



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

L'apertura del mercato del dispacciamento in Italia alle
fonti rinnovabili: il caso studio di un parco eolico

Relatore: Prof. Arturo Lorenzoni

Correlatore: Jan Marc Schwidtal

Matteo Bernardi

1176344

Anno Accademico 2019/2020

Sommario

INTRODUZIONE.....	1
1 Struttura del Mercato Elettrico	3
1.1 Mercato del giorno prima	4
1.2 Mercato infragiornaliero.....	5
1.3 Mercato del Dispacciamento	5
1.3.1 Regolazione primaria di tensione.....	8
1.3.2 Regolazione secondaria di tensione	8
1.3.3 Riserva primaria di frequenza	8
1.3.4 Riserva secondaria	9
1.3.5 Riserva terziaria	9
1.3.6 Bilanciamento	10
1.3.7 Risoluzione delle congestioni in fase di programmazione.....	10
1.3.8 Altre risorse di dispacciamento.....	10
2 Criticità e risoluzione del mercato del dispacciamento	11
2.1 Fattori che incrementano le criticità del mercato	11
2.2 Misure politiche nazionali ed europee.....	15
2.3 Apertura del mercato del dispacciamento	16
2.3.1 Misure già intraprese.....	16
2.3.2 Proposte di nuove misure	19
3 Progetto Pilota: Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)	21
3.1 Definizione di UVAM.....	21
3.2 Tipologia di UVAM	21
3.3 Requisiti per la creazione e qualificazione dell'UVAM	22
3.4 Funzionamento dell'UVAM.....	23
3.4.1 Servizi di dispacciamento	23
3.4.2 Presentazione offerte.....	24
3.5 Processo di creazione e qualificazione di UVAM.....	25
3.6 Remunerazione	26

3.7	Approvvigionamento a lungo termine.....	27
3.8	Analisi dello stato attuale e possibili evoluzioni	29
3.8.1	Criticità e suggerimenti di migliorie per il progetto UVAM	30
3.8.2	Caratteristiche delle UVAM abilitate.....	32
3.8.3	Risultati dell'approvvigionamento a lungo termine.....	33
3.8.4	Confronto con altri paesi europei.....	36
4	Caso Studio	39
4.1	Dati di riferimento	40
4.1.1	Modulazione a scendere.....	40
4.1.2	Modulazione a salire	43
4.2	Scenari reali di modulazione a scendere	46
4.2.1	Prezzo fisso	46
4.2.2	Prezzo variabile con offerta massima	47
4.2.3	Offerta cautelativa per migliorare la redditività economica	52
4.2.4	Offerta massima con parco eolico non incentivato	54
4.3	Scenari reali di modulazione a salire.....	56
4.3.1	Prezzo fisso	56
4.3.2	Prezzo variabile con offerta massima	58
4.3.3	Offerta cautelativa per migliorare lo sfruttamento della capacità.....	63
4.3.4	Offerta massima parco eolico non incentivato.....	64
4.4	Discussione dei risultati.....	66
4.5	Paragone con altre zone di mercato.....	69
4.5.1	Modulazione a scendere.....	69
4.5.2	Modulazione a salire	71
	CONCLUSIONI.....	75
	BIBLIOGRAFIA	77

Lista delle figure

Figura 1.1: fasi dei mercati [1]

Figura 1.2: servizi del mercato del dispacciamento[2]

Figura 1.3: Variazione del mix produttivo in Italia [6]

Figura 1.4: Produzione annuale e numero di accensioni nel tempo di cicli combinati [8]

Figura 1.5: Andamento pompe di calore nel settore residenziale[12]

Figura 1.6: Andamento e proiezioni di emissioni gas serra e obiettivi in Europa[13]

Figura 1.7: Unità che potevano chiedere l'abilitazione prima e dopo la riforma[2]

Figura 3.1: Confronto tra le aste nell'area di aggregazione A

Figura 3.2: Confronto tra le aste nell'area di aggregazione B

Figura 3.4: Grado di apertura del mercato dei servizi per le risorse distribuite SEDC/smartEn [18]

Figura 4.1: Esiti, quantità accettate ed offerte nel mercato del dispacciamento fornendo modulazione a scendere

Figura 4.2: Esiti e quantità accettate ed offerte nel mercato del dispacciamento fornendo modulazione a salire

Figura 4.3: Relazione tra prezzo, quantità e spesa per servizi a scendere

Figura 4.4: Andamento dei prezzi nella fase di programmazione del mercato del dispacciamento a scendere per i vari scenari

Figura 4.5: Andamento dei prezzi nel mercato del bilanciamento a scendere per i vari scenari

Figura 4.6: Confronto tra i vari scenari nel mercato del dispacciamento offrendo modulazione a scendere con offerta massima

Figura 4.7: Confronto tra i vari scenari nel mercato del dispacciamento offrendo modulazione a scendere con offerta massima

Figura 4.8: Relazione tra prezzo, quantità e spesa per servizi a salire

Figura 4.9: Andamento dei prezzi nella fase di programmazione del mercato del dispacciamento a salire per i vari scenari

Figura 4.10: Andamento dei prezzi nel mercato del bilanciamento a salire per i vari scenari

Figura 4.11: Confronto tra i vari scenari nel mercato del dispacciamento offrendo modulazione a salire con offerta massima

Lista delle tabelle

Tabella 3.1: Suddivisione delle UVAM abilitate

Tabella 3.2: Quantità aggiudicate nelle aste di approvvigionamento a termine

Tabella 3.3: Benchmarking risorse distribuite in Europa[18]

Tabella 4.1: Risultati simulazioni di modulazione a scendere per diversi scenari con massima offerta

Tabella 4.2: Risultati simulazioni di modulazione a scendere con offerta cautelativa

Tabella 4.3: Risultati simulazioni di modulazione a scendere con impianto non incentivato

Tabella 4.4: Risultati simulazioni di modulazione a salire per i diversi scenari

Tabella 4.5: Risultati simulazioni di modulazione a salire con offerta cautelativa

Tabella 4.6: Risultati simulazioni di modulazione a salire con impianto non incentivato

Tabella 4.7: Risultati dello scenario 0 per modulazione a scendere per altre zone di mercati

Tabella 4.8: Risultati dello scenario 3 per modulazione a scendere per altre zone di mercati

Tabella 4.9: Risultati dello scenario 5 per modulazione a scendere per altre zone di mercati

Tabella 4.10: Risultati dello scenario 0 per modulazione a salire per altre zone di mercati

Tabella 4.11: Risultati dello scenario 3 per modulazione a salire per altre zone di mercati

Tabella 4.12: Risultati dello scenario 4 per modulazione a salire per altre zone di mercati

INTRODUZIONE

Il presente lavoro di tesi ha lo scopo di analizzare la possibilità di partecipazione di un parco eolico al mercato del dispacciamento. Il gestore della rete di trasmissione italiana, Terna, ha eseguito l'apertura del mercato ad una platea di soggetti più ampia.

Al momento, Terna ha istituito un progetto pilota per verificare la possibilità dei nuovi soggetti, precedentemente esclusi, di fornire le risorse richieste dal dispacciamento. L'apertura del mercato del dispacciamento a nuovi soggetti è necessaria poiché questo mercato è soggetto a forti criticità di gestione. L'andamento decrescente della potenza abilitata ai servizi ancillari incrementa le avversità di gestione del mercato. In base agli esiti di tale progetto, Terna attuerà modifiche nella gestione del dispacciamento. Le modifiche serviranno per implementare la fornitura dei servizi richiesti da parte di fonti diverse rispetto a quelle già abilitate. Le nuove fonti che possono richiedere l'abilitazione sono in maggior accordo con il nuovo parco di generazione, che si è venuto a formare negli ultimi anni.

L'apertura del mercato del dispacciamento avviene, in particolar modo, mediante l'introduzione di aggregati: insieme di unità di produzione, consumo e accumuli. Queste unità, in maniera riunita, forniscono i servizi richiesti da tale mercato. Gli aggregati, una volta abilitati, sono considerati come un'unica entità in concorrenza con le vecchie tecnologie che partecipavano al mercato, seguendo le regole già in vigore.

L'analisi è avvenuta a posteriori, simulando la partecipazione del parco eolico al mercato del dispacciamento durante l'anno 2018. La base di partenza dell'analisi sono stati i dati di producibilità che lo studio che ha in gestione il parco eolico, ha messo a disposizione. Da prima è stata valutata la possibilità dell'impianto a fornire i servizi che Terna si approvvigiona tramite il mercato del dispacciamento. In seguito, è stata valutata la convenienza economica a fornire tali servizi. La convenienza economica è stata esaminata mediante confronto tra l'introito complessivo della simulazione e gli incassi effettivi del parco per la vendita di energia elettrica alla rete durante l'anno 2018.

Il lavoro è stato strutturato nei seguenti capitoli:

1 Struttura del mercato elettrico

In questo capitolo sono riportate le regole di gestione del mercato elettrico italiano, il quale si divide in vari mercati. Un focus particolare è dedicato al mercato del dispacciamento e alle risorse richieste.

2 Criticità e riforma del mercato del dispacciamento

Da qualche anno, il mercato del dispacciamento è caratterizzato da difficoltà di gestione e ci si aspetta che siano implementate nei prossimi anni. In questo capitolo, sono esposte le cause principali di tale criticità e le prospettive per il futuro. Inoltre, il capitolo 2 contiene le operazioni già in atto e che saranno attuate per risolvere tali criticità.

3 Progetto pilota: Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)

Nel capitolo 3, è riportato il regolamento per la creazione, qualificazione e gestione delle unità virtuali miste (UVAM) al mercato del dispacciamento. Sono riportate anche le varie forme di remunerazioni previste per tale progetto. Inoltre, si espongono i risultati ottenuti fino ad oggi dal progetto, mettendo in luce anche i perfezionamenti da apportare per migliorare l'efficacia del progetto.

4 Caso studio

Il quarto capitolo contiene l'analisi fatta sul parco eolico. L'analisi è svolta sui risultati ottenuti dalla simulazione della partecipazione al mercato del dispacciamento di questo impianto attraverso il progetto UVAM. Sono riportati: lo scopo, la metodologia di calcolo e i risultati ottenuti. Si riportano i risultati ottenuti e le conclusioni evinte dai dati estrapolati. Infine, vi è la simulazione del parco eolico anche in altre zone del mercato, per capire l'efficacia del progetto in tutta Italia.

1 Struttura del Mercato Elettrico

Il mercato elettrico è nato con lo scopo di promuovere, secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, la competizione nelle attività di produzione e di compravendita di energia elettrica attraverso la creazione di una “piazza di mercato”; assicurare la gestione economica di un’adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento.¹ La Borsa Elettrica è un luogo virtuale dove avviene la compravendita di energia, di conseguenza è il luogo in cui si definiscono i programmi d’immissione e prelievo dalla rete. Inoltre, nella Borsa Elettrica, il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) si approvvigiona i servizi ancillari.

Siccome il mercato elettrico si basa su transazioni svolte mediante una piattaforma telematica, per parteciparvi bisogna essere dotati di competenza telematica. Inoltre, per prendervi parte, bisogna aver ricevuto l’ammissione da parte del Gestore dei Mercati Elettrici (GME). Il GME ha il compito di organizzare e gestire il mercato, garantire la sicurezza degli scambi e il bilanciamento tra domanda ed offerta, per ogni periodo di rilevanza.

Per incrementare l’efficienza dell’intero sistema elettrico, esso è suddiviso in varie zone per le quali sono previsti dei limiti fisici di transito energetico tra di loro. I limiti di transito rispecchiano le attuali circostanze geografiche. Ogni zona è un insieme di punti di offerta in immissione o prelievo per i quali va definito il programma orario. Il programma si basa sulle offerte di vendita e acquisto che ogni punto presenta nella Borsa Elettrica. I punti d’immissione sono solitamente impianti per la conversione energetica da qualsiasi fonte ad energia elettrica. I loro programmi d’immissione sono scelti sulla base delle offerte più convenienti e in modo tale da permettere a Terna l’approvvigionamento delle risorse per i servizi ancillari. I punti di prelievo, invece, possono essere a singole unità di consumo o ad aggregati di punti. La rete di trasmissione italiana è suddivisa in:

- 6 zone di mercato geografiche: Nord (Val d’Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna), Centro Nord (Toscana Umbria Marche), Centro Sud (Lazio, Abruzzo, Marche), Sud (Molise, Basilicata, Puglia, Calabria), Sicilia; Sardegna;
- 8 zone virtuali estere: Francia, Corsica, Corsica AC, Svizzera, Austria, Slovenia, BSP, Grecia;

¹ Cfr. GME, Vademecum della Borsa Elettrica[24]

- Poli di produzione limitata (zone virtuali di produzione con capacità d'interconnessione inferiore alla potenza installata delle unità stesse): Rossano, Foggia, Brindisi, Priolo, Monfalcone. Al momento è rimasta attiva solo Rossano.

Il mercato elettrico si articola in mercato elettrico a pronti (MPE) e il mercato a termine dell'energia. Il primo è suddiviso nel mercato del giorno prima, il mercato infragiornaliero e il mercato del dispacciamento. Il mercato a termine dell'energia consente la negoziazione a termine su orizzonti temporali estesi di forniture di energia.

1.1 Mercato del giorno prima

Il mercato del giorno prima è il luogo dove avviene la maggior parte della negoziazione di energia all'ingrosso. In questo mercato, il GME agisce da controparte centrale garantendo la buona riuscita degli scambi energetici tra domanda e l'offerta. La domanda è l'insieme di richieste fornite dai clienti idonei², i grossisti, i *traders*, i distributori, Terna, l'Acquirente Unico, i clienti esteri. L'offerta è rappresentata dalla sommatoria delle offerte di vendita da parte di Terna, le imprese CIP6, i produttori nazionali ed esteri. Il mercato del giorno prima si svolge in un'unica sessione sia di raccolta di offerte sia di pubblicazione degli esiti. La sessione di raccolta si apre alle ore 8.00 del nono giorno precedente la giornata di consegna e si chiude alle ore 12.00 del giorno antecedente. Gli esiti sono pubblicati entro le ore 12.55 della giornata precedente al giorno di consegna, perciò questo mercato è un mercato d'asta. Ogni operatore fornisce delle offerte di acquisto che contengono la quantità e il prezzo massimo al quale sono disposti ad acquistare tale quantità. Le offerte di vendita presentate al mercato contengono la quantità e il prezzo minimo per remunerare il quantitativo offerto.

Una volta conclusa la sessione di raccolta delle offerte, queste sono ordinate per prezzo crescente. Nel caso di offerte aventi lo stesso prezzo, l'ordine di merito prevede che siano disposte secondo l'ordine di arrivo temporale. L'ordine di merito, così creato, definirà le offerte accettate, partendo dalla più economica fino a copertura dell'intera domanda. Le offerte di vendita e acquisto sono accettate in modo tale da massimizzare il valore netto delle transizioni³ assicurando, però, che la quantità di energia accettata in acquisto sia pari alla quantità accettata in vendita.

² I clienti idonei sono quei soggetti che partecipano al mercato libero; entro il primo gennaio 2022, però, tutte le utenze domestiche e le piccole imprese connesse in bassa tensione dovranno far parte di questo mercato poiché il mercato di maggior tutela è stato eliminato per queste categorie[25]

³ Con "valore netto delle transazioni" si intende la differenza tra il valore complessivo delle offerte in acquisto accettate e il valore complessivo delle offerte di vendita accettate.

A seguito di un'offerta accettata nel mercato, l'unità che l'ha offerta assume l'impegno di immettere o prelevare la quantità intera o parziale valorizzata a un prezzo consono rispetto a quello offerto.

L'ordine di merito è basato sui costi marginali, che significa che tutte le tecnologie accettate abbiano diritto ad una remunerazione pari al prezzo offerto accettato più costoso. Il prezzo, teoricamente, dovrebbe essere unico per tutta Italia. Potrebbero verificarsi comunque prezzi differenti qualora siano superati i limiti di transito tra aree. A questo punto, ogni zona remunererà le offerte di vendita ai prezzi zionali, mentre le offerte di acquisto pagheranno sempre il prezzo unico nazionale (PUN).

1.2 Mercato infragiornaliero

Il mercato infragiornaliero consente agli operatori di definire in maniera più accurata il proprio programma, attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Gli esiti del mercato del giorno prima sono approssimativi, il mercato infragiornaliero ha il compito di definire ora per ora i programmi d'immissione e prelievo. Il mercato infragiornaliero si articola in varie sessioni con orari di chiusura in successione, così da permettere agli operatori una migliore gestione sulla base di dati più aggiornati e recenti.

Le modalità di offerta e i criteri di selezione sono i medesimi del mercato del giorno prima. In questo mercato, non è calcolato il PUN poiché tutte le unità, sia di consumo sia di produzione, sono valorizzate al prezzo zonale. Per ogni sessione, il GME pubblicherà gli esiti contenenti: i prezzi di valorizzazione delle offerte senza tener conto dei vincoli di trasporto tra zone, i prezzi zionali di valorizzazione, le quantità complessivamente accettate in vendita e in acquisto e la curva di domanda e di offerta.

Per ogni offerta accettata in questo mercato, il GME definisce un corrispettivo di non arbitraggio definito come il prodotto tra la quantità accettata e la differenza tra il prezzo zonale e il PUN. Per le offerte d'acquisto, l'offerente deve pagare il corrispettivo fisso se negativo o riceverlo, se positivo; mentre per le offerte di vendita, l'operatore che effettua l'offerta è tenuto a pagare il corrispettivo, se positivo, o a riceverlo, se negativo.

1.3 Mercato del Dispacciamento

Il sistema elettrico italiano si basa sull'equilibrio istantaneo tra domanda e offerta, rispettando i limiti operativi. Questi limiti si riferiscono alle principali grandezze elettriche che caratterizzano l'intero sistema, in particolar modo tensione e frequenza. Nel mercato del dispacciamento, Terna ricorre all'acquisto di quei servizi atti a garantire l'esatta gestione dell'intero sistema elettrico.

Il sistema deve garantire in maniera precisa alcuni standard di:

1. sicurezza: il sistema deve reagire a cambi di andamento per disturbi improvvisi;
2. adeguatezza: il sistema deve sopperire all'intera domanda attraverso le varie tecnologie di cui è dotato;
3. qualità: il sistema deve garantire la continuità di servizio mantenendo una determinata qualità misurata da parametri come livello di tensione e frequenza, forma d'onda, ecc.
4. efficienza: il sistema deve riuscire a garantire tutte le caratteristiche sopra riportate al minor costo per le utenze finali.

Un'unità per essere abilitata al mercato del dispacciamento, deve essere rilevante (impianti con taglia non inferiore a 10 MVA) e programmabile. Al momento, le uniche tecnologie abilitate sono le centrali termoelettriche e il grande idroelettrico a bacino.

Il mercato del dispacciamento si articola in due mercati differenti: una fase di programmazione (MSD ex-ante) e in un mercato del bilanciamento (MB).

Gli esiti della fase di programmazione del mercato del dispacciamento sono pubblicati in sei sottofasi di programmazione, mentre la fase di raccolta delle offerte è unica. La struttura delle varie fasi è riportata in figura 1.1. La fase di raccolta apre alle 12.55 del giorno precedente rispetto la giornata di consegna e chiude alle 17.30 dello stesso giorno. Le sottofasi di programmazione, emettono dei risultati sfasati nel tempo: la prima sottofase rende noti gli esiti alle ore 21.45 della giornata precedente al giorno di consegna, la seconda sessione emette i risultati alle ore 02.15 del giorno stesso. Il GME comunica gli esiti individuali della terza sessione alle ore 06.15, secondo la disciplina del dispacciamento. In accordo con le offerte accettate da Terna, si comunicano i risultati della quarta sottofase alle ore 10.15, mentre quelli della quinta sessione sono resi noti entro le ore 14.15 del giorno di consegna. I risultati dell'ultima sessione, secondo quanto previsto dalla disciplina del dispacciamento, saranno resi noti entro le 18.15, sempre in accordo con le quantità offerte ed accettate da Terna. Nella fase di programmazione, le quantità accettate da Terna sono tali per sopperire ai problemi di congestioni residue e per la costruzione di margini di riserva.

Il mercato del bilanciamento è articolato anch'esso in sei sessioni nelle quali Terna considera solo le offerte per quel lasso di tempo in cui si svolge la sessione. Per la prima sessione del mercato del bilanciamento si fa riferimento alle offerte ricevute nella precedente sessione di raccolta della fase di programmazione, mentre per le altre sessioni, si aprono tutte le fasi di raccolta alle 22.30 del giorno precedente, non prima dell'uscita dei risultati della precedente sessione della fase di programmazione. La chiusura di ciascuna sessione è prevista un'ora e mezza prima dell'ora che può essere

negoziata. Il criterio di scelta adottato in questo mercato implica l'approvvigionamento del servizio di regolazione secondaria e il mantenimento del bilanciamento tra immissione e prelievo di energia dalla rete in tempo reale.

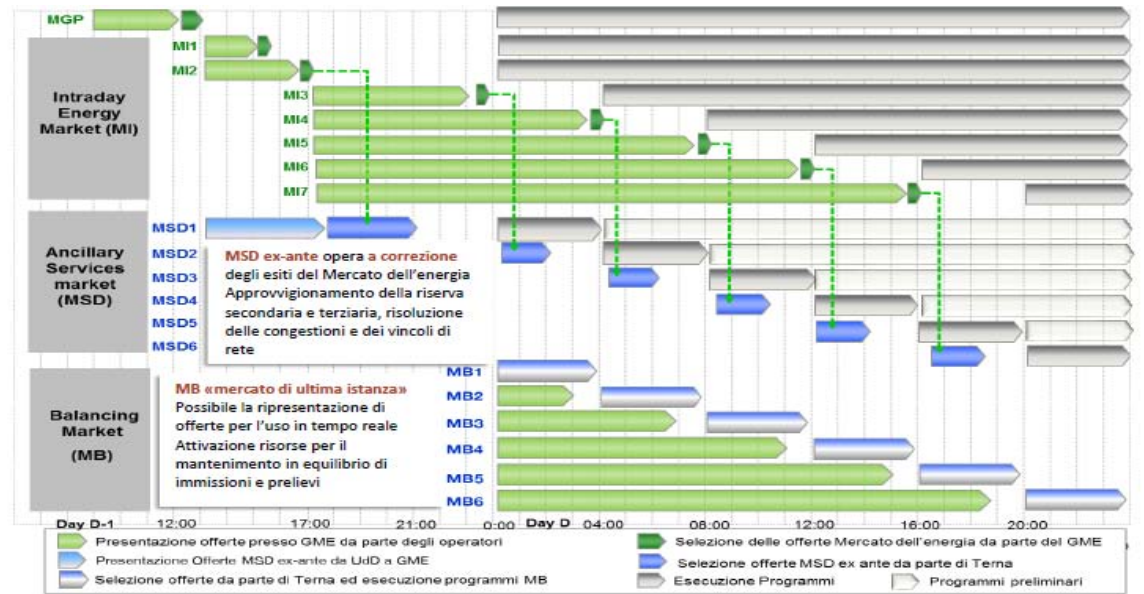


Figura 1.1: fasi dei mercati [1]

Per ciascun periodo di validità e per ciascun punto abilitato, il GME comunica a Terna le offerte ricevute dagli utenti del dispacciamento sul mercato, e inoltre determina il corrispettivo di non arbitraggio che l'offerente è tenuto a pagare se positivo, o a ricevere se negativo, per ogni offerta d'acquisto accettata. Nel caso contrario di offerte di vendita accettate, il GME fisserà il corrispettivo di non arbitraggio che l'operatore che ha fornito l'offerta dovrà ricevere se positivo o pagare se negativo.

