 \text{ g} = 5,46 \text{ kg}$$

Per poter sfruttare questa relazione, all'interno del modello è stato introdotto il parametro α che rappresenta il rapporto tra le masse dei due reagenti.

$$\alpha = \frac{m_{H_2}}{m_{CO_2}} = \frac{1 \text{ kg}}{5,46 \text{ kg}} = 0,18$$

In secondo luogo, per modellizzare correttamente la reazione di Sabatier, è necessario stabilire anche il legame reagenti-prodotti. Nello specifico, si valuta il rapporto tra la massa della CO₂ in ingresso e quella del metano sintetico prodotto, sulla base dei rapporti stechiometrici della reazione di Sabatier. I passaggi sono illustrati di seguito.

⁹ Paul Sabatier, chimico francese e premio Nobel per la chimica nel 1912, scoprì nel 1897 la reazione di metanazione che prende il suo nome.

¹⁰ Nel caso specifico, un'unità corrisponde ad una massa di 1 kg.

- Calcolo della massa molare di CH_4 (M_{CH_4}):

$$M_{CH_4} = M_C + 4 \cdot M_H = 12,01 \frac{g}{mol} + 4 \cdot 1,008 \frac{g}{mol} = 16,042 \frac{g}{mol}$$

- Con l'utilizzo dei coefficienti stechiometrici, si ricavano le moli di CH_4 (n_{CH_4}) che si legano alle moli presenti in un'unità di H_2 :

$$n_{CH_4} = \frac{n_{H_2}}{4} = 124 \text{ mol}$$

- Si calcola infine la massa di CH_4 (m_{CH_4}) che si ottiene facendo reagire un'unità di H_2 :

$$m_{CH_4} = n_{CH_4} \cdot M_{CH_4} = 124 \text{ mol} \cdot 16,042 \frac{g}{mol} = 1989 \text{ g} = 1,99 \text{ kg}$$

Per poter sfruttare questa relazione, all'interno del modello è stato introdotto il parametro β che rappresenta il rapporto tra la massa della CH_4 prodotta e quella della CO_2 in ingresso.

$$\beta = \frac{m_{CH_4}}{m_{CO_2}} = \frac{1,99 \text{ kg}}{5,46 \text{ kg}} = 0,36$$

Dunque, nel modello matematico, la relazione che lega tra loro l'idrogeno destinato alla metanazione (variabile $H2_{h,t}^{MET}$), la CO_2 disponibile e il metano sintetico prodotto è espresso dalle equazioni 3.6 e 3.7. Come menzionato sopra, i parametri α e β riflettono infatti i rapporti stechiometrici dell'equazione di metanazione.

Come si evince dall'equazione 3.6, il quantitativo di CO_2 che si lega all'idrogeno per avviare il processo di metanazione deriva in parte dal prelievo degli stoccaggi zonal ($CO2_{disch_{z,t}}$) e in parte dalla CO_2 che è catturata e direttamente inviata al processo di metanazione ($CO2_{met_{z,t}}$), senza prima passare dallo stoccaggio. Il parametro α fa sì che l'anidride carbonica reagisca con l'idrogeno senza produrre scarti. Infine, attraverso il potere calorifico inferiore dell'idrogeno (parametro PCI_{H_2}) si legano le variabili della CO_2 , espresse per praticità in tonnellate, alla variabile di idrogeno, espressa in MWh.

$$z \in \mathbb{Z}, t \in \mathbb{T} \quad \sum_{h \in \mathbb{Z}}^H H2_{h,t}^{MET} = \alpha \cdot (CO2_{met_{z,t}} + CO2_{disch_{z,t}}) \cdot PCI_{H_2} \quad 3.6$$

In ultimo, come mostrato dall'equazione 3.7, il metano sintetico prodotto è espresso come somma di due variabili: una quota ($d_{z,t}^{SYN}$) è indirizzata a soddisfare la domanda di metano sintetico, l'altra ($F_{z,t}^{SYN}$) esprime invece la parte di metano sintetico che è immessa nelle condutture del gas. Il parametro β lega in maniera corretta la quantità di reagente (in questo caso l'anidride carbonica) con il metano sintetico, prodotto della reazione. Ancora una volta, il potere calorifico inferiore del metano (PCI_{CH_4}) è utilizzato per legare le variabili della CO_2 , espresse in tonnellate, alle variabili del metano, espresse tradizionalmente in MWh. Con il parametro ε_{met} si tiene conto, invece, del rendimento del processo di metanazione.

$$z \in \mathbb{Z}, t \in \mathbb{T} \quad d_{z,t}^{SYN} + F_{z,t}^{SYN} = \varepsilon_{met} \cdot \beta \cdot (CO2_{met_{z,t}} + CO2_{disch_{z,t}}) \cdot PCI_{CH_4} \quad 3.7$$

Inoltre, è stata costruita una variabile ($SYN_{lev,t}$) utile a quantificare la domanda di metano sintetico soddisfatta complessivamente fino all'ora t , come mostrato di seguito.

$$t \in \mathbb{T} \quad SYN_{lev,t} = SYN_{lev,t-1} + \sum_{z \in \mathbb{Z}} d_{z,t}^{SYN} \quad 3.8$$



La variabile $SYN_{lev,t}$ inizializzata a zero, nell'ora finale viene limitata superiormente dalla domanda nazionale annua di metano sintetico (D^{SYN}), inserita nei file di input del presente strumento di simulazione.

$$t = t_{in} \qquad SYN_{lev,t} = 0 \qquad 3.9$$

$$t = t_{fin} \qquad SYN_{lev,t} \leq D^{SYN} \qquad 3.10$$

3.1.5 Caso studio: impatto nello scenario italiano al 2030

Il modello matematico proposto sopra è stato applicato ad un caso test consistente in una analisi di scenario al 2030 per valutare il possibile impatto sul sistema energetico italiano della produzione di metano sintetico a partire dall'idrogeno verde e dalla CO₂ catturata.

Di seguito sono illustrati i dati di input e le ipotesi considerati, derivanti dagli scenari di RSE denominati "Aree Idonee" definiti nel documento [28]. Successivamente, sono presentati e discussi i risultati ottenuti; in particolare ci si focalizzerà:

- per il sistema elettrico, su:
 - prezzo dell'energia,
 - produzione da impianti programmabili (termoelettrici e idroelettrici),
 - emissioni di CO₂ da produzione termoelettrica,
 - utilizzo dei sistemi di accumulo,
 - *overgeneration* residua da produzione da fonti rinnovabili,
 - assorbimento di energia da parte degli elettrolizzatori e conseguente produzione di idrogeno;
- per il sistema gas, su:
 - prezzo del gas,
 - quantità di gas importato,
 - utilizzo degli stoccaggi,
- produzione e utilizzo di metano sintetico, elemento comune fra i due sistemi.

L'adeguamento del sistema italiano a quanto prescritto dalla Direttiva Europea n. 2018/2001 e la successiva rimodulazione degli obiettivi di decarbonizzazione posti dal piano "Repower EU" richiederanno l'installazione di circa 70-75 GW di nuova capacità da fonte rinnovabile entro il 2030, ovvero un incremento di 10-15 GW rispetto a quanto previsto dal Pacchetto Energetico Europeo "Fit For 55" (FF55), come mostrato in Figura 3.1.

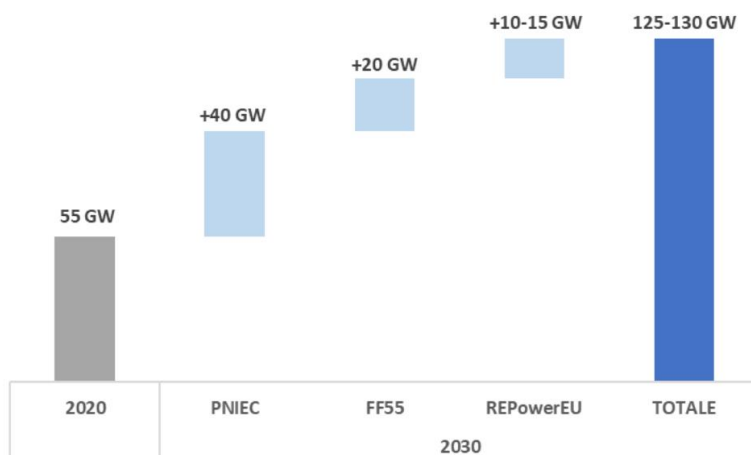


Figura 3.1 - Incremento delle potenze aggiuntive da FER tra il 2020 e il 2030 per il raggiungimento degli obiettivi al 2030. Fonte: Scenari a supporto del decreto "Aree Idonee" [28]

Attraverso le analisi svolte in [28], si è stabilito che questa potenza aggiuntiva sia composta da 11 GW di impianti eolici *on-shore* e 54 GW di impianti fotovoltaici, con il resto derivante da eolico *off-shore*. Sempre nello stesso documento [28], RSE ha analizzato e discusso tre differenti scenari di ripartizione delle rinnovabili tra le varie Regioni e Province autonome; il caso di studio qui presentato si basa sullo scenario denominato "Scenario B", il quale prevede una ripartizione dei 54 GW di fotovoltaico prediligendo una maggior concentrazione nelle regioni Sud del Paese secondo la ripartizione regionale presentata in Tabella 3.1.

Tabella 3.1 - Ripartizione regionale e zonale della potenza fotovoltaica ed eolica prevista al 2030.

Regione	Potenza installata prevista [GW]	Zone di mercato elettrico	Potenza installata prevista fotovoltaica/eolica [GW]
Val D'Aosta	0,2	ND (Nord)	12,2
Piemonte	1,9		
Liguria	0,5		
Lombardia	3,3		
Trentino	0,6		
Veneto	2,3		
Friuli Venezia Giulia	0,8		
Emilia Romagna	2,6	CS (Centro Sud)	11,9
Lazio	4,0		
Abruzzo	2,0		
Campania	4,2		
Umbria	1,7	CN (Centro Nord)	3,2
Toscana	2,1		
Marche	1,1		
Molise	1,6	SU (Sud)	19,2
Puglia	13,4		
Basilicata	4,2	SI (Sicilia)	9,4
Sicilia	9,4		
Sardegna	6,5	SA (Sardegna)	6,5
Calabria	2,1	CA (Calabria)	2,1

Più in generale, la capacità installata e la produzione¹¹ da FER considerate per lo scenario di input è la seguente:

Tabella 3.2 – Capacità installata e produzione imposta da FER al 2030 per ciascuna fonte secondo lo scenario considerato

FER	Capacità installata [GW]	Produzione Imposta [TWh]
Fotovoltaico	76,4	98,46
Eolico	22	
di cui onshore	22	46,19
di cui offshore	-	
Solare a concentrazione (CSP)	-	
Idroelettrico	19	
di cui bacini	9,65	
di cui pompaggi	7,66	
di cui fluente		22,70
Bioenergie	4,1	14,73
Geotermoelettrico	0,8	3
Totale	122	

Relativamente al parco di generazione termoelettrico, si è ipotizzato un incremento della capacità produttiva, portando i totali della potenza installata ai valori mostrati in Tabella 3.3.

Tabella 3.3 - Potenza termoelettrica zonale installata

Zona	Potenza installata zonale [GW]
CA	3,2
CN	2,8
CS	5,9
ND	20,4
SA	0 ¹²
SC	3,5
SU	5,9
Installato totale	41,8

Per quanto concerne la capacità installata per gli impianti idroelettrici programmabili (a bacino e di pompaggio), la seguente Tabella 3.4 riporta la ripartizione zonale.

Tabella 3.4 – Dettaglio zonale della capacità installata per impianti idroelettrici a bacino e pompaggi

Zona	MW
CA	686
CN	341
CS	2992

¹¹ All'interno del modello di simulazione la generazione da fonti rinnovabili non programmabili è un dato imposto dall'utente; per maggiori dettagli si veda [6] e [29]

¹² Non essendo prevista la presenza di un sistema gas in Sardegna ed essendo gli impianti termoelettrici previsti dallo scenario alimentati a gas naturale

ND	12059
SA	397
SC	643
SU	190
Totale	17308

Invece, in Tabella 3.5 è mostrata la ripartizione zonale dell'installato per i sistemi di accumulo elettrochimico:

Tabella 3.5 - Capacità di stoccaggio energetico zonale per batterie di accumulo

Zona	Potenza [MW]	Capacità [MWh]
CA	600	4800
CN	21	90
CS	483	3110
ND	664	2710
SA	2205	14370
SC	2412	19250
SU	4527	36050
Totale	10912	80380

Infine, le ipotesi relative alla capacità di assorbimento per la produzione di idrogeno da elettrolisi sono indicate nella seguente Tabella 3.6:

Tabella 3.6 – Ripartizione zonale degli elettrolizzatori per capacità di assorbimento

Zona	Potenza massima [MW]
CN	200
CS	200
ND	200
SA	900
SC	2000
SU	2100
CA	500
Totale	6100

Le ipotesi relative al sistema gas invece sono le seguenti:

- Domanda di gas nazionale (esclusa quella dei termoelettrici²³) è di 357 TWh;
- Capacità di stoccaggio di gas naturale italiana: 179,8 TWh.

Relativamente alla topologia del sistema gas, ci si è rifatti alla struttura definita in [29], considerando solamente i nodi relativi al sistema italiano e quelli confinanti, questi ultimi esclusivamente per determinare le quantità importanti e il relativo prezzo. Si veda la Figura 3.2 per una rappresentazione grafica, mentre la Tabella 3.7 mostra la capacità produttiva e il relativo prezzo per ciascuno dei nodi considerati. A tal proposito, si segnala che la capacità produttiva dei nodi CH, AT, SI e MT comprende il gas proveniente dal resto del sistema gas europeo, i cui valori sono stati determinati a partire dai risultati dello studio presentato in [30].

²³ La domanda di gas naturale necessaria alla produzione di energia elettrica da fonte termoelettrica è uno degli output del simulatore integrato gas-elettrico.

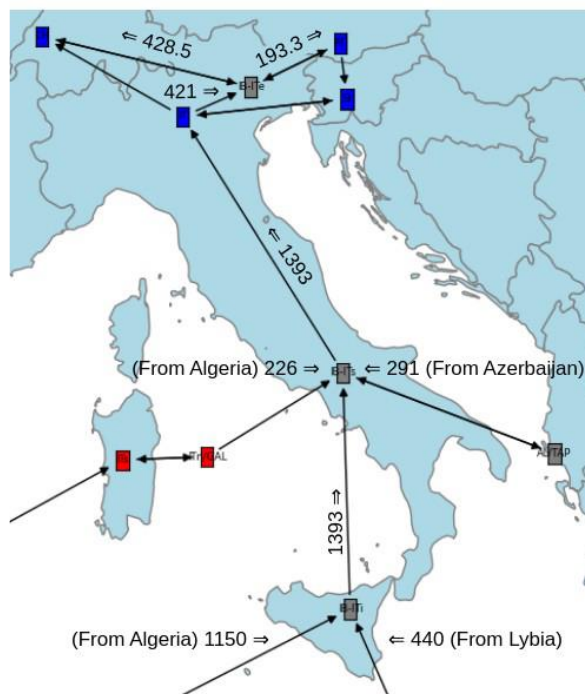


Figura 3.2 – Schema semplificato della rete di trasporto italiana al 2030 [29]. Elaborazione su dati ENTSG.

Tabella 3.7 – Capacità produttiva oraria e prezzo del gas naturale per nodo del sistema

	[GWh]	[€/Gcal]
IT	4,30	35,69
DZ	33,92	34,28
LY	6,71	34,40
CH	39,71	35,33
AT	71,80	36,12
SI	1,34	35,89
MT	3,50	36,62
TAP	18,58	32,96
LNG_CA_ME1	212,05	31,26
LNG_CA_ME2	212,05	31,08

In Tabella 3.7 sono indicati anche i canali di approvvigionamento del Gas Naturale Liquefatto (LNG) LNG_CA_ME1 e LNG_CA_ME2. Questi canali derivano dalla modellazione descritta in [29] che individua quattro zone di riferimento in Europa – mostrate in Figura 3.3 – per determinare i costi di approvvigionamento da LNG. Come si vede, l'Italia è a cavallo tra le due zone Mediterranean 1 (LNG_CA_ME1) e Mediterranean 2 (LNG_CA_ME2).

