Politecnico di Torino

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Anno accademico 2020/2021

Studio delle potenzialità del paradigma V2G nell'attuale contesto di mercato e normativo

Candidato:

Matteo Ristagno

Matricola S265928

Relatore:

Prof. Enrico Pons

Correlatore

Dr. Andrea Mazza

Prof. Ettore Bompard

Relatore aziendale:

Dr. Silvia Casagrande

INDICE

Lista delle figure 4
Lista delle tabelle 5
Lista dei simboli 6
Definizioni notevoli 7
1. INTRODUZIONE 11
2. STRUTTURA DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO 13
2.1. Zone di mercato italiano 13
2.2. Mercato elettrico 13
2.2.1. Mercato del Giorno Prima 13
2.2.2. Mercato Infragiornaliero 14
2.2.3. Mercato dei Servizi di Dispacciamento 14
2.3. Criticità e riforme del mercato del dispacciamento 16
3. PROGETTI PILOTA 17
3.1. Progetto pilota *UVAM* 20
3.1.1. Requisiti tecnici *UVAM* 20
3.1.2. Servizi di dispacciamento abilitati ad *UVAM* 21
3.1.3. Procedura di assegnazione e regolazione economica dei servizi forniti da *UVAM* 22
3.1.4. Esempi del flusso di cassa *UVAM nel MSD* 31
3.1.5. Regolazione economica in presenza di carichi interrompibili nelle *UVAM* 35
3.2. Progetto pilota Riserva Ultra Rapida *(Fast Reserve)* 36
3.2.1. Requisiti tecnici *Fast Reserve* 36
3.2.2. Procedura di assegnazione e regolazione economica *Fast-Reserve* 40
3.3. Progetto pilota Regolazione di tensione 42
3.3.1. Requisiti tecnici per il servizio Regolazione di Tensione 42
3.3.2. Procedura di presentazione e selezione delle offerte del servizio di Regolazione di tensione 42
3.4. Progetto pilota Regolazione Secondaria (*aFRR*) 44
3.4.1. Requisiti tecnici per il servizio Regolazione Secondaria 44
3.4.2. Procedura di assegnazione e regolazione economica del servizio di Regolazione Secondaria 45
3.5. Restanti progetti pilota 47
3.5.1. Progetto pilota *UVAC* 47
3.5.2. Progetto pilota *UVAP* 47
3.5.3. Progetto pilota *UPR* 47
3.5.4. Progetto pilota *UPI* 48
3.6. Conclusioni su progetti pilota che includono la tecnologia V2G 49
4. MAPPA EUROPEA SUI SERVIZI ANCILLARI 51
4.1. ENTSO-E 52
4.1.1. ENTSO-E e gli EVs 52

4.1.2. ENTSO-E su ROCOF e deviazione di frequenza 52
4.2. Norvegia - Statnett 57
4.3. Gran Bretagna - National Grid ESO 60
4.3.1. Futuro dei servizi rapidi 63
4.4. Progetto S*ciurus* in Gran Bretagna 66
4.5. Altri paesi europei 68
4.6. Sintesi di confronto dei servizi rapidi in frequenza forniti in Europa 68
5. ANALISI TECNICA E DI MERCATO DEI DISPOSITIVI DI RICARICA IN COMMERCIO 73
5.1. Descrizione degli standard dei connettori 73
5.2. Categorizzazione dei dispositivi di ricarica 74
5.3. Dimensioni fisiche dei componenti e caratteristiche tecniche 74
5.4. Mercato dei componenti V2G 77
5.5. Descrizione dei componenti bidirezionali 77
6. CASO STUDIO 79
6.1. Ipotesi 79
6.2. Dati d'input 79
6.3. Logica di applicazione 85
6.4. Dati d'output 90
6.5. Considerazioni sul caso studio 94
7. CONCLUSIONI 95
RIFERIMENTI 98

Lista delle figure

Figura 1. Fasi dei mercati dell'energia [12]. 15
Figura 2. Unità abilitate ante e post delibera 300/2017/R/eel [13]. 16
Figura 3. Evoluzione del sistema elettrico e apertura a nuove risorse per il mercato dei servizi [14]. 17
Figura 4. Timeline dei servizi avviati con i Progetti Pilota. 18
Figura 5. Attivazione delle riserve in seguito ad una perturbazione di frequenza. 19
Figura 6. Esempio di calcolo Baseline corretta 24
Figura 7. Flow chart esplicativo per la remunerazione del corrispettivo variabile. 26
Figura 8. Margine di modulazione a salire. 28
Figura 9. Flow-chart esplicativo per la remunerazione del corrispettivo fisso dovuta ad approvvigionamento al prodotto pomeridiano. 30
Figura 10. Esempio di calcolo con $QMSD$>0 ed un flusso di cassa positivo. 31
Figura 11. Esempio di calcolo con $QMSD$>0 ed un flusso di cassa negativo. 32
Figura 12. Esempio di calcolo con $QMSD$<0 ed una restituzione di parte del compenso da parte di Terna 33
Figura 13. Esempio di calcolo con $QMSD$<0 ed un acquisto completo dell'energia accettata su MSD. 34
Figura 14. Attivazione P(t) per deviazione Δf in seguito a richiesta di servizio regolazione Fast-Reserve. [19] 37
Figura 15. Area ammessa di attivazione del servizio Fast-Reserve. [19] 38
Figura 16. Area ammessa di attivazione del servizio per modalità di regolazione in telepilotaggio. [19] 39
Figura 17. Verifica della capacità energetica per il servizio Fast-Reserve 41
Figura 18. Rappresentazione della tolleranza dell'errore di controllo per il servizio di Regolazione Secondaria. [23] 45
Figura 19. Previsione del 2030 dell'energia cinetica nelle masse rotanti dei generatori sincroni per differenti aree sincrone. [28] 54
Figura 20. Variazione della frequenza in funzione del valore di inerzia. [28] 54
Figura 21. Reti elettriche: CE (blu), GB (fucsia), IE (Arancio), Nordic (Giallo). [28] 55
Figura 22. Tempistiche di attivazione e periodo di servizio FFR in Norvegia (2021). [31] 59
Figura 23. Dinamica dei prodotti FFR in Gran Bretagna. 61
Figura 24. Attivazione Non Dynamic FFR: banda verde periodo 23:00-07:00; banda rossa periodo 07:00-23:00 62
Figura 25. Prodotto Low Frequency Static del servizio Enhanced Frequency Response in Inghilterra. [37] 63
Figura 26. Operazione del Relay in funzione del segnale di frequenza per il servizio DC nel sistema elettrico inglese. [37] 63
Figura 27.Servizi innovativi rapidi in Inghilterra. 64
Figura 28. Servizio Dynamic Containment in Inghilterra. [39] 65
Figura 29. Variazione di prezzo del dispositivo di ricarica V2G nel mercato inglese. 66
Figura 30. Ricavi medi annuali per Smart e V2G Charging stimati da Cenex per il mercato inglese. 67
Figura 31. Confronto dei servizi rapidi di frequenza in Europa 70
Figura 32. Connettore CHAdeMO 73
Figura 33. Connettore CCS 73
Figura 34. Connettore AC Type 2 74
Figura 35. Analisi di categorizzazione dei dispositivi analizzati. 74
Figura 36.Standard IP diffusi nei caricatori con standard CHAdeMO. 75
Figura 37. Efficienza dei dispositivi CHAdeMO analizzati. 76
Figura 38. Fattore di potenza dei dispositivi CHAdeMO. 76
Figura 39. Nissan LEAF con batteria da 62 kWh. [48] 80
Figura 40. PDF del numero di auto disponibili nel giorno i-esimo 80
Figura 41.PDF del SOC delle auto disponibili nel giorno i-esimo. 81
Figura 42. PDF dei km percorsi nel tragitto casa-lavoro 81
Figura 43. Modello Terranova 11 J di ABB. 82
Figura 44. Esempio di Baseline comunicata a Terna 86
Figura 45. Variazione della probabilità di avere un CFM>0 al variare della soglia di accettazione 91
Figura 46. Massimo CFM al variare della soglia di accettazione. 92
Figura 47. Massimo corrispettivo variabile mensile al variare delle soglie di accettazione e chiamata. 93

Lista delle tabelle

Tabella 1. Servizi del mercato di dispacciamento suddivisi in categorie 15
Tabella 2. Servizi forniti da UVAM 22
Tabella 3. Prodotti d'asta per contrattualizzazione a termine UVAM 27
Tabella 4. Requisiti tecnici e campo di funzionamento per il servizio di Riserva Ultra-Rapida 39
Tabella 5. Intervalli di connessione di tensione e frequenza per il servizio di Regolazione di Tensione 42
Tabella 6. Intervalli di connessione di tensione e frequenza per il servizio di Regolazione Secondaria 44
Tabella 7. Remunerazione per il servizio di Regolazione Secondaria 46
Tabella 8. Contratti FFR in Norvegia 58
Tabella 9. Livelli e tempi massimi di attivazione del servizio FFR in Norvegia (2021) 58
Tabella 10. Risposta in frequenza FFR dinamica in Inghilterra 60
Tabella 11. Risposta in frequenza FFR non dinamica in Inghilterra. 61
Tabella 12. Caratteristica dei prodotti LFS e DLS in Inghilterra. 62
Tabella 13. Specifiche servizio DC in Gran Bretagna 64
Tabella 14. Caratteristiche servizi DR e DM in Inghilterra 65
Tabella 15. Caratteristiche servizio Static Containment in Inghilterra 66
Tabella 16. Confronto dei servizi rapidi di frequenza. 69
Tabella 17. Categorie dei dispositivi di ricarica. 74
Tabella 18. Prodotti V2G nel mercato europeo. 78
Tabella 19. Valore medio degli esiti di assegnazione di potenza infrannuale per i tre prodotti. 83
Tabella 20. Valore medio degli esiti di assegnazione di potenza mensile in valore medio per i tre prodotti. . 84

LISTA DEI SIMBOLI

B Baseline;

D giorno;

$\bar{E}_M$ valore medio di energia misurata scambiata dal punto di connessione delle UVAM;

E_0 è il saldo dell'energia programmata in immissione e/o prelievo dal BSP;

E_M è l'energia prelevata/immessa nei punti UVAM, esclusa l'energia necessaria per i carichi sottesi al servizio di interrompibilità istantanea;

i quarto d'ora;

L è il livello del segnale di riferimento inviato da Terna.

$\hat{L}$ limite superiore di potenza delle UVAM immettibile in rete;

M mese;

M_S margine a salire delle UVAM;

n numero quarti d'ora precedenti rispetto quello di correzione Baseline, ossia primo quarto d'ora dove il saldo netto di quantità accettate è superiore a soglia della verifica di selezione. n al max pari ad 8;

$PVM(t)$ è il programma vincolante modificato dell'unità di tempo t;

$PVMC^-$ Programma Vincolante Modificato e Corretto con $L < 50\%$

$PVMC^+$ Programma Vincolante Modificato e Corretto con $L \geq 50\%$

$Q_{MSD}(h)$ totale delle quantità accettate nel mercato dei servizi di dispacciamento;

Q_{NF} quantità di energia non fornita nel periodo rilevante;

SB_- semi-banda negativa;

SB_+ semi-banda positiva;

α remunerazione in esito al MSD;

ε_{POD} errore di misura dei dati trasmessi dal BSP rispetto alle misure inviate dal Gestore di rete;

ΔB termine correttivo di variazione della Baseline;

ΔE sbilanciamento energetico delle UVAM;

γ penalità da applicare al BSP;

λ remunerazione di mancato rispetto;

DEFINIZIONI NOTEVOLI

aFRR: automatic-Frequency Reserve Restoration.

Altri servizi: Insieme delle risorse per il servizio di dispacciamento approvvigionati e utilizzati sul MSD, ad esclusione delle risorse per la riserva secondaria di potenza [1]:

- Risorse per la risoluzione delle congestioni;
- Risorse per la riserva terziaria di potenza;
- Risorse per il bilanciamento.

ARERA: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Baseline [MW]: programma in potenza complessivo dei punti di dispacciamento inclusi nell'UVAM, al netto del consumo dei carichi sottesi al servizio di interrompibilità istantanea, per ciascuno dei periodi quartorari del giorno. [2]

Bilanciamento: servizio svolto dal Gestore di rete in tempo reale diretto a impartire ordini di dispacciamento, al fine di mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi, risolvere congestioni, mantenere gli opportuni margini di riserva secondaria di potenza. [1]

BRP: Balance Responsible Party, cioè il soggetto responsabile dei punti di dispacciamento.

BSP (o aggregatore): Balance Service Provider, cioè il soggetto responsabile nella partecipazione dell'UVAM a MSD. [3]

Capacità Massima Qualificata: quantità pari al minimo tra [4]:

- il valore di massima potenza in sottoeccitazione sul punto di scambio lato Alta Tensione che, a seguito di adeguamento impiantistico, l'impianto è in grado di fornire;
- il valore di massima potenza in sovraeccitazione sul punto di scambio lato Alta Tensione che, a seguito di adeguamento impiantistico, l'impianto è in grado di fornire.

Controvalore Limite: quantità pari al prodotto tra il fabbisogno per cui si sta effettuando l'asta ed il prezzo limite d'asta. [4]

Detentore del veicolo elettrico: titolare della garanzia sul veicolo (comprese le batterie) o, alla sua scadenza, soggetto responsabile della gestione (proprietario o affidatario del veicolo). [5]

Dispositivo: impianto connesso direttamente o indirettamente a un punto della rete pubblica in grado di scambiare potenza secondo quanto previsto dall'Articolo 3 del Regolamento. [6]

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity. [3]

EVs: Electric Vehicles, ovvero veicoli con un motore elettrico ed una batteria che necessita di essere ricaricata tramite la connessione alla rete (Battery Electric Vehcles e Plug-in Hybrid Electric Vehicles). [7]

Fast Reserve: servizio di riserva di potenza finalizzato a supportare le dinamiche di frequenza della rete elettrica caratterizzato da tempistiche di attivazione a piena potenza ("Full Activation Time") non superiori a 1 secondo. Ha modalità di attivazione che lo differenziano da tutte le altre tipologie di servizi di regolazione di frequenza ad oggi definiti nel Codice di Rete [1]. [6]

Fast Reserve Unit (FRU): espressione usata per indicare singoli Dispositivi connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, oppure aggregati di Dispositivi, che soddisfano i requisiti tecnici di cui all'Articolo 3 del Regolamento. [6]

GME: Gestore dei Mercati Energetici. Il GME svolge un ruolo specifico nel monitoraggio del mercato dell'energia elettrica, del gas naturale e quelli ambientali per ARERA.

Infrastruttura di ricarica: infrastruttura per la ricarica di veicoli elettrici, anche bidirezionale, collegata alla rete, esistente o di nuova realizzazione. Il collegamento alla rete di una infrastruttura di ricarica può avvenire anche per il tramite di punti di connessione non dedicati esclusivamente alla ricarica di veicoli elettrici. [5]

Mercato del Bilanciamento (MB): insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte. [1]

Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD ex-ante): sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento. [1]

Modulazione a "salire": qualora un'unità sia abilitata alla fornitura del servizio in fase di programmazione solamente nella modalità "a salire", potrà esclusivamente incrementare l'immissione o ridurre il prelievo rispetto alla Baseline. [2]

Modulazione a "scendere": qualora un'unità sia abilitata alla fornitura del servizio in fase di programmazione solamente nella modalità "a scendere", potrà esclusivamente ridurre l'immissione o incrementare il prelievo rispetto alla Baseline. [2]

MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento. [3]

Blocco Ore di Disponibilità: insieme di Ore di Disponibilità consecutive in cui il Soggetto Assegnatario è tenuto ad asservire le Fast Reserve Unit alla fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida. [8]

Offerta Conforme: offerta presentata sul MSD dal BSP assegnatario per un quantitativo almeno pari alla Quantità Assegnata a un prezzo non superiore allo Strike Price. [9]

Potenza Assegnata FRU: quantità selezionata, espressa in MW con una cifra decimale, in esito alla Procedura con riferimento a ciascuna Fast Reserve Unit. Essa corrisponde al massimo valore di potenza a salire e a scendere che la Fast Reserve Unit deve rendere disponibile in corrispondenza del Punto di Verifica del servizio. [2]

Potenza di franchigia UVAM: con riferimento a ciascuna unità di consumo inclusa all'interno di un'UVAM, è pari al massimo valore tra la potenza interrompibile istantanea contrattualizzata (con segno positivo) e la potenza media assorbita dai medesimi carichi interrompibili (con segno positivo) nell'ultimo quarto d'ora precedente i quarti d'ora in cui risultano quantità accettate sul MSD. [2]

Potenza Massima UVAM: maggior valore tra le potenze massime delle fasce valide dichiarate per la UVAM stessa. La Potenza Massima dovrà essere non superiore alla Potenza Massima Abilitata (Minima Abilitata). [2]

Potenza Minima UVAM: minor valore tra le potenze minime delle fasce valide dichiarate per la UVAM stessa. La Potenza Minima dovrà essere non inferiore alla Potenza Minima Abilitata. [2]

Potenza Massima Abilitata UVAM: massimo incremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna. [2]

Potenza Minima Abilitata UVAM: massimo decremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna. [2]

Potenza Qualificata: valore di potenza attiva dichiarata in fase di qualificazione al progetto pilota. [10]

Punto non trattato su base oraria: punto di connessione alla rete per il quale non risulta disponibile un dato di misura orario validato dal Gestore di rete competente a fini commerciali. [2]

Quantità Assegnata: quantitativo di potenza, ossia di risorse di dispacciamento a termine, per il quale il BSP è risultato assegnatario in un determinato periodo di validità. [9]

Reservation Price: rappresenta il massimo valore del prezzo che può essere accettato da Terna in fase di selezione per ciascuna Categoria Impiantistica. Il Reservation Price non sarà comunicato ai partecipanti. [4]

SEN: Servizio Elettrico Nazionale.

State of Charge (SOC): livello di carica residuo della batteria del veicolo elettrico.

Servizio di dispacciamento: servizio finalizzato al mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, con i necessari margini di riserva. Il servizio consiste nell'attività diretta ad impartire

disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari. [1]

TSO: Transmission System Operator.

Unità con energia limitata: UP rilevanti costituite da sistemi di accumulo o UVAM che includono sistemi di accumulo. [11]

Unità di consumo (UC): insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi (anche per il tramite di altre reti elettriche), tali che i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. [1]

Unità di produzione (UP): insieme di uno o più gruppi di generazione nella disponibilità di un Utente del Dispacciamento (raggruppati secondo le modalità definite nel Capitolo 4 del Codice di rete ed approvate dal Gestore) e tali che le immissioni o i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente. [1]

Unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili non programmabili: unità di produzione che utilizza l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente. [1]

Unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili programmabili: un'unità di produzione che utilizza l'energia derivante dalla trasformazione dei rifiuti organici e inorganici o di prodotti vegetali, nonché l'energia idraulica, esclusi in quest'ultimo caso gli impianti ad acqua fluente. [1]

Unità Non Abilitata: un'unità di produzione o di consumo che non risponde ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini della partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento. [1]

Unità virtuali abilitate miste (UVAM): unità virtuali abilitate di cui alla deliberazione ARERA n. 300/2017 [3] e successive modificazioni ed integrazioni, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non rilevanti (programmabili o non programmabili), unità di consumo, sistemi di accumulo, compresi veicoli elettrici collegati alla rete tramite infrastrutture di ricarica. [5]

UP behind the meter: UP che condividono il punto di connessione alla rete pubblica con una o più Unità di consumo diverse dai servizi ausiliari e/o impianti di accumulo. [6]

UP stand alone : unità di produzione dotata di un sistema di accumulo alimentato da un impianto o anche da rete. [5]

Unità di Produzione Abilitata (UPA): UP rilevante rispondente ai requisiti fissati nelle regole per il dispacciamento ai fini della partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento, per almeno uno dei servizi ivi negoziati. [1]

Unità di Produzione Integrata (UPI): l'UPI è l'aggregato costituito da una unità di produzione rilevante (UPR) e da un sistema di accumulo di energia in grado di garantire la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza in qualunque condizione di funzionamento come previsto dall'Allegato A.15 del Codice di Rete [1]. [10]

Unità di Produzione Rilevanti (UPR): UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Tutte le UP diverse da quelle rilevanti sono classificate come non rilevanti. [1]

Utenza [1]**:** qualunque impianto elettrico direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale.

Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC): unità caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo (ad oggi tutte non rilevanti). [3]

Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP): caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo. [3]

Vehicle-to-grid (V2G): espressione che indica l'interazione tra veicoli elettrici e sistema elettrico che consente ai predetti veicoli di erogare, attraverso le infrastrutture di ricarica, i seguenti servizi [5]:

1. servizi di riserva terziaria e bilanciamento, articolati nelle modalità «a salire» ed «a scendere», nonché di risoluzione delle congestioni;

2. ulteriori servizi tra i quali la regolazione primaria e secondaria di frequenza e la regolazione di tensione, ove tecnicamente fattibile. In particolare, qualora i servizi predetti comportino anche iniezioni di potenza dalla batteria del veicolo verso la rete, essi sono denominati «V2G»; in casi diversi, tali servizi sono denominati «V1G».

V2X (Vehicle to everything): integra la comunicazione tra diverse tipologie di tecnologie:

1. INTRODUZIONE

La società moderna dipende dalla circolazione di merci e persone, ma attualmente il sistema di trasporti ha un impatto negativo sull'ambiente e sulla salute umana, provocando un aumento di emissioni di gas serra. A tal proposito, l'Unione Europea si è impegnata a decarbonizzare i trasporti promuovendo delle alternative ai carburanti tradizionali per i motori a combustione interna. L'utilizzo di veicoli elettrici è una delle soluzioni per diminuire le emissioni di gas ad effetto serra e l'inquinamento atmosferico, soprattutto se anche le fonti di energia elettrica utilizzate per la ricarica dei veicoli sono rinnovabili. Contestualmente, l'ipotesi di utilizzo della tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G) per fornire dei servizi ancillari al sistema elettrico sta sempre più crescendo. Tale tecnologia si propone come un'opportunità di mercato sia per i gestori della rete elettrica che per i proprietari dei veicoli elettrici.

Politecnico di Torino ed Edison S.p.A., la più antica società europea nel settore dell'energia e tra le principali società energetiche in Italia e in Europa, hanno avviato un progetto di ricerca per approfondire l'argomento e per verificare la redditività della tecnologia.

La tesi, svolta all'interno del centro di ricerca Officine Edison situato nella struttura Energy Center del Politecnico di Torino, ha come obbiettivi di effettuare lo studio dell'attuale contesto di mercato e mostrare una simulazione della fornitura dei servizi ancillari, al fine di dimostrare la validità del progetto per un più ampio impiego del V2G, in modo da cogliere l'opportunità di mercato da esso offerta.

I suddetti scopi sono stati raggiunti attraverso un'analisi della regolamentazione messa a disposizione dal Transmission System Operator italiano, ovvero Terna, riguardante i progetti pilota ai sensi della delibera ARERA 300/2017/R/EEL [3]. Con tale delibera, l'Autorità ha avviato un processo di apertura al mercato dei servizi di dispacciamento a risorse attualmente non abilitate, al fine di raccogliere dati per riformare il dispacciamento di energia elettrica, in modo da poter decarbonizzare gli impianti di produzione.

La succitata apertura del mercato del dispacciamento avviene mediante l'introduzione di aggregati composti da unità di produzione, consumo e sistemi di accumulo. Grazie ad essi è possibile fornire i servizi richiesti dal mercato poiché, una volta ottenuta l'abilitazione, essi vengono considerati come dei concorrenti degli impianti tradizionali.

Per prima cosa è stata analizzata l'attuale struttura del mercato elettrico italiano, suddiviso in varie zone di mercato ed in vari mercati. Un focus particolare è dedicato al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) ed alle criticità e riforme in atto, questo poiché è il mercato nel quale Terna si approvvigiona di potenza derivante da UVAM.

In seguito, sono stati presentati i progetti pilota proposti da Terna. Per ogni progetto sono state descritte le caratteristiche tecniche, i benefici ed i potenziali costi per il sistema. Inoltre, sono stati evidenziati i requisiti minimi che devono essere rispettati per l'ammissione degli aggregati ai progetti pilota. Trai vari progetti, maggiore attenzione è stata dedicata al progetto pilota UVAM, poiché questo include la tecnologia V2G. In più, è stato analizzato nel dettaglio anche il progetto pilota Fast Reserve benché attualmente non abilitato alla tecnologia V2G, poiché si abbina bene con le caratteristiche dei veicoli elettrici.

Nell'ottica di avere un quadro più chiaro su quest'ultimo progetto pilota, si è svolta una indagine sugli equivalenti servizi forniti in altri paesi europei. È stato presentato il punto di vista di ENTSO-E, associazione europea per la cooperazione degli operatori dei sistemi di trasmissione per l'energia elettrica, riguardo la mobilità elettrica e la fornitura di servizi ancillari utili a diminuire la deviazione di frequenza rispetto al valore nominale. Sono stati analizzati i servizi equivalenti alla Fast Reserve forniti in Norvegia ed Inghilterra, comparandoli al servizio italiano, evidenziando gli aspetti in comune e le principali differenze.

Per meglio comprendere che tipologia di infrastrutture di ricarica esistono ad oggi nel mercato, si è svolta una ricerca dei dispositivi di ricarica in commercio. Nel dettaglio, per ognuno di essi, è stato individuato lo standard del connettore di ricarica, sono state descritte le caratteristiche tecniche e le dimensioni fisiche, precisando se questi sono abilitati al V2G o meno.

La simulazione della partecipazione di un aggregato costituito da Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento è stata realizzata attraverso il software Matlab. La base di partenza è stata la valutazione della possibilità, da parte dell'impianto, di fornire i servizi che Terna si approvvigiona tramite il mercato, andando a scegliere la tipologia di servizio da fornire ed individuando la fascia oraria più

adatta alla fornitura. In seguito, è stata valutata la convenienza economica a fornire tali servizi, mettendo in mostra quali possono essere gli aspetti che incidono in modo positivo e negativo.

Infine, avendo raccolto tutte le informazioni necessarie, è stata effettuata l'analisi su un parcheggio aziendale riservato ad auto elettriche contenente delle infrastrutture di ricarica di tipo bidirezionale, generando così un aggregato abilitato alla fornitura dei servizi ancillari. L'analisi è stata svolta sui risultati ottenuti dalla simulazione della partecipazione al mercato del dispacciamento di questo impianto attraverso il progetto pilota UVAM. Sono stati riportati: le ipotesi, lo scopo, la metodologia di calcolo, i risultati ottenuti e le conclusioni evinte dai dati estrapolati.

2. STRUTTURA DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

Lo scopo principale del mercato elettrico è di promuovere la competizione nelle attività di produzione e di compravendita dell'energia elettrica. La gestione della compravendita avviene in un luogo virtuale, la Borsa Elettrica; qui vengono definiti i programmi d'immissione e prelievo di energia. Inoltre, Terna in questo luogo virtuale, da gestore della rete di trasmissione, si approvvigiona dei servizi ancillari.

Per poter partecipare al mercato elettrico è necessario ottenere l'ammissione dal Gestore dei Mercati Energetici (GME[1]), il quale ha il compito di organizzare e gestire il mercato, garantire gli scambi energetici in sicurezza ed effettuare il bilanciamento tra domanda ed offerta.

Di seguito viene descritta la suddivisione delle zone di mercato in Italia, inoltre, viene brevemente descritta l'articolazione del mercato elettrico, con un maggiore focus sul MSD, ovvero il mercato d'interesse per il progetto pilota UVAM che include la tecnolgia V2G, descritta nel paragrafo 3.1.

2.1. Zone di mercato italiano

Il sistema elettrico italiano è suddiviso in varie zone; ognuna è un insieme di punti di offerta in immissione o prelievo per i quali bisogna definire il programma orario, il tutto basandosi sulle offerte presenti nella Borsa Elettrica.

La rete di trasmissione italiana è suddivisa in:

- Sei zone di mercato geografiche: Nord (Val d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna), Centro Nord (Toscana, Umbria, parte delle Marche), Centro Sud (Lazio, Abruzzo, parte delle Marche), Sud (Molise, Basilicata, Puglia, Calabria), Sicilia e Sardegna;
- Nove zone virtuali di collegamenti esteri: Francia, Corsica, Corsica AC, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia, Malta, Montenegro.

2.2. Mercato elettrico

Il mercato elettrico italiano è composto da:

- Mercato elettrico a pronti (MPE), a sua volta suddiviso in: mercato del giorno prima (MGP), mercato infragiornaliero (MI), mercato dei servizi di dispacciamento (MSD);
- Mercato a termine dell'energia, nel quale è possibile effettuare negoziazione a termine di forniture di energia su orizzonti temporali estesi.

Per avere una più ampia visione sul mercato d'interesse, quindi il mercato del dispacciamento, di seguito viene fatta una panoramica degli altri mercati che lo precedono, ma che comunque sono legati ad esso.

2.2.1. Mercato del Giorno Prima

Nel MGP avviene la maggior parte della negoziazione di energia all'ingrosso. Il GME agisce da controparte agli offerenti garantendo la buona riuscita degli scambi energetici tra domanda e offerta. Si tratta di un mercato d'asta che si apre alle ore 08:00 del nono giorno precedente la consegna e si chiude alle ore 12:00 del giorno antecedente la consegna.

Ogni offerta presentata dall'operatore contiene la quantità di potenza e il prezzo massimo di acquisto, oppure il prezzo minimo di remunerazione in caso di vendita della quantità.

Conclusa la raccolta delle offerte, queste vengono ordinate per prezzo crescente. Se vi fossero delle offerte con stesso prezzo prevale l'ordine di merito, ovvero la disposizione delle offerte avviene in base all'ordine di ricezione temporale: quindi, l'offerta arrivata prima avrà la precedenza sulle altre ad egual prezzo. Così facendo si definiscono le offerte accettate, partendo dalla più economica, fino a che non si copre l'intera domanda.

[1] **GME:** Gestore dei Mercati Energetici. Il GME svolge un ruolo specifico nel monitoraggio del mercato dell'energia elettrica, del gas naturale e quelli ambientali per l'Autorità di regolazione italiana (ARERA)

2.2.2. Mercato Infragiornaliero

Per gli operatori risulta utile definire in maniera più accurata il proprio programma. Grazie al MI è possibile formulare ulteriori offerte di acquisto o vendita, che permettono di avere un programma più dettagliato. Questo mercato ha il compito di definire ora per ora i programmi d'immissione e prelievo, dato che gli esiti del MGP sono approssimativi. L'articolazione del MI è fatta da varie sessioni con orari di chiusura in successione, in modo da permettere agli operatori una migliore gestione sulla base di dati aggiornati e recenti.

Le modalità di offerta e selezione sono le stesse utilizzate per il mercato del giorno prima.

2.2.3. Mercato dei Servizi di Dispacciamento

La rete elettrica nazionale si basa sull'equilibrio istantaneo tra la domanda e l'offerta di energia elettrica, il tutto rispettando i limiti di servizio. Questi fanno riferimento alle grandezze elettriche tensione e frequenza, ovvero le principali grandezze che caratterizzano il sistema elettrico. Attraverso il MSD il TSO italiano acquista i servizi utili alla gestione dell'intera rete elettrica.

L'intero sistema deve possedere e garantire degli standard, questi sono:

- *Sicurezza*: il sistema deve reagire a cambi improvvisi dovuti a disturbi sulla rete;
- *Adeguatezza*: il sistema deve poter soddisfare l'intera domanda sfruttando tutte le tecnologie possedute;
- *Qualità*: garantita attraverso la continuità del servizio ed il mantenimento dei parametri a livelli standard, come ad esempio la tensione, la frequenza, la forma d'onda ed altri parametri;
- *Efficienza economica*: dettata dal minor costo delle utenze garantendo tutti gli standard appena definiti.

Ad oggi, escludendo i progetti pilota, per ottenere l'abilitazione al MSD un'unità deve essere rilevante (impianto con taglia almeno pari a 10 MVA) e programmabile. Le uniche tecnologie abilitate sono le centrali termoelettriche e l'idroelettrico.

Il MSD a sua volta è suddiviso in due mercati differenti: uno in fase di programmazione (MSD ex-ante) e uno di bilanciamento (MB).

La fase di programmazione è suddivisa in sei sottofasi, ma la raccolta delle offerte è univoca. La struttura delle varie sottofasi è riportata in Figura 1 [12]. In questa fase di MSD ex-ante, le quantità accettate sopperiscono ai problemi di congestioni residue ed alla costruzione di margini di riserva.

Il mercato del bilanciamento è anch'esso articolato in sei sessioni, ma le offerte considerate da Terna sono quelle relative al lasso di tempo della sessione, e non alle sei sottofasi. In questo mercato Terna si approvvigiona del servizio di regolazione secondaria ed il mantenimento del bilanciamento tra immissione e prelievo di energia dalla rete in tempo reale.

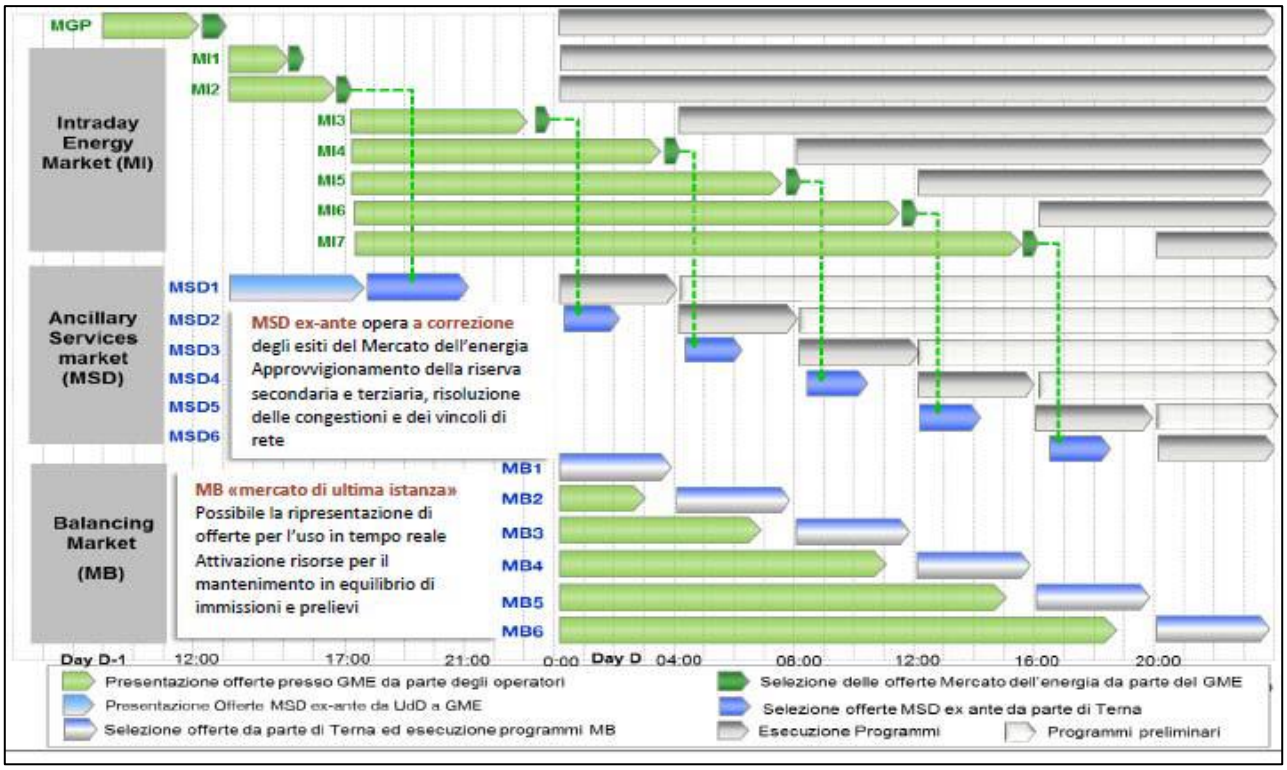

Figura 1. Fasi dei mercati dell'energia [12].

Il GME comunica a Terna tutte le offerte ricevute dagli utenti del dispacciamento sul mercato, includendo il periodo di validità relativo. Gli esiti delle offerte vengono successivamente pubblicati dal GME: tra i dati pubblicati, vi sono le quantità complessivamente accettate in acquisto e vendita per ogni zona di mercato, i prezzi medi orari delle offerte accettate in acquisto e vendita ed il prezzo accettato più vantaggioso per l'operatore, ovvero il massimo valore in vendita ed il minimo in acquisto.

Per mantenere gli standard precedentemente citati, Terna si approvvigiona delle risorse attraverso il mercato elettrico. Tali risorse vengono remunerate in maniera differente: le risorse messe a mercato sono remunerate secondo il meccanismo offerta prezzo/quantità, le risorse che devono essere obbligatoriamente offerte non sono soggette a remunerazione, mentre le risorse non inserite nel mercato ricevono un corrispettivo fisso. La riserva primaria di frequenza e la regolazione primaria e secondaria di tensione fanno parte delle risorse obbligatorie: come tali non sono remunerate. Vengono approvvigionate in questa maniera per ragioni tecniche e per garantire la sicurezza dell'intera rete elettrica. In Tabella 1 sono riportati i servizi del mercato di dispacciamento suddivisi nelle diverse categorie.

Tabella 1. Servizi del mercato di dispacciamento suddivisi in categorie

MAPPA DELLE RISORSE NECESSARIE AL DISPACCIAMENTO	
SERVIZI A MERCATO (MSD)	SERVIZI NON A MERCATO
-RISERVA SECONDARIA -RISERVA TERZIARIA -RISOLUZIONE CONGESTIONI -BILANCIAMENTO	-RISERVA PRIMARIA DI FREQUENZA -REGOLAZIONE PRIMARIA DI TENSIONE -REGOLAZIONE SECONDARIA DI TENSIONE

2.3. Criticità e riforme del mercato del dispacciamento

Il cambio di paradigma (con un aumento di risorse non controllabili e una dismissione dei parchi tradizionali) rende il sistema critico, poiché vi è un aumento di domanda di risorse del dispacciamento e una riduzione della potenza abilitata a fornirle, per cui risulta necessarial'immissione di nuove risorse per garantire il corretto

Fino a qualche anno addietro, le unità abilitate a fornire i servizi di dispacciamento erano per lo più centrali termoelettriche, per cui i flussi di potenza erano unidirezionali, ovvero dalla centrale di produzione alla rete di trasmissione, per poi proseguire nella rete di distribuzione. L'introduzione di generazione distribuita ha fatto sì che fosse necessaria la bidirezionalità dei flussi di potenza nelle cabine primarie, aumentando così le perdite in rete ed incrementando la difficoltà di gestione del sistema elettrico.

Il continuo aumento delle fonti rinnovabili non programmabili ha causato, e continua a causare, incertezza d'immissione nella rete, per cui è necessario approvvigionarsi attraverso il mercato del dispacciamento di una potenza maggiore rispetto a quella necessaria, in modo tale da avere un margine di sicurezza utile a garantire gli standard del sistema elettrico.

Un fattore che induce la necessità di una riforma del mercato elettrico è l'aumento dell'elettrificazione dei consumi. Un settore che avrà un impatto sempre maggiore è quello della trazione elettrica, in particolare diventerà sempre più rilevante la presenza di autovetture elettriche. Una delle modalità per sfruttare al massimo i veicoli elettrici è la tecnologia vehicle-to-grid (V2G) che permette di usufruire dei sistemi di accumulo installati nei veicoli come fonte di generazione.

L'apertura del mercato dei servizi di dispacciamento è una riforma su cui si sta lavorando da tempo, che vede già delle misure intraprese a seguito della delibera 300/2017/R/eel [3] del 05 maggio 2017. Con tale delibera sono stati avviati una serie di progetti pilota, per estendere la tipologia di impianti abilitati al MSD. In Figura 2 [13] sono messe a confonto le unità che erano abilitate prima della delibera e le unità abilitate post-delibera.

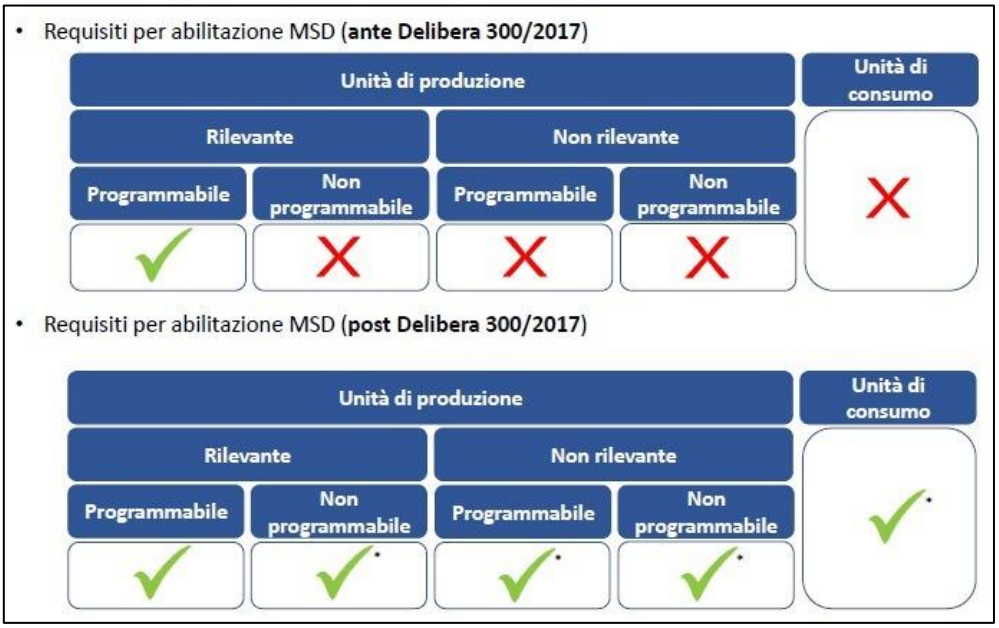

Figura 2. Unità abilitate ante e post delibera 300/2017/R/eel [13].

Per consentire sin dall'inizio una partecipazione equa di tutte le tecnologie, l'apertura del mercato è basata sulla neutralità tecnologica. Le caratteristiche tecniche degli impianti non devono rappresentare dei limiti all'abilitazione, dunque sarà necessario testare ed eventualmente cambiare le regolamentazioni ogni qualvolta sarà necessario.

3. PROGETTI PILOTA

L'ARERA[2], attraverso la delibera 300/2017/R/eel [3] del 05 maggio 2017, ha avviato un processo di inclusione al MSD di risorse non abilitate, quali sono quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili[3] e la generazione distribuita, come mostrato in Figura 3 [14].

Terna, in seguito alla delibera 300/2017/R/eel [3], ha avviato dei progetti pilota, ovvero una fase di sperimentazione di nuove tecnologie immesse sul mercato. Inoltre, con tali progetti Terna ha voluto avviare il processo di decarbonizzazione in via definitiva, tramite la sostituzione degli impianti che forniscono oggi i servizi di flessibilità, ovvero che garantiscono l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico, includendo nuove risorse basate sullo sfruttamento di risorse non programmabili.

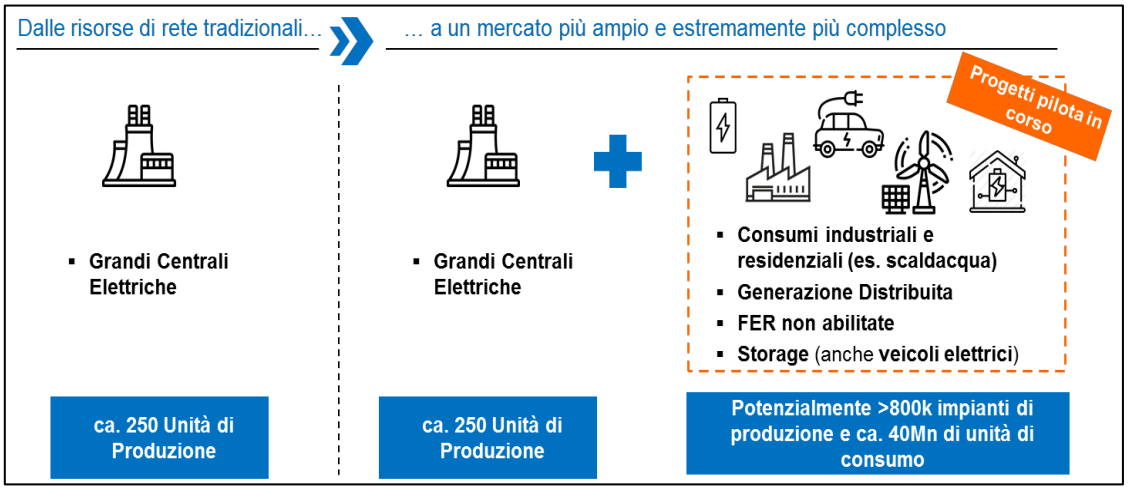

Figura 3. Evoluzione del sistema elettrico e apertura a nuove risorse per il mercato dei servizi [14].