Gli esiti del mercato, sono pubblicati dal GME fornendo tra i dati, le quantità complessive accettate in acquisto e vendita nelle singole zone di mercato e i prezzi medi orari delle offerte accettate in acquisto e vendita e il prezzo accettato più vantaggioso per l'operatore, cioè il prezzo massimo accettato in vendita e il prezzo minimo accettato in acquisto. Il GME farà anche delle comunicazioni personali ad ogni singolo operatore offerente specificando l'ammontare del quantitativo accettato e il programma orario finale di prelievo o immissione. Inoltre, all'utente del dispacciamento di ciascun punto d'offerta abilitato comunicherà il programma cumulato finale.

Per mantenere gli standard sopracitati, nel rispetto dei limiti di rete, Terna si approvvigiona delle risorse tramite un apposito mercato, che in Italia è chiamato Mercato del Dispacciamento (MSD), oppure senza contrattazione di sorta, cioè il servizio è reso disponibile all'atto di attivazione del collegamento tra l'unità e la rete di

trasmissione ed attivabile durante il funzionamento dell'utenza. La remunerazione di tali risorse avviene in vario modo in base al tipo di risorsa: le risorse messe a mercato sono remunerate secondo il meccanismo d'offerta prezzo/quantità, le risorse non a mercato ricevono un corrispettivo in forma amministrata, mentre le risorse che devono essere offerte obbligatoriamente, non sono soggette a remunerazione. Le risorse non soggette a remunerazione (riserva primaria di frequenza e regolazione primaria e secondaria di tensione) sono approvvigionate in questa maniera per ragioni di natura tecnica e per la sicurezza dell'intero sistema. Nella tabella 1.2 sono riportate le risorse ausiliarie richieste suddivise nelle varie categorie:

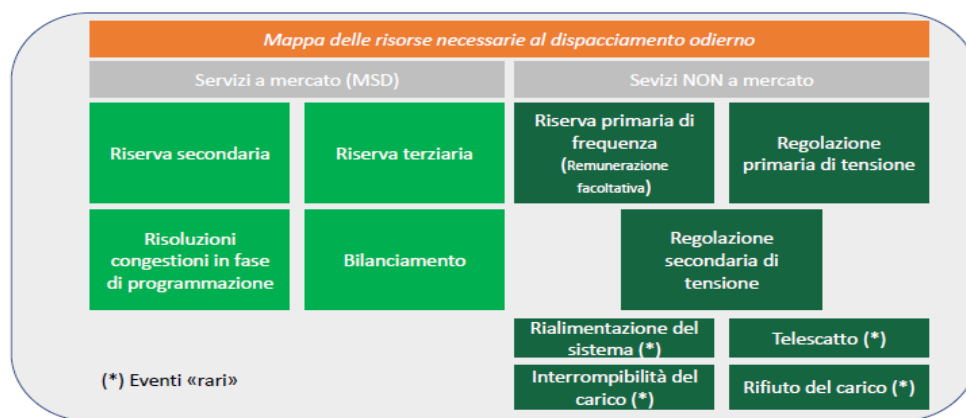


Figura 1.2: servizi del mercato del dispacciamento[2]

1.3.1 Regolazione primaria di tensione

La regolazione primaria di tensione consiste nell'erogazione di potenza reattiva. La regolazione di tensione può essere di gruppo o di centrale. In entrambi i casi, si adotta un dispositivo automatico che regola la potenza reattiva erogata rispetto alla differenza tra valore di riferimento e tensione misurata ai morsetti o alle sbarre di alta tensione.

1.3.2 Regolazione secondaria di tensione

La regolazione secondaria di tensione consiste nell'affidare ad un dispositivo automatico la generazione di potenza reattiva erogato da gruppi di generazione. Il riferimento del dispositivo è lo scostamento di tensione su alcuni nodi predefiniti dal gestore di rete.

1.3.3 Riserva primaria di frequenza

Utilizzando i regolatori di velocità delle turbine, il gestore di rete corregge autonomamente gli squilibri istantanei tra produzione e fabbisogno. La fornitura di risorsa primaria consiste nel rendere disponibile una banda di produzione. Un apparecchio automatico varierà la produzione in incremento o decremento, in

contrapposizione a una variazione di frequenza. La capacità resa disponibile da ogni unità di produzione è pari al $\pm 10\%$ nella zona Sardegna e nelle zone appartenenti alla Sicilia quando non vi è collegamento col Continente, altrimenti $\pm 1,5\%$. Almeno metà banda deve essere disponibile entro 15 secondi, e la totalità entro 30 secondi. Il servizio deve essere erogabile per almeno 15 minuti.

1.3.4 Riserva secondaria

Uno sbilancio di potenza attiva genera uno scostamento dalla frequenza nominale di rete (50Hz). Lo sfruttamento della semibanda di riserva andrà a ripristinare le condizioni desiderate. Quest'azione deve essere molto tempestiva in quanto queste variazioni espongono la rete ad una rischiosa instabilità. Il gestore di rete richiede anticipatamente alle unità propense a fornire il servizio, di mettere a disposizione un margine di potenza da usufruire in tempo reale all'occorrenza. Il margine deve essere superiore al $\pm 15\%$ della potenza massima per le unità idroelettriche e il maggiore tra ± 10 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima per le unità termoelettriche. La banda di erogazione deve essere erogata entro 200 secondi e mantenuta per almeno 2 ore.

1.3.5 Riserva terziaria

Lo sfruttamento delle riserve terziarie per generare e mantenere opportuni margini rispetto alla potenza massima e minima nei programmi cumulati. I margini sono attivati in tempo reale solo a seguito dell'esaurimento della riserva secondaria "a salire" (possibilità di aumento d'immissione o la diminuzione del prelievo) o "a scendere" (possibilità di diminuzione d'immissione o l'aumento del prelievo). La riserva terziaria è attivata mediante ordini di dispacciamento, al contrario della riserva primaria e secondaria che sono attivate in maniera automatica.

La riserva terziaria può essere suddivisa in tre tipologie di regolazione:

- riserva pronta: è quella modulazione solo a salire con lo scopo di ricostituire i margini di riserva secondaria a fronte di rapide variazioni di fabbisogno, compiendo movimentazioni entro 15 minuti;
- riserva rotante: ha lo stesso scopo della riserva pronta, ma può effettuare movimentazioni sia a salire sia a scendere, se riuscisse a mantenere la movimentazione per almeno 120 minuti;
- riserva di sostituzione: ha il compito di ricostituire la riserva pronta, sopperire ad eventuali scostamenti tra fabbisogno e produzione dovuto all'immissione da fonti rinnovabili non programmabili, oppure entra in funzione a seguito di prolungate avarie di gruppi di generazione. Le movimentazioni per la riserva di sostituzione

sono effettuate entro 120 minuti dalla richiesta e non sono caratterizzate da limitazione di durata.

1.3.6 Bilanciamento

Il bilanciamento consiste nella variazione in tempo reale del livello d'immissione delle unità precedentemente selezionate nella fase di programmazione per la riserva terziaria oppure tramite l'accettazione delle offerte presentate sul mercato del bilanciamento per garantire l'uguaglianza tra immissioni e prelievi, risolvere le congestioni di rete e ripristinare i margini di riserva secondaria. Per mantenere il bilanciamento, l'unità abilitata deve iniziare la modulazione entro 5 minuti dall'ordine di dispacciamento se esse fossero già state in sincronismo con la rete, altrimenti hanno a disposizione 15 minuti di tempo dall'arrivo dell'ordine di dispacciamento per modificare la propria immissione o prelievo di almeno 3 MW.

1.3.7 Risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Le offerte sono accettate nei mercati energetici senza rispettare i limiti di transito della rete di trasmissione. Nel caso in cui ci sia la violazione di tali limiti tra due zone, si va a sfruttare delle risorse per eliminare le congestioni. La variazione di programma delle unità disponibili consiste nella modulazione a salire in una zona e a scendere dell'altra. Le unità abilitate hanno l'obbligo di rendere disponibile il margine residuo di potenza rispetto al valore massimo e di annullare il margine rispetto la potenza minima. La variazione di potenza in immissione o prelievo deve essere di almeno 10 MW entro 15 minuti.

1.3.8 Altre risorse di dispacciamento

L'interrompibilità del carico è un servizio fornito dalle unità di consumo qualora le risorse approvvigionate non siano sufficienti al mantenimento della sicurezza di sistema.

Per le unità termoelettriche, vi è la possibilità di rifiuto del carico cioè il distacco di un gruppo di generazione dalla rete a seguito di un guasto esterno. Il distacco riporta la velocità del gruppo a quella nominale, alimentando solo i propri ausiliari.

La rialimentazione del sistema elettrico consiste nell'effettuare di un avvio autonomo in assenza di alimentazione esterna mantenendo la regolazione di tensione e frequenza.

Il telescatto è la disponibilità di unità di produzione ad essere staccato dalla rete qualora si constatare eventi predefiniti.

2 Criticità e riforma del mercato del dispacciamento

I pacchetti ambientali vanno ad implementare le già attuali criticità presenti nel mercato del dispacciamento. L'attuale gestione del mercato rende il sistema critico perché vi sono un aumento della domanda di risorse del dispacciamento e una riduzione della potenza abilitata a fornirle.

2.1 Fattori che incrementano le criticità del mercato

Da alcuni anni, la struttura del portafoglio di generazione elettrica italiana è soggetta ad un grosso cambiamento: la forte crescita della produzione rinnovabile, dettata dai trattati per la salvaguardia ambientale, sta diventando sempre più pesante a discapito della generazione da fonte fossile. In 10 anni, la produzione da fonte eolica e fotovoltaica è aumentata: nel 2018, essa era pari a $40,37 \frac{\text{TWh}}{\text{anno}}$ (13,93% della produzione complessiva) [3] rispetto ai $5,05 \frac{\text{TWh}}{\text{anno}}$ (1,58% della produzione complessiva) prodotti nel 2008 [4]. La potenza installata di questi impianti è incrementata da meno di 7,3 GW nel 2010 a 30,34 GW nel 2018 [5]. Nella figura 1.3 è riportato il mix produttivo degli anni precedenti, mettendo in luce come esso sia cambiato in maniera considerevole.

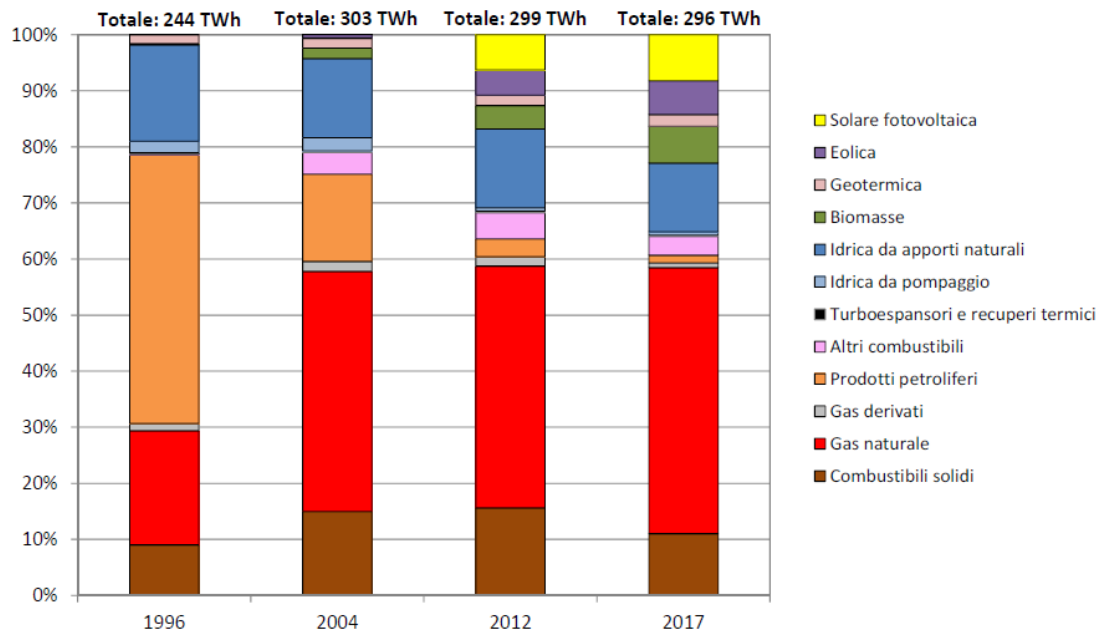


Figura 1.3: Variazione del mix produttivo in Italia [6]

Gli impianti rinnovabili hanno la peculiarità di dover essere costruiti dove la fonte è disponibile e possono produrre solo quando la fonte è utilizzabile. Infatti, nel territorio

italiano si ha una forte percentuale di produzione rinnovabile non programmabile (fotovoltaico e in particolar modo l'eolico) nelle regioni meridionali, mentre i consumi sono concentrati nelle regioni del nord. La produzione da impianti fotovoltaici è concentrata nelle ore centrali della giornata, mentre l'andamento tipico dei consumi prevede una forma a doppia gobba: presenta due picchi uno a metà mattinata e l'altro nel tardo pomeriggio/sera. Questi sfasamenti tra produzione rinnovabile e consumi provocano un probabile distacco degli impianti rinnovabili o una diminuzione delle importazioni di energia dall'estero, quando si è in mancanza di ulteriori risorse di modulazione a scendere o per risolvere i momenti in cui si ha un eccesso di produzione rinnovabile in contesti particolari.

Come già esposto nel capitolo 1.1, i mercati dell'energia hanno un ordine di merito basato sui costi marginali. Gli impianti che saranno chiamati a produrre sono caratterizzati da costi marginali inferiori fino alla copertura di tutta la domanda. Gli impianti a fonte rinnovabile non programmabile (FRNP) hanno la priorità perché sono caratterizzati da costi fissi elevati, ma da costi variabili nulli. I costi marginali nulli sono dovuti al fatto che l'energia rinnovabile non sfruttata è considerata sprecata. Questo fa sì che l'inserimento delle rinnovabili sia ottimale. La produzione al massimo delle proprie capacità e la remunerazione ad un prezzo superiore al proprio costo marginale coprono i costi d'investimento iniziali.

La penetrazione degli impianti a fonte rinnovabile non programmabile comporta una diminuzione della produzione da parte d'impianti alimentati da fonte fossile. Recentemente, si è notata, non solo una diminuzione della produzione, ma una vera e propria sostituzione delle centrali termoelettriche. Nel 2012 la capacità termoelettrica installata era pari a 74,2 GW [7], mentre nel 2018 è scesa a 61,62 GW [5] determinando una riduzione del 16,95%. Considerando che fino a poco fa, le unità abilitate a fornire i servizi di dispacciamento erano in particolar modo le centrali termoelettriche, si nota una preoccupante diminuzione della potenza abilitata all'approvvigionamento dei servizi ancillari.

La concentrazione della produzione rinnovabile comporta, inoltre, un diverso utilizzo degli impianti termoelettrici non più chiamati a sopperire al carico base del fabbisogno elettrico, ma ad essere più flessibili e complementari alla produttività degli impianti a fonte rinnovabile non programmabile. Un punto di criticità è infatti l'inseguimento delle rampe serali della domanda. Solitamente nelle ore serali si ha il picco di domanda e la produzione da fonte fotovoltaica va a calare in quanto il sole inizia a tramontare. La somma di questi due effetti implica una rampa ancor più ripida da sopperire mediante l'uso di tecnologie programmabili e all'avanguardia per quanto riguarda la capacità di modulazione e i tempi di risposta. Le risorse più adatte sono le unità idroelettriche di

produzione o pompaggio o impianti termoelettrici mantenuti al minimo tecnico durante la fase antecedente in cui non è necessaria la loro produzione. Agli impianti tradizionali infatti, è richiesta maggior flessibilità: sono chiamati a lavorare a carico parziale per molte ore ed inoltre il numero di accensioni e spegnimenti è aumentato, ciò comporta uno sfruttamento non ottimale della risorsa riducendo l'efficienza del processo di conversione energetica e un aumento della fatica sopportata dalla tecnologia. Gli impianti più idonei sono i turbogas ad elevata efficienza. Nonostante l'avanguardia tecnologica, questa risorsa potrebbe non riuscire a sostenersi economicamente in queste condizioni. Per questo ulteriore motivo, è necessaria una riforma del mercato. Nella figura 1.4 si mostra la variazione della generazione da cicli combinati negli ultimi anni. La riduzione di tale generazione comporta l'aumento del numero di avviamenti cui è sottoposto un impianto combinato.

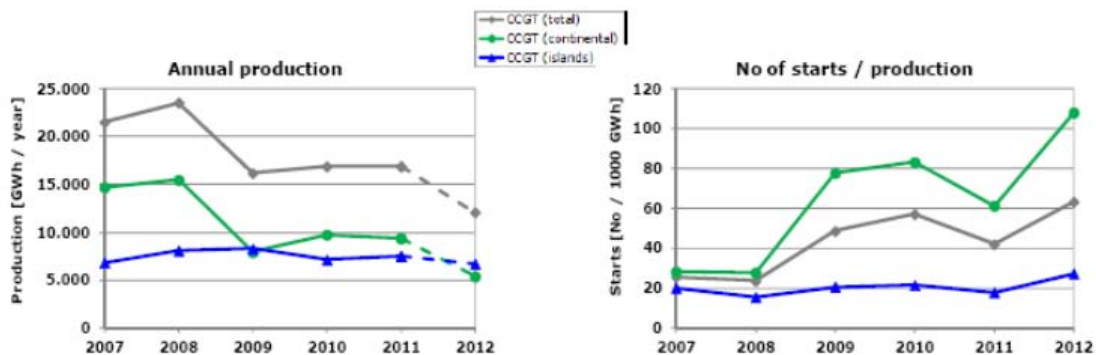


Figura 1.4: Produzione annuale e numero di accensioni nel tempo di cicli combinati [8]

Per far in modo che le unità a fonte fossile siano complementari alla produzione da fonte rinnovabile, Terna si approvvigiona un maggior quantitativo di riserva a salire durante la fase di programmazione, in maniera da garantire un buon margine per sopperire alle rampe, per poi controbilanciare nel mercato del bilanciamento chiamando a scendere nelle ore di elevata generazione rinnovabile non programmabile. Questo modo d'opera aumenta in maniera sostanziale, la richiesta di riserva al mercato del dispacciamento.

La diminuzione della capacità installata di centrali tradizionali sta avendo un altro effetto: in precedenza, il sistema elettrico era composto di un numero limitato di grosse centrali che alimentavano le utenze nelle loro vicinanze. I flussi di potenza erano unidirezionali: dalla centrale alla rete di trasmissione in altissima e alta tensione, alla rete di distribuzione in media e bassa tensione, alla singola utenza. La generazione distribuita è ottimale ed efficiente quando è consumata all'interno dello stesso livello di tensione o a tensione inferiore, poiché le perdite di linea diminuiscono. In questi ultimi

anni, però, il numero d'impianti di piccola taglia sta sempre più aumentando ed essi sono distribuiti in tutta la rete. La generazione distribuita può generare l'inversione di flusso nelle cabine primarie, aumentando le perdite di rete. Nel 2018, e-distribuzione ha constatato l'inversione di flusso in 1.070 delle 2.203 cabine primarie in loro possesso [9]. In molte aree italiane, vi sono delle criticità per l'allaccio di nuovi impianti di produzione. Alcune zone, presentano un grado di saturazione elevato delle sezioni Alta Tensione/Media Tensione delle cabine primarie [10]. Le zone critiche si concentrano al sud ove vi è una grossa generazione da fonte rinnovabile.

Per ovviare alle criticità, Terna ha provveduto ad importanti interventi di adeguamento i quali hanno contribuito a limitare le problematiche, ma la forte penetrazione delle fonti rinnovabili, presenta criticità nella rete di sub-trasmissione, soprattutto nelle zone di mercato del Sud ed Isole nelle ore di basso carico. La maggior percentuale d'impianti a fonte rinnovabile non programmabile causa un aumento dell'aleatorietà della produzione. Maggior aleatorietà comporta un'incertezza dell'immissione in rete effettiva dalla quale deriva la necessità di un maggior margine di potenza da richiedere al mercato del dispacciamento.

L'ultimo fattore a incrementare la necessità di una riforma riguardante la gestione dei mercati elettrici è l'incessante elettrificazione dei consumi. Questo fenomeno, che al momento ha un impatto poco rilevante, avrà sempre più importanza, perché si avrà una crescita della domanda elettrica da parte dei maggiori settori di consumo (edilizia, trasporti, industria).

Il settore più impattante è la trazione elettrica poiché il cambiamento sta interessando varie tipologie di veicoli: in primo luogo le autovetture, ma anche il trasporto pesante, pubblico e la micro-mobilità (biciclette, monopattini, ecc.). Al momento, i veicoli elettrici immatricolati rappresentano appena lo 0,5% del totale, ma a luglio 2019 si è riscontrato un aumento del 113% rispetto al 2017 [11]. Ci si aspetta un forte incremento di questi valori negli anni successivi.

Nel settore edilizio, si ha un forte aumento degli investimenti per l'efficienza energetica. La richiesta di energia termica specifica per il condizionamento degli ambienti interni è diminuita. Questa diminuzione della richiesta comporta che non sia più necessaria la presenza di grandi generatori di calore per il riscaldamento invernale. L'ambiente può essere condizionato sia nel periodo invernale sia in quello estivo da un unico apparecchio: la pompa di calore alimentata da energia elettrica. Dalla figura 1.5, si evince la relazione tra abitazioni e pompe di calore installate. La percentuale di abitazioni dotate di questo sistema è in aumento e si stima l'aumento nei prossimi anni.



Figura 1.5: Andamento pompe di calore nel settore residenziale[12]

2.2 Misure politiche nazionali ed europee

Il cambiamento in atto è dettato ed incentivato dalle nuove politiche energetiche europee. Dopo il raggiungimento degli obiettivi del pacchetto 2020, si nota che bisogna continuare e soprattutto incrementare il trend intrapreso tramite iniziative comunitarie e politiche individuali degli stati membri.