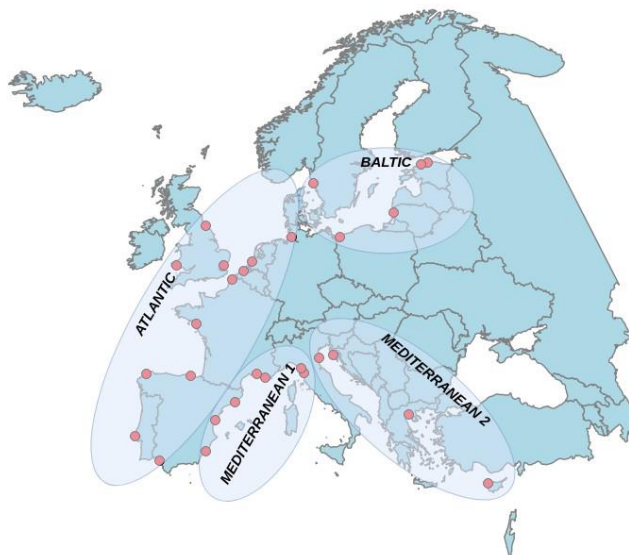


Figura 3.3 – Aree di costo del GNL definite da ENTSO-G.

In ultimo, poiché l'analisi che si vuole eseguire è relativa all'utilizzo della CO₂ catturata a seguito della produzione termoelettrica per la produzione di metano sintetico, è necessario discutere l'ipotesi relativa alla possibile capacità di stoccaggio della CO₂ in Italia al 2030. Ad oggi, nel nostro Paese non è presente alcun sito di stoccaggio geologico attivo, anche solo per scopo dimostrativo. Tuttavia, all'interno del documento "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" del giugno 2023 [31] è indicato che *"in Italia è stata recentemente rilasciata ad ENI S.p.A. la prima autorizzazione per svolgere un programma sperimentale - denominato "CCS Ravenna Fase 1" - di cattura, trasporto e stoccaggio geologico di anidride carbonica proveniente dalla centrale di ENI di Casalborsetti (RA), nel complesso di stoccaggio individuato nell'ambito di un'area di coltivazione di idrocarburi a gas offshore che ha un obiettivo di 4 Mton/anno"* e che *"l'Italia ha condiviso con Francia e Grecia la volontà di promuovere una cooperazione transfrontaliera sul tema della cattura, del trasporto e dello stoccaggio della CO₂, attraverso lo sviluppo di progetti comuni e l'elaborazione di piani comuni per la gestione congiunta transfrontaliera della CCS"*. Pertanto, si è ritenuta ragionevole l'ipotesi che al 2030 sarà disponibile una capacità di stoccaggio di CO₂ pari a **4 Mt/anno**, ma solo per la zona Nord; poiché non sono indicati nel PNIEC altri possibili siti, si considera che le altre zone non avranno capacità di stoccaggio.

Si sottolinea che non è nello scopo di questo lavoro affrontare il tema del trasporto della CO₂ dal sito di cattura a quello di stoccaggio; l'ipotesi è quindi che al 2030 la tecnologia necessaria sarà matura e disponibile.

Le analisi presentate nello studio [29] avevano mostrato come il prezzo dell'idrogeno sia in grado di influenzare il prezzo dell'energia elettrica nelle ore in cui gli elettrolizzatori sono attivi consumando il surplus di generazione rinnovabile per produrre idrogeno. Si era anche indicato come il prezzo stesso dell'idrogeno potesse determinare se l'energia consumata per la sua produzione provenisse effettivamente solo da risorse rinnovabili (unica condizione per poterlo definire "idrogeno verde") o, al contrario, comportasse l'attivazione anche degli impianti termoelettrici. In aggiunta a questo, nel presente studio si considera che parte dell'idrogeno sia utilizzata per produrre metano sintetico da immettere nel sistema gas, pertanto ci si può ragionevolmente attendere che anche in questo caso ci sia una reciproca influenza tra i prezzi dei due vettori energetici – anche solo relativamente alla convenienza del produrre metano sintetico rispetto a vendere l'idrogeno nel suo mercato.

Si è ritenuto pertanto di interesse eseguire analisi su come i prezzi di elettricità, gas ed idrogeno si influenzino reciprocamente in una situazione in cui i tre sistemi risultino integrati dalla presenza degli elettrolizzatori e dagli impianti di metanazione.

Poiché allo stato attuale non esiste ancora un mercato dell'idrogeno "codificato" – anzi: le discussioni su come esso potrebbe essere impostato sono aperte¹⁴ non è possibile determinare un prezzo di riferimento da utilizzare nelle analisi; si è pertanto deciso di eseguire un'analisi di sensitività sul suo valore per determinarne l'impatto sul sistema energetico integrato.

Si sono considerati i seguenti quattro livelli di prezzo:

1. $P_{H_2} = 0 \text{ €/MWh}$ – che può essere considerato il caso di riferimento
2. $P_{H_2} = 16 \text{ €/MWh}$ – in continuità con le analisi svolte in [29]
3. $P_{H_2} = 35 \text{ €/MWh}$ – in quanto via di mezzo tra il livello di prezzo 2 e il valore che potrebbe causare l'attivazione degli impianti termoelettrici
4. $P_{H_2} = 40 \text{ €/MWh}$ – perché prossimo al valore che potrebbe causare l'attivazione degli impianti termoelettrici.

Per ciascuno dei livelli di prezzo considerati si andrà anche a verificare se la produzione di idrogeno da elettrolisi sia "verde", ovvero eseguita unicamente consumando energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili.

3.1.5.1 Risultati

La presente sezione riporta un'analisi sui principali risultati ottenuti.

Il primo risultato da analizzare è relativo alla produzione di idrogeno e di metano sintetico (Tabella 3.8). Come si può vedere, l'utilizzo di idrogeno per la produzione di metano sintetico risulta conveniente solo per i primi due livelli di prezzo ipotizzati: quando il valore dell'idrogeno aumenta, diventa preferibile per il sistema venderlo tutto. Si sottolinea anche che al crescere del valore del prezzo dell'idrogeno la produzione di metano sintetico diminuisce fino ad annullarsi.

La produzione di idrogeno, invece, cresce al crescere del suo prezzo, fino ad assestarsi sul valore di 3,02 TWh.

Tabella 3.8 – Risultati relativi alla produzione e all'utilizzo di H_2 nei quattro diversi scenari

	H_2 totale prodotto [TWh]	H_2 destinato a metanazione [TWh]
$P_{H_2} = 0 \text{ €/MWh}$	2,7	0,89
$P_{H_2} = 16 \text{ €/MWh}$	2,76	0,88
$P_{H_2} = 35 \text{ €/MWh}$	3,02	-
$P_{H_2} = 40 \text{ €/MWh}$	3,02	-

Parallelamente alla riduzione del consumo di idrogeno per il processo di metanazione, si ha ovviamente una riduzione dell'utilizzo della CO_2 (Tabella 3.9). La capacità annuale di cattura di anidride carbonica (4 Mton) viene sempre saturata, ma la quantità totale catturata è maggiore per i primi due scenari di prezzo poiché circa 150 kton vengono utilizzate, appunto, per il processo di metanazione.

Tabella 3.9 – Risultati relativi alla CO_2 nei quattro diversi scenari

	CO_2 prodotta [Mton]	CO_2 catturata [Mton]	CO_2 per metanazione [kton]
$P_{H_2} = 0 \text{ €/MWh}$	22,83	4,15	148,58
$P_{H_2} = 16 \text{ €/MWh}$	22,83	4,15	147,68

¹⁴ Si veda ad esempio la Hydrogen Initiative della Clean Energy Ministerial [54]

$P_{H_2} = 35 \text{ €/MWh}$	22,82	4	-
$P_{H_2} = 40 \text{ €/MWh}$	22,82	4	-

Poiché la produzione di idrogeno deve avvenire attraverso l'utilizzo dell'*overgeneration* da fonti rinnovabili, in Tabella 3.10 è possibile verificarne l'andamento in output alle simulazioni in funzione del variare del parametro di sensitivity.

Tabella 3.10 – Risultati relativi a overgeneration, accumulo di energia elettrica da impianti idroelettrici e batterie e assorbimento delle unità PtH

	<i>Overgeneration</i> [GWh]	Accumulo da idroelettrico di pompaggio [TWh]	Accumulo da batterie [TWh]	Assorbimento elettrolizzatori [TWh]
$P_{H_2} = 0 \text{ €/MWh}$	901,31	7,69	18,06	3,80
$P_{H_2} = 16 \text{ €/MWh}$	856,55	7,56	18,10	3,89
$P_{H_2} = 35 \text{ €/MWh}$	446,15	7,55	18,52	4,25
$P_{H_2} = 40 \text{ €/MWh}$	446,15	7,55	18,52	4,25

Al crescere del prezzo dell'idrogeno ne abbiamo visto (Tabella 3.8) l'incremento della produzione; la Tabella 3.10 ci mostra che, come ovvio, questo si accompagna ad un incremento dell'assorbimento da parte degli elettrolizzatori (ultima colonna a dx) ma soprattutto ad una riduzione dell'*overgeneration*. È però interessante notare come questa riduzione di *overgeneration* sia ripartita tra le differenti risorse capaci di assorbita: i pompaggi (colonna centrale), gli accumuli elettrochimici (penultima colonna a dx) e gli elettrolizzatori (ultima colonna a dx): i pompaggi riducono il loro assorbimento al crescere del prezzo dell'idrogeno, a favore dell'accumulo delle batterie. È ipotizzabile che questo avvenga a causa del maggiore rendimento di queste ultime (90% contro 70-80%, in base alla tecnologia) e al fatto che, divenendo più conveniente per il sistema la produzione dell'idrogeno rispetto alla semplice eliminazione dell'*overgeneration*, il solutore preferisca evitare lo spreco di energia. Questo si ripercuote ovviamente sull'utilizzo in generale delle due tecnologie, come mostrato in Tabella 3.11, in cui si mostra come la produzione da fonte idroelettrica diminuisca e aumenti quella da accumuli elettrochimici.

Tabella 3.11 – Elettricità prodotta dagli impianti idroelettrici (a bacino, a bacino con pompaggio e pompaggio puro) e da batterie

	Produzione da idroelettrico [TWh]	Produzione da batterie [TWh]
$P_{H_2} = 0 \text{ €/MWh}$	32,05	16,26
$P_{H_2} = 16 \text{ €/MWh}$	31,97	16,29
$P_{H_2} = 35 \text{ €/MWh}$	31,95	16,66
$P_{H_2} = 40 \text{ €/MWh}$	31,95	16,66

Ci si potrebbe interrogare, tuttavia, perché le risorse di accumulo a disposizione non siano utilizzate con una maggiore sinergia; una risposta potrebbe derivare dalle caratteristiche dello scenario meteorologico (ovvero dai profili di generazione delle fonti rinnovabili) considerato: come si vede dalla Figura 3.4, infatti, l'*overgeneration* è sostanzialmente concentrata in poche settimane durante l'anno – in primavera.

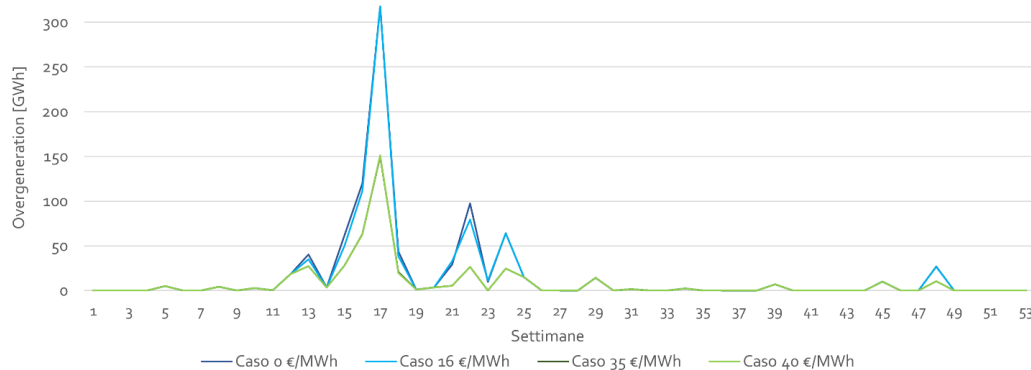


Figura 3.4 – Distribuzione settimanale dell'overgeneration residua nei diversi scenari

Questo influenza anche la distribuzione durante l'anno della produzione di idrogeno, mostrata in Figura 3.5. Confrontando le Figure Figura 3.4 e Figura 3.5 risulta evidente la correlazione tra la produzione di idrogeno e l'overgeneration residua.

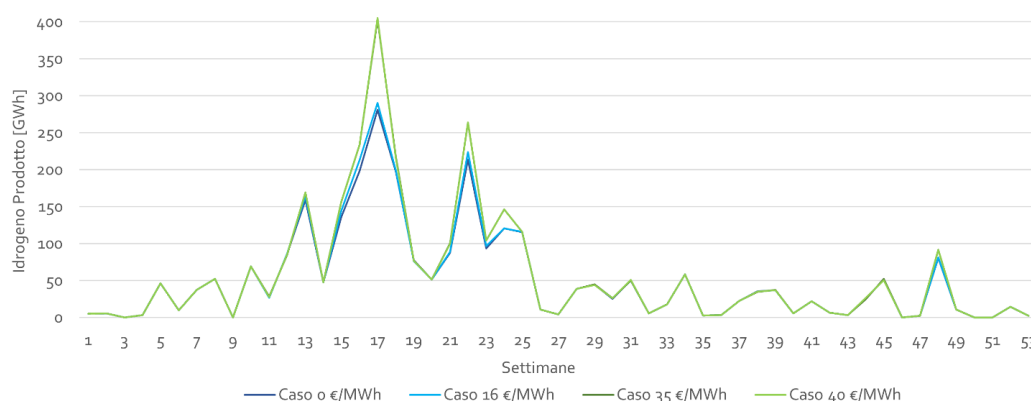


Figura 3.5 – Distribuzione settimanale della produzione di idrogeno nei diversi scenari

A complemento, si mostra in Figura 3.6 anche l'andamento settimanale della produzione di metano sintetico (per gli scenari che la prevedono). Si può notare, mediante un confronto con la Figura 3.5, un certo scostamento temporale tra la produzione di idrogeno e quella di metano sintetico: ciò è permesso dalla presenza di capacità di accumulo di idrogeno, anche se limitata, e costituisce un segnale del fatto che la produzione termoelettrica, unica fonte di CO₂ qui considerata¹⁵, avviene in momenti differenti rispetto a quella dell'idrogeno, ovvero che l'idrogeno prodotto è effettivamente verde.

¹⁵ Si ricorda che le ipotesi di scenario vedono capacità di stoccaggio di CO₂ solo nella zona NORD; per le altre zone del sistema elettrico la produzione di metano sintetico è quindi possibile solo in contemporanea alla produzione termoelettrica.

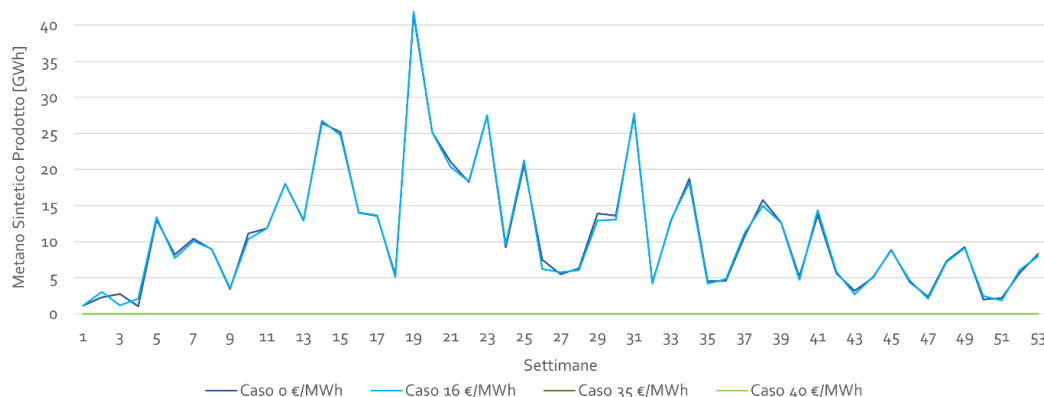


Figura 3.6 – Distribuzione settimanale della produzione di metano sintetico nei diversi scenari

In ultimo, si vuole mostrare l'impatto del prezzo dell'idrogeno sul prezzo dell'energia elettrica (Tabella 3.12): questo cresce al crescere del prezzo di mercato del primo. Questo impatto non secondario è da tenere in considerazione nei ragionamenti che si stanno portando avanti per la definizione di un *design* per il nascente mercato dell'idrogeno.

Tabella 3.12 – Prezzo medio dell'elettricità

	Prezzo medio elettricità [€/MWh]
$P_{H_2} = 0 \text{ €/MWh}$	75,31
$P_{H_2} = 16 \text{ €/MWh}$	76,76
$P_{H_2} = 35 \text{ €/MWh}$	78,69
$P_{H_2} = 40 \text{ €/MWh}$	79,21

In conclusione, relativamente al sistema elettrico, possiamo sottolineare i seguenti risultati:

- l'idrogeno ha grandi potenzialità di riduzione dell'*overgeneration* da FER, che crescono al crescere del suo prezzo di mercato ma con un limite superiore;
- la produzione di metano sintetico utilizzando idrogeno da elettrolisi e CO₂ catturata dalla produzione termoelettrica è in forte competizione con la vendita dell'idrogeno prodotto;
- la sinergia tra accumuli elettrici ed elettrolizzatori è fondamentale in ottica di riduzione dell'*overgeneration* da FER; sono ovviamente preferibili tecnologie a rendimento maggiore.