I progetti pilota sono individuati da Terna, anche su proposta di operatori che però siano diversi dal Gestore dei servizi energetici (GSE) e dall'Acquirente Unico (AU). In pratica, gli operatori, insieme al TSO, cooperano per aumentare le tecnologie utili a fornire i servizi di dispacciamento. Essendo i proprietari degli impianti ed avendo una visione più tecnica della fornitura dei servizi, gli operatori conoscono i limiti fisici di una tecnologia rispetto ad un'altra, dunque la loro collaborazione facilita il miglioramento dei progetti in fase pilota.

Le proposte di progetti pilota riguardano:

- Le modalità di partecipazione al MSD della domanda e delle unità di produzione, inclusi i sistemi di accumulo;
- Le modalità di aggregazione delle unità di produzione e di consumo ai mercati dell'energia ed al MSD;
- Le modalità per la remunerazione dei servizi ancillari non ad oggi remunerati.

I progetti pilota proposti da Terna sono:

- Progetto pilota *Unità Virtuali Abilitate di Consumo* (UVAC[4]);
- Progetto pilota *Unità Virtuale Abilitate di Produzione* (UVAP[5]);

---

2 **ARERA** Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

3 **Unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili non programmabili** [1]: un'unità di produzione che utilizza l'energia del sole, del vento, delle maree, del moto ondoso, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso agli impianti ad acqua fluente.

4 **UVAC** [3]: unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo (ad oggi tutte non rilevanti).

5 **UVAP** [3]**:** unità virtuali abilitate di produzione, caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo.

- Progetto pilota *Unità di Produzione Rilevanti* (UPR[6]);
- Progetto pilota *Unità Virtuali Abilitate Miste* (UVAM[7]);
- Progetto pilota *Unità di Produzione Integrate* (UPI[8]);
- Progetto pilota *Riserva Ultra-Rapida* o *Fast Reserve*;
- Progetto pilota *Regolazione di Tensione*;
- Progetto pilota *Regolazione Secondaria*.

In Figura 4 è rappresentata la timeline dei progetti pilota proposti da Terna. È possibile notare che il progetto pilota di Riserva Ultra-Rapida non è ancora attivo, mentre per il progetto pilota di Regolazione di Tensione non è stata definita ancora alcuna data di avvio o approvazione del regolamento da parte di ARERA.

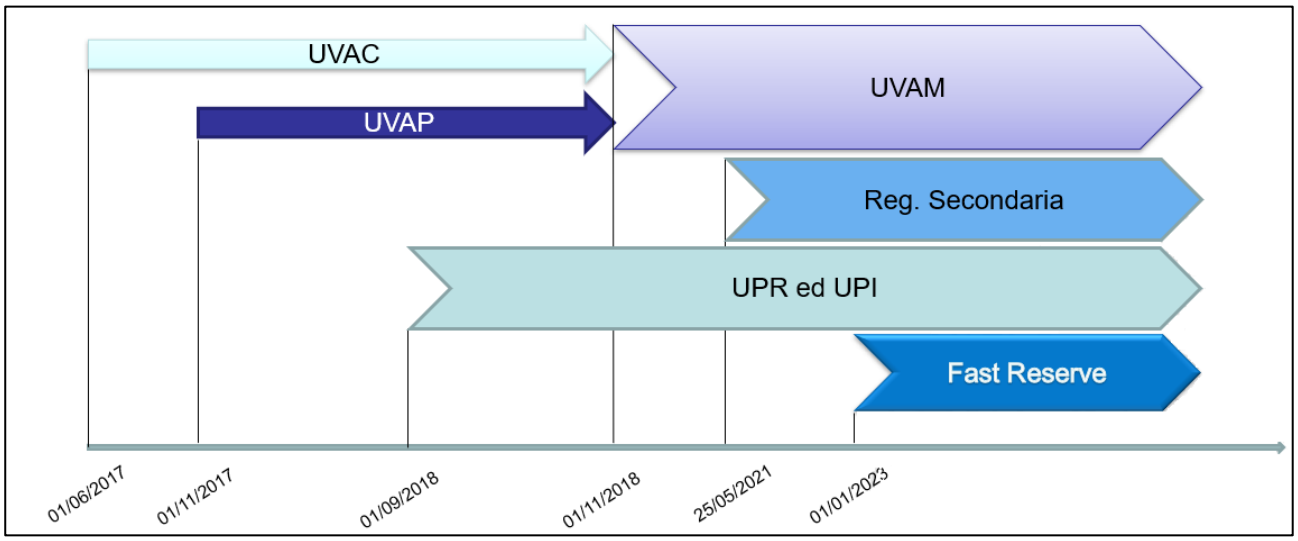

Figura 4. Timeline dei servizi avviati con i Progetti Pilota.

Ogni progetto contiene le tempistiche di esecuzione del progetto e l'indicazione dei benefici e dei potenziali costi per il sistema. Inoltre, sono evidenziati i requisiti minimi che devono essere rispettati per l'ammissibilità dei progetti pilota. Terna, coerentemente con il modello di rete utilizzato per la selezione delle offerte accettate su MSD, definisce i perimetri geografici di aggregazione in modo tale che l'inclusione delle unità non comporti la violazione dei vincoli di rete.

Attualmente, la fornitura dei servizi utili a reagire ad una perturbazione della frequenza di rete sono:

- La Fast Reserve o riserva ultra rapida, indicata come inerzia in Figura 5, reagisce istantaneamente alla perturbazione ed ha una breve durata, circa 5 minuti;
- La riserva primaria, utile a correggere automaticamente gli squilibri dell'intero sistema elettrico europeo interconnesso, variando la velocità dei generatori in risposta alle variazioni di frequenza. È la risorsa più flessibile presente nel sistema ed è obbligatoria la fornitura da parte di impianti idonei. Questo servizio ha un tempo di risposta breve, circa 30 secondi, ed una durata dell'ordine dei 15 minuti;
- La riserva secondaria, compensa la differenza tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale ristabilendo la frequenza europea, riportando quindi gli scambi di potenza alla frontiera ai valori

6 **UPR** [1]**:** Le UP rilevanti sono le UP con potenza complessiva dei gruppi di generazione associati non inferiore a 10 MVA. Tutte le UP diverse da quelle rilevanti sono classificate come non rilevanti.

7 **Unità virtuali abilitate miste (UVAM)** [5]**:** unità virtuali abilitate di cui alla deliberazione ARERA n. 300/2017 [3] e successive modificazioni ed integrazioni, caratterizzate dalla presenza di unità di produzione non rilevanti (programmabili o non programmabili), unità di consumo, sistemi di accumulo, compresi veicoli elettrici collegati alla rete tramite infrastrutture di ricarica.

8 **UPI** [10]**:** l'UPI è l'aggregato costituito da una unità di produzione rilevante (UPR) e da un sistema di accumulo di energia in grado di garantire la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza in qualunque condizione di funzionamento come previsto dall'Allegato A.15 del Codice di Rete [1].

programmati. È una risorsa attivata automaticamente con tempi di risposta brevi, dell'ordine dei secondi, ed una durata di 2 ore;

- La riserva terziaria, suddivisa in pronta, o rotante, e di sostituzione. La riserva pronta ha lo scopo di ricostituire la banda di riserva secondaria in modo da bilanciare il sistema elettrico in caso di ulteriori variazioni di fabbisogno. La riserva terziaria di sostituzione ha lo scopo di ricostituire la riserva terziaria pronta a fronte di variazioni del fabbisogno. Le tempistiche di attivazione e la durata delle riserve sono più dettagliatamente descritte nella Tabella 2

In Figura 5 è mostrato il susseguirsi delle attivazioni dei vari servizi di riserva, mettendo in luce come, a seguito di una perturbazione di frequenza, il tempo necessario e le risorse utilizzate per ottenere la stabilizzazione della rete sono elevati.

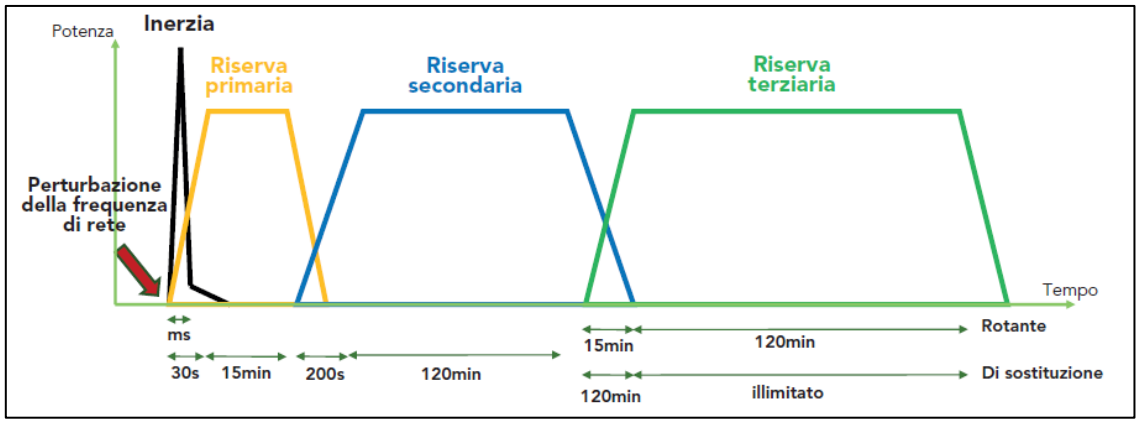

Figura 5. Attivazione delle riserve in seguito ad una perturbazione di frequenza.

Infine, per la fornitura delle risorse di dispacciamento, è necessario definire le controparti di Terna identificate negli utenti del dispacciamento, ovvero i BRP, i quali possono coincidere con Balance Service Provider (BSP[9]).

Nel seguito verranno descritti i progetti pilota, in particolare, verrà dato maggior risalto a quelli che includono la tecnologia V2G[10] ed a quelli che, per caratteristiche tecniche del servizio e dell'impianto di generazione da veicoli, potrebbero risultare compatibili con tale tecnologia.

[9] **BSP (o aggregatore)** [3]: è il Balance Service Provider, cioè il soggetto responsabile per la partecipazione a MSD.

[9] **Vehicle to grid (V2G)** [5]: è l'interazione tra veicoli elettrici e sistema elettrico, che consente ai predetti veicoli di erogare, attraverso le infrastrutture di ricarica, i seguenti servizi: Servizi di riserva terziaria e bilanciamento, articolati nelle modalità «a salire[9]» ed «a scendere», nonché' di risoluzione delle congestioni; Ulteriori servizi tra i quali la regolazione primaria e secondaria di frequenza e la regolazione di tensione, ove tecnicamente fattibile. In particolare, qualora i servizi predetti comportino anche iniezioni di potenza dalla batteria del veicolo verso la rete, essi sono denominati «V2G»; in casi diversi, tali servizi sono denominati «V1G».

3.1. Progetto pilota *UVAM*

Le UVAM sono caratterizzate dalla presenza di unità di produzione, sistemi di accumulo (inclusi quelli funzionali alla mobilità elettrica, pertanto il seguente progetto è abilitatore della tecnologia "Vehicle to Grid" al MSD) ed unità di consumo, inseriti anche in contratti di dispacciamento di utenti diversi.

In particolare, nell'Articolo 2 del Regolamento UVAM [2], si intendono Unità Virtuali Abilitate Miste le unità costituite da:

- Un aggregato contenente uno o più degli elementi elencati:
    1. Unità di produzione (UP[11]) non rilevanti, ovvero con potenza inferiore a 10 MVA;
    2. Unità di consumo (UC[12]), incluse quelle che prestano il servizio di interrompibilità;
    3. Impianti di accumulo, come definiti ai sensi della delibera del 20 Novembre 2014 di ARERA 574/2014/R/eel [15], "stand alone[13]" o abbinati a UP non rilevanti e/o a unità di consumo.
    4. Una o più Unità di Produzione Rilevanti (UPR), non obbligatoriamente già abilitate al MSD, che condividono il punto di connessione alla rete con una o più UC, diverse dai servizi ausiliari, ed eventualmente con una o più UP non rilevanti e/o impianti di accumulo purché il valore di potenza immesso al punto di connessione con la rete non sia in nessun caso superiore a 10 MVA;
- Una o più UPR non già abilitate al MSD e non rientranti nel punto 4 del precedente requisito.

La consultazione del progetto pilota UVAM, approvata con la delibera del 2 Agosto 2018 di ARERA 422/2018/R/eel [16], è stata utile al fine di riformare il dispacciamento ed ha fatto seguito all'avvio dei progetti pilota UVAC ed UVAP, approvati rispettivamente con le delibere del 25 Maggio 2017 di ARERA 372/2017/R/eel [17] e del 3 Agosto 2017 di ARERA 583/2017/R/eel [18]. L'unione dei due progetti pilota in un unico progetto pilota sicuramente permetterà agli operatori un maggiore guadagno, dovuto alla maggiore possibilità di partecipazione al mercato; grazie a questa innovazione, gli impianti potranno essere maggiormente sfruttati portando un beneficio maggiore al sistema elettrico.

3.1.1. Requisiti tecnici *UVAM*

Le unità, definite UVAM, che hanno la possibilità di essere connesse alla rete in alta, media o bassa tensione, possono considerarsi qualificate come tali se rispettano i seguenti requisiti:

- Qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento sia nella modalità a salire[14] che a scendere[15], una Potenza Massima Abilitata[16], ovvero un incremento di immissione o decremento di prelievo rispetto alla Baseline[17], e una Potenza Minima Abilitata[18], che significa un decremento di immissione o un incremento di prelievo rispetto alla Baseline, non inferiori in valore assoluto ad 1 MW;
- Qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella sola modalità a salire, una Potenza Massima Abilitata non inferiore ad 1 MW ed una Potenza Minima Abilitata pari a 2 kW, ciò equivale ad un incremento minimo di immissione o un decremento minimo di carico rispetto

[11] **Unità di produzione (UP)** [1]: l'insieme di uno o più gruppi di generazione nella disponibilità di un Utente del Dispacciamento, raggruppati secondo le modalità definite nel Capitolo 4 del Codice di rete ed approvate dal Gestore, e tali che le immissioni o i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente.

[12] **Unità di consumo (UC)** [1]: un insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi anche per il tramite di altre reti elettriche, tali che i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente.

[13] **UP stand alone** [5]**:** unità di produzione dotata di un sistema di accumulo alimentato da un impianto o anche da rete.

[14] **Modulazione a "salire"** [2]**:** qualora un'unità sia abilitata alla fornitura del servizio in fase di programmazione solamente nella modalità "a salire", potrà esclusivamente incrementare l'immissione o ridurre il prelievo rispetto alla Baseline.

[15] **Modulazione a "scendere"** [2]**:** qualora un'unità sia abilitata alla fornitura del servizio in fase di programmazione solamente nella modalità "a scendere", potrà esclusivamente ridurre l'immissione o incrementare il prelievo rispetto alla Baseline.

[16] **Potenza Massima Abilitata** [2]**:** si intende il massimo incremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna.

[17] **Baseline [MW]** [2]**:** costituita dal programma in potenza complessivo dei punti sottostanti l'UVAM, al netto del consumo dei carichi sottesi al servizio di interrompibilità istantanea, per ciascuno dei periodi quartorari del giorno

[18] **Potenza Minima Abilitata** [2]**:** si intende il massimo decremento di immissione che l'UVAM può in qualsiasi condizione rendere disponibile a Terna.

alla Baseline pari ad 1 MW, ed un decremento di immissione o un incremento di carico rispetto alla Baseline pari a 2 kW;

- Qualora sia richiesta l'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento nella sola modalità a scendere, una Potenza Massima Abilitata, che rappresenta il minimo incremento di immissione o decremento di prelievo rispetto alla Baseline, pari a 2 kW, ed una Potenza Minima Abilitata, sinonimo di incremento di carico o decremento di immissione, non inferiore ad 1 MW.

Questi limiti fisici imposti per ottenere l'abilitazione hanno degli aspetti positivi e non. Da parte del gestore di rete, quindi Terna, è più conveniente richiedere maggiore potenza ad un unico operatore, così da non dover gestire troppe offerte e, inoltre, di considerare un unico flusso di potenza proveniente da un unico punto di connessione. Quindi è un limite favorevole per il gestore di rete. Invece, da parte degli operatori, avere un limite minimo pari ad 1 MW può essere negativo. Per alcune tecnologie, come ad esempio il V2G, ottenere una potenza minima di 1 MW risulta difficoltoso; è necessario avere la disponibilità di un minimo numero di veicoli elettrici carichi allo stesso istante, il che porta gli operatori a dover realizzare dei grossi impianti per avere la certezza di partecipa al mercato, senza però avere la certezza di un ritorno dell'investimento dovuto alla realizzazione dell'infrastruttura.

Al momento è in corso una discussione sulla riduzione della soglia minima per la tecnologia V2G: ciò faciliterebbe l'ingresso di un maggior numero di BSP nel mercato del dispacciamento.

3.1.2. Servizi di dispacciamento abilitati ad *UVAM*

Come definito nell'Articolo 4 del Regolamento UVAM [2], le unità abilitate possono partecipare nella modalità a salire e/o a scendere esclusivamente ai servizi di:

- Risoluzione delle congestioni, offerta nel MSD ex-ante con facoltà di inserire offerte nel MB[19] del giorno corrente;
- Riserva terziaria rotante, offerta nel MSD ex-ante[20];
- Riserva terziaria di sostituzione, offerta nel MSD ex-ante;
- Bilanciamento[21], offerto nel MSD ex-ante con facoltà di inserire offerte nel MB del giorno corrente.
- Riserva secondaria, offerta nel MSD ex-ante.

Per poter essere abilitate, le UVAM devono essere in grado di modulare in incremento/decremento l'immissione o il prelievo e devono avere dei margini di riserva con verso congruente alla modalità per il quale sono abilitate. Qualora un'unità sia abilitata al servizio di risoluzione delle congestioni in fase di programmazione nella sola modalità a salire, l'UVAM rispetto alla Baseline potrà soltanto incrementare l'immissione oppure ridurre il prelievo di energia; invece, se abilitata alla sola modalità a scendere, potrà esclusivamente ridurre l'immissione o incrementare il prelievo di energia.

Nella Tabella 2 sono mostrati i servizi che possono essere forniti dalle UVAM, descrivendo i limiti dei tempi di risposta dalla ricezione dell'ordine, il periodo minimo di servizio ed eventuali vincoli.

[19] **Mercato del Bilanciamento (MB)** [1]**:** l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

[20] **Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD ex-ante)** [1]**:** la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

[21] **Bilanciamento** [1]**:** il servizio svolto dal Gestore in tempo reale diretto a impartire ordini di dispacciamento, al fine di mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi, risolvere congestioni, mantenere gli opportuni margini di riserva secondaria di potenza.

Tabella 2. Servizi forniti da UVAM

SERVIZIO	TEMPO DI RISPOSTA	PERIODO DI SERVIZIO	VINCOLI
Risoluzione delle congestioni	< 15 minuti dall'ordine di Terna	> 120 minuti	Rapporto tra potenze modulabili in incremento delle fonti non programmabili e Potenza Massima Abilitata < 50%
Riserva terziaria rotante	< 15 minuti dall'ordine di Terna	> 120 minuti	Rapporto tra potenze modulabili in incremento delle fonti non programmabili e Potenza Massima Abilitata < 50%
Riserva terziaria di sostituzione	<120 minuti dall'ordine di Terna	> 480 minuti	-
Bilanciamento	< 15 minuti dall'ordine di Terna	> 120 minuti	Rapporto tra potenze modulabili in incremento delle fonti non programmabili e Potenza Massima Abilitata < 50%

Nell'appendice del regolamento riguardante il progetto pilota Regolazione Secondaria della frequenza/potenza [11], Terna ha proposto delle modifiche al regolamento delle UVAM affinché possano partecipare alla fornitura del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza. Il 25 maggio 2021, ARERA, attraverso la delibera 215/2021/R/eel, ha approvato il regolamento predisposto da Terna relativo il progetto pilota di Regolazione Secondaria. Le UVAM dunque hanno la possibilità di ottenere l'abilitazione al servizio. Il progetto pilota Regolazione Secondaria è descritto successivamente nel capitolo 3.4

3.1.3. Procedura di assegnazione e regolazione economica dei servizi forniti da *UVAM*

Un'UVAM riceve una remunerazione per i servizi forniti seguendo le norme a cui sono sottoposte le unità partecipanti al MSD. Inoltre, si ha la possibilità di approvviggionarsi a lungo termine e ricevere una ulteriore remunerazione. Quest'ultima è fissa, dipende dalla potenza contrattualizzata a termine attraverso delle aste e dalle verifiche che vengono effettuate post fornitura.

Analisi della procedura di regolazione economica del MSD

Le offerte presentate sul MSD vengono utilizzate da Terna in fase di programmazione per riservarle e/o accettarle, oppure per la fase di gestione in tempo reale attraverso un comando di dispacciamento inviato all'UVAM.

Il programma vincolante delle UVAM per ogni quarto d'ora è pari ad $\frac{Q_{MSD}}{4}$, dove Q_{MSD} è l'energia pari al saldo delle quantità accettate nel MSD. Per la gestione del bilanciamento, il programma vincolante in potenza è considerato costante nel quarto d'ora ed è pari alla potenza media risultante dal programma vincolante di immissione o prelievo.

Verifica quantità accettate MSD

Per le quantità accettate nel MSD viene effettuata la verifica di rispetto (3.1) e, in aggiunta, l'esecuzione avviene pienamente se vengono rispettate le disequazioni (3.3) e (3.4).

La verifica è rispettata nel quarto d'ora *i* se:

$$|Q_{MSD}(i)| \geq 0{,}125 \text{ MWh} \tag{3.1}$$

dove:

$$Q_{MSD}(i) = \sum q^{sell}_{EX-ANTE}(i) - \sum q^{buy}_{EX-ANTE}(i) + \sum q^{sell}_{MB}(i) - \sum q^{buy}_{MB}(i) \tag{3.2}$$

- $Q_{MSD}(i)$ è il saldo delle quantità accettate in vendita ed acuisto nel MSD e nel MB;
- $q^{sell}_{EX-ANTE}(i)$ e $q^{buy}_{EX-ANTE}(i)$ sono le quantità accettate in vendita e acquisto nella fase di programmazione del MSD;

- $q_{MB}^{sell}(i)$ e $q_{MB}^{buy}(i)$ sono le quantità accettate in incremento e decremento nel MB.

L'esecuzione per ogni quarto d'ora *i* avviene pienamente, senza penalità, se:

$$E_M(i) \geq E_0(i) + Q_{MSD}(i) \quad \text{se} \quad Q_{MSD}(i) \geq 0\ MWh; \tag{3.3}$$

$$E_M(i) \leq E_0(i) + Q_{MSD}(i) \quad \text{se} \quad Q_{MSD}(i) \leq 0\ MWh. \tag{3.4}$$

Dove:

- $E_M(i)$ è l'energia prelevata/immessa nei punti UVAM, esclusa l'energia necessaria per i carichi sottesi al servizio di interrompibilità istantanea;
- $E_0(i)$ è il saldo dell'energia programmata (3.5) in immissione e/o prelievo dal BSP, data da:

$$E_0(i) = \frac{[B(i)]*1\ ora}{4} + \Delta B \tag{3.5}$$

Dove:

- $B(i)$ è il valore quarto-orario riferito all'UVAM in MW, costituita dal programma complessivo in potenza per ogni periodo quarto-orario del giorno D;
- ΔB è il termine correttivo espresso in MWh che:

$$\text{se } Q_{MSD}(i) \geq 0 \text{ MWh} \quad \text{sarà} \quad \Delta B = max\left\{0; \sum_{j=1}^{n}\left[E_M(j) - B\frac{j}{4}\right]/n\right\}; \tag{3.6}$$

$$\text{se } Q_{MSD}(i) \leq 0\ MWh \quad \text{sarà} \quad \Delta B = min\left\{0; \sum_{j=1}^{n}\left[E_M(j) - B\frac{j}{4}\right]/n\right\}; \tag{3.7}$$

con n che rappresenta il numero di quarti d'ora precedenti quello dove viene fatta la correzione della Baseline, ovvero, il primo quarto d'ora nel quale viene rispettata la verifica $|Q_{MSD}(i)| \geq 0{,}125\ MWh$; al massimo il valore di n può essere pari ad otto.

Esempio grafico di calcolo della Baseline corretta in seguito a richiesta di fornitura

Relativamente alla verifica delle quantità accettate sul MSD, in seguito all'attivazione del servizio viene effettuato il calcolo del saldo dell'energa programmata $E_0(i)$ tramite l'applicazione delle equazioni (3.5), (3.6) e (3.7).

Nel caso rappresentato in Figura 6, il periodo temporale d'interesse per il calcolo della Baseline corretta si estende da 8 periodi temporali quartorari precedenti la richiesta di attivazione, ovvero 2 ore prima del segnale di Terna, fino alla fine della fornitura del servizio, in questo caso 2 ore dopo la ricezione del segnale.

In particolare, viene effettuato un confronto tra l'energia misurata (linea gialla in Figura 6) e la Baseline comunicata dal BSP il giorno precedente (linea blu in Figura 6) negli 8 time steps quartorari che precedono il servizio (dalle ore 13:00 alle ore 15:00), quindi applicando le equazioni (3.6) e (3.7) si ottiene il valore di ΔB (riquadro tratteggiato in verde in Figura 6) che si dovrà sommare alla Baseline comunicata nel periodo di servizio per ottenere il saldo dell'energia programmata $E_0(i)$ (riquadro tratteggiato in rosso in Figura 6). Questo viene effettuato perché il gestore della rete ritiene che la differenza tra l'energia misurata e la Baseline rimanga costante durante il servizio e pari a ΔB.

Nell'esempio si ha l'attivazione del servizio dalle ore $15{:}00$ alle ore $17{:}00$ (rappresentato in Figura 6 dalla linea tratteggiata in arancione), questa quantità accettata da fornire, che sarebbe $Q_{MSD}(i)$ che in questo esempio è positiva, dovrà essere sommata al saldo dell'energia programmata $E_0(i)$. Nell'esempio, qualora la differenza tra l'energia misurata e la somma tra il saldo dell'energia programmata e le quantità accettate nel mercato sia positiva si ottiene la piena remunerazione come da Codice di Rete, poiché si sta fornendo l'energia richiesta. Nel caso in cui la differenza sia negativa, si ottiene uno sbilanciamento che mi implica delle penalità, calcolate nella modalità descritta nel successivo paragrafo.

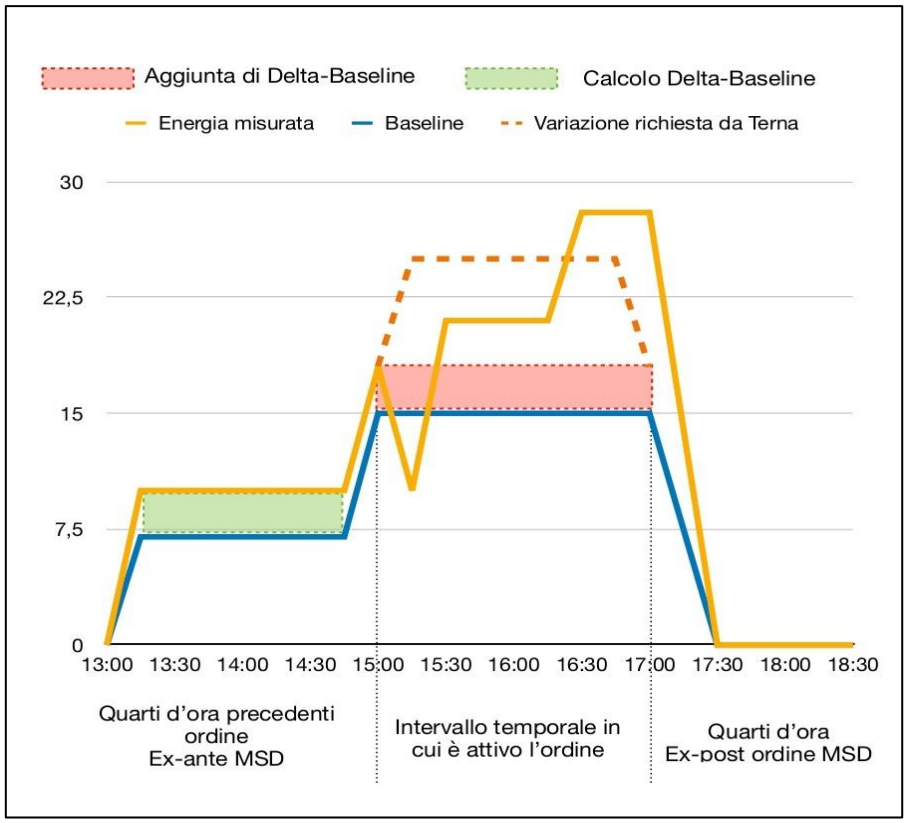

Figura 6. Esempio di calcolo Baseline corretta

Penalità MSD

Nel caso in cui l'esecuzione delle quantità accettate non è pienamente rispettata, viene applicata al BSP una penalità, così calcolata:

- Se $Q_{MSD}(i) > 0$ e lo sblianciamento $\Delta E(i) < 0$, allora allora la penalità γ sarà pari ad:

$$\gamma = \Delta E * \bar{P}^{UVAM}_{MSD\uparrow}(i) \quad \text{se} \quad \left|\frac{\Delta E}{Q_{MSD}}\right| * 100 \leq 5\% \tag{3.8}$$

$$\gamma = \Delta E * \max(\bar{P}^{UVAM}_{MSD\uparrow}(i); P^{marg}_{MB\uparrow}(i) \quad \text{se} \quad \left|\frac{\Delta E}{Q_{MSD}}\right| * 100 > 5\% \tag{3.9}$$

- Se $Q_{MSD}(i) < 0$ e lo sblianciamento $\Delta E(i) > 0$, Terna corrisponde al BSP una remunerazione di mancato rispetto γ delle quantità accettate:

$$\gamma = \Delta E * \bar{P}^{UVAM}_{MSD\downarrow}(i) \quad \text{se} \quad \left|\frac{\Delta E}{Q_{MSD}}\right| * 100 \leq 5\% \tag{3.10}$$

$$\gamma = \Delta E * \min(\bar{P}^{UVAM}_{MSD\downarrow}(i); P^{marg}_{MB\downarrow}(i) \quad \text{se} \quad \left|\frac{\Delta E}{Q_{MSD}}\right| * 100 > 5\% \tag{3.11}$$

Lo sbilanciamento delle UVAM ΔE viene calcolato nella seguente modalità:

$$\Delta E(i) = E_M(i) - [E_0(i) + Q_{MSD}(i)] \tag{3.12}$$

Nelle precedenti definizioni di calcolo per le penalità e remunerazione sono stati inseriti:

- $\bar{P}^{UVAM}_{MSD\uparrow}(i)$, ovvero il prezzo medio ponderato nel quarto d'ora *i* delle offerte accettate in vendita;
- $\bar{P}^{UVAM}_{MSD\downarrow}(i)$rappresenta il prezzo medio ponderato nel quarto d'ora *i* delle offerte accettate in acquisto;

- $P_{MB\uparrow}^{(marg)}$ è il prezzo più alto delle offerte accettate, in vendita ed incremento per Altri Servizi[22] nel MB, nella macro-zona in cui è assegnata l'UVAM nel quarto d'ora *i*;
- $P_{MB\downarrow}^{marg}$ è il prezzo più basso delle offerte accettate, in acquisto e decremento per Altri Servizi nel MB, nella macro-zona in cui è assegnata l'UVAM nel quarto d'ora *i*;

Remunerazione MSD

La remunerazione che il BSP riceverà in esito al MSD sarà quindi influenzata dalla corretta esecuzione, pena una riduzione del premio. Se l'esecuzione è pienamente effettuata, significa che le disequazioni (2.3) e (2.4) sono rispettate, allora la remunerazione α sarà pari ad:

$$\alpha(i) = Q_{MSD}(i) * \bar{P}_{MSD\uparrow}^{UVAM}(i) \quad \text{se} \quad Q_{MSD}(i) > 0; \tag{3.13}$$

$$\alpha(i) = Q_{MSD}(i) * \bar{P}_{MSD\downarrow}^{UVAM}(i) \quad \text{se} \quad Q_{MSD}(i) < 0; \tag{3.14}$$

Altrimenti, se le (2.4) e (2.5) non sono rispettate, viene applicata una penalità γ. La remunerazione in tal caso può anche essere negativa, significa che il BSP deve pagare a Terna, ed è calcolata come segue:

$$\alpha(i) = Q_{MSD}(i) * \bar{P}_{MSD\uparrow}^{UVAM}(i) + \gamma \text{ se } Q_{MSD}(i) > 0 \text{ ed } \Delta E(i) < 0; \tag{3.15}$$

$$\alpha(i) = Q_{MSD}(i) * \bar{P}_{MSD\downarrow}^{UVAM}(i) + \gamma \text{ se } Q_{MSD}(i) < 0 \text{ ed } \Delta E(i) > 0; \tag{3.16}$$

Verifica di coerenza MSD

Mensilmente Terna effettua una verifica di coerenza tra le misure trasmesse dal BSP e le misure inviate dai Gestori di rete, calcolando l'errore $\varepsilon_{POD}(h)$. Nel caso in cui l'errore fosse superiore al 10% per oltre il 10% delle ore del mese oggetto di verifica, Terna applica una penalità al BSP pari al prodotto tra 2500 €/MW, un fattore correttivo e la somma delle potenze modulabili nel quale è stata riscontrata la mancanza di coerenza. Il fattore correttivo è pari ad:

- 1,5 se si tratta di Punti non trattati su base oraria[23] contrattualizzati a termine nel periodo oggetto di verifica;
- 0,5 se si tratta di Punti non trattati su base oraria non contrattualizzati a termine per il periodo oggetto di verifica

Flow-chart esplicativo per la remunerazione del corrispettivo variabile

Per avere una miglior visione di come avviene la remunerazione, in seguito ad attivazione di fornitura dei servizi abilitati alle UVAM, è riportato in Figura 7 un diagramma di flusso esplicativo.

La sequenza con cui avviene il processo di remunerazione inizia dalla presentazione di offerte quartorarie sul MSD da parte del BSP. Il giorno precedente la fornitura, Terna effettua una selezione delle offerte e le riserva. Dopodichè, al giorno della fornitura, se il BSP riceve l'ordine di dispacciamente è tenuto a fornirlo, altrimenti verrà applicata una penalità.

Se Terna ha selezionato l'offerta del quarto d'ora *i*-esimo ed è stata richiesta la fornitura, post esecuzione si avvia un processo di verifica per effettuare un calcolo della remunerazione e delle eventuali penalità da applicare. Se il saldo delle quantità accettate sul MSD ($|Q_{MSD}(i)|$) in valore assoluto è maggiore o pari ad 0,125 MWh, viene effettuata la "Verifica del rispetto delle quantità accettate sul MSD".

Successivamente, viene effettuata una prima scelta di modalità di verifica da effettuare, ovvero si effettua un controllo delle quantità accettate sul MSD: se queste sono maggiori di zero, si verifica che l'energia misurata nel quarto d'ora *i* sia maggiore o uguale (condizione 1) alla somma tra l'energia programmata ($E_0(i)$), corretta attraverso il calcolo del Delta-Baseline (ΔB), e il saldo delle quantità accettate sul MSD; altrimenti, se il saldo

[22] **Altri servizi** [1] Insieme delle risorse per il servizio di dispacciamento approvvigionati e utilizzati sul MSD, ad esclusione delle risorse per la riserva secondaria di potenza: Risorse per la risoluzione delle congestioni; Risorse per la riserva terziaria di potenza; Risorse per il bilanciamento.

[23] **Punto non trattato su base oraria** [2]**:** punto di connessione alla rete per il quale non risulta disponibile un dato di misura orario validato dal Gestore di rete competente a fini commerciali;

delle quantità accettate è minore di zero, si verifica che l'energia misurata sia minore o uguale (condizione 2) alla somma tra l'energia programmata ($E_0(i)$), corretta attraverso il calcolo del Delta-Baseline (ΔB), e il saldo delle quantità accettate sul MSD.

Nel caso in cui $|Q_{MSD}(i)| \geq 0$, se è verificata la condizione 1, il BSP riceve la remunerazione per l'energia fornita come da Codice di Rete; altrimenti, se $|Q_{MSD}(i)| \leq 0$ ed è verificata la condizione 2, il BSP effettua il pagamento dell'energia acquistata come da Codice di Rete.

Nel caso in cui le condizioni 1 e 2 non sono rispettate si ha la presenza di uno sbilanciamento energetico, ovvero, in caso di $|Q_{MSD}(i)| \geq 0$ significa che si sta immettendo in rete meno energia di quella richiesta, quindi il BSP riceverà un compenso minore rispetto a quello d'asta; invece, se $|Q_{MSD}(i)| \leq 0$ e si ha la presenza di uno sbilanciamento energetico, Terna restituirà parte del pagamento energetico che il BSP ha emesso per l'acquisto di energia, questo perché è stata richiesta meno energia dal BSP rispetto a quella selezionata in asta.

Il prezzo dello sbilanciamento varia in base al rapporto percentuale tra lo sbilanciamento e le quantità accettate: se il valore percentuale è inferiore al 5% del $Q_{MSD}(i)$, il prezzo sarà quello medio ponderato delle offerte in vendita o acquisto accettate; se il valore percentuale è superiore al 5% del $Q_{MSD}(i)$, il prezzo sarà il massimo valore tra il prezzo medio ponderato delle offerte in vendita o acquisto nel quarto d'ora *i* oppure il prezzo più alto, in caso di vendita, o più basso, in caso di acquisto, tra le offerte accettate in vendita o acquisto nel quarto d'ore *i* nella macrozona in cui è ubicata l'UVAM.

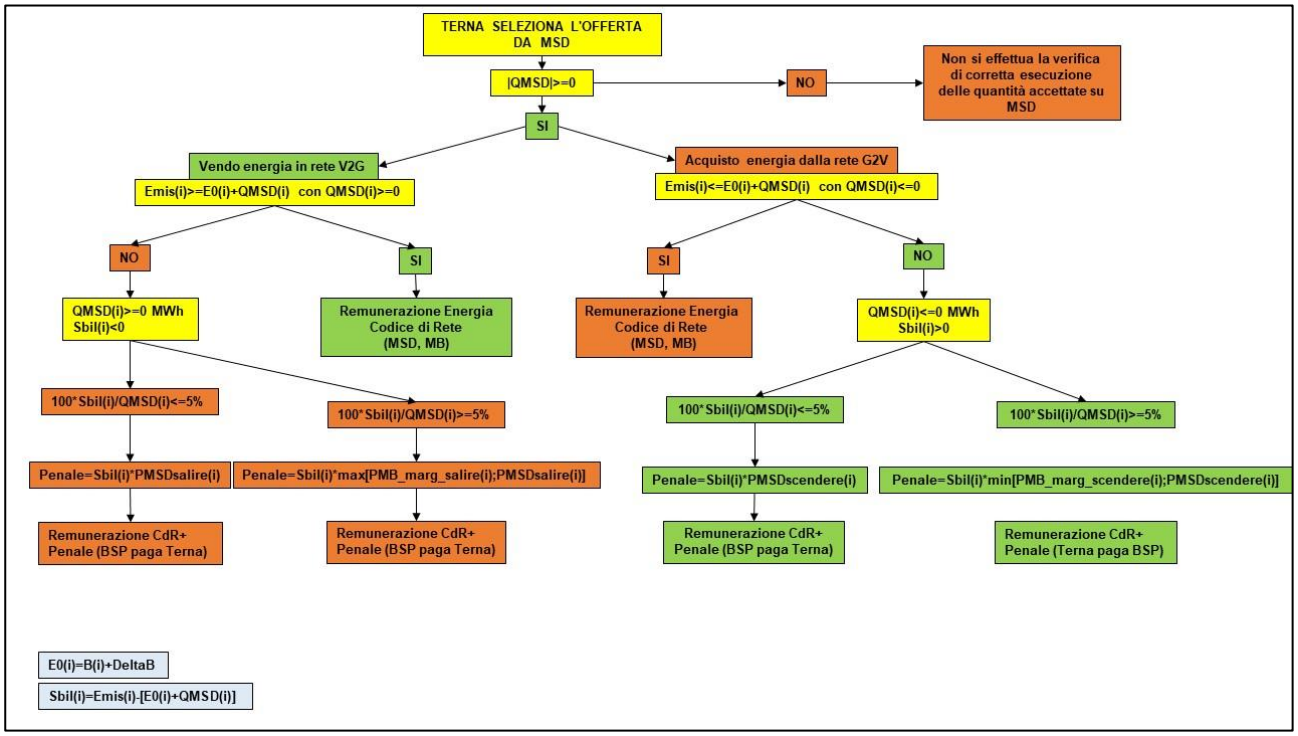

Figura 7. Flow chart esplicativo per la remunerazione del corrispettivo variabile.

Attribuzione delle potenze ai BSP per corrispettivo fisso

Nel biennio 2019-2020 è stata sperimentata la partecipazione al MSD delle risorse UVAM: questo ha introdotto alcune novità nell'ottica di miglioramento del servizio fornito. Vi è infatti la possibilità di effettuare un contratto a termine, attraverso delle aste, per il quale si riceve una remunerazione fissa, naturalmente in esito ad alcune verifiche.

Per garantire flessibilità di contrattualizzazione al BSP, sono state definite un'asta annuale e delle aste mensili. È prevista, inoltre, un'asta infrannuale per compensare eventuali nuovi fabbisogni, oppure per una riallocazione del quantitativo disponibile che può essere legato alla riduzione d'impegno contrattuale di un BSP, data l'introduzione della possibilità per il BSP di decrementare l'impegno per una quota massima pari al 50% della capacità contrattualizzata una sola volta nell'anno solare.

Le aste a cui i BSP partecipano, definite nella procedura di approvvigionamento delle UVAM [9], servono ad assegnare i prodotti individuati in Tabella 3.

Tabella 3. Prodotti d'asta per contrattualizzazione a termine UVAM

PRODOTTO	FASCIA ORARIA	GIORNI COMPRESI	IMPEGNO DI OFFERTA	PREMIO DI RISERVA [€/MW/anno]	STRIKE PRICE [€/MWh]	FABBISOGNO [MW]
Pomeridiano	15-17:59	Da lunedì a venerdì, inclusi i giorni festivi	3 ore, con possibilità di ridurre a 2 ore consecutive con riduzione lineare del premio	22500	200	200
Serale 1	18-21:59	Da lunedì a venerdì, inclusi i giorni festivi	4 ore, con possibilità di ridurre a 2 ore consecutive con riduzione lineare del premio	30000	400	400
Serale 2	18-21:59	Da lunedì a venerdì, inclusi i giorni festivi	4 ore, con possibilità di ridurre a 2 ore consecutive con riduzione lineare del premio	30000	200	400

Con riferimento ai prodotti serali indicati nella Tabella 3, Terna effettua prima l'asta per il prodotto serale 1 e successivamente per il prodotto serale 2, eventuali quantitativi non assegnati nel prodotto serale 1 possono essere assegnati nel prodotto serale 2.

Il fabbisogno previsto per il 2021 è complessivamente pari a 1000 MW, ripartito in due aree di assegnazione:

- Area "A": 800 MW per le zone di mercato Nord e Centro-Nord;
- Area "B": 200 MW per le zone di mercato Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna.

Terna, per ogni area e prodotto, effettua l'approvvigionamento attraverso un'asta annuale nella quale viene assegnato il 70% del fabbisogno e delle aste mensili per il restante 30%; dunque, si avrà una potenza contrattualizzata per un intero anno ed una eventuale offerta della durata di un mese per incrementare l'impegno contrattuale fisso. Le risorse di dispacciamento vengono approvvigionate a termine. Quindi terminato l'anno si dovrà nuovamente partecipare ad un'asta annuale per poter erogare il servizio. Il processo di assegnazione avviene tramite asta al ribasso rispetto al premio di riserva fissato da Terna (Strike Price), con meccanismo di assegnazione del prezzo di offerta di tipo *pay as bid*.