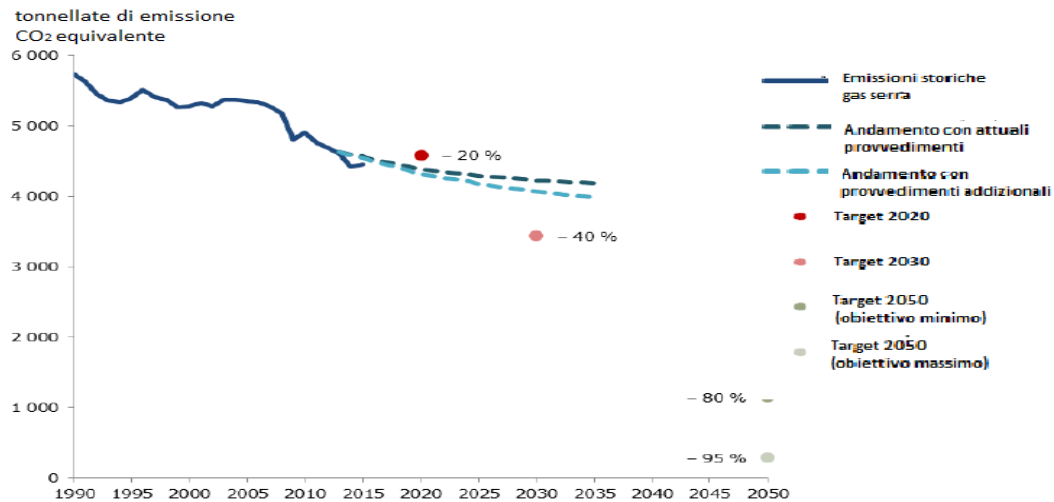


Figura 1.6: Andamento e proiezioni di emissioni gas serra e obiettivi in Europa[13]

A livello nazionale, gli obiettivi sono dettati dal Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) [14]. All’interno del quale ci si impone la riduzione delle emissioni di gas serra del 56% nel settore della grande industria, del 34,6% nel settore terziario, civile e trasporto terrestre, entro il 2030. Con la medesima scadenza, si mira ad

incrementare la produzione rinnovabile raggiungendo il 30% della totalità. In linea sono gli obiettivi europei: 32% quota di energia rinnovabile sui consumi lordi, diminuire i consumi di energia primaria del 32,5% rispetto al tendenziale e una riduzione del 40% delle emissioni di gas serra.

Si deve puntare sulla riduzione della dipendenza da fonti fossili agendo su: generazione elettrica, settore termico e trasporti giacché il settore energetico è responsabile dell'80% delle emissioni italiane di gas serra. Ci si aspetta una grossa penetrazione del contributo delle fonti rinnovabili in particolar modo nella generazione elettrica (55,4% della generazione totale), ma anche nel settore termico (33%) e nei trasporti (21,6%). Un aggiuntivo obiettivo italiano è l'esclusione dalla propria produzione energetica di tecnologie alimentate da carbone entro il 2025 [15].

Oltre agli obiettivi ambientali, l'Europa si pone come obiettivi il rafforzamento della "sicurezza energetica" e l'integrazione dei mercati energetici tra i vari stati. Questo si traduce in un'unificazione del mercato del giorno prima (MGP) e un mercato infragiornaliero (MI) con negoziazione continua e chiusura del mercato un'ora prima del momento di consegna. L'entrata in vigore della chiusura posticipata del mercato infragiornaliero è prevista per giugno 2020 in modalità transitoria e andrà a regime durante la seconda metà del 2021 o agli inizi del 2022.

2.3 Apertura del mercato del dispacciamento

L'apertura del mercato del dispacciamento è una riforma a cui si sta lavorando da tempo e che è ancora in corso.

2.3.1 Misure già intraprese

Le misure già intraprese sono in atto a seguito della pubblicazione della delibera 300/2017/R/eel.

Nel 2010, agli impianti eolici di grossa taglia era stata imposta la prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la diminuzione delle immissioni e l'insensibilità ai buchi di tensione. Nel 2012 è stato introdotto l'obbligo d'installazione di dispositivi per prevenire la disconnessione degli impianti della generazione distribuita per variazioni di frequenza. Si cerca di ridurre l'incertezza delle immissioni in rete grazie a nuove tecnologie. Una minor incertezza diminuirebbe la richiesta di risorse e, di conseguenza, ridurrebbe i costi per le utenze finali [16].

Nel 2017 infine, sono stati avviati dei progetti piloti per aprire il mercato del dispacciamento a una platea maggiore di soggetti. Tra i nuovi possibili protagonisti, si

trovano gli impianti a fonte rinnovabile non programmabile di grossa taglia che potrebbero offrire servizio a scendere. Per queste tecnologie, la modulazione a salire sarebbe penalizzata dall'aleatorietà della fonte e dai periodi di richiesta lunghi. Gli impianti di generazione distribuita se programmabili, possono offrire senza problemi servizi sia a salire sia a scendere. Nel caso in cui non siano programmabili, valgono le stesse considerazioni fatte per i grandi impianti rinnovabili. Il sistema che potrebbe veramente essere un sostituto alla pari delle attuali centrali tradizionali nel mercato del dispacciamento, è il sistema di accumulo. Le batterie sarebbero capaci di fornire tutti i servizi richiesti, garantendo tempi di regolazione nulla, ma con durata del servizio limitata in base alla capacità installata. Infine, si permette la partecipazione al mercato, anche alle unità di consumo che si possono considerare alla pari dei sistemi di generazione programmabili, caratterizzate anch'esse da tempi di regolazione nulli. In figura 1.7 è riportato il confronto tra le unità che potevano essere abilitate al mercato prima della riforma e quelle che potrebbero essere abilitate dopo la riforma.

• **Requisiti per abilitazione MSD (ante Delibera 300/2017)**

Unità di produzione				Unità di consumo
Rilevante		Non rilevante		
Programmabile	Non programmabile	Programmabile	Non programmabile	
✓	✗	✗	✗	✗

• **Requisiti per abilitazione MSD (post Delibera 300/2017)**

Unità di produzione				Unità di consumo
Rilevante		Non rilevante		
Programmabile	Non programmabile	Programmabile	Non programmabile	
✓	✓*	✓*	✓*	✓*

Figura 1.7: Unità che potevano chiedere l'abilitazione prima e dopo la riforma[2]

L'evoluzione della regolazione del dispacciamento prende forma con lo scopo di rendere la gestione del servizio più efficiente. L'evoluzione consiste nella revisione dei servizi ancillari; la definizione delle norme con cui le fonti rinnovabili, la generazione distribuita e le unità di consumo possono fornire i servizi. Le nuove tecnologie possono partecipare al mercato del dispacciamento sotto forma di unità virtuali abilitate (UVAM). Queste unità sono aggregati d'impianti di consumo e produzione appartenenti alla stessa zona di mercato (maggiori informazioni al capitolo 3). L'aggregazione permette margini di affidabilità buoni relativi alla risposta all'ordine di dispacciamento. L'ordine deve rispettare i vincoli di rete, altrimenti la sua azione potrebbe diventare perfino dannosa.

Altri meccanismi di flessibilità disponibili sono il mercato della capacità e l'interrompibilità del carico. Il mercato della capacità è stato adottato in Italia a seguito della necessità di assicurarsi adeguati margini di riserva, nonostante le criticità che si sono verificate in questi anni. Il livello di adeguatezza è quantificato tramite la definizione di LOLE (*Loss Of Load Expectation*), che fornisce la probabilità di disconnessione di un carico dalla rete a causa di carenza di servizi ancillari. Il valore obiettivo è pari a 3 ore annue, considerando che il valore soglia, sotto al quale l'intero sistema è considerato inadeguato, è fissato a 6 ore annue.

Il mercato della capacità è gestito tramite una serie di aste: l'asta madre e l'asta d'aggiustamento sono procedure concorsuali configurate come aste a scendere, tramite le quali Terna si assicura la capacità necessaria; il mercato secondario, invece, è una negoziazione continua tra partecipanti. Per ogni zona, compatibilmente con i limiti di transito, Terna definisce una curva di domanda per garantire i LOLE prefissati, definendo la Capacità Disponibile in Probabilità (CDP). I partecipanti, unità di produzione o aggregati di unità di consumo per il mercato della capacità (UCMC), partecipano alle aste con offerte a ribasso ad un cap. Durante il periodo di consegna, le unità devono offrire sui mercati energetici la capacità impegnata e sul mercato del dispacciamento la quantità impegnata non accettata. Il rispetto di tale obbligo accredita l'unità di un corrispettivo fisso pari al minor valore tra cap e premio marginale, ma dovrà restituire a Terna un corrispettivo variabile pari alla differenza di prezzo conseguita sui mercati e il cosiddetto prezzo di esercizio, il quale eguaglia il costo variabile dell'unità più economica nel parco ottimale. La tecnologia scelta è stata il turbogas a ciclo aperto alimentato da gas naturale.

Il mercato della capacità è aperto anche alle UCMC, le quali non si assicurano un premio fisso nelle aste, ma ricevono l'abilitazione a partecipare al mercato del dispacciamento e prestare servizio di distacco del carico grazie al mercato della capacità. Questi aggregati, per essere ritenuti tali, devono rispettare i seguenti requisiti:

- Disponibilità di dati di misura orari;
- Appartenere allo stesso utente del dispacciamento;
- Appartenere allo stesso perimetro di aggregazione;
- Non prestare servizi di interrompibilità, nemmeno parziale;
- Non essere connessi a impianti di produzione energetica;
- Poter eseguire il distacco dalla rete entro 5 minuti dalla richiesta;
- Essere dotati di unità periferica di monitoraggio e distacco del carico.

2.3.2 Proposte di nuove misure

Si rende necessaria una separazione tra le negoziazioni commerciali e la programmazione fisica delle unità. Quest'azione prende atto per rispettare la richiesta di posticipare la chiusura del mercato infragiornaliero a ridosso dell'ora di consegna: così facendo si elimina l'attuale sequenzialità obbligata tra le aste dei mercati dell'energia e quello del dispacciamento. Al momento, la base di partenza del mercato del dispacciamento è il programma vincolante di un'unità che è definito tramite la contrattazione commerciale nei mercati energetici.

Un'altra revisione che si vuole apportare è la rimozione di qualsiasi vincolo alla formazione del prezzo, in altre parole l'introduzione dei prezzi negativi nei mercati dell'energia; in tal modo la gestione di condizioni come un eccesso di offerta o una scarsità di flessibilità è facilitata e resa più efficiente. Richiede però, una revisione anche dell'erogazione degli incentivi nelle ore in cui il prezzo risulterebbe negativo. L'entrata in vigore di quest'opzione è prevista per l'1 gennaio 2021.

La revisione dei servizi ancillari ha inizio con l'introduzione di unità che forniscano un singolo servizio o di un servizio "asimmetrico" per massimizzare la flessibilità del sistema. Per ogni servizio va definito il corretto perimetro di riferimento, il quale cambia secondo il servizio prestato, perciò si vuole calcolare separatamente i fabbisogni e si deve rendere nota la modalità con la quale avviene la scelta del perimetro di riferimento.

Per consentire la massima partecipazione da parte di tutte le varie tecnologie, si presuppone, fin dall'inizio, un'apertura del mercato basata sulla neutralità tecnologica. Le condizioni tecniche necessarie per la fornitura dei servizi non devono rappresentare dei limiti per specifiche tecnologie. Si vuole cambiare la regola di esplicitazione dei requisiti minimi per l'abilitazione, i quali non saranno più espressi in termini assoluti ma termini relativi.

L'ultima iniziativa intrapresa da questa riforma è la revisione degli sbilanciamenti con la quale si vuole una valorizzazione aderente al valore dell'energia sfruttata per il bilanciamento in tempo reale stimando in maniera accurata gli aspetti temporali, spaziali e merceologici

Dal punto di vista temporale, si richiede un periodo rilevante di 15 minuti per tutte le unità sia quelle abilitate sia quelle non abilitate, ma ciò comporta la necessità di disporre di dati di misura quartorari per ogni tecnologia. Dal punto di vista spaziale, per le unità non abilitate si dovrebbe far riferimento alla zona di mercato. Per le unità abilitate, il perimetro di riferimento dovrebbe essere il minimo tra la zona di mercato e il più piccolo perimetro di riferimento per l'erogazione dei servizi ancillari per la tecnologia attivata.

3 Progetto Pilota: Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)

La grande rivoluzione della riforma riguardante il mercato del dispacciamento è l'introduzione dei progetti pilota i quali sviluppano gli aggregati. Gli aggregati sono un insieme di diverse unità che partecipano al mercato del dispacciamento come se fossero un unico "impianto virtuale".

Inizialmente, Terna aveva costruito agli aggregati di sole unità di consumo (UVAC) dall'1 giugno 2017 o Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP) dall'1 novembre 2017. Dall'1 novembre 2018, questi aggregati si sono evoluti e sono confluiti in un unico progetto: le Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM). Per ampliare ulteriormente la platea di soggetti abilitati, dall'1 settembre 2018, è prevista la partecipazione volontaria al mercato del dispacciamento di singoli impianti non abilitati sotto il nome di UPR (Unità di Produzione Rilevante). Rientrano nell'UPR i parchi eolici e fotovoltaici di grossa taglia, cioè impianti rilevanti, ma non sono tenuti ad avere obbligatoriamente l'abilitazione al mercato del dispacciamento.

3.1 Definizione di UVAM

Concretamente, con il termine UVAM si fa riferimento alle Unità Virtuali Abilitate, che soddisfano i requisiti riportati in paragrafo 3.3.

3.2 Tipologia di UVAM

Esse possono essere classificate in due modi, in base ai componenti che le costituiscono:

- UVAM di tipo A, costituite da:
 - unità di produzione non rilevanti (UP);
 - unità di consumo, incluse quelle che prestano servizio d'interrompibilità con l'esclusione dei carichi direttamente impegnati in tal servizio;
 - impianti di accumulo: sia stand alone, sia abbinati a unità di produzione non rilevanti e/o unità di consumo;
 - unità di produzione rilevanti che non partecipino già al mercato del dispacciamento e che condividano un punto di connessione con un'unità di consumo oppure con un'unità di produzione non rilevante e/o impianti di accumulo purché il punto di connessione non superi una potenza superiore a 10MVA.

- UVAM di tipo B, costituite da una o più unità di produzione rilevanti che condividano un punto di connessione alla rete con una o più unità di consumo oppure una o più unità di produzione non rilevanti e/o impianti di accumulo.

3.3 Requisiti per la creazione e qualificazione dell'UVAM

I requisiti necessari per far in modo che l'UVAM possa essere creata e qualificata sono:

- tutte le unità che ne fanno parte devono disporre di dati di misura almeno orari, da consegnare al concentratore;
- tutte le unità siano appartenenti allo stesso perimetro di aggregazione;
- le unità di consumo non siano inserite nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente Unico;
- i punti di dispacciamento siano soggetti alla valorizzazione degli sbilanciamenti secondo la delibera ARERA n.111/06, la quale prevede un prezzo di sbilanciamento influenzato dal prezzo medio delle offerte accettate nel mercato del dispacciamento e dal prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima;

Ogni UVAM è caratterizzata da due parametri: la “Potenza Massima Abilitata” che rappresenta il massimo incremento di potenza immessa che l'UVAM è in grado di fornire in qualsiasi momento e la “Potenza Minima Abilitata” che è il massimo decremento d'immissione che l'UVAM può fornire in ogni condizione. Questi attributi sono definiti nel seguente modo:

- una “Potenza Massima Abilitata” e una “Potenza Minima Abilitata” non inferiori a 1 MW in valore assoluto, nel caso in cui l'UVAM voglia prestare risorse sia in modalità a salire sia a scendere;
- nel caso in cui si voglia fornire solo modulazione a salire, è richiesta una “Potenza Massima Abilitata” non inferiore a 1 MW e una “Potenza Minima Abilitata” pari a 2 kW;
- qualora si faccia richiesta solo per modulazione a scendere, è pretesa una “Potenza Minima Abilitata” non inferiore a 1 MW e una “Potenza Massima Abilitata” pari a -2kW.

I punti associati all'UVAM devono essere dotati di un'unità di monitoraggio e controllo (UPM) che permette al BSP di rilevare una misura analogica per ogni componente. Le misure sono associate tra loro per avere l'immissione/prelievo totale dell'UVAM. Inoltre, è il BSP che s'interfaccia con Terna e deve assicurarsi una comunicazione

opportuna con le singole unità. La misura o stima⁴ deve avvenire con una frequenza di 4 secondi per punti con potenza superiore ad 1 MW. Per punti di piccole dimensioni ($P < 1$ MW) la misura avviene ogni 60 secondi. Il BSP inoltre, è incaricato a ricevere da Terna gli ordini di dispacciamento tramite le modalità previste. Qualora uno solo dei requisiti richiesti all'UVAM venga a decadere, la qualifica di UVAM decade e Terna provvede alla disabilitazione al mercato del dispacciamento.

Ogni UVAM deve essere fornita di un punto fisso di controllo continuamente presidiato che abbia tutti gli strumenti e gli apparati idonei per la corretta ricezione degli ordini di dispacciamento. Questo punto, oltre a ricevere gli ordini di dispacciamento, è il punto dal quale sono attuati tali ordini. Nel caso in cui gli strumenti per la ricezione degli ordini non siano disponibili, il punto di controllo deve essere munito anche di un sistema di comunicazione telefonica.

3.4 Funzionamento dell'UVAM

L'UVAM si deve comportare come una normale unità abilitata e seguire il codice di rete riguardante la presentazione delle offerte, rispettare gli ordini e le tempistiche previste, comunicare i dati tecnici e l'eventuali indisponibilità.

3.4.1 Servizi di dispacciamento

L'UVAM, una volta abilitata, può fornire qualsiasi servizio messo a mercato, sia a salire sia a scendere, qualora le tecnologie in possesso siano in grado di assicurare le seguenti tempistiche:

- modulare entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento da parte di Terna e mantenere tale modulazione per almeno 120 minuti per quanto riguarda la risoluzione di congestioni, riserva terziaria rotante e bilanciamento;
- modulare entro 120 minuti dal momento in cui Terna richiede una variazione dei programmi e mantenere la modulazione per un tempo non inferiore a 480 minuti per il servizio di riserva terziaria di sostituzione.

Qualora l'UVAM sia abilitata a fornire servizio per la risoluzione delle congestioni solo a salire, essa può solo aumentare la propria immissione o ridurre il proprio prelievo, mentre nel caso opposto, può solo diminuire l'immissione o aumentare il suo prelievo rispetto alla Baseline.

⁴ Si effettua una stima qualora non si sia in possesso delle misure. La stima del valore complessivo è effettuata secondo un preciso algoritmo.

A seguito di un ordine di dispacciamento richiesto da Terna, il quale deve rispettare i limiti di disponibilità comunicati, è responsabilità del titolare dell'UVAM aggiornare i dati tecnici in maniera tale da rendere fisicamente attuabile la richiesta di dispacciamento.

L'ordine di dispacciamento oltre a rispettare i limiti dettati dalla Potenza Massima e Minima abilitata all'UVAM, deve far in modo che l'intera UVAM riesca a lavorare all'interno del proprio intervallo di funzionamento valido. Il titolare, comunque, potrà comunicare in tempo reale la propria impossibilità a fornire servizio di dispacciamento.

3.4.2 Presentazione offerte

La presentazione delle offerte sul mercato del dispacciamento da parte dei titolari, attraverso la piattaforma informatica del Gestore dei Mercati Energetici, è soggetta ad alcuni obblighi e facoltà. L'UVAM ha l'obbligo di presentare un'offerta predefinita prima dell'avvio della sua titolarità. Quest'offerta sarà sfruttata in quei momenti in cui l'UVAM non presenterà offerte quotidiane durante il periodo di raccolta. L'UVAM ha la facoltà di inserire giorno per giorno delle offerte di modulazione per il giorno successivo, ai fini di prevedere una certa quantità di riserva nella fase di programmazione del mercato del dispacciamento. L'UVAM può partecipare con offerte anche alle sessioni del mercato del bilanciamento nel giorno corrente. Le offerte riservate alla fase di programmazione possono essere ripresentate in questo momento, con delle miglorie dal punto di vista economico.

L'offerta presentata per la fase di programmazione del mercato del dispacciamento deve contenere per ogni periodo orario almeno una e fino a tre coppie quantità-prezzo sia in vendita sia in acquisto, mentre nel mercato del bilanciamento, l'offerta è composta da almeno una e fino a quattro coppie qualità-prezzo, anch'esse sia in acquisto sia in vendita. Le quantità offerte possono subire limitazioni per assicurare la congruenza tra le quantità offerte e i dati tecnici dichiarati su SCWeb in precedenza.

Le offerte presentate dalle UVAM entrano nel mercato assieme a tutte le altre offerte e sono selezionate in base a modalità e criteri previsti dal codice di rete. Le offerte presentate, possono essere utilizzate in fase di programmazione, per riservare e/o accettare le quantità offerte. Le offerte possono essere usate anche per la gestione in tempo reale tramite invii di ordini di dispacciamento da parte di Terna.

3.5 Processo di creazione e qualificazione di UVAM

La richiesta di generazione e abilitazione a UVAM va presentata a Terna da parte dell'utente del dispacciamento (UdD) o un soggetto terzo aggregatore (BSP: *Balance Service Provider*). Il soggetto richiedente deve comunicare a Terna tramite piattaforma informatica, l'elenco dei punti costituenti previo assenso da parte dell'utente del dispacciamento. L'assenso serve non solo al momento della creazione di un'UVAM, ma anche quando si vuole l'inserimento di un nuovo punto. Per partecipare al progetto pilota bisogna far richiesta a Terna, la quale entro 10 giorni lavorativi valuta la regolarità e il rispetto dei requisiti richiesti e solo in seguito abilita il richiedente al portale informatico. La documentazione da fornire per la richiesta di generazione comprende:

- i codici dei contratti di dispacciamento in prelievo e/o immissione in cui sono ricompresi i punti associati all'UVAM;
- le indicazioni del gestore della rete riguardanti il perimetro di riferimento;
- la potenza modulabile di ogni singolo punto sia in incremento sia in decremento;
- il codice identificativo di ciascun'unità di produzione indicato in GAUDÍ e nel codice del punto di prelievo (POD: *Point of Delivery*);
- i servizi che si vogliono fornire attraverso l'UVAM costituente.

Il richiedente deve comunicare la propria Baseline entro le ore 17 del giorno prima, la quale diventa la base di partenza per la verifica delle quantità accettate sul mercato del dispacciamento. La Baseline può essere modificata entro le tempistiche di comunicazione dei dati tecnici per quanto riguarda chi opera nel mercato del dispacciamento. Un'altra comunicazione che il richiedente deve effettuare nei confronti di Terna è la serie di fattori di ripartizione percentuale delle quantità accettate per tutti i punti di dispacciamento per unità di produzione o di consumo.

Per tali comunicazioni doverose per chi vuole partecipare al MSD, si utilizza una piattaforma informatica RUP Dinamico di Terna (SCWeb), mentre per l'accesso ai programmi vincolanti in esito alla fase di programmazione si utilizza il sistema Gestione Dati Riservati (GDR); queste piattaforme sono accessibili solo dai proprietari di un certificato digitale valido rilasciato da Terna. Il portale SCWeb è utilizzato dal richiedente per dichiarare i dati tecnici per ogni quarto d'ora. Ai fini dell'allocazione della riserva in fase di programmazione di MSD, sono utilizzati gli ultimi dati tecnici forniti, mentre per la regolazione in tempo reale sono considerati validi i dati tecnici comunicati da almeno 30 minuti.

Durante la fase di creazione, dopo varie verifiche, tramite portale informatico, i gestori di rete possono validare un punto con o senza alcuna limitazione tecnica oppure rifiutare la validazione fornendo una buona giustificazione. Nel caso in cui non arrivi nessun

rifiuto da parte del gestore, tutti i punti associati sono validati. Una volta che tutto è stato verificato con esito positivo, Terna e il richiedente si accordano per lo svolgimento di prove tecniche di abilitazione.