Passando ad una rapida analisi dei risultati sul sistema gas, è interessante mostrare come il prezzo dell'idrogeno non ha sostanzialmente impatto sul prezzo del gas (Tabella 3.13): la produzione di metano sintetico, mostrata in Tabella 3.14, è una frazione minima dei 453,55 TWh di gas importati dal sistema Italia.

Tabella 3.13 – Prezzo medio del gas

	Prezzo medio gas [€/MWh]
$P_{H_2} = 0 \text{ €/MWh}$	30,7
$P_{H_2} = 16 \text{ €/MWh}$	30,7
$P_{H_2} = 35 \text{ €/MWh}$	30,7
$P_{H_2} = 40 \text{ €/MWh}$	30,7

Tabella 3.14 – Produzione di metano sintetico

	Metano sintetico prodotto [GWh]
$P_{H_2} = 0 \text{ €/MWh}$	594,4
$P_{H_2} = 16 \text{ €/MWh}$	590,7
$P_{H_2} = 35 \text{ €/MWh}$	-
$P_{H_2} = 40 \text{ €/MWh}$	-

In conclusione, in ottica di mostrare il comportamento del solutore integrato, viene presentato in Figura 3.7 l'andamento annuale dello stoccaggio del gas naturale in Italia.



Figura 3.7 – Andamento del livello complessivo di gas negli stoccaggi italiani durante l'anno

3.2 Modellazione delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento

La fornitura di calore tramite reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento è riconosciuta come una soluzione promettente per mitigare i consumi di energia primaria e le emissioni locali, al fine di soddisfare la domanda termica di edifici e centri industriali [32]. Inoltre, risulta interessante valutare le possibilità offerte in termini di interconnessione tra il sistema elettrico e il sistema termico. Storicamente i distretti di teleriscaldamento sono stati terreno fertile per l'utilizzo di impianti di cogenerazione, capaci di produrre calore per le utenze termiche e allo stesso tempo soddisfare utenze elettriche o immettere elettricità nella rete elettrica [33]. Con l'avvento della quarta generazione delle reti di telecalore, si è osservata l'introduzione di tecnologie *power-to-heat* [33], le quali sono capaci di produrre calore mediante la conversione di energia elettrica, principalmente attraverso l'impiego di pompe di calore. In abbinamento all'utilizzo degli impianti di cogenerazione, ciò ha comportato la possibilità di stabilire una connessione bidirezionale con la rete elettrica.

Il teleriscaldamento e il teleraffrescamento sono riconosciuti come mezzi per un maggior utilizzo di fonti rinnovabili all'interno del settore del riscaldamento e del raffrescamento anche dalla direttiva (UE) 2023/2413 sulla promozione dell'energia da fonti rinnovabili ("RED III") [7]. Per sfruttare il loro potenziale, nel periodo dal 2021 al 2030 è indicato un aumento, come media annua, del 2,2% di energia rinnovabile o da calore di scarto nelle reti del teleriscaldamento e teleraffrescamento. Tale obiettivo può essere inoltre accompagnato dalla possibilità di coprire un ruolo nel bilanciamento della rete elettrica, fornendo una domanda supplementare di energia

elettrica da fonti rinnovabili non programmabili quando quest'ultima è abbondante, economica e altrimenti inutilizzata, anche con il sostegno di accumuli termici.

A livello nazionale, le reti del teleriscaldamento ricevono riconoscimento come strumento di decarbonizzazione e integrazione tra i diversi settori energetici nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) [31], dove è riportato che, in base alle indicazioni della RED III sopra citate, la quota finale di energia rinnovabile utilizzata nelle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento al 2030 per l'Italia sarà pari al 48%.

La situazione attuale del teleriscaldamento in Italia vede oltre 300 reti in esercizio, con un'estensione di 4800 km, una potenza termica installata di 9,3 GW e una produzione di 12,4 TWh termici di riscaldamento e 129 GWh termici di raffreddamento. Circa la metà dell'energia termica di riscaldamento è stata generata da cogenerazione fossile che, insieme a 1,8 TWh di cogenerazione rinnovabile, ha contribuito alla generazione di 7,2 TWh di energia elettrica [34]. La valutazione del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) sul potenziale del teleriscaldamento in Italia [35] ha individuato un potenziale economicamente sostenibile intorno ai 21 TWh di energia termica erogata e di 3700 km aggiuntivi di rete, raddoppiando praticamente i volumi rispetto ai valori attuali.

Inoltre, nell'ambito della Missione 2, Componente 3 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) [36], è stato introdotto l'investimento 3.1 "Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento", con uno stanziamento di 200 mln€. Con Decreto direttoriale n. 435 del 23/12/2022 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, sono stati approvati 29 progetti che genereranno a regime circa 84,5 GWh all'anno di energia termica.

Dato il riconoscimento del ruolo del teleriscaldamento e teleraffrescamento nella pianificazione energetica nazionale e la sua spiccata natura intersettoriale, si è ritenuta necessaria l'implementazione di tale settore all'interno della modellazione del simulatore integrato.

I settori di teleriscaldamento e teleraffrescamento si inseriscono all'interno del sistema energetico modellizzato nel simulatore integrato come illustrato in Figura 3.8, nel quale si nota l'utilizzo di gas naturale e il collegamento bidirezionale con il sistema elettrico.

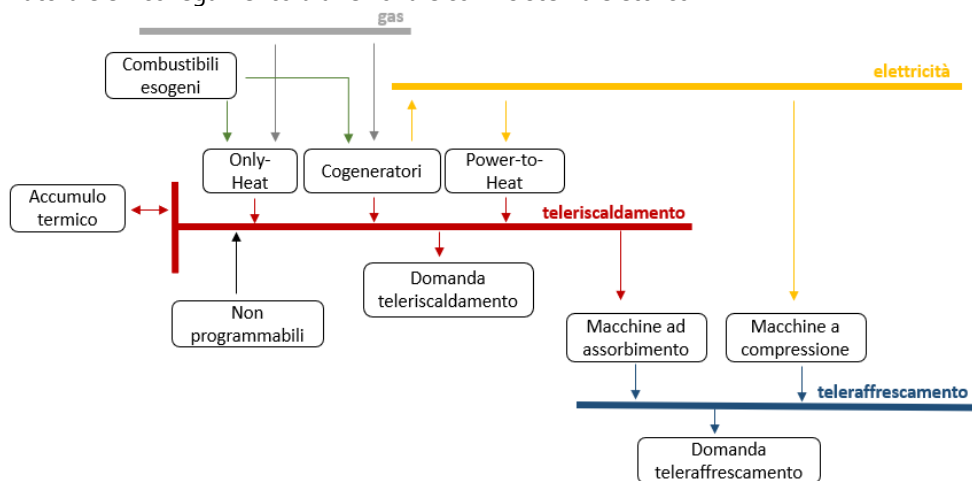


Figura 3.8 Relazioni tra i sistemi del teleriscaldamento e teleraffrescamento e gli altri sistemi energetici all'interno del simulatore integrato

Ne segue la necessità di caratterizzare i generatori, sia per il sistema di teleriscaldamento che per il sistema di teleraffrescamento. Per quanto concerne il primo, i generatori sono categorizzati

secondo due classi: la tecnologia ed il combustibile utilizzato. Infatti, la combinazione di queste due proprietà permette di definire completamente i legami con gli altri settori energetici, come illustrato in Figura 3.9.

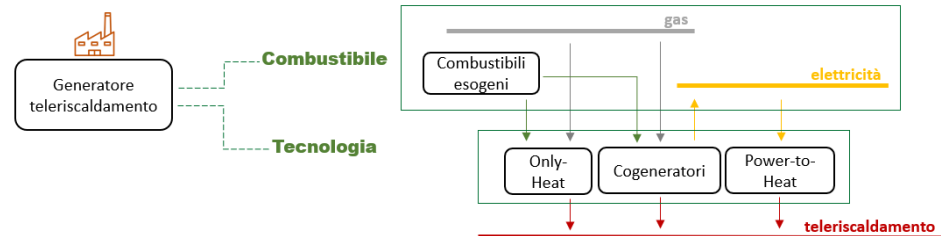


Figura 3.9 Categorizzazione dei generatori per teleriscaldamento

Per quanto concerne i generatori di teleraffrescamento, le due proprietà principali sono la tecnologia (che è già caratterizzante del combustibile) e la posizione dei generatori nella rete, come illustrato in Figura 3.10.

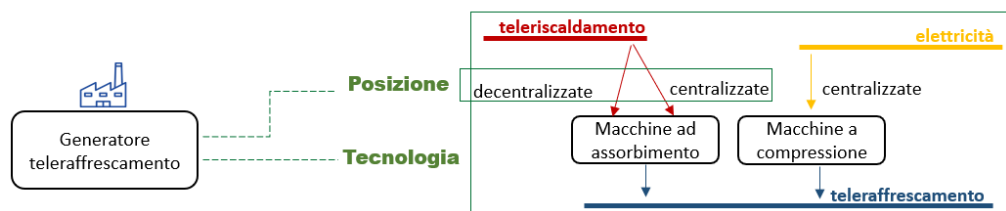


Figura 3.10 Categorizzazione dei generatori per teleraffrescamento

3.2.1 Set e sub-set

I	Zone del telecalore
Gdh	Generatori per teleriscaldamento
Sdh	Accumuli termici per teleriscaldamento
$Gdh^{GAS} \subset Gdh$	Generatori per teleriscaldamento alimentati a gas
$Gdh^{DISP} \subset Gdh$	Generatori per teleriscaldamento con carburanti esogeni
$Gdh^{CHP} \subset Gdh$	Generatori per teleriscaldamento cogenerativi dedicati
$Gdh^{PTH} \subset Gdh$	Generatori per teleriscaldamento power-to-heat
Gdc	Generatori per teleraffrescamento
$Gdc^{CENT} \subset Gdc$	Generatori per teleraffrescamento centralizzati
$Gdc^{DEC} \subset Gdc$	Generatori per teleraffrescamento decentralizzati
$Gdc^{COMP} \subset Gdc$	Generatori per teleraffrescamento a compressione
$Gdc^{ABS} \subset Gdc$	Generatori per teleraffrescamento ad assorbimento

3.2.2 Parametri

$DH_{i,t}^{LOAD,NET}$	Carico termico del teleriscaldamento
$DH_{i,t}^{LOAD}$	Carico termico lordo con perdite del teleriscaldamento
$C^{other}(i,t)$	Calore delle altre tecnologie per telecalore non dispacciabili
$Cost_{gdh}^{FUEL,disp}$	Costo combustibile esogeno
$DC_{i,t}^{LOAD}$	Carico termico del teleraffrescamento
$\overline{p_{gdh}^{max}}$	Potenza massima del generatore per teleriscaldamento
$\overline{p_{gdc}^{max}}$	Potenza massima del generatore per teleraffrescamento

$\overline{DHS_{sdh}^{DIS,max}}$	Potenza massima di scarica accumulo termico per teleriscaldamento
$\overline{DHS_{sdh}^{CH,max}}$	Potenza massima di carica accumulo termico per teleriscaldamento
$\overline{DHS_{sdh}^{LEV,max}}$	Livello massimo accumulo termico teleriscaldamento
η_{sdh}^{DIS}	Rendimento di scarica dell'accumulo termico per teleriscaldamento

3.2.3 Scalari

λ^{DHnetw}	Perdite della rete di teleriscaldamento
λ^{DCnetw}	Perdite della rete di teleraffrescamento

3.2.4 Variabili

$C_{gdh,t}^{DH}$	≥ 0	Calore prodotto da generatori per telecalore
$D_{gdh,t}^{DISP,DH}$	≥ 0	Richiesta calore primario da combustibili esogeni per telecalore
$D_{i,t}^{GAS,DH}$	≥ 0	Richiesta di gas per generatori telecalore
$P_{i,t}^{CHP,DH}$	≥ 0	Produzione elettrica da impianti di cogenerazione per telecalore
$L_{i,t}^{PtH,DH}$	≥ 0	Richiesta elettrica <i>power to heat</i> per telecalore
$DHS_{sdh,t}^{DIS}$	≥ 0	Potenza di scarica accumuli termici per telecalore
$DHS_{sdh,t}^{CH}$	≥ 0	Potenza di carica accumuli termici per telecalore
$DHS_{sdh,t}^{LEV}$	≥ 0	Livello degli accumuli termici per telecalore
$C_{gdc,t}^{DC}$	≥ 0	Calore fornito da generatori di teleraffrescamento
$L_{i,t}^{COMP,DC}$	≥ 0	Richiesta elettrica delle macchine a compressione per teleraffrescamento
$D_{i,t}^{HEAT,DC}$	≥ 0	Richiesta di calore delle macchine ad assorbimento per teleraffrescamento
$CR_{j,t}^{DH}$	≥ 0	Domanda di calore per teleriscaldamento non soddisfatta
$CR_{j,t}^{DC}$	≥ 0	Domanda di calore per teleraffrescamento non soddisfatta

3.2.5 Bilanci di rete

Il bilancio termico della rete di teleriscaldamento (equazione 3.11) impone che le quantità in ingresso alla rete equivalgano alle quantità in uscita dalla stessa. Fanno parte della prima categoria la somma del calore prodotto dai vari impianti di telecalore $C_{gdh,t}^{DH}$, il calore prodotto dalle fonti di calore non programmabili $C_{i,t}^{OTHER}$ ed il calore estratto dagli accumuli termici $DHS_{sdh,t}^{DIS}$. Gli elementi che prelevano calore dalla rete sono la domanda di calore $DH_{i,t}^{LOAD}$, il calore assorbito dagli accumuli $DHS_{sdh,t}^{CH}$ e il calore richiesto dagli impianti ad assorbimento delle reti di teleraffrescamento $D_{i,t}^{H,DC}$. Il parametro $CR_{i,t}^{DH}$, corrisponde alla quantità di calore non fornita.

$$\begin{aligned}
 \sum_{gdh \in Gdh(i)} C_{gdh,t}^{DH} + C_{i,t}^{OTHER} + \sum_{sdh \in Sdh(i)} DHS_{sdh,t}^{DIS} + CR_{i,t}^{DH} \\
 i \in \mathbb{I}, t \in \mathbb{T} \quad = DH_{i,t}^{LOAD} + \sum_{sdh \in Sdh(i)} DHS_{sdh,t}^{CH} + D_{i,t}^{H,DC}
 \end{aligned} \tag{3.11}$$

Il calore producibile in ogni momento dai generatori è limitato dalla potenza termica massima del generatore:

$$C_{gdh,t}^{DH} \leq \overline{P_{gdh}^{max}} \tag{3.12}$$

Nel caso in cui alcuni combustibili abbiano una disponibilità limitata (come, ad esempio, nel caso delle biomasse) è introdotto nella equazione 3.13 un limite sulla quantità totale di energia che possono fornire nell'intervallo di ottimizzazione.

$$gdh \in Gdh, t \in \mathbb{T} \quad \sum_t C_{Gdh,t}^{DH} \leq \overline{E_{gdh}^{max}} \quad 3.13$$

Il bilancio termico per le reti di teleraffrescamento (3.14) si sviluppa più semplicemente, in quanto queste sono reti non provviste di accumulo e di fonti di calore non programmabili. La domanda di calore per teleraffrescamento $DC_{i,t}^{LOAD}$ deve essere soddisfatta dai generatori di teleraffrescamento $C_{Gdc,t}^{DC}$ a meno della quantità di calore non fornita $CR_{i,t}^{DC}$.

$$i \in \mathbb{I}, t \in \mathbb{T} \quad \sum_{gdc \in Gdc(i)} C_{Gdc,t}^{DC} + CR_{i,t}^{DC} = DC_{i,t}^{LOAD} \quad 3.14$$

Il calore producibile in ogni momento dai generatori è limitato dalla potenza termica massima del generatore:

$$gdc \in Gdc, t \in \mathbb{T} \quad C_{gdc,t}^{DC} \leq \overline{P_{gdc}^{max}} \quad 3.15$$

3.2.6 Bilancio di accumulo

Il livello energetico dell'accumulo termico viene calcolato nell'equazione 3.17. Il livello dell'accumulo all'istante precedente (t-1) viene moltiplicato per un fattore λ_{sdh} rappresentante le perdite dell'accumulo. A tale valore viene sommata l'energia in ingresso $DHS_{sdh,t}^{CH}$ e sottratta l'energia di scarica moltiplicata per il rendimento di scarica dell'accumulo $\eta_{sdh}^{DIS} DHS_{sdh,t}^{DIS}$. L'equazione 3.16 è dedicata al primo intervallo temporale, dove il livello dell'accumulo iniziale $DHS_{sdh,0}^{LEV}$ è un dato di input.