Con il *pay as bid*, le offerte accettate vengono valorizzate al prezzo offerto. In un mercato in cui vi è competizione, l'operatore viene indotto a scommettere sul prezzo massimo dell'ultima offerta accettata. In tal modo, l'operatore potrebbe effettuare un'offerta troppo bassa che poi non gli permetterebbe di ricoprire i costi fissi per la realizzazione dell'impianto di generazione. In sostanza, è una tipologia di prezzo discriminatorio, poiché non dà delle garanzie all'operatore che vuole partecipare al mercato.

Procedura di verifica del servizio fornito per il corrispettivo fisso

Mensilmente Terna verifica che le offerte presentate dai vari BSP sul MSD abbiano rispettato la potenza complessivamente offerta, che non potrà dunque essere superiore alla Potenza Massima Abilitata e non potrà

essere inferiore alla Quantità Assegnata[24]; inoltre, dovranno rendere disponibile per ogni ora h un margine di modulazione, importante per la verifica del quantitativo offerto, che deve essere superiore al margine generato dalla differenza tra il limite superiore $\hat{L}$ e la potenza scambiata $\bar{E}_M(h)$, di seguito definiti. Tale margine di modulazione è calcolato come segue:

$$M_S(h) = \hat{L} - \bar{E}_M(h) \tag{3.17}$$

dove:

- $M_S(h)$ è il margine che l'UVAM rende disponibile nell'ora h oggetto di verifica;
- $\hat{L}$ è la somma dei massimi valori di potenza attiva che possono essere immessi in rete attraverso l'UVAM, il cosidetto limite superiore;
- $\bar{E}_M(h)$ è la potenza scambiata dal punto di connessione con la rete nell'ora h oggetto di verifica. Tale valore è di segno positivo in caso di immissione in rete oppure negativo nel caso di prelievo dal punto di connessione alla rete. $\bar{E}_M(h)$ è calcolata come segue:
    1. Nel caso di punti con trattamento orario delle misure già attivato, calcolato facendo una media dei valori nell'ora h trasmessi dai Gestori di Rete competenti o dal Sistema Informativo Integrato a Terna;
    2. Nel caso di punti con trattamento orario delle misure non attivo, partendo dalle misure trasmesse dai BSP a Terna per ciascun quarto d'ora i del mese in oggetto, si effettua una media dei valori quarto-orari nell'ora h.

In Figura 8 vi è un'interpretazione grafica del margine di modulazione a salire. Si ha:

- in blu: il limite superiore che l'impianto ha dichiarato per un determinato periodo orario. Può essere interpretato come la variazione del limite di potenza d'impianto massima disponibile a causa della variazione del numero di veicoli all'interno di un parcheggio;
- in rosso: la potenza effettivamente scambiata durante la fornitura del servizio nell'ora in oggetto, ovvero quella registrata dal gestore di rete;
- in verde: il margine di modulazione a salire. Esso rappresenta la differenza tra il limite superiore e la potenza scambiata ed indica la potenza disponibile nel periodo in oggetto.

Affinchè la verifica dia esito positivo, il quantitativo offerto per ogni ora *h* deve essere inferiore o uguale al margine di modulazione a salire disponibile nella stessa ora *h*.

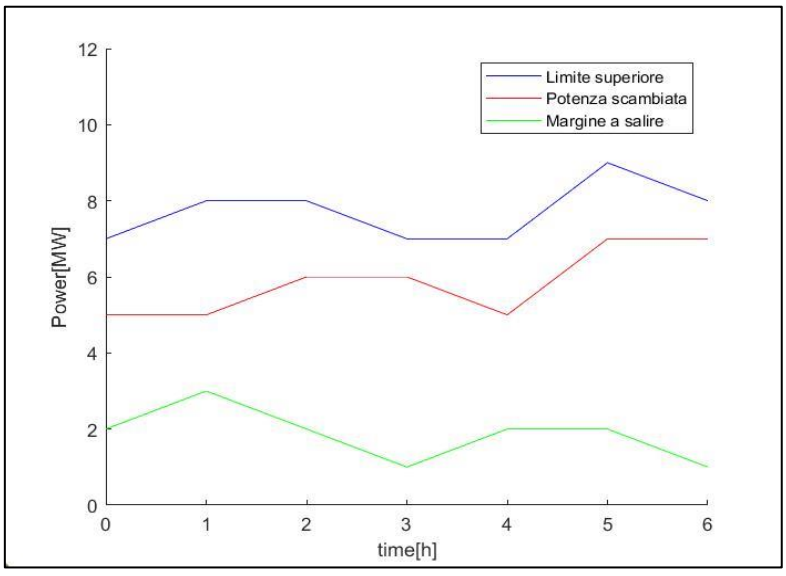

Figura 8. Margine di modulazione a salire.

[24] **Quantità Assegnata** [9]**:** quantitativo di potenza, ossia di risorse di dispacciamento a termine, per il quale il BSP è risultato assegnatario in un determinato periodo di validità.

Struttura delle offerte e meccanismo di attribuzione per il corrispettivo fisso

Il BSP che voglia ottenere il contributo fisso giornaliero deve presentare offerte, costituita da una quantità espressa in MW ed il prezzo che rappresenta il premio offerto, il quale non dovrà essere superiore allo Strike Price definito in Tabella 3. La predisposizione delle offerte avviene in ordine crescente di premio offerto e vengono selezionate le offerte più basse per un dato valore di capacità offerta; nel caso vi fossero più offerte caratterizzate dalla stessa capacità e lo stesso premio offerto, Terna procede con la ripartizione pro-quota del quantitativo attraverso una procedura, ben definita nel Capitolo 7 della procedura per l'approvvigionamento [9], dove Terna:

1. Calcola un coefficiente di partizionamento, che è uguale al rapporto tra la capacità assegnabile e la somma delle capacità risultanti offerte validamente;
2. Questo coefficiente di partizionamento viene moltiplicato per la capacità offerta da ogni richiedente;
3. Il risultato indica la quantità da assegnare ad ogni richiedente, con arrotondamento per difetto al primo decimale di MW. Eventuali quantitativi minori di 1 MW sono da considerarsi nulli.

Eventuale capacità residua non assegnata sarà divisa in singole quantità da 0,1 MW, attribuite a ciascun richiedente considerando un ordine di assegnazione relativo alle parti decimali ordinate in senso decrescente. Qualora vi fossero più offerte caratterizzate dalla medesima parte decimale, si procede all'assegnazione tramite sorteggio.

Remunerazione del corrispettivo fisso

La remunerazione che Terna corrisponde ai BSP è pari al Corrispettivo Fisso Giornaliero moltiplicato per la Quantità Assegnata per il numero di giorni in cui tutti gli obblighi sono rispettati.

Come mostrato nell'equazione (3.18), il Corrispettivo Fisso Giornaliero (CFG) si ricava dal premio con il quale si ha vinto l'asta di approvvigionamento (CF), che è al massimo pari al premio di riserva in Tabella 3, e il numero di giorni del mese (Nm) nei quali l'unità deve mantenere l'obbligo, che variano ogni mese e vanno dal lunedì al venerdì inclusi i giorni festivi.

$$\mathrm{CFG} = \frac{\mathrm{CF}}{12 * \mathrm{Nm}} \tag{3.18}$$

A seguito delle verifiche mensili riguardanti il margine di modulazione definito in (3.17), nel caso in cui le offerte presentate risultino fattibili per meno di due ore in quantità almeno pari al 90% della Quantità Assegnata, Terna corrisponde al BSP il prodotto tra il Corrispettivo Fisso Giornaliero e il minimo valore tra dei fattori correttivi. Questi fattori sono calcolati come il rapporto tra il margine a salire e la Quantità Assegnata per ciascuna ora in cui le offerte presentate risultano conformi. Inoltre, Terna applica una penale al BSP pari al 20% della differenza tra il Corrispettivo Fisso Giornaliero ed il Corrispettivo Fisso Giornaliero ridotto tramite moltiplicazione per il fattore correttivo. In più, nel caso in cui l'obbligo di offerta non venga rispettato per almeno il 70% dei giorni del mese, Terna non applica il corrispettivo fisso mensile.

Flow-chart esplicativo per la remunerazione del corrispettivo fisso

Come effettuato per il corrispettivo variabile, è stato prodotto un flow chart esplicativo, mostrato in Figura 9, per meglio comprendere il meccanismo di remunerazione dovuto ad approvvigionamento a lungo termine di un quantitativo di potenza. In particolare, come esempio è stata sviluppata la logica di remunerazione per approvvigionamento al prodotto pomeridiano. La differenza con il prodotto serale 1 ed il prodotto serale 2 sta nel quantitativo di ore massime di approvvigionamento, nella premio di riserva e nello Strike Price, per cui, pur variando questi input, la logica mostrata rimane valida anche per gli altri prodotti.

La prima questione per il calcolo della remunerazione, è l'avvenuta presentazione di Offerte Conformi[25] sul MSD. Qualora non siano state presentate Offerte Conformi sul MSD, il CFG si annulla automaticamente.

Se le Offerte Conformi presentate sul MSD sono state accettate ed è avvenuta la fornitura del servizio, il BSP viene remunerato tramite corrispettivo variabile, dipendente dall'energia immessa in rete, più il corrispettivo

[25] **Offerta Conforme** [9]**:** offerta presentata sul MSD dal BSP assegnatario per un quantitativo almeno pari alla Quantità Assegnata a un prezzo non superiore allo Strike Price.

fisso. Invece, se le Offerte Conformi sono state accettate ma non è avvenuta l'attivazione del servizio, si procede con la verifica relativa la remunerazione per corrispettivo fisso.

Se il BSP ha presentato Offerte Conformi per 3 ore consecutive sul MSD e queste non sono state attivate, si procede con la verifica del margine di modulazione a salire orario. Se il margine di modulazione a salire orario $M_S(h)$, per ogni ora oggetto di verifica, è superiore alle Offerte Conformi $OC(h)$ relative alle rispettive ore, si ottiene una piena remunerazione giornaliera, pari al prodotto tra il CFG e la Quantità Assegnata. Invece, se non è rispettata la precedente condizione, si procede con un ulteriore verifica. Se $M_S(h)$ è superiore al 90% della Quantità Assegnata per almeno 2 ore consecutive si ottiene una remunerazione con aggiunta di penale. Viene calcolato un quantitativo $X(h)$ utile a definire il CFG da erogare e la penale, con valori compresi tra 1 ed il rapporto tra il margine di modulazione a salire orario reso disponibile e la Quantità Assegnata. In questo caso, Terna corrisponde al BSP il prodotto tra il CFG ed il minimo valore dei rapporti orari $X(h)$. La penale che viene applicata al BSP è calcolata come il 20% della differenza tra il CFG massimo erogabile ed il CFG effettivamente erogato, ovvero moltiplicato per il minimo valore dei rapporti orari $X(h)$. Ovviamente, se questa condizione in cui deve essere garantito almeno il 90% della Quantità Assegnata per due ore consecutive non è verificata, la remunerazione del giorno è nulla.

Qualora siano state presentate Offerte Conformi sul MSD per 2 ore consecutive e queste non siano state attivate, si procede con la stessa logica di verifica, con la differenza che il CFG viene ridotto del 33% perché non si stanno facendo offerte per l'intero prodotto pomeridiano ma per $\frac{2}{3}$ d'esso.

Una ulteriore verifica viene effettuata mensilmente: se il BSP ha presentato per il mese in stato di verifica delle Offerte Conformi per almeno il 70% dei giorni del mese in cui era possibile erogare il servizio, allora riceve interamente la somma dei CFG del mese che creeranno il Corrispettivo Fisso Mensile (CFM). Se quest'ultima condizione non è rispettata il BSP perde interamente il CFM.

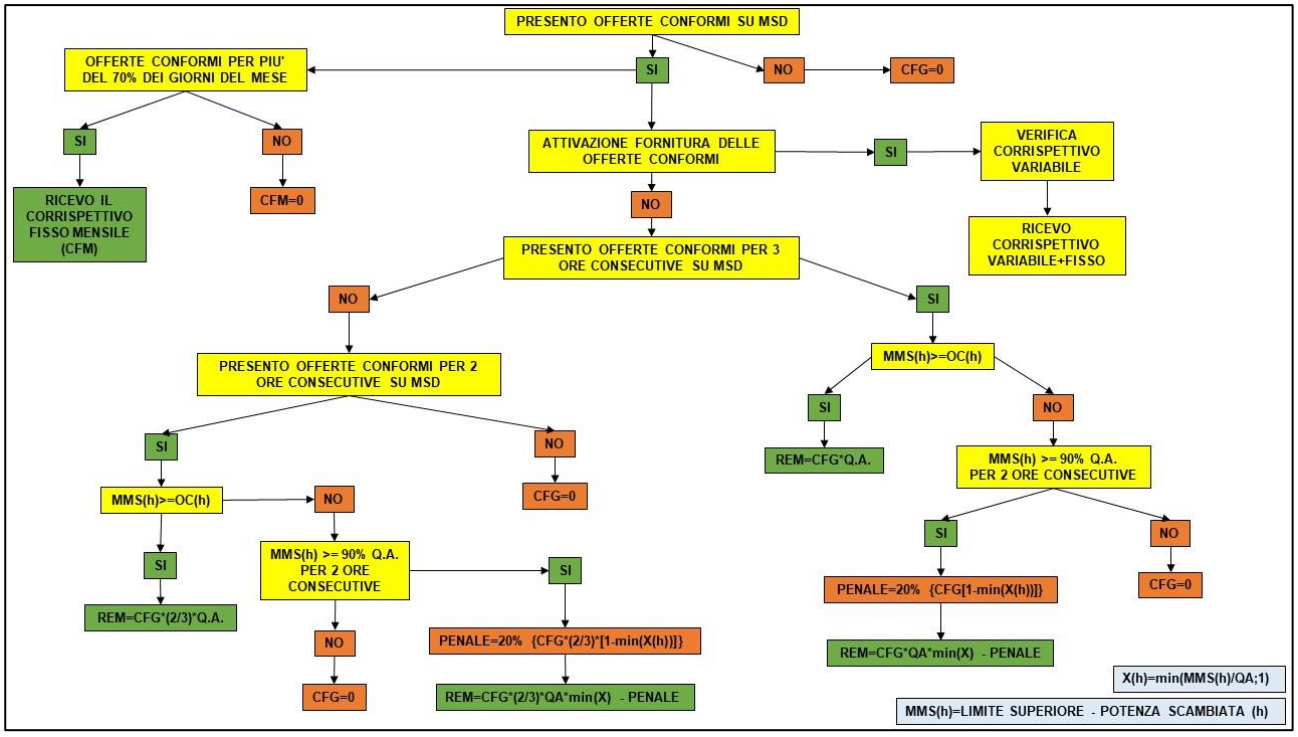

Figura 9. Flow-chart esplicativo per la remunerazione del corrispettivo fisso dovuta ad approvvigionamento al prodotto pomeridiano.

3.1.4. Esempi del flusso di cassa *UVAM nel MSD*

Esempio di calcolo con $\boldsymbol{Q_{MSD} > 0}$ ed un **flusso di cassa positivo**, come mostrato in Figura 10.

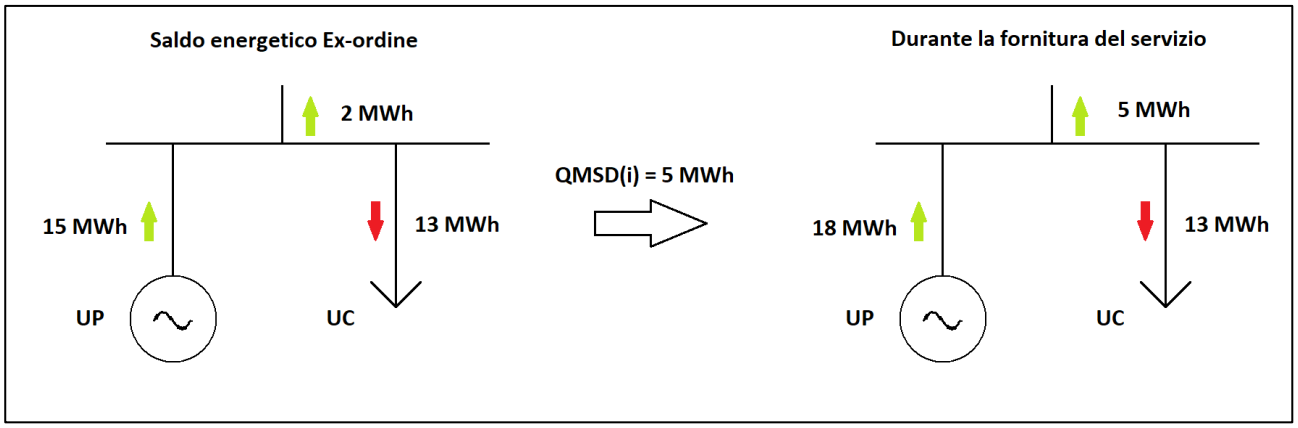

Figura 10. Esempio di calcolo con Q_{MSD}>0 ed un flusso di cassa positivo.

$\mathrm{Q_{MSD}}(i) = 5$ MWh, verifica (3.2) rispettata;

$\mathrm{B}(i) = 6$ MW;

$\mathrm{n} = 8$;

$\Delta \mathrm{B}(i) = \max\left\{0;\ \sum_{\mathrm{j}=1}^{\mathrm{n}}\left[\mathrm{E_M}(j) - \frac{\mathrm{B(j)}}{4}\right]/\mathrm{n}\right\} = 0{,}5$ MWh;

$\mathrm{E_0}(i) = \frac{\mathrm{B(i)}}{4} + \Delta \mathrm{B(i)} = \frac{6}{4} + 0{,}5 = 2$ MWh;

$\mathrm{E_M}(i) = 5$ MWh $< \mathrm{E_0(i)} + \mathrm{Q_{MSD}(i)} = 2 + 5 = 7$ MWh, quindi verrà applicata una penalità γ;

$\Delta \mathrm{E}(i) = \mathrm{E_M}(i) - [\mathrm{E_0}(i) + \mathrm{Q_{MSD}}(i)] = 5 - [2 + 5] = -2$ MWh;

$\left|\frac{\Delta \mathrm{E}}{\mathrm{Q_{MSD}}}\right| = 0{,}4 > 0{,}05$;

$\overline{\mathrm{P}}_{\mathrm{MSD}\uparrow}^{\mathrm{UVAM}}(i) = 100$ €/MWh;

$\overline{\mathrm{P}}_{\mathrm{MSD}\downarrow}^{\mathrm{UVAM}}(i) = 30$ €/MWh;

$\mathrm{P}_{\mathrm{MB}\uparrow}^{(\mathrm{marg})} = 150$ €/MWh;

$\mathrm{P}_{\mathrm{MB}\downarrow}^{\mathrm{marg}} = 10$ €/MWh;

$\gamma = \Delta \mathrm{E}(i) * \max\left[\mathrm{P}_{\mathrm{MB}\uparrow}^{(\mathrm{marg})}(i), \overline{\mathrm{P}}_{\mathrm{MSD}\uparrow}^{\mathrm{UVAM}}(i)\right] = -2 * 150 = -300$ €;

$\alpha = \mathrm{Q_{MSD}}(i) * \overline{\mathrm{P}}_{\mathrm{MSD}\uparrow}^{\mathrm{UVAM}}(i) + \gamma = 5 * 100 - 300 = 200$ €;

Esempio di calcolo con $\boldsymbol{Q_{MSD} > 0}$ ed un **flusso di cassa negativo**, come mostrato in Figura 11.

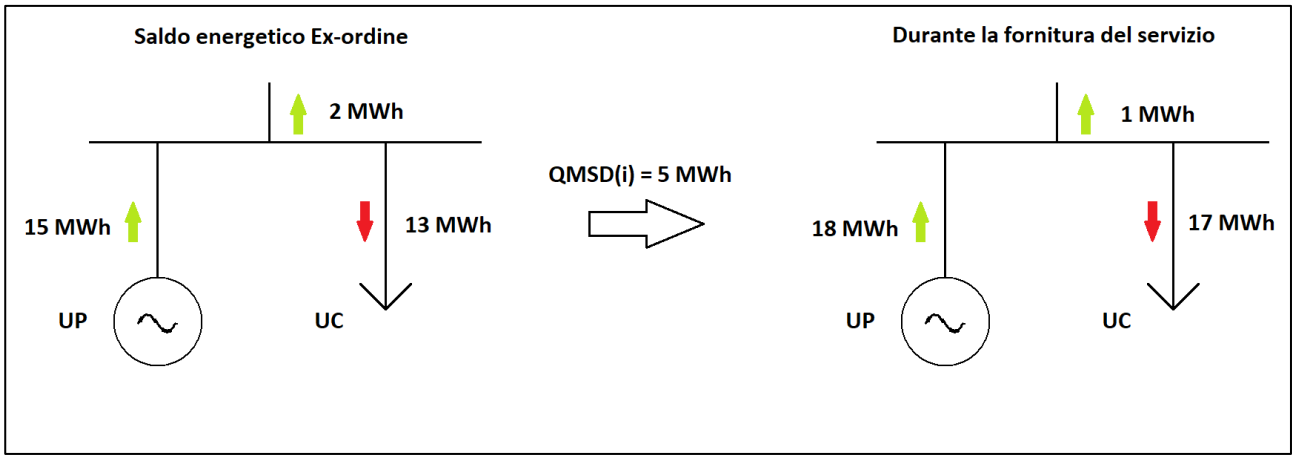

Figura 11. Esempio di calcolo con Q_{MSD}>0 ed un flusso di cassa negativo.

$\mathrm{Q_{MSD}}(i) = 5$ MWh, verifica (3.2) rispettata;

$\mathrm{B}(i) = 6$ MW;

$\mathrm{n} = 8$;

$\Delta \mathrm{B}(i) = \max\left\{0;\ \sum_{\mathrm{j}=1}^{\mathrm{n}}\left[\mathrm{E_M(j)} - \frac{\mathrm{B(j)}}{4}\right]/\mathrm{n}\right\} = 0{,}5$ MWh;

$\mathrm{E_0}(i) = \frac{\mathrm{B(i)}}{4} + \Delta \mathrm{B(i)} = \frac{6}{4} + 0{,}5 = 2$ MWh;

$\mathrm{E_M(i)} = 1\ \mathrm{MWh} < \mathrm{E_0(i)} + \mathrm{Q_{MSD}(i)} = 2 + 5 = 7$ MWh, quindi verrà applicata una penalità γ;

$\Delta \mathrm{E}(i) = \mathrm{E_M}(i) - [\mathrm{E_0}(i) + \mathrm{Q_{MSD}}(i)] = 1 - [2 + 5] = -6$ MWh;

$\left|\frac{\Delta \mathrm{E}}{\mathrm{Q_{MSD}}}\right| = 1{,}5 > 0{,}05$;

$\overline{\mathrm{P}}^{\mathrm{UVAM}}_{\mathrm{MSD}\uparrow}(i) = 100\ €/\mathrm{MWh}$;

$\overline{\mathrm{P}}^{\mathrm{UVAM}}_{\mathrm{MSD}\downarrow}(i) = 30\ €/\mathrm{MWh}$;

$\mathrm{P}^{(\mathrm{marg})}_{\mathrm{MB}\uparrow} = 150\ €/\mathrm{MWh}$;

$\mathrm{P}^{\mathrm{marg}}_{\mathrm{MB}\downarrow} = 10\ €/\mathrm{MWh}$;

$\gamma = \Delta \mathrm{E}(i) * \max\left[\mathrm{P}^{(\mathrm{marg})}_{\mathrm{MB}\uparrow}(i), \overline{\mathrm{P}}^{\mathrm{UVAM}}_{\mathrm{MSD}\uparrow}(i)\right] = -6 * 150 = -900\ €$;

$\alpha = \mathrm{Q_{MSD}}(i) * \overline{\mathrm{P}}^{\mathrm{UVAM}}_{\mathrm{MSD}\uparrow}(i) + \gamma = 5 * 100 - 900 = -400\ €$;

Esempio di calcolo con $\boldsymbol{Q_{MSD} < 0}$ ed una **restituzione di parte del compenso da parte di Terna**, come mostrato in Figura 13Figura 12.

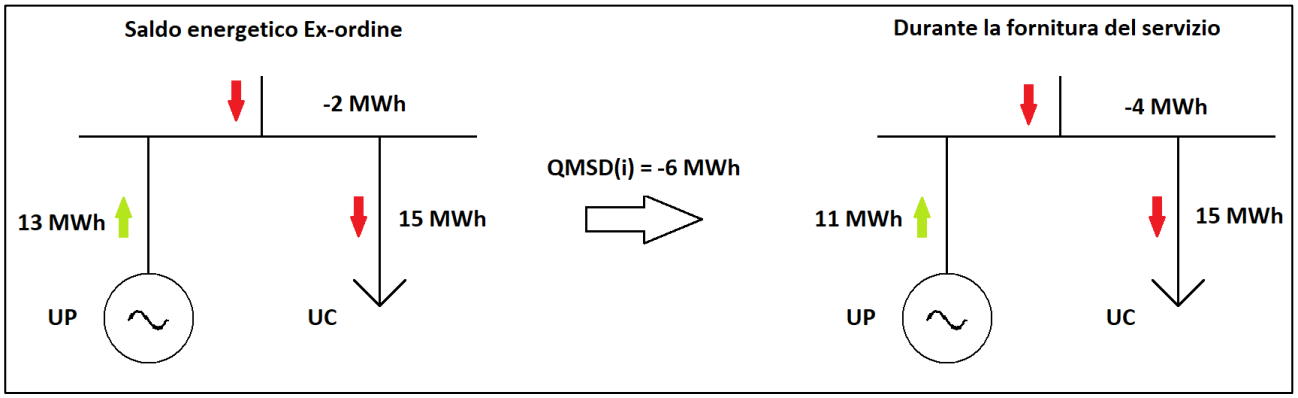

Figura 12. Esempio di calcolo con Q_{MSD}<0 ed una restituzione di parte del compenso da parte di Terna.

$\mathrm{Q_{MSD}}(i) = -6$ MWh, verifica (3.2) rispettata;

$\mathrm{B}(i) = -6$ MW;

$\mathrm{n} = 8$;

$\Delta\mathrm{B}(i) = \max\left\{0;\ \sum_{\mathrm{j}=1}^{\mathrm{n}}\left[\mathrm{E_M(j)} - \frac{\mathrm{B(j)}}{4}\right]/\mathrm{n}\right\} = -0{,}5$ MWh;

$\mathrm{E_0}(i) = \frac{\mathrm{B(i)}}{4} + \Delta\mathrm{B(i)} = \frac{-6}{4} - 0{,}5 = -2$ MWh;

$\mathrm{E_M}(i) = -4$ MWh $>\ \mathrm{E_0}(i) + \mathrm{Q_{MSD}}(i) = -2 - 6 = -8$ MWh, quindi verrà applicata una penalità γ;

$\Delta\mathrm{E}(i) = \mathrm{E_M}(i) - [\,\mathrm{E_0}(i) + \mathrm{Q_{MSD}}(i)] = -4 - [-2 - 6] = 4$ MWh;

$\left|\frac{\Delta\mathrm{E}}{\mathrm{Q_{MSD}}}\right| = 0{,}67 > 0{,}05$;

$\overline{\mathrm{P}}_{\mathrm{MSD}\uparrow}^{\mathrm{UVAM}}(i) = 100$ €/MWh;

$\overline{\mathrm{P}}_{\mathrm{MSD}\downarrow}^{\mathrm{UVAM}}(i) = 30$ €/MWh;

$\mathrm{P}_{\mathrm{MB}\uparrow}^{(\mathrm{marg})} = 150$ €/MWh;

$\mathrm{P}_{\mathrm{MB}\downarrow}^{\mathrm{marg}} = 10$ €/MWh;

$\gamma = \Delta\mathrm{E}(i) * \min\left[\mathrm{P}_{\mathrm{MB}\downarrow}^{\mathrm{marg}}(i), \overline{\mathrm{P}}_{\mathrm{MSD}\downarrow}^{\mathrm{UVAM}}(i)\right] = 4 * 10 = 40$ €;

$\alpha = \mathrm{Q_{MSD}}(i) * \overline{\mathrm{P}}_{\mathrm{MSD}\downarrow}^{\mathrm{UVAM}}(i) + \gamma = -6 * 30 + 40 = -140$ €;

Esempio di calcolo con $\boldsymbol{Q_{MSD} < 0}$ ed un **acquisto completo dell'energia accettata su MSD**, come mostrato in Figura 13.

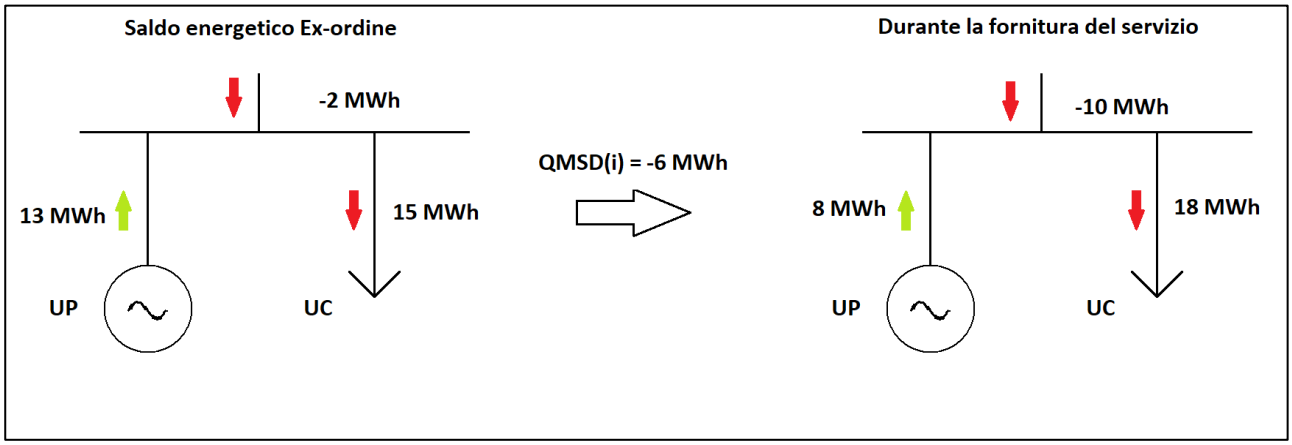

Figura 13. Esempio di calcolo con Q_{MSD}<0 ed un acquisto completo dell'energia accettata su MSD.

$\mathrm{Q_{MSD}}(i) = -6$ MWh, verifica (3.2) rispettata;

$\mathrm{B}(i) = -6$ MW;

$\mathrm{n} = 8$;

$\Delta \mathrm{B}(i) = \max\left\{0;\ \sum_{\mathrm{j}=1}^{\mathrm{n}}\left[\mathrm{E_M}(j) - \frac{\mathrm{B}(j)}{4}\right]/\mathrm{n}\right\} = -0{,}5$ MWh;

$\mathrm{E_0}(i) = \frac{\mathrm{B}(i)}{4} + \Delta \mathrm{B}(i) = \frac{-6}{4} - 0{,}5 = -2$ MWh;

$\mathrm{E_M}(i) = -10$ MWh $< \mathrm{E_0}(i) + \mathrm{Q_{MSD}}(i) = -2 - 6 = -8$ MWh, quindi **non** verrà applicata una penalità γ;

$\Delta \mathrm{E}(i) = \mathrm{E_M}(i) - [\mathrm{E_0}(i) + \mathrm{Q_{MSD}}(i)] = -10 - [-2 - 6] = -2$ MWh, si ha uno sbilanciamento negativo, quinsi con verso concorde alla fornitura, significa che sto pienamente acquistando l'energia accettata su MSD;

$\overline{\mathrm{P}}^{\mathrm{UVAM}}_{\mathrm{MSD}\uparrow}(i) = 100$ €/MWh;

$\overline{\mathrm{P}}^{\mathrm{UVAM}}_{\mathrm{MSD}\downarrow}(i) = 30$ €/MWh;

$\mathrm{P}^{(\mathrm{marg})}_{\mathrm{MB}\uparrow} = 150$ €/MWh;

$\mathrm{P}^{\mathrm{marg}}_{\mathrm{MB}\downarrow} = 10$ €/MWh;

$\alpha = \mathrm{Q_{MSD}}(i) * \overline{\mathrm{P}}^{\mathrm{UVAM}}_{\mathrm{MSD}\downarrow}(i) = -6 * 30 = -180$ €;

3.1.5. Regolazione economica in presenza di carichi interrompibili nelle *UVAM*

Nel caso in cui vi fosse la presenza di carichi interrompibili nelle UVAM, Terna calcola lo sbilanciamento energetico ΔE_{INT} nel periodo quarto-orario i dovuto ai carichi interrompibili nel seguente modo:

- $\Delta E_{INT}(i) = \Delta \mathrm{E(i)} - \left(\frac{P_{INT}^{EX-POST}}{4} - \frac{P_{INT}^{EX-ANTE}}{4}\right) - \min[0; \Delta E(i)]$ se $Q_{MSD}(i) > 0$; (3.19)
- $\Delta E_{INT}(i) = \Delta \mathrm{E(i)} - \left(\frac{P_{INT}^{EX-POST}}{4} - \frac{P_{INT}^{EX-ANTE}}{4}\right) - \max[0; \Delta E(i)]$ se $Q_{MSD}(i) < 0$; (3.20)

Dove:

- $P_{INT}^{EX-POST}$ rappresenta la potenza media assorbita dai carichi interrompibili, presa con segno positivo, nel quarto d'ora i in cui risultano quantità accettate sul MSD;
- $P_{INT}^{EX-ANTE}$ rappresenta la potenza media assorbita dai carichi interrompibili, presa con segno positivo, nell'ultimo quarto d'ora che precede il primo quarto d'ora in cui risultano quantità accettate sul MSD;

Corrispettivo di mancato rispetto quantità accettate

Terna applica un ulteriore corrispettivo di mancato rispetto delle quantità accettate λ_{INT}, in ogni quarto d'ora i, pari ad:

- $\lambda_{INT} = \min[(P_F - P_{INT}^{EX-ANTE}); |\Delta E_{INT}(i)|] * \bar{P}_{MSD\uparrow}^{UVAM}(i) + \max[0; |\Delta E_{INT}(i)| - (P_F - P_{INT}^{EX-ANTE})] * \max\left(P_{MB\uparrow}^{marg}(i); \bar{P}_{MSD\uparrow}^{UVAM}(i)\right)$ se $\Delta E_{INT}(i) < 0$; (3.21)
- $\lambda_{INT} = \Delta E_{INT}(i) * \bar{P}_{MSD\downarrow}^{UVAM}(i)$ se $\Delta E_{INT}(i) > 0$; (3.22)

3.2. Progetto pilota Riserva Ultra Rapida *(Fast Reserve)*

Il progetto pilota Fast Reserve, approvato con la delibera 200/2020/R/eel [8], è stato introdotto affinché possa migliorare la risposta dinamica del sistema elettrico nei primi istanti dei transitori di frequenza. Il servizio non è da ritenersi in sostituzione alla regolazione primaria, ma deve considerarsi piuttosto come un contributo al miglioramento della sicurezza del sistema. È un servizio di riserva di potenza con il fine di regolazione della frequenza con la caratteristica di tempo massimo di attivazione a piena potenza pari ad 1 secondo.

Come definito nel Regolamento Fast Reserve[26] [6], possono partecipare al progetto un dispositivo o aggregati di dispositivi, definiti come Fast Reserve Unit[27] (FRU), rientranti tra le seguenti tipologie:

- UP "stand alone";
- UP "behind the meter[28]" che condividono il POD con UC e/o sistemi di accumulo;
- UC;
- Impianti di accumulo, come definiti ai sensi della delibera del 20 Novembre 2014 di ARERA 574/2014/R/eel [15], "stand alone" o insieme ad UP/UC.

3.2.1. Requisiti tecnici *Fast Reserve*

I requisiti tecnici, descritti nell'allegato al regolamento [19], indicano che le FRU devono avere una Potenza Qualificata[29] minima di 5 MW e massima di 25 MW, con il quale devono essere in grado di fornire una regolazione continua e automatica della frequenza proporzionale all'errore, il tutto in modalità simmetrica.

La FRU deve essere in grado di fornire nel Blocco di Ore di Disponibilità[30] la Potenza Assegnata[31] sia a salire che a scendere. Per considerare l'accuratezza della catena di misura della capacità energetica, è ammessa una variazione del 2% rispetto al valore nominale atteso. Inoltre, è importante avere sempre la disponibilità nel Blocco Ore di Disponibilità anche qualora la FRU sia abilitata alla fornitura di altri servizi.

Vi sono due modalità di fornitura della Fast-Reserve; queste non sono esclusive, ovvero l'utilizzo di una modalità non esclude che si possa utilizzare l'altra in un altro momento di fornitura. Le modalità citate sono:

- Curva caratteristica Δf- ΔP;
- Attivazione pilotata da set-point di potenza attiva inviato da Terna.

Di seguito sono descritte le due modalità di fornitura del servizio Fast-Reserve attraverso le FRU, ovvero degli organi di controllo di fornitura del servizio.

Modalità di fornitura secondo "Curva caratteristica Δf- ΔP"

1. Regolazione di tipo simmetrica, con risposta in potenza proporzionale all'errore di frequenza secondo la curva di regolazione tempo-potenza mostrata in Figura 14 [19].
2. Risposta entro $1\ s$ dall'evento di attivazione.

---

26 **Fast Reserve** [6]: il servizio di Fast Reserve è un servizio di riserva di potenza finalizzato a supportare le dinamiche di frequenza della rete elettrica ed è caratterizzato da tempistiche di attivazione a piena potenza ("Full Activation Time") non superiori a 1 secondo ed ha modalità di attivazione che lo differenziano da tutte le altre tipologie di servizi di regolazione di frequenza ad oggi definiti nel Codice di Rete [1].

27 **Fast Reserve Unit** [6]**:** per Fast Reserve Unit si intendono singoli Dispositivi connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, oppure aggregati di Dispositivi, che soddisfano i requisiti tecnici di cui all'Articolo 3 del Regolamento [6].

28 **UP behind the meter** [6]**:** UP che condividono il punto di connessione alla rete pubblica con una o più Unità di consumo diverse dai servizi ausiliari e/o impianti di accumulo.

29 **Potenza Qualificata** [10]**:** valore di potenza attiva dichiarata in fase di qualificazione al progetto pilota.

30 **Blocco Ore di Disponibilità** [8]**:** insieme di Ore di Disponibilità consecutive in cui il Soggetto Assegnatario è tenuto ad asservire le Fast Reserve Unit alla fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida;

31 **Potenza Assegnata** [2]: rappresenta la quantità selezionata, espressa in MW con una cifra decimale, in esito alla Procedura con riferimento a ciascuna Fast Reserve Unit. Essa corrisponde al massimo valore di potenza a salire e a scendere che la Fast Reserve Unit deve rendere disponibile in corrispondenza del Punto di Verifica del servizio;

3. Il controllore proporzionale deve prevedere una banda morta (soglia 1) tarabile da indicazioni di Terna nel range $[0 - 500]$ mHz, con risoluzione di 5 mHz. Qualora superata la banda morta non venga fornito alcun contributo, questo dovrà essere recuperato. Inoltre, per evitare continue inserzioni e disinserzione bisognerà prevedere un isteresi.

4. Il controllore proporzionale dovrà prevedere secondo indicazione di Terna una soglia 2 nel range [soglia $1 - 1000$ mHz], con risoluzione di 5 mHz, superato il valore limite si dovrà mantenere costante il valore di potenza immesso/prelevato.

5. Si dovrà prevedere un parametro tarabile secondo indicazioni di Terna, espresso in [%Potenza Assegnata/ Δf].

6. Dovrà essere permessa l'inversione di attivazione tra contributi a salire e a scendere.

7. Qualora vi sia una variazione a gradino della frequenza, il controllore dovrà fare in modo di attivare la risposta senza oscillazioni in potenza attiva;

8. Se non vi sono ulteriori variazioni, la FRU deve mantenere il valore di potenza attivato per 30 s e successivamente eseguire un derampa lineare fino all'annullamento del contributo in un tempo impostabile tra 1 e 900 s, con valore di default pari a 300 s (5 minuti);

9. Qualora la frequenza rientri nella banda morta, tarabile secondo indicazione di Terna, per un tempo almeno pari al tempo indicato nel punto 8, la logica di attivazione deve essere nuovamente attiva per un altro intervento;

10. Il sistema di controllo deve rispettare due tipologie di precisione:

    a) *Precisione dinamica*: in caso di variazioni della deviazione di frequenza tali da determinare l'attivazione del servizio, non è ammesso che lo scambio misurato dal sistema di controllo sia esterno all'area tratteggiata in Figura 15 [19];

    b) *Precisione statica*: trascorso 1 s è ammesso che lo scambio misurato dal sistema di controllo si discosti al più del min(5% della Potenza Assegnata; 1MW) rispetto al valore atteso.

11. Terna ha facoltà di verificare, con frequenze di campionamento superiori al secondo, la corretta erogazione in base ai requisiti richiesti.

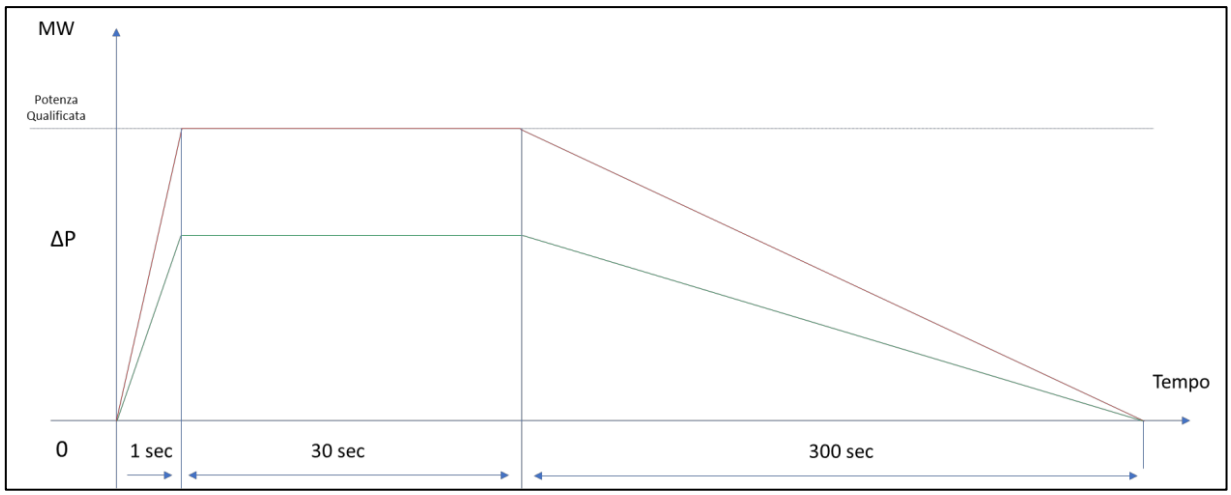

Figura 14. Attivazione P(t) per deviazione Δf in seguito a richiesta di servizio regolazione Fast-Reserve. [19]

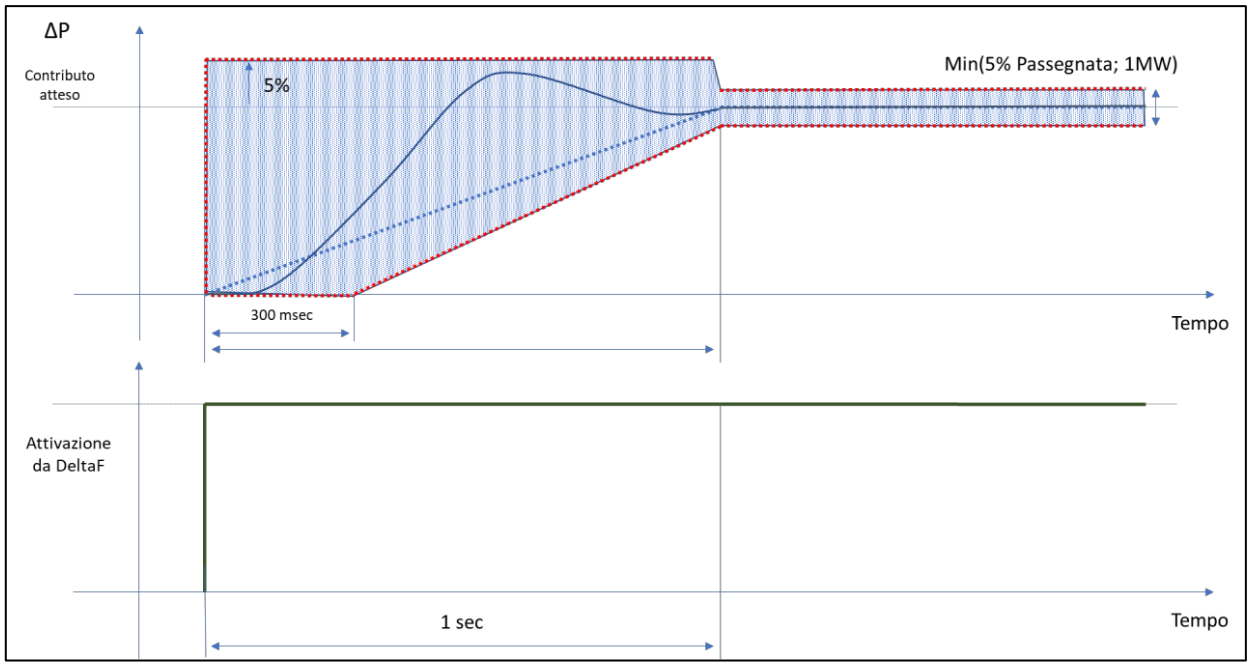

Figura 15. Area ammessa di attivazione del servizio Fast-Reserve. [19]

Modalità di fornitura secondo "Attivazione pilotata da set-point di potenza attiva inviato da Terna"

La FRU deve essere in grado di variare il proprio punto di lavoro in seguito ad una richiesta di Terna sulla base di un set-point definito, e:

1. Rendere disponibile la Potenza Assegnata, sia a salire che a scendere, per un capacità energetica al più pari a 15 minuti[32]. Ovvero, 15 minuti a salire ed altri 15 minuti a scendere.