La prova tecnica si svolge prendendo un determinato lasco di tempo per il quale il richiedente comunica a Terna una Baseline. In questa finestra temporale, l'UVAM deve essere in grado di fornire una modulazione non inferiore all'80% della Potenza Massima Abilitata nel caso di modulazione a salire o della Potenza Minima Abilitata se si richiede modulazione a scendere. All'interno di questa finestra, Terna si riserva la possibilità di chiedere una modulazione con durata massima di 120 minuti se sono richiesti servizi di riserva rotante o bilanciamento o una durata massima di 480 minuti quando è richiesta riserva di sostituzione. La durata massima contiene anche il tempo necessario per l'attivazione. Qualora l'UVAM sia abilitata a modulazione sia a salire sia a scendere, il richiedente deve fornire due finestre temporali per due prove tecniche separate.

L'ordine di dispacciamento da parte di Terna consiste in due messaggi: il messaggio di START e il messaggio di END. Il messaggio di START contiene l'orario di inizio e di fine e la potenza da modulare, Il richiedente dovrà mantenere il valore di potenza programmato all'orario di inizio presente nel messaggio, solo a questo punto può iniziare la modulazione per portarsi, entro l'orario di fine, alla potenza pari alla somma algebrica del programma e della potenza da modulare. Nel messaggio di END si trovano le stesse indicazioni: orario di inizio e fine della modulazione. Il richiedente mantiene la potenza pari alla somma algebrica tra Baseline e la potenza richiesta fino all'istante d'inizio. A questo punto inizia a modulare la propria potenza riportandosi al valore di Baseline entro l'orario di fine del messaggio.

La prova si considera superata se complessivamente la discrepanza tra la somma algebrica della Baseline e la potenza modulata e la potenza effettivamente misurata sia inferiore al 10% della potenza richiesta dall'ordine

3.6 Remunerazione

La remunerazione cui è sottoposta un'UVAM segue le normali norme a cui sono sottoposte tutte le unità che partecipano al mercato del dispacciamento. La regola consiste nel ricevere un corrispettivo pari al prodotto della quantità accettata per il prezzo presentato nell'offerta. In particolare, a seguito di un'offerta accettata da Terna, il BSP comunica ad ogni punto di dispacciamento il coefficiente di ripartizione, in quanto tali movimentazioni non devono impattare gli sbilanciamenti e quindi Terna può modificare i programmi in immissione e prelievo.

A seguito di un ordine di dispacciamento affidato ad un'UVAM, la verifica riguardante la corretta esecuzione, da parte di Terna, consiste nel rispetto, per ogni singolo quarto d'ora delle formule 3.1 e 3.2.

$$Ene_{mis} \geq E_0 + Q_{MSD} \quad (3.1)$$

$$Ene_{mis} \leq E_0 + Q_{MSD} \quad (3.2)$$

Con Ene_{mis} si rappresenta l'energia complessivamente prelevata/immessa dai punti di comunicazione. E_0 è il saldo energetico programmato che dipende direttamente dalla Baseline comunicata, eventualmente corretta. Q_{MSD} rappresenta la somma algebrica delle quantità accettate sia in vendita sia in acquisto, in MSD Ex-Ante e in MB. La formula 3.1 ha validità nel caso in cui Q_{MSD} sia positivo, mentre la formula 3.2 è considerata nel caso contrario.

Se l'ordine non è considerato pienamente rispettato, il titolare, al quale è comunque riconosciuta la remunerazione per la fornitura del servizio, dovrà restituire una somma dovuta al mancato rispetto della quantità accettata. La somma del mancato rispetto è calcolata valorizzando l'energia di sbilanciamento al prezzo d'offerta accettata se lo sbilanciamento è inferiore al 5%; mentre nel caso contrario, è utilizzato il prezzo più sconveniente accettato, sia in fase di programmazione sia nel mercato del bilanciamento.

3.7 Approvvigionamento a lungo termine

Un'UVAM, se lo desidera, può ricevere un'ulteriore remunerazione fissa aggiuntiva. L'approvvigionamento a lungo termine consiste in una serie di aste a ribasso, tramite le quali Terna si assicura una certa capacità per garantire i servizi ancillari attraverso le UVAM a fronte di una remunerazione fissa. Questa altra possibilità aiuta la partecipazione delle unità virtuali al mercato cercando di mantenere i prezzi contenuti.

La partecipazione alle procedure di assegnazione è aperta ai titolari di un'unità virtuale già abilitata o in fase di creazione, purché sia abilitata per la data di presentazione delle offerte. Per favorire la partecipazione, durante la fase di controllo delle offerte Terna applica il criterio della massima partecipazione. Sono considerate ammissibili tutte le richieste purché sia ben identificabile la volontà del richiedente a partecipare a tale asta. Gli unici casi in cui una richiesta è considerata inammissibile sono: la presenza di lacune tali per cui non sono chiare le intenzioni del richiedente, richieste da parte di soggetti che non rispettino anche solo uno dei requisiti per la creazione di un'UVAM.

La partecipazione all'asta consiste nella presentazione di una sola offerta contenente la quantità di capacità che si vuole farsi assegnare e il premio offerto desiderato. Una volta raccolte le offerte da tutti i richiedenti, Terna le ordina in ordine crescente di prezzo e

seleziona le offerte al minor prezzo fino al raggiungimento del valore disponibile. Se durante la fase di selezione emergano più offerte che, a parità di prezzo, superano il valore disponibile, Terna procederà a limitarne il quantitativo tramite ripartizione pro-quota. Terna agisce calcolando un fattore di ripartizione pari al rapporto tra la capacità disponibile e la somma dei quantitativi offerti a parità di prezzo, il quale va applicato ad ogni singola offerta. Il risultato, arrotondato per difetto, è assegnato ad ogni singola unità. La capacità non assegnata a seguito degli arrotondamenti, è suddivisa in parti da 1 MW e assegnate alle unità che hanno avuto il troncamento maggiore, fino ad esaurimento della potenza assegnabile.

La remunerazione fissa della capacità è percepita da ogni soggetto selezionato quando esso rispetti alcune regole e condizioni. Il titolare dell'UVAM deve presentare, secondo le modalità già definite, una quantità a salire per la riserva di sostituzione e il bilanciamento almeno pari alla capacità che le è stata assegnata. L'offerta può avvenire sia in fase di programmazione sia nel mercato del bilanciamento, ad un prezzo non superiore allo *Strike Price*. L'offerta deve avvenire per almeno quattro ore consecutive comprese nella fascia oraria dalle 14.00 alle 20.00 di tutti i giorni compresi tra lunedì e venerdì inclusi. La presentazione di tali offerte non imprime a Terna nessun obbligo per la sua accettazione, ma entreranno nei mercati secondo le comuni regole. Inoltre, Terna si riserva la possibilità di effettuare delle verifiche per assicurarsi che la quantità offerta sia veramente disponibile e fisicamente attuabile. La quantità offerta non deve superare la somma tra margini residui di riserva a salire delle unità di produzione e i margini di riduzione di carico.

L'unità virtuale ha il diritto di ricevere il corrispettivo fisso giornaliero moltiplicato per la Quantità Assegnata per il numero di giorni in cui l'unità abbia rispettato l'obbligo di offerta. Il corrispettivo fisso giornaliero (CF_{gg}) si ricava dal premio con il quale si ha vinto l'asta di approvvigionamento (CF) e il numero di giorni nei quali l'unità debba mantenere l'obbligo in quel mese (N_m). Il corrispettivo fisso giornaliero si calcola con la formula:

$$CF_{gg} = \frac{CF}{12 \cdot N_m} \quad (3.3)$$

Se l'offerta da parte di un'unità che partecipa all'approvvigionamento a lungo termine è accettata nel mercato ad un prezzo superiore allo *Strike Price*, sarà remunerata al prezzo soglia nelle ore nel periodo tra le 14.00 e le 20.00 nei giorni dal lunedì al venerdì, qualsiasi sia la quantità offerta.

Lo *Strike Price* è stato fissato pari a $400 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ e la base d'asta è $30.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$ annuali. Le sessioni d'asta previste sono suddivise in: un'asta annuale; tre aste "infrannuali" per il periodo aprile-dicembre, luglio-dicembre, ottobre-dicembre; dodici aste mensili.

Se l'unità riuscisse ad offrire nel mercato del dispacciamento un quantitativo pari alla quantità assegnata, ma per un numero di ore inferiore a quattro, Terna ridurrà la remunerazione fissa. Il corrispettivo fisso giornaliero può essere ridotto fino ad un minimo pari al 50% nel caso in cui l'offerta duri per almeno due ore. Se l'UVAM non fosse in grado di offrire la quantità per almeno due ore, si considera il mancato adempimento dell'obbligo. Nel caso in cui l'unità virtuale non riesca a rispettare gli obblighi previsti in una giornata, essa non avrà il diritto a ricevere il corrispettivo fisso giornaliero. Se questa condizione si viene a verificare per il 70% dei giorni del mese, l'unità non avrà diritto a ricevere la compensazione fissa per tutto il mese in questione. Terna non remunererà l'unità, anche nel caso in cui durante le verifiche dei quantitativi offerti risulti che l'unità abbia offerto una capacità superiore alle proprie possibilità.

L'unità deve mantenere per tutto il periodo di validità i requisiti per l'approvvigionamento a lungo termine e per l'abilitazione a UVAM. Nel caso in cui, per qualsiasi motivo, dovesse venir meno anche uno solo dei requisiti, Terna non consegnerà il corrispettivo fisso giornaliero finché l'unità sia stata sprovvista del requisito.

Il titolare di un'UVAM che sia riuscito ad assicurarsi la remunerazione fissa tramite asta, può perdere definitivamente il diritto nei casi seguenti:

- Non venga rispettato l'obbligo di offerta per più del 70% dei giorni in un mese, per un numero di mesi superiore ad un sesto dei mesi dell'anno, anche non consecutivi;
- L'UVAM, a seguito della ricezione di un ordine di dispacciamento, non riesca a fornire almeno il 70% della capacità richiesta per cinque volte in un anno solare;
- Almeno un'unità di produzione aggregata entri nel mercato della capacità;
- Almeno un'unità di consumo aggregata sia inserita in un'Unità di Consumo per il Mercato della Capacità.

3.8 Analisi dello stato attuale e possibili evoluzioni

Da uno studio, si evince che il progetto pilota in atto può creare grossi vantaggi economici per le unità che decideranno di prenderne atto. Le attese, con le attuali regole, permettono un grosso vantaggio economico soprattutto per gli aggregati composti da un portafoglio di grandi dimensioni. L'investimento e i costi da sostenere per provvedere alla creazione e gestione del progetto non sono proporzionali alla dimensione

dell'UVAM. Il corrispettivo fisso che gli spetta, invece, è commisurato alla potenza abilitata. Ci si aspetta un utile positivo, anche per le unità che debbano sostenere dei costi di modulazione consistenti. Le chiamate per tali unità non sono in numero elevato, riducendo la spesa da sostenere.

Tale progetto, al momento, è considerato interessante poiché presenta il corrispettivo fisso. Tale remunerazione è stata introdotta al solo fine di incentivare la partecipazione a tale progetto. Ipotizzando che il corrispettivo fisso sia tolto completamente, questo progetto non mantiene convenienza economica. Al momento ci si aspetta che le UVAM siano attivate in pochi casi non compensando i costi da sostenere. Le singole unità potrebbero ricevere un utile positivo solo nel caso in cui riescano ad assicurarsi i picchi di prezzo con costi di modulazione bassi. Questa ipotesi, rende poco interessante la tattica di offrire prezzi bassi per massimizzare la quantità accettata.

La rinuncia alla remunerazione fissa toglie la limitazione introdotta dallo *strike price*, il quale esclude alcune risorse ad alto costo di modulazione. Ci si attende, comunque, un aumento della quantità fornita da parte delle UVAM nel mercato del dispacciamento. In questa condizione, si potrebbe raggiungere una marginalità operativa accettabile, in assenza di corrispettivo fisso. La remunerazione variabile, però, deve aumentare molto rispetto ai primi risultati ottenuti. Tale remunerazione può essere incrementata aumentando la quantità accetta o il prezzo offerto. Con i prezzi attualmente in esito al mercato del dispacciamento, la quantità da movimentare per il raggiungimento di una marginalità è elevata. Nel caso in cui si verifichi un aumento dei prezzi del mercato del dispacciamento, il quantitativo da movimentare decresce esponenzialmente all'aumentare del prezzo medio offerto.

3.8.1 Criticità e suggerimenti di migliorie per il progetto UVAM

In primo luogo, sotto l'aspetto economico, si nota che gli impianti alimentati da fonte rinnovabile non programmabile non hanno nessuna convenienza economica a fornire servizi a scendere. Se gli impianti sono incentivati, anche la modulazione a salire può essere fortemente scoraggiata. Ci sono impianti fortemente condizionati dalla stagionalità della fonte e/o la distribuzione dei carichi. Ad esempio, gli impianti idroelettrici ad acqua fluente, il fotovoltaico e impianti di teleriscaldamento. Questa influenza scoraggia la partecipazione di tali utenze nel mercato del dispacciamento, soprattutto se esso richiede un'offerta fissa nel tempo.

Per ovviare ad alcuni limiti, si tiene in considerazione la possibilità di revisionare alcuni requisiti. Infatti per impianti a fonti rinnovabili non programmabili, il concetto di potenza massima e minima non è ben definito. Questi impianti producono in base alla disponibilità della fonte. La capacità disponibile si può definire rispetto ad un profilo

predefinito, ad esempio gli esiti dei mercati dell'energia. Il profilo non è necessariamente costante nel tempo.

Dal confronto con gli operatori sull'attuale regolamento delle UVAM, sono emerse varie criticità che rendono la diffusione delle UVAM più difficoltosa.

La necessità di ricevere il consenso dell'utente del dispacciamento per ciascun punto dell'aggregato potrebbe intralciare la partecipazione di alcuni soggetti.

L'approvvigionamento a lungo termine è caratterizzato dal corrispettivo fisso qualora siano rispettati gli obblighi d'offerta. Qualora gli obblighi siano rispettati solo in parte, è prevista una riduzione del premio, assicurato tramite asta, fino al 50%. Il progetto delle UVAC era caratterizzato dalla possibilità, non solo di diminuire il premio, ma anche di aumentarlo. Per aumentare il premio bisognava superare i requisiti richiesti e si poteva raggiungere il 200% di esso. Per il progetto UVAM, questa opportunità non è prevista, limitando il corrispettivo massimo ottenibile a 30.000_{MW} l'anno, rispetto ai 60.000_{MW} annui previsti in precedenza. Questa scelta penalizza maggiormente le unità di consumo. Infatti, le unità di consumo sono caratterizzate da costi di modulazione superiori rispetto alle unità di produzione. In questo caso, la "neutralità tecnologica" non differenzia un corrispettivo fisso per tali unità andandole a penalizzare.

La quantità assegnata durante l'asta per l'approvvigionamento a lungo termine, deve essere presentata all'interno delle ore soggette all'obbligo. Si va ad escludere, però, la possibilità di presentare offerte per una quota parte. Questo obbligo disturba l'aggregazione di più risorse, che non possono offrire sul mercato la restante capacità a disposizione, nel caso in cui vi sia indisponibilità da parte di alcune di esse. La richiesta di inserire una remunerazione parziale, qualora non si riesca a raggiungere la capacità assegnata, è dettata dal fatto che non si voglia escludere i punti disponibili a fornire il servizio.

Un'UVAM perde definitivamente il diritto alla remunerazione fissa qualora essa non riesca a fornire il servizio richiesto, per 5 volte in un anno solare. Questo limite rende difficoltosa l'aggregazione di molte utenze poiché si danneggerebbero anche le unità che hanno risposto all'ordine in maniera corretta.

Secondo il regolamento dell'UVAM, è prevista la possibilità di aggiornare i dati tecnici relativi all'indisponibilità di prestazione fino a 30-45 minuti prima del tempo reale. La semplice variazione della Baseline, invece, deve rispettare le tempistiche di comunicazione dei dati tecnici. Questo disallineamento, oltre a causare difficoltà operative alle UVAM, limita la comunicazione a Terna. Una riduzione delle tempistiche

permetterebbe l'approvvigionamento d'informazioni più aggiornate rendendo il sistema più efficiente.

Molti operatori vorrebbero la possibilità di dichiarare la propria indisponibilità in un periodo programmato. Molte unità di consumo (utenti industriali) conoscono per tempo i periodi di chiusura dello stabile. In questo periodo vi è indisponibilità a prestare servizi di flessibilità.

Queste criticità favoriscono la creazione di UVAM di piccole dimensioni, aggregano il numero minimo di utenze per il raggiungimento della dimensione minima e dei requisiti richiesti.

3.8.2 Caratteristiche delle UVAM abilitate

Dalla consultazione del report del mercato elettrico[17] e dalla relazione 291/2019/I/EF [6], emerge che ad agosto 2019, le UVAM abilitate erano 156. Complessivamente, vi è una potenza qualificata pari a 830,7 MW per il servizio a salire e 200,9 MW per il servizio a scendere. Il 71% di esse è composto da un unico punto di consegna (POD) e solo il 15% composto da due punti. Si nota come non sono molto presenti UVAM che comprendevano tanti punti, a causa di alcune penalizzazioni esposte al paragrafo 2.6.1, solo un'UVAM con più di 10 punti di consegna è stata abilitata. Il progetto pilota delle UVAM ha inglobato anche i progetti delle UVAC e delle UVAP, infatti tra le UVAM abilitate ce ne sono 36 di sola produzione e 28 di puro consumo all'interno delle 156 UVAM abilitate.

Tabella 3.1: Suddivisione delle UVAM abilitate

MISTO		PURO CONSUMO		PURA PRODUZIONE	
92		28		36	
mono POD	multi POD	mono POD	muti POD	mono POD	multi POD
66	26	21	7	23	13
72%	28%	75%	2%	64%	36%

Fonte: Terna

Tra i POD delle UVAM abilitate ci sono 233 impianti di generazione, di cui 148 termoelettrici (61% a combustione interna, 8% cicli combinati con turbina a gas), 68 idroelettrici (54% ad acqua fluente, 26% a bacino, 19% a serbatoio) e 17 solare fotovoltaici. Gli impianti fotovoltaici abilitati probabilmente sono presenti perché associati ad unità di consumo abilitate e non per lo sfruttamento diretto dell'impianto come fonte di flessibilità.

Tutte le UVAM abilitate hanno una potenza massima che varia tra 1 MW e 75 MW con un valore medio di 7 MW per un complessivo di 1.112 MW (a fine agosto 2019). Solo

29 UVAM hanno l'abilitazione a fornire servizio a scendere per una potenza totale di 215 MW. La potenza minima abilitata varia da un minimo di 1,5 MW fino ad un massimo di 28 MW con un valore medio pari a 7 MW.

Sulla totalità delle UVAM, quasi l'80% di esse ha partecipato alla contrattualizzazione a termine che, in media, ha approvvigionato l'85,7% della propria potenza massima abilitata. Il 65% di esse ha messo a disposizione la totalità della propria potenza disponibile.

Nel corso dell'anno 2019, la quantità offerta a salire ha subito un incremento, mentre l'offerta di riserva a scendere ha mantenuto un valore costante. Al contrario, il prezzo medio proposto nelle offerte a salire nel periodo dal 6 novembre al 31 dicembre 2018 era pari a $80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Nel periodo dal 1 gennaio a 30 aprile 2019, invece, ha subito un forte incremento portandosi a $324 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, avvicinandosi molto allo *strike price*. Nel corso dell'anno, però, vi è stata una leggera diminuzione. I prezzi offerti elevati sono dovuti dagli elevati costi di modulazione a cui sono sottoposti e al tentativo di ridurre la probabilità di ricevere ordini di dispacciamento. L'andamento decrescente nel tempo, però, sottolinea la volontà da parte degli operatori di incrementare la probabilità di partecipare attivamente al mercato. Il prezzo medio ponderato offerto per la modulazione a scendere è stato pari a $24 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

Dall'avvio del progetto al 30 aprile 2019, le UVAM hanno movimentato complessivamente 708,33 MWh a salire, esclusivamente per erogare servizio di bilanciamento in tempo reale. La quantità media movimentata in ogni attivazione è stata di 7,3 MWh con una quantità massima di 37,5 MWh. A scendere, sono state accettate solo due offerte per complessivi 36,5 MWh offerti dallo stesso aggregato. A fronte di queste accettazioni, si sono verificati 123 MWh di inadempimenti pari al 22,1% delle quantità accettate a salire. A scendere, la quota di inadempimenti non supera il 5% della quantità accettata. Singolarmente nel 67% dei casi è stata fornita una quantità superiore al 70% della quantità accettata, mentre nel 9% dei casi l'ordine non è stato eseguito nemmeno parzialmente.

3.8.3 Risultati dell'approvvigionamento a lungo termine

Nell'anno 2019, il fabbisogno massimo approvvigionabile è complessivamente pari a 1'000 MW distribuiti in due zone di mercato:

- Area d'assegnazione A (Nord e Centro Nord) con una capacità pari a 800 MW;
- Area d'assegnazione B (Centro Sud, Sud, Sicilia, Sardegna) con una capacità pari a 200 MW.

Nell'asta annuale, si cerca di assegnare tutta la capacità disponibile alle due zone di assegnazione. Se non si riesce ad approvvigionarsi la totalità della quantità disponibile, si metterà a disposizione la rimanente capacità non assegnata nelle successive aste. Sono previste aste infrannuali e nelle aste mensili.

Terna ha pubblicato gli esiti dell'asta annuale da cui è emerso che complessivamente sono stati assegnati 34,9 MW. Nell'area di assegnazione A, sono stati assegnati 332,8 MW (42% del contingente) con un prezzo medio ponderato di $29.979,7 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$. Nella zona d'aggregazione B, la capacità assegnata è pari a 17,1 MW (9% del contingente) ad un prezzo medio ponderato di $29.999 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$. Nella tabella 2.1 sono riportati la capacità assegnata per ogni asta e per ogni zona d'assegnazione; le aste annuali e infrannuali sono caratterizzate, nella tabella, dal colore grigio, mentre le aste mensili sono a sfondo bianco.

Tabella 3.2 Quantità aggiudicate nelle aste di approvvigionamento a termine

aste	capacità [MW]		aste	capacità [MW]	
	zona A	zona B		zona A	zona B
annuale	332,8	17,1	LUG	183,6	100,3
gen	38,9	5,9	lug	50,8	5
feb	71,9	10,4	ago	85,8	18,8
mar	83,1	17,5	sett	115,1	18,8
APR	144,5	27,7	OTT	121,4	24
apr	84,2	20,3	ott	56,1	9
mag	123,7	22,7	nov	58,1	10,5
giu	155	29,5	dic	75,2	16,2

Fonte: Terna

Nei grafici 3.1 e 3.2, sono riportate le quantità assegnate nelle varie aree rispettivamente nell'area A e nell'area B.