$$sdh \in Sdh, t = 1 \quad DHS_{sdh,t}^{LEV} = \lambda_{sdh} DHS_{sdh,0}^{LEV} + DHS_{sdh,t}^{CH} - \eta_{sdh}^{DIS} DHS_{sdh,t}^{DIS} \quad 3.16$$

$$sdh \in Sdh, t > 1 \quad DHS_{sdh,t}^{LEV} = \lambda_{sdh} DHS_{sdh,t-1}^{LEV} + DHS_{sdh,t}^{CH} - \eta_{sdh}^{DIS} DHS_{sdh,t}^{DIS} \quad 3.17$$

La potenza di scarica e carica degli accumuli è limitata in ogni momento dalla potenza nominale:

$$DHS_{sdh,t}^{DIS} \leq \overline{DHS_{sdh}^{DIS,max}} \quad sdh \in Sdh, t \in \mathbb{T} \quad 3.18$$

$$DHS_{sdh,t}^{CH} \leq \overline{DHS_{sdh}^{CH,max}} \quad sdh \in Sdh, t \in \mathbb{T} \quad 3.19$$

Il livello dell'accumulo è limitato dalla sua capacità massima:

$$sdh \in Sdh, t \in \mathbb{T} \quad DHS_{sdh,t}^{LEV} \leq \overline{DHS_{sdh}^{LEV,max}} \quad 3.20$$

Poiché un modello lineare non può di per sé evitare la possibilità che l'accumulo assorba e rilasci energia allo stesso momento, per cercare di limitare tale fenomeno è stata introdotta l'equazione 3.21.

$$sdh \in Sdh, t \in \mathbb{T} \quad \frac{DHS_{sdh,t}^{DIS}}{\overline{DHS_{sdh}^{DIS,max}}} + \frac{DHS_{sdh,t}^{CH}}{\overline{DHS_{sdh}^{CH,max}}} \leq 1 \quad 3.21$$

3.2.7 Variabili intersettoriali

Il calore fornito dai generatori $C_{gdh,t}^{DH}$ viene associato come segue alla quantità di materia prima necessaria per la generazione di tale valore, differenziando tra tipologia e combustibile dei generatori:

- l'equazione 3.22 descrive la quantità di gas necessaria per l'alimentazione dei generatori a gas (sia in assetto cogenerativo che solo calore) attraverso il sub-set $Gdh^{GAS}(i)$, dove η_{gdh}^{th} è il rendimento associato al generatore. Tale variabile si sommerà alla domanda di gas nel bilancio del gas;

$$i \in \mathbb{I}, t \in \mathbb{T} \quad D_{i,t}^{GAS,DH} = \sum_{gdh \in Gdh^{GAS}(i)} \frac{C_{gdh,t}^{DH}}{\eta_{gdh}^{th}} \quad 3.22$$

- analogamente, l'equazione 3.23 indica la richiesta di energia elettrica da parte dei generatori *power-to-heat*, attraverso il sub-set $Gdh^{PtH}(i)$. Tale variabile si sommerà alla domanda di elettricità nel bilancio dell'elettricità;

$$i \in \mathbb{I}, t \in \mathbb{T} \quad L_{i,t}^{PtH,DH} = \sum_{gdh \in Gdh^{PtH}(i)} \frac{C_{gdh,t}^{DH}}{COP_{gdh}} \quad 3.23$$

- infine, l'equazione 3.24 indica la richiesta di combustibile esogeno da parte degli impianti alimentati da tali fonti, attraverso il sub-set Gdh^{DISP} . Il loro costo sarà poi inserito all'interno della funzione obiettivo

$$gdh \in Gdh^{DISP}, t \in \mathbb{T} \quad D_{gdh,t}^{DISP,DH} = \frac{C_{gdh,t}^{DH}}{\eta_{gdh}^{th}} \quad 3.24$$

Inoltre, i generatori appartenenti alla categoria dei cogeneratori generano una quantità di energia elettrica per ogni quota di calore che forniscono. In questa modellazione si ritiene che tali impianti lavorino su punto fisso, seguendo la relazione della equazione 3.25:

$$i \in \mathbb{I}, t \in \mathbb{T} \quad P_{i,t}^{CHP,DH} = \sum_{gdh \in Gdh^{CHP}(i)} C_{gdh,t}^{DH} \frac{\eta_{gdh}^{el}}{\eta_{gdh}^{th}} \quad 3.25$$

Come illustrato in Figura 3.10, nelle reti di teleraffrescamento sono presenti delle macchine ad assorbimento, in grado di generare freddo assorbendo del calore in entrata. In particolare, nell'equazione 3.26 è indicato il bilancio in grado di quantificare la quantità di calore assorbita dalle macchine ad assorbimento $D_{i,t}^{HEAT,DC}$. Tale valore è dato dalla somma del calore richiesto dalle macchine centralizzate e da quelle decentralizzate. Le prime sono localizzate presso la centrale di generazione del calore, e raffreddano il fluido che opera nella rete di teleraffrescamento. Per questo al numeratore è presente la quantità di carico termico di teleraffrescamento soddisfatta dal generatore $C_{gdc,t}^{DC}$ maggiorata delle perdite della rete di teleraffrescamento λ^{DCnetw} e trasformata in energia termica in ingresso dal coefficiente di prestazione COP_{gdc} . Le macchine decentralizzate sono localizzate invece presso l'utenza e ricevono il calore in ingresso dalla rete di telecalore. Per questo, nella loro formulazione il carico è maggiorato delle perdite di quest'ultima (λ^{DHnetw}).

$$i \in \mathbb{I}, t \in \mathbb{T} \quad D_{i,t}^{HEAT,DC} = \sum_{gdc \in Gdc^{CEN}(i)} \frac{C_{gdc,t}^{DC} * (1 + \lambda^{DCnetw})}{COP_{gdc}} + \sum_{gdc \in Gdc^{DEC}(i)} \frac{C_{gdc,t}^{DC} * (1 + \lambda^{DHnetw})}{COP_{gdc}} \quad 3.26$$

Inoltre, le macchine frigorifere a compressione richiedono una quantità di energia elettrica per essere alimentate $L_{i,t}^{COMP,DC}$. Tale quantità viene espressa in equazione 3.27, attraverso il sub-set Gdc^{COMP} , mentre λ^{DCnetw} rappresenta le perdite della rete di teleraffrescamento.

$$i \in \mathbb{I}, t \in \mathbb{T} \quad L_{i,t}^{COMP,DC} = \sum_{gdc \in Gdc^{COMP}(i)} \frac{C_{gdc,t}^{DC} * (1 + \lambda^{DCnetw})}{COP_{gdc}} \quad 3.27$$

3.3 Equazione di bilancio elettrico zonale

Il vincolo che esprime il bilancio elettrico zonale è mostrato di seguito ed aggiornato opportunamente per tenere conto delle nuove funzionalità introdotte descritte nei paragrafi 3.1 e 3.2. Esso impone che la produzione più l'importazione complessiva di energia elettrica di ciascuna zona sia, in ogni ora, uguale al consumo più l'esportazione di energia elettrica di quest'ultima.

$$\begin{aligned} z \in \mathbb{Z}, t \in \mathbb{T} \quad & \sum_{g \in \mathbb{G}(z)} p_{g,t} + \sum_{w \in \mathbb{W}(z)} P_{w,t}^{out} + \sum_{j \in \mathbb{Z}(z)} f_{j,z,t} + \sum_{i \in \mathbb{I}(z)} P_{i,t}^{CHP,DH} + CR_{z,t}^{EEL} \\ & = D_{z,t}^{EEL} + OG_{z,t} + \sum_{w \in \mathbb{W}(z)} P_{w,t}^{in} + \sum_{j \in \mathbb{J}(z)} f_{z,j,t} \\ & + \sum_{h \in \mathbb{H}(z)} \frac{H2_{h,t}^{PTH}}{\eta_h^{EL}} + \varepsilon_{capt} \sum_{g \in \mathbb{G}(z)} \eta_{capt} \cdot CO2_{capt,g,t} \\ & + \varepsilon_{stock} \cdot CO2_{ch,z,t} + \sum_{i \in \mathbb{I}(z)} L_{i,t}^{PTH,DH} \\ & + \sum_{i \in \mathbb{I}(z)} L_{i,t}^{COMP,DC} \end{aligned} \quad 3.28$$

Il lato sinistro dell'equazione riporta tutte le produzioni di elettricità modellizzate nella zona z in esame, tra cui:

- La produzione degli impianti termoelettrici ($p_{g,t}$);
- La produzione degli impianti idroelettrici e i prelievi dagli accumuli elettrochimici ($P_{w,t}^{out}$);
- I flussi di potenza che escono da una zona j , connessa alla zona z , e arrivano alla zona in esame ($f_{j,z,t}$);
- La produzione degli impianti cogenerativi all'interno delle reti di teleriscaldamento ($P_{i,t}^{CHP,DH}$);
- Il fabbisogno di elettricità non soddisfatto ($CR_{z,t}^{EEL}$).

Il lato destro dell'equazione riporta invece tutti i consumi di elettricità modellizzati nella zona z in esame, tra cui:

- Il fabbisogno elettrico della zona in esame ($D_{z,t}^{EEL}$);
- L'overgeneration ($OG_{z,t}$);
- I prelievi degli impianti idroelettrici di pompaggio e degli accumuli elettrochimici ($P_{w,t}^{in}$);
- I flussi di potenza che escono dalla zona z in esame ed entrano in una generica zona j , connessa alla zona z ($f_{z,j,t}$);
- Il prelievo degli elettrolizzatori ($\frac{H2_{h,t}^{PTH}}{\eta_h^{EL}}$);
- Il consumo degli impianti di cattura della CO_2 ($\eta_{capt} \cdot CO2_{capt,g,t}$);
- Il consumo dell'impianto di stoccaggio zonale della CO_2 ($CO2_{ch,z,t}$);
- Il consumo dei generatori power-to-heat delle reti di teleriscaldamento ($L_{i,t}^{PTH,DH}$);
- Il consumo delle macchine a compressione delle reti di teleraffrescamento ($L_{i,t}^{COMP,DC}$).

3.4 Equazione di bilancio gas

Analogamente, nell'equazione 3.29 viene rappresentato il bilancio per le zone m del gas naturale.

$$\begin{aligned}
 m \in \mathbb{N}, t \in \mathbb{T} \quad & \sum_{o \in O(m)} SU_{o,t} + \sum_{n \in N(m)} F_{n,m,t} + \sum_{s \in S(m)} GS_{s,t}^{DIS} + \sum_{z \in Z(m)} F_{z,t}^{SYN} \\
 & + CR_{m,t}^{GAS} \\
 & = D_{m,t}^{GAS} + \sum_{g \in G^G(m)} HR_g p_{g,t} + \sum_{n \in N(m)} F_{m,n,t} \\
 & + \sum_{s \in S(m)} GS_{s,t}^{CH} + \sum_{i \in I(m)} D_{i,t}^{GAS,DH}
 \end{aligned} \quad 3.29$$

Nel lato sinistro dell'equazione sono riportati i contributi di produzione di gas nella zona m , tra cui:

- La quantità di gas da fonti di produzione ($SU_{o,t}$);
- I flussi di gas che escono da una zona n , connessa alla zona m , e arrivano alla zona in esame ($F_{n,m,t}$);
- La quantità di gas prelevata dagli accumuli di gas ($GS_{s,t}^{DIS}$);
- La produzione di metano sintetico ($F_{z,t}^{SYN}$);
- Il fabbisogno di gas non soddisfatto ($CR_{m,t}^{GAS}$).

Nel lato destro sono invece riportati i contributi relativi ai consumi nella zona m , tra cui:

- Il fabbisogno di gas naturale della zona in esame ($D_{m,t}^{GAS}$);
- Il prelievo degli impianti di generazione elettrica alimentati a gas ($HR_g p_{g,t}$);
- La quantità di gas che escono dalla zona m in esame ed entrano in una generica zona n , connessa alla zona m verso una generica zona n , connessa alla zona m ($F_{m,n,t}$);
- La quantità di gas prelevata dagli accumuli di gas ($GS_{s,t}^{CH}$);
- La domanda di gas naturale dei generatori a gas delle reti di teleriscaldamento ($D_{i,t}^{GAS,DH}$).

3.5 Funzione obiettivo

La funzione obiettivo del presente modello rappresenta la minimizzazione della somma dei costi complessivi associati all'operatività coordinata del sistema integrato. La funzione obiettivo è stata opportunamente aggiornata per tener conto delle nuove funzionalità introdotte nel modello matematico: la cattura della CO_2 prodotta dagli impianti termoelettrici e il conseguente processo di metanazione e l'esercizio delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

La funzione obiettivo aggiornata è riportata di seguito. Per una descrizione più completa ed esaustiva dei singoli costi considerati (e delle rispettive variabili), si rimanda il lettore ai documenti relativi alla versione precedente del simulatore integrato [6] [8]. In breve, la funzione obiettivo è associata al costo complessivo di esercizio del sistema energetico integrato, che si ottiene sommando il costo associato ai sistemi elettrico, gas e telecalore.

Il costo del sistema gas comprende i costi relativi alla produzione di gas (C_o^P), i costi operativi degli stoccaggi di gas (C_s^O), i costi relativi al processo di elettrolisi (C_h^{H2}) e metanazione (C_h^{SYN}), il costo dei permessi di emissione della CO_2 residua (C_{CO2}), la penalizzazione per il mancato soddisfacimento della domanda di gas (C_{CR}^{GAS}), di idrogeno (C_{CR}^{H2}) e di metano sintetico (C_{CR}^{SYN}); dai suddetti costi vengono sottratti i guadagni relativi al soddisfacimento della domanda esogena di idrogeno (p^{H2}) e di metano sintetico (p^{SYN}).

In relazione al costo associato alla gestione del sistema elettrico, esso include i costi relativi alla produzione dei generatori termoelettrici (C_g^{VAR} e $C_{v(g),t}$), i costi operativi delle unità di storage (C_w^O) e la penalizzazione per il mancato soddisfacimento del carico (C_{CR}^{EEL}), dei fabbisogni di riserva (C_{CR}^{RSR}) e per l'overgeneration residua (C^{OG}).

Infine, i costi associati alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, oltre che tenerne conto implicitamente tramite la domanda di energia elettrica e gas inserita nei rispettivi bilanci, includono i costi relativi ai combustibili esogeni (c_{fuel}) e i costi relativi all'esercizio degli accumuli (c_{sdh}^{DHS}), oltre che ai costi per il mancato soddisfacimento del carico termico relativo al teleriscaldamento ($C_{i,t}^{DH}$) e al teleraffrescamento ($C_{i,t}^{DC}$).

$$\begin{aligned}
 \min costi = & \sum_{o \in \mathbb{O}} C_o^P \sum_{t \in \mathbb{T}} SU_{o,t} + \sum_{s \in \mathbb{S}} C_s^O \sum_{t \in \mathbb{T}} GS_{s,t}^{CH} \\
 & + \sum_{h \in \mathbb{H}} \sum_{t \in \mathbb{T}} [C_h^{H2} \cdot H2_{h,t}^{PtH} + C_h^{SYN} \cdot H2_{h,t}^{MET}] + \sum_{t \in \mathbb{T}} \sum_{m \in \mathbb{M}} C_{CR}^{GAS} \cdot CR_{m,t}^{GAS} \\
 & + \sum_{t \in \mathbb{T}} [C_{CR}^{H2} \cdot CR_t^{H2} + C_{CR}^{SYN} \cdot CR_t^{SYN}] - p^{H2} \sum_{h \in \mathbb{H}} \sum_{t \in \mathbb{T}} d_{h,t}^{H2} \\
 & - p^{SYN} \sum_{h \in \mathbb{H}} \sum_{t \in \mathbb{T}} d_{h,t}^{SYN} \\
 & + C_{CO2} \sum_{g,t} [CO2_{em,g,t} + (1 - \eta_{capt}) \cdot CO2_{capt,g,t}] \\
 & + \sum_{g \in \mathbb{G}} [C_g^{VAR} + C_{v(g),t} \cdot HR_g] \sum_{t \in \mathbb{T}} p_{g,t} + \sum_{w \in \mathbb{W}} C_w^O \sum_{t \in \mathbb{T}} P_{w,t}^{out} \\
 & + \sum_{t \in \mathbb{T}} \sum_{z \in \mathbb{Z}} [C_{CR}^{EEL} \cdot CR_{z,t}^{EEL} + C^{OG} \cdot OG_{z,t}] \\
 & + \sum_{t \in \mathbb{T}} C_{CR}^{RSR} \left[\sum_{z \in \mathbb{Z}} CR_{z,t}^{3,u} + CR_{z,t}^{3,d} \right] \\
 & + \sum_{t \in \mathbb{T}} C_{CR}^{RSR} \left[\sum_{a \in \mathbb{A}} CR_{a,t}^{2,u} + CR_{a,t}^{2,d} + CR_{a,t}^{3,u} + CR_{a,t}^{3,d} \right] \\
 & + \sum_{gdh \in Gdh} \sum_{t \in \mathbb{T}} D_{gdh,t}^{DISP,DH} \cdot c_{fuel} \\
 & + \sum_{t \in \mathbb{T}} \sum_{sdh \in Sdh(i)} DHS_{sdh,t}^{CH} \cdot c_{sdh}^{DHS} + \sum_{t \in \mathbb{T}} \sum_{i \in \mathbb{I}} C_{CR}^{DH} \cdot C_{i,t}^{DH} \\
 & + \sum_{t \in \mathbb{T}} \sum_{i \in \mathbb{I}} C_{CR}^{DC} \cdot C_{i,t}^{DC}
 \end{aligned}$$

3.30

4 - SIMULAZIONE DELLE OFFERTE PER IL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

Gli operatori di mercato abilitati a partecipare a MSD ex-ante hanno la possibilità di sottomettere offerte per modificare i programmi di immissione e prelievo determinati nelle sessioni di mercato dell'energia a monte (MGP e MI). Le offerte per modificare i programmi da presentare in MSD rappresentano quindi delle variazioni, a salire e a scendere, calcolate a partire dall'esito della sessione di mercato precedente, in senso temporale.