2. La Remote Terminal Unit deve essere in grado di ricevere ed inseguire il set-point inviato da Terna, definito attraverso un valore percentuale tra $[0\% - 100\%]$ da applicare alla banda ±Potenza Assegnata, quindi un valore pari a 0% indica -Potenza Assegnata, un valore pari ad 50% mi indica potenza nulla, ed un valore pari a 100% indica +Potenza Assegnata.

3. Fornire la risposta entro 2 s dalla variazione del set-point.

4. Il sistema di controllo deve rispettare due tipologie di precisione (Figura 16 [19]):

   a) *Precisione dinamica*: al variare del set-point di telepilotaggio, non è ammesso che l'effettivo scambio di potenza sia esterno all'area tratteggiata in Figura 16.

   b) *Precisione statica*: trascorsi 2 secondi dalla variazione del set-point, e in assenza di ulteriori variazioni, è ammesso che l'effettivo scambio di potenza si discosti al più del min(5% della Potenza Assegnata; 1MW) rispetto al valore atteso.

5. A fronte di una variazione del set-point la FRU deve essere in grado di attivare una risposta senza oscillazioni in potenza attiva.

6. Il controllore deve permettere l'inversione di fase tra contributi a salire e a scendere, il tutto nel tempo di risposta massimo di 2 s.

7. Se non vi sono variazioni del segnale di set-point, il controllore deve mantenere il valore di potenza attivo per il totale del tempo ammesso dalla capacità energetica residua.

8. La FRU deve rispettare gli stessi requisiti di precisione della modalità "Curva caratteristica Δf- ΔP".

9. La FRU deve essere in grado di gestire contemporaneamente l'attivazione in modalità "Curva caratteristica Δf- ΔP".

[32] Si precisa che le attivazioni in un senso (es. a scendere) non andranno a ridurre il conteggio dei minuti equivalenti nel senso discorde (es. a salire) nell'ambito del medesimo Blocco di Ore di Disponibilità.

10.La FRU deve essere in grado di mantenere la potenza attiva in modo continuo per il tempo equivalente ammesso dalla capacità energetica disponibile.

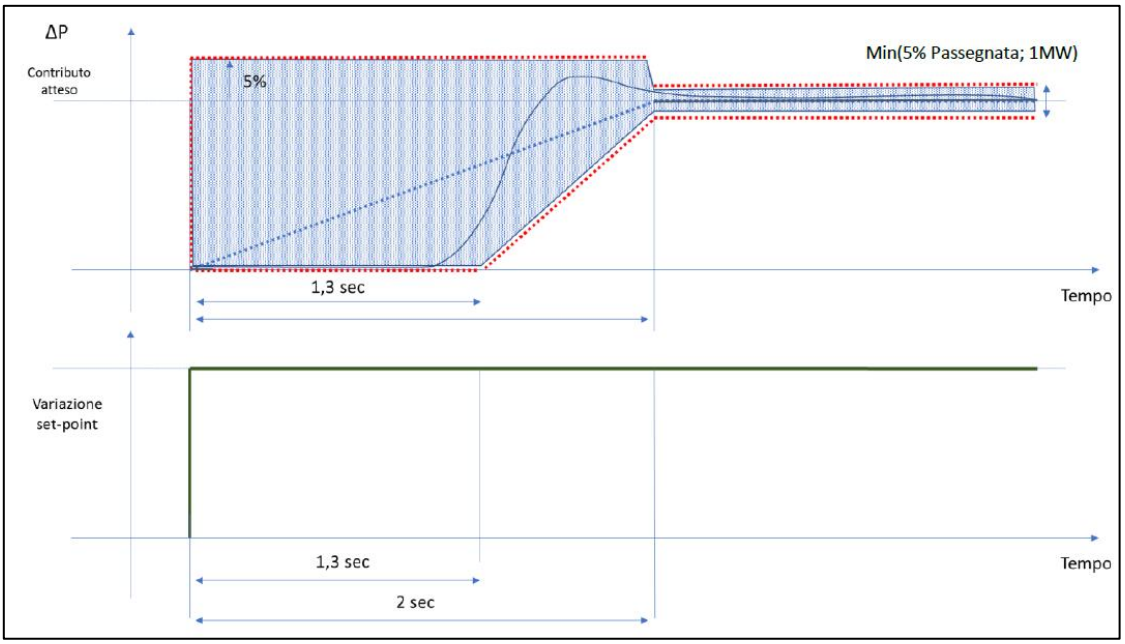

Figura 16. Area ammessa di attivazione del servizio per modalità di regolazione in telepilotaggio. [19]

Come mostrato nella Figura 14 [19], il servizio deve essere fornito per un periodo di 30 secondi continuativi, con tempo di risposta inferiore ad 1 secondo dall'istante in cui avviene la deviazione di frequenza, e successivamente, eseguire un decremento lineare della regolazione pari a 20 %/min fino a potenza nulla, entro il tempo di default pari a 300 s (5 minuti).

Questi requisiti tecnici necessari alla fornitura di Fast Reserve si combinano bene con le caratteristiche dei veicoli elettrici. Il tempo di risposta ed il periodo di fornitura sono brevi, dunque il pacco batterie dei veicoli non viene sfruttato a lungo. Inoltre, avendo tempistiche brevi è più semplice avere disponibilità di veicoli parcheggiati ed adibiti al V2G.

Connessione alla rete delle FRU

Le FRU, che hanno almeno un dispositivo a capacità energetica limitata, devono poter garantire 15 minuti di erogazione della Potenza Qualificata in ambo i versi ogni 2 ore.

I Dispositivi possono essere connessi alla rete con qualunque livello di tensione, ovvero in AT, MT e BT, e devono essere dotati di apparati per la misura della frequenza (PMU), unità di verifica della regolazione rapida della frequenza (UVRF) e unità periferiche di distacco e monitoraggio (UPDM). A seconda del livello di tensione di rete cambiano i requisiti ed il campo di funzionamento per il servizio. Le modalità di connessione sono mostrate nella Tabella 4.

Tabella 4. Requisiti tecnici e campo di funzionamento per il servizio di Riserva Ultra-Rapida

Livello Tensione di rete	Campo di funzionamento e requisiti tecnici
BT/MT	Requisiti norme CEI 0-21 e CEI 0-16
AT	$0{,}85 * \mathrm{Vn} \leq \mathrm{V} \leq 1{,}15 * \mathrm{Vn}$ per $\mathrm{Vn} \leq 150$ kV; $0{,}85 * \mathrm{Vn} \leq \mathrm{V} \leq 1{,}10 * \mathrm{Vn}$ per $\mathrm{Vn} > 150$ kV; $47.5\ \mathrm{Hz} \leq \mathrm{f} \leq 51{,}5\ \mathrm{Hz}$; Fault Ride Through e Rate of Change of Frequency come da Codice di Rete

3.2.2. Procedura di assegnazione e regolazione economica *Fast-Reserve*

La procedura di assegnazione del servizio, effettuata con un meccanismo di tipo *pay as bi*d, avviene con un contratto a termine della durata di 5 anni a partire dal 1 gennaio 2023, come definito nel Regolamento Fast-Reserve [20]. La contrattualizzazione a termine effettuata per un periodo così lungo non è favorevole al BSP, poiché richiede un impegno non irrisorio in termini gestionale ed una certezza di fornitura del servizio nel lungo periodo.

La procedura per l'assegnazione è articolata in un'asta al ribasso con sessioni multiple, massimo pari a cinque, dove è necessario effettuare un ribasso minimo del 3% rispetto all'offerta della prima sessione d'asta. Qualora vi siano più offerte caratterizzate dallo stesso prezzo offerto e la quantità disponibile risulti superata rispetto all'Area di assegnazione, la selezione avviene tramite sorteggio.

Ogni partecipante può presentare una sola offerta relativa a ciascuna Fast Reserve Unit: questa dovrà essere composta da un prezzo, che indica il Corrispettivo Fisso Annuo espresso in €/(MW*anno). Tali offerte sono irrevocabili.

Le Aree di Assegnazione, che sono delle porzioni di rete per il quale Terna definisce il quantitativo disponibile in fase d'asta, sono:

- Area "Continente Centro Nord";
- Area "Continente Centro Sud";
- Area "Sardegna".

La fornitura del servizio dovrà essere garantita dall'assegnatario per un Blocco di Ore di Disponibilità[33] richiesto comunicato da Terna in anticipo di sette giorni e confermato in via definitiva due giorni prima rispetto al giorno oggetto della fornitura, tutto ciò a fronte del riconoscimento del corrispettivo fisso. Con questa tipologia di procedura imposta da Terna, l'assegnatario è in difficoltà perché non può decidere quando fornire il servizio. In pratica, Terna mette un grosso vincolo all'impianto e soprattutto a chi lo gestisce.

La capacità resa disponibile viene remunerata da Terna attraverso il corrispettivo fisso, definito in fase d'asta, che verrà versato in dodici soluzioni mensili.

Qualora le verifiche, di seguito descritte, diano esito negativo, vengono applicate all'assegnatario delle penali di mancato ottenimento dei titoli autorizzativi; inoltre, se alla consegna vi è un mancato pagamento di penalità previste in esito alle verifiche, vi è un ulteriore penalità da fornire a Terna.

Le verifiche da effettuare a ciascuna FRU sono:

1. Verifica di disponibilità della Potenza Qualificata entro un 1 secondo;
2. Verifica di corretta erogazione del servizio, come mostrato in Figura 15, attraverso un confronto tra la risposta erogata (linea continua in blu) ed il risultato atteso (linea tratteggiata in blu);
3. Verifica della capacità energetica residua, come indicato nella Figura 17 [21]. La capacità energetica disponibile deve poter garantire uno scambio, a salire e a scendere, almeno pari alla Potenza Qualificata per un minimo di 15 minuti consecutivi. Durante l'intero Blocco di Ore di Disponibilità, viene verificato con campionamento ogni secondo che la capacità energetica residua (campioni si SOC[34] in verde in Figura 17) sia all'interno della fascia di tolleranza ammessa (area tratteggiata in rosso in Figura 17) con un errore massimo del $\pm 2\%$.

[33] **Blocco Ore di Disponibilità** [8]**:** insieme di Ore di Disponibilità consecutive in cui il Soggetto Assegnatario è tenuto ad asservire le Fast Reserve Unit alla fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida;

[34] **SOC:** State of Charge della batteria del veicolo elettrico.

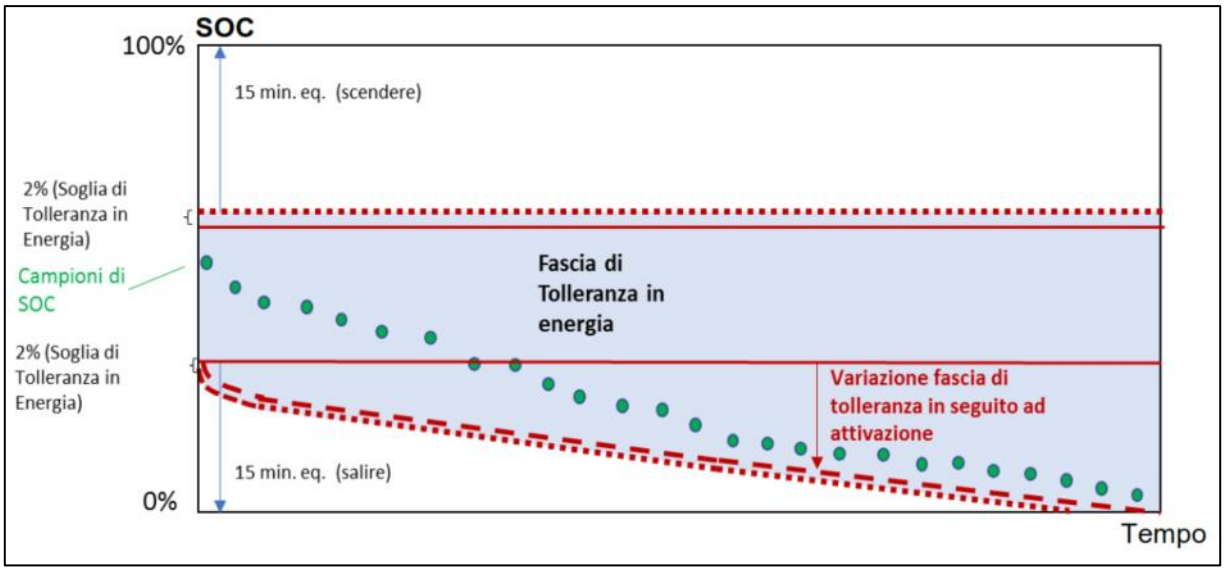

Figura 17. Verifica della capacità energetica per il servizio Fast-Reserve

Le penali applicate all'assegnatario su ciascun blocco di Ore di Disponibilità, in seguito al mancato superamento delle verifiche, saranno pari:

1. al 150% del premio orario per mancata disponibilità del servizio;
2. Per erogazione non conforme nel caso di attivazione:
   - al 20% del premio orario se i campioni sono corretti tra 80% e 95%;
   - al 50% del premio orario se i campioni sono corretti tra 60% e 80%;
   - al 100% del premio orario se i campioni sono corretti per <60%.
3. Per una capacità energetica non conforme:
   - al 20% del premio orario se i campioni sono corretti tra 80% e 95%;
   - al 50% del premio orario se i campioni sono corretti tra 60% e 80%;
   - al 100% del premio orario se i campioni sono corretti per <60%.

3.3. Progetto pilota Regolazione di tensione

Il progetto pilota, rivolto all'aumento di risorse in grado di effettuare la regolazione di tensione, è posto in consultazione, come definito nel regolamento [4]. L'obiettivo del seguente progetto, inserito nella delibera ARERA 300/2017 [3], è quello di verificare l'affidabilità e l'efficacia degli adeguamenti impiantistici utili a fornire il servizio: pertanto, è rivolto agli impianti tecnicamente adeguabili per modulare l'energia reattiva. Il progetto pilota avrà luogo nelle zone dove vi è maggiore necessità del servizio di regolazione di tensione, individuate in quattro aree.

Le categorie di impianti che possono partecipare al progetto pilota Regolazione di tensione sono identificati in impianti con generatori sincroni e parchi di generazione inverter-based, i quali dovranno reagire dinamicamente e funzionare ai valori limite delle proprie capability per periodi prolungati [22].

3.3.1. Requisiti tecnici per il servizio Regolazione di Tensione

Gli impianti che vorranno ottenere la qualificazione per la fornitura del servizio devono essere conformi ai requisiti di seguito descritti. L'impianto deve poter restare connesso alla rete sia in condizioni normali di esercizio, sia in condizioni di emergenza e ripristino. Per un tempo indefinito, l'impianto deve rimanere connesso al punto di connessione negli intervalli specificati nella Tabella 5.

Tabella 5. Intervalli di connessione di tensione e frequenza per il servizio di Regolazione di Tensione

Tensione nominale Vn al punto di connessione	Intervallo di tensione	Intervallo di frequenza
< 300 kV	$0{,}85 * Vn \leq Vs \leq 1{,}15 * Vn$	$47{,}5\ \text{Hz} \leq f \leq 51{,}5\ \text{Hz}$
≥ 300 kV	$0{,}85 * Vn \leq Vs \leq 1{,}10 * Vn$	$47{,}5\ \text{Hz} \leq f \leq 51{,}5\ \text{Hz}$

Il valore di derivata di frequenza massima deve essere pari a 2,5 Hz/s calcolato su 100 ms (5 cicli) per poter rimanere connesso alla rete.

Per poter partecipare alla presentazione delle offerte, l'impianto deve poter garantire un minimo valore di capacità pari a 3 Mvar.

3.3.2. Procedura di presentazione e selezione delle offerte del servizio di Regolazione di tensione

Ciascun soggetto qualificato per ogni asta può presentare un'offerta, che sarà considerata irrevocabile, per ogni impianto qualificato; all'interno dell'offerta dovrà essere inserita la capacità offerta espressa in Mvar, un prezzo offerto espresso in €/(Mvar*anno) e la data di avvio della fornitura, che nel caso in cui non fosse specificata verrà considerato il giorno 1 febbraio 2022 [4]. La capacità che il soggetto presenta nell'offerta dovrà essere compresa tra una capacità minima, pari al massimo valore tra 3 Mvar ed il 20% della potenza nominale, e la Capacità Massima Qualificata[35].

Il periodo di consegna dei contratti a termine è pari a 39 mesi per le risorse disponibili dal 1 novembre 2021 e 36 mesi per le risorse disponibili dal 1 febbraio 2022.

Verranno eseguite delle aste per ogni categoria impiantistica e per ogni area di assegnazione.

Le categorie impiantistiche per i quali si intende sperimentare sono:

- Parchi *inverter-based*;
- Impianti non già abilitati caratterizzati da gruppi di generazione sincroni.

In totale sono previste otto aste, ognuna costituita da sessioni multiple al ribasso fino ad un massimo di cinque sessioni, che si svolgono con un meccanismo di assegnazione di tipo *pay-as-bid* nel quale il prezzo offerto

[35] **Capacità Massima Qualificata** [4]**:** è pari al minimo tra: Il valore di massima potenza in sottoeccitazione sul punto di scambio lato AT che, a seguito di adeguamento impiantistico, l'impianto è in grado di fornire; Il valore di massima potenza in sovraeccitazione sul punto di scambio lato AT che, a seguito di adeguamento impiantistico, l'impianto è in grado di fornire.

massimo, affinché l'offerta sia selezionata, deve essere inferiore al Reservation Price[36], che non verrà comunicato ai partecipanti.

La selezione delle offerte avviene per prezzo offerto crescente fino al raggiungimento del fabbisogno; le offerte con un prezzo offerto superiore al Reservation Price sono automaticamente escluse. Nel caso in cui l'ultima offerta selezionata determini il superamento del fabbisogno, questa viene accettata per l'intero valore della capacità offerta, a condizione che la remunerazione da corrispondere al titolare dell'impianto non sia superiore al Controvalore Limite[37] (pari al prodotto tra il fabbisogno per cui si sta effettuando l'asta ed il Reservation Price d'asta).

Qualora risultino più offerte caratterizzate dallo stesso prezzo offerto e le quantità determinano il superamento del fabbisogno, Terna seleziona le offerte con il seguente ordine:

1. Offerte che permettono di non superare il Controvalore Limite,
2. Offerte con data di avvio 1 novembre 2021;
3. Qualora i punti 1 e 2 siano equivalenti la selezione avviene tramite sorteggio.

Dalla seconda sessione d'asta in poi, il soggetto titolare dell'impianto può effettuare un ribasso minimo pari al 5% del prezzo presentato nella prima sessione, oppure verrà considerato il prezzo offerto della sessione precedente però non consentendo ribassi nelle successive sessioni.

L'asta si chiude nel caso in cui si verifichi una delle condizioni sottoelencate:

- Fabbisogno soddisfatto da offerte non superiori al Reservation Price con un complessivo valore non superiore al Controvalore Limite;
- Invarianza delle offerte presentate da ogni soggetto;
- Tutte le offerte sono inferiori al Reservation Price;
- In ogni caso la conclusione la si ha nella quinta sessione d'asta.

[36] **Reservation Price** [4]**:** rappresenta il massimo valore del prezzo che può essere accettato da Terna in fase di selezione per ciascuna Categoria Impiantistica. Il Reservation Price non sarà comunicato ai partecipanti.

[37] **Controvalore Limite** [4]**:** che sarebbe pari al prodotto tra il fabbisogno per cui si sta effettuando l'asta ed il Reservation Price d'asta.

3.4. Progetto pilota Regolazione Secondaria (*aFRR*)

L'apertura del progetto pilota Regolazione Secondaria [11], si inserisce nell'obiettivo di transizione energetica definito dalla Commissione Europea ed inserito nel piano nazionale per l'Energia e il Clima 2030.

Questo servizio è utile per compensare gli scarti tra il fabbisogno e la produzione del SEN[38], variando la potenza in gioco e riportandola ai valori programmati, contribuendo così all'adeguamento della frequenza europea. L'erogazione del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza (aFRR – automatic Frequency Reserve Restoration) avviene in modo automatico ed è gestito da Terna attraverso un regolatore centralizzato.

Come negli altri progetti pilota, si vuole testare l'affidabilità e l'impatto delle nuove risorse nella fornitura del servizio. In particolare, si vogliono testare anche risorse non programmabili, ad energia limitata e aggregate. Gli utenti che possono richiedere la qualificazione al servizio sono UPR ed UPI, mentre, le UVAM possono richiederla dove tecnicamente fattibile, ovvero devono poter rendere disponibile quattro fasce di potenza, le cosidette semibande:

- una semibanda a salire ed una a scendere, dedicate alla regolazione secondaria;
- una semibanda a salire ed una a scendere, dedicate agli altri servizi abilitati all'UVAM [11].

È deducibile come un UVAM che voglia ottenere l'abilitazione anche al servizio di regolazione secondaria, debba avere potenza disponibile elevata. Nel caso di UVAM con sola tecnologia V2G, avere la disponibilità di quattro semibande risulta molto difficoltoso in termini di auto disponibili allo stesso istante. In più, è oneroso dal punto di vista impiantistico, poichè non si riceve nessun corrispettivo che faciliti il recupero dell'investimento dovuto alla realizzazione dell'impianto.

3.4.1. Requisiti tecnici per il servizio Regolazione Secondaria

In tutti i casi di qualificazione, la richiesta per la prestazione del servizio di Regolazione Secondaria deve essere effettuata per almeno 1 MW di semi-banda a salire e/o a scendere [11]. Tutte le unità già qualificate alla fornitura del servizio non possono richiedere l'abilitazione al presente progetto pilota.

Le unità abilitate devono rendere disponibile, sia in fase di programmazione che durante la gestione in tempo reale, le quantità accettate su MSD di aFRR nei programmi aggiornati dell'unità. I soggetti qualificati devono garantire che durante la fase di gestione in tempo reale l'unità sia dotata di un dispositivo automatico in grado di modulare lo scambio di potenza dell'unità in base al segnale ricevuto da Terna.

Per poter essere abilitati al servizio, le unità devono rimanere connesse alla rete sia in condizioni normali di esercizio, sia in casi di emergenza e ripristino di rete [23]. In particolare, l'unità dovrà rimanere connessa alla rete senza limiti di tempo negli intervalli di tensione rispetto alla tensione nominale e negli intervalli di frequenza al punto di connessone come descritto nella Tabella 6 [23].

Tabella 6. Intervalli di connessione di tensione e frequenza per il servizio di Regolazione Secondaria

Tensione nominale Vn al punto di connessione	Intervallo di tensione	Intervallo di frequenza
$Vn = 400\ kV$	$0{,}85 * Vn \leq V \leq 1{,}1 * Vn$	$47{,}5Hz \leq f \leq 51{,}5Hz$
$Vn < 400\ kV$	$0{,}85 * Vn \leq V \leq 1{,}15 * Vn$	$47{,}5Hz \leq f \leq 51{,}5Hz$

Il valore di derivata di frequenza massima deve essere pari a 2,5 Hz/s calcolato su 100 ms (5 cicli) per poter rimanere connesso alla rete.

L'erogazione del servizio avviene tramite un segnale di riferimento inviato da Terna in valore percentuale rispetto alla semi-bande positive (SB_+) e/o negative (SB_-) [11]. Il segnale varia tra 0 e 100%, dove 0% significa variare la potenza scambiata erogando la SB_-. Invece, un segnale pari a 100% significa scambiare potenza con la rete pari a SB_+. Quindi un valore del segnale di livello pari a 50% vuol dire una potenza scambiata nulla. Per i valori intermedi percentuali, la potenza da scambiare è pari a:

[38] **SEN[32]** Servizio Elettrico Nazionale.

- $2 * (L - 50\%)$ se il segnale è compreso tra 50% ed 100%;
- $2 * (50\% - L)$ se il segnale è compreso tra 0% ed 50%.

Dove L è il livello del segnale di riferimento inviato da Terna.

Il contributo dovrà essere fornito senza limiti di tempo finché il servizio è dichiarato attivo.

Ogni unità abilitata deve essere dotata di un sistema di gestione dell'unità in grado di controllare attivamente lo scambio di potenza con la rete. Come mostrato in Figura 18 [23], è necessario che il sistema di gestione dell'unità garantisca un errore di controllo inferiore a ±1 MW ed inferiore a:

- ± 1 % in condizioni di regime, ovvero con valore di riferimento costante;
- ± 10 % in condizioni dinamiche, ovvero durante le variazioni del valore di riferimento; entro 20s dalla fine del transitorio deve l'errore deve tonare al di sotto del valore di regime.

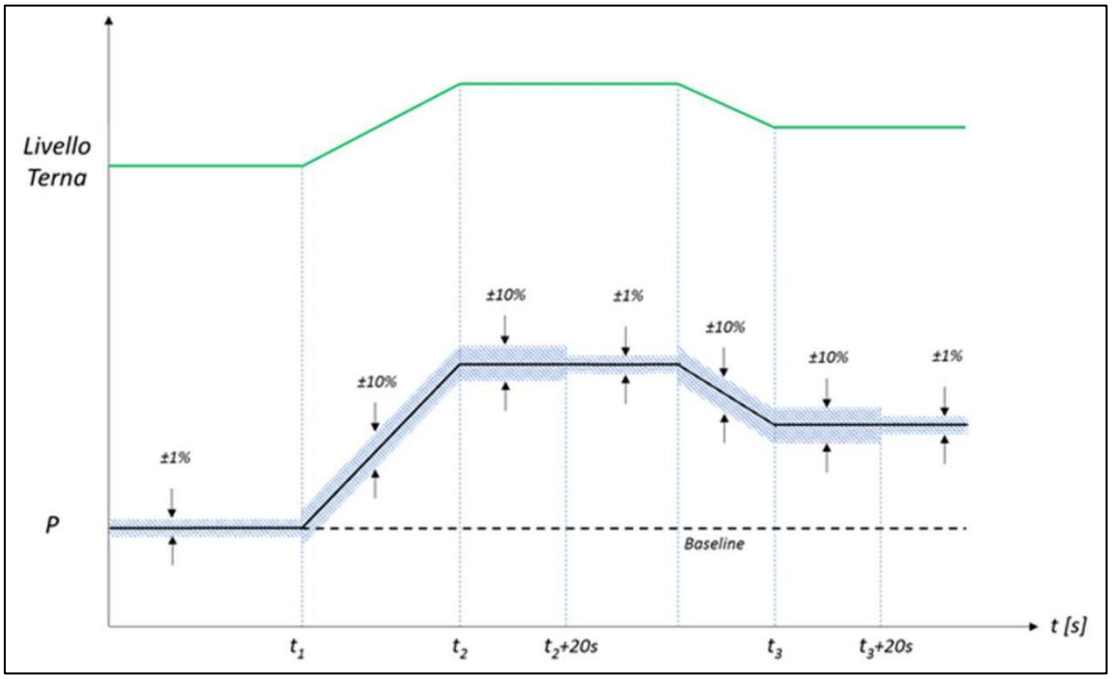

Figura 18. Rappresentazione della tolleranza dell'errore di controllo per il servizio di Regolazione Secondaria. [23]

3.4.2. Procedura di assegnazione e regolazione economica del servizio di Regolazione Secondaria

Per uno o più dei 24 periodi orari del giorni di riferimento, il soggetto titolare dell'unità qualificata al servizio ha la facoltà di presentare offerte simmetriche oppure asimmetriche con riferimento alla programmazione del MSD. Le quantità offerte per il servizio descritto non possono essere presentate per la fornitura di Altri Servizi, quindi si deve avere altra disponibilità energetica per fornire Altri Servizi, rendendo difficile la partecipazione a piccoli impianti.

Terna seleziona le offerte per ciascuna sotto-fase della fase di programmazione del MSD tenendo conto del livello di affidabilità dell'Unità Qualificata. Le quantità complessivamente selezionate in vendita ed in acquisto si equilibrano.

Le offerte selezionate [11] da Terna sono limitate:

- Al massimo al 60% rispetto alle offerte complessivamente selezionate per quantità in vendita o in acquisto per unità con energia limitata[39];

[39] **Unità con energia limitata** [11]**:** UP rilevanti costituite da sistemi di accumulo o UVAM che includono sistemi di accumulo.

- Ad una quota massima pari al 60% delle offerte complessivamente selezionate per quantità in vendita o acquisto provenienti da UVAM.

Le offerte selezionate vengono utilizzate da Terna per la fase di gestione in tempo reale.

Per la determinazione delle quantità accettate, Terna calcola il Programma Vincolante Modificato e Corretto (PVMC):

- $PVMC^{+}(t) = PVM(t) + 2 * SB_{+}(t) * \frac{(L-50\%)}{100\%}$ se $L \geq 50\%$; (3.23)
- $PVMC^{-}(t) = PVM(t) + 2 * SB_{-}(t) * \frac{(50\%-L)}{100\%}$ se $L < 50\%$; (3.24)

dove:

- $PVM(t)$ è il programma vincolante modificato dell'unità di tempo t;

Terna determina e remunera le quantità accettate per ciascuna unità e per ciascun periodo rilevante.

Le quantità accettate [11] in ogni periodo per l'utilizzo della riserva secondaria sono espresse da:

- $Q^{\uparrow}_{RegSec} = \frac{1}{60} * \sum_t [PVMC^{+}(t) - PVM(t)]$ sono le quantità accettate in incremento; (3.25)
- $Q^{\downarrow}_{RegSec} = \frac{1}{60} * \sum_t [PVMC^{-}(t) - PVM(t)]$ sono le quantità accettate in decremento; (3.26)

La remunerazione avviene come descritto in Tabella 7.

Tabella 7. Remunerazione per il servizio di Regolazione Secondaria

Remunerazione	Tipologia di offerta sul MB	Prezzo di valorizzazione
Da Terna ad utente	Riserva secondaria in vendita	Prezzo valido ai fini del MB
Da utente a Terna	Riserva secondaria in acquisto	Prezzo valido ai fini del MB

Se vi è un uguale valore tra il segnale di riferimento ed un comando di limitazione di Terna, l'unità è tenuta a dare priorità al comando di limitazione.

Per ciascun unità e ciascun periodo quarto-orario rilevante i Terna calcola la quantità di energia non fornita $Q_{NF}(i)$, se questa è pari a zero, le quantità sono accettate correttamente, altrimenti il titolare dell'unità corrisponde a Terna un corrispettivo di mancato rispetto della corretta esecuzione delle quantità accettate. Nel caso di UVAM che prestano il servizio di interrompibilità istantanea, oltre al corrispettivo di mancato rispetto della corretta esecuzione è prevista l'applicazione di un ulteriore corrispettivo, come descritto nel paragrafo 3.1.5.

3.5. Restanti progetti pilota

Di seguito vengono brevemente descritti i progetti pilota rimanenti definiti da Terna.

3.5.1. Progetto pilota *UVAC*

Le Unità di Consumo Virtuali Abilitate (UVAC) sono state abilitate a partecipare dal 1 giugno 2017 al 30 settembre 2018 al MSD e non al Mercato del Giorno Prima/Mercato Infragiornaliero, dopodiché, queste sono state inserite nel progetto pilota UVAM.

I requisiti tecnici minimi richiesti alle UVAC erano una Potenza Massima di Controllo almeno pari a 10 MW, fino al 22 dicembre 2017, ridotta successivamente ad 1 MW [24] con capacità di modulare in riduzione il prelievo entro 15 minuti dall'ordine di dispacciamento inviato da Terna. La capacità di riduzione del prelievo doveva essere sostenuta per almeno 4 ore consecutive.

I servizi che Terna ha approvvigionato alle UVAC erano la Risoluzione delle Congestioni, Riserva Terziaria e Bilanciamento a salire.

3.5.2. Progetto pilota *UVAP*

La qualificazione per partecipare al MSD per le UVAP è avvenuta l'1 novembre 2017, ma dal 1 novembre 2018 queste sono state incluse nel progetto pilota UVAM. L'UVAP non è stata abilitata alla partecipazione del MGP/MI.

Sono stati definiti dei requisiti minimi per gli impianti per ottenere l'abilitazione di UVAP: i punti di immissione dovevano appartenere allo stesso perimetro di aggregazione definito da Terna, per l'abilitazione a salire la Potenza Massima di Controllo inizialmente era di 5 MW successivamente, attraverso l'aggiornamento del 22 dicembre 2017 [24], ridotta ad 1 MW, per l'abilitazione a scendere la Potenza Minima di Controllo in valore assoluto era pari inizialmente a 5 MW e successivamente è stata diminuita a 1 MW tramite l'aggiornamento [24]. Un ulteriore requisito era la capacità di modulare in incremento e/o decremento l'immissione entro 15 minuti dall'ordine di dispacciamento inviato da Terna con capacità di sostenere la modulazione per almeno 3 ore consecutive.

I servizi che Terna ha approvvigionato alle UVAP erano la Risoluzione delle Congestioni, Riserva Terziaria e Bilanciamento a salire e/o a scendere.

3.5.3. Progetto pilota *UPR*

Le Unità di Produzione rilevanti (UPR) non già oggetto di abilitazione obbligatoria possono partecipare al MSD. Il progetto pilota UPR, incluso nella delibera ARERA 300/2017/R/eel [3], è stato approvato da ARERA con delibera 383/2018/R/eel [25]. La qualificazione delle UPR è attiva dal 1 settembre 2018.

Ciascuna UPR deve essere connessa alla rete attraverso un unico punto di connessione, non deve essere inclusa in UVAC.

L'abilitazione delle UPR può avvenire anche con fornitura asimmetrica per i servizi Risoluzione delle Congestioni, Riserva Terziaria rotante, Riserva terziaria di sostituzione e Bilanciamento a salire e/o a scendere. Per il servizio di Risoluzione delle Congestioni le UPR devono essere in grado di variare l'immissione di almeno 5 MW, in aumento o decremento, entro 15 minuti dall'inizio di variazione e devono poter modulare per un periodo maggiore di 120 minuti. Il servizio di Riserva Terziaria rotante, nella modalità a salire e/o a scendere, deve essere fornito da UPR in grado di incrementare/decrementare l'immissione di almeno 5 MW entro 15 minuti dall'ordine e le UPR devono poter sostenere la modulazione per almeno 120 minuti. Con riferimento al servizio di Riserva Terziaria di sostituzione, nella modalità a salire e/o a scendere, le UPR possono essere abilitate se in grado di incrementare/decrementare l'immissione di almeno 5 MW entro 120 minuti dalla richiesta e sostenere la modulazione per almeno 8 ore. Possono presentare richiesta di abilitazione per il servizio di bilanciamento, nella modalità a salire e/o a scendere, gli utenti in grado di incrementare/decrementare la propria immissione di almeno 2 MW entro 15 minuti dall'ordine di Terna, devono inoltre poter sostenere il bilanciamento per un periodo minimo di 2 ore.

3.5.4. Progetto pilota *UPI*

Per Unità di Produzione Integrate si intendono le UP rilevanti con sistemi di accumulo integrati che garantiscono la fornitura del servizio di riserva primaria [10], l'inserimento di sistemi di accumulo consente l'aumento della potenza massima che può essere offerta. Il progetto pilota UPI, approvato con la delibera ARERA 402/2018/R/eel [26], si unisce al progetto pilota UPR.

Il valore massimo di riserva primaria approvvigionabile nel Continente è pari a 30 MW, con il fine di verificare l'affidabilità del servizio. I sistemi di accumulo dovranno essere di tipo monodirezionale (ovvero devono poter assorbire energia solo dalle UPR e non dalla rete) e devono essere installati in post produzione (che significa nell'impianto di produzione tra il misuratore di energia prodotta ed il misuratore di energia scambiata con la rete). [27]

Il servizio di riserva primaria di frequenza, con deviazione di frequenza non superiore a ±50 mHz, deve essere garantito dai sistemi di accumulo per un intervallo non inferiore ai 30 minuti alla Potenza Qualificata, con un tempo di risposta inferiore ad 1 secondo. Nel caso in cui vi fossero più eventi consecutivi di sovra e sotto-frequenza di durata tale da far sì che lo stato di carica dei sistemi di accumulo sia inferiore a 30 minuti alla Potenza Qualificata, l'utente può attivare il margine di riserva primaria, oppure i gruppi di generazione associati alle UPR possono ripristinare lo stato di carica.

3.6. Conclusioni su progetti pilota che includono la tecnologia V2G

Ciò che si evince dai regolamenti dei progetti pilota è che la tecnologia V2G ad oggi è abilitata ai soli progetti pilota UVAM e Regolazione Secondaria. Dunque, i servizi che è possibile fornire tramite infrastrutture di ricarica bidirezionali sono:

- la regolazione terziaria rotante;
- la regolazione terziaria di sostituzione;
- la risoluzione delle congestioni;
- il servizio di bilanciamento;
- la regolazione secondaria.

Attualmente, stando ai requisiti necessari, al tempo di attivazione ed il periodo di fornitura dei servizi abilitati, il solo servizio di bilanciamento risulta agevolmente fattibile tramite V2G.

Il progetto pilota UVAM potrebbe creare dei grossi vantaggi economici, specialmente per aggregati con un portfolio di grandi dimensioni. Un fattore importante da tenere in considerazione riguarda i costi d'investimento per la creazione e gestione dell'impianto, questi potrebbero non risultare proporzionali alla dimensione dell'UVAM che si realizza, rendendo difficoltoso l'accesso a piccoli impianti. Abilitando l'UVAM ad un approvvigionamento a lungo termine si riceve il corrispettivo fisso, commisurato alla potenza abilitata. Tale remunerazione fissa è stata introdotta per incentivare la partecipazione al progetto. Facendo l'ipotesi che in futuro il corrispettivo fisso venga eliminato, la partecipazione al progetto non risulta più conveniente economicamente. Affinchè si abbia convenienza a partecipare al mercato, bisognerebbe aumentare le chiamate a fornire i servizi tramite UVAM nel MSD, perché ad oggi risultano una bassa percentuale del totale della quantità assegnata.

Il maggior limite per la fornitura dei servizi risulta essere la potenza minima modulabile a "salire" o a "scendere" che ad oggi è pari a 1 MW[40]. ARERA ha messo in evidenza il peso di tale limite alle condizioni di accesso, ha proposto una riduzione del valore di potenza modulabilead un valore di 0,2 MW. Il Ministero dello Sviluppo Economico ha ritenuto condivisibile il parere dato da ARERA. Ma ad oggi, stando al regolamento vigente istituito da Terna, risulta immutata la condizione di accesso, rendendo anche in questo caso più complicata la partecipazione al mercato di impianti V2G di piccole dimensioni (aggregati).

Altro fattore limitante, inerente la potenza minima, è la necessità di istituire delle semibande per poter fornire la regolazione secondaria insieme agli altri servizi. Anche in questo caso è facilmente intuibile come sia necessario progettare impianti di elevata potenza, che ancora una volta risulta un limite di accesso per piccoli impianti.

Riguardo l'orario in cui è possibile abilitarsi per ottenere il corrispettivo fisso nel progetto pilota UVAM, risulta arduo avere grandi potenze disponibili nell fasce pomeridiane e serali. I veicoli vengono maggiormente sfruttatti in questi periodi orari: dunque, non avendo la disponibilità di un parco veicoli, si ha difficoltà a ricevere il corrispettivo fisso giornaliero. Cosa differente si avrebbe se le fasce orarie fossero al mattino o la notte, poiché è più probabile avere delle auto parcheggiate ad esempio in azienda al mattino, oppure in un parcheggio adibito al servizio V2G vicino casa durante le ore notturne.

Un altro progetto pilota che si presta bene per la tecnologia V2G, attualmente non abilitato per le UVAM, è la Regolazione Ultra-Rapida di frequenza, poiché il periodo di fornitura del servizio ha una breve durata che si aggira intorno ai 5 minuti e 30 secondi alla Potenza Qualificata. Inoltre, gli impianti devono avere un tempo di attivazione inferiore al secondo e devono essere dotati di una fonte in grado di garantire 15 minuti di servizio

[40] Il maggior limite per la fornitura dei servizi è la potenza modulabile minima a "salire" o a "scendere". Nel "vecchio" Regolamento MSD UVAM [51], pubblicato da Terna il 19 giugno 2018, la potenza modulabile minima in entrambe le modalità era pari ad 1 MW. Attraverso il documento per la consultazione 322/2019/R/eel [60], il 23 luglio 2019 ARERA ha messo in evidenza che le condizioni per l'abilitazione al MSD e per l'erogazione dei servizi ancillari da parte di infrastrutture di ricarica debbano essere definite in modo tale da massimizzare il numero di unità idonee, evitando così che si instaurino delle barriere di ingresso. Inoltre, ha proposto di non inserire alcuna soglia minima in termini di potenza modulabile. Il 26 settembre 2019, ARERA si è espressa con parere N°394/2019/I/eel [61] proponendo di variare lo schema di decreto V2G riducendo la potenza modulabile, a «salire» o a «scendere», ad almeno 200 kW. Il Ministero dello Sviluppo Economico, il 30 gennaio 2020, ha ritenuto condivisibile il parere di ARERA [5] prevedendo così la possibilità, nel caso di UVAM costituite esclusivamente da infrastrutture di ricarica, di ridurre la potenza modulabile a «salire» o a «scendere» a 200 kW. Ad oggi, però, il Regolamento MSD UVAM [2] pubblicato da Terna il 26 febbraio 2021 prevede delle condizioni differenti, descritte nel paragrafo 3.1.1, che non rendono facile l'abilitazione alla fornitura dei servizi per le infrastrutture di ricarica bidirezionali.

continuativo alla Potenza Qualificata. Tutti i requisiti fin qui descritti possono essere rispettati dalle infrastrutture di ricarica di tipo bidirezionale. Un ostacolo attualmente risulta essere la minima taglia di modulazione pari a 5 MW. Altro aspetto limitante è l'approvvigionamento a lungo termine, in questo caso pari a 5 anni. Il periodo di approvvigionamento è molto vincolante per il proprietario dell'impianto, sia perché deve avere la certezza di fornitura per un periodo lungo, sia perché non si ha la possibilità nel breve termine di variare eventualmente il valore di potenza contrattualizzata.

4. MAPPA EUROPEA SUI SERVIZI ANCILLARI

I veicolo elettrici potrebbero, nel prossimo futuro, divenire un asset importante per la gestione del sistema elettrico, specialmente per la fornitura dei servizi ancillari. Per avere una migliore visione di come questi servizi possano essere forniti è stata svolta una ricerca a riguardo.

In particolare, si è approfondito il tema di servizi equivalenti alla Fast Reserve. Come segnalato nel paragrafo 3.2.1 inerente i requisiti tecnici necessari e nelle conclusioni sul V2G nel paragrafo 3.6, la scelta di analizzare il servizio rapido di frequenza è dovuta al fatto che, per requisiti di tempo di attivazione e periodo di fornitura, sembra essere il servizio più adeguato alle caratteristiche dei veicoli elettrici. Quindi è stata effettuata una ricerca degli equivalenti servizi implementati da altri TSO europei, così da approfondire e prevedere il futuro del servizio richiesto da Terna in Italia.

In aggiunta, è stata effettuata una descrizione dell'evoluzione inerente la mobilità elettrica, nel dettaglio si è voluta fare una ricerca sui progetti pilota V2G cercando analizzare quali sono i temi in via di sviluppo e su cosa si sta maggiormente concentrando la ricerca.