Area d'aggregazione A

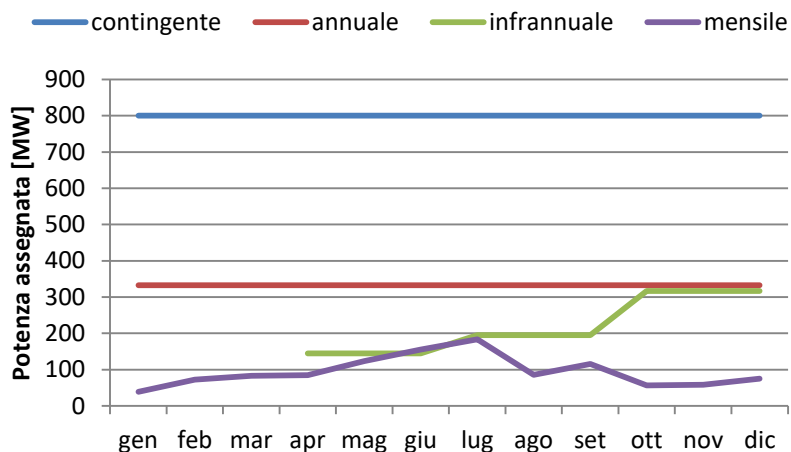


Figura 3.1: Confronto tra le aste nell'area di aggregazione A

Area d'aggregazione B

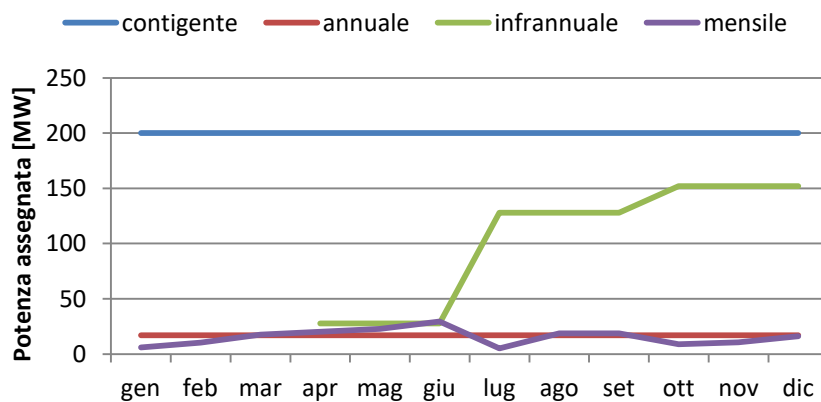


Figura 3.2: Confronto tra le aste nell'area di aggregazione B

Nel corso dell'anno 2019, c'è stato un andamento crescente che significa un forte interesse per il prodotto a termine da parte degli operatori. Nell'area A, l'interesse per tale prodotto è stato consistente fin dal primo momento, infatti a febbraio era stato approvvigionato quasi il 50% del contingente. Inoltre, con l'assegnazione della terza asta infrannuale si ha il superamento della quota approvvigionata nell'asta annuale ad inizio

anno. Nella zona B, invece, si ha avuto un forte incremento della partecipazione alle aste solo in un secondo momento. Nei mesi iniziali dell'anno, l'asta mensile supera sia il valore nell'asta annuale sia nella prima asta infrannuale. Il cospicuo aumento nella seconda asta infrannuale conferma il ritardo nell'interesse al progetto. A dicembre 2019, le zone si sono sostanzialmente allineate superando il proprio contingente. In entrambe le zone, è avvenuta la risoluzione di capacità a termine. La capacità revocata non è comunicata da Terna, ma è facilmente stimabile sulla base della quantità aggiuntiva messa a disposizione da Terna.

A marzo il prezzo minimo a cui si è conclusa un'asta è stato $29.997,3 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$, discostato poco dalla base di partenza. Con la diminuzione del contingente a disposizione, i prezzi offerti diminuivano. Ad ottobre il corrispettivo fisso aggiudicato ha raggiunto il minimo conseguito in tutto l'anno: $28.169,4 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$ nella zona A.

Fino al 2019, gli operatori coinvolti nell'approvvigionamento a termine sono stati in totale 27. Gli operatori sono concentrati maggiormente nella zona d'aggregazione A, poiché vi è disponibilità più rilevante e quindi una maggior probabilità di vincere l'asta. Solo 3 operatori lavorano esclusivamente nella zona B, i quali si scontrano con ulteriori 7 operatori che partecipano alle aste di entrambe le zone.

La maggior parte degli operatori (70,4%) si approvvigiona una quantità piccola (inferiore a 20 MW). Solo 4 operatori riescono ad assicurarsi una quantità superiore a 100 MW. Nella zona A, la capacità media gestita è pari a 36 MW. In questa zona, solo cinque operatori hanno un valore superiore assicurandosi complessivamente 655 MW. Gli altri 17 si assicurano 180 MW. Nella zona B, la capacità media è di 17 MW: 3 operatori si assicurano una quantità superiore. Questi 3 operatori complessivamente gestiscono 139 MW e i restanti 7, che operano nella zona B, gestiscono 31,8 MW.

3.8.4 Confronto con altri paesi europei

Questi risultati italiani sono incoraggianti al confronto con quelli degli altri stati europei. L'Italia si è approvvigionata a lungo termine una quantità superiore agli altri stati. Lo studio di SmarEn⁵ ha analizzato e confrontato le varie iniziative intraprese dai vari stati europei [18], prima del progetto UVAM.

In Francia, la partecipazione al dispacciamento della domanda e della generazione aggregata è aperta per tutti i tipi di servizi. La Francia è uno dei paesi europei con la maggior apertura del mercato. La modalità adottata per la fornitura della riserva

⁵ SmartEn è un'associazione di operatori di mercato che promuovono soluzioni energetiche decentrate

secondaria, però, penalizza la partecipazione della generazione distribuita. Per alcuni servizi, la soglia minima è pari a 10 MW. Complessivamente, nel 2019 la Francia aveva a disposizione una capacità pari a 700 MW da parte della generazione distribuita per la fornitura di alcuni servizi ancillari.

In Germania, gli aggregati possono fornire riserva per le tre tipologie di regolazione previste, partecipando alle aste settimanali e giornaliere. La soglia minima non deve superare i 5 MW, ma sono previste singole unità di dimensione minima di 1 MW che appartengano alla stessa zona. Gli accumuli tedeschi sono concentrati nella fornitura di regolazione primaria.

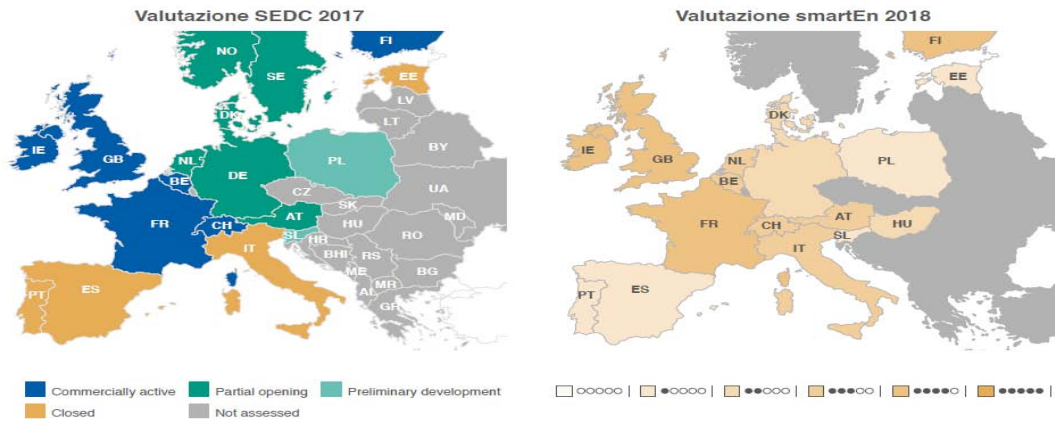
La Gran Bretagna, pioniera dell'apertura del mercato del dispacciamento, non ha ancora concluso il processo per tutti i servizi. In Gran Bretagna, il mercato per i servizi ancillari ha la peculiarità di essere molto frammentato. Si è scelto di fornire i servizi di bilanciamento da specifiche tecnologie, sebbene tutte le tecnologie siano ammesse. Nel 2019, la capacità abilitata di risorse distribuite erano 135 MW per i servizi di riserva e 70 MW per i servizi di frequenza.

La soglia minima di potenza modulabile, fissata a 1 MW, rende l'Italia uno degli stati che sfrutta al meglio la generazione distribuita, assieme a Austria e Belgio. Lo studio di smartEn ha valutato il mercato italiano totalmente chiuso per le risorse distribuite, con Estonia, Spagna e Portogallo. Essendo la nazione con una capacità approvvigionata tra le più elevate, una soglia minima piccola e un mercato chiuso per le risorse distribuite, l'Italia è il paese europeo che ha fatto i migliori progressi per abilitare le risorse distribuite nel mercato del dispacciamento. In tabella 3.3, sono riportate le dimensioni minime richieste di un aggregato e la capacità qualificata a unità aggregate per vari paesi europei.

Tabella 3.3: Benchmarking risorse distribuite in Europa[19]

PAESE	tipologia aggregati	soglia minima	capacità disponibile
ITALIA	punti di prelievo* e generazione distribuita	1 MW	1050 MW
AUSTRIA	punti di prelievo* e generazione distribuita	1MW	N.D.
BELGIO	punti di prelievo e generazione distribuita	1 MW	830 MW
FINLANDIA	punti di prelievo e generazione distribuita	5 MW	300 MW
SVIZZERA	punti di prelievo e generazione distribuita	5 MW	50 MW
OLANDA	punti di prelievo e generazione distribuita	20 MW	150 MW
IRLANDA	punti di prelievo*	4 MW	480 MW
REGNO UNITO	punti di prelievo e generazione distribuita	3MW	135 MW
GERMANIA	punti di prelievo e generazione distribuita	5MW/1MW	N.D.
FRANCIA	Non sono ammessi aggregati	10 MW	500 MW

* punti di prelievo non residenziali



Fonte: Explicit Demand Response in Europe - Mapping the Markets 2017 e The smartEN Map 2018

Figura 3.3: Grado di apertura del mercato dei servizi per le risorse distribuite SEDC/smartEn [19]

4 Caso Studio

Nel 2018, l'impianto ha partecipato solo ai mercati energetici cercando di massimizzare i propri introiti dalla sola vendita di energia. Il caso studio che è stato svolto per valutare il comportamento di un impianto eolico che partecipa al mercato del dispacciamento attraverso il progetto UVAM. Al termine della simulazione, si confronta il comportamento reale del parco con i risultati delle simulazioni.

L'impianto studiato

Il parco eolico che si va a studiare è l'impianto situato a Buseto Palizzolo (TP) in Sicilia, il quale è costituito da undici aerogeneratori della potenza elettrica nominale pari a 2 MW ciascuno. L'impianto è entrato in funzione nel 2016 con una potenza complessiva di 22 MW.

L'impianto in questione gode di un incentivo su l'energia venduta nel mercato energetico. L'incentivo consiste nel fissaggio di un *price floor* a $89 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, in altre parole, l'impianto sarà remunerato ad un prezzo di vendita non inferiore a $89 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Quando il prezzo di mercato scende sotto la soglia definita, entra in gioco l'incentivo che va a versare, a favore dell'impianto, la differenza tra 89 e il valore assegnato dal mercato, mentre quando i prezzi sono superiori a questo valore, l'impianto riceverà il prezzo stabilito dal mercato direttamente da esso.

Il gestore del parco che lo ha costituito ha fornito i dati di generazione elettrica oraria dell'impianto per l'anno 2018 [4]. Si è voluto studiare questo impianto poiché presenta la capacità installata più elevata, quindi potrebbe avere risultato più cospicuo rispetto ad altri più piccoli. Inoltre, questo parco è in teledistacco da Terna per cui è già provvisto di un sistema di controllo. I costi di gestione non varierebbero di molto se non per qualche upgrade e per le comunicazioni con Terna.

L'impianto eolico in questione, nel 2018 è riuscito a vendere nel mercato dell'energia 47.777 MWh. Gli incassi di tale vendita incentivata sono stati pari a 4.339.039 €.

Scopo del caso studio

La valutazione è effettuata soprattutto dal punto di vista economico. Si andrà a simulare il comportamento avvenuto nell'anno 2018 e si confronterà l'andamento economico simulato con l'andamento realmente avvenuto. Lo scopo è cercare una gestione dell'impianto in modo tale da incrementare il profitto, rispetto al caso base. Il caso base in questione è il funzionamento del parco avvenuto nel 2018 nel quale ha cercato di

massimizzare la vendita di energia. Il parco, infatti, partecipava solo ai mercati energetici e la vendita di energia rappresentava l'unica fonte di guadagno .

L'analisi sarà svolta a posteriori simulando l'anno 2018 di cui si conoscono i dati di generazione e gli esiti del mercato energetico e del dispacciamento. L'analisi avverrà su base oraria.

Come primo passo, si è voluto valutare la quantità massima che l'impianto possa mettere a disposizione per i servizi di dispacciamento. Per far ciò, si è ipotizzato che la quantità prodotta e venduta dal parco sia stata il massimo quantitativo producibile nel 2018 al netto delle ore di spegnimento programmato e manutenzione. Quest'ipotesi si può considerare realistica perché un qualsiasi impianto alimentato da fonte rinnovabile entra di priorità nei mercati dell'energia.

4.1 Dati di riferimento

L'impianto in esame andrà a modulare a scendere mediante lo spegnimento di alcune macchine fino al raggiungimento della quantità da modulare. Per la modulazione a salire s'ipotizza di limitare l'offerta nei mercati energetici, mediante sempre spegnimento di alcune macchine. Così facendo si genera margine di riserva a salire, che può essere sfruttato per modulazione a salire, mediante attivazione di macchine precedentemente spente. Si andrà a studiare il comportamento ad offrire solo servizio a scendere e poi, in maniera separata, il suo andamento offrendo solo servizio a salire.

4.1.1 Modulazione a scendere

La modulazione a scendere per la risoluzione di congestioni, bilanciamento e riserva terziaria rotante deve essere mantenuta per una durata di tempo non inferiore a due ore. Il parco sarà disponibile a fornire una certa quantità, quando la sua generazione sia superiore ad un valore soglia per almeno due ore consecutive. I valori soglia che sono stati considerati per questo studio, vanno da un minimo di 2 MW ad un massimo di 20 MW con salti di 2 MW una dall'altra. Questo controllo serve per quantificare il margine che il parco può mettere a disposizione.

Determinato il margine disponibile, si calcola quante macchine si dovrebbero spegnere per raggiungere il valore. Ogni ora, una singola turbina andrà a produrre l'undicesima parte del totale prodotto. La quantità effettiva che l'impianto può rendere disponibile sul mercato del dispacciamento sarà pari al prodotto tra il numero di macchine spente e la generazione della singola turbina in quell'ora.

La quantità massima che il parco eolico avrebbe messo a disposizione nel 2018 è risultata pari a 36.791 MWh.

Il parco eolico continuerà a vendere l'energia generata al mercato dell'energia secondo le regole dettate dall'incentivo. L'energia venduta sul mercato energetico rimarrà invariata e di conseguenza i ricavi da tale mercato saranno invariati. Dal momento in cui si decide di partecipare al mercato del dispacciamento, fornendo servizi a scendere, si andrà a ridurre la propria immissione. La riduzione della generazione da parte di un qualsiasi operatore, è visto come l'acquisto di quella energia che l'impianto ha già venuto. Per tal motivo, la modulazione a scendere è un servizio a pagamento per l'operatore.

Dal punto di vista economico, ogni impianto cercherà di acquistare l'energia dalla rete al prezzo minore possibile. Gli impianti incentivati sono sfavoriti a prestare servizi a scendere, poiché la quota parte di energia accettata nel mercato del dispacciamento perderà la quota parte di incentivo. Complessivamente, per un impianto incentivato, non vi è solo la spesa per l'acquisto del servizio, ma vi è anche la restituzione di una parte dei ricavi dovuti all'incentivo sulla quantità accettata.

Capacità sfruttabile in base agli esiti di mercato

Una volta definita la quantità d'energia che l'impianto può offrire, bisogna definire quanta di questa energia possa effettivamente essere utile al mercato. Si va a confrontare quindi, la quantità che si è calcolata con gli esiti del mercato del dispacciamento. Il confronto esclude l'energia che non sarà accettata per mancanza di richiesta per tale servizio. Gli esiti del mercato presi in considerazione sono sia le quantità accettate in acquisto in fase di programmazione[20] sia nel mercato del bilanciamento[21] per la zona di mercato in cui partecipa l'impianto, cioè la Sicilia. Si è ipotizzato che il parco partecipi prima alla fase di programmazione del mercato del dispacciamento. Nel caso in cui non sia accettata la totalità della capacità disponibile, il parco offrirà la quantità rimanente nel mercato del bilanciamento.

Si nota che la quantità massima che l'impianto in questione riesce a mettere a disposizione è abbastanza limitata, anche se l'impianto abbia disponibilità superiori. La causa principale di questa riduzione è lo sfasamento tra la disponibilità dell'impianto e la richiesta da parte del mercato. Complessivamente, vi è contemporaneità tra disponibilità dell'impianto e richiesta nel mercato solo in poche ore. Nel 2018, il parco riuscirebbe a fornire servizi a scendere per un complessivo pari a 7.755 MWh. Si riporta di seguito il grafico 4.1 che contiene le quantità offerte ed effettivamente accettate dal mercato in una settimana di fine agosto. Si è scelto questo periodo poiché è un periodo nel quale l'impianto è riuscito ad interagire in maniera consistente con il mercato. Nella figura 4.1

si riportano la quantità messa a disposizione dall'impianto, le quantità accettabili nei mercati e la richiesta del mercato. L'area azzurra rappresenta la quantità totale messa a disposizione del parco eolico. Solo l'area verde e rossa sono accettabili rispettivamente nella fase di programmazione del mercato del dispacciamento e nel mercato del bilanciamento. Infatti, l'area bianca sottostante alla linea verde e alla linea rossa rappresenta la richiesta del mercato che non è soddisfatta dal parco per mancanza di disponibilità.

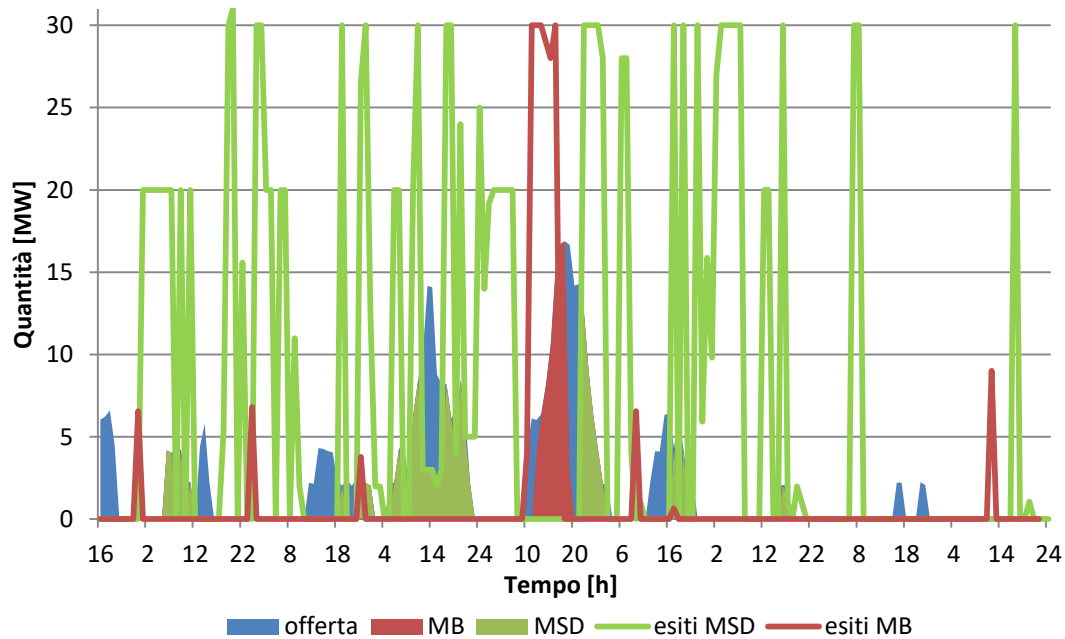


Figura 4.1: Esiti, quantità accettate ed offerte nel mercato del dispacciamento fornendo modulazione a scendere

Come si può notare dal grafico, ci sono momenti in cui l'impianto avrebbe la possibilità di modulare, ma non è accettato nel mercato, per mancanza di richiesta in quel momento. Analogamente, vi è richiesta quando il parco non è disponibile a fornire servizio.

Caso ottimale

Il criterio di accettazione adottato in tale simulazione si basa sul prezzo offerto. In una zona di mercato di piccole dimensioni, come la Sicilia, si è supposto che un'offerta sia accettata qualora il prezzo offerto dal parco sia superiore al minimo prezzo accettato in esito. Questa semplice regola si può considerare veritiera poiché si nota che il prezzo minimo e quello medio delle offerte accettate si eguagliano. Da questa coincidenza si può evincere che per sopperire alla necessità di tale servizio è stata chiamata solo una o

più unità che prestano il servizio allo stesso prezzo conveniente. L'impianto sotto esame sarà chiamato a fornire servizio nel caso in cui la sua offerta sia più vantaggiosa rispetto alle altre offerte.

Il parco eolico in questione può fornire servizi a scendere per una quantità pari a 7.755 MWh nell'anno 2018. Si ipotizzando di acquistare questa quantità al prezzo minimo in esito al mercato. La spesa minima che si deve sostenere per acquistare l'intera quantità sfruttabile è pari a 193.464 €. L'impianto dovrà restituire a Terna 200.556 € a fronte della perdita di diritto all'incentivo sulla quantità accettata. Rispetto agli incassi dell'anno 2018, si ha una riduzione complessiva dei guadagni pari a 393.803 €. Nel caso ottimale di partecipazione al mercato del dispacciamento fornendo servizi a scendere, implica una produzione energetica pari a 40.022 MWh con un introito complessivo pari a 3.945.236 €.

4.1.2 Modulazione a salire

La modulazione a salire complica la gestione dell'intero impianto perché per avere margine di riserva a salire bisogna modificare l'offerta nel mercato energetico. Per creare margine di riserva a salire, un impianto non deve essere a pieno carico. Se ricevesse un ordine di dispacciamento a salire mentre è a pieno carico non riuscirebbe ad adempirlo. Nel caso del parco eolico in questione, si scelto di generare margine a salire con uno spegnimento preventivo di alcune turbine. A seguito della ricezione di un ordine di dispacciamento a salire, si riuscirà a fornire il servizio attivando parte delle turbine eoliche.

La generazione di margine a salire, tramite spegnimento di turbine preventivo, sarà eseguita solo nel momento in cui il parco possa eseguire l'ordine di dispacciamento. L'ordine di dispacciamento per la fornitura dei servizi di bilanciamento, riserva terziaria rotante e risoluzione delle congestioni deve essere mantenuto per almeno 120 minuti. Per quantificare il margine che il parco può mettere a disposizione, si osserva la generazione effettiva annua. Se il parco eolico abbia una generazione sotto un valore soglia non vi è convenienza ad offrire la propria disponibilità. In quel momento, vi è la certezza che l'impianto non riesca a sopperire all'ordine. I valori soglia che sono stati considerati per questo studio, vanno da un minimo di 2MW ad un massimo di 20 MW con salti di 2 MW una dall'altra.

Una volta constatato il valore soglia massimo che il parco può mettere a disposizione per almeno 120 minuti, si calcola il numero di aerogeneratori da spegnere. Si è ipotizzato che ogni singolo generatore vada a produrre l'undicesima parte della totale produzione oraria.

Come per la modulazione a scendere, la capacità massima messa a disposizione dal parco eolico è pari a 36.791 MWh.

La modulazione a salire è richiesta da Terna nel momento in cui vi è la necessità di un'ulteriore immissione di energia nella rete. Terna acquisterà dalle unità di produzione ulteriore energia.