Nel corso del presente triennio di ricerca è stato sviluppato il modello RUC (*Residual Unit Commitment*) [8], un modello matematico per la simulazione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento che considera in input i risultati in esito a MGP.

Il RUC può essere utilizzato a valle della simulazione del mercato del giorno prima, che avviene attraverso l'utilizzo del simulatore sMTSim (stochastic Medium Term Simulator) [9] [10] in grado di determinare, su di un orizzonte temporale annuale, il dispacciamento orario del parco di generazione ed il clearing del mercato, calcolando il prezzo marginale orario per ciascuna zona di mercato. sMTSim è il modello usato da RSE per l'elaborazione degli scenari del mercato elettrico con orizzonte temporale a medio-lungo termine, in grado di simulare il funzionamento degli impianti su MGP/MI. Di conseguenza, anche il modello RUC può essere usato su un orizzonte temporale di medio-lungo periodo considerando come input i dati di scenario in output alla simulazione eseguita con sMTSim.

Tra sMTSim e RUC è necessario disporre però di uno strumento che simuli, per ogni generatore considerato nello scenario, quali siano le offerte a salire e a scendere da offrire in MSD, ovvero in RUC. Ed è in questo ambito che si colloca il simulatore delle offerte (SimOff) per il mercato dei servizi di dispacciamento. SimOff ha l'obiettivo di prendere in input gli esiti della simulazione sMTSim e costruire delle offerte da utilizzare come input per il simulatore RUC.

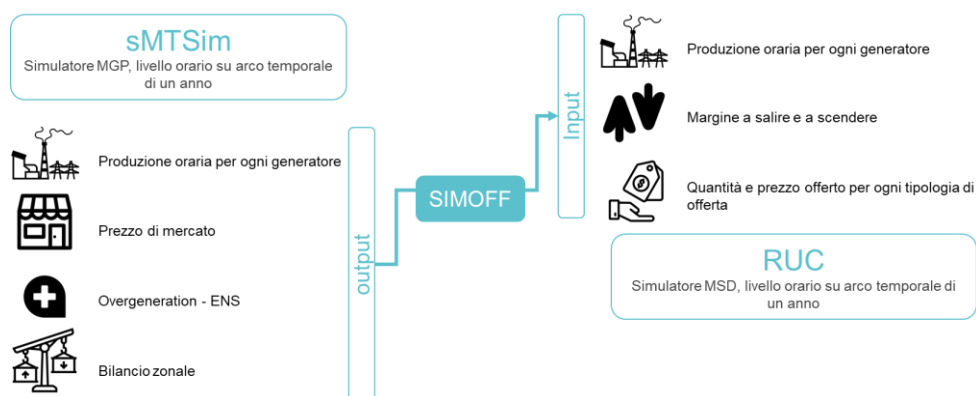


Figura 4.1 – Schema di utilizzo in cascata dei simulatori sMTSim, SimOFF e RUC

Le offerte in input al mercato dei servizi di dispacciamento sono necessarie per poter modificare i programmi di prelievo e immissione precedentemente determinati in MGP e MI. Per questo motivo, quindi, le offerte in MSD si possono configurare come una vendita di energia (incremento di immissione per una unità di produzione o riduzione di prelievo per una unità di consumo) o come un acquisto di energia (riduzione di immissione per una unità di produzione o aumento di prelievo per una unità di consumo).

Generalmente un'unità di produzione sarà intenzionata a vendere in MSD l'energia ancora producibile e non venduta su MGP/MI ad un prezzo maggiore di quello ottenuto sui mercati precedenti, ottenendo un ricavo da tale vendita. Viceversa, l'unità di produzione sarà disposta a



riacquistare l'energia precedentemente venduta in MGP/MI ad un prezzo inferiore a quello ottenuto su tali mercati, realizzando un margine di arbitraggio nella compravendita.

Nella realtà la struttura delle offerte nel mercato italiano è più articolata e include:

- Da una a tre coppie quantità e prezzi per le offerte in vendita, relative ad incrementi di immissione dal maggiore tra il programma precedentemente definito e la potenza minima, fino alla potenza massima dell'impianto.
- Un prezzo per l'offerta di minimo relativa ad incrementi di immissione dal programma precedentemente definito (può essere anche zero) sino alla potenza minima.
- Da una a tre coppie quantità e prezzi per le offerte in acquisto, relative a decrementi di immissione dal maggiore tra il programma precedentemente definito e la potenza minima, fino alla potenza minima dell'impianto.
- Un prezzo per l'offerta di spegnimento relativa a decrementi di immissione dal minimo tra il programma precedentemente definito e la potenza minima, fino alla potenza minima, qualora l'UP sia abilitata alla presentazione dell'offerta di spegnimento.

I prezzi di minimo, spegnimento e i gradini a salire e a scendere devono essere definiti in modo tale da garantire la convessità della curva di offerta (le offerte in vendita devono essere a prezzi non inferiori rispetto alle offerte in acquisto).

L'attività qui descritta ha quindi lo scopo di costruire fino a tre coppie quantità-prezzo per le offerte a salire e a scendere per ogni generatore, da considerare come input per il modello di simulazione del MSD (più le offerte di accensione e spegnimento). L'obiettivo viene raggiunto applicando dapprima una rete neurale agli output del modello sMTSim, ottenendo così la previsione del prezzo medio del primo gradino per ogni zona di mercato. Successivamente, a tale previsione si applicano dei delta calcolati sul periodo storico preso in esame al fine di trovare i prezzi dei restanti gradini e si dettaglia un'offerta per ogni generatore presente nelle varie zone di mercato. Infine, sempre partendo dall'analisi storica, si calcola la quantità che ogni impianto offre per ogni gradino.

4.1 Analisi della letteratura

Lo studio del mercato dei servizi di dispacciamento, proprio per le sue caratteristiche peculiari e per la complessità del ruolo che svolge, è un tema attrattivo sia dal punto di vista modellistico, sia dal punto di vista della simulazione delle offerte.

Purtroppo, però, pochi sono i lavori che si sono occupati del MSD italiano, e ancora meno quelli che si sono occupati del MSD Italiano in ambito di scenario.

Infatti, una delle caratteristiche peculiari del presente lavoro è quella di costruire delle offerte di vendita e acquisto per generatori in uno scenario di medio/lungo termine. Le variabili quali condizioni meteorologiche, guasti improvvisi dei generatori, guasti della rete, tutti elementi che incidono molto sui risultati in esito a MSD, non sono tenuti in considerazione negli strumenti utilizzati. Inoltre, SimOff deve costruire offerte per tutte le tipologie di generatori abilitate a partecipare a MSD, sia quelli termoelettrici, sia quelli idroelettrici, sia UVAM, P2X e ogni tipologia di generatore considerato nello scenario.

La maggior parte dei paper in letteratura analizza modelli e strategie per la previsione del prezzo del mercato del giorno prima, mentre il focus del presente lavoro vuole essere la definizione di un simulatore in grado di replicare le offerte in input a MSD. Alcuni lavori focalizzati sul mercato dei servizi di dispacciamento, come [37], [38] e [39], sono comunque stati analizzati al fine di capire quali sono i fattori che impattano maggiormente sul prezzo delle relative offerte.

Ci sono poi articoli il cui focus è su particolari tecnologie. In [40] si analizza la strategia di offerta migliore per aggregati di impianti rinnovabili, mentre in [41] si valuta la partecipazione dal punto di vista economico a MSD di impianti rinnovabili.



Anche le batterie, soprattutto per la loro flessibilità, sono analizzate in diversi paper per il servizio che possono offrire in MSD, come in [42], [43] o [44].

Analogamente alle batterie, anche le UVAM, aggregati di risorse abilitati ad offrire in MSD, sono oggetto di studi in letteratura, come in [45].

Uno dei lavori che più si avvicina a quanto necessario per SimOff è [46], in cui si analizza la costruzione delle offerte per gli operatori di mercato. La differenza tra SimOff e il modello descritto nel suddetto articolo è che quest'ultimo si focalizza sulle offerte storiche, prendendo quindi in considerazione variabili e ipotesi non note in una condizione di scenario, come ad esempio le condizioni meteorologiche.

4.2 Correlazione tra MSD e MGP

Il mercato dei servizi di dispacciamento è un mercato orario che segue in termini temporali MGP (e MI). Di conseguenza, ci si aspetterebbe che il prezzo registrato su MSD sia in linea con quanto registrato su MGP, o meglio che la media dei prezzi accettati su MSD per ogni zona di mercato sia in linea con il prezzo zonale MGP. Questa precisazione è dovuta al fatto che in MGP il prezzo è determinato dall'intersezione tra la curva di domanda e la curva di offerta, e quindi per ogni ora vi è un unico prezzo zonale a cui tutte le offerte accettate fanno riferimento. MSD, invece, è un mercato *pay-as-bid*, ovvero un mercato in cui le offerte accettate vengono remunerate al prezzo di offerta. Pertanto, quando si parla di prezzo MSD si intende la media dei prezzi delle offerte accettate su MSD.

Se si calcola la correlazione tra il prezzo MGP e il prezzo medio MSD (prezzo del gradino 1) si ottengono per la maggior parte delle zone dei buoni risultati, come è possibile osservare in Figura 4.2.

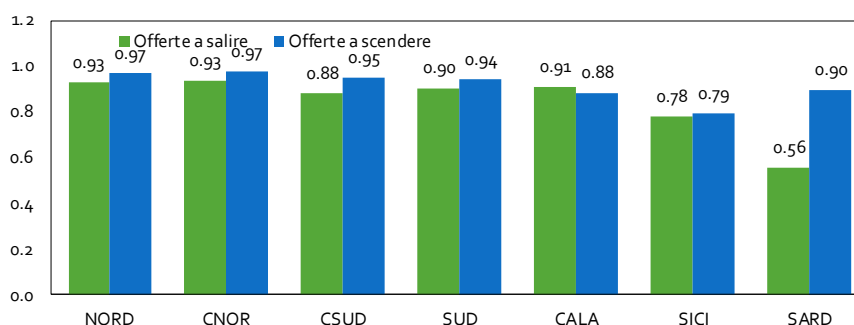


Figura 4.2 – Correlazione tra prezzo MGP e prezzo MSD per il periodo 2016 - maggio 2023 per tutte le zone di mercato, per le offerte a salire e a scendere. Fonte: elaborazioni RSE su dati GME.

Osservando però i grafici dei prezzi dei due mercati (Figura 4.3) si può notare come gli *spike* siano molto diversi e come il prezzo del mercato MSD si discosti in certe ore dal prezzo di MGP soprattutto per le offerte a salire.

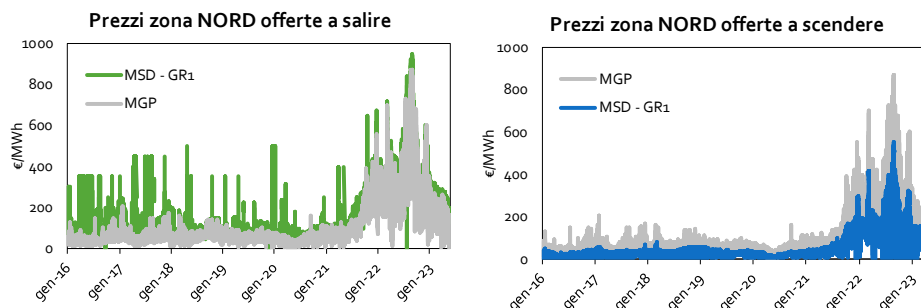


Figura 4.3 - Prezzo MGP e prezzo MSD per la zona NORD dal 2016 a maggio 2023. Fonte: elaborazioni RSE su dati GME.

Queste differenze sono dovute al fatto che MGP e MSD hanno caratteristiche fondamentali diverse, come lo scopo per cui sono usati, le tecnologie che vi partecipano, la vicinanza al tempo reale, i comportamenti diversi degli operatori e la liquidità, tutti fattori che influenzano il prezzo. Per questo motivo utilizzare il solo prezzo MGP per delineare l'andamento del prezzo MSD non può essere sufficiente.

4.3 Utilizzo di una rete neurale

Oltre a quanto descritto sui prezzi dei mercati MGP e MSD, bisogna tenere in considerazione che l'obiettivo principale di questo lavoro è quello di costruire un modello in grado di replicare delle offerte per MSD a partire dai risultati della simulazione con sMTSim, simulazione solitamente applicata a uno scenario di medio-lungo termine. Di conseguenza, gli unici dati che possono essere utilizzati per creare le offerte degli operatori sono, per ogni ora, il prezzo zonale della simulazione (che corrisponde al prezzo MGP), la produzione di ogni generatore (che permette di definire i margini a salire e a scendere), il bilancio zonale e l'eventuale *overgeneration*. Non vi sono, come già ricordato, dati riferiti a meteo, incertezza di produzione o informazioni sui guasti ai generatori. Riassumendo, vi sono diversi elementi da tenere in considerazione:

- la correlazione tra prezzo MGP e prezzo MSD non tiene conto degli *spike* di prezzo;
- il prezzo MSD dipende anche da variabili esogene non note nello scenario;
- non si sta considerando l'ottica di un singolo produttore, o l'ottimizzazione della strategia di offerta di una specifica tecnologia, ma obiettivo del lavoro è quello di generare le offerte in input al RUC;
- gli operatori su MSD sono remunerati a un prezzo *pay-as-bid*, ovvero ogni produttore viene remunerato a un prezzo diverso.

Per questi motivi si è incentrata l'analisi sulla possibilità di sviluppare una rete neurale che possa costruire le offerte dei generatori (corrispondenti al primo gradino di offerta a salire e a scendere) dai dati di scenario. In termini pratici, le reti neurali sono strutture non-lineari di dati statistici organizzate come strumenti di modellazione. Esse possono essere utilizzate per simulare relazioni complesse tra ingressi e uscite che altre funzioni analitiche non riuscirebbero a rappresentare.

Si precisa inoltre che sMTSim è sempre stato utilizzato storicamente come un solutore che effettua simulazioni a minimi costi, non tenendo quindi in considerazione nessuna strategia da parte degli operatori di mercato, se non definendo a priori specifici *bid-up* sui costi variabili di produzione. Al fine di essere più coerenti con i risultati storici, recentemente è stata sviluppata in RSE [8] una metodologia che permette di creare scenari che, sempre a partire da sMTSim, riescono a tenere conto delle strategie restituendo un prezzo di mercato più aderente alla realtà. Per la presente analisi si è utilizzata questa metodologia.



4.3.1 Funzionamento, input e output della rete neurale

Una rete neurale associa alle variabili di input una o più variabili di output attraverso una interconnessione di gruppi di nodi chiamati neuroni. La rete usata in questo studio è una rete neurale *feed-forward* a singolo strato nascosto in cui le informazioni si muovono solamente in avanti, senza cicli interni alla rete stessa. È stato scelto di utilizzare tale rete in quanto già testata dagli autori in precedenti lavori [47] [48]. L'algoritmo permette di minimizzare una funzione di errore usando differenti pesi associati alle differenti interconnessioni. Ogni neurone assegna un peso al segnale di input e, attraverso una funzione di attivazione, produce un termine di output. La procedura di addestramento di ogni neurone è effettuata attraverso diversi cicli iterativi. Ad ogni iterazione i segnali di input sono moltiplicati per un appropriato valore w rappresentante il segnale di peso, solitamente appartenente al range $(-1,1)$. Questa operazione produce la risultante:

$$net_i = \sum_j w_{ij} i_n j. \quad 4.1$$

Il termine $net_i - \theta_j$, dove θ_j è un valore arbitrario, forma l'argomento della funzione di attivazione e genera l'output. Gli input della rete neurale sono solitamente normalizzati a valori tra 0 e 1, in modo tale da adattare la funzione di attivazione ai pesi.