Nel seguito verrà dettagliato il punto di vista di ENTSO-E sugli EVs, sul ROCOF (Rate of Change of Frequency) e sull'introduzione del servizio rapido di frequenza nel sistema elettrico europeo. Attualmente, in Europa viene considerato come riferimento per il servizio equivalente alla Fast-Reserve il sistema elettrico norvegese; dunque, risulta necessaria una analisi della fornitura del servizio, per poter intuire quali potrebbero essere gli sviluppi futuri nel resto del Continente.

Però, ad oggi, il sistema elettrico più all'avanguardia, sui temi servizio rapido di frequenza e V2G, è quello inglese. Di conseguenza, il sistema elettrico britannico sarà oggetto di analisi nei successivi paragrafi.

In aggiunta, per i restanti paesi europei è stata effettuata una analisi sui temi citati, per avere un quadro generale dello sviluppo delle tematiche.

Infine, è stata svolta una sintesi di confronto sui vari servizi rapidi di frequenza, in modo da meglio dettagliare le analogie e le differenze presenti.

4.1. ENTSO-E

ENTSO-E[41] è l'associazione europea per la cooperazione degli operatori dei sistemi di trasmissione (TSO) per l'energia elettrica.

Ha realizzato un analisi sulle conseguenze che subirà il sistema elettrico in seguito alla riduzione di sistemi inerziali "naturali" e quindi sull'opportunità di introdurre nuovi sistemi di fornitura della regolazione di frequenza (soprattutto di nuovi servizi utili alla regolazione rapida della frequenza). Dopo una una breve presentazione del punto di vista di ENTSO-E nell'ambito della mobilità elettrica, i successivi paragrafi presenteranno una sintesi dell'analisi svolta da ENTSO-E sulla regolazione di frequenza.

4.1.1. ENTSO-E e gli EVs

ENTSO-E considera gli EVs[42] una potente risorsa per fornire flessibilità al sistema elettrico. Dal suo punto di vista, una più opportuna gestione dei veicoli elettrici consentirà un miglioramento dei servizi ancillari e della gestione della rete.

ENTSO-E, come associazione che raccoglie tutti i 43 operatori europei della trasmissione dell'energia elettrica, ha formulato i seguenti consigli [7] a tutti i TSO[43] riguardo gli EVs:

- Promuovere una pianificazione per la rete riguardante le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici;
- Gestire i processi di ricarica dei veicoli;
- Abilitare un ecosistema incentrato sulle esigenze del proprietario del veicolo;
- Aggiornare le regole di mercato elettrico e il quadro normativo introducendo l'utilizzo di EVs.

I punti sopraelencati, grazie alla spinta del Green Deal e del Recovery Plan, sono richiesti per far fronte alla notevole diffusione di veicoli elettrici per il prossimo decennio. I TSO dovranno quindi trovarsi pronti a tale massiccio inserimento. Attraverso il perseguimento dei consigli ed altri accorgimenti, non si avranno tanti grossi problemi sull'introduzione degli EVs nel sisteme elettrico.

Un utilizzo intelligente delle stazioni di ricarica dei veicoli consente una integrazione degli EVs nella rete in maniera ancora più estesa. Ad esempio, gli EVs potrebbero rendersi utili per i servizi di flessibilità del sistema elettrico, compreso il servizio di Fast Reserve ed altri servizi ausiliari a rampa per la regolazione della frequenza. I TSO saranno i gestori dell'intero sistema e saranno parte fondamentale di eventuali progetti di pianificazione e gestione.

ENTSO-E intende partecipare ad eventuali dibattiti riguardanti le soluzioni tecniche, i processi di ricarica e le normative da implementare per poter abilitare i veicoli elettrici alla fornitura dei servizi ancillari [7]. Ad oggi, tutti questi processi sono in fase pilota, pertanto è necessaria un'accelerazione affinché la fornitura possa essere attiva quando vi sarà una massiva diffusione dei veicoli elettrici.

Gli obiettivi principali individuati da ENTSO-E riguardo il V2G sono due [7]:

- Limitare il picco di domanda di potenza nei momenti in cui la produzione da fonti rinnovabili è bassa;
- Sfruttare le batterie dei veicoli elettrici per fornire i servizi necessari affinché la rete sia flessibile (ovvero, servizi ausiliari per il funzionamento della rete di trasmissione, gestione delle congestioni di rete e controllo della tensione nella rete di distribuzione).

4.1.2. ENTSO-E su ROCOF e deviazione di frequenza

L'analisi svolta da ENTSO-E, presentata nel 2021 attraverso un documento sulla sfida dell'inerzia in Europa, ha evidenziato come vi sarà una sostanziale riduzione dell'inerzia nel sistema elettrico [28]. Il documento di ENSTO-E si focalizza sulla riduzione di energia cinetica immagazzinata nelle masse rotanti dei generatori

41 **ENTSO-E** [3]**:** acronimo di European Network of Transmission System Operators for Electricity.

42 **EVs** [7]**:** acronimo di Electric Vehicles, si intendono veicoli con un motore elettrico ed una batteria che necessita di essere ricaricata tramite la connessione alla rete (BEVs e PHEVs).

43 **TSO:** Transmission System Operator.

sincroni, quindi di inerzia. In sostanza, questa energia cinetica serve a contrastare istantaneamente le variazioni di frequenza della rete elettrica.

Inoltre, tutti i sistemi elettrici hanno necessità di garantire un intervallo entro il quale la frequenza elettrica di rete deve rimanere. Questo viene garantito in modi divers: la scelta della modalità di azione viene fatta in base alla potenza da gestire rispetto all'inerzia disponibile nel sistema elettrico.

La limitazione all'interno del range di frequenza può essere ottenuta in due modalità:

- Limitando il ROCOF (Rate of Change of Frequency), quindi la pendenza massima di variazione di frequenza, ovvero imponendo un valore nominale espresso in Hz/s;
- Accelerando i servizi di contenimento di riserva della frequenza (FCR-Frequency Containment Reserve), ovvero introducendo i cosiddetti servizi rapidi come ad esempio la Fast Reserve in Italia.

Un'analisi maggiormente dettagliata sui temi accennati è effettuata di seguito.

Analisi delle diverse necessità relative la correzione di frequenza

Il periodo di riferimento dell'analisi svolta da ENTSO-E va dal 2025 al 2040: in Figura 19 [28], sono mostrate le variazioni previste nel 2030 riguardo l'energia cinetica delle masse rotanti in differenti aree. Tutte le situazioni di seguito presentate fanno riferimento ad una riduzione di inerzia dovuta al fatto che si avrà una sempre maggiore penetrazione di generazione connessa alla rete attraverso elettronica di potenza, quindi generatori di energia elettrica privi di inerzia. La variazione di energia cinetica, come è possibile notare in Figura 19, è proporzionale alla estensione del sistema elettrico di riferimento.

In particolare, nel 2030 si avrà:

- La situazione delineata in blu nella Figura 19 per l'intero Continente Europeo (CE), che mostra come l'energia cinetica disponibile per la rete ha valori elevati per una percentuale ore annuali prossima al solo 20%, ed evidenzia una disponibilità minima di energia inerziale circa $800\ \mathrm{GWs}$ più bassa rispetto al massimo valore, che è di $1800\ \mathrm{GWs}$. Quindi, l'energia cinetica sicuramente disponibile per il 100% delle ore annuali è circa la metà rispetto a quella potenziale, che però è disponibile per un ridotto numero d'ore;
- La linea viola in Figura 19 descrive l'area Nordica (Nordic) che, tra i tre sistemi zoomati nella immagine a destra in Figura 19, è quella con valore di energia inerziale maggiore. La previsione mostra come vi sarà una riduzione di circa $170\ \mathrm{GWs}$ tra disponibilità minima di energia e disponibilità massima;
- La linea celeste in Figura 19 mette in luce la previsione per la Gran Bretagna (GB), che presenta una decisa decrescita dell'energia cinetica disponibile rispetto alla minima potenziale. La differenza tra disponibilita potenziale e disponibiltà per il 20% delle ore annuali è di circa $100\ \mathrm{GWs}$, pari a circa $2/3$ della potenziale;
- In giallo in Figura 19 la situazione prevista per l'Irlanda (IE) dove, come si evince facilmente dalla figura, la disponibilità energetica è pressochè invariata, ovvero l'energia inerziale potenzialmente sfruttabile è disponibile per quasi la totalità delle ore annuali: dunque, non si prevede un problema inerziale nel sistema elettrico irlandese.

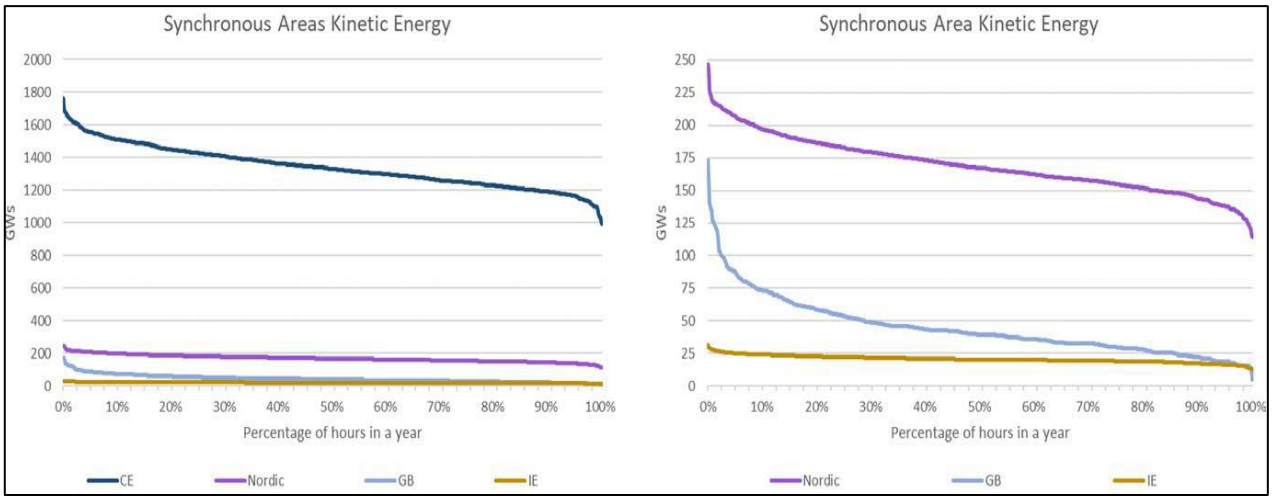

Figura 19. Previsione del 2030 dell'energia cinetica nelle masse rotanti dei generatori sincroni per differenti aree sincrone. [28]

ROCOF

Il ROCOF varia proporzionalmente al valore di inerzia presente nel sistema elettrico. Una rappresentazione grafica del ROCOF è riportata in Figura 20 [28]. La capacità di produzione tradizionale necessaria per mantenere il livello di inerzia richiesto dal sistema, è proporzionale alle dimensioni del sistema elettrico a cui queste fonti di generazioni sono connesse: quindi più esteso è il sistema elettrico, maggiore sarà la capacità di produzione tradizionale necessaria per mantenere il livello di inerzia richiesto dal sistema, e viceversa.

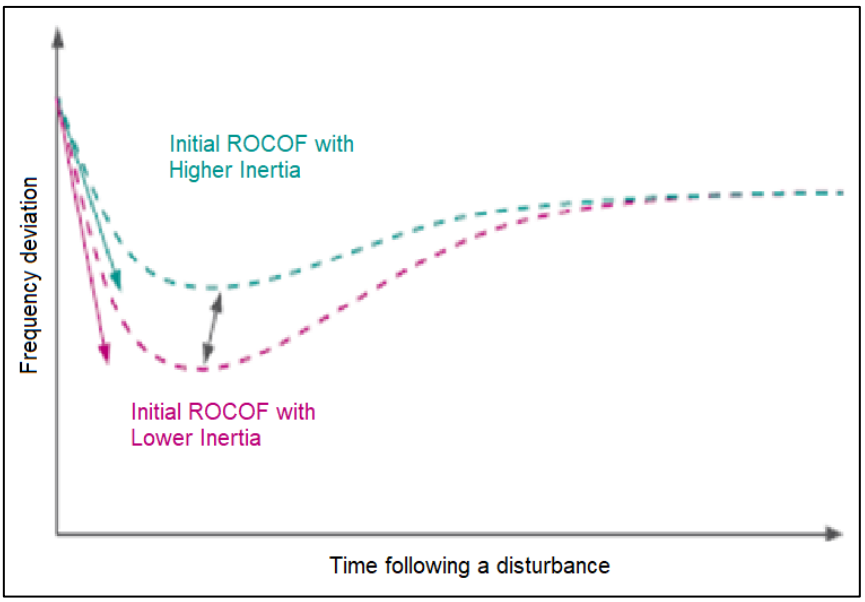

Figura 20. Variazione della frequenza in funzione del valore di inerzia. [28]

Il ROCOF e il valore minimo della frequenza (Nadir) sono già degli argomenti trattati ed in via di sviluppo nei sistemi elettrici del Regno Unito e dell'Irlanda.

In GB si sta sviluppando un metodo che prevede un aumento di remunerazione per i sistemi in grado di fornire il servizio inerziale quando è necessario, questo per avere una migliore valutazione ed esecuzione in tempo reale del bisogno della rete.

In IE è in corso un rinnovamento dei sistemi di generazione al fine di rendere tutti i carichi compatibili. È stato stabilito un ROCOF di $1\ \mathrm{Hz/s}$ (prima era $0{,}5\ \mathrm{Hz/s}$) per avere un incremento di generazione da fonti rinnovabili in ogni momento della giornata. Questo aumento è dettato da un limite fisico dato dalle fonti rinnovabili, poiché

queste forniscono una inerzia sintetica. Dunque, per integrare nuove fonti di generazione nel sistema elettrico è risultato necessario questo adeguamento del ROCOF.

Nel CE non vi è una necessità immediata di stabilire il ROCOF ed i valori di deviazione di frequenza. Il motivo è che gli squilibri nel sistema elettrico del CE sono di basso valore rispetto all'inerzia disponibile. Dallo studio di ENTSO-E si nota che, nonostante la variazione dell'inerzia sarà notevole negli anni (come mostrato in Figura 19), non si vedranno grandi escursioni di frequenza nella rete, a meno che non si verifichi un evento anomalo come la divisione del sistema elettrico.

Infine, nel sistema Nordic la problematica attuale è la massima deviazione istantanea di frequenza provocata dal massiccio inserimento nella rete elettrica di generazione da fonti rinnovabili. Tale preoccupazione ha portato a stabilire il mercato del servizio FFR (Fast Frequency Response), seppure ancora in fase di prova. Nel sistema nordico viene effettuata in tempo reale una stima della massima deviazione istantanea di frequenza dopo la disconnessione di un elemento di rete, ovvero viene effettuato il calcolo della "Sicurezza N-1". In pratica, viene fatto un calcolo istantaneo per avere una migliore gestione dei flussi di energia senza dover sovraccaricare i componenti del sistema elettrico ogni qual volta un elemento si disconnette dalla rete.

Per avere una migliore visione dei sistemi elettrici su descritti, in Figura 21 [28] è mostrata la suddivisione della rete elettrica. La grande connessione elettrica effettuata nel CE (blu) ha evidenziato dei benefici riguardo la regolazione di frequenza. Avere un numero elevato di risorse interconnesse permette di gestire al meglio le richieste e compensare eventuali carenze in determinati momenti della giornata, il tutto anche con eventi che si possono verificare a migliaia di chilometri di distanza.

Grazie ai motivi appena descritti, il sistema elettrico del Continente Europeo non ha la necessità immediata di risorse inerziali.

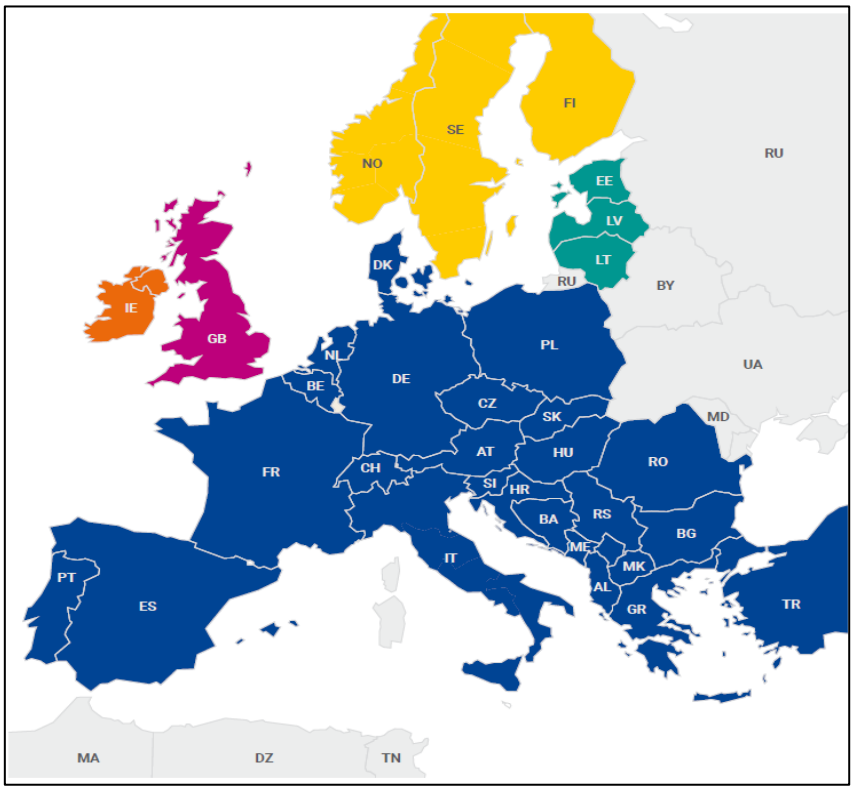

Figura 21. Reti elettriche: CE (blu), GB (fucsia), IE (Arancio), Nordic (Giallo). [28]

Introduzione al servizio Fast Reserve in Europa

La FFR (Fast Frequency Response), corrispondente al servizio Fast Reserve indicato da Terna tra i progetti pilota e descritto nel paragrafo 3.2; richiede una risposta ancora più rapida di qualsiasi prodotto esistente sul mercato [29].

Come già accennato, fino ad oggi il sistema elettrico europero non ha richiesto l'introduzione del prodotto FFR poiché il servizio viene fornito attraverso l'inerzia "naturale" presente nelle macchine sincrone delle centrali elettriche, come l'idroelettrico e le centrali termoelettriche. L'integrazione di diverse risorse rinnovabili prive di inerzia "naturale", come l'eolico e il fotovoltaico, hanno determinato la necessità di risposte rapide da nuove fonti in grado di sostenere la richiesta.

Facendo riferimento a ciò che è stato definito nei precedenti paragrafi, l'affidamento del test sul servizio FFR al TSO norvegese da parte di ENTSO-E è probabilmente dettato dalla immediata necessità che il sistema elettrico nordico ha riguardo la massima deviazione istantanea di frequenza.

Sono in corso alcune sperimentazioni, utili per prendere spunto sulle normative e regolamenti che si potranno applicare successivamente nell'intero Continente Europeo. Statnett (TSO norvegese) ha dimostrato come grandi carichi possano offrire il servizio di FFR [29]. Per il progetto di Statnett del 2018 è stata utilizzata la filiera di produzione di alluminio della società Hydro. La potenza offerta era di 30 MW entro 1 secondo. Insieme ad altri fornitori di FFR, Hydro è stata in grado di gestire una variazione di frequenze di 0.4 Hz. In conclusione, il progetto pilota ha avuto esito positivo ed ha evidenziato come il servizio inerziale "naturale" sia sostituibile in futuro da nuove risorse, nonostante vi siano delle limitazioni sulla quantità di energia disponibile.

Nel sistema di alimentazione nordico, il servizio di FFR richiede che il 100% della potenza offerta possa essere attivato intorno ad 1 secondo. Tuttavia, in Europa centrale vi sono dei requisiti diversi. Molti dei progetti europei sono ancora in fase pilota perché il prodotto FFR non esiste ancora nel mercato del bilanciamento europeo.

4.2. Norvegia - Statnett

Statnett è l'operatore di sistema della rete elettrica norvegese: è proprietario e gestore della rete di trasmissione ed il suo principale obbiettivo è di mantenere l'equilibrio tra consumo e produzione di energia elettrica, fornendo un'alimentazione affidabile istante per istante.

Attualmente, in Norvegia vi sono differenti progetti pilota per lo sviluppo della mobilità elettrica. Il TSO Norvegese ha abilitato gli EVs per la fornitura della manual Frequency Restoration Reserve (mFRR), ovvero l'equivalente del servizio di regolazione terziaria in Italia, riducendo la taglia minima per la partecipazione ad $1\ \mathrm{MW}$ ed introducendo innovativi sistemi tecnologici di comunicazione [7]. Inoltre, la Norwegian University of Life Sciences (NMBU) ha avviato un processo di miglioramento dei metodi di stima degli asset e di stima di flessibilità, in particolare per edifici commerciali e veicoli elettrici parcheggiati a lungo termine [7].

In aggiunta, su commissione di ENTSO-E, il TSO nordico ha studiato il problema relativo l'inerzia e le potenziali soluzioni [30]. Nei successivi paragrafi verranno mostrati i dettagli tecnici dei test effettuati nel sistema elettrico nordico.

Test di risposta inerziale sul sistema elettrico norvegese

Entrando nel dettaglio delle necessità future della Norvegia, durante l'estate il sistema elettrico nordico è spesso a livelli critici di inerzia, questo perché vi è un aumento di produzione da fonti rinnovabili non programmabili.

Nel test effettuato nelle 4 settimane che vanno da luglio ad agosto 2020 nel periodo notturno (23:00-09:00) [30], la potenza offerta di FFR è stata di circa 114 MW. Invece, per l'estate del 2021 Statnett, come TSO norvegese, si è approvvigionata di 150 MW di FFR [31]. Risulta ardua la sempre maggiore necessità di capacità utile a fornire la FFR, conseguenza dell'incremento continuo di parchi di produzione da fonti rinnovabili non programmabili.

I risultati ottenuti dal TSO Norvegese sono i seguenti:

- È necessario un limite di taglia degli elementi che influiscono il sistema;
- È necessario avere una quantità minima di inerzia nel sistema elettrico;
- È richiesta l'introduzione di un servizio che fornisca potenza attiva velocemente, in modo da supportare la tradizionale riserva primaria o riserva di contenimento di frequenza (FCR), ovvero un servizio di FFR.

Il progetto pilota su FFR mira a identificare le tecnologie che possano fornire il servizio, le possibilità tecniche che possiedono queste tecnologie e gli aspetti di mercato relativi.

Stando ai risultati ottenuti, il limite alla taglia degli impianti potrebbe essere richiesto poiché, se un grosso impianto utile a fornire servizi alla rete diviene inutilizzabile, il sistema elettrico potrebbe risentirne in maniera considerevole. Dunque, per assicurare la continuità dei servizi, è meglio limitare le taglie degli elementi. In aggiunta, affinchè si abbia la certezza di risposta alle deviazioni di frequenza, risulta utile stabilire una quantità minima di capacità inerziale, che sia essa naturale oppure basata sui convertitori. Per ultimo, come già noto, è necessario un ulteriore supporto ai servizi ancillari già esistenti, per ovviare in modo rapido alle variazioni di frequenza con nuove tecnologie di generazione.

Requisiti tecnici per la fornitura della FFR in Norvegia

Ad oggi, le tecnologie che possono fornire la FFR nel sistema nordico sono:

- Generatori idroelettrici;
- Fonderie, attraverso l'elettrolisi;
- Aggregato di clienti industriali, tramite la disconnessione dalla rete;
- Infrastrutture di ricarica di veicoli attraverso la riduzione di carico, quindi attraverso un sistema V1G;
- UPS dei data center, tramite disconnessione istantanea dalla rete.

Nel documento riguardante le caratteristiche tecniche necessarie per la fornitura del servizio, è definita la capacità che le unità devono offrire per il servizio di FFR: si va da un minimo offerto di 1MW fino ad un valore massimo di 50 MW [31].

Nel nuovo progetto norvegese, la capacità di reserva FFR è fornita dalla mezzanotte del 3 maggio 2021 fino alla mezzanotte del 3 ottobre 2021. I motivi di questa fornitura estiva sono gli stessi descritti in precedenza legati alle fonti rinnovabili.

Sono stati sviluppati due contratti con specifiche diverse relative la FFR. Le principali differenze riguardano come e quando la capacità offerta deve essere disponibile per la rete. Un riassunto dei due contratti è specificato nella Tabella 8 [32]. Si ha il FFR Profile che è un servizio fornito continuamente, ed il FFR Flex che si attiva quando si prevede una necessità della rete.

Tabella 8. Contratti FFR in Norvegia

Tipo di contratto	Fornitura	Ore di servizio nel 2021
FFR Profile	Capacità fissa di $51{,}18\ \text{MW}$ durante la notte $(22{:}00 - 07{:}00)$ e $\text{h}24$ nei weekend	1581 ore
FFR Flex	Se necessario si garantisce una capacità di $68{,}3\ \text{MW}$ per la FFR, su richiesta che deve avvenire entro una settimana dal servizio	400 ore

Servizio di FFR in Norvegia

I requisiti per il test della FFR nel 2018 [30] erano differenti da quelli presenti nel nuovo regolamento per la fornitura del 2021 [31].

In Tabella 9 è presente una comparazione tra i requisiti necessari per fornire il servizio di FFR (confronto relativo il vecchio ed il nuovo regolamento). È facilmente intuibile come nel nuovo regolamento siano state inserite più soglie di attivazione, con tempo massimo di attivazione (FAT) differente. Inoltre, è stata introdotta una nuova modalità di supporto, che ha una durata minore rispetto al vecchio regolamento e presenta un limite di derampa. Il periodo di servizio è rimasto invariato; dopo la prima attivazione, l'impianto deve nuovamente essere disponibile entro 15 minuti.

Tabella 9. Livelli e tempi massimi di attivazione del servizio FFR in Norvegia (2021)

Anno	Livello di frequenza di attivazione	Tempo massimo di attivazione (FAT)	Durata	Periodo di servizio[44]
2018	$49{,}6\ \text{Hz}$	$2\ \text{s}$	$30\ \text{s}$ (con sfida per alcune tecnologie di estendere la durata ad $1\ \text{minuto}$)	$15\ \text{minuti}$. Dopo la prima attivazione l'impianto deve essere nuovamente in grado di fornire pienamente il servizio.
2021	$49{,}5\ \text{Hz}$	$0{,}7\ \text{s}$	-Supporto breve: $5\ \text{s}$ con derampa $20\%/\text{s}$; -Supporto lungo: $30\ \text{s}$ senza limiti di derampa. È possibile interrompere la fornitura anche istantaneamente.	$15\ \text{minuti}$. Dopo la prima attivazione l'impianto deve essere nuovamente in grado di fornire pienamente il servizio.
	$49{,}6\ \text{Hz}$	$1\ \text{s}$		
	$49{,}7\ \text{Hz}$	$1{,}3\ \text{s}$		

[44] Descrizione del Periodo di servizio al paragrafo 4.6

Infine, in Figura 22 [31] vengono mostrate le tempistiche di attivazione inerenti il nuovo regolamento. Risulta necessario evidenziare come la parte finale della curva in Figura 22 sia relativa al solo supporto breve, questo perché nel supporto lungo non vi sono limiti, come descritto in Tabella 9.

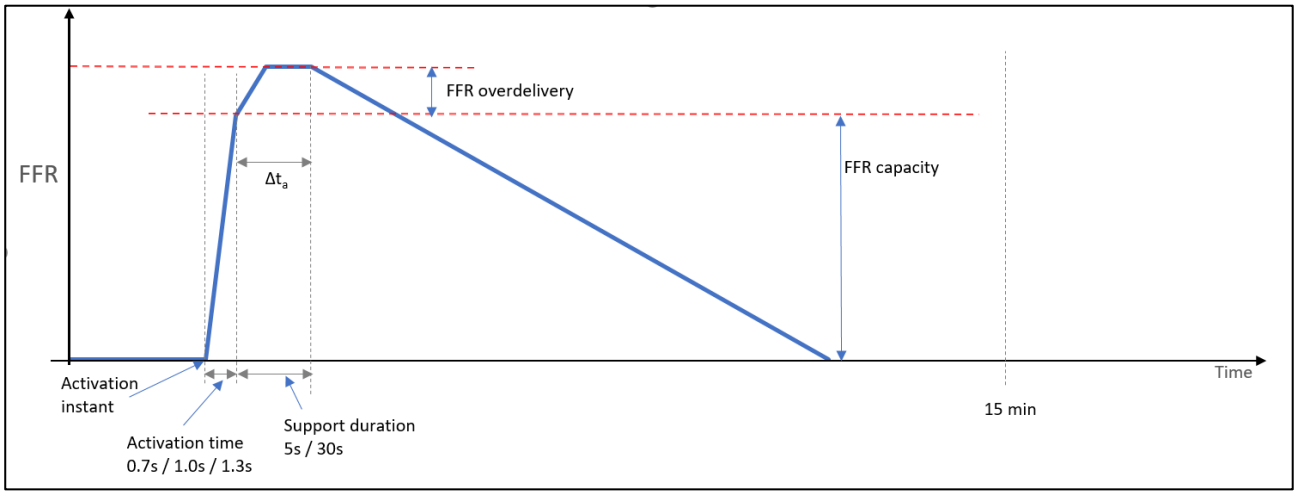

Figura 22. Tempistiche di attivazione e periodo di servizio FFR in Norvegia (2021). [31]

4.3. Gran Bretagna - National Grid ESO

National Grid ESO, TSO britannico, trasferisce l'elettricità ad alta tensione dalla fonte di generazione a uno dei quattordici gestori di reti di distribuzione del paese. Assicura che la Gran Bretagna abbia l'energia essenziale di cui ha bisogno, facendo in modo che l'offerta soddisfi la domanda ogni secondo di ogni giorno.

Tra i vari servizi per mantenere alta l'affidabilità del sistema elettrico, l'Electricity System Operator (ESO) attualmente fornisce la Firm Frequency Response (FFR) di tipo dinamico e non dinamico [33]. La risposta dinamica ha tre prodotti che includono primary e secondary response, ed una risposta dinamica ad alta frequenza chiamata high-frequency response. La risposta non dinamica viene invece attivata ad una certa soglia di frequenza.

Oltre a questi servizi già forniti in rete vi sono nuovi servizi in prova d'asta [33]. I prodotti sono Dynamic Low Static (DLS), servizio statico più veloce rispetto alla FFR, e Low Frequency Static (LFS), servizio uguale alla FFR dinamica, appartenenti entrambi al servizio Enhanced Frequency Response (EFR). Il servizio attualmente in prova, il DLS, è simile ad un mix della risposta dinamica fornita nella Firm Frequency Response. Il LFS corrisponde invece al servizio non dinamico di Firm Frequency Response, ma con una risposta più veloce ed un valore di frequenza di attivazione più basso.

Nei successivi paragrafi sarà dato spazio a maggiori dettagli, per cogliere meglio le principali caratteristiche dei servizi, in modo da poterli successivamente confrontare con il servizio di risposta in frequenza rapido fornito in Italia.

Firm Frequency Response - FFR

Il servizio attualmente attivo è la fornitura di risposta in frequenza costante (FFR-Firm Frequency Response [34]), che può fornire una risposta sia dinamica che non dinamica ai cambiamenti di frequenza.

La FFR dinamica è un servizio fornito continuamente per gestire le normali modifiche del sistema, istante per istante. Il prodotto minimo da fornire è di 1 MW, ma la capacità energetica da fornire varia in funzione della variazione di frequenza di rete. Il servizio può essere fornito da una singola unità o da più aggregati.

Le velocità di risposta dei servizi dinamici sono differenti, i fornitori possono offrire solo una tipologia di risposta oppure una combinazione dei tempi tra le tre risposte, le quali sono presentate in Tabella 10 [35].

Tabella 10. Risposta in frequenza FFR dinamica in Gran Bretagna

Servizio	Risposta	Tempo di attivazione della fornitura	Periodo di servizio[45]
FFR dinamica	Primary response	entro 10 s	20 s
	Secondary response	entro 30 s	30 minuti
	High frequency response	entro 10 s	sostenuta indefinitamente

45 Descrizione del Periodo di servizio al paragrafo 4.6

In Figura 23 è mostrata la risposta dinamica dei prodotti appartenenti alla Firm Frequency Response: è da sottolineare come la risposta della High frequency response sia negativa soltanto per ragioni visive.Tutti i servizi FFR dinamici risultano essere simmetrici, quindi possono fronire sia un contributo positivo che negativo.

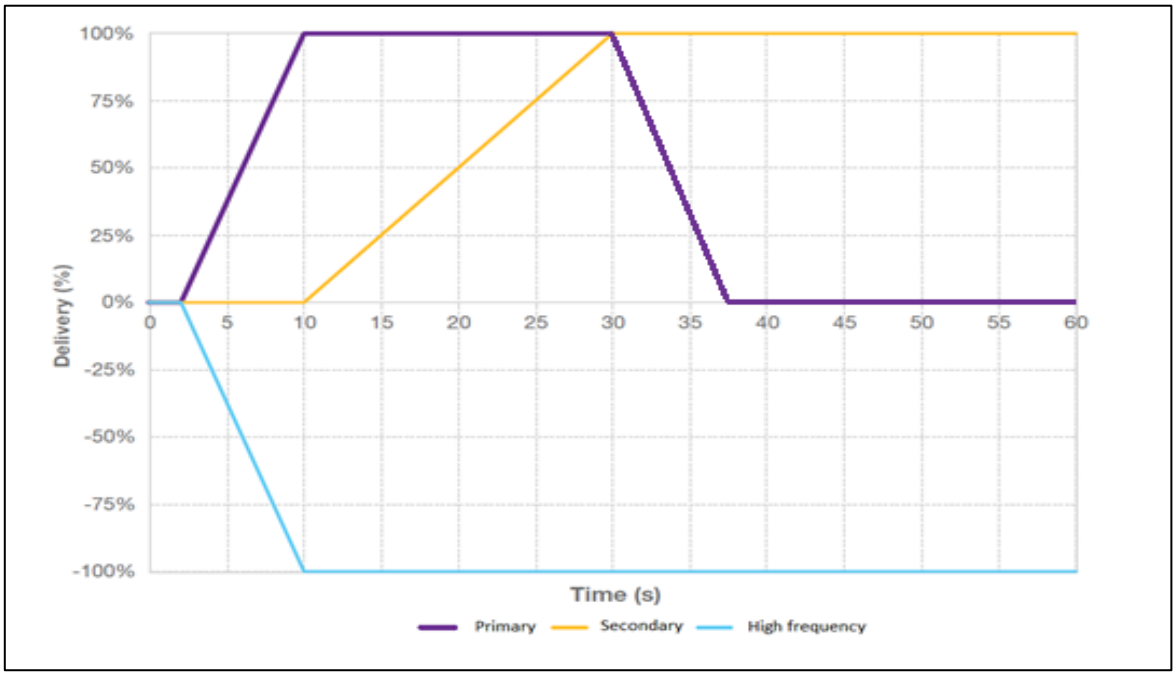

Figura 23. Dinamica dei prodotti FFR in Gran Bretagna.

La FFR non dinamica, ovvero statica, è un servizio attivato in caso di una variazione di frequenza ben definita, ovvero quando la frequenza si trova in una determinata banda di frequenza. L'attivazione deve essere settata nel range di frequenza 49,5 Hz-49,7 Hz per il periodo orario 23:00-07:00, e nel range 49,5 Hz-49,8 Hz per il periodo orario 07:00-23:00. Una rappresentazione dei range è mostrata in Figura 24.

La taglia minima per la fornitura del servizio è di 1 MW, che può essere fornita da una singola unità o da un aggregato. Il livello di capacità energetica varia in dipendenza del valore di frequenza della rete tramite l'utilizzo di un relè automatico.

In Tabella 11 sono definiti i tempi di attivazione e il periodo di fornitura della risposta non dinamica di FFR.

Tabella 11. Risposta in frequenza FFR non dinamica in Gran Bretagna.

Servizio	**Tempo di attivazione della fornitura**	**Periodo di servizio[46]**
FFR non dinamica	30 s	30 min

[46] Descrizione del Periodo di servizio al paragrafo 4.6

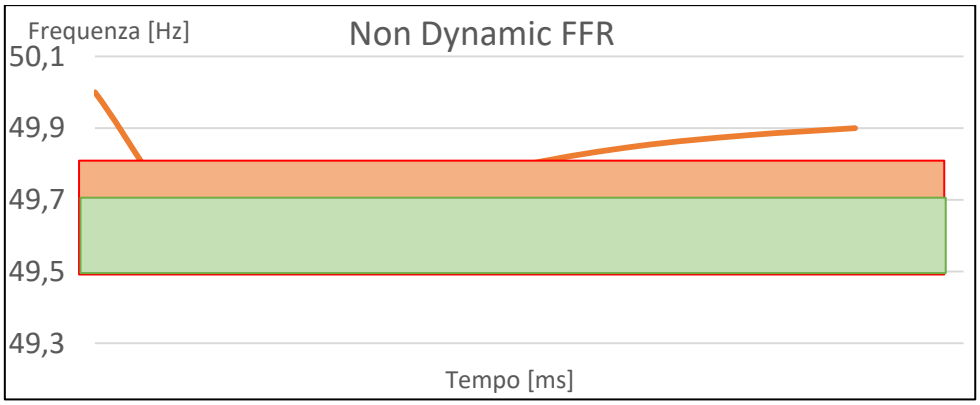

Figura 24. Attivazione Non Dynamic FFR: banda verde periodo 23:00-07:00; banda rossa periodo 07:00-23:00

Enhanced Frequency Response - Equivalente britannico della Fast Reserve

La National Grid ESO ha sviluppato nel 2018 una nuova tipologia di servizio che è ancora in fase di prova, questo è l'Enhanced Frequency Response (EFR) [36]. Anche in questo caso, come negli altri sistemi elettrici d'Europa, il servizio è nato per la necessità di compensare la riduzione di inerzia nel sistema elettrico, dovuto al rapido aumento di connessione alla rete di risorse da fonti rinnovabili che non forniscono inerzia "naturale" alla rete elettrica.

L'EFR è una tipologia di servizio a "salire" pensato in modo appropriato per fornitori con riserve energetiche limitate, come ad esempio sono i sistemi di accumulo.

Entrambi i servizi appartenenti alla EFR sono in prova d'asta. Vengono acquistati per mantenere la frequenza di rete il più possibile vicino al valore nominale di 50 Hz. Le caratteristiche dei prodotti sono descritte in Tabella 12 [36].

Tabella 12. Caratteristica dei prodotti LFS e DLS in Gran Bretagna.

Servizio	Livello trigger	Tempo di risposta	Periodo di servizio[47]
LFS	49,6 Hz	1 s	30 min
DLS	Servizio continuo	Vedi FFR dinamica [Tabella 10]	Vedi FFR dinamica [Tabella 10]

Il prodotto LFS ha dei profili di attivazione e disattivazione che sono rispettivamente monotonicamente crescenti e decrescenti, come illustrato in Figura 25 [37]. In aggiunta, il servizio ha una durata massima di 30 minuti, ma potrebbe anche essere richiesta una disattivazione anticipata.

L'attivazione di fornitura del servizio avviene tramite la lettura della frequenza da parte di un relè di monitoraggio della frequenza, oppure un componente equivalente, che deve comunque avere una tolleranza di errore massima di ±0,01 Hz.

Come è prevedibile, per ogni tipologia di servizio, vi è anche un vincolo di errore massimo nella fornitura di potenza: in pratica, è accettato un errore massimo pari al 2,5% della potenza attiva contrattualizzata.

[47] Descrizione del Periodo di servizio al paragrafo 4.6

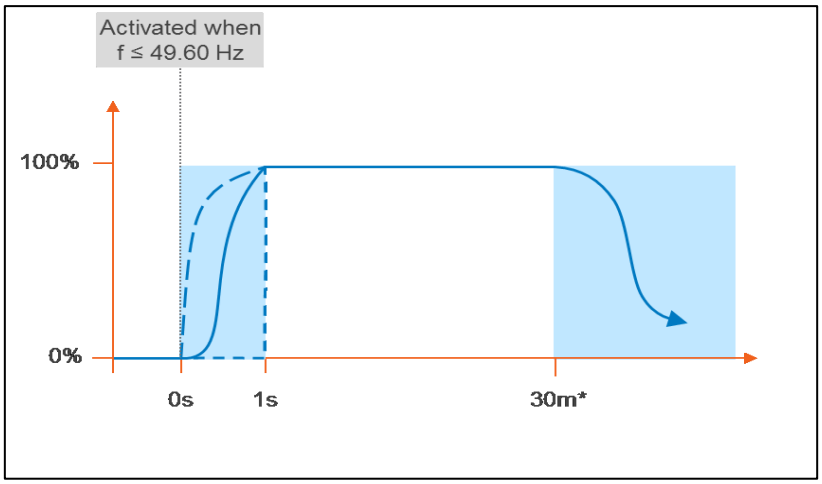

Figura 25. Prodotto Low Frequency Static del servizio Enhanced Frequency Response in Gran Bretagna. [37]

In Figura 26 [37] è illustrata la logica binaria che deve assumere il relè in funzione della frequenza di rete. In rosso è delineato il range di tolleranza massima per l'attivazione. In base alla lettura di frequenza, che è rappresentata dalla linea celeste, il relè passa da uno stato logico 0, dove non è fornita alcuna potenza, ad uno stato logico 1, dove si ha la fornitura del servizio. La variazione dello stato logico rispetta la tempistica di attivazione di 1 *s*, non deducibile dalla Figura 26; così come non è deducibile la risposta in frequenza dovuta all'attivazione del relè dalla Figura 26. Viene soltanto messa in mostra la variazione dello stato logico del relay.

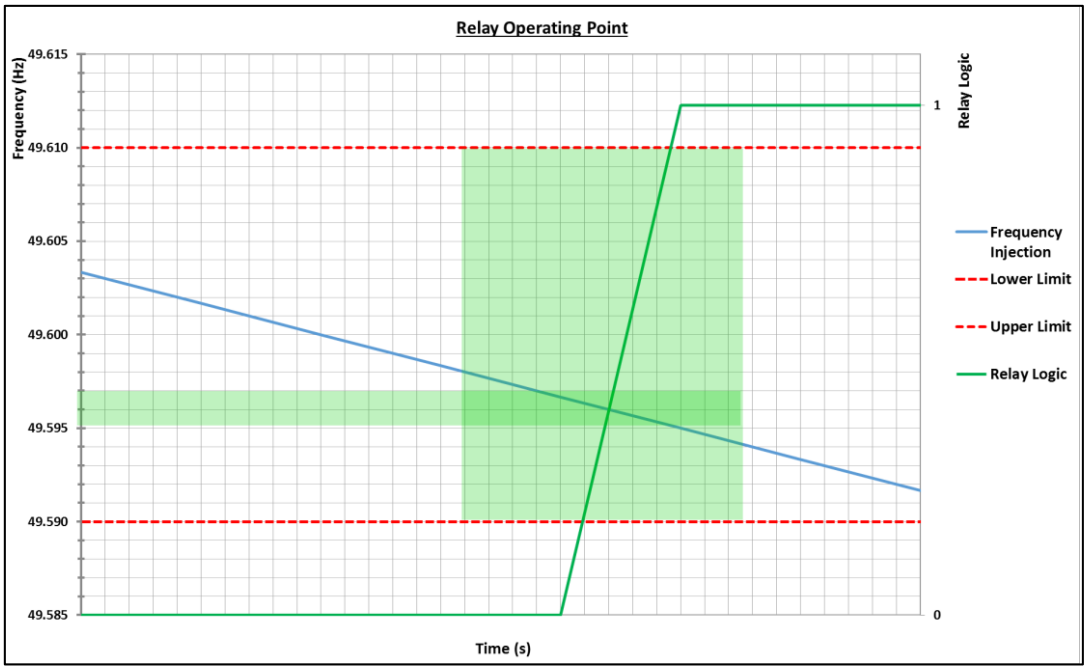

Figura 26. Operazione del Relay in funzione del segnale di frequenza per il servizio DC nel sistema elettrico inglese. [37]

Facendo riferimento al livello di trigger di attivazione, il prodotto LFS è pensato per compensare un eventuale guasto, oppure una richiesta energetica maggiore rispetto a quella disponibile. Questo è possibile intuirlo poiché il servizio viene attivato soltanto se la frequenza è al di sotto del valore nominale, ovvero in una modalità a salire. Quindi non è un servizio dove si si fornisce un bilanciamento simmetrico: ad esempio, non si disalimenta un carico se si ha un eccesso di frequenza rispetto alla nominale di rete.