Per la modulazione a salire, la capacità offerta è a libero arbitrio dell'operatore, in base al rischio che si vuole correre. Lo spegnimento preventivo di alcune turbine riduce la quantità di energia venduta sul mercato energetico e di conseguenza diminuiscono anche i guadagni. Una buona gestione della partecipazione al mercato del dispacciamento consiste nel ridurre la generazione dell'impianto nei momenti in cui vi è richiesta nel mercato del dispacciamento. In questo modo, l'impianto ridurrebbe complessivamente a vendere la totalità dell'energia producibile, riuscendo ad incrementare il ricavo complessivo. L'aumento del ricavo è dovuto al fatto che sostanzialmente nel mercato del dispacciamento vi siano prezzi superiori ai prezzi dei mercati energetici. La quota parte di energia venduta nel mercato del dispacciamento sarebbe remunerata ad un prezzo superiore. L'incentivo di cui il parco eolico gode, però, rende la riduzione di energia veramente onerosa e riduce la probabilità di aumento degli incassi.

Capacità sfruttabile in base agli esiti di mercato

Come per la modulazione a scendere, anche in questo caso si va a confrontare la quantità di energia resa disponibile dall'impianto con le quantità richieste dal mercato. Dal confronto emergerà quanta energia potrà essere sfruttata nel mercato del dispacciamento per fornire servizi a salire. L'energia che non sarà sfruttata non sarà remunerata nel mercato energetico perché sarà energia non prodotta.

L'impianto nel 2018 avrebbe messo a disposizione 36.791 MWh, di cui sono accettati 32.529 MWh. Questo risultato rende l'ipotesi sostenibile e potrebbe dare risultati interessanti. Si riporta di seguito il grafico 4.2 che contiene le quantità offerte ed effettivamente accettate dal mercato ad inizio novembre. Si è scelto questo periodo poiché è un periodo nel quale l'impianto è riuscito ad interagire sia nella fase di programmazione del mercato del dispacciamento sia nel mercato del bilanciamento.

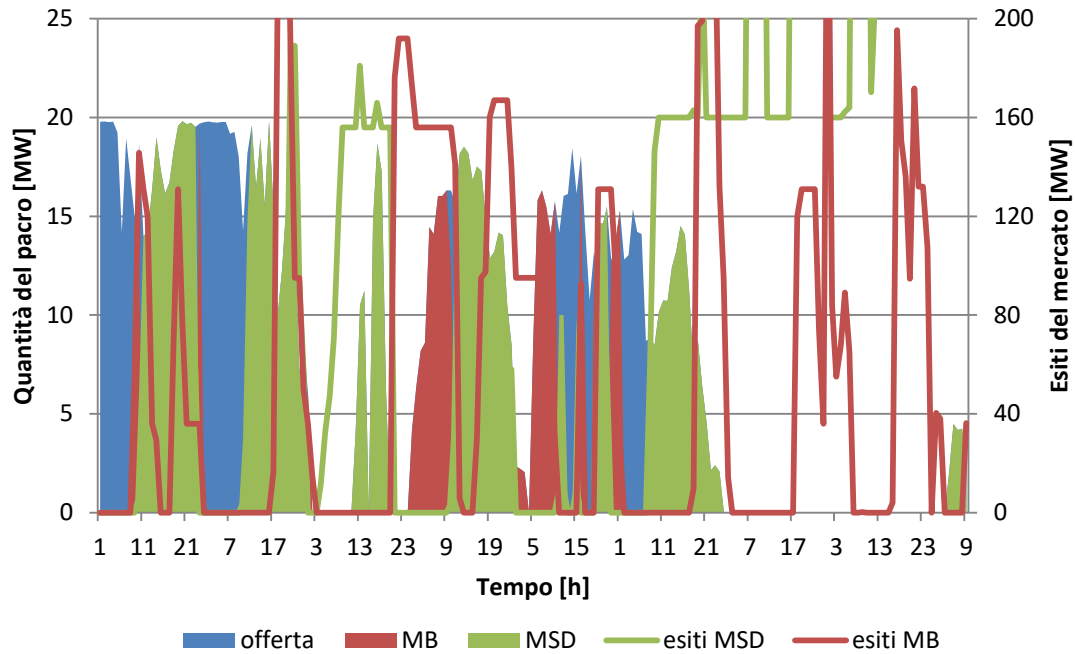


Figura 4.2: Esiti e quantità accettate ed offerte nel mercato del dispacciamento fornendo modulazione a salire

In questo caso, la richiesta del mercato è consistente e costante nel tempo. Raramente l'impianto è disponibile in mancanza di richiesta dal mercato. La quantità messa a disposizione solitamente sarà accettata nella sua totalità in quanto la richiesta è elevata. Il mercato è spostato verso la fase di programmazione per sopperire all'aleatorietà delle fonti rinnovabili. Spesso Terna, si approvvigiona nella fase di programmazione una riserva a salire consistente. Nel caso in cui non sia necessaria, bilancerà sfruttando la riserva a scendere nel mercato di bilanciamento in tempo reale.

Caso ottimale

Il criterio di accettazione adottato in tale simulazione si basa sul prezzo offerto. In una zona di mercato di piccole dimensioni, come la Sicilia, si è supposto che un'offerta sia accettata qualora il prezzo offerto dal parco sia inferiore al massimo prezzo accettato in esito. L'impianto sotto esame sarà chiamato a fornire servizio nel caso in cui la sua offerta sia più vantaggiosa rispetto all'offerta più svantaggiosa accettata da Terna. Terna ha interesse economico ad accettare l'offerta del parco eolico rispetto a quella che ha accettato in precedenza.

Il caso ottimale consiste nel remunerare la capacità sfruttabile nel mercato al prezzo più alto possibile.

Con la riduzione della generazione energetica, l'impianto nei mercati energetici offrirà non più 47.777 MWh com'è accaduto nel 2018, ma solo 10.986 MWh. Da tali mercati, si ha una riduzione degli introiti a 1.010.308 € rispetto ai 4.339.039 €. La quantità remunerata nel mercato del dispacciamento ha portato un introito pari a 3.995.806 €. Complessivamente, il mercato ha venduto una quantità di energia pari a 43.515 MWh incassando 5.006.114 €. Se il parco eolico avesse partecipato al mercato del dispacciamento nell'anno servendo modulazione a salire, avrebbe incrementato i propri guadagni di 732.454 € rispetto all'introito realmente percepito.

4.2 Scenari reali di modulazione a scendere

In questo paragrafo, si studierà l'andamento del parco eolico nel mercato del dispacciamento con gestioni adottabili realmente.

Inizialmente si è voluto offrire la totale capacità disponibile cercando una tattica di scelta del prezzo offerto che ci dia dei risultati simili al caso ideale al paragrafo 4.1.1. Successivamente, si è voluto adottare un'offerta più cautelativa cercando di massimizzare i ricavi economici del parco.

4.2.1 Prezzo fisso

La prima simulazione studiata consiste nell'offerta di tutta la capacità disponibile a un prezzo costante del tempo. Questa simulazione limite, serve a far emergere le dinamiche del mercato del dispacciamento. Come è immaginabile, man mano che il prezzo offerto sale, più aumenta la possibilità di essere accettati nel mercato. Allo stesso modo, però, aumenta la spesa da sostenere. Si è simulato l'andamento dell'impianto per tutti i valori di prezzo da $0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ a $150 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Si è scelto questo intervallo di valori perché si vuole mostrare la relazione che nasce tra la quantità accettata e la spesa da sostenere per tale quantità. Sopra di $150 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, valore per il quale vi è quantità accetta pari alla capacità disponibile da parte del parco, l'andamento sarebbe facilmente intuibile. La quantità accettata rimarrebbe costante, mentre la spesa aumenterebbe in maniera lineare. Questa informazione sarà utile nella gestione dell'impianto poiché un prezzo superiore a tale valore non ottimizzerebbe l'andamento economico. L'impianto sarebbe accettato nella totalità dei casi mantenendo un prezzo inferiore a $150 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

Nel grafico 4.3 sono riportati i risultati ottenuti in funzione del prezzo offerto.

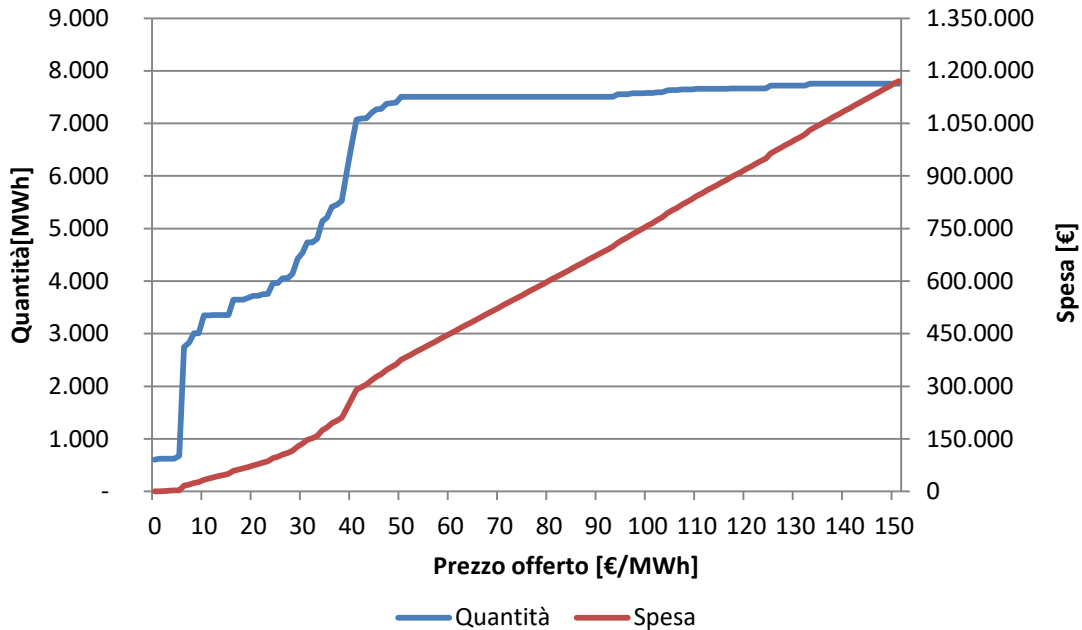


Figura 4.3: Relazione tra prezzo, quantità e spesa per servizi a scendere

Si nota come la spesa ha un andamento pressoché lineare, aumentando con l'aumento del prezzo. La quantità accettata cresce molto velocemente all'inizio per poi tendere alla massima quantità che l'impianto può mettere a disposizione. La spesa non è influenzata molto dalla quantità accettata, ma solo dal prezzo offerto. Infatti, la scelta del prezzo è basata sulla massimizzazione della quantità accettata nel mercato del dispacciamento cercando di minimizzare la spesa sostenuta. Prezzi offerti fissi interessanti sono quei valori che mostrano un aumento sostanziale della quantità accettata a fronte di un minimo incremento di spesa. Il prezzo fisso paria a $10 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ è interessante: il mercato accetta 3.349 MWh a fronte di un pagamento di 33.488 €. Rispetto al prezzo offerto fisso di $9 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, sono accettati 340 MWh in più con un aumento della spesa di 6.413 €.

4.2.2 Prezzo variabile con offerta massima

Una volta assodato l'andamento del mercato, ci si è messi in casi più realistici di gestione del prezzo offerto. Infatti, un qualsiasi impianto che partecipa al mercato del dispacciamento con una determinata strategia di prezzo per massimizzare il proprio reddito.

Le strategie di prezzo offerto studiate per massimizzare il ricavo complessivo del parco sono:

- Scenario 1: offrire la media dei prezzi medi in esito nella settimana prima;
- Scenario 2: offrire la media dei prezzi in esito nel giorno precedente;
- Scenario 3: offrire il prezzo minimo della settimana antecedente;
- Scenario 4: offrire il prezzo minimo in esito nel giorno precedente;
- Scenario 5: offrire il prezzo massimo dei prezzi medi usciti nel mercato nella settimana precedente;
- Scenario 6: offrire il prezzo massimo dei prezzi medi in esito nel giorno prima.

Offrendo un valore pari alla media dei prezzi in esito della settimana prima (scenario 1), i risultati ottenuti rilevano che si riesce a rendere conveniente una quantità abbastanza elevata di energia: considerando che il massimo offribile, con questa ipotesi, si riesce ad offrire il 71% della nostra possibilità ossia 5.512 MWh. Questa scelta, però, non è molto conveniente economicamente giacché vi è un esborso complessivo di 179.513 €. Se si pone l'attenzione solo ai risultati del giorno prima invece, mentre si continui ad offrire la loro media (scenario 2), si riesce a contenere la spesa. A fronte di un'uscita economica pari a 149.726 €, il parco eolico riesce a modulare a scendere una quantità pari a 5.192 MWh.

Nel caso in cui si voglia ridurre la spesa da sostenere, si decide di attuare una nuova tattica di offerta. Al posto della media dei prezzi usciti come esito dei mercati, si offre un valore pari al minimo prezzo uscito la settimana prima (scenario 3). Così facendo si nota una complessiva riduzione dei risultati rispetto ai casi precedenti. Innanzi tutto, si nota il calo della quantità accettata dal mercato, la quale è pari a 2.495 MWh, ma anche la spesa complessiva ha subito una forte contrazione essendo pari a 16.103 €. Offrendo, invece, un valore pari al prezzo minimo uscito nel giorno precedente (scenario 4), ci si riporta ad un caso intermedio interessante. Si offre una quantità abbondante pari a 4.570 MWh pagando complessivamente 95.024 €.

Offrendo un prezzo pari al valore massimo uscito la settimana prima (scenario 5), si nota come la quantità accettata sia elevata poiché si riesce ad offrire il 98,5% dell'energia del caso ottimale, ma a seguito di una spesa consistente pari a 548.9426 €. Decisamente più interessante è il caso in cui si offre il valore massimo in esito al giorno precedente (scenario 6). Questo scenario, con una lieve diminuzione di riserva accettata, è riuscito a contenere di gran lunga la spesa. L'impianto è riuscito ad acquistare 7.006 MWh a fronte di una spesa pari a 261.126 €.

Gli scenari danno dei risultati diversi, ognuno di essi massimizza una grandezza a discapito dell'altra. Se si vuole massimizzare la quantità accettata nel mercato, è consigliabile offrire la media dei prezzi usciti la settimana scorsa, volendo si può addirittura offrire dei prezzi ancor più alti rispetto alla media esatta, considerando che la

spesa da sostenere aumenti ancor più. Se si vuole minimizzare la spesa, invece, è consigliabile tenere i prezzi bassi, come nell'ipotesi di offrire in prezzo minimo della settimana scorsa. Un buon compromesso sono le soluzioni in cui si va a scegliere il prezzo da offrire sulla base degli esiti del giorno prima.

Nella tabella 4.1 sono riportati alcuni dei risultati significativi per ciascun scenario. Si riportano le entrate perse in MGP e MI dovute al fatto che la quantità modulata a scendere non è più retribuita seguendo le regole dell'incentivo, ma semplicemente quelle di mercato. Si riporta, inoltre, la spesa complessiva sostenuta dal parco eolico per fornire la quantità accettata. Nella stessa tabella, si esplicita l'uscita economica per avere un chiaro riferimento dell'efficacia economica di ciascun scenario. Infine, si riporta la differenza media ponderata tra i prezzi dei vari scenari e il caso ottimale per osservare quale scenario si sia avvicinato maggiormente.

Tabella 4.1: Risultati simulazioni di modulazione a scendere per diversi scenari con massima offerta

SCENARIO		Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Spesa in MSD	Uscita economica	Differenza ponderata
		[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
0	BEST CASE	7.755	200.556	193.464	394.020	0
1	Prezzo medio settimana prima	5.512	157.191	179.513	336.704	16,1
2	Prezzo medio giorno prima	5.192	132.569	149.726	282.295	8,6
3	Prezzo minimo settimana prima	2.495	81.786	16.103	97.889	0,8
4	Prezzo minimo giorno prima	4.570	121.550	95.024	216.574	2,2
5	Prezzo massimo settimana prima	7.640	198.756	548.942	747.698	47,5
6	Prezzo massimo giorno prima	7.006	182.213	261.126	443.339	13

Le variazioni dei prezzi d'offerta dovute alle varie strategie di prezzo sono riportate nel grafico 4.4 e 4.5 rispettivamente per la fase di programmazione del mercato del dispacciamento e per il mercato del bilanciamento. Sono riportati i valori per un arco di tempo pari a due settimane uguale per entrambi i grafici. Si riporta un intervallo di tempo campione per facilitare la lettura del grafico. In questi grafici, vi è il confronto anche con i prezzi medi in esito sul mercato.

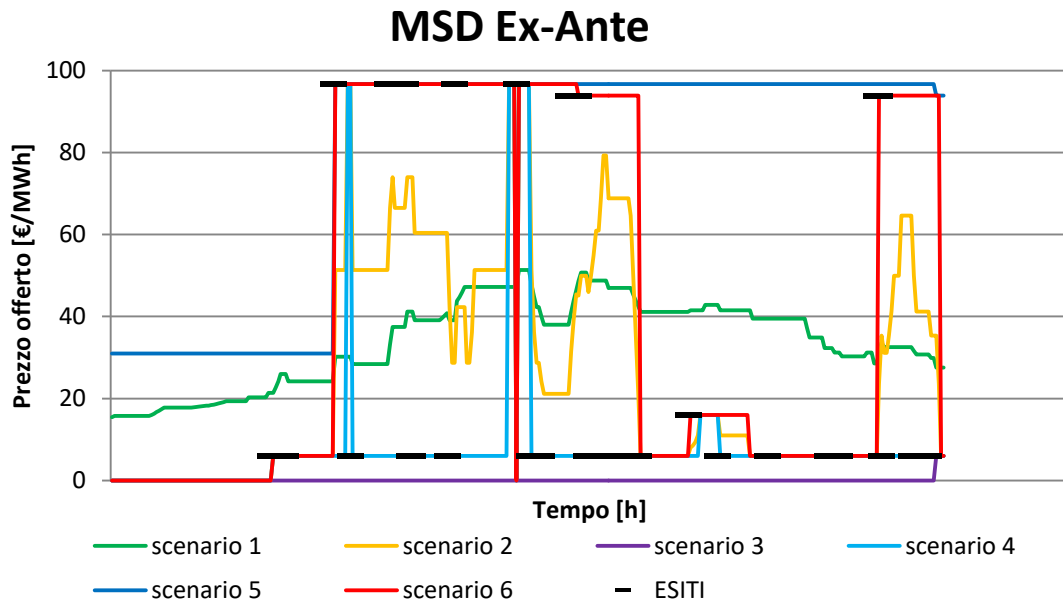


Figura 4.4: Andamento dei prezzi nella fase di programmazione del mercato del dispacciamento a scendere per i vari scenari

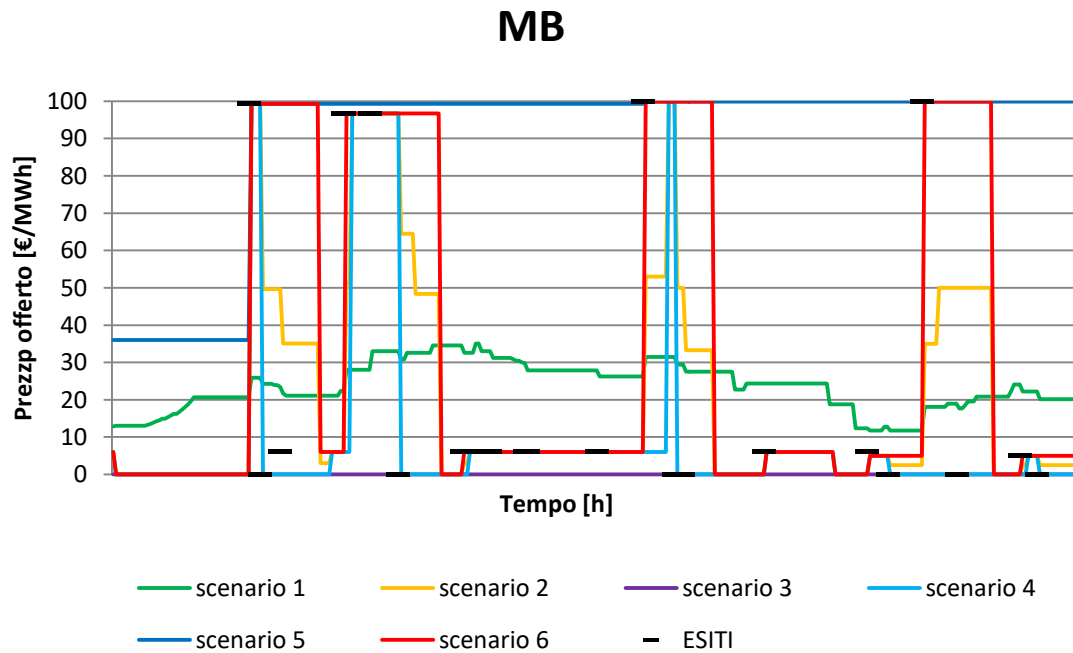


Figura 4.5: Andamento dei prezzi nel mercato del bilanciamento a scendere per i vari scenari

Dai grafici 4.4 e 4.5, emerge che, avendo una richiesta di riserva a scendere piccola e sporadica, le variazioni di prezzo sono di grandi dimensioni. Si deduce inoltre, che basare la propria offerta sui prezzi del giorno precedente, permette di seguire in maniera più precisa l'andamento dei valori in esito e aumentare le probabilità di accettazione nel mercato. Infine, offrire un prezzo basato sulla media dei prezzi in esito, non è per nulla conveniente, poiché in questo arco di tempo gli esiti si possono classificare in due valori, e la media si trova nel mezzo ed è troppo alto per la quantità a prezzo basso e troppo basso per la quantità a prezzo elevato: si offrirebbe un prezzo che non riuscirà a massimizzare la quantità accettata, e quando la quantità è accettata il prezzo è decisamente troppo esoso.

Nel grafico 4.6, si riportano le quantità accettate nella fase di programmazione del mercato del dispacciamento e nel mercato del bilanciamento. Inoltre, in questo grafico, si confrontano le quantità accettate con la differenza media ponderata per ogni scenario studiato.

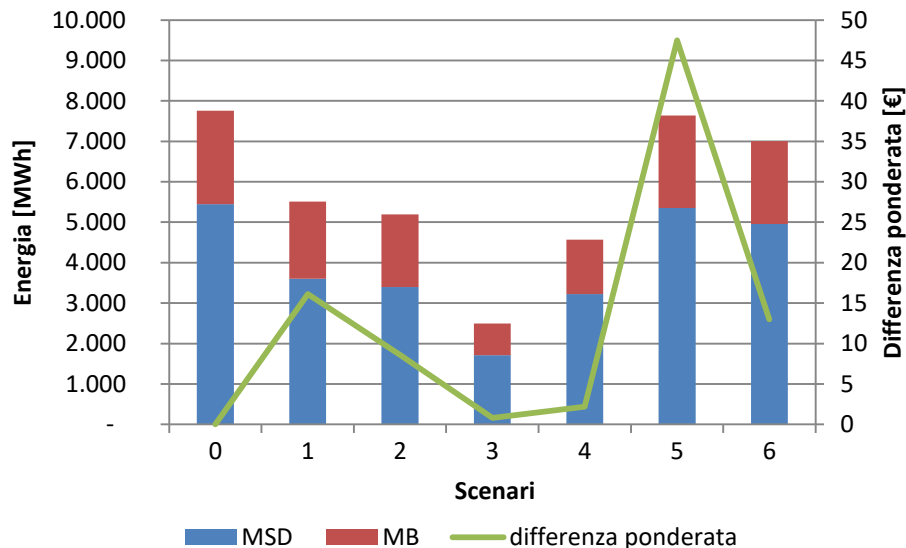


Figura 4.6: Confronto tra i vari scenari nel mercato del dispacciamento offrendo modulazione a scendere con offerta massima

Dal grafico 4.6 si evince che per massimizzare la quantità disponibile bisogna adottare scenari che si discostino dai prezzi ottimali (scenario 5). Per massimizzare i ricavi, bisogna non discostarsi troppo dal prezzo minimo in esito al mercato. Adottare questa scelta, minimizza la quantità fornita al mercato dal parco eolico (vedi scenario 3).