Al fine di ottenere la miglior previsione possibile, diverse reti neurali sono calcolate su un periodo di training, ognuna addestrata con un insieme di pesi diversi. La rete neurale che fornisce il minimo errore assoluto (*Mean Absolute Error* - MAE) è selezionata e applicata al periodo di test.

In R [21] vi è la libreria «*nnet*» contenente già una rete neurale preimpostata che può essere utilizzata per questo lavoro.

Per poter essere utilizzabile, la rete neurale deve essere in primo luogo addestrata su un periodo chiamato *training* in cui, oltre agli input, vengono passati alla rete anche i relativi output, così che lei si addestri su come associare a ogni input il relativo output. Per il periodo di training sono stati considerati gli anni storici 2014-2023.

Per ogni zona di mercato, e per ogni servizio (a salire e a scendere) è stata costruita una rete neurale. In input a ogni rete neurale sono stati considerati:

- prezzo zonale MGP;
- produzione zonale eolica;
- produzione zonale solare;
- carico zonale;
- costo variabile del ciclo combinato;
- mese e ora.

L'output della rete neurale è il prezzo medio orario zonale del primo gradino a salire e a scendere di MSD.

4.3.2 Definizione del numero di neuroni

Uno dei testi più citati in letteratura sulla scelta del numero di neuroni, ovvero Heaton in [49], sottolinea come decidere il numero di neuroni negli strati nascosti sia una parte molto importante nell'architettura complessiva della rete neurale.

Usare troppo pochi neuroni negli strati nascosti si tradurrà in un cosiddetto *underfitting*, ovvero l'incapacità di rilevare adeguatamente i segnali in un set di dati complicato.

L'utilizzo di troppi neuroni negli strati nascosti può invece causare un *overfitting*, che si verifica quando la rete neurale ha una capacità di elaborazione delle informazioni così elevata che la quantità limitata di informazioni contenute nel training set non è sufficiente per addestrare tutti i neuroni negli strati nascosti. Un numero eccessivamente elevato di neuroni negli strati nascosti



può inoltre aumentare il tempo necessario per addestrare la rete. La quantità di tempo di addestramento può aumentare fino al punto da risultare impossibile addestrare adeguatamente la rete neurale.

Ovviamente, è necessario raggiungere un compromesso tra troppi e troppo pochi neuroni negli strati nascosti. Esistono molti metodi pratici per determinare il numero corretto di neuroni da utilizzare negli strati nascosti, come i seguenti:

- il numero di neuroni nascosti dovrebbe essere compreso tra la dimensione dello strato di input e la dimensione dello strato di output;
- il numero di neuroni nascosti dovrebbe essere $2/3$ della dimensione dello strato di input, più la dimensione dello strato di output;
- il numero di neuroni nascosti dovrebbe essere inferiore al doppio della dimensione dello strato di input.

Nel modello considerato, per ogni zona di mercato e per ogni servizio, sono stati considerati 7 input e 1 output. Seguendo quindi Heaton, la scelta ricadrebbe nei seguenti intervalli

- Il numero di neuroni nascosti dovrebbe essere compreso tra la dimensione dello strato di input e la dimensione dello strato di output: quindi tra 1 e 7 compresi;
- Il numero di neuroni nascosti dovrebbe essere $2/3$ della dimensione dello strato di input, più la dimensione dello strato di output: quindi tra 3 e 4 compresi;
- Il numero di neuroni nascosti dovrebbe essere inferiore al doppio della dimensione dello strato di input: quindi minore o uguale di 14.

Testando la rete neurale su un numero di neuroni compreso tra 3 e 14, si osserva come il risultato migliori al crescere del numero di neuroni (Figura 4.4). Un numero di neuroni superiore a 14 potrebbe però portare il modello in *overfitting*, anche se il MAE migliora anche sopra 14 neuroni. Per tale motivo si è scelto di optare per 14 neuroni.

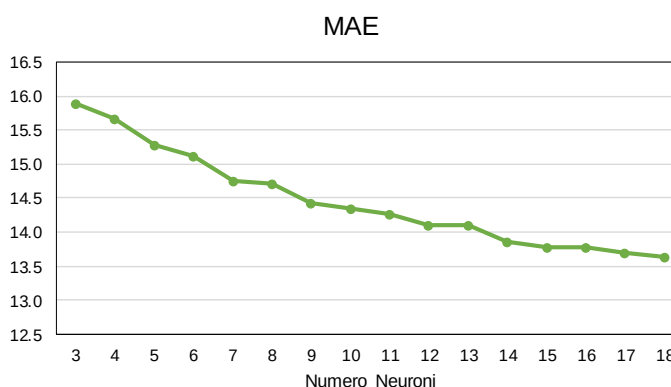


Figura 4.4 - MAE della rete neurale al variare del numero di neuroni.

4.3.3 Risultati della rete neurale

Al fine di testare la rete neurale, è stato scelto di utilizzare i dati storici dal 2016 a maggio 2023. Nel dettaglio, la maggior parte delle ore (quattro quinti del totale) è stata utilizzata per addestrare la rete neurale, mentre è stato estratto casualmente un quinto delle ore da utilizzare per il test, ore sulle quali la rete neurale non è stata precedentemente addestrata.

I risultati sono soddisfacenti: la correlazione tra dato storico e dato simulato è pari a 0,96-0,97 e il MAE si assesta mediamente attorno a 50 €/MWh (considerando che generalmente i prezzi di offerta sono dell'ordine delle centinaia di €/MWh, il risultato è ritenuto soddisfacente). La zona



con i risultati peggiori è la Calabria, ma è da tenere in considerazione che i dati per la Calabria sono disponibili solo dal 2021.

Inoltre il *plot* tra dato storico e dato simulato si assesta mediamente sulla linea rossa che rappresenta la linea di tendenza (Figura 4.5): valori che seguono tale linea indicano una buona previsione.

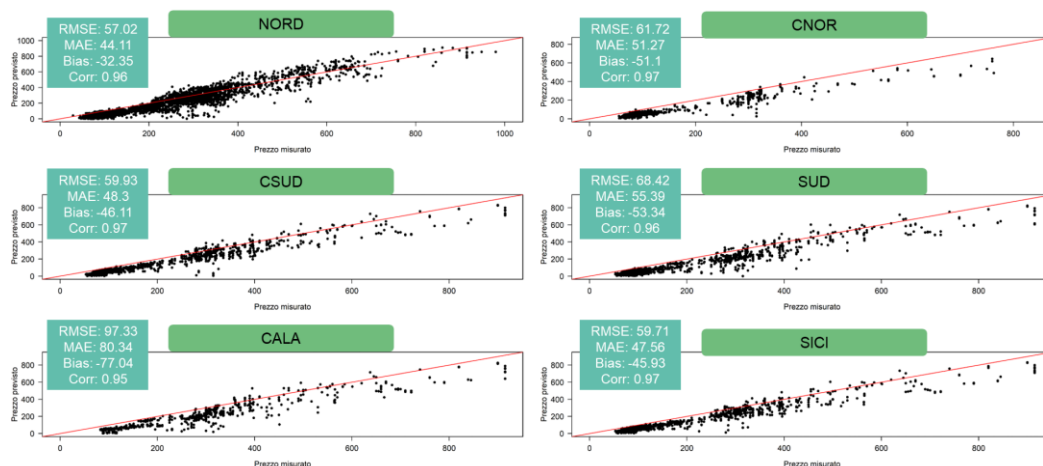


Figura 4.5 - Risultati della rete neurale applicata a un periodo di test nello storico

4.4 Costruzione dei gradini di offerta

Come anticipato all'inizio del paragrafo, ogni offerta (a salire e a scendere) include fino a tre coppie di quantità e prezzo, ovvero fino a tre gradini di offerta (denominati "GR1", "GR2" e "GR3"). Questo comporta che ogni generatore può presentare fino a tre offerte a salire e/o a scendere, oltre all'offerta di minimo nel caso in cui l'impianto esca come spento da MGP e sia disponibile ad accendersi in MSD o all'offerta di spegnimento nel caso in cui l'impianto risulti acceso in esito a MGP e sia disponibile a spegnersi in MSD (denominate con "AS").

4.4.1 Costruzione dei prezzi dei gradini di offerta

I prezzi di minimo, spegnimento e i gradini a salire e a scendere devono essere definiti in modo tale da garantire la convessità della curva di offerta, ovvero:

- le offerte a salire devono essere a prezzi non inferiori a quelli delle offerte a scendere;
- i gradini delle offerte a salire devono essere in ordine non decrescente:
$$\text{Prezzo gradino 1} \leq \text{prezzo gradino 2} \leq \text{prezzo gradino 3};$$
- i gradini delle offerte a scendere devono essere in ordine non crescente:
$$\text{Prezzo gradino 1} \geq \text{prezzo gradino 2} \geq \text{prezzo gradino 3};$$

Per capire la relazione che intercorre tra i prezzi dei diversi gradini di offerta è stata effettuata un'analisi sul periodo storico tra il 2016 e maggio 2023. L'analisi è stata fatta considerando solo gli impianti presenti nello scenario RSE al 2030 [50] [19], così da poterla poi applicare agli impianti presenti nello scenario stesso.

La media annua è stata calcolata su tutti i prezzi presenti per ogni tipologia di gradino, mentre i delta tra due gradini sono calcolati solo se entrambi i gradini hanno registrato un prezzo (può accadere infatti che un'offerta sia registrata non per tutti i tre gradini, ma solo per il primo o solo per i primi due). Per questa analisi sono stati considerati solo i prezzi delle offerte accettate.

Questo comporta la possibilità che la media annua del secondo gradino possa essere più alta della media annua del terzo gradino, ma nelle ore in cui compaiono entrambi i gradini si osserva che mediamente il terzo gradino è maggiore del secondo.

Osservando la Figura 4.6 si ha la conferma della convessità delle offerte (in figura sono riportati i prezzi medi di tutte le zone di mercato per le offerte a salire). Poiché la rete neurale effettua la previsione solo sui prezzi del primo gradino di ogni zona di mercato, l'analisi storica permette di ottenere un delta da applicare a tale previsione al fine di ottenere il prezzo medio del secondo gradino, del terzo gradino e delle offerte di accensione e spegnimento.

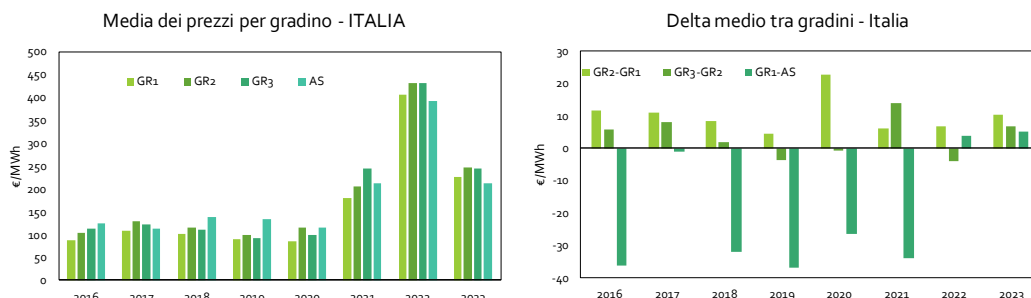


Figura 4.6 - Media su tutte le zone di mercato dei prezzi dei vari gradini (GR) e offerte di accensione/spegnimento (AS) per le offerte a salire (figura a sinistra) e delta medio tra i prezzi dei vari gradini per tutte le zone di mercato (figura a destra) per le offerte a salire.

Nel dettaglio, i delta in esito all'analisi storica da applicare all'output della rete neurale (ovvero alla previsione del prezzo del primo gradino) sono riportati in Tabella 4.1. Da notare che nello scenario considerato non sono presenti impianti in Sardegna, per cui i delta vengono considerati nulli.

Tabella 4.1 - Delta da applicare al gradino 1 previsto con la rete neurale per trovare i prezzi dei restanti gradini (GR) e offerte di accensione/spegnimento (AS) per ogni zona di mercato.

	Offerte a salire				Offerte a scendere		
	GR2-GR1	GR3-GR1	AS-GR1		GR1-GR2	GR2-GR3	GR1-AS
Nord	2.42	4.61	1.56		0.80	1.11	6.18
Centro-Nord	0.60	0	1.70		1.98	1.20	5.85
Centro-Sud	2.09	0.95	0.89		0.14	0	2.10
Sud	3.60	0.20	0.61		7.64	5.35	16.68
Calabria	2.17	1.01	1.11		2.18	2.01	14.54
Sicilia	17.09	18.52	4.32		0.75	0	16.20
Sardegna	0	0	0		0	0	0

La rete neurale restituisce un prezzo medio per ogni zona di mercato e analogamente i delta sono calcolati mediamente a livello zonale. In input al modello RUC però è necessario fornire un'offerta per ogni singolo generatore. Per raggiungere tale scopo, si è deciso di analizzare storicamente quanto le offerte si discostino dalla media, andando a calcolare per ogni zona di mercato non solo la media (rappresentata dall'output della rete neurale), ma anche i diversi percentili. In maniera semplificativa, per ogni zona di mercato, le offerte dei singoli generatori vengono calcolate con un'estrazione casuale da una curva normale che ha come media il prezzo trovato con la rete neurale e come deviazione standard la metà della differenza tra il novantesimo e il decimo percentile.

In tal modo la media dei prezzi delle offerte dei generatori sta in un intorno del prezzo medio in output alla rete neurale e i prezzi delle offerte si discostano da tale valore medio in linea con quanto registrato nello storico.

4.4.2 Costruzione della quantità dei gradini di offerta

Nel mercato dei servizi di dispacciamento i generatori non sono obbligati ad offrire tutti i tre gradini, ma possono fermarsi alla prima offerta. Inoltre, l'offerta del secondo gradino viene accettata solo se è stata accettata quella del primo gradino, e analogamente l'offerta del terzo gradino viene accettata solo se è stata accettata quella del secondo gradino.

Di conseguenza la quantità accettata per il primo gradino è superiore alla quantità accettata sugli altri gradini. In particolare, nel periodo storico considerato si ha la situazione rappresentata in Figura 4.7.

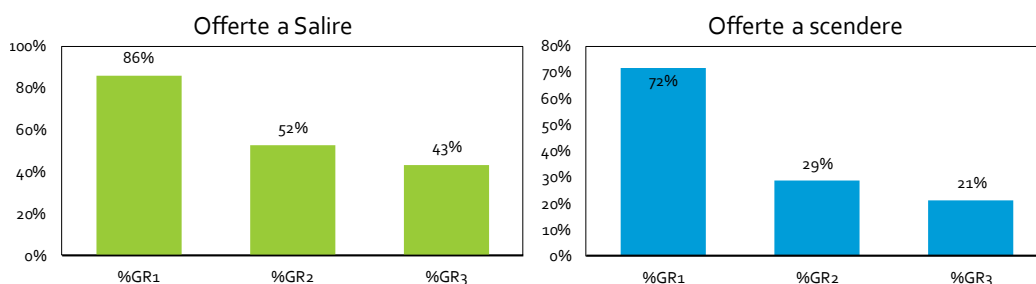


Figura 4.7 - Percentuale della quantità accettata (su quella presentata) per ogni gradino, per le offerte a salire e per le offerte a scendere (media Italiana).

Le percentuali riportate in figura sono state calcolate per ogni zona di mercato così da avere un maggiore dettaglio e implementate in SimOff. La quantità dell'offerta di accensione e di spegnimento è pari al minimo tecnico di ogni generatore.

4.5 Flusso di lavoro

Come già sottolineato, la costruzione delle offerte in input al modello di simulazione del mercato dei servizi di dispacciamento ha come punto di partenza la simulazione MGP effettuata con sMTSim. sMTSim, come già anticipato, effettua una simulazione a minimi costi. In RSE è però stato sviluppato un modello [8] che tiene conto delle strategie degli operatori presenti nello scenario permettendo così di effettuare una simulazione a prezzo target. Partire da una simulazione che tiene conto delle strategie e non solo dei costi di produzione permette di ottenere delle offerte più vicine a quanto realmente registrato sul mercato.