4.3.1. Futuro dei servizi rapidi

Data la decrescita continua dell'inerzia del sistema elettrico britannico, sono necessari servizi rapidi attivabili nel range temporale dei secondi. L'idea del TSO britannico è di inserire più servizi dinamici e statici che

possano compensare le necessità future della rete elettrica, dovute all'aumento di risorse di produzione non programmabili per facilitare il processo di decarbonizzazione.

È in programma la sostituzione graduale dei prodotti del FFR con questi innovativi servizi, così da facilitare il processo di decarbonizzazione introducendo nuove tipologie di fonti energetiche [38].

Attraverso un aggiornamento datato 17 marzo 2021 [38], National Grid ESO ha annunciato che mira a lanciare due nuovi servizi utili alla regolazione della frequenza entro la fine di marzo 2022. I servizi in questione sono la Dynamic Regulation (DR) e la Dynamic Moderation (DM).

Inoltre, secondo il programma diramato da National Grid ESO, nell'agosto del 2021 verrà ufficializzata l'introduzione del servizio Dynamic Containment (DC), che sarà in grado di rispondere rapidamente agli squilibri di frequenza dopo una variazione di 0,2 Hz rispetto al valore nominale. Invece, i servizi Dynamic Moderation e Regulation avranno una attivazione per deviazioni di frequenza ancora più prossimi al valore nominale, come è visibile in Figura 27.

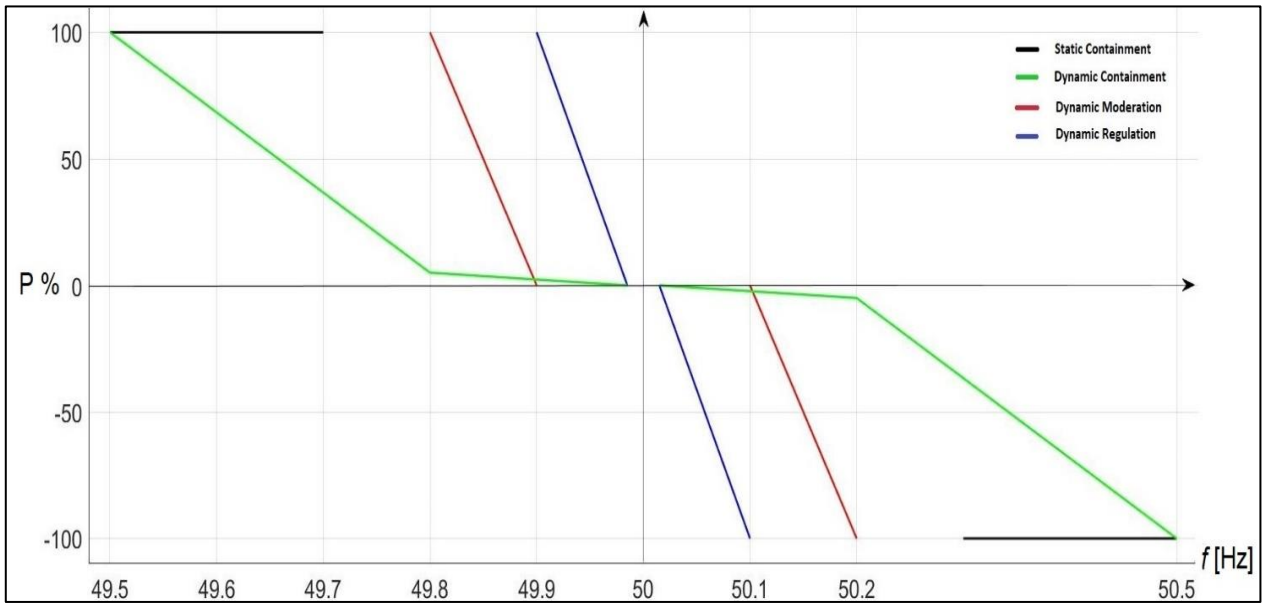

Figura 27.Servizi innovativi rapidi in Gran Bretagna.

Questi servizi, mostrati in Figura 27, verranno di seguito descritti più dettagliatamente.

Dynamic Containment

Il servizio Dynamic Containment (DC) [39], è un servizio innovativo nato per fornire un'immediata risposta all'esigenza di frequenza. Il DC è il primo tra i nuovi servizi che presenta un volume di capacità pari a $700\ \mathrm{MW}$, con un limite per le risorse senza monitoraggio in tempo reale che è di $300\ \mathrm{MW}$ [40].

La durata del servzio è di 20 minuti, mentre le specifiche di risposta, che devono essere completate entro 1 s (ma non più veloci di 0,5 s), sono indicate nella Tabella 13 [39] e mostrate in Figura 28 [39].

Tabella 13. Specifiche servizio DC in Gran Bretagna

Specifiche del servizio	Dettagli
Banda morta	0% nel range $\pm\,0{,}015\ \mathrm{Hz}$
Consegna lineare con bassa pendenza	$\pm 0{,}015\ \mathrm{Hz} - \pm 0{,}2\ \mathrm{Hz}\ (5\%)$
Consegna lineare	$\pm 0{,}2\ \mathrm{Hz}\ (5\%) - \pm 5\ \mathrm{Hz}\ (100\%)$

Generalmente la richiesta di high frequency response (decremento di potenza iniettata oppure attivazione di un carico) è minore della low frequency response (iniezione di maggiore potenza o riduzione di un carico), quindi ha senso gestire i due servizi in maniera separata. Avendo la possibilità di scegliere se abilitarsi in modo simmetrico oppure no, non si dovrà acquistare potenza da un fornitore in modalità simmetrica. Ciò risulta conveniente per i TSO perché dovranno garantire una minore remunerazione ed inoltre è un beneficio per i

detentori delle apparecchiature di generazione, poiché a volte non sono predisposte a fornire un servizio in modalità simmetrica.

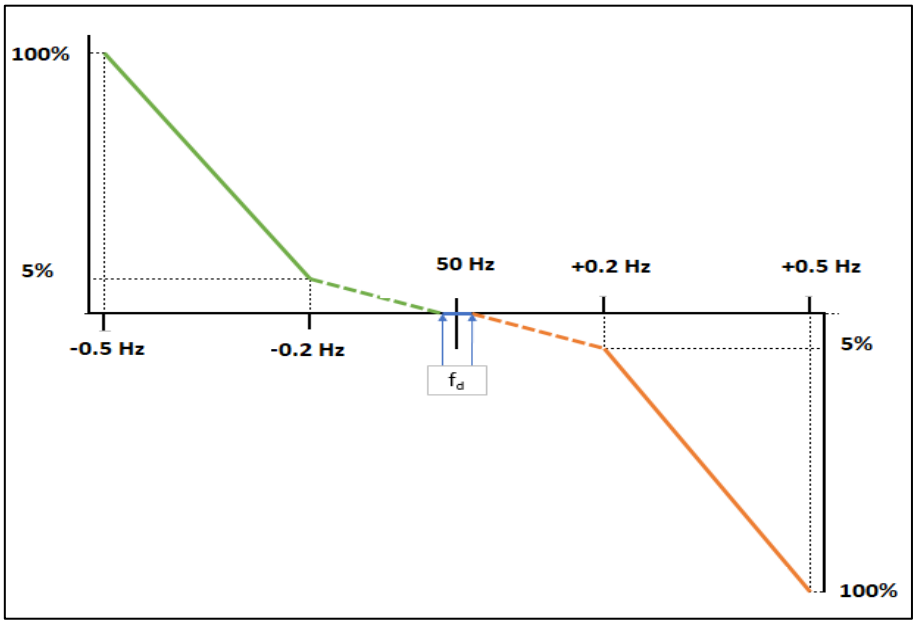

Figura 28. Servizio Dynamic Containment in Gran Bretagna. [39]

Dynamic Moderation, Dynamic Regulation e Static Containment

Il DR è un servizio simmetrico, ovvero nel quale si effettua una regolazione sia a "salire" che a "scendere", dove all'impianto non è richiesta una risposta veloce come in altri servizi. In più, la permanenza della fornitura è continua [41]: questo potrebbe risultare un limite per le diverse tecnologie esistenti. La tipologia di impianti più appropriata ad un servizio continuo potrebbe essere un parco composto da generatori sincroni.

Il DM, invece, è pure un servizio simmetrico, ma i fornitori devono dare una risposta proporzionale alla frequenza in tempi rapidi e la durata del servizio al massimo è pari a 20 minuti [41], il chè rende più semplice l'accesso a varie tipologie di impianti, anche se ha tempo di attivazione più stringente rispetto al DR.

Nella seguente Tabella 14 vengono definite le caratteristiche dei servizi DR e DM.

Tabella 14. Caratteristiche servizi DR e DM in Gran Bretagna.

Servizio	Range di lavoro	Tempo di attivazione	Periodo di servizio[48]
Dynamic Regulation	$\pm 0{,}015$ Hz a $\pm 0{,}1$ Hz	2 s	Continuo
Dynamic Moderation	$\pm 0{,}1$ Hz a $\pm 0{,}2$ Hz	0,5 s	20 minuti

Oltre ai tre prodotti dinamici sopra citati, National Grido ESO ha proposto nel 2019 un ulteriore prodotto, ovvero lo Static Containment (SC). Questo servizio non ha una fornitura di tipo simmetrico: il fornitore può decidere se fornire il servizio nella sola modalità a "salire" oppure a "scendere", ma può anche decidere di offrire entrambe. L'idea di questo servizio, analizzando le caratteristiche di attivazione, è quella di fornire un prodotto dando una risposta rapida per eventi di sbilanciamento rari.

Nella Tabella 15 vengono riportate le caratteristiche per la fornitura del servizio Static Containment.

[48] Descrizione del Periodo di servizio al paragrafo 4.6

Tabella 15. Caratteristiche servizio Static Containment in Gran Bretagna.

Range operazionale	Tempo di attivazione	Periodo di servizio[49]
$+0{,}3$ Hz a $+\ 0{,}5$ Hz	1 s	Da 20 a 30 minuti
$-0{,}3$ Hz a $-\ 0{,}5$ Hz	1 s	Da 20 a 30 minuti

4.4. Progetto S*ciurus* in Gran Bretagna

In Gran Bretagna nel 2015, è stato messo in mercato il primo componente di ricarica di tipo bidirezionale, ovvero abilitato alla fornitura del V2G [42].

Nei cinque anni successivi vi sono state continue evoluzioni ed aggiornamenti del dispositivo.

Tramite il coordinamento di diversi attori come l'Office for Low Emission Vehicles (OLEV) il Department for Business Energy and Industrial Strategy (BEIS), in collaborazione con Innovate UK, esperti in materia di energia, trasporti e sviluppo di infrastrutture, è iniziato nel 2018 il progetto *SCIURUS* [42] che contava soltanto pochissime unità installate in Gran Bretagna. Attualmente la situazione è cambiata, vi sono 325 unità V2G in Gran Bretagna.

L'attività di monitoraggio dei caricatori avviene attraverso una piattaforma intelligente, la quale è stata sviluppata dalla società Kaluza. L'app di monitoraggio viene utilizzata dai clienti di OVO Energy (DSO operante in Gran Bretagna) per:

- verificare l'import-export delle auto nel parcheggio;
- per avere la possibilità di impostare la modalità *ready by*, dove si garantisce un SOC minimo della batteria da avere ad un determinato orario;
- settare un range di carica della batteria ed eventualmente utilizzare la modalità *boost* nel caso vi fosse una rapida necessità di carica nel veicolo.

Un importante fattore nel mercato delle auto elettriche e, soprattutto per il sistema V2G, è il prezzo dei dispositivi di ricarica. Durante gli anni vi è stato un abbattimento di costo del componente hardware,come visibile in Figura 29, agli inizi il costo era intorno ai 17.000€+costo d'installazione, mentre ad oggi per un dispositivo di tipo monofase V2G il costo è nel range 3.500-4.500€. Ad esempio il componente sviluppato da INDRA ha un costo di circa 6.000€ con installazione inclusa [42].

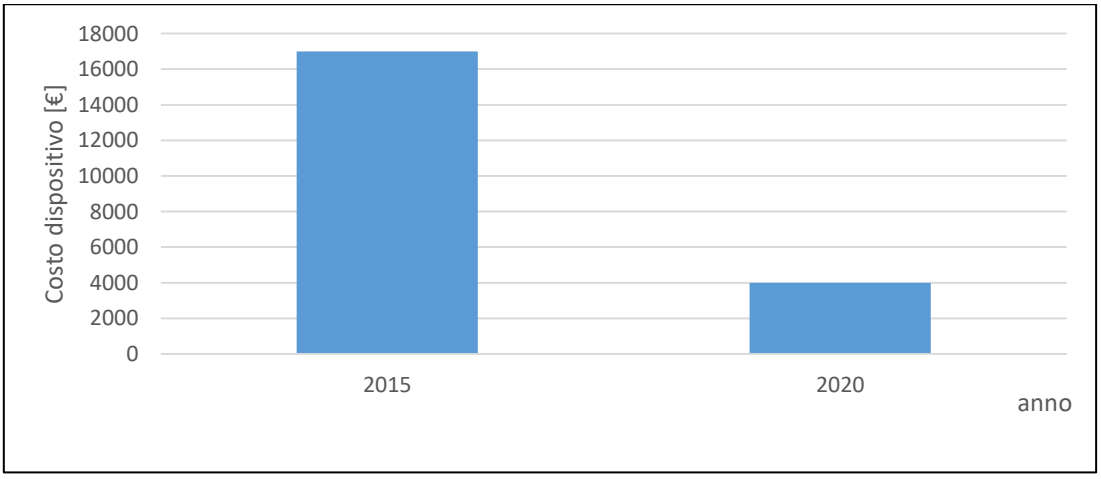

Figura 29. Variazione di prezzo del dispositivo di ricarica V2G nel mercato britannico.

Un altro rilevante elemento è la remunerazione che un caricatore V2G può fornire al proprietario del veicolo. Dai dati statistici, forniti nel progetto *SCIURUS*, si evince che i guidatori di veicoli elettrici attualmente hanno per il 30% della giornata il loro veicolo collegato al caricatore di casa, alcuni addirittura collegano il loro veicolo

[49] Descrizione del Periodo di servizio al paragrafo 4.6

ogni 2-3 giorni. Incentivando i consumatori ad effettuare il plug-in si è ottenuto un incremento di tempo del collegamento, in media si è raggiunto un valore attorno al 57% delle ore della giornata.

Il modello sviluppato da Cenex, organizzazione di ricerca tecnologica e di consulenza in Gran Bretagna, ha dimostrato che con le fonti di guadagno da V2G si ottiene un risparmio medio di 470 €/anno. Per confronto, Cenex afferma che lo *smart-charging*[50], invece, può apportare un guadagno medio di soli 200 €/anno.

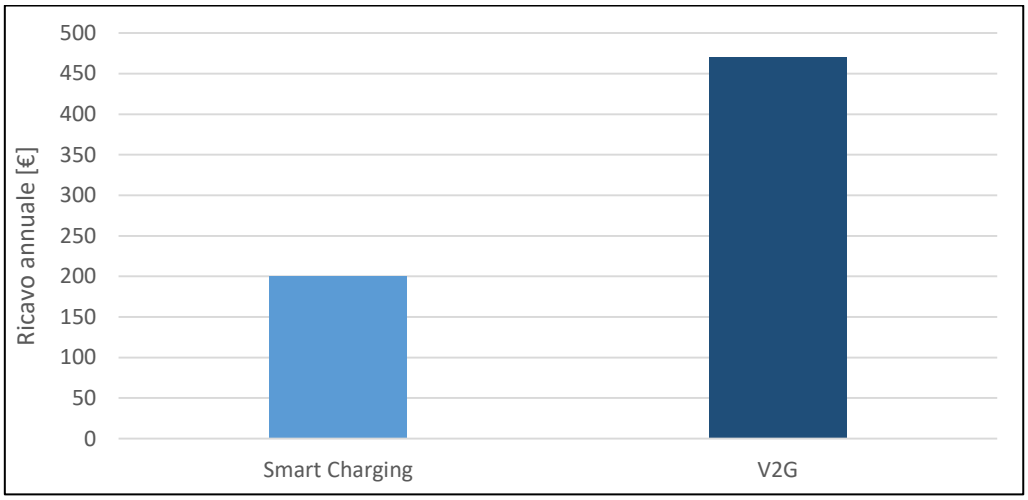

Figura 30. Ricavi medi annuali per Smart e V2G Charging stimati da Cenex per il mercato britannico.

Nella prova V2G i clienti sono stati pagati all'incirca 0,35 €/kWh per ogni kWh esportato, oppure 0,30 €/kWh se già il cliente è in possesso di un'altra tipologia di micro-generatori. In media ogni cliente ha ottenuto un guadagno lordo di 92 €/mese, il che significa un risparmio netto in bolletta di circa 35 €/mese, ovvero quasi 420 €/anno risparmiati [42].

Ciò che si prevede nei prossimi anni è una evoluzione continua delle tariffe; varieranno anche le tipologie di servizi forniti tramite V2G. Ma una cosa rimane certa: il servizio di flessibilità per la rete è una risorsa importante e necessaria. Il V2G potrebbe avere dei vantaggi significativi per la rete, soprattutto economici, rispetto allo Smart Charging, quindi questo comporterebbe una maggiore diffusione del V2G.

50 **Smart charging:** sistema di ricarica "intelligente" con cui incentivre i rifornimenti elettrici nelle ore e nelle zone più adatte, attraverso l'introduzione di segnali di prezzo o vincoli di quantità.

4.5. Altri paesi europei

Per avere una più ampia visione sono stati analizzati velocemente anche gli altri sistemi elettrici europei.

Entrando nel dettaglio dei servizi forniti alla rete, non sono ancora attivi dei servizi rapidi di frequenza. Data l'imminente rivoluzione delle fonti di generazione che saranno sempre più basate su fonti rinnovabili non programmabili, vi è la consapevolezza da parte dei vari TSO della necessità di introdurre nuove tecnologie per fornire inerzia in sostituzione a quella fornita da fonti di generazione che andranno a ridursi per via della decarbonizzazione.Tuttavia, si è anche a conoscenza del fatto che l'inerzia "naturale" non è una necessità da compensare nel breve termine. La conseguenza ovvia a questa consapevolezza sta generando un lento sviluppo del servizio nel continente europeo.

Spostando l'analisi sui vecoli elettrici ed in particolare sul servizio V2G, risultano diversi progetti attivi sul tema mobilità elettrica. Quasi tutti i TSO europei hanno avviato progetti sui servizi ancillari. Vi sono in atto una serie di test nelle varie reti elettriche per abilitare la tecnologia V2G alla fornitura di FCR, che sarebbe la riserva primaria in Italia, di aFFR, corrispondente alla regolazione secondaria, e la mFFR, equivalente alla riserva terziaria. Ciò che è attualmente noto dai progetti pilota è che il servizio mFFR fornito da V2G è ampiamente diffuso e tecnicamente realizzabile, invece, risulta meno utilizzata la bidirezionalità delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici per la fornitura di regolazione primaria e secondaria [7].

Tutti questi progetti attualmente attivi mirano ad individuare i limiti fisici e tecnologici per la fornitura dei vari servizi tramite aggregati. Inoltre, si vuole raggiungere una equa presenza delle varie tecnologie senza favorirne alcuna, quindi creare una parità di partecipazione al mercato per le diverse tipologie impiantistiche.

L'introduzione dei veicoli elettrici nella quotidianità della flessibilità di rete è sperimentata in tutte le sue articolazioni. Vari TSO, come Terna, TenneT e SwissGrid, stanno promuovendo dei processi di standardizzazione e dei protocolli ben definiti per poter dare la possibilità di aumentare massivamente le fonti di flessibilità della rete elettrica, il tutto effettuato tramite una interoperabilità tra i vari paesi con il fine di creare un sistema unico [7].

Dato che il numero di EVs in Europa è ancora trascurabile rispetto al numero totale di veicoli, risulta difficile prevedere i loro effetti ciò che realmente creeranno nel sistema. Tuttavia, alcuni TSO in cooperazione con aziende automotive, stanno studiando l'impatto che i veicoli elettrici avranno sulla rete elettrica. In particolare si vuole analizzare l'utilizzo delle infrastrutture di ricarica private e pubbliche ed individuare quali potrebbero essere gli scenari futuri. Alcuni dei progetti pilota attivi, con oggetto di studio l'impatto degli EVs, sono il progetto Cecovel, sviluppato in Spagna dal TSO Red electrica de Espana, ed il progetto del TSO sloveno Eles che ha creato una partnership con aziende di vetture elettriche [7].

4.6. Sintesi di confronto dei servizi rapidi in frequenza forniti in Europa

Il quadro dei servizi rapidi è stato effettuato nel paragrafo 4.1, dove è emerso che la maggiore necessità di questi servizi la si ha nei paesi dove vi è un largo insediamento di generazione da fonti rinnovabili, quindi dove vi è una carenza di "inerzia naturale" nella rete elettrica. In particolare, sono state evidenziate le macro aree dove vi è una necessità di attivazione nel breve termine, ovvero nei paesi nordici e nell'isola britannica. I servizi rapidi di frequenza sono già un tema molto discusso in questi due paesi. Attualmente sono in corso delle consultazioni sulla modalità di fornitura, ma alcuni servizi sono anche attivi e sotto test nelle rispettive reti elettriche.

Si è deciso di effettuare un confronto delle caratteristiche tra il servizio rapido italiano, il servizio di FFR fornito in Norvegia ed i servizi in via di sviluppo in Gran Bretagna per ovviare al problema relativo l'inerzia "naturale". Di seguito le principali caratteristiche dei servizi sono state descritte e riassunte in Tabella 16, questo per poter avere una chiara visione su ciò che sono attualmente e ciò che saranno in futuro i prodotti rapidi di frequenza.

Tabella 16. Confronto dei servizi rapidi di frequenza.

PAESE	PRODOTTO	FAT	f di attivazione	TIPOLOGIA DI RISPOSTA	DURATA	PERIODO DI SERVIZIO [51]
GB	Static Containment	1 s	Range $[\pm 0{,}3\text{Hz}; \pm 0{,}5\text{Hz}]$	Potenza fissa al max valore	-	Continuo
	Dynamic Regulation	2 s	Range $[\pm 0{,}015\text{Hz}; \pm 0{,}1\text{Hz}]$	Deviazione lineare e Potenza fissa al max valore	-	Continuo
	Dynamic Moderation	0,5 s	Range $[\pm 0{,}1\text{Hz}; \pm 0{,}2\text{Hz}]$	Deviazione lineare e Potenza fissa al max valore	-	20 minuti
	Dynamic Containment	1 s	Primo range $[\pm 0{,}015\text{Hz}; \pm 0{,}2\text{Hz}]$ Secondo range $[\pm 0{,}2\text{Hz}; \pm 0{,}5\text{Hz}]$	Deviazione lineare: da $0\% - 5\%$ di P nel primo range; Deviazione lineare da $5\% - 100\%$ di P nel secondo range e Potenza fissa al max valore	-	20 minuti
NOR	FFR1	0,7 s	49,5Hz	Potenza fissa	Long: 30 s senza limiti di derampa Short: 5 s con derampa lineare $20\%/s$	15 minuti
	FFR2	1 s	49,6Hz	Potenza fissa		15 minuti
	FFR3	1,3 s	49,7Hz	Potenza fissa		15 minuti
IT	Fast Reserve	1 s	Deviazione lineare nel range $[\pm(0{,}005; 0{,}5\text{Hz}); \pm 1\text{Hz}]$ $100\%P$ continua con $\lvert f \rvert > 50\text{Hz} \pm 1\text{Hz}$	Deviazione lineare e Potenza fissa al max valore	30 s con derampa lineare con durata massima di 5 minuti	15 minuti

Un confronto grafico è illustrato in Figura 31[52] e descritto nei paragrafi successivi.

[51] Descrizione del Periodo di servizio al paragrafo 4.6

[52] In figura il servizio Fast Reserve (FR) fornito in Italia è raffigurato nella sola modalità a salire per necessità grafiche, in realtà la modalità di fornitura è simmetrica.

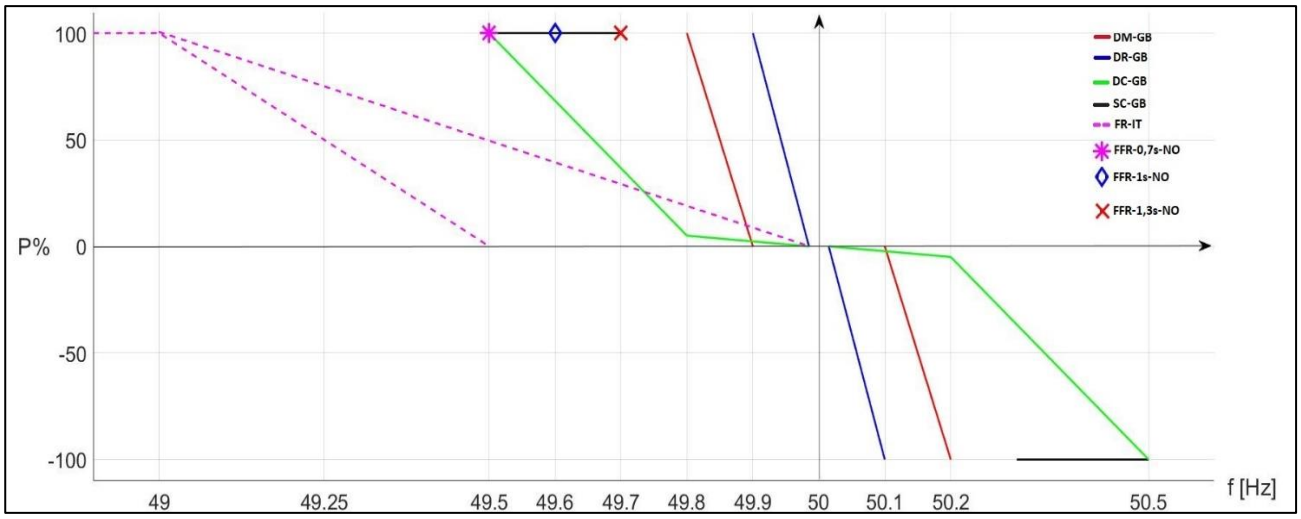

Figura 31. Confronto dei servizi rapidi di frequenza in Europa

Tempo di attivazione

Come è possibile vedere in Tabella 16, risulta che le tempistiche di attivazione sono pressoché simili: il massimo valore di FAT[53] è di 2 s, ma la maggior parte degli altri servizi ha una valore di FAT intorno ad 1 s. Questa tempistica di attivazione veloce è la caratteristica da cui prende nome il servizio in Italia, ovvero Fast Reserve oppure Ultra-Rapida.

Modalità di fornitura

In Gran Bretagna nel futuro vedremo tre servizi in modalità dinamica, ovvero con una deviazione della potenza proporzionale alla variazione di frequenza. Questi servizi sono la Dynamic Regulation (DR), Dynamic Moderation (DM) e Dynamic Containment (DC), le cui modalità di fornitura sono di seguito descritte ed illustrate in Figura 31.

Come è possibile intuire dalla Tabella 16 il servizio DR è fornito quando si ha una variazione della frequenza rispetto alla nominale che è nel range [±0,015Hz;±0,1Hz]. La potenza immessa o prelevata dalla rete sarà direttamente proporzionale alla deviazione di frequenza. Quindi si parte da una potenza nulla nell'istante in cui si raggiunge il set-point ±0,015Hz, fino ad arrivare linearmente al 100% della potenza abilitata quando si misura una frequenza di ±0,1Hz.

La Dynamic Moderation è un servizio che si attiva quando si raggiunge una variazione di frequenza di ±0,1Hz rispetto al valore nominale di 50 Hz. Da questo valore in poi, la potenza immessa o prelevata cresce linearmente fino a che non si ha una lettura di ±0,2Hz, dove si offre alla rete la massima potenza disponibile per il quale si è ottenuta l'abilitazione.

Il servizio DC, anch'esso descritto nella Tabella 16, ha un più ampio range operazionale. È caratterizzato da tre set-point che definiscono rispettivamente:

- il valore di deviazione di frequenza per il quale si ha l'attivazione del servizio, ovvero ±0,015Hz (primo set-point);
- dal primo set-point fino al secondo, pari a ±0,2Hz, si ha una immissione o prelievo di potenza che varia in modo lineare da 0% di potenza fino a 5% di potenza;
- dal secondo set-point fino al terzo (pari a ±0,5Hz) si ha un andamento lineare che parte da un valore pari a 5% di potenza sino al 100% di potenza in corrispondenza dell'ultimo set-point.

Infine, in Gran Bretagna vi è anche un servizio statico, lo Static Containment (SC), dove si dovrà garantire una fornitura di potenza costante non appena la frequenza varia nel range [±0,3Hz;±0,5Hz].

53 **FAT:** Full Activation Time, tempo entro il quale deve essere garantita la potenza richiesta.

In Norvegia la fornitura avviene a piena potenza con tempistiche di attivazione decrescenti al diminuire della frequenza di rete. Si hanno in particolare tre prodotti per il quale si può ottenere l'abilitazione. Sono caratterizzati da FAT differenti e da valori di frequenza di attivazione differenti. La fornitura, quando è richiesta, deve avvenire alla piena potenza per la quale si ha l'abilitazione, quindi a differenza dei servizi britannici, non si ha una immissione in modalità proporzionale alla variazione di frequenza. Nota importante del servizio norvegese è la sola fornitura nella modalità a salire, quindi o tramite immissione di potenza oppure tramite disattivazione di un carico.

Invece, in Italia si evidenzano due modalità di fornitura, di cui soltanto una è riportata qui per il confronto perché ha caratteristiche più simili ai servizi forniti negli altri paesi europei. Questa è caratterizzata da una fornitura lineare che inizia in un range, definito da Terna, tra [±0,005 Hz;±0,5 Hz], dove si ha l'attivazione del servizio in modalità lineare, sino a ±1 Hz. Da questo valore di deviazione di frequenza in poi, quindi per valori inferiori o superiori di frequenza, si fornisce potenza in modo continuo pari al 100% della potenza abilitata. È una modalità totalmente differente rispetto agli altri due paesi, poiché il valore di attivazione viene scelto dal TSO e la fornitura lineare arriva a scostamenti di frequenza elevati rispetto agli altri servizi di confronto.

Durata del servizio

La durata del servizio è definita soltanto per il sistema elettrico norvegese ed italiano. Tuttavia, è possibile che nel breve futuro verrà inserito anche questo vincolo nei servizi forniti in Gran Bretagna, dato che i quattro servizi sono ancora in fase di consultazione.

Nella Fast Reserve, il servizio rapido di frequenza italiano, la durata massima è pari a 30 s ed è seguita da una riduzione lineare che ha durata limite di 5 minuti.

Invece, in Norvegia si hanno due tipologie di fornitura con durata differente: il fornitore deve definire quale vuole offrire prima di ottenere l'abilitazione. Le durate dei servizi precedentemente contemplate sono le due seguenti:

- Long duration, dove si ha una fornitura di durata massima 30 s e senza limiti di riduzione lineare, ovvero è possibile anche decrementare la potenza immessa istantaneamente;
- Short duration, nel quale la durata è di 5 s ed ha un vincolo di risuzione lineare imposta pari a 20%/s .

Probabilmente, la possibilità di scelta tra una durata del servizio oppure un'altra da parte dell'operatore è dettata dalla tecnologia utilizzata. A livello di impatto sulla risposta in frequenza, sicuramente sarà più conveniente per il gestore di rete avere più operatori che forniscano un servizio "long duration", questo poiché si ridurrebbe la necessità di nuovi interventi da parte di altri operatori e perché, dando un contributo per maggiore tempo con una potenza elevata e senza limiti di riduzione lineare, l'impatto sulla ristabilizzazione della frequenza sarà maggiore

Periodo di servizio

Altra importante nota caratteristica dei servizi forniti alla rete è il periodo di servizio, ovvero il periodo entro il quale i fornitori devono essere in grado nuovamente di offrire a pieno regime il servizio. Entro questo arco temporale l'impianto di fornitura deve fare in modo di possedere la capacità energetica necessaria ad una nuova fornitura.

È possibile notare dalla Tabella 16 come in Gran Bretagna vi saranno due servizi che dovranno essere forniti in modalità continua, ed altri due che hanno un periodo di servizio pari a 20 minuti.

Negli altri due paesi scelti per il confronto, come si può notare in **Errore. L'origine riferimento non è stata rovata.**, il periodo di servizio non si discosta molto da quello inglese. Il valore temporale del periodo di servizio in Italia e Norvegia è di 15 minuti.

Considerazioni

È facile intuire come, data la maggiore necessità del servizio rapido di frequenza, i servizi ai sistemi elettrici britannico e norvegese risultano più complessi ed articolati rispetto alla attuale situazione del servizio presente in Italia. Le strutture del servizio, nei due sistemi con maggiore necessità, risultano completamente diverse in

modalità. In Gran Bretagna la fornitura dei servizi dinamici e statici avviene sia nella modalità a salire sia a scendere, mentre, in Norvegia ed in Italia il servizio rapido in frequenza avviene nella sola modalità a salire.

Le tempistiche di attivazione sono pressochè simili: questo evidenzia come il servizio sia univoco e le necessità siano identiche. In Gran Bretagna la compensazione alla mancanza d'inerzia nel sistema elettrico verrà fornita attraverso più servizi, i quali sono per lo più in modalità dinamica. Invece, in Norvegia si ha anche più di un servizio, ma con fornitura di potenza costante quindi in modalità statica. In Italia invece si ha un solo servizio che è un mix tra la fornitura in modalità dinamica e statica, poiché per basse deviazioni di frequenza la fornitura è dinamica, fino a chè non si raggiunge un certo set-point di frequenza dove vi è uno switch in modalità statica.

In un futuro è possibile una variazione del servizio in Italia, è probabile una introduzione di più prodotti rapidi di frequenza. Si ricorda però che attualmente non vi è la necessità del sistema elettrico italiano di questo prodotto rapido, quindi un eventuale cambiamento non sarà attuato nel breve termine.

5. ANALISI TECNICA E DI MERCATO DEI DISPOSITIVI DI RICARICA IN COMMERCIO

Per meglio simulare il caso studio presentato nel successivo capitolo, si è svolta una ricerca dei componenti utili alla fornitura del servizio V2G. Svolgendo una analisi di mercato dei dispositivi di ricarica attualmente in commercio in Europa che possiedono una connessione di tipo DC, si evidenzia che su 59 prodotti analizzati a livello europeo soltanto 9 sono abilitati alla fornitura del V2G.

5.1. Descrizione degli standard dei connettori

Per avere una più ampia visione della tipologia di connettori installati nelle infrastrutture di ricarica, sono descritti brevemente i connettori di tipo CHAdeMO, CCS (Combined Charging System) ed AC Type 2.

Lo standard CHAdeMO è uno standard che permette la ricarica rapida in DC e lenta in AC, inoltre permette il V2G, attraverso due connettori diversi all'interno dello stesso dispositivo di ricarica. Questo standard è stato introdotto in Giappone una decina di anni fa: difatti, queste tipologie di connettori sono maggiormente presenti all'interno dei veicoli di produttori asiatici [43].

Figura 32. Connettore CHAdeMO

Lo standard di connessione CCS consente con un unico connettore di ricaricare il veicolo sia rapidamente in DC, sia lentamente in AC. Questo non permette il V2G. Nel 2013 è stato definito come standard europeo, infatti è largamente utilizzato dalle case produttrici dello stesso continente [43].

Figura 33. Connettore CCS

Il connettore AC Type 2, che non permette il V2G, viene spesso denominanto *mennekes*, in riferimento alla società che lo ha sviluppato. È stato progettato nel 2009 e nel 2013 è stato dichiarato come standard europeo insieme al CCS. Dal 2015 sostituisce i precedenti connettori utilizzati per la ricarica in AC. Questa tipologia di connettore viene molto utilizzata nei veicoli Tesla europei [44].

Figura 34. Connettore AC Type 2

5.2. Categorizzazione dei dispositivi di ricarica

È stata effettuata una categorizzazione delle infrastrutture di ricarica in base alla potenza erogata, come viene definito in Tabella 17. Al variare della potenza varia anche la tipologia di connessione (ovvero può essere monofase o trifase), variano il peso e le dimensioni dei componenti, varia anche la tipologia di utilizzatori. Principalmente, più alte sono le potenze in gioco più è facile che si tratti di infrastrutture adibite alla ricarica dei veicoli pesanti, come ad esempio bus, camion, ecc. È inoltre possibile visualizzare chiaramente in Figura 35 come tra i dispositivi analizzati, gli Slow sono principalmente standardizzati CHAdeMO, mentre nelle altre categorie di potenza abbiamo più o meno una equa suddivisione degli standard adottati. Da precisare che l'analisi è stata svolta con un principio di ricerca basato sulla fornitura in DC, perché attualmente è l'unica modalità in grado di gestire flussi di corrente bidirezionali. Quindi eventuali componenti appartenenti alle categorie sotto descritte, ma standardizzati soltanto in AC, non sono stati oggeto di analisi.

Tabella 17. Categorie dei dispositivi di ricarica.

CATEGORIA	POTENZA EROGATA
Slow Chargers	$P \leq 7{,}4\ kW$
Quick Chargers	$7{,}4\ kW < P \leq 22\ kW$
Fast Chargers	$22\ kW < P \leq 50\ kW$
Ultra-Fast Chargers	$50\ kW < P \leq 350\ kW$

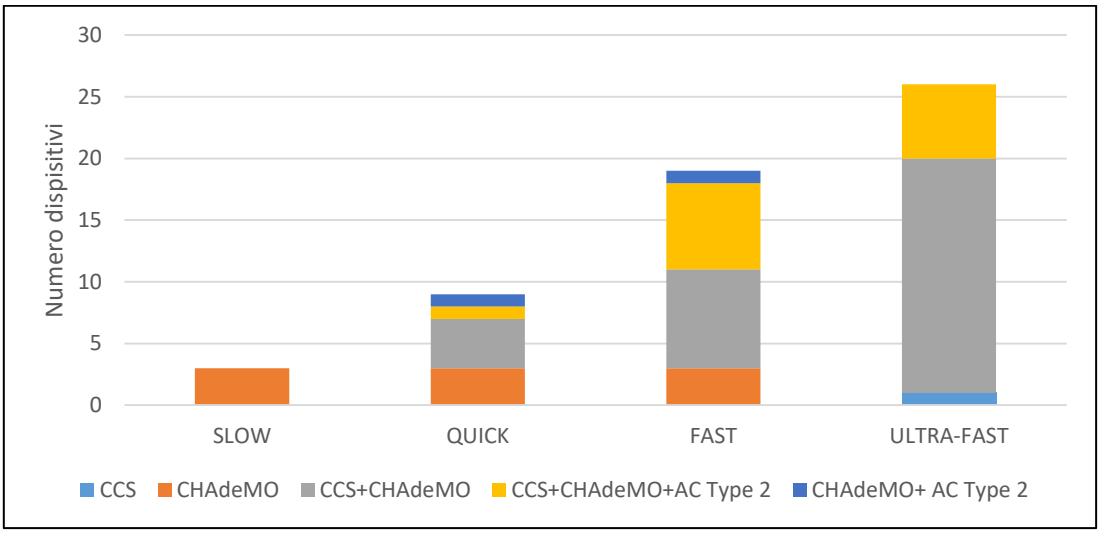

Figura 35. Analisi di categorizzazione dei dispositivi analizzati.

5.3. Dimensioni fisiche dei componenti e caratteristiche tecniche

I dispositivi Slow Chargers, essendo a bassa potenza, hanno una connessione alla rete elettrica di tipo monofase. Le altre categorie di dispositivi hanno invece una connessione con la rete di tipo trifase perché erogano potenze maggiori.

All'aumentare della potenza erogata dal dispositivo cambiano notevolmente le sue dimensioni. Tra i modelli analizzati quello con peso minore appartiene alla categoria Slow Chargers ed ha un peso di 22 kg: principalmente, questi componenti con basso peso vengono connessi a muro. Invece, il componente con peso maggiore appartiene alla categoria Ultra-Fast, raggiunge il peso di 1004 kg e l'installazione avviene a pavimento.

Ovviamente, oltre a cambiare il peso dei dispositivi variano le dimensioni fisiche. Il dispositivo con la minima taglia è uno Slow Chargers attualmente non in mercato. Il produttore ha definito le dimensioni del prodotto pari a [350 (H) x 350 (L) x 150 (P) mm], quindi un volume di circa $18\ \mathrm{dm}^3$. All'opposto, il dispositivo con dimensioni maggiori è di tipo Ultra-Fast e le sue dimensioni sono [2159 (H) x 800 (L) x 800 (P) mm], equivalenti a circa $1382\ \mathrm{dm}^3$.

Nota caratteristica dei dispositivi è anche la temperatura operativa a cui possono essere sottoposti. Le temperature minime si aggirano nei valori di -35°C/0°C, mentre le massime attorno a +40°C/+65°C.

Lo standard di protezione inserito nel IEC 60529, ovvero il grado di protezione IP (International Protection) contro l'intrusione di particelle solide e l'accesso di liquidi, è una caratteristica importante per questi componenti poiché molti di loro verranno installati in luoghi pubblici ed all'aperto. Basandosi sui dati tecnici dei dispositivi visionati, i modelli dove è stato possibile ricavare il grado di protezione sono in totale 49 su 59. Ciò che si ottiene è accessibile nella Figura 36, è facilmente intuibile che il grado di protezione più diffuso per questi dispositivi di ricarica è l'IP 54, con il quale non è garantita la totale protezione dalla polvere, questo significa che alcune polveri potrebbero causare problemi solo di ordine estetico ma non pregiudicando il corretto funzionamento del dispositivo. Utilizzando il grado di protezione IP 54 il dispositivo risulta protetto da spruzzi d'acqua che provengono da qualsiasi direzione. Quindi l'installazione potrebbe avvenire in dei posti riparati come portici, tettoie, pensiline, oppure per avere maggiore protezione in dei garage.

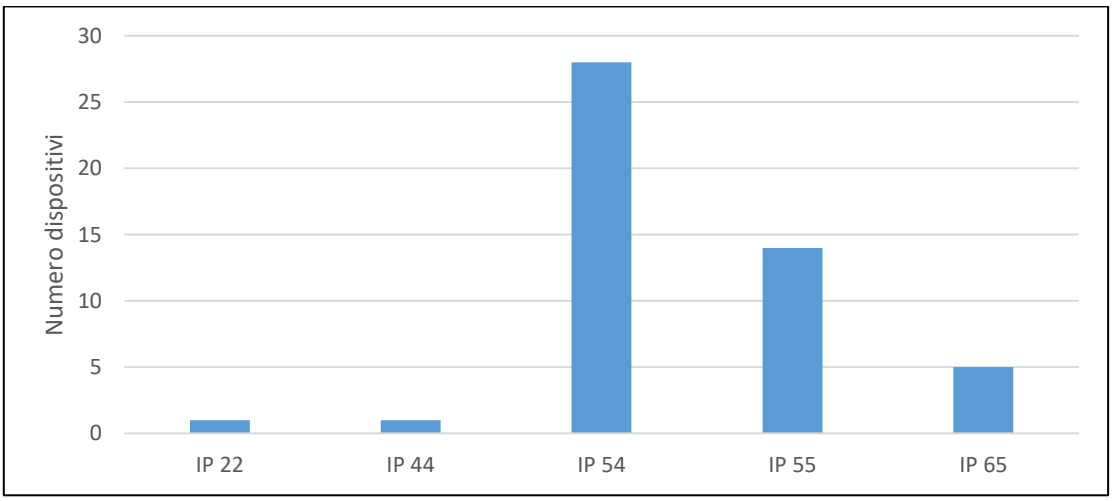

Figura 36.Standard IP diffusi nei caricatori con standard CHAdeMO.

Dai dati raccolti, mostrati in Figura 37, si evince come l'efficienza dei dispositivi è sempre superiore al 90%. In media, considerando che non per tutti i dispositivi è disponibile il valore di efficienza ma lo è per ben 41 su 59, si ottiene un valore medio di efficienza pari al 94%. A questo dato si aggiunge il fattore di potenza dei dispositivi che è sempre superiore a 0,95, come illustrato nella Figura 38. Facendo una media sui dispositivi che hanno reso nota questa caratteristica, ovvero 36 su 59, si ha un valore medio del fattore di potenza pari a 0,98.