Tutti gli scenari, naturalmente, diminuiscono i profitti del parco eolico. Lo scenario più costoso (scenario 5) riduce gli introiti dell'anno 2018 a 3.5915.341 €, mentre lo scenario più economicamente favorevole fissa i guadagni ad un valore pari a 4.241.150 €.

Gli scenari nei quali si considerano solo i valori in esito nel giorno precedente (scenari 2, 4 e 6), sono scenari più convenienti. Lo scenario 4, a confronto con lo scenario 3, dà una quantità accettata maggiorata a seguito di un leggero aumento dello scostamento dai prezzi ideali. Al contrario, lo scenario 6 diminuisce la quantità resa disponibile dal parco, ma ha una notevole riduzione di differenza ponderata. Questo scenario rende l'energia accettata molto più conveniente sotto l'aspetto economico.

4.2.3 Offerta cautelativa per migliorare la redditività economica

Dai risultati della simulazione precedente, si evince che la massimizzazione dell'energia acquistata va a diminuire gli introiti dei mercati energetici. La diminuzione da parte dei mercati dell'energia, sommata alla spesa sostenuta per fornire il servizio, va a penalizzare in maniera consistente l'intero parco.

La penalizzazione nei mercati energetici, dovuta alla perdita dell'incentivo sulla quantità accettata nel mercato del dispacciamento a scendere, è facilmente riducibile. Gli esiti del mercato del giorno prima sono disponibili alle 12.55 del giorno precedente al giorno di consegna. Osservando tali risultati, si ha un'idea generale del prezzo di vendita dell'energia. Si sceglie di fare un'offerta nel mercato del dispacciamento, solo in quei momenti in cui il prezzo in esito al mercato del giorno prima superi il valore di $89 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Codesta ipotesi è dettata dal fatto, che si voglia partecipare al mercato del dispacciamento in momenti in cui la remunerazione dell'energia non sia influenzata dall'incentivo di cui gode il parco. In queste condizioni, al momento dell'accettazione di un'offerta del parco eolico, esso deve pagare il servizio al prezzo offerto senza restituire nessun guadagno dovuto all'incentivo. Questa ipotesi comporta che sia minimizzata la riduzione dell'introito dalla vendita dell'energia. L'unica uscita economica rimante sarà la spesa per la fornitura del servizio, la quale sarà ridotta poiché vi è meno capacità disponibile. Con questa ipotesi, la quantità resa disponibile dal parco scende a 1.630 MWh. Si riportano in tabella 4.2 i medesimi risultati delle simulazioni con gli stessi scenari del paragrafo precedente.

Tabella 4.2: Risultati simulazioni di modulazione a scendere con offerta cautelativa

SCENARIO		Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Spesa in MSD	Uscita economica	Differenza ponderata
		[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
0	BEST CASE	512	2.758	20.325	23.083	0
1	Prezzo medio settimana prima	146	963	5.776	6.739	15,3
2	Prezzo medio giorno prima	362	2.498	15.248	17.746	13,1
3	Prezzo minimo settimana prima	38	353	145	498	8,3
4	Prezzo minimo giorno prima	194	1.385	6.116	7.501	6,9
5	Prezzo massimo settimana prima	491	2.630	44.608	47.238	53,2
6	Prezzo massimo giorno prima	455	2.498	33.988	36.486	38,1

Quello che si nota rispetto ai risultati del paragrafo precedente, è l'aumento della differenza media ponderata rispetto alla simulazione del paragrafo 4.2.2. Questa conseguenza può essere dovuta al fatto che quando il prezzo nel mercato del giorno prima è elevato, allo stesso modo i prezzi nel mercato del dispacciamento siano elevati.

Anche nel caso ottimale, il parco non riesca a mettere a disposizione tutta la quantità che decide di offrire. Quando vi sono prezzi elevati nel mercato energetico, significa che vi è carenza di produzione. La probabilità che vi sia richiesta di modulazione a scendere è limitata.

La riduzione dei ricavi dai mercati energetici è stata sicuramente diminuita, ma non si è completamente azzerata. Nel mercato energetico, l'energia è remunerata secondo il prezzo zonale, nonostante nel mercato del giorno prima vi siano esiti superiori a $89 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, il prezzo zonale dipende anche dal mercato infragiornaliero. Probabilmente in alcune ore, il prezzo zonale è stato inferiore al previsto dando al parco il diritto di riscuotere l'incentivo. A seguito dell'accettazione di offerte a scendere, l'impianto eolico ha dovuto restituire parte dell'incentivo.

Questa gestione di offerta ha raggiunto gli obiettivi previsti, infatti complessivamente vi è un aumento della redditività secondo tutti gli scenari. Il caso meno economicamente

conveniente (scenario 5) complessivamente permette all'impianto di guadagnare 4.226.422 €. Lo scenario 3 riesce ad essere accettato per appena 38 MWh, ma rispetto ai ricavi effettivi del parco nel 2018 pari a 4.273.660 €, vi è una diminuzione di solo 498 €.

Nel grafico 4.7, vi è il confronto tra la differenza media ponderata e la quantità accettata nel mercato per ogni scenario studiato.

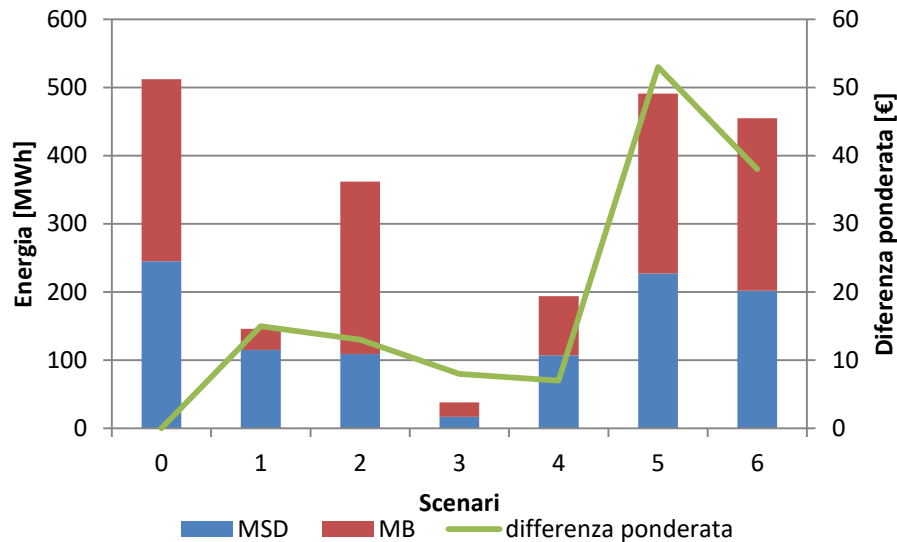


Figura 4.7: Confronto tra vari scenari nel mercato del dispacciamento offrendo modulazione a scendere con offerta massima

Da un confronto tra la figura 4.6 e la figura 4.7, emerge come nel secondo caso il mercato del bilanciamento abbia un ruolo più influente. Questo aspetto è dovuto sicuramente al fatto che vi siano in gioco quantità significativamente inferiori in valore assoluto. Inoltre conferma il fatto che vi sia carenza di generazione, nel momento della nostra offerta. Essendovi carenza di produzione, le previsioni di domanda e offerta non richiedono modulazione a scendere in fase di programmazione. La modulazione a scendere è richiesta solo in tempo reale nel momento in cui vi sia effettivamente necessità.

4.2.4 Offerta massima con parco eolico non incentivato

In questo paragrafo, si simulerà il comportamento dell'impianto nel caso in cui l'incentivo di cui gode venga a scadere. La scadenza dell'incentivo per il parco eolico in questione è fissata per il 31 luglio 2036 [22].

L'impianto non incentivato che partecipa al mercato del dispacciamento è leggermente favorito dal punto di vista economico. Una volta concluso il mercato dell'energia,

l'introito ricevuto dalla vendita energetica non sarà da restituire in caso di partecipazione al mercato del dispacciamento. La partecipazione al mercato del dispacciamento fornendo modulazione a scendere genera comunque una riduzione complessiva dei guadagni annui. La riduzione dei ricavi è dovuta al fatto che la fornitura di servizi ancillari a scendere è a pagamento per l'operatore.

In questo caso, non vi è la necessità di un'offerta cautelativa per evitare di restituire parte degli introiti dovuti alla vendita di energia. È consigliabile cercare di offrire la capacità massima disponibile cercando di essere accettati al prezzo minore possibile.

Dal punto di vista quantitativo, l'impianto fornirà servizi per un quantitativo pari a quello calcolato nella simulazione del paragrafo 4.2.2. Dal punto di vista di economico, vi sarà un drastico calo dei ricavi complessivi, ma non saranno dovuti alla partecipazione al mercato dei servizi ancillari, ma alla mancanza di incentivo. Nel 2018, se l'impianto non avesse goduto dell'incentivo, avrebbe ricevuto un compenso pari a 2.927.952 €. La spesa per fornire servizio a scendere sarà la medesima, ma non vi sarà la riduzione di entrate dai mercati energetici. Nella tabella 4.3, si riportano gli stessi risultati per la simulazione in assenza di incentivo per i medesimi scenari studiati in precedenza.

Tabella 4.3: Risultati simulazioni di modulazione a scendere con impianto non incentivato

SCENARIO		Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Spesa in MSD	Uscita economica	Differenza ponderata
		[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
0	BEST CASE	7.755	0	193.248	193.248	0
1	Prezzo medio settimana prima	5.512	0	179.513	179.513	15,3
2	Prezzo medio giorno prima	5.192	0	149.726	149.726	13,1
3	Prezzo minimo settimana prima	2.495	0	16.103	16.103	8,3
4	Prezzo minimo giorno prima	4.570	0	95.024	95.024	6,9
5	Prezzo massimo settimana prima	7.640	0	548.942	548.942	53,2
6	Prezzo massimo giorno prima	7.006	0	261.126	261.126	38,1

Nonostante i ricavi dalla semplice vendita di energia siano ridotti del 33% rispetto al caso incentivato, la perdita dovuta alla partecipazione al mercato del dispacciamento è proporzionalmente inferiore. La perdita dell'incentivo sulla quantità di energia fornita per modulare a scendere, in alcuni scenari influisce maggiormente rispetto al solo pagamento del servizio.

La fornitura di servizi a scendere è maggiormente consigliata per impianti incentivati nonostante la maggior penalizzazione. La convenienza sussiste nel fatto che in termini assoluti i ricavi economici complessivi siano superiori rispetto al caso non incentivato.

4.3 Scenari reali di modulazione a salire

In questo paragrafo, si studierà l'andamento economico del parco eolico nel mercato del dispacciamento fornendo servizio a salire.

Inizialmente si è voluto offrire la totale capacità disponibile cercando una tattica di scelta del prezzo offerto che ci dia dei risultati simili al caso ideale al paragrafo 4.1.1. Successivamente, si è voluto adottare un'offerta più cautelativa cercando di massimizzare i ricavi economici del parco.

4.3.1 Prezzo fisso

Allo stesso modo della modulazione a scendere, si è voluto studiare l'andamento del mercato del dispacciamento mediante una simulazione limite. Si è supposto che l'impianto offra la piena capacità disponibile ad un prezzo fisso durante tutto l'arco di tempo simulato. L'intervallo di variabilità del prezzo offerto è stato scelto da $0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ a $150 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Al di fuori di questo intervallo, la relazione manterrà lo stesso andamento ma per valori trascurabili. I risultati ottenuti con un'offerta a prezzo costante durante tutto l'anno, sono stati inseriti nel grafico 4.8.

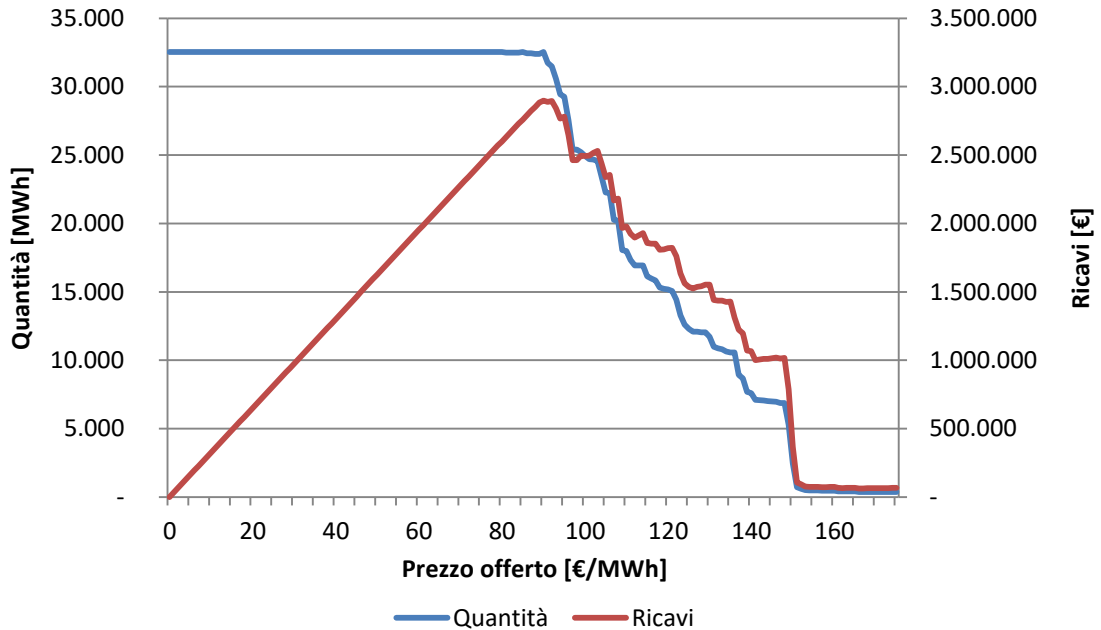


Figura 4.8: Relazione tra prezzo, quantità e spesa per servizi a salire

Dal grafico, si riesce a constatare la relazione nata tra prezzo, quantità accettata e ricavi da mercato. Per prezzi bassi, la quantità accettata è massima e conviene incrementare il prezzo per massimizzare i ricavi. Questo andamento vale fino ad una certa soglia che si aggira poco sopra alla media dei prezzi in esito al mercato. Sopra questa soglia, la quantità accettata tende a diminuire e di conseguenza diminuiscono anche i ricavi dalla partecipazione al mercato del dispacciamento. L'aumento del prezzo non compensa la riduzione di quantità venduta, a meno di riduzioni veramente minime. Si nota, però, come la riduzione della quantità accettata avviene in maniera abbastanza brusca. La scelta del prezzo è di particolare importanza e bisogna trovare il prezzo massimo che massimizza la quantità accettata.

Da questa simulazione, si evince che il prezzo fisso ottimale è pari a $90 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Riesce a modulare a salire per una quantità pari alla capacità massima disponibile, ossia 32.529 MWh. Questo valore, però, si differenzia da tanti altri in quanto va massimizza reni ricavi dalla fornitura di modulazione a salire, fissandoli a 2.896.698 €.

4.3.2 Prezzo variabile con offerta massima

In questa simulazione, si è voluto offrire la capacità massima cercando di scegliere il prezzo in base gli esiti usciti in precedenza.

Eseguendo il taglio della generazione per una quantità pari alla capacità massima, si andrà ad offrire nei mercati energetici solo 10.986 MWh. Dalla vendita di tale quantitativo di energia il parco eolico riesce a guadagnare 1.010.308 €. Le seguenti simulazioni, saranno economicamente convenienti se dal mercato del dispacciamento si riesca a ricavare complessivamente almeno 3.328.731 €.

Allo stesso modo della modulazione a scendere, si è ipotizzato di offrire un prezzo pari alla media dei prezzi usciti come esiti del mercato nella settimana prima o del giorno precedente. Successivamente, in maniera più conservativa, si offre il prezzo minimo uscito come esito dei mercati la settimana prima e il giorno antecedente. Infine, si offre il prezzo massimo comparso nel mercato la settimana e il giorno precedente per cercare di massimizzare la quantità accettata nel mercato.

La prima ipotesi basava l'offerta sulla media dei prezzi medi della settimana precedente (scenario 1), riesce a fornire servizi a salire per 19.623 MWh che sono remunerati per un complessivo pari a 2.314.302 €. Tale ricavo non compensa la perdita di introiti dovuta al taglio della generazione, rendendo questa simulazione non conveniente.

Lo scenario 2, offrire un prezzo pari alla media dei prezzi medi in esito al mercato nel giorno precedente, migliora la situazione. La quantità accettata aumenta fino a 23.974 MWh. La somma ricavata fornendo tale quantità come modulazione a salire è pari a 2.796.385 €, mantenendo la redditività complessiva inferiore rispetto al caso di sola vendita di energia.

Offrendo il minimo prezzo in esito al mercato nella settimana antecedente (scenario 3), si riescono ad incrementare sia la quantità accettata sia i ricavi dal mercato del dispacciamento. Queste grandezze si fissano rispettivamente pari a 32.462 MWh e 3.070.532 €, nonostante si noti un aumento della differenza media ponderata dei prezzi dal caso ottimale.

Lo scenario 4 riesce a far accettare nel mercato una quantità pari a 32.122 MWh. Nonostante la quantità accettata sia inferiore rispetto allo scenario 3, i ricavi da tale modulazione, rende questa simulazione più conveniente dal punto di vista economico. Infatti, la partecipazione al mercato del dispacciamento fa incassare al parco una somma pari a 3.432.521 €. Questa simulazione è l'unica che rende la partecipazione al mercato del dispacciamento più conveniente rispetto al caso in cui si partecipi solo al mercato energetico.

Offrire il prezzo medio massimo in esito nella settimana antecedente (scenario 5), rende i prezzi offerti molto elevati. Questo scenario comporta un'esclusione dal mercato sostanziale che non è compensata dal prezzo elevato. Le quantità accettate sono irrilevanti rispetto alla capacità del parco, infatti sono pari a 4.624 MWh. Essendo la quantità accettata limitata, anche i ricavi ottenuti al mercato del dispacciamento sono esigui: essi si fissano ad un valore pari a 611.109 €.

Lo scenario 6, offrire il valore massimo dei prezzi medi in esito nel giorno prima, minimizza la differenza media ponderata tra i prezzi offerti in questo scenario e il caso ottimale. Questo valore, però, non rende conveniente la fornitura di modulazione a salire. La quantità che lo scenario 6 riesce a far accettare nel mercato è pari a 17.981 MWh, con un ricavo complessivo pari a 2.220.384 €.

Nella tabella 4.4 sono riportati alcuni dei risultati significativi per ciascun scenario. Si riporta la quantità che è stata accettata nel mercato. Si esplicitano i ricavi dalla partecipazione al mercato del dispacciamento e le entrate perse dovute all'offerta inferiore nei mercati energetici. Dal punto di vista economico, è interessante osservare quale di questi scenari è riuscito ad implementare la redditività del parco eolico. Infatti, per una chiara indicazione dell'impatto economico di ciascun scenario, si riporta il confronto tra ricavi da mercato del dispacciamento ed entrate perse nei mercati energetici. Infine, si riporta la differenza media ponderata per osservare quale scenario è riuscito a seguire con maggior precisione l'andamento dei prezzi nel mercato.

Tabella 4.4: Risultati simulazioni di modulazione a salire per i diversi scenari

SCENARIO	Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Ricavi in MSD	Confronto economico	Differenza ponderata	
	[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]	
0	BEST CASE	32.529	3.328.731	3.995.806	+ 667.075	0
1	Prezzo medio settimana prima	19.623	3.328.731	2.314.302	- 1.014.429	13,2
2	Prezzo medio giorno prima	23.974	3.328.731	2.796.385	- 532.199	10,5
3	Prezzo minimo settimana prima	32.462	3.328.731	3.070.532	- 258.199	28,3
4	Prezzo minimo giorno prima	32.122	3.328.731	3.432.521	+ 103.790	16,2
5	Prezzo massimo settimana prima	4.624	3.328.731	611.109	- 2.717.622	22,3
6	Prezzo massimo giorno prima	17.981	3.328.731	2.220.384	- 1.108.347	7,2

Nel grafico 4.9 e 4.10 è riportato l'andamento del prezzo offerto per i vari scenari, rispettivamente nel mercato del dispacciamento Ex-Ante e nel mercato del bilanciamento. In questo grafico, vi è il confronto anche con la media ponderata dei prezzi accettati nel mercato.