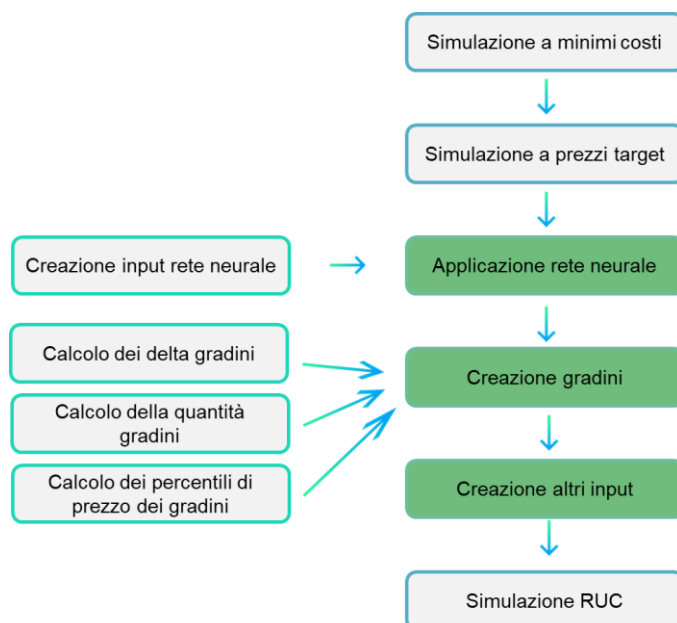


Figura 4.8 - Flusso di lavoro per SimOff

Una volta ottenuti gli esiti della simulazione è possibile applicare la rete neurale precedentemente addestrata, il cui output sarà il prezzo medio del primo gradino di offerta a salire e a scendere per ogni zona di mercato.

Successivamente, grazie all'analisi storica effettuata sui prezzi e sulle quantità dei gradini, è possibile costruire le tre coppie di quantità e prezzo per ogni generatore e per ogni servizio (a salire o a scendere), e le offerte di accensione e spegnimento.

Costruendo poi gli altri input necessari al RUC (ma derivanti direttamente dalla simulazione con SMTSim), è quindi possibile eseguire la simulazione RUC.

Tutto il procedimento descritto, e rappresentato in Figura 4.8, è automatizzato in R. Risulta necessario predisporre alcuni file (come, ad esempio, i delta tra i gradini, i percentili di offerta e altre analisi statistiche) che sono tenuti separati dal resto per poterli aggiornare di volta in volta.



5 - DOWNLOAD DATI DA ENTSO-E

Per agevolare la creazione e l'utilizzo dei modelli descritti, è essenziale condurre un'analisi dei dati storici dei mercati europei. La maggior parte dei dati pertinenti a questo scopo può essere reperita sulla piattaforma europea dei gestori di sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSOE-E [11]). Tuttavia, questa piattaforma contiene un database di dimensioni notevoli e la consultazione diretta potrebbe risultare non sempre agevole; pertanto, è in fase di sviluppo un algoritmo in Python [51] progettato per scaricare agevolmente i dati necessari da tale piattaforma nei formati XML ed Excel, successivamente inserendoli in un database dedicato di facile consultazione. Nel presente capitolo, verrà delineato il funzionamento di tale algoritmo, attualmente in fase di sviluppo, includendo le query necessarie per il download dei dati, il cui completamento è previsto nel prossimo anno di RdS.

5.1 Dati scaricabili

I dati accessibili sulla piattaforma ENTSO-E possono essere raggruppati in sette macrocategorie, ognuna delle quali contenente diverse tipologie di dati storici di mercato. Ciascuna macrocategoria segue uno schema specifico per il download dei dati, e all'interno di ogni macrocategoria, ciascuna tipologia di dato richiede parametri specifici da configurare nello schema. Le sette macrocategorie sono le seguenti [11]:

- 1) Load: categoria riguardante i dati sul consumo di energia;
- 2) Generation: categoria riguardante la produzione di energia e le previsioni di produzione;
- 3) Transmission: categoria riguardante la trasmissione di energia tra le diverse zone di mercato europee;
- 4) Balancing: categoria riguardante la regolazione dell'energia al fine di mantenere la rete di trasmissione elettrica europea costantemente bilanciata;
- 5) Outages: categoria riguardante la pianificazione dei guasti e della manutenzione della rete elettrica;
- 6) Congestion management: categoria riguardante le azioni compiute per mitigare i sovraccarichi in determinate parti della rete elettrica;
- 7) Master Data: categoria riguardante il funzionamento del sistema di trasmissione dell'elettricità.

5.2 Parametri

Di seguito vengono riportati i parametri di configurazione da utilizzare nell'algoritmo per lo scaricamento dei dati [52] [53]:

- 1) *Energy Identification Code (EIC)*: codice identificativo di una tipologia di area. Le tipologie di area sono:
 - *Bidding zone (BZN)*: la più grande area di mercato entro la quale un agente può scambiare energia senza allocare la capacità;
 - *Bidding zone aggregation (BZA)*: aggregazione di zone di mercato;
 - *Control Area (CTA)*: una parte del sistema interconnesso, gestita da un singolo gestore di sistema e che include eventuali carichi fisici collegati e/o unità di generazione;
 - *Market Balance Area (MBA)*: un'area geografica composta da una o più "Metering Grid Areas" con regole di mercato comuni per le quali il responsabile della regolazione svolge la regolazione del bilanciamento e che ha lo stesso prezzo per lo sbilanciamento. Una MBA può anche essere definita a causa di vincoli di rete;

- *Imbalance Price Area (IPA)*: una zona di mercato, o una parte di una zona di mercato, o una combinazione di diverse zone di mercato, da definire da ciascun TSO, per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento;
 - *Imbalance Area (IBA)*: Una IPA o una parte di IPA al fine del calcolo dello sbilanciamento;
 - *Load Frequency Control Area (LFA)*: area di controllo delle frequenze;
 - *Load Frequency Control Block (LFB)*: la composizione di una o più Aree di Controllo (LFA), che lavorano insieme per garantire il controllo della frequenza di carico;
 - *Region (REG)*: regione geografica;
 - *Scheduling Area (SCA)*: corrisponde a una BZN a meno che non vi sia più di una "Responsibility Area" all'interno di questa BZN, altrimenti corrisponde alla "Responsibility Area" o a un gruppo di "Responsibility Areas";
 - *Synchronous Area (SNA)*: L'Area Sincrona significa un'area coperta da TSO con una Frequenza di Sistema comune in uno stato stazionario.
- 2) *Contract market agreement*: codice che identifica un tipo di contratto. I tipi di contratto possono essere: giornaliero, settimanale, mensile, annuale, totale, a lungo termine, infra-giornaliero ed orario.
 - 3) *Auction type*: codice che identifica se un'asta è implicita o esplicita.
 - 4) *Auction category*: codice che indica la categoria di un'asta. Esse si dividono in: base, di picco, fuori picco, oraria.
 - 5) *Psr type*: codice che identifica il tipo di dato (impianto/rete).
 - 6) *Business type*: identifica la natura della serie temporale per cui viene gestito il prodotto.
 - 7) *Process type*: identifica il tipo di elaborazione da eseguire sulle informazioni.
 - 8) *DocumentType*: identifica le caratteristiche del flusso di informazioni.

5.3 Metodo per il download dati

Per poter scaricare i dati dalla piattaforma ENTSO-E, è necessario inviare specifiche richieste (*query*) al sito web. Inizialmente, è essenziale creare un URL collegato alla pagina web contenente i dati cercati. Questo URL include i parametri menzionati in precedenza, oltre a due elementi necessari: una chiave chiamata *securityToken* e un intervallo di tempo. La chiave rappresenta un codice personale che ogni utente deve ottenere da ENTSO-E; si può considerare come una sorta di password che consente all'utente di accedere alla piattaforma e scaricare i dati. L'intervallo di tempo, invece, definisce il periodo temporale per il quale si desiderano scaricare i dati specifici. I parametri descritti in precedenza sono utilizzati per distinguere i diversi dati da scaricare. L'unico elemento costante nell'indirizzo web è la base: <https://web-api.tp.entsoe.eu/api>. Di seguito, viene fornito un esempio di 'chiave':

```
securityToken= db015288-839a-40e7-b3c8-c10aedaab69f
```

Mentre l'intervallo di tempo per il quale si vogliono scaricare i dati deve essere composta da una data di inizio ed una data di fine in questo formato:

```
start_date= yyyyMMddHHmm
end_date= yyyyMMddHHmm
```

5.3.1 Download dati Load

Per scaricare i dati immagazzinati nella categoria 'Load' è necessario definire i seguenti parametri:

- documentType;



- ProcessType;
- Zona di mercato;
- Data di inizio e fine periodo per il quale si vogliono scaricare i dati.

Un esempio di codice per scaricare dei dati della categoria load è il seguente:

```
securityToken="db015288-839a-40e7-b3c8-c10aedaab69f"

start_date = "202308140000"
end_date = "202308170000"

# Actual total load

output_folder='your output folder':

for bidding_zone_code, bidding_zone_domain in BIDDING_ZONES.items():

url=f"https://webapi.tp.entsoe.eu/api?documentType=A65&processType=A16&outBiddingZone_Domain={bidding_zone_domain}&periodStart={start_date}&periodEnd={end_date}&securityToken={securityToken}"

payload = {}
headers = {}

response = requests.get(url, headers=headers, data=payload)

# Save the response to a file
output_file_path = os.path.join(output_folder, f"{start_date}_{bidding_zone_code}.xml")

with open(output_file_path, 'w', encoding='utf-8') as file:
    file.write(response.text)
```

Questo codice scarica i dati *'Actual total load'* per un periodo che va dalla mezzanotte del 14 agosto 2023 alla mezzanotte del 17 agosto 2023 per tutte le zone europee in formato xml.

L'indicazione data all'algoritmo per scaricare proprio i dati *'Actual total load'* è data dai parametri *'documentType= A65'* e *'processType=A16'*.

5.3.2 Download dati Generation

Per scaricare i dati immagazzinati nella categoria *'Generation'* è necessario definire i seguenti parametri:

- documentType;
- ProcessType;
- Zona di mercato;
- Data di inizio e fine periodo per il quale si vogliono scaricare i dati;
- PsrType.

Un esempio di codice per scaricare dei dati della categoria generation è il seguente:

```
securityToken="db015288-839a-40e7-b3c8-c10aedaab69f"
```




```
start_date = "202308140000"
end_date = "202308170000"

output_folder = 'your output folder'

for bidding_zone_code, bidding_zone_domain in BIDDING_ZONES.items():

    url=f"https://webapi.tp.entsoe.eu/api?documentType=A68&processType=A33&in_Domain={
    bidding_zone_domain}&periodStart={start_date}&periodEnd={end_date}&securityToken={se
    curityToken}"

    payload = {}
    headers = {}

    response = requests.request("GET", url, headers=headers, data=payload)

    prstype_match = re.search(r'<psrType>(.*?)</psrType>', response.text)

    if prstype_match:
        prstype_code = prstype_match.group(1)
        prstype_name = PSRTYPE_MAPPINGS.get(prstype_code, prstype_code)

        response_text_with_name = response.text.replace(f'<psrType>{prstype_code}</psrType>',
        f'<psrType>{prstype_name}</psrType>')

        output_file_path = os.path.join(output_folder, f'{start_date}_{bidding_zone_code}.xml')
```

Questo codice scarica i dati *'Installed capacity per production type'* per un periodo che va dalla mezzanotte del 14 agosto 2023 alla mezzanotte del 17 agosto 2023 per tutte le zone europee in formato xml.

5.3.3 Download dati Transmission

Per scaricare i dati immagazzinati nella categoria *'Transmission'* è necessario definire i seguenti parametri:

- documentType;
- Zona di mercato di partenza;
- Zona di mercato di arrivo;
- Data di inizio e fine periodo per il quale si vogliono scaricare i dati.

Un esempio di codice per scaricare dei dati della categoria transmission è il seguente:

```
securityToken="db015288-839a-40e7-b3c8-c10aedaab69f"

start_date = "202308140000"
end_date = "202308170000"

output_folder = 'your output folder'
```



```
for from_zone_code, from_zone_domain in BIDDING_ZONES.items():
    for to_zone_code, to_zone_domain in BIDDING_ZONES.items():
        if from_zone_code != to_zone_code: # Skip same zones

            url=f"https://webapi.tp.entsoe.eu/api?documentType=Aog&out_Domain={to_zone_domain}&in_Domain={from_zone_domain}&periodStart={start_date}&periodEnd={end_date}&securityToken={securityToken}"

            payload = {}
            headers = {}

            response = requests.request("GET", url, headers=headers, data=payload)

            output_file_path=os.path.join(output_folder,f"{start_date}_{from_zone_code}_{to_zone_code}.xml")

            with open(output_file_path, 'w', encoding='utf-8') as file:
                file.write(response.text)
```

Questo codice scarica i dati '*Schedule commercial exchange*' per un periodo che va dalla mezzanotte del 14 agosto 2023 alla mezzanotte del 17 agosto 2023 tra tutte le zone europee per le quali esista una linea di connessione in formato xml.

5.3.4 Download dati balancing

Per scaricare i dati immagazzinati nella categoria '*Transmission*' è necessario definire i seguenti parametri:

- documentType;
- Zona di mercato;
- BusinessType;
- Data di inizio e fine periodo per il quale si vogliono scaricare i dati.

Un esempio di codice per scaricare dei dati della categoria transmission è il seguente:

```
securityToken="db015288-839a-40e7-b3c8-c10aedaab69f"

start_date = "202308140000"
end_date = "202308170000"

output_folder = 'your output folder'

for bidding_zone_code, bidding_zone_domain in BIDDING_ZONES.items():

    url=f"https://webapi.tp.entsoe.eu/api?documentType=A82&controlArea_Domain={bidding_zone_domain}&periodStart={start_date}&periodEnd={end_date}&businessType=A96&securityToken={securityToken}"
```



```
payload={}
headers = {}

response = requests.request("GET", url, headers=headers, data=payload)

output_file_path = os.path.join(output_folder, f"{start_date}_{bidding_zone_code}.xml")

with open(output_file_path, 'w', encoding='utf-8') as file:
    file.write(response.text)
```

Questo codice scarica i dati *'accepted aggregated offer'* per un periodo che va dalla mezzanotte del 14 agosto 2023 alla mezzanotte del 17 agosto 2023 per tutte le zone europee in formato xml.

5.3.5 Download dati *outages*

Per scaricare i dati immagazzinati nella categoria *'Outages'* è necessario definire i seguenti parametri:

- documentType;
- Zona di mercato di partenza;
- Zona di mercato di arrivo;
- Data di inizio e fine periodo per il quale si vogliono scaricare i dati.

Un esempio di codice per scaricare dei dati della categoria *outages* è il seguente:

```
securityToken="db015288-839a-40e7-b3c8-c10aedaab69f"

start_date = "202308140000"
end_date = "202308170000"

output_folder = 'your output folder'

for bidding_zone_code, bidding_zone_domain in BIDDING_ZONES.items():

    url=f"https://webapi.tp.entsoe.eu/api?documentType=A8o&BiddingZone_Domain={bidding_
zone_domain}&periodStart={start_date}&periodEnd={end_date}&securityToken={securityTo
ken}"

    payload={}
    headers = {
        'Content-Type': 'application/x-www-form-urlencoded'
    }

    response = requests.request("GET", url, headers=headers, data=payload)
    if response.headers.get('content-type') == 'application/zip':
        with zipfile.ZipFile(BytesIO(response.content)) as zip_file:
            # Assuming there is only one XML file in the ZIP
            xml_file = [file for file in zip_file.namelist() if file.endswith('.xml')][0]

            # Extract the XML file to the specified folder
```



```
with zip_file.open(xml_file) as xml_content:
    output_file_path = os.path.join(output_folder, f"{start_date}_{bidding_zone_code}.xml")
    with open(output_file_path, 'wb') as xml_file:
        xml_file.write(xml_content.read())
    else:
        # If it's not a ZIP file, save it as an XML
        output_file_path = os.path.join(output_folder, f"{start_date}_{bidding_zone_code}.xml")
        with open(output_file_path, 'w', encoding='utf-8') as file:
            file.write(response.text)
```

Questo codice scarica i dati '*Unavailability of generation unit*' per un periodo che va dalla mezzanotte del 14 agosto 2023 alla mezzanotte del 17 agosto 2023 per tutte le zone europee in formato xml.

5.3.6 Download dati congestion management

Per scaricare i dati immagazzinati nella categoria '*Congestion management*' è necessario definire i seguenti parametri:

- documentType;
- Zona di mercato di partenza;
- Zona di mercato di arrivo;
- Data di inizio e fine periodo per il quale si vogliono scaricare i dati;
- Business type.