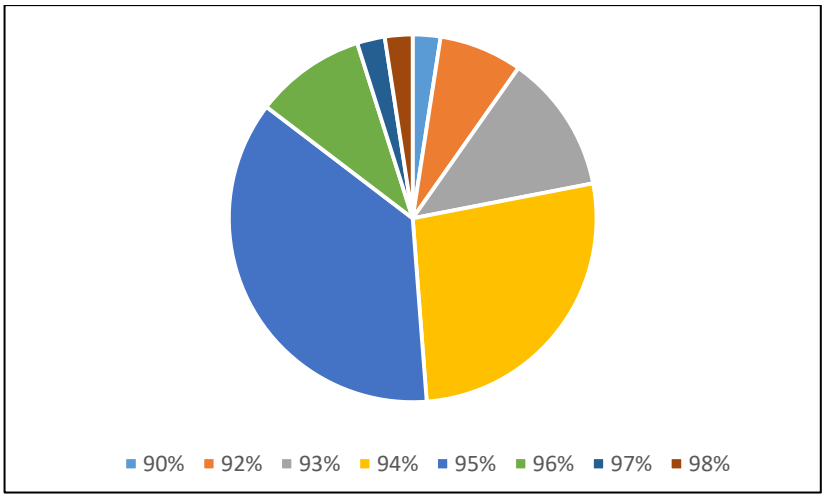

Figura 37. Efficienza dei dispositivi CHAdeMO analizzati.

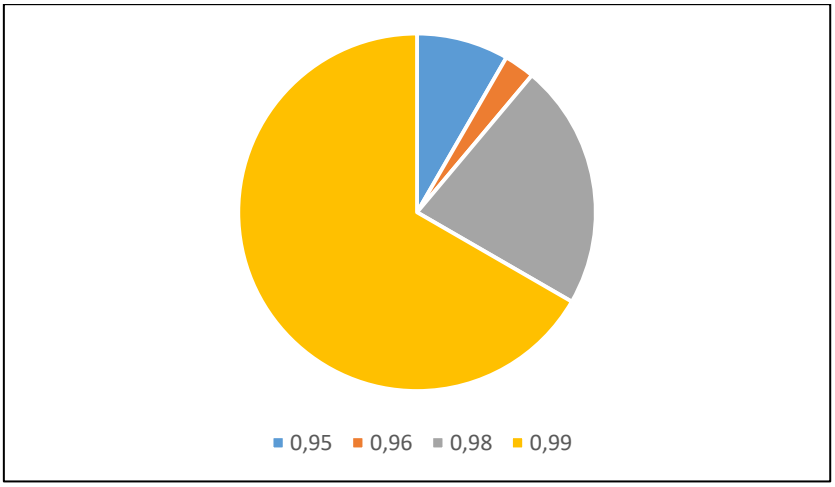

Figura 38. Fattore di potenza dei dispositivi CHAdeMO.

Il protocollo di comunicazione maggiormente utilizzato tra i dispositivi hardware e software analizzati è l'OCPP (Open Charge Point Protocol). Questo standard mira a rendere facile ed accessibile la comunicazione tra i dispositivi di ricarica e i veicoli. Introdotto nel 2009, durante gli anni ha subito diversi cambiamenti volti ad aggiornare e migliorare la comunicazione [43]. Nei prossimi anni si prevedono dei cambiamenti riguardanti il protocollo di comunicazione: probabilmente verrà sviluppato un protocollo di comunicazione univoco a livello internazionale. A tal proposito, è stato avviato lo sviluppo della norma IEC 63110 dedicata alla definizione di un protocollo standard per la comunicazione delle attività di carica e scarica dei veicoli elettrici [43]. Inoltre, a livello nazionale, nel settembre 2020 ARERA ha commissionato al Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) di individuare le specifiche tecniche che devono possedere i dispositivi ed i misuratori installati nei punti di ricarica che parteciperanno al Mercato dei Servizi di Dispacciamento [43].

I metodi di autenticazione più diffusi tra i componenti analizzati sono RFID (Radio Frequency Identification), app per smartphone o eventualmente pagamenti contactless, principalmente realizzati dai costruttori dei dispositivi di ricarica oppure su commissione, ed infine i pannelli di interfaccia con l'utente direttamente installati sulla colonnina dove è possibile pagare con carta di credito.

Un altro importante aspetto dei dispositivi è la possibilità di connessione alla rete dati. I metodi comunemente utilizzati sono la connessione Ethernet, le reti 3G e 4G. La connessione alla rete dati è un importante caratteristica per rendere "smart" i dispositivi. Inoltre, una connessione adeguata renderebbe la fornitura dei servizi abilitati al V2G molto più veloce, quindi senza rischio di incorrere in penali dovute ad un ritardo di esecuzione.

5.4. Mercato dei componenti V2G

Nell'analisi di mercato svolta da ARERA nell'aprile 2021 [43], dove sono stati censiti 225 modelli di dispositivi italiani, si evidenziano soltanto due dispositivi V2G nel mercato italiano, mentre nel mercato internazionale sono presenti più elementi.

I prezzi di acquisto dei dispositivi bidirezionali sono 4/5 volte più alti rispetto alle colonnine di ricarica monodirezionali [45]. Il numero di veicoli abilitati a fornire il servizio V2G ad oggi sono ben pochi e questo è un fattore limitante per la rapida evoluzione della ricarica di tipo bidirezionale. Il fattore fondamentale che rallenta lo sviluppo di questa innovativa tecnologia è la mancanza di una normativa tecnica che definisca la tipologia di comunicazione tra il dispositivo di ricarica ed il veicolo. A questo proposito, per la fine del 2021 è prevista la pubblicazione dello standard ISO 15118-20, requisito essenziale per un maggiore sviluppo delle infrastrutture necessarie. La definizione di questo standard porterà certamente ad un aumento di sviluppo dei software di controllo, sicuramente seguito dalla introduzione nel mercato di molti più dispositivi e veicoli abilitati al V2G. Alcuni attori operanti nella mobilità elettrica, come ad esempio CHARIN (l'ente che definisce e gestisce lo standard CCS), prevedono che il V2G completo non potrà arrivare prima del 2024-2025 [46]. CHARIN afferma che il bidirezionale sarà garantito anche attraverso lo standard CCS.

Nell'analisi svolta da ARERA [45], per i punti di ricarica domestica che condividono lo stesso contatore dell'abitazione si prevede un prezzo dell'energia venduta dai fornitori di 0,22-0,23 €/kWh . Nei posti auto con punto di prelievo dedicato, invece, il costo dell'energia potrebbe essere quasi il doppio. Un punto di prelievo dedicato alla sola ricarica è un problema per la rete elettrica, il motivo è da ricercare nelle previsioni effettuate dal PNIEC [47] (Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima) che indicano circa 6 milioni di veicoli elettrici circolanti entro il 2030. Si può prospettare un aumento del 10% rispetto ad oggi dei contatori dedicati installati. Ciò non è un bene per la rete poiché più contatori vi sono e maggiore è la potenza impegnata da gestire e controllare. La soluzione sarebbe ridurre il numero di contatori dedicati da introdurre andando ad installare dei punti di ricarica condivisi a livello condominiale, oppure condivisi all'interno di parcheggi o altri luoghi di stallo delle auto. Questa riduzione di contatori potrebbe portare anche ad una riduzione del costo dell'energia prelevata dai contatori dedicati.

5.5. Descrizione dei componenti bidirezionali

Tra i dispositivi analizzati, come precedentemente affermato, nove sono in grado di fornire una ricarica di tipo bidirezionale. Di questi abilitati al V2G, 8 hanno potenze al massimo rientranti nella categoria Quick, mentre soltanto uno ha una potenza di 60 kW e quindi appartiene alla categoria Ultra-Fast. Tra l'altro il componente da 60 kW è l'unico ad effettuare la ricarica bidirezionale con standard CCS, mentre tutti gli altri utilizzano lo standard CHAdeMO.

Di questi dispositivi due hanno una efficienza dichiarata dal costruttore pari al 96%, ed altri due del 93%, invece gli altri componenti non hanno un dato disponibile.

Riguardo il fattore di potenza, due hanno un valore di 0,99 ed uno, ovvero il dispositivo Ultra-Fast, ha un fattore di potenza di 0,95.

Gli standard di protezione da intrusione di liquidi e solidi dei dispositivi sono: uno con standard IP 22, uno con standard IP 65 e due con standard IP 54, infine per i rimanenti non vi sono informazioni disponibili.

Tra i componenti analizzati ve ne sono alcuni che verranno messi in mercato nel breve termine, in questi casi si è entrati in diretto contatto con le aziende produttrici che però hanno fornito soltanto pochi dati, principalmente per due motivi: evitare la divulgazione di dati non corretti perché il prodotto è in via sperimentale, oppure perché i dispositivi in costruzione seguono le disposizioni di altri mercati differenti da quello di interesse.

Le nove infrastrutture di ricarica di tipo bidirezionale analizzate sono elencate e descritte nella Tabella 18.

Tabella 18. Prodotti V2G nel mercato europeo.

PRODUTTORE	MODELLO	POTENZA E CATEGORIA
ABB	Terra Nova 11 J	11 kW – Quick
Ampere Energy	E-loop	6,5 kW – Slow
EVTec	Coffe&Charge bidirectional	10-20 kW – Quick
INDRA	V2G Charger	7,4 kW – Slow
Magnum Cap	V2G 2.0	10 kW – Quick
NUVVE	EVSE-HD60	60 kW – Ultra-Fast
Wallbox	Quasar	7,4 kW - Slow
Wenar	-	6 kW - Slow
Wenar	-	10 kW - Quick

6. CASO STUDIO

Dopo avere attentamente analizzato la regolamentazione per la fornitura di servizi ancillari attraverso le UVAM, è stata sviluppata una simulazione utlizzando il software MATLAB

L'idea sulla quale si basa il modello matematico sviluppato, è di simulare un parcheggio di auto elettriche con il quale è possibile fornire servizi di rete tramite sistemi di ricarica bidirezionali. Questa tecnologia, come già precedentemente descritto, è inclusa nel progetto pilota UVAM istituito da Terna.

Tramite le UVAM è possibile partecipare al MSD ricevendo un corrispettivo variabile, ovvero una remunerazione in base all'energia fornita. È inoltre possibile effettuare un approvvigionamento a termine, dunque, impegnandosi ad offrire sul MSD offerte conformi per un determinato periodo, in modo da ricevere un corrispettivo fisso, in base alla potenza assegnata. Nel caso studio analizzato viene simulata la ricezione di entrambe le tipologie di corrispettivo, facendo emergere quali sono le variabili in gioco per ottenere la remunerazione.

Di seguito verrano introdotte le ipotesi effettuate ed i dati d'ingresso necessari alla simulazione della fornitura dei servizi ancillari. Alcuni input sono ipotizzati anche attraverso delle estrazioni casuali, mentre, altri sono ricavati dai risultati del MSD disponibili sul sito di Terna.

La risposta è di tipo statistico, questo perché si è voluto simulare la fornitura dei servizi in un range temporale mensile applicando il metodo Monte Carlo, con il quale si ottiene una risposta statistica sul campionamento casuale dei mesi. Tale metodo è utilizzato per trarre stime attraverso simulazioni; si basa su un algoritmo che genera una serie di numeri tra loro non correlati, che seguono la distribuzione di probabilità che si suppone descriva al meglio le variabili in gioco.

6.1. Ipotesi

Per simulare la fornitura dei servizi ancillari, si è ipotizzato un parcheggio con 150 strutture di ricarica bidirezionale monoposto da 10 kW, quindi 150 punti di connessione per auto elettriche, che permettono di avere una potenza massima disponibile pari ad 1,5 MW, in modo da poter rientrare nel valore minimo di potenza da offrire pari ad 1 MW.

In particolare, il parcheggio ipotizzato è di tipo aziendale: quindi, si hanno dei vincoli di orario di ingresso ed uscita da lavoro. Si è scelto come orario d'ingresso le ore 09:00 ed uscita le ore 18:00; si è ipotizzato di garantire ai dipendenti un SOC minimo dell'auto pari al 80% al termine della giornata lavorativa.

Avere dei vincoli orari può essere un beneficio, perché si ha la parziale certezza della presenza di un determinato numero di veicoli nell'orario lavorativo. Di contro, può essere uno svantaggio perché, considerando i prodotti dell'approvvigionamento a termine (Tabella 3), si ha la sola possibilità di approvvigionarsi per il prodotto pomeridiano. In più, come si vedrà considerando le successive ipotesi sui dati d'ingresso, sarà possibile ottenere un corrispettivo fisso giornaliero ridotto. In sostanza, realizzare un parcheggio di tipo aziendale porta ad una certezza di fornitura, ma anche ad una diminuzione della remunerazione potenziale.

6.2. Dati d'input

I principali dati d'ingresso utili alla simulazione sono sotto elencati e in seguito descritti; questi sono:

- Tipologia di veicoli;
- Disponibilità di veicoli;
- SOC delle auto;
- Distanza percorsa nel tragitto casa-lavoro;
- Tipologia di infrastrutture di ricarica;
- Dati d'input da Terna.

Come anticipato, alcuni dati d'ingresso utili alla stesura del modello sono ottenuti attraverso un'estrazione casuale impostando il valore medio tramite ipotesi, come è stato effettuato per la presenza di auto nel

parcheggio, lo SOC delle auto al mattino partendo da casa ed i km percorsi da ogni auto nel tragitto casa-lavoro. Questi dati sono supposti essere descritti tramite una distribuzione gaussiana, ovvero la distribuzione gaussiana dipende da due parametri, la media e la varianza (o equivalentemente dalla deviazione standard): si ottiene un grafico della funzione probabilistica simmetrico al valore medio e con una forma a campana. Per poter ottenere la distribuzione gaussiana si è utilizzata la funzione Matlab *randn*, che restituisce un valore scalare casuale tratto dalla distribuzione normale standard, poi riportato al valore medio e alla varianza desiderata.

Tipologia di veicolo

Per la costruzione del modello, le auto considerate sono delle Nissan LEAF e+ (Figura 39 [48]), con capacità della batteria da 62 kWh ed autonomia dichiarata dal costruttore pari a 384 km. Il consumo medio è di $0{,}17\ \frac{\mathrm{kWh}}{\mathrm{km}}$, come dichiarato dal costruttore in esito ad applicazione del ciclo WLTP, che simula in laboratorio il comportamento della vettura su strade urbane, extraurbane e autostrade con relative emissioni e dati di consumi.

La scelta di un parco auto con sole Nissan LEAF e+ è dettata dalla disponibilità di dati e test effettuati presso le Officine Edison di Torino, in modo da avere dei dati il più verosimile corrispondenti alla realtà.

Figura 39. Nissan LEAF con batteria da 62 kWh. [48]

Disponibilità di veicoli

La presenza delle auto nel parcheggio è introdotta tramite applicazione della distribuzione gaussiana con un valore medio pari al 80% dei posti auto disponibili, ed un valore di deviazione standard pari a 5.

Per visualizzare la probabilità che si abbia l'estrazione di un determinato numero di auto si è utilizzata la Probability Density Function (PDF), mostrata in Figura 40.

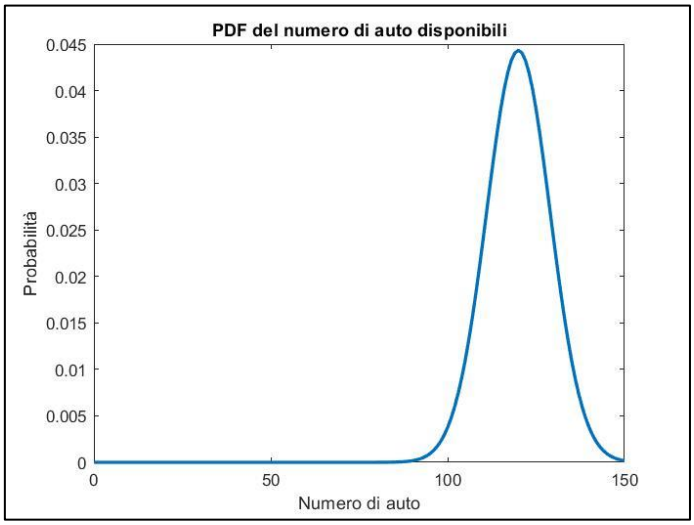

Figura 40. PDF del numero di auto disponibili nel giorno i-esimo

SOC delle auto

Anche lo SOC delle Nissan LEAF e+ di ogni dipendente aziendale al mattino, in partenza da casa, è stato ottenuto utilizzando la distribuzione gaussiana, tramite funzione Matlab *randn*, con valore medio pari al 95% dello SOC ed un valore di varianza pari ad $0{,}05$.

In Figura 41 è presente la Probability Density Function del SOC delle auto dei dipendenti che partono da casa al mattino nel giorno *i-esimo*.

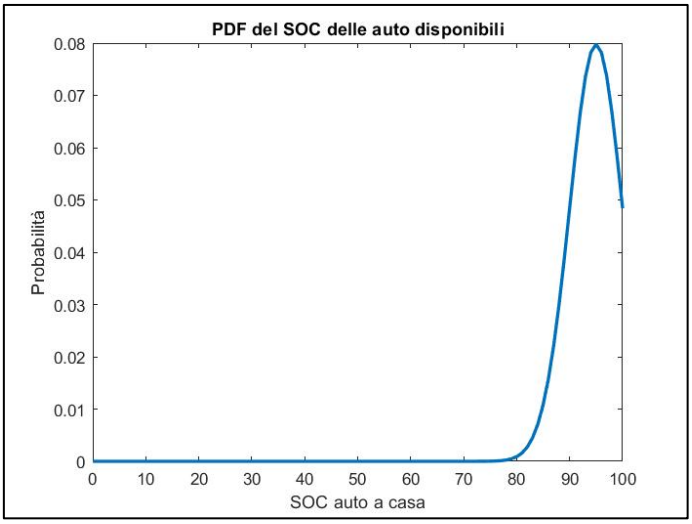

Figura 41.PDF del SOC delle auto disponibili nel giorno i-esimo

Distanza percorsa nel tragitto casa-lavoro

Il numero dei km percorsi da ogni auto nel tragitto casa-lavoro, ottenuto applicando la funzione *randn* tramite software Matlab, presenta un valore medio pari a 11 km ed una deviazione standard pari a 4.

La PDF relativa è visibile in Figura 42. Il dato del valore medio è ottenuto da una analisi sui dati resi disponibili nel sito ISTAT, nel quale si evidenzia il numero di occorenze di un certo kilometraggio percorso nel tragitto casa-lavoro.

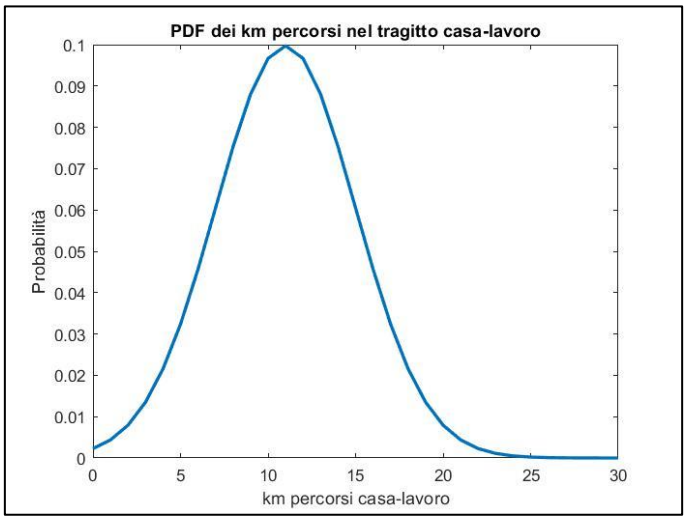

Figura 42. PDF dei km percorsi nel tragitto casa-lavoro

Tipologia di infrastrutture di ricarica

Il modello delle infrastrutture di ricarica utilizzato è “Terra Nova 11 J” di ABB (Figura 43 [49]) con connettore di tipo CHAdeMO; presenta un rendimento medio pari al $96{,}5\%$ in modalità V2G e 94% in modalità G2V, questi due dati sono stati ottenuti tramite test sperimentali nelle Officine Edison di Torino [50].

La potenza erogabile dalle colonnine varia in dipendenza della modalità operativa, in carica (G2V) è possibile prelevare $11\ \mathrm{kW}$, mentre in scarica (V2G) è possibile immettere $10\ \mathrm{kW}$. In entrambe le modalità non vi è possibilità di effettuare una modulazione della potenza, dunque vengono mantenuti costanti i profili di potenza prelevata ed immessa, pari ad $11\ \mathrm{kW}$ e $10\ \mathrm{kW}$ rispettivamente.

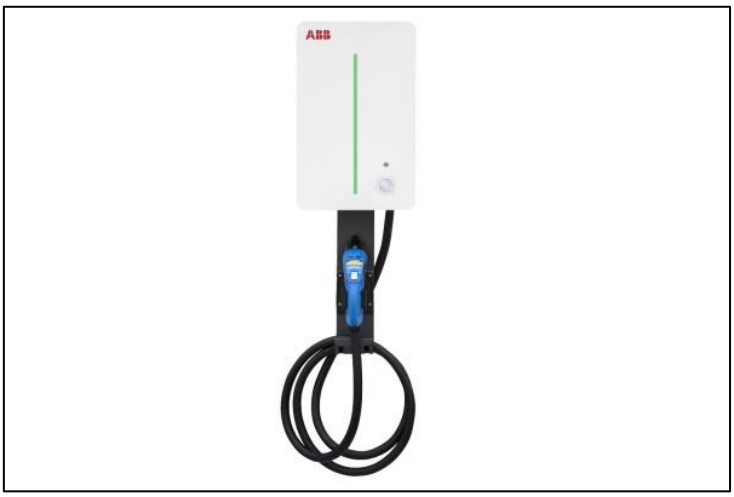

Figura 43. Modello Terranova 11 J di ABB.

Dati d'input da Terna [51]

Due tipologie di dati sono stati ricavati dal Transmission System Operator italiano, ovvero il corrispettivo fisso giornaliero (CFG) ed i prezzi delle offerte presentate su MSD per la fornitura di servizi ancillari.

Per ricavare il CFG da rendicontare all'aggregatore è necessario come dato d'input il premio di riserva, che ha valore massimo indicato in Tabella 3 e che viene definito in fase d'asta. Questo verrà suddiviso nei mesi e/o giorni del periodo di riferimento determinato in base al tipo d'asta, ovvero infrannuale o mensile.

Riferendosi alla procedura per approvvigionamento a termine delle UVAM, come indicato nella Delibera 70/2021, il nuovo regolamento è in vigore da maggio 2021. Dunque, sono stati individuati per l'asta annuale che va da maggio a dicembre 2021, sia per l'area A che per l'area B, i seguenti dati:

- Premio medio ponderato: è il valore medio ponderato del premio di riserva delle quantità assegnate;
- Numero di prodotti assegnati: indica il numero di operatori coinvolti nell'asta a cui è stato assegnato un quantitativo di potenza;
- Potenza assegnata minima: è il valore minimo del quantitativo di potenza assegnato ad uno degli operatori;
- Potenza assegnata massima: è il valore massimo del quantitativo di potenza assegnato ad uno degli operatori;
- Potenza assegnata totale: è il valore totale della potenza assegnata agli operatori per l'intero periodo infrannuale.

Si ricorda che, come indicato nel paragrafo 3.1.3, l'area A comprende le zone di mercato Nord e Centro-Nord, mentre l'area B include le zone di mercato Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna. Inoltre, si ricorda che nell'asta annuale viene approvviggionato il 70% del fabbisogno individuato da Terna per l'anno 2021.

I dati su elencati sono stati ricavati in valore medio per tutti e tre i prodotti, ovvero il pomeridiano, il serale 1 ed il serale 2; questi sono visualizzabili in Tabella 19. Una differenza rilevante, che si evince dai risultati d'asta infrannuale per il periodo maggio-dicembre, è il premio medio ponderato. Per il prodotto pomeridano si nota come il valore che assume il premio medio ponderato è di gran lunga inferiore rispetto al premio di riserva massimo fissato da Terna ($22500\ \frac{€}{\mathrm{MW\ anno}}$): nell'Area A risulta pari a circa il 26% del valore massimo; nell'Area B risulta pari a circa il 48% del valore massimo. Invece, per il prodotto serale 1 in entrambe le aree geografiche il premio medio ponderato è circa il 70% del valore massimo indicato da Terna ($30000\ \frac{€}{\mathrm{MW\ anno}}$). Mentre, per il

prodotto serale 2 (Tabella 19), che ha premio di riserva massimo pari al prodotto serale 1, si ha un premio medio ponderato nell'Area A pari al 52% del premio massimo; nell'Area B pari al 77% del premio massimo. Dunque, si evince una notevole riduzione nella remunerazione se ci si approvvigiona per il prodotto pomeridiano.

Questo premio ridotto nel prodotto pomeridiano potrebbe essere dovuto al fatto che, in fase d'asta, si ha una maggiore offerta da parte degli aggregatori per approvvigionarsi; visto che l'asta è al ribasso, per un pari valore di potenza offerta viene accettata l'offerta di minor valore, dunque maggiori sono le offerte e maggiore è la probabilità che queste abbiano un basso valore per avere la certezza di essere accettate.

In più, si nota in Tabella 19 come vi sia una sostanziale differenza nel quantitativo totale di potenza assegnata per i tre prodotti. Per entrambe le aree geografiche, si ha una potenza assegnata per il prodotto pomeridiano pari alla metà della potenza assegnata nei prodotti serali. Ciò è probabilmente dovuto ad una necessità da parte di Terna di una maggiore potenza disponibile nella fascia oraria serale che giustifica anche il massimo prezzo d'asta.

Tabella 19. Valore medio degli esiti di assegnazione di potenza infrannuale per i tre prodotti.

	Tipologia di prodotto					
	Pomeridiano		**Serale 1**		**Serale 2**	
	Area A	**Area B**	**Area A**	**Area B**	**Area A**	**Area B**
Premio medio ponderato [€/MW anno]	5.938,20	10.886,70	20.977,50	21.178,20	15.765,10	22.767,80
Numero di prodotti assegnati	2	7	9	7	12	8
Potenza assegnata minima [MW]	30,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Potenza assegnata massima [MW]	82,0	9,6	121,6	30,0	76,9	18,5
Potenza assegnata totale [MW]	112	28	223,9	56	224	56

La stessa tipologia di dati individuati per l'asta infrannuale sono stati individuati per le aste mensili, effettuate per approvvigionare il restante 30% del fabbisogno di potenza individuato da Terna. Attualmente, i dati delle aste mensili sono disponibili per i mesi da maggio 2021 fino a ottobre 2021.

Come evidenziato per l'asta infrannuale, anche nelle aste mensili fin qui svolte si osserva una notevole differenza tra il premio medio ponderato ed il premio di riserva massimo del prodotto pomeridiano, come è possibile notare in Tabella 20. Tra i sei dati mensili disponibili sul premio medio ponderato, per le due aree si ha un valore medio: nell'Area A pari a circa il 15% del prezzo massimo, nell'Area B un valore medio pari a circa il 20% del premio massimo ottenibile. Per i prodotti serali si ha invece una percentuale dei valori medi molto più alta, che va dal 56% dell'Area B nel prodotto serale 1, fino ad una percentuale massima individuata nell'Area A nel prodotto serale 2, pari a circa il 78% del premio di riserva massimo.

Riguardo la potenza assegnata totale, è possibile osservare dalle tabelle come ancora una volta il prodotto con minor potenza assegnata risulta essere il prodotto pomeridiano. Mentre, il prodotto con i valor maggiori di potenza assegnata in entrambe le aree è il prodotto serale 1.

Tabella 20. Valore medio degli esiti di assegnazione di potenza mensile in valore medio per i tre prodotti.

	Tipologia di prodotto					
	Pomeridiano		Serale 1		Serale 2	
	Area A	Area B	Area A	Area B	Area A	Area B
Premio medio ponderato [€/MW anno]	3.320,92	4.412,07	18.098,20	16.742,38	23.405,95	22.724,85
Numero di prodotti assegnati	4,50	2,50	15,5	4,0	6,7	4,3
Potenza assegnata minima [MW]	1,73	1,20	1,00	1,28	5,38	1,05
Potenza assegnata massima [MW]	38,63	9,33	24,60	12,75	33,47	10,18
Potenza assegnata totale [MW]	49,12	14,30	111,08	24,17	88,42	19,12

Dall'analisi dei valori medi, si rileva come nell'asta annuale Terna abbia rispettato le previsioni, ovvero la potenza assegnata risulta essere pari al 70% del quantitativo assegnato alle rispettive aree. Inoltre, mediamente, nelle aste mensili il restante 30% del fabbisogno è stato assegnato agli operatori. Si evidenzia ancora una volta come il maggior quantitativo di potenza viene approvvigionato nei prodotti serali, in particolare nella prima asta, ovvero quella del prodotto serale 1.

Per il modello matematico che è stato realizzato, il dato d'input utilizzato è il valore medio del premio medio ponderato nell'Area A per il prodotto pomeridiano, ovvero $3320 \frac{€}{\text{MW } anno}$, questo come conseguenza all'ipotesi di disponibilità a fornire il servizio dalle ore $15{:}00$ alle ore $18{:}00$ in una zona di mercato del Nord.

I prezzi utilizzati per l'implementazione del modello matematico

sono ricavati da un incontro tecnico organizzato da Terna con gli operatori del mercato, dove è stato fatto un inquadramento dei progetti pilota istituiti [52]. Si è deciso di utilizzare dei valori fissi dei prezzi, senza apportare nessuna modifica ad ogni offerta presentata sul MSD. La scelta presa non corrisponde alla realtà delle aste, ma l'ipotesi effettuata è quella di aver considerato dei prezzi congrui che rappresentano un valore medio delle offerte presentate.

I valori utilizzati nel modello matematico [52] risultano essere:

- $\bar{P}_{MSD\uparrow}^{UVAM}(i) = 100 \frac{€}{\text{MWh}}$, ovvero il prezzo medio ponderato nel quarto d'ora *i* delle offerte accettate in vendita;
- $\bar{P}_{MSD\downarrow}^{UVAM}(i) = 30 \frac{€}{\text{MWh}}$, che rappresenta il prezzo medio ponderato nel quarto d'ora *i* delle offerte accettate in acquisto;
- $P_{MB\uparrow}^{(marg)} = 10 \frac{€}{\text{MWh}}$, è il prezzo più alto delle offerte accettate, in vendita ed incremento per Altri Servizi nel MB, nella macro-zona in cui è assegnata l'UVAM nel quarto d'ora *i*;

  $P_{MB\downarrow}^{marg} = 10 \frac{€}{\text{MWh}}$, è il prezzo più basso delle offerte accettate, in acquisto e decremento per Altri Servizi nel MB, nella macro-zona in cui è assegnata l'UVAM nel quarto d'ora *i*;

6.3. Logica di applicazione

Il modello di analisi statistica realizzato tramite software Matlab si basa principalmente su due cicli for, ovvero una struttura di controllo iterativa che determina l'esecuzione di una porzione di programma ripetuta per un certo numero di volte.

Il primo il ciclo simula ogni giorno la partecipazione al MSD. Il valore medio di giorni in cui è possibile partecipare al MSD in un mese è pari a 22 giorni, dunque il primo ciclo viene ripetuto per 22 volte; questo simula ad ogni iterazione la presentazione delle offerte su MSD, l'eventuale accettazione delle offerte da parte del TSO e, in seguito ad accettazione, l'eventuale chiamata per la fornitura del servizio alla rete elettrica. In base a tutto ciò viene calcolato il compenso da destinare all'operatore utilizzando due funzioni, descritte più avanti in modo dettagliato.

Il secondo ciclo simula 1000 volte un mese utilizzando ogni volta delle condizioni diverse, dunque si replica la condizione del primo ciclo effettuato per l'intero mese altre 1000 volte, ottenendo così una risposta statistica sulla partecipazione al MSD da parte di un UVAM che utilizza la tecnologia V2G per fornire i servizi alla rete. Il tutto è stato effettuato utilizzando sempre le stesse condizioni operative, ovvero presentando quando possibile delle offerte conformi soltanto per il prodotto pomeridiano.

All'interno del ciclo for sui giorni del mese vengono generati i dati per la partecipazione al MSD, dunque viene implementata la logica operativa dell'UVAM realizzata con i veicoli elettrici dei dipendenti d'azienda. Sempre all'interno dello stesso ciclo viene generata la Baseline, dopodichè si implementa una funzione che genera il vettore reale della potenza disponibile delle auto nella fascia oraria del prodotto pomeridiano, in seguito, avendo disponibili tutti i dati necessari, si implementano due funzioni: una per ricavare il valore del corrispettivo fisso giornaliero, l'altra per ricavare il valore del corrispettivo variabile.

Baseline

Nel ciclo for sui giorni del mese vi è implementata una parte di codice utile alla creazione della Baseline, ovvero il programma in potenza che il BSP comunica a Terna il giorno precedente la fornitura. In questo caso studio la Baseline comunicata dal BSP a Terna per il giorno *i*-esimo, assume dei valori quartorari pari alla somma dei contributi di potenza di ricarica dei veicoli quando questi sono in carica, mentre assume valori nulli negli altri casi.

Dunque si è fatta l'ipotesi che, una volta che tutte le auto sono arrivate in azienda, si attiverà in contemporanea la ricarica delle stesse fino al raggiungimento dello SOC massimo. L'inizio della ricarica in contemporanea è stato ipotizzato alle ore 09:30, così da includere eventuali ritardi da parte dei dipendenti, che dovrebbero cominciare la giornata lavorativa alle ore 09:00.

Dalle ore 09:30 (time step quartorario numero 33) sino al raggiungimento dello SOC massimo dei sistemi di accumulo interni ai veicoli, si avrà una potenza negativa dichiarata al TSO; il valore dichiarato è pari al prodotto del numero di auto ipotizzate disponibili nel giorno *i*-esimo, valore estratto in modalità casuale attraverso fuznione $randn$, e la potenza di ricarica che può fornire l'infrastruttura di ABB, quindi $10\,\mathrm{kW}$. Altra ipotesi effettuata, per ricavare il numero di time-step quartorari necessari a completare la ricarica, è uno SOC delle auto dei dipendenti in arrivo al parcheggio aziendale al mattino pari al 85%. Dunque, con questa ipotesi il numero di time-step quartorari necessari ad ogni auto per raggiungere lo SOC massimo è identico, ed è pari a 4. Quindi, includendo il time-step 33, si avrà una potenza negativa nella Baseline sino al time-step numero 36.

In Figura 44 è possibile notare graficamente un esempio giornaliero dei valori che assume la Baseline dichiarata a Terna da parte dell'aggregatore.

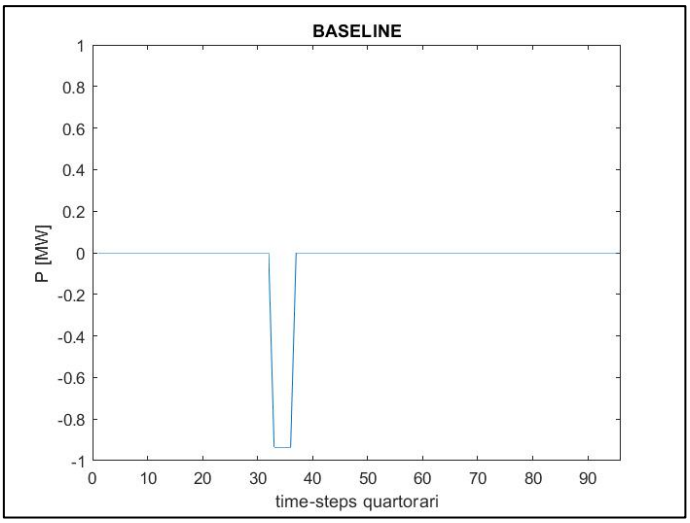

Figura 44. Esempio di Baseline comunicata a Terna

Simulazione del mercato

All'interno del primo ciclo, quello sui giorni, avviene la simulazione del mercato attraverso l'estrazione casuale di un numero compreso tra zero ed uno, sia per la simulazione dell'accettazione, sia per la simulazione della chiamata a fornire i servizi.

Qualora *theta_accettazione*, ovvero il numero estratto in modo casuale per definire se l'offerta è stata accettata o meno, sia inferiore alla soglia di accettazione impostata tramite delle ipotesi (chiamata *rho_accettazione*), allora si ha l'accettazione dell'offerta sul MSD. Dunque si potrebbe ricevere anche la chiamata alla fornitura del servizio. Per simulare la chiamata alla fornitura si è utilizzata la stessa logica, ovvero si effettua una estrazione casuale di un numero compreso tra zero ed uno, che sarebbe l'indice *theta_chiamata* e, qualora questo sia inferiore alla soglia di chiamata ipotizzata, definita come *rho_chiamata*, si ha la simulazione della chiamata a fornire il servizio ancillare abilitato.

Al variare della prima soglia, *rho_accettazione*, varia l'accettazione delle offerte presentate sul mercato, mentre, in base al valore della seconda soglia, *rho_chiamata*, varia l'attivazione della fornitura, quindi rispettivamente varia il numero di giorni in cui si riceve il CFG ed il corrispettivo variabile.

Come conseguenza al fatto che varia il numero di giorni in cui si riceve il CFG, varierà anche il CFM, poiché si ricorda che l'aggregatore riceve il CFG come somma dei corrispettivi giornalieri del mese in oggetto, in particolare se il numero di giorni in cui le offerte conformi sono state accettate è superiore o pari al 70% dei giorni del mese, allora il BSP riceverà il CFM, altrimenti questo sarà nullo.

I valori che assumono gli indici di probablità sono stati ipotizzati. Si vedrà in seguito in modo statistico come al variare d'essi variano gli output.

Presentazione offerte sul mercato

Come già accennato, si ha la possibilità di approvvigionarsi per il solo prodotto pomeridiano. In più, è necessario considerare un aspetto gestionale da parte del BSP che porta alla riduzione del corrispettivo fisso: qualora si presentassero delle offerte sul MSD per tutte le ore del prodotto pomeridiano, questo significherebbe, in caso di attivazione del servizio a "salire", restituire le auto al termine della giornata lavorativa con un SOC≃54%. Invece, se si offrissero 2 ore di servizio, ovvero dalle ore 15:00 alle ore 17:00, il gestore avrebbe la possibilità di fornire il servizio a "salire" nell'orario abilitato e dopodichè nell'ora rimanente avrebbe la possibilità di ricaricare i veicoli restituendoli ai dipendenti con un SOC≃86%, garantendo così ai dipendenti lo SOC minimo ipotizzato pari al 80% alle ore 18:00.

Considerando l'aspetto gestionale appena presentato, la seconda condizione operativa è quella utilizzata nello sviluppare il modello, nonostante si sia consapevoli di una minore remunerazione per corrispettivo fisso e variabile, poiché il corrispettivo variabile si avrà in caso di attivazione con un'ora in meno di fornitura d'energia, quindi una remunerazione energetica ridotta. Nel caso in cui l'aggregatore presenti offerte conformi per 2 ore consecutive sul MSD, il corrispettivo fisso giornaliero sarà ridotto linearmente del 33%, come indicato nel regolamento descritto nel paragrafo 3.1.3.

Funzioni realizzate tramite software Matlab

Per simulare la presenza e la disponibilità dei veicoli, è stata sviluppata una funzione attraverso il software Matlab, denominata *fun_profili.m*, dalla quale si ottiene in uscita la sommatoria dei profili di potenza di ogni auto nei 96 time-step quartorari giornalieri, ovvero il vettore denominato *P_auto,* utilizzando i seguenti ingressi:

- *profilo_energia*: è una estrazione casuale nel quale viene scelto se si ha l'attivazione del servizio offerto nel giorno *i-esimo* oppure no;
- *SOC_max:* indica lo State of Charge Massimo delle batterie dei veicoli, ovvero pari ad 1;
- *SOC_min*: indica lo State of Charge minimo da garantire ai dipendenti al termine della giornata lavorativa, ipotizzato pari a 80% alle ore 18:00;
- *SOC_casa*: è una matrice che contiene lo Stato of Charge di ogni auto per ogni giorno del mese al mattino partendo dall'abitazione. I valori sono estratti in maniera casuale in seguito ad applicazione della distribuzione gaussiana;
- *Nauto*: è un vettore con valori estratti in modo casuale che indica il numero di auto disponibili nel giorno *i-esimo* per tutti i giorni del mese;
- *Nauto_max*: valore che indica il massimo numero di postazioni di ricarica per auto elettriche nel parcheggio;
- *km_viaggio*: matrice che contiene i km percorsi da ogni auto ogni giorno del mese per effettuare il tragitto casa lavoro. Questi dati sono estratti in modo random applicando la distribuzione normale;
- *N_ts_gg*: numero di time_step quartorari giornalieri, pari a 96;
- *MWh_NISSAN*: indica la capacità della batteria della Nissan LEAF e+ espressa in MWh;
- *MWh_KM:* consumo medio della Nissan LEAF e+ dichiarato dal costruttore, pari ad $1{,}78 * 10^{-4}\ \mathrm{MWh/km}$;
- *P_carica*: $-0{,}011\ \mathrm{MWh}$, potenza di ricarica dell'infrastruttura bidirezionale considerata con segno negativo, in accordo con il segno della potenza della Baseline, ovvero positiva se si immette in rete e negativa se si preleva dalla rete;
- *P_scarica*: $0{,}010\ \mathrm{MWh}$, potenza massima in modalità V2G della colonnina bidirezionale;
- *Rendimento_V2G*: $0{,}965$, rendimento medio dell'infrastruttura bidirezionale in modalità V2G;
- *Rendimento_G2V:* $0{,}94$, rendimento medio dell'infrastruttura bidirezionale in modalità G2V;
- *N_ts_inizio_am*: numero del time-step in cui inizia la ricarica dei veicoli in azienda, ovvero il time-step numero 33, che corrisponde alle ore $09{:}30$;
- *N_ts_inizio_E1*: numero del time-step in cui inizia la fornitura del servizio V2G, ovvero il time-step 60, che corrisponde alle ore $15{:}00$;
- *N_ts_fine_E1*: numero del time-step un cui termina la fornitura del servizio V2G, ovvero il time step 67, che corrisponde alle ore $17{:}00$;
- *N_ts_inizio_E2:* numero del time-step in cui inizia la disponibilità alla fornitura del servizio V2G, cioè la modalità in cui non si ha la chiamata a fornire il servizio ma si ha soltanto l'accettazione dell'offerta sul MSD, ovvero questo è il time-step 60, che corrisponde alle ore $15{:}00$;
- *N_ts_fine_E2*: numero del time-step in cui termina la disponibilità alla fornitura del servizio V2G, cioè la modalità in cui non si ha l'attivazione del servizio ma si ha soltanto l'offerta sul MSD, ovvero il time-step 67, che corrisponde alle ore $17{:}00$;
- *k_tempo*: fattore di conversione da valore orario a quartorario;

Questo profilo di potenza giornaliero è uno dei dati d'ingresso utili alle funzioni che simulano la remunerazione tramite corrispettivo variabile per attivazione delle fornitura ed, in caso di offerta conforme sul MSD, la ricezione del corrispettivo fisso.

Per la stesura della funzione relativa il corrispettivo variabile, *fun_MSD_UVAM.m*, si è fatto uso della logica mostrata nel flow-chart in Figura 7. Gli ingressi necessari alla funzione sono:

- *Baseline*: vettore giornaliero relativo al profilo di potenza programmato dell'aggregato. In particolare sono d'interesse gli 8 time-step precedenti la fornitura ed i time-step in cui avviene la fornitura, così da poter effettuare le necessarie verifiche come da regolamentazione;
- *P_mis*: vettore giornaliero della potenza media misurata nell'aggregato dagli 8 time-step precedenti la fornitura fino alla fine della fornitura;
- *P_QMSD*: vettore che indica la potenza accettata sul MSD, da fornire in caso di attivazione del servizio;
- *Price_MSD_salire*: rappresenta il prezzo medio ponderato, rispetto alle corrispondenti quantità, delle offerte in vendita accettate con riferimento all'UVAM nel quarto d'ora *i*;
- *Price_MSD_scendere*: rappresenta il prezzo medio ponderato, rispetto alle corrispondenti quantità, delle offerte in acquisto accettate con riferimento all'UVAM nel quarto d'ora *i*;
- *Price_MB_salire*: rappresenta il prezzo più alto delle offerte accettate in vendita e in incremento per Altri Servizi, in MB nel quarto d'ora i nella macrozona in cui è ubicata l'UVAM;
- *P_MB_scendere*: rappresenta il prezzo più basso delle offerte accettate in acquisto e in decremento per Altri Servizi, in MB nel quarto d'ora i nella macrozona in cui è ubicata l'UVAM;
- *n*: rappresenta il numero di quarti d'ora precedenti quello rispetto al quale viene effettuata la correzione della Baseline, ossia il primo quarto d'ora in cui il saldo netto delle quantità accettate è superiore alla soglia. Il parametro *n* non potrà essere in ogni caso superiore a 8. Nel nostro caso si ha un valore fisso, pari ad 8, poichè la Baseline ha dei valori di quantità accettate nulle nei time step precedenti la fornitura del servizio, come è possibile notare in Figura 44;
- *N_inizio_fornitura*: time-step del vettore *P_mis* in cui inizia la fornitura del servizio;
- *N_fine_fornitura*: time-step del vettore *P_mis* in cui termina la fornitura del servizio;
- *k_tempo*: fattore di conversione da valore orario a quartorario;

Con questi è possibile ottenere in uscita il valore della remunerazione in seguito ad attivazione del servizio ancillare offerto, definita all'interno del codice come *REM_MSD*, che indica il compenso dovuto alla fornitura di energia nel giorno *i*-esimo.

In merito alla creazione della funzione sul corrispettivo fisso si è fatto riferimento alla logica implementata nel flow-chart mostrato in Figura 9**.** I dati d'ingresso necessari sono:

- *Limite_superiore*: somma delle potenze attive massime erogabili in immissione all'interno dell'UVAM. Se si ha solo prelievo da un punto, la potenza sarà considerata nulla ai fini del calcolo del *Limite_superiore*. Questo valore è espresso in MW, ed è considerato pari al prodotto tra il numero di auto disponibili nel giorno *i*-esimo e la potenza massimo ergoabile dall'infrastruttura in modalità V2G;
- *QA_pom*: quantità di potenza assegnata per un periodo di validità per il servizio pomeridiano assunta pari ad $1\ \mathrm{MW}$;
- *P_mis*: vettore giornaliero della potenza media misurata nell'aggregato nei 12 time-steps in cui si ha il prodotto pomeridiano;
- *Ngiorni*: numero di giorni medio in cui si può fornire MSD, pari a 22;
- *M*: numero di mesi in un anno;
- *CAP_pom*: Corrispettivo Fisso Annuo per il prodotto pomeridiano, il quale si decide in fase d'asta ed ha un valore massimo pari a $22.500\ €/\mathrm{MW\ anno}$; assunto pari a $3320\ €/\mathrm{MW\ anno}$, ovvero il valore medio dei valori medi ponderati mensili per il prodotto pomeridiano;

- *OC_pom_h*: Offerta Conforme oraria presentata sul MSD dal BSP per il giorno *i*-esimo. È stato ipotizzato un valore sempre pari al 90% del *Limite_superiore*, approssimando ad numero multiplo della potenza erogabile dall'infrastruttura di ricarica, ed inoltre sempre maggiore ad $1\mathrm{MW}$;
- *k_tempo*: fattore di conversione da valore orario a quartorario;

Da questa si ricava come output la remunerazione dovuta al corrispettivo fisso, indicata nel codice come *REM*_CFG, ovvero il corrispettivo fisso ottenuto per la disponibilità a fornire il servizio nel giorno *i*-esimo.

6.4. Dati d'output

Avendo effettuato la simulazione di partecipazione al MSD tramite un aggregato UVAM, presentando quando possibile Offerte Conformi minimo pari alla quantità assegnata, ovvero $1\ \mathrm{MW}$, si ottiene la risposta statistica della remunerazione ricevuta per le due tipologie di corrispettivi.

In output si ottengono due matrici di dimensioni 22x1000 indicanti rispettivamente:

- Il Corrispettivo Fisso Giornaliero che riceverà l'aggregatore presentando Offerte Conformi minimo pari ad 1 MW per 2 ore consecutive nel prodotto pomeridiano. Se queste sono accettate e la verifica è positiva allora si otterra il CFG;
- I valori di remunerazione dovuta alla fornitura di energia. In sostanza contiene il corrispettivo variabile ricevuto dall'aggregatore simulato per 1000 volte ogni giorno del mese. Questo avrà un valore diverso da zero se l'Offerta Conforme è stata accettata e se inoltre è stata richiesta l'attivazione di fornitura per il servizio ancillare abilitato.

Le due variabili principali che impattano sul risultato sono la probabilità di accettazione dell'offerta e la probabilità che, una volta accettata l'offerta, l'aggregatore venga chiamato a fornire il servizio abilitato. Queste due variabili sono rispettivamente *rho_accettazione* e *rho_chiamata*, descritte nel paragrafo 6.3.

Come prevedibile, la variazione della soglia di chiamata non impatta sulla probabilità di accettazione dell' offerta. Dunque, per valutare la probabilità di accettazione dell'offerta al variare della soglia di accettazione *rho_accettazione*, si è impostato un valore fisso di *rho_chiamata* pari a $0{,}3$.

Andando ad analizzare il vettore del CFM, di dimensioni $1x1000$ e realizzato tramite somma delle colonne di ogni riga della matrice 22x1000 del i CFG, è possibilire fare una valutazione di quanti mesi, su 1000 simulati, hanno un valore di CFM maggiore di zero. Facendo un rapporto dei numeri di mesi in cui il CFM è maggiore di zero ed il numero totale dei mesi simulati, ovvero 1000, si ottiene il dato della probabilità.

Le valutazioni sulla probabilità di avere un CFM maggiore di zero sono state effettuate con diversi valori di soglia di accettazione, i risultati sono visibili in Figura 45 e descritti di seguito.

Il passo di variazione scelto per l'indice *rho_accettazione* è pari a 0,25. Dalla Figura 45 è visibile come il valore minimo di soglia di accettazione, per il quale si ha comunque un basso valore di probabilità di accettazione, è *rho_accettazione* pari a $0{,}5$. All'aumentare della soglia sino a raggiungere un valore di *rho*_accettazione pari a $0{,}8$, la forma d'onda è di tipo esponenziale e si ha una probabilità pari a circa il 32%. Dopodiciò tende ad assumere una caratteristica lineare. Infine, la probabilità di accettazione assume un valore massimo pari al 92%, che si ottiene con l'indice di soglia massimo, ovvero di valore unitario.

Da questa analisi si intuisce come sia di notevole importanza l'accettazione delle offerte giornaliere da parte di Terna, anche perché se non si hanno delle offerte accettate per un minimo di giorni pari al 70% dei giorni del mese, automaticamente si perde il CFM. Dunque, una variabile importante per intuire la probabilità di ricezione del CFM è gestita dal TSO, dunque imprevedibile.

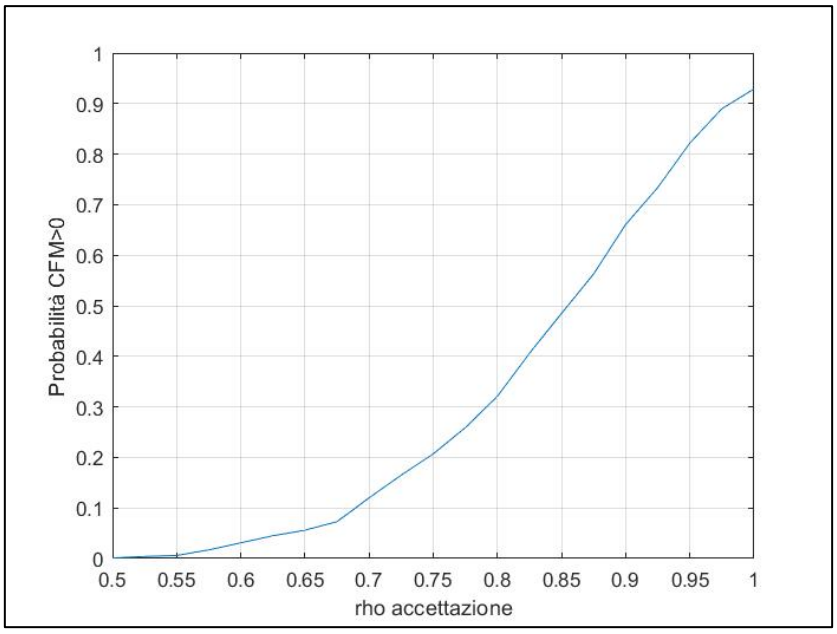

Figura 45. Variazione della probabilità di avere un CFM>0 al variare della soglia di accettazione

Altra analisi svolta riguarda il valore del CFM massimo ricevuto dall'aggregatore. Considerando come dato d'ingresso il premio medio ponderato dell'area A per il prodotto pomeridiano, ovvero 3320,92 €/(MW*anno), se le offerte presentate venissero accettate tutte e se fossero delle Offerte Conformi di 3 ore, dunque per l'intero prodotto pomeridiano, si otterrebbe al massimo un CFM per la quantità assegnata, cioè 1 MW, che sarebbe pari a circa 277 €.

Dato che vengono sempre presentate offerte di 2 ore, il premio automaticamente viene ridotto linearmente; si ottiene così un premio al massimo pari ad 2211,73 €/(MW*anno), che significa un premio mensile con un'offerta di 1 MW al massimo pari a 184,31 €.

Nel grafico in Figura 46 si nota come per una soglia di accettazione superiore a 0,8 il massimo CFM ricevuto è proprio pari a 184,31 €. Ovviamente, al diminuire del valore di soglia diminuisce anche il massimo CFM ricevuto, poiché diminuisce la soglia di accettazione ed in automatico, come precedentemente mostrato in Figura 45, si riduce anche la probabilità di ricevere il CFM. Dunque, dalla risposta statistica si evince che il CFM si riduce al diminuire della soglia di accettazione, si ha una variazione a tratti, sino a raggiungere un valore minimo pari a circa 134 €. Questo valore minimo, facendo dei semplici calcoli risulta essere in valore percentuale di giorni del mese pari ad:

$$\frac{134 * 12}{2211{,}73} * 100 = 72.7\%$$

Questo risultato definisce il CFM minimo che l'aggregatore può ricevere in seguito alla presentazione di Offerte Conformi, stando alle condizioni ipotizzate.

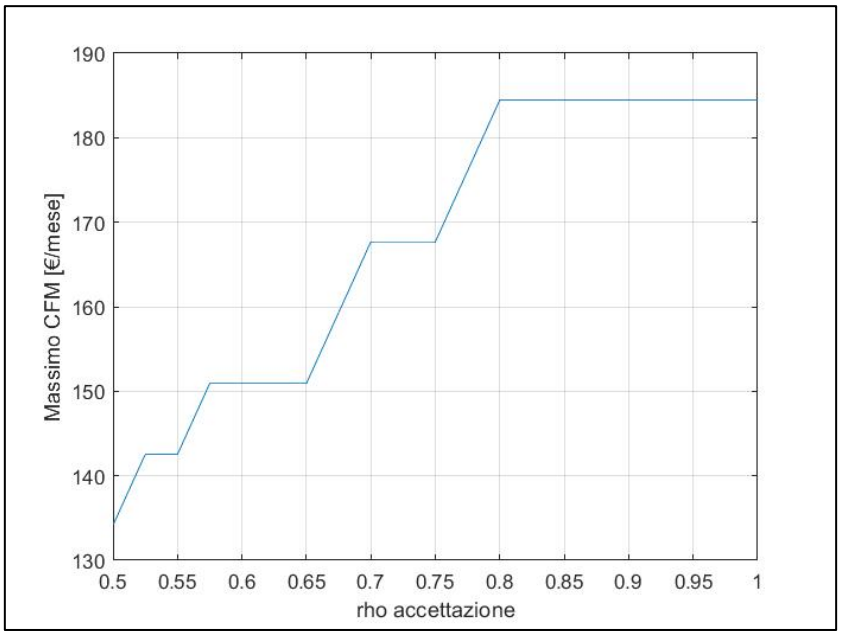

Figura 46. Massimo CFM al variare della soglia di accettazione.

In relazione alla seconda matrice ottenuta come dato d'output, ovvero la matrice rappresentante il corrispettivo variabile, si è valutata la somma complessiva dei corrispettivi variabili giornalieri in un mese. L'analisi è stata svolta andando a fare una variazione dei due indici di soglia. Come visibile nella legenda di Figura 47, dove vi è un grafico sulla variazione del massimo corrispettivo variabile mensile al variare delle soglie di accettazione e chiamata, la simulazione è avvenuta con tre valori di soglia di chiamata differenti, ovvero con un *rho_chiamata* pari ad $0{,}2$, $0{,}3$ ed $0{,}4$. Mentre, come fatto nella precedente analisi, la soglia di accettazione varia da un minimo di $0{,}5$ sino ad un massimo valore unitario, con passo di variazione di $0{,}25$.

Fornendo per 2 ore consecutive il servizio abilitato all'aggregato, si ottiene una remunerazione mensile ben più elevata rispetto al corrispettivo fisso. Con una soglia di chiamata alla fornitura pari a $0{,}2$, la remunerazione mensile dovuta all'energia fornita va da un minimo pari a 1574 € con la soglia di accettazione minima, sino a raggiungere un valore massimo di 2252€ mensili con una soglia unitaria. Mentre, utilizzando dei valori di soglia di chiamata pari a $0{,}3$ e $0{,}4$ l'andamento è identico per un valore di soglia di accettazione che va da $0{,}5$ ad $0{,}675$, rispettivamente con una remunerazione mensile che va da 2412 € sino a 2820€; dopodiché, le due forme d'onda sono differenti: con soglia di chiamata $0{,}3$, la remunerazione mensile satura a 3034€ non appena il valore di soglia di accettazione risulta essere $0{,}75$; con soglia di chiamata $0{,}4$, la remunerazione mensile satura a 3490€, dunque ad un valore maggiore rispetto a prima, e con una soglia di accettazione pari a $0{,}825$.

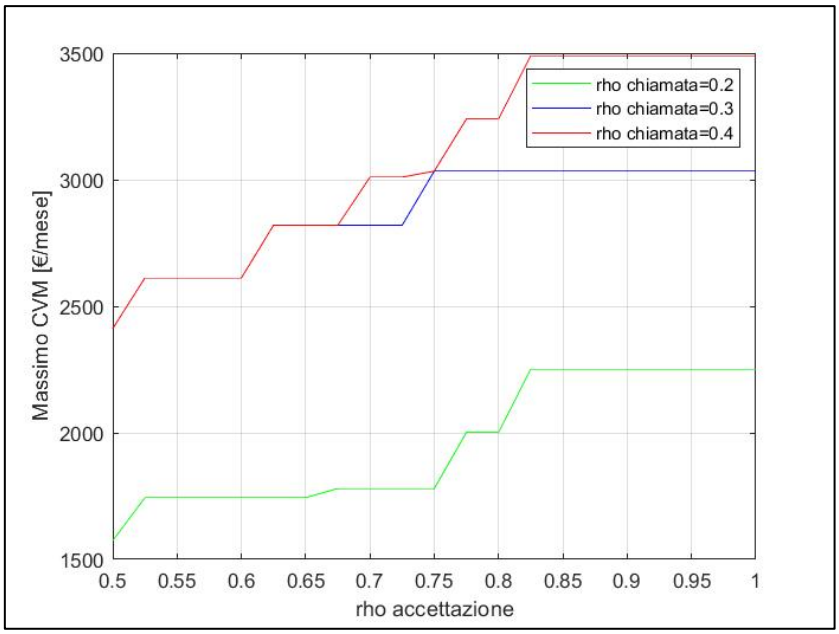

Figura 47. Massimo corrispettivo variabile mensile al variare delle soglie di accettazione e chiamata.

6.5. Considerazioni sul caso studio

Dall'analisi svolta sul caso studio ipotizzato, si evince che ad oggi realizzare un aggregato UVAM composto dalla sola tecnologia V2G risulta complesso.

Le problematiche riscontrate sono diverse: una di queste, è la necessità di un parco veicoli di dimensioni non irrilevanti per poter fornire almeno 1 MW di potenza. Questo implica un costo di progettazione e realizzazione dell'impianto che probabilmente, stando alla regolamentazione vigente, non vede un ritorno dell'investimento nel breve termine. In più, studiando il mercato elettrico dal sito del GME, si ha una più bassa probabilità di accettazione delle offerte rispetto a degli aggregati di grossa taglia; questo si pone a sfavore degli operatori che non hanno la possibilità di investire un grosso capitale.

Altra problematica riscontrata sta nel risultato delle aste riguardanti il prezzo medio ponderato per il prodotto pomeridiano (Tabella 20), il quale ha un valore di gran lunga inferiore rispetto al premio di riserva massimo fissato dal TSO. Ciò comporta una notevole riduzione del premio giornaliero ottenibile in caso di accettazione dell'offerta. Dunque, dato che l'inserimento del corrispettivo fisso da parte di Terna ha come obbiettivo di incentivare dei nuovi aggregati, aiutando così gli operatori a ridurre le tempistiche del ritorno dell'investimento, si può concludere che i BSP decisi ad abilitarsi per il prodotto pomeridiano non ottengono un vero aiuto economico, visto il basso valore che assume il CFM statisticamente quando ci si abilita a fornire 1 MW (Figura 46).

Al basso valore economico del CFM, si aggiunge l'incertezza di ricevere il CFM, poiché questo viene attribuito all'operatore qualora il TSO abbia accettato delle offerte per più del 70% dei giorni disponibili del mese in oggetto. Quindi, si aggiunge un variabile non controllabile che impatta molto sulla cassa dell'operatore.

Invece, risulta molto più conveniente il corrispettivo variabile, poiché quando si ha la chiamata a fornire il servizio si è sicuri di ricevere un compenso per l'energia venduta. Invece, per il corrispettivo fisso si è obbligati ad offrire la disponibilità di potenza nella fascia oraria abilitata, il tutto senza avere la certezza di ottenere un compenso, perché , al solito, si è legati al numero di giorni del mese in cui il TSO accetta le offerte presentate. Dalla risposta statistica si ottiene, confrontando la Figura 46 e la Figura 47, un valore di corrispettivo variabile mensile molto più conveniente rispetto al corrispettivo fisso. Dunque, dato che, se non si avvia la procedura di approvvigionamento a termine, si può partecipare al MSD in qualsiasi fascia oraria, ad oggi risulta molto più conveniente e flessibile per un aggregatore, proprietario di un parco veicoli aziendale, presentare delle offerte sul MSD per ottenere il solo corrispettivo variabile, svincolandosi così dall'obbligo di presentare delle Offerte Conformi e, dunque, di dover assicurare un quantitativo minimo di potenza nella fascia oraria abilitata.

7. CONCLUSIONI

L'obbiettivo della presente tesi, svolta in collaborazione con l'azienda Edison S.p.A., era di effettuare una ricerca nell'ambito del tema mobilità elettrica. In particolare, si è voluto studiare l'impatto dei veicoli elettrici sui servizi di rete a livello italiano ed anche europeo, andando a decrivere e definire come questi veicoli possano sopperire ai servizi innovativi di rete. Individuando nel progetto pilota Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), istituito dal TSO italiano, ovvero la società Terna S.p.A., l'abilitazione alla tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G), ci si è posti come obbiettivo l'indagine sulle condizioni e i termini di partecipazione delle risorse distribuite al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) definite nel regolamento del progetto pilotato citato. Per usufruire dell'attività di analisi della regolamentazione, si è pensato di avviare un'attività di sviluppo di un modello matematico per effettuare l'analisi tecnico-economica dei benefici derivanti la partecipazione al MSD. Nello sviluppo del modello ci si è posti come obbiettivo di individuare quali fossero gli eventuali benefici di partecipazione al MSD fornendo dei servizi ancillari e contemporaneamente garantendo la ricarica dei veicoli elettrici. Il caso studio ipotizzato è stato un parcheggio di veicoli elettrici abilitati ad agire come un sistema di accumulo di energia distribuito per fornire il servizio di bilanciamento alla rete elettrica.

L'attuale mercato elettrico italiano vede un aumento di domanda di risorse del dispacciamento e una riduzione della potenza abilitata a fornirle. Grazie all'aumento di impianti a fonte rinnovabile non programmabile, si sta avendo una diminuzione delle centrali di produzione termoelettriche, ma le nuove fonti di produzione sono incerte; dunque, è necessario che il TSO si approvviggioni attraverso MSD di una potenza maggiore rispetto alla necessaria, in modo da avere un margine di sicurezza. Ciò ha portato ad una riforma del MSD, abilitando nuove tecnologie, tra cui il V2G.

ARERA nel 2017 tramite la Delibera 300/2017/R/eel ha avviato tale processo di inclusione di risorse precedentemente non abilitate al MSD. Terna S.p.A., in seguito a tale delibera, ha avviato dei progetti pilota per sperimentare nuove tecnologie sul mercato.

Dall'analisi sui progetti pilota istituiti da Terna S.p.A., risulta che la tecnologia V2G è abilitata a due progetti pilota, ovvero l'UVAM e la Regolazione Secondaria. Dunque, i servizi ancillari abilitati a tale tecnologia risultano essere:

- la regolazione terziaria rotante;
- la regolazione terziaria di sostituzione;
- la risoluzione delle congestioni;
- il servizio di bilanciamento;
- la regolazione secondaria.

Tramite le infrastrutture di ricarica bidirezionale è dunque possibile generare dei guadagni elevati per l'operatore. Ma per la realizzazione di un impianto bisogna considerare i costi di investimento e gestione, questi potrebbero risultare non proporzionali alla taglia dell'UVAM, rendendo difficile l'accesso di piccoli impianti al MSD. In realtà quando la tecnologia utilizzata è il V2G, sono necessarie taglie rilevanti poiché risulta necessaria una potenza minima pari ad 1 MW, il che significa, utilizzando delle infrastrutture da 10 kW, avere un parco veicoli minimo di 100 posti auto, facendo l'ipotesi che tutte le vetture siano disponibili allo stesso momento per fornire il servizio ancillare abilitato. Difatti, il maggior limite per la fornitura risulta proprio essere la potenza minima modulabile. Per ovviare a ciò si potrebbe pensare di creare un aggregato UVAM composto non solo da infrastrutture di ricarica bidirezionali, ma anche da altre tecnologie, in modo tale da poter avere la certezza di disponibilità della potenza minima.

Qualora l'operatore decidesse di abilitare l'aggregato non solo al progetto pilota UVAM, ma anche alla Regolazione Secondaria, sorgerebbe un'altra problematica legata alla potenza minima. Quando ci si abilita ad entrambi i progetti pilota, è necessario istituire delle semi-bande di potenza di minimo valore pari ad $1\ \mathrm{MW}$, il che vuol dire avere un impianto di taglia minima pari a $2\ \mathrm{MW}$, dunque si va a peggiorare la situazione riguardante la taglia dell'impianto.

La remunerazione legata al progetto pilota UVAM è di due tipi: remunerazione per l'energia fornita, corrispettivo variabile, e remunerazione per la disponibilità di potenza in un determinato periodo prefissato, che sarebbe il corrispettivo fisso. Terna S.p.A., nella procedura di approvvigionamento a termine, ha definito

tre prodotti orari in cui si può ricevere una remunerazione proporzionale alla potenza abilitata, il tutto mettendo a disposizione un quantitativo di potenza predefinito in fase d'asta. Ma i veicoli elettrici in questi periodi orari vengono molto adoperati per effettuare degli spostamenti, dunque non si ha la massima disponibilità delle vetture per offrire i servizi ancillari, mettendo così in difficoltà un operatore che vuole guadagnare tramite un corrispettivo fisso proporzionale alla taglia dell'impianto realizzato. Situazione diversa si avrebbe se le fasce orarie fossero al mattino o durante la notte, dove le auto per la maggior parte della loro vita sono parcheggiate.

Nell'analisi sui progetti pilota è emerso che la Regolazione Ultra Rapida di frequenza, comunemente chiamata Fast Reserve, per caratteristiche tecniche si presta bene per la tecnologia V2G, anche se ad oggi non è abilitata a fornirla. Per la fornitura, si richiede una potenza elevata per un breve periodo, che si aggira intorno ai 5 minuti, con tempo di attivazione inferiore al secondo. Tutti i requisiti descritti sono rispettabili dall'infrastruttura di ricarica bidirezionale in test nel laboratorio delle Officine Edison di Torino. La condizione limitante risulta essere ancora la taglia minima, che per il servizio di Fast Reserve è pari a $5\ \mathrm{MW}$. Ad oggi il servizio di Regolazione Ultra Rapida di frequenza ha già visto un'asta nel dicembre 2020, dove sono stati assegnati i prodotti per il quinquennio 2023-2028. Terna S.p.A. ha inoltre specificato che non si prevedono ulteriori aste per tale servizio.

In ottica di avere una ben più chiara visione sul servizio Fast Reserve, è stata svolta una ricerca a livello europeo. Attualmente ENTSO-E, associazione europea per la cooperazione dei TSO, considera come riferimento per la fornitura del servizio Fast Reserve il sistema elettrico norvegese. Ma ad oggi, il sistema elettrico più all'avanguardia su tale tipologia di servizio è quello britannico. In questi due paesi vi è una maggiore necessità nel breve termine del servizio rapido in frequenza, poiché vi è incremento rapido di fonti di produzione rinnovabili, con conseguente diminuzione di "inerzia naturale" nel sistema elettrico.

In Gran Bretagna si hanno dei servizi statici e dinamici, ovvero che variano in base alla deviazione di frequenza; questi vengono forniti sia nella modalità a "salire" sia nella modalità a "scendere". Invece, in Norvegia ed in Italia tale servizio si ha nella sola modalità a "salire". Altra differenza è la taglia minima richiesta: in Italia pari a 5 MW, mentre nei restanti due paesi è 1 MW. Dopodichè, i servizi hanno delle caratteristiche di fornitura pressochè simili in tempistiche di attivazione, periodo e durata del servizio. Nota importante riguardante la correlazione con le vetture elettriche in Norvegia: tale servizio è abilitato agli EVs, che dovranno sostenere uno Smart Charging, ovvero una ricarica del veicolo nei periodi in cui il sistema elettrico non è sotto stress.

In Italia la Fast Reserve è un prodotto non necessario nel breve termine, perché il processo di decarbonizzazione sta avvendendo in maniera più lenta rispetto ai paesi citati. In più, il sistema elettrico italiano è interconnesso con quello europeo, dunque, eventuali carenze di risorse inerziali sono facilmente rimediabili, grazie al sistema interconnesso. Ad oggi tale servizio risulta difficilmente fornibile tramite tecnologia V2G in Italia, almeno fino a che non si avrà un ulteriore asta, prevista dopo il 2028, dove è possibile che vi sia la pubblicazione di una nuova regolamentazione.

Al fine di meglio simulare il caso studio ipotizzato, si è svolta un'analisi tecnica e di mercato dei dispositivi di ricarica in commercio. Sono stati individuati 59 prodotti, di cui soltanto 9 abilitati alla ricarica bidirezionale. Lo standard dei connettori abilitati al V2G è il CHAdeMO, ma l'ente che definisce e gestisce lo standard CCS ha affermato che, a seguito della pubblicazione dello standard ISO 15118-20 previsto per la fine del 2021, la bidirezionalità sarà garantita anche attraverso lo standard CCS.

Si è svolta una categorizzazione delle potenze erogate dalle infrastrutture, dal quale si mette in risalto come le infrastrutture definite come Slow (potenza inferiore a $7{,}4\ \mathrm{kW}$) che possiedono lo standard CHAdeMO sono un numero basso rispetto al totale analizzato. Come prevedibile, le dimensioni delle infrastrutture sono direttamente proporzionali alla taglia d'essi, così come le dimensioni fisiche. Lavorano in un range di temperatura che può andare dai $-35°\ \mathrm{C}$ sino a $65°\ \mathrm{C}$, e il grado di protezione IP maggiormente usato è l'IP 54. L'efficienza dei dispositivi è sempre superiore al 90%, con un valore medio tra i dispositivi analizzati attorno al 94%. Per ultimo, nei dispositivi dove è disponibile il dato sul fattore di potenza, questo è sempre superiore a $0{,}95$, ed il valore medio ricavato dei fattori di potenza dei dispositivi è $0{,}98$.

In seguito all'analisi sulla regolamentazione ed i dispositivi attualmente in commercio, è stato sviluppato un modello matematico che simula la fornitura dei servizi ancillari tramite un parcheggio aziendale di 150 veicoli elettrici. Il parcheggio ipotizzato è composto interamente dalle infrastrutture Terra Nova 11 J di ABB, con il

quale è possibile scambiare una potenza di $10\ \mathrm{KW}$ in modalità V2G; dunque con 150 vetture si ha la disponibilità al massimo di $1{,}5\ \mathrm{MW}$. Si è ipotizzato di presentare delle offerte sul MSD per un valore di potenza pari ad $1\ \mathrm{MW}$, così da avere un margine di sicurezza. La simulazione comprende entrambe le modalità di remunerazione, per corrispettivo fisso e variabile. L'aggregato simulato partecipa alla procedura di approvvigionamento a termine per fornire i servizi ancillari abilitati nel prodotto pomeridiano, ma, stando alle ipotesi effettuate, questo non viene pienamente fornito.

In seguito alla simulazione effettuata in modo statistico, simulando per mille volte un mese di fornitura, si ottiene una risposta statistica sui corrispettivi mensili. Utilizzando come dato d'ingresso il premio medio ponderato delle aste mensili effettuate nel periodo maggio-ottobre, risulta che per basse potenze messe a disposizione non si ha la convenienza economica ad approvvigionarsi a termine. Risultato differente si evidenzia per la fornitura di energia, dove, in modo statistico, la remunerazione risulta ben più elevata.

Riassumendo il tutto, ad oggi realizzare un aggregato UVAM costituito da sole infrastrutture di ricarica risulta oneroso, ed il ritorno economico non è immediato, anche perché attualmente le UVAM vengono raramente chiamate a fornire servizi ancillari rispetto ad altre tecnologie. Per rendere tale tecnologia maggiormente competitiva si potrebbe riformare la regolamentazione UVAM, ad esempio variando gli orari dei prodotti a termine e riducendo la soglia minima di potenza. Inoltre, analizzando il mercato, è più conveniente realizzare un aggregato di taglia elevata, in modo da avere maggiore probabilità di chiamata a fornire i serviz ancillari da parte del TSO. Dunque, l'operatore potrebbe pensare di realizzare un aggregato costituito da diverse tecnologie.

RIFERIMENTI

[1] Terna.o, «Allegato al Codice di Rete Italiano Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete,» 23 Novembre 2015. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Codice%20di%20rete%20completo_20201001_8d866c1cbf8261d_8d8b7b7ac500a45.pdf.

[2] Terna.c, «Regolamento al Progetto Pilota UVAM ai sensi della Delibera ARERA 70/2021 - Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di UVAM al MSD,» 26 febbraio 2021. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Regolamento_UVAM_MSD_Del70%202021_8d8da9d0fdf4012.pdf.

[3] ARERA.b, «Allegato alla Delibera ARERA 300/2017/R/EEL Prima apertura del MSD alla domanda elettrica ed alle UP anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo.,» 05 MAGGIO 2017. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/17/300-17ti.pdf.

[4] Terna.n, «Regolamento al Prog. Pilota Regolazione di Tensione Delibera ARERA 300/2017/R/EEL - Regol. recante le modalità per la partecipazione alla fornitura del serv. di regol. di tensione tramite impianti connessi alla RTN a seguito di adeguamenti impiantistici,» 16 novembre 2020. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Regolamento%20Pilota%20Tensione_8d88a58d892e741.pdf.

[5] Gazzetta.a - Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, «Decreto Ministeriale del 30 gennaio 2020 del Ministero dello Sviluppo Economico - Criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica, denominata Vehicle to Grid,» 30 gennaio 2020. [Online]. Available: https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/02/14/20A00891/sg.

[6] Terna.a, «Regolamento al Progetto Pilota Riserva Ultra-Rapida ai sensi della Delibera ARERA 200/2020/R/EEL - Regolamento recante i requisiti e le modalità per la fornitura del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza,» 06 luglio 2020. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/FastReserve_Regolamento_8d821bd9fe7092c.pdf.

[7] ENTSO-E, «Electric Vehicle Integration into Power Grids,» 31 Marzo 2021. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/210331_Electric_Vehicles_integration.pdf.

[8] ARERA, «Delibera ARERA 200/2020/R/eel - Approvazione del regolamento ai sensi della deliberazione dell'autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di Regolazione Ultra-Rapida di frequenza,» 03 Giugno 2020. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/200-20_8d821bdc90b1076.pdf.

[9] Terna.p, «Allegato al Regolamento UVAM Delibera 70/2021 - Approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per i soggetti titolari di UVAM al MSD,» 26 Febbraio 2021. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Procedura%20per%20approvvigionamento%20a%20termine%20UVAM_Del70%202021_8d8da9c8ca1dd83.pdf.

[10] Terna.e, «Regolamento al Progetto Pilota UPI ai sensi della Delibera ARERA 402/2018/R/EEL - Regolamento per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione integrate con sistemi di accumulo,» 02 maggio 2018. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1118/02.PDF .

[11] Terna.d, «Regolamento al Progetto Pilota Regolazione Secondaria Delibera ARERA 300/2017/R/EEL - Regolamento recante le modalità per la qualificazione e la fornitura del servizio di reg. secondaria della frequenza/potenza tramite risorse non già abilitate,» 04 Giugno 2021. [Online]. Available:

https://download.terna.it/terna/Regolamento%20pilota%20regolazione%20secondaria%20del.215-21_8d9276d2d25544f.pdf.

[12] Terna, «Il Pacchetto Energia Pulita. L'evoluzione del mercato elettrico itaiano,» 2019. [Online]. Available: https://www.assolombarda.it/servizi/energia-e-gas/documenti/presentazione-michele-dalena-market-design-elettrico-lo-stato-delle-riforme-in-italia.

[13] E. Strategy, «Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in Italia,» 2019. [Online]. Available: https://www.energystrategy.it/osservatorio-di-ricerca/electricity-market/?2019.

[14] Terna.s, «Apertura delle risorse distribuite al mercato dei servizi: quale bilancio?,» 11 Giugno 2019. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1224/89.PDF.

[15] ARERA, «Allegato ai sensi della delibera 574/2014/R/eel - Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale,» 20 Novembre 2014. [Online]. Available: https://www.autorita.energia.it/allegati/docs/14/574-14.pdf.

[16] ARERA, «Delibera 422/2018/R/eel - Approvazione del regolamento, predisposto da Terna a i sensi della delibera 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione di UVAM al MSD. Adeguamento della delibera 300/2017/R/eel,» 02 Agosto 2018. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1117/95.PDF.

[17] ARERA, «Delibera ARERA 372/2017/R/eel - Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della delibera 300/2017/R/eel relativo al progetto pilota per la partecipazione della domanda al MSD.,» 25 Maggio 2017. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1051/78.PDF.

[18] ARERA, «Delibera 583/2017/R/eel - Approvazione del regolamento, predisposto da Terna ai sensi della delibera 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per la partecipazione della generazione distribuita, come UVAP, al MSD,» 03 Agosto 2017. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1051/81.PDF.

[19] Terna.q, «Allegato al Regolamento Fast-Reserve delibera 200/2020/R/eel - Requisiti tecnici dei dispositivi inclusi in FRU,» 06 Luglio 2020. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/FastReserve_Allegato%203_Tecnico_8d821bd247f5727.pdf.

[20] ARERA.c, «Regolamento alla Delibera ARERA 200/2020/R/EEL - Approvazione del regolamento ai sensi della deliberazione dell'autorità 300/2017/R/EEL, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza,» 03 giugno 2020. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/20/200-20.pdf.

[21] Terna.t, «Allegato al Regolamento Fast Reserve - Seminario illustrativo del progetto pilota Fast Reserve,» 15 Gennaio 2020. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Fast%20reserve%20seminario_8d799af0305bcca.pdf.

[22] Terna.r, «Allegato al progetto pilota Regolazione di tensione - Definizione dei requisiti tecnici per la partecipazione al servizio di regolazione gerarchica di tensione tramite impianti programmabili e non, connessi alla RTN a seguito di adeguamenti impiantistici,» 16 Novembre 2020. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Allegato%20tecnico%20Pilota%20Regolazione%20Tensione_8d88a581c52c72a.pdf.

[23] Terna, «Allegato al Regolamento per la fornitura della Regolazione Secondaria - Requisiti tecnici per il servizio di regolazione secondaria della frequenza/potenza tramite risorse non già abilitate,» 04 Giugno 2021. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/Allegato%202%20Allegato%20Tecnico%20Regolamento%20Pilota%20Regolazione%20Secondaria%20del.%20215-21_8d9276d72213e09.pdf.

[24] Terna.i, «Allegato al Progetto Pilota UVAC e UVAP ai sensi della delibera 300/2017/R/EEL - Regolamenti MSD UVAC e MSD UVAP - Aggiornamento requisiti di ammissione,» 22 dicembre 2017. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1051/91.PDF.

[25] ARERA.e, «Delibera 383/2018/R/eel - Approvazione del regolamento ai sensi della delibera 300/2017/R/eel del progetto pilota per la partecipazione al MSD delle UPR non oggetto di abilitazione obbligatoria,» 12 Luglio 2018. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1118/04.PDF.

[26] ARERA, «Delibera ARERA 402/2018/R/eel - Approvazione del regolamento relativo al progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di UPI,» 26 luglio 2018. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1118/01.PDF.

[27] Terna.f, «Allegato al Progetto Pilota UPI ai sensi della Delibera ARERA 402/2018/R/EEL - Allegato tecnico UPI,» 02 maggio 2018. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1118/03.PDF.

[28] ENTSO-E, «The inertia challenge in Europe - Present and long term perspective,» Gennaio 2021. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/TYNDP2020_Insight_Report_Inertia.pdf.

[29] ENTSO-E, «Risposta alla domanda industriale per bilanciamento della frequenza e controllo della tensione,» 2020. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/industrial-demand-response-for-frequency-balancing-and-voltage-control.

[30] Statnett, «Fast Frequency Reserves 2018,» 2018. [Online]. Available: https://www.statnett.no/contentassets/250c2da4dd564f269ac0679424fdfcfc/evaluering-av-raske-frekvensreserver.pdf.

[31] Statnett-ENTSO-E, «Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area,» 11 Gennaio 2021. [Online]. Available: https://www.statnett.no/contentassets/1c2efb53b932430c821e289363898567/ffr-2021/technical-requirements-for-ffr-v1.1.pdf.

[32] Statnett, «Progetto dimostrativo per Fast Frequency Reserves (FFR) 2021,» 2021. [Online]. Available: https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/ffrdemo2021/.

[33] National-Grid-ESO, «Frequency Response Auction Trial - Evaluation Report,» 27 Luglio 2020. [Online]. Available: https://www.nationalgrideso.com/document/176721/download.

[34] National-Grid-ESO, «Firm Frequency Response (FFR) - Interactive Guidance,» 19 Dicembre 2017. [Online]. Available: https://www.nationalgrideso.com/document/103306/download.

[35] National-Grid-ESO, «FFR Firm Frequency response,» 2019. [Online]. Available: https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/firm-frequency-response-ffr?technical-requirements.

[36] National-Grid-ESO, «Phase 2 Auction Trial,» 2021. [Online]. Available: https://www.nationalgrideso.com/balancing-services/frequency-response-services/frequency-auction-trial?technical-requirements.

[37] National-Grid-ESO, «Frequency Response Auction Trial - Test guidance for LFS service,» 04 Novembre 2019. [Online]. Available: https://www.nationalgrideso.com/document/159021/download.

[38] National-Grid-ESO, «Future of balancing services,» 17 Marzo 2021. [Online]. Available: https://www.nationalgrideso.com/research-publications/future-balancing-services.

[39] National-Grid-ESO, «Dynamic Containment,» 2021. [Online]. Available: https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment?technical-requirements.

[40] National-Grid-ESO, «Newsletter Future of Balancing Services,» 17 Marzo 2021. [Online]. Available: https://subscribers.nationalgrid.co.uk/t/d-9EB2B2A9FE85302D2540EF23F30FEDED.

[41] National-Grid-ESO, «Future of Frequency Response,» Febbraio 2019. [Online]. Available: https://www.nationalgrideso.com/document/138861/download.

[42] Cenex, «Commercial Viability of V2G: Project Sciurus white paper,» Gennaio 2021. [Online]. Available: https://www.cenex.co.uk/app/uploads/2021/01/V2G-Commercial-Viability-1.pdf.

[43] ARERA.z, «Mercato e caratteristiche dei dispositivi di ricarica per i veicoli elettrici,» aprile 2021. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/pubblicazioni/210503_dispositivi_ricarica.pdf.

[44] Wikipedia, «Connector type 2,» [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Type_2_connector.

[45] IInsideEVsITALIA, «Il futuro della ricarica delle auto elettriche: tariffe, smart charging e V2G,» 14 Maggio 2021. [Online]. Available: https://www.youtube.com/watch?v=_pZAAKK6m38.

[46] CHARIN, «Dal veicolo alla rete V2G,» 24 Marzo 2021. [Online]. Available: https://www.charin.global/news/vehicle-to-grid-v2g-charin [40]-bundles-200-companies-that-make-the-energy-system-and-electric-cars-co2-friendlier-and-cheaper/.

[47] MISE, «Pubblicato il testo definitivo del Piano Energia e Clima (PNIEC),» 21 Gennaio 2020. [Online]. Available: https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2040668-pniec2030.

[48] NISSAN, «NISSAN,» 2021. [Online]. Available: https://www.nissan.it/veicoli/veicoli-nuovi/leaf/autonomia-ricarica.html.

[49] CHAdeMO, «CHAdeMO,» 2021. [Online]. Available: https://www.chademo.com/portfolios/abb-terra-nova_11_j/.

[50] F. Milone, «Tesi Magistrale "Test on charging systems for V2G application with Power Hardware-In-the-Loop methodology"-Politecnico di Torino,» 2021. [Online].

[51] Terna, «Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di UVAM al MSD,» 19 Giugno 2018. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1117/98.PDF.

[52] Terna, «Progetto pilota UVAM e altri Progetti pilota ai sensi della delibera 300/2017/R/eel,» 09 Luglio 2018. [Online]. Available: https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-uvam.

[53] ARERA.a, «Allegato alla Consultazione ARERA 201/2020/R/EEL Orientamenti relativi alla partecipazione dei veicoli elettrici al Mercato per il Servizio di Dispacciamento, per il tramite delle infrastrutture di ricarica dotate di tecnologia Vehicle to Grid,» 04 giugno 2020. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/schede/201-20st.pdf.

[54] ARERA.d, «Allegato alla Delibera ARERA 70/2021/R/EEL - Approvazione delle modifiche al progetto pilota per la partecipazione di unità virtuali miste al MSD, ai sensi della deliberazione dell'Autorità,» 23 febbraio 2021. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/21/070-21.pdf.

[55] Terna.b, «Allegato al Progetto Pilota UVAM ai sensi della Delibera ARERA 70/2021- Perimetri di aggregazione di cui all'articolo 3.1 lettera b) del regolamento MSD UVAM,» 26 febbraio 2021. [Online]. Available: https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/progetti-pilota-delibera-arera-300-2017-reel/progetto-pilota-uvam .

[56] Terna.g, «Allegato al Progetto Pilota UVAC ai sensi della Delibera ARERA 300/2017/R/EEL - Perimetri di aggregazione di cui al paragrafo 2.2 lettera a) del regolamento MSD,» 30 maggio 2017. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1051/82.PDF.

[57] Terna.h, «Regolamento al Progetto Pilota UPR ai sensi della Delibera ARERA 383/2018R/EEL - Regolamento recante le modalità di abilitazione di UP rilevanti non già obbligatoriamente abilitate al MSD,» 03 agosto 2018. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1118/05.PDF.

[58] Terna.l, «Regolamento al Progetto Pilota UVAC ai sensi della delibera 300/2017/R/EEL - Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di UVAC abilitate al MSD - regolamento MSD,» 30 maggio 2017. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1051/79.PDF.

[59] Terna.m, «Regolamento al Progetto Pilota UVAP ai sensi della Delibera ARERA 583/2017/R/EEL - Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali di produzione abilitate al MSD- regolamento MSD UVAP,» 22 settembre 2017. [Online]. Available: https://download.terna.it/terna/0000/1051/83.PDF.

[60] ARERA, «Documento per la Consultazione 322/2019/R/eel - Testo Integrato del Dispacciamento elettrico,» 23 Luglio 2019. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/19/322-19.pdf.

[61] ARERA, «Parere di ARERA in relazione allo schema di decreto ministeriale finalizzato a favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica,» 26 Settembre 2019. [Online]. Available: https://www.arera.it/allegati/docs/19/394-19all.pdf.

[62] REE, «Red Eléctrica publishes a map of smart charging points for electric,» 16 Dicembre 2019. [Online]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/paragraph/2021/01/file/161219_PR_Map.pdf.

[63] Regelleistung.net, «Interruptible loads,» 2016. [Online]. Available: https://www.regelleistung.net/ext/static/abla.

[64] BMJV, «Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten,» 16 Agosto 2016. [Online]. Available: http://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/BJNR198400016.html.