Un esempio di codice per scaricare dei dati della categoria congestion management è il seguente:

```
securityToken="db015288-839a-40e7-b3c8-c10aedaab69f"

start_date = "202308140000"
end_date = "202308170000"

output_folder = 'your output folder'

for from_zone_code, from_zone_domain in BIDDING_ZONES.items():
    for to_zone_code, to_zone_domain in BIDDING_ZONES.items():
        if from_zone_code != to_zone_code: # Skip same zones

            for bidding_zone_code, bidding_zone_domain in BIDDING_ZONES.items():

                url=f"https://webapi.tp.entsoe.eu/api?documentType=A63&businessType=A85&out_Domain={bidding_zone_domain}&in_Domain={bidding_zone_domain}&periodStart={start_date}&periodEnd={end_date}&securityToken={securityToken}"

                payload={}
                headers = {}

                response = requests.request("GET", url, headers=headers, data=payload)

                output_file_path = os.path.join(output_folder, f"{start_date}_{bidding_zone_code}.xml")
```



```
with open(output_file_path, 'w', encoding='utf-8') as file:  
    file.write(response.text)
```

Questo codice scarica i dati '*Redispatching internal*' per un periodo che va dalla mezzanotte del 14 agosto 2023 alla mezzanotte del 17 agosto 2023 tra tutte le zone europee per le quali esista una linea di connessione in formato xml.



6 - CONCLUSIONI

Le attività descritte nel presente rapporto hanno l'obiettivo di fornire strumenti utili a simulare e valutare alcuni aspetti del mercato energetico e dell'operatività dei sistemi energetici integrati.

Le analisi relative ai mercati energetici sono state sviluppate su quattro principali filoni: in primo luogo la modellizzazione delle curve di domanda e di offerta del meccanismo di remunerazione di capacità italiano al 2025, successivamente lo sviluppo di uno strumento per ottimizzare l'operatività coordinata dei sistemi elettrico e gas, poi la definizione di una metodologia per la simulazione delle offerte del mercato dei servizi di dispacciamento e, in ultimo, la creazione di una piattaforma per il download dei dati.

La modellizzazione delle curve di domanda e di offerta del meccanismo di remunerazione di capacità italiano al 2025, e la loro intersezione, è stata sviluppata al fine di comprendere lo stato di adeguatezza del sistema elettrico atteso nel 2025. Il punto di incontro così individuato ha prodotto come risultato un sistema elettrico adeguato con un valore del parametro LOLE minore di tre ore/anno. Tale risultato, basandosi su ipotesi diverse rispetto a quelle considerate da Terna, potrebbe discostarsi dall'esito effettivo dell'asta. Nonostante nel 2025 si ipotizzi che il sistema elettrico sarà adeguato, non è detto che lo sarà anche per gli anni successivi in quanto potrebbero variare diversi fattori che potrebbero influenzare significativamente la stabilità del sistema. Tra quest'ultimi è possibile ipotizzare un aumento della domanda di elettricità e la dismissione di ulteriori impianti ritenuti non in linea con gli obiettivi climatici imposti dalla Commissione europea per il 2030. Considerando che il mercato della capacità in Italia è stato istituito non solo per garantire il raggiungimento dell'adeguatezza del sistema elettrico, ma anche per favorire il processo di decarbonizzazione, ci si aspetterebbe un'elevata partecipazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale partecipazione, però, non è risultata così rilevante nelle aste passate, vista la predominanza degli impianti termoelettrici. Questo è dovuto al fatto che, attualmente, il sistema elettrico necessita ancora della presenza di tali impianti che, essendo programmabili, permettono di far fronte alla forte instabilità dovuta alla presenza delle FRNP. Ciò non toglie che, dall'anno di consegna 2022 al 2024, si è visto un aumento di nuovi impianti che utilizzano fonti rinnovabili e, in particolar modo, un forte aumento dei sistemi di accumulo elettrochimici, il tutto a discapito del termico. Infatti, ci si aspetta che, col passare del tempo, le batterie, anch'esse programmabili, diventeranno sempre più importanti nel mix elettrico, compensando così la riduzione degli impianti termoelettrici. Tutte queste considerazioni permettono di giustificare le previsioni formulate all'interno dell'elaborato per l'anno di consegna 2025.

Lo sviluppo del simulatore integrato gas-elettrico nel corso di questo anno si è concentrato sull'implementazione della cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica, con eventuale utilizzo nel processo di metanazione per la produzione di metano sintetico, e sulla modellizzazione delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Con queste novità, si è ampliata ulteriormente la capacità dello strumento di analizzare le relazioni intersettoriali all'interno del sistema energetico. In particolare, il processo di metanazione si lega al sistema elettrico in quanto la CO₂ utilizzata è catturata dalle emissioni degli impianti termoelettrici, e l'idrogeno è prodotto tramite elettrolizzatori. Inoltre, il metano sintetico prodotto può essere immesso nella rete del gas naturale per soddisfare la domanda energetica in alternativa al gas di origine fossile. Tramite le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento è possibile sfruttare le sinergie offerte dagli impianti di cogenerazione dedicati a tali reti e dalle tecnologie *power-to-heat*, offrendo ulteriori collegamenti tra i settori dell'energia elettrica e del gas naturale.



La modellizzazione matematica del simulatore di offerte per il modello del mercato dei servizi di dispacciamento vuole essere un aggiornamento del modello già sviluppato da RSE per essere più aderente ai risultati osservati negli ultimi anni sui mercati.

Vista la difficoltà di prevedere una strategia di offerta per MSD, e visto che il prezzo medio di MSD si discosta in alcune ore di molto rispetto al prezzo MGP (che quindi non può essere l'unica variabile da tenere in considerazione), si è deciso di sviluppare una rete neurale per meglio modellare le offerte.

La costruzione dei gradini di offerta, sia in termini di prezzo sia in termini di quantità, è stata portata avanti grazie a un'analisi statistica sul periodo storico.

L'attività di download dei dati, necessaria per automatizzare lo scaricamento di dati utilizzati come input ai diversi modelli disponibili in RSE; è stata realizzata utilizzando il linguaggio di programmazione Python, sviluppando query in grado di connettersi al sito web di ENTSO-E e scaricare i dati nel formato XML. A tale scopo, sono stati elencati i dati disponibili suddivisi in otto categorie e sono stati spiegati tutti i parametri fondamentali necessari per comporre le query e connettersi alla piattaforma. In secondo luogo, sono stati presentati esempi di codice che trasferiscono i dati dalla piattaforma ENTSO-E a una cartella appositamente creata, nel formato XML.



7 - BIBLIOGRAFIA

- [1] N. Conenna, «28/9/2003: storia di un blackout,» 09 09 2019. [Online]. Available: <https://energycue.it/28-9-2003-storia-blackout/9673/>.
- [2] Parlamento italiano, «Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica,» Decreto Legislativo 19 dicembre 2003, n. 379.
- [3] P. Mastropietro, F. Fontini, P. Rodilla e C. Batlle, «The Italian capacity remuneration mechanism: Critical review and open questions,» *Energy Policy*, vol. 123, pp. 659-669, 2018.
- [4] Ministero dello Sviluppo Economico, «Decreto ministeriale 28 giugno 2019 - Capacity market,» [Online]. Available: https://www.mimit.gov.it/images/stories/normativa/dm_disciplina_capacita_28062019.pdf.
- [5] ARERA, Deliberazione 399/2021/R/EEL, «Parametri economici delle procedure concorsuali del mercato della capacità per gli anni di consegna 2024 e 2025,» 2021. [Online]. Available: <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/21/399-21>.
- [6] D. Siface, L. Tagliabue, F. Lanati, G. Micheli, M. T. Vespucci, «Sviluppo strumenti SW e simulatori per analisi quantitative dei sistemi energetici integrati,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21008460, Milano, 2021.
- [7] Commissione Europea, «DIRETTIVA (UE) 2023/2413 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO,» 18 Ottobre 2023.
- [8] F. Davò, D. Siface e I. Serra, «Aggiornamento dei modelli matematici e delle metodologie per la simulazione dei mercati energetici,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 22014077, Milano, 2022.
- [9] M. V. Cazzol, A. Iaria, S. Rossi, D. Siface e A. Taverna, «Sviluppo Strumenti SW per la simulazione dei mercati elettrici,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 16001444, Milano, 2016.
- [10] D. Siface e L. Belotti, «Manuale d'uso del simulatore sMTSIM,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 20000152, Milano, 2019.
- [11] ENTSO-E, «Transparency Platform Restful API,» [Online]. Available: <https://documenter.getpostman.com/view/7009892/2s93JtP3F6#auth-info-f0305586-a278-4dbd-8787-e2776a09553a>.
- [12] Terna, «Esiti aste mercato della capacità,» [Online]. Available: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/mercato-capacita>.
- [13] Terna, «Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica: fase di prima attuazione,» 2021.
- [14] P. C. Bhagwat e L. Meeus, «Reliability options: Can they deliver on their promises?,» *The Electricity Journal*, vol. 32, n. 10, 2019.
- [15] Terna, «Mercato della Capacità,» 19 02 2020. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Mercato della Capacità%20C3%A0Incontro LAGPWWF190220_8d7e78169180b3b.pdf.
- [16] ARERA, Deliberazione 363/2019/R/EEL, «Parametri economici delle procedure concorsuali del mercato della capacità per gli anni di consegna 2022 e 2023,» 2019. [Online]. Available: <https://www.arera.it/allegati/docs/19/363-19ti.pdf>.
- [17] Terna, «Disposizioni Tecniche di Funzionamento n.2,» 2021.
- [18] M. Baù e F. Davò, «Requisiti e metodologia per analisi di adeguatezza del sistema elettrico italiano nei nuovi scenari decarbonizzati,» RSE, Rapporto RDS n°. 22013940, 2022.
- [19] M. Gaeta, C. Nsangwe Businge, F. Odifreddi, L. Tagliabue, F. Lanati, A. Gelmini, «Studi a supporto della Governance del sistema energetico nazionale,» Ricerca di Sistema, RSE, n. 21009850, Milano, 2021.
- [20] Commissione Europea, «COM/2021/550 final - 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality,» Bruxelles, 2021.
- [21] «R-project,» [Online]. Available: <https://www.r-project.org/>.



- [22] Terna, «Le prime aste sul capacity market, vi raccontiamo com'è andata,» 2020. [Online]. Available: <https://lightbox.terna.it/it/in-prima-linea/capacity-market-aste-riassunto>.
- [23] IEA, «Projected Costs of Generating Electricity,» 2020. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fbob5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf>.
- [24] GME, «Download dati MGP gas,» [Online]. Available: https://www.mercatoelettrico.org/It/Download/DownloadDati.aspx?val=MGP GAS_SintesiScambio.
- [25] IEA, «World Energy Outlook 2019,» 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- [26] Commissione europea, «Aiuto di Stato SA.42011 (2017/N) — Italia — Meccanismo di Regolazione della Capacità,» Bruxelles, 2018.
- [27] Clean Hydrogen Observatory, «Hydrogen production,» [Online]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/hydrogen-production>.
- [28] F. Lanati, E. Garofalo, A. Gargiulo e M. Gaeta, «Scenari a supporto del decreto "Aree Idonee",» RSE, Ricerca di Sistema n. 22013953, Milano, 2022.
- [29] L. Tagliabue, D. Siface, I. Serra e L. Belotti, «Studi sull'integrazione dei sistemi elettrico e gas a livello italiano ed europeo,» RSE, Rapporto di Ricerca di Sistema n. 22014086, 2022.
- [30] D. Siface e L. Belotti, «Preliminary Scenario Analyses of the Pan-European power and gas integrated system,» RSE, Ricerca di Sistema, n. 23013507, 2022.
- [31] Governo Italiano, «Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima,» 2023.
- [32] Lund H., et al., «The role of district heating in future renewable energy systems,» *Energy*, n. 35, pp. 1381-1390, 2010.
- [33] Thorsen, J. E., Lund, H., & Mathiesen, B. V., «Progression of District Heating – 1st to 4th generation,» 2018.
- [34] Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, «Annuario 2022».
- [35] GSE, «Valutazione del potenziale nazionale e regionale del riscaldamento efficiente,» 2021.
- [36] Presidenza del Consiglio dei Ministri, «Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza,» 2021.
- [37] F. Moschetti, S. Paoletti e A. Vicini, «Analysis and models of electricity prices in the Italian ancillary services market,» *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, 2015.
- [38] T. Wu, M. Rothleder, Z. Alaywan e A. D. Papalexopoulos, «Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, n. 1, pp. 339-347, 2004.
- [39] G. Doorman e B. Nygreen, «An integrated model for market pricing of energy and ancillary services,» *Electric Power Systems Research*, 2002.
- [40] S. Camal, A. Michiorri e G. Kariniotakis, «Probabilistic forecasting and bidding strategy of ancillary services for aggregated renewable power plants,» in *6th International Conference Energy & Meteorology*, Copenhagen, 2019.
- [41] J. Kim, F. Kahrl, A. Mills, R. Wiser, C. Crespo Montañés e W. Gorman, «Economic evaluation of variable renewable energy participation in U.S. ancillary services markets,» *Utilities Policy*, vol. 82, 2003.
- [42] A. Rossi, «Battery energy storage systems for ancillary services provision,» Tesi Magistrale Politecnico di Milano, 2017.
- [43] A. Dehamna e E. Bloom, «Energy Storage Systems for Ancillary Services,» PikeResearch, 2011.
- [44] M. Mandic, E. Sutlovic e T. Modric, «A general model of optimal energy storage operation in the market conditions,» *Electric Power Systems Research*, vol. 209, 2022.
- [45] F. Gulotta, A. Rossi, F. Bovera e D. Falabretti, «Opening of the Italian Ancillary Service Market to Distributed Energy Resources: Preliminary Results of UVAM project,» in *2020 IEEE 17th International Conference on Smart Communities: Improving Quality of Life Using ICT, IoT and AI (HONET)*, 2020.



- [46] A. Pasotti, P. Secchi e B. Filippo, «Prediction and Interpretation of bids in the Italian Electricity Market for ancillary services,» Laurea Magistale in ingegneria Matematica, Politecnico di Milano, 2021.
- [47] F. Davò, M. T. Vespucci, A. Gelmini, P. Grisi e D. Ronzio, «Forecasting Italian electricity market prices using a Neural Network and a Support Vector Regression,» *AEIT International Annual Conference (AEIT)*, pp. 1-6, 2016.
- [48] D. Siface e F. Davò, «Previsori dei prezzi del Mercato Elettrico Italiano,» *Ricerca di Sistema, RSE*, n. 17001171, 2017.
- [49] J. Heaton, *Introduction to Neural Networks with Java*, Heaton Research, 2008.
- [50] F. Odifreddi, M. Gaeta, A. Gelmini, F. Lanati, «Percorsi alternativi di decarbonizzazione al 2030,» *RSE, Ricerca di Sistema*, n. 21012417, Milano, 2021.
- [51] «Python,» [Online]. Available: <https://www.python.org/>.
- [52] ENTSO-E, «ENTSO - TRANSMISSION TRANSPARENCY PROCESS IMPLEMENTATION GUIDE,» [Online]. Available: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/resources/Transparency/MoP%20Refo8%20-%20EMFIP-4-transmission-market-document-V3Ro-2014-01-24.pdf>.
- [53] Transparency platform, «Area List with Energy Identification Code (EIC),» [Online]. Available: <https://transparencyplatform.zendesk.com/hc/en-us/articles/15885757676308-Area-List-with-Energy-Identification-Code-EIC->.
- [54] CEM, «Hydrogen Initiative,» [Online]. Available: <https://www.cleanenergyministerial.org/initiatives-campaigns/hydrogen-initiative/>.



8 - ACRONIMI

Acronimo	Descrizione
BZA	Bidding zone aggregation
BZN	Bidding zone
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>
CDP	Capacità Disponibile in Probabilità
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
CTA	Control area
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
ETS	<i>Emission Trading Scheme</i>
FER	Fonti Energetiche Rinnovabili
FF55	<i>Fit for 55</i>
FRNP	Fonti di energia Rinnovabili Non Programmabili
GME	Gestore Mercati Energetici
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
IBA	Imbalance area
IEA	<i>International Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
LCOS	<i>Levelised Costs Of Storage</i>
LFA	Load frequency control area
LFB	Load frequency control block
MB	Mercato di Bilanciamento
MBA	Market balance area
MGP	Mercato del Giorno Prima
MI	Mercato Infragiornaliero
MRC	Meccanismo di Remunerazione della Capacità
MSD	Mercato dei Servizi di Dispacciamento
OCGT	<i>Open Cycle Gas Turbine</i>
PCI	Potere Calorifico Inferiore
PNIEC	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
PNNR	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
PtG	<i>Power to Gas</i>
PtH	<i>Power to Hydrogen</i>
PtX	<i>Power to X</i>



Acronimo	Descrizione
RdS	Ricerca di Sistema
REG	Region
RSE	Ricerca Sistema Energetico
RUC	<i>Residual Unit Commitment</i>
SCA	Scheduling area
SNA	Synchronous area
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UCMC	Unità di Consumo del Mercato della Capacità
UP	Unità Produttive