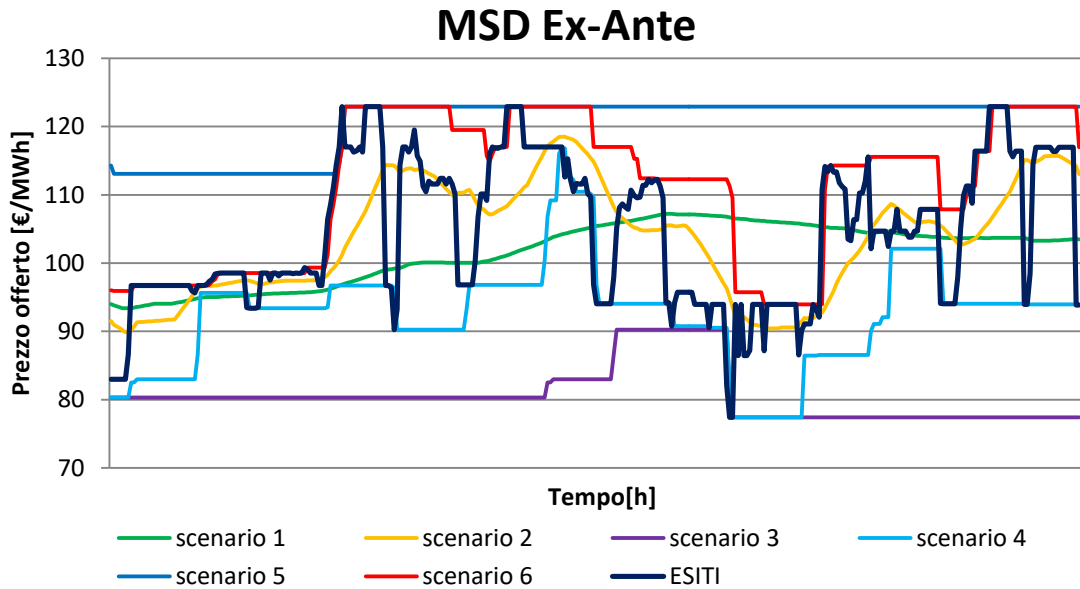


Figura 4.9: Andamento dei prezzi nella fase di programmazione del mercato del dispacciamento a salire per i vari scenari

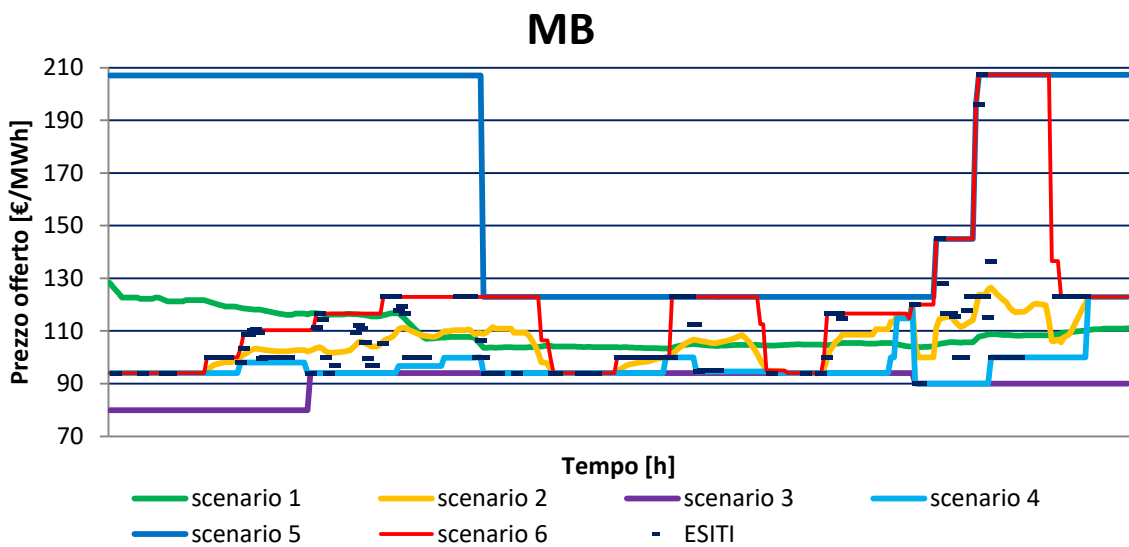


Figura 4.10: Andamento dei prezzi nel mercato del bilanciamento a salire per i scenari

Il grafico 4.9, riguardante la fase di programmazione del mercato del dispacciamento a salire, fa emergere la costante richiesta a salire di riserva. Questa richiesta è dovuta all'aleatorietà delle fonti rinnovabili non programmabili. Terna, in fase di programmazione, si assicura della riserva a salire nell'eventualità di una brusca diminuzione da parte delle rinnovabili. Nel caso in cui tale riduzione non avvenga, Terna bilancerà il quantitativo accettato a salire, accettando una quantità adeguata a scendere in fase di bilanciamento. Le tecniche di offerte che seguono il valore minimo in esito, sono molto efficaci e riescono a far entrare il parco eolico nel mercato nella quasi totalità dei casi riportati nel grafico. Questi scenari, però, riducono consistentemente i ricavi possibili. Il valore medio degli esiti si trova in una fase intermedia in cui riesce ad assicurarsi solo i picchi di prezzo. Il prezzo con il quale si è accettati è influenzato dai prezzi bassi dal quale il parco è stato escluso. Offrendo il prezzo massimo, si è spesso esclusi dal mercato, ma le volte in cui si è accettati, il ricavo è massimo per quella quantità. Quest'ultima tecnica diventa interessante nel caso in cui si abbia la possibilità di accumulare o sfruttare in maniera privata la quantità scartata dal mercato. Così facendo si avrebbe un ricavo massimo dal mercato senza sprecare l'energia rifiutata, nel caso contrario, invece, questa tattica è fortemente sconsigliata.

Il grafico 4.10, riguardante il mercato del bilanciamento a salire, ha una richiesta limitata e non continua, facendo sì che le tattiche d'offerta cambino il loro valore in maniera brusca. Ciò nonostante, i ragionamenti validi per la fase di programmazione a salire, valgono anche per questa situazione. La tattica d'offerta che si basa su il valore medio degli esiti diventa più interessante in quanto i valori in gioco non hanno una grossa differenza tra loro. La presenza di valori fuori scala, seppur pochi, rende la tecnica poco consona, in particolare quando si prendono di riferimento gli esiti dell'intera settimana. In questo caso, infatti, l'influenza di un valore elevato è più duratura nel tempo, escludendo il parco eolico dal mercato per un ampio arco di tempo.

Nel grafico 4.11, si riportano le quantità accettate nella fase di programmazione del mercato del dispacciamento e nel mercato del bilanciamento. Inoltre, in questo grafico, si confrontano le quantità accettate con la differenza media ponderata per ogni scenario studiato.

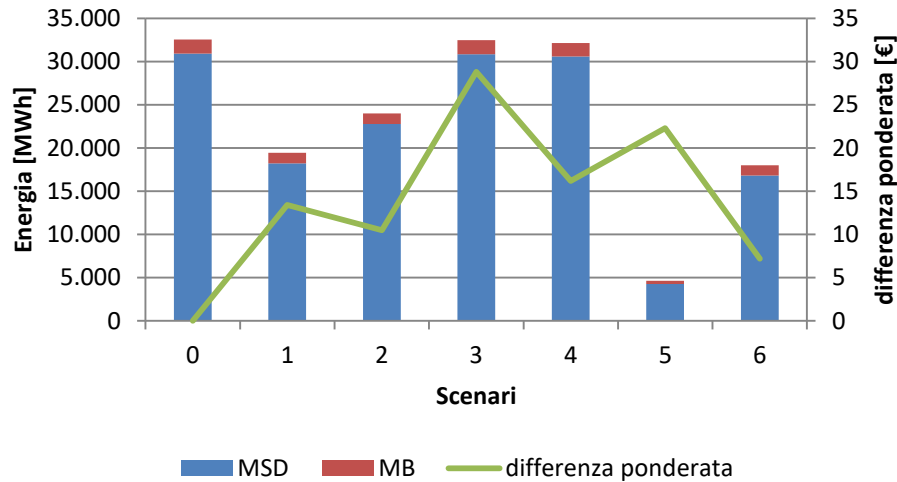


Figura 4.11: Confronto tra vari scenari nel mercato del dispacciamento offrendo modulazione a salire con offerta massima

Dal grafico 4.11, si evince che per avere una buona redditività dalla fornitura di servizi a salire, bisogna scegliere la tattica che riesce a seguire meglio l'andamento del mercato. Non si riesce ad avere una grande quantità offerta solo offrendo un prezzo basso. Infatti, lo scenario 5 presenta una differenza media ponderata pari a 22,3 €, ma è lo scenario che minimizza la quantità accettata nel mercato. Questa è la conseguenza della grande variabilità del prezzo accettato dal mercato. Il prezzo massimo in esito al mercato del dispacciamento nell'anno 2018 variava all'interno dell'intervallo che va da $75 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ a $3.000 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

Lo scenario 3 massimizza la quantità accettata nel mercato del dispacciamento, ma con una scelta del prezzo offerto non accurata. Lo scenario 4, nonostante remunerati nel mercato del dispacciamento una quantità inferiore rispetto allo scenario 3, massimizza la redditività avvicinandosi maggiormente al caso ideale.

Questa tipologia di offerta fa emergere la poca reattività rispetto al caso base. La causa di questi risultati è dovuta in parte al grosso spreco di energia. Nel caso ottimale, l'impianto va a diminuire di 4.262 MWh annui l'energia prodotta, nel migliore dei casi reali la riduzione è pari a 4.329 MWh. Queste quantità di energia non saranno remunerate e nemmeno utilizzabili in futuro. Questo fatto è negativo sotto vari aspetti. Dal punto di vista negativo, questa energia sprecata è un mancato guadagno del parco eolico. Dal punto di vista ambientale, si va in contrasto con la massimizzazione della generazione rinnovabile.

4.3.3 Offerta cautelativa per migliorare lo sfruttamento della capacità

Il caso che si studierà in questo paragrafo, nasce dall'esigenza di ridurre lo spreco energetico emerso dalla simulazione precedente. Si cerca di ridurre la quantità la quantità offerta durante la singola ora. Nel caso in cui, non vi sia richiesta lo spreco energetico sarà limitato rispetto alla simulazione precedente. Il taglio dell'offerta dell'energia dipenderà, dalla disponibilità del parco a modulare, ma sarà più cautelativa. Si offrirà una quantità fissa, qualora la generazione del parco sia superiore ad una soglia fissa. Si è deciso di offrire 2 MW ogni volta che la generazione di energia del parco sia superiore a 4 MWh. La differenza tra la generazione del parco e l'offerta scelta è un margine di sicurezza che si è voluto assumere. In questa analisi, si hanno i dati effettivi di generazione, ma nella gestione effettiva si ha solo una stima della producibilità dell'impianto. Il margine scelto aiuta l'impianto ad adempire l'eventuale offerta accettata, anche in presenza di errori di previsione.

Con questa condizione, la quantità tagliata dai mercati energetici è ridotta per un valore pari a 13.750 MWh. Nei mercati energetici sarà offerta una quantità pari a 34.027 MWh, che sarà remunerata complessivamente con una somma di 3.093.569 €. Per una convenienza economica, dal mercato del dispacciamento bisognerà ricevere una somma pari almeno a 1.245.470 €.

A questo punto si ripetono le simulazioni più significative. Oltre al caso ottimale, si è notato che il caso che massimizza i ricavi netti è lo scenario 4; mentre il caso che massimizza la quantità accettata nel mercato avviene con lo scenario 3. Nella tabella 4.5 sono riportati i risultati indicativi di tali simulazioni.

Tabella 4.5: Risultati simulazioni di modulazione a salire con offerta cautelativa

SCENARIO		Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Ricavi in MSD	Confronto economico	Differenza ponderata
		[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
0	BEST CASE	12.309	1.245.470	1.532.628	+ 287.158	0
1	Prezzo minimo settimana prima	12.283	1.245.470	1.168.164	- 77.306	29,5
2	Prezzo minimo giorno prima	12.141	1.245.470	1.302.539	+ 57.069	17,5

I risultati in tabella 4.5, mostrano una forte riduzione rispetto alla simulazione precedente. Avendo messo a disposizione meno capacità nel mercato del dispacciamento si ha meno margine di offerta. Lo scopo di questa simulazione è considerato soddisfatto. L'energia accettata nel mercato del dispacciamento è inferiore rispetto al taglio della

generazione di una quantità pari a 1.441 MWh nel caso ottimale. Lo scenario 3 ha uno spreco energetico di 1.467 MWh.

Dal punto di vista economico, i guadagni sono complessivamente inferiori. Lo scenario 3 ha un introito complessivo annuo pari a 4.261.733 €, mentre lo scenario 4 riesce ad incassare 4.396.108 €. Lo scenario 4 rimane conveniente economicamente, ma con un incremento davvero esiguo.

4.3.4 Offerta massima parco eolico non incentivato

La modulazione a salire, con una buona tattica d'offerta, può portare a dei risultati positivi. Il guadagno rispetto alla partecipazione ai soli mercati energetici, però, non è molto conveniente e in caso di uno scenario sbagliato si può rischiare di rimetterci economicamente. Questa situazione non è dovuta al mercato del dispacciamento poco invitante, ma al fatto che il parco eolico in questione ha un introito importante dai mercati dell'energia a causa dell'incentivo.

Dal punto di vista quantitativo, l'impianto fornirà servizi per un quantitativo pari a quello calcolato nella simulazione del paragrafo 4.3.2. Dal punto di vista di economico, vi sarà un drastico calo dei ricavi complessivi. La riduzione non è dovuta alla partecipazione al mercato dei servizi ancillari, ma alla mancanza di incentivo. Ipotizzando che nel 2018 il parco non avesse usufruito degli introiti dovuti all'incentivo, esso, dalla sola vendita di energia, avrebbe riscontrato un guadagno di 2.927.952 €. I Ricavi dalla fornitura del servizio a salire saranno uguali.

Offrendo la capacità massima disponibile, l'impianto andrà a remunerare nei mercati energetici 10.986 MWh, ricevendo una somma pari a 720.750 €. Per avere convenienza economica, dal mercato del dispacciamento ci si aspetta un introito complessivo superiore a 2.207.207 €.

Nella tabella 4.6, si riportano i risultati indicativi per la simulazione in assenza di incentivo per i vari scenari studiati.

Tabella 4.6: Risultati simulazioni di modulazione a salire con impianto non incentivato

SCENARIO		Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Ricavi in MSD	Confronto economico	Differenza ponderata
		[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
0	BEST CASE	32.529	2.207.207	3.995.806	+ 1.788.599	0
1	Prezzo medio settimana prima	19.623	2.207.207	2.314.302	+ 107.095	13,2
2	Prezzo medio giorno prima	23.974	2.207.207	2.796.385	+ 589.178	10,5
3	Prezzo minimo settimana prima	32.462	2.207.207	3.070.532	+ 863.325	28,3
4	Prezzo minimo giorno prima	32.122	2.207.207	3.432.521	+ 1.225.314	16,2
5	Prezzo massimo settimana prima	4.624	2.207.207	611.109	- 1.596.098	22,3
6	Prezzo massimo giorno prima	17.981	2.207.207	2.220.384	+ 13.177	7,2

Con questa simulazione, si evince che con un impianto non incentivato la partecipazione al mercato del dispacciamento sarebbe molto più accattivante. Il parco eolico è più remunerativo, anche se lo scenario non fosse ottimale. La mancanza dell'incentivo ha due effetti che portano a questi risultati incoraggianti. Lo spegnimento preventivo delle macchine per la creazione di margine è meno esoso. Per tale motivo, in questa simulazione non vi è la necessità di cautelare l'offerta. Il taglio di generazione dell'impianto non incentivato ha portato alla rinuncia di 1.121.524 € in meno rispetto al caso incentivato. Inoltre, la mancanza d'incentivo rende meno redditizia la vendita di energia. La fornitura di modulazione a salire deve, perciò, coprire una differenza di ricavi inferiore.

Lo scenario più conveniente dal punto di vista economico (scenario 4), ha un ricavo complessivo annuo di 4.153.271 €. Il parco eolico potrebbe mantenere ricavi con lo stesso ordine di grandezza attuale anche quando l'incentivo verrà a scadere.

La partecipazione al mercato del dispacciamento è consigliata ad impianti rinnovabili di grossa taglia non incentivati.

4.4 Discussione dei risultati

L'analisi dei risultati rende la modulazione a scendere sconveniente per impianti a fonte rinnovabile per i seguenti motivi:

- La modulazione a scendere è un servizio a pagamento per l'utente fornitore;
- La modulazione a scendere fa perdere il diritto di ricevere l'incentivo.

La modulazione a scendere è penalizzata in maniera consistente dalle normative attualmente in vigore. Le unità di produzione intenzionate a fornire tale servizio devono rinunciare a molti privilegi. Di per sé la fornitura di modulazione a scendere non è conveniente per tutte quelle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico, idroelettrico ad acqua fluente, geotermia). Queste tecnologie sono penalizzate poiché presentano costi marginali nulli. La riduzione della loro producibilità non comporta nessuna riduzione dei costi da sostenere. Essendo il servizio a scendere a pagamento per le unità e non potendo offrire prezzi negativi, le fonti in questione andrebbero ad aggiungere una nuova uscita economica.

La situazione diventa ancor più sfavorevole per le unità di produzione che godono d'incentivo, poiché la quantità che è accettata perde l'incentivo. Terna ha assunto questa regola per mantenere la neutralità tecnologica[16]. La gara delle offerte si basa sulla differenza del prezzo offerto e il valore con il quale Terna aveva acquistato quella quantità di energia. Il prezzo al quale le unità sono state remunerate nei mercati energetici rappresenta la soglia oltre la quale qualsiasi unità andrebbe in perdita. Il prezzo offerto da una tecnologia dovrebbe essere inferiore al proprio costo marginale. Lo scopo di tale offerta è l'incremento dei ricavi complessivi rispetto alla sola vendita dell'energia. Se il prezzo accettato si trova nell'intervallo compreso tra il valore dei costi marginali e quello ricevuto dalla vendita di energia, l'unità avrebbe un ricavo positivo. Complessivamente, però, il guadagno sarà inferiore rispetto a quello dovuto alla sola partecipazione ai mercati energetici. Infine, se offrisse un prezzo superiore al valore ricevuto dalla vendita energetica, l'unità avrebbe solo un'uscita economica. Se alcune unità avessero ricevuto una remunerazione più elevata dalla vendita energetica grazie agli incentivi di cui godono, avrebbero un maggior margine d'offerta. A parità di prezzo accettato e quantità modulata, il ricavo complessivo sarebbe maggiore. Dal punto di vista delle unità rinnovabili, però, non c'è convenienza a partecipare al mercato del dispacciamento poiché non riuscirebbero a fornire il servizio a scendere ad un prezzo inferiore ai propri costi marginali.

A tal riguardo, viene suggerita l'introduzione di una remunerazione *ad - hoc* o la possibilità di presentare le offerte a prezzo negativo[23] per il servizio a scendere. L'approvvigionamento a lungo termine aumenta l'interesse delle unità a fornire

modulazione a salire, quindi si potrebbe considerare una remunerazione fissa anche per la modulazione a scendere. La proposta deriva dal fatto che, a tali condizioni, la fornitura di servizi a scendere rimane interessante solo per le unità abilitate in precedenza. Questo intervento aumenterebbe l'interesse delle nuove tecnologie a fornire tale servizio. In concordanza con l'obiettivo di decarbonizzazione, le unità rinnovabili non riuscirebbero ad offrire un prezzo competente rispetto agli impianti alimentati a fonte fossile. Gli impianti rinnovabili sarebbero accettati a scendere solo in casi particolari, funzionando nella quasi totalità del tempo a pieno carico. Terna rimane comunque restia a quest'opzione perché si può ritenere plausibile che tutte le tecnologie abbassino i prezzi offerti verso valori negativi, con una conseguente riduzione della convenienza economica di Terna. Questa conseguenza creerebbe un malfunzionamento del mercato. Un mercato competitivo e funzionale ha bisogno di unità che offrano prezzi a ridosso dei propri costi marginali per aumentare la possibilità di essere chiamati a fornire servizio.

Un'ipotesi che potrebbe rendere interessante la modulazione a scendere per le unità alimentate da fonti energetiche rinnovabili è lo sfruttamento privato del quantitativo accettato a scendere. Nel momento in cui Terna accetti un'offerta a scendere, l'impianto non riduca la propria produzione, ma continui a produrre il quantitativo massimo. Fornire una modulazione a scendere consiste nella riduzione dell'immissione in rete, non necessariamente in una diminuzione di generazione. La quota parte accettata dai mercati energetici sarà venduta, mentre la quota parte accettata nel mercato del dispacciamento sarà utilizzata in altro modo. Ad esempio, si può sfruttare tale energia per l'alimentazione di un carico interno, il caricamento di un sistema di accumulo o l'alimentazione di un processo chimico come l'elettrolisi. Con questa ipotesi, si va a ridurre i costi di alimentazione per queste utenze. L'energia sfruttata per questi scopi, derivata dalla modulazione a scendere, è considerata pagata al prezzo accettato dal mercato del dispacciamento e non più al prezzo di rete. Per il parco eolico rimane comunque una riduzione degli incassi, ma il sistema composto dall'impianto eolico e una seconda utenza, potrebbe aumentare il guadagno complessivo.

Analizzando i risultati per la modulazione a salire invece, si nota che le condizioni variano. La partecipazione al mercato del dispacciamento può essere più redditizia rispetto alla semplice vendita di energia. Il vantaggio che si ha da tale partecipazione è dovuto ai prezzi elevati in esito. I ricavi da fornitura di servizi a salire sono fortemente penalizzati dalla forte diminuzione dei guadagni dai mercati dell'energia, i quali sono cospicui per merito dell'incentivo. Si nota, infatti, che nelle simulazioni nelle quali si è tenuto conto dell'effetto dell'incentivo, il ricavo complessivo può essere superiore o

inferiore al caso base di sola vendita energetica, a seconda dello scenario scelto. La convenienza economica è fortemente influenzata dalla strategia di prezzo e dalla differenza di prezzi tra mercati energetici e quello del dispacciamento.

La partecipazione al mercato del dispacciamento comporta una serie d'incertezze che rendono poco invitante l'adesione. La scelta di tagliare preventivamente la produzione da parte del parco è resa difficile dal fatto che non si ha la sicurezza che quell'energia possa essere accettata nel mercato del dispacciamento. Questa scelta può comportare delle situazioni che si scontrano con gli obiettivi di decarbonizzazione e massimizzazione della produzione energetica da fonti rinnovabili. In tutti i casi studiati, si nota che una quota di energia è sprecata. Per ovviare a questa problematica, e rendere più interessante l'intera partecipazione al mercato del dispacciamento, è l'inserimento di un sistema di accumulo. Il sistema di accumulo, oltre a rendere più facile e flessibile l'intera gestione del parco, va ad immagazzinare l'energia che altrimenti farebbe sprecata. L'energia immagazzinata può essere sfruttata in un secondo momento, nel quale la fonte primaria non sia disponibile. Inoltre, l'introduzione di un sistema d'accumulo rende più flessibile l'impianto, il quale non deve più cercare di vendere energia solo nel momento in cui la fonte è disponibile, ma si può produrla, accumularla e sfruttarla in un momento più conveniente. L'aggregazione di parco eolico e sistema di accumulo può godere di una piena remunerazione. L'approvvigionamento a lungo termine richiede una costanza di offerta che l'impianto da solo non può assicurare. Con una buona gestione, l'accumulo aumenta l'affidabilità e l'intero sistema può godere della remunerazione fissa. Siccome al momento, il prezzo degli accumulatori è ancora elevato, l'installazione di tale tecnologia comporta un sostanziale costo d'investimento da sostenere.

Nel caso in cui il parco eolico abbia un incentivo, si nota che un'offerta limitata nel mercato del dispacciamento riduca la perdita di energia e renda il sistema più redditizio. Il caso in cui l'impianto non sia incentivato, la vendita energetica ha redditività economica molto inferiore poiché segue le normali regole di remunerazione dei mercati. Avendo una grossa differenza dei prezzi in gioco nei due mercati, la partecipazione ai servizi di dispacciamento è molto interessante. In questo caso, vi è convenienza ad offrire la quantità disponibile massima, nonostante la perdita di energia prodotta maggiore. La singola unità energetica resa disponibile per i servizi ancillari è più redditizia rispetto alla semplice vendita di energia. La perdita di energia non venduta è compensata dalla maggior redditività della capacità accettata. Nel caso di vendita energetica incentivata, la differenza tra i prezzi si assottiglia, rendendo la perdita energetica più impattante.

La partecipazione al progetto UVAM è consigliata a impianti rinnovabili non programmabili in funzione da molti anni. Impianti che non godono più di incentivazione

possono incrementare i propri introiti partecipando al progetto. In questo caso in particolare, si vede che il parco eolico sprovvisto d'incentivo, riesca a raggiungere lo stesso guadagno attuale, cioè non partecipando al mercato del dispacciamento, ma godendo di un incentivo sulla vendita energetica.

4.5 Paragone con altre zone di mercato

A questo punto dello studio, si è voluto testare le prestazioni del parco eolico sotto esame supponendo che esso non sia più soggetto alla zona di mercato Sicilia, ma sia soggetto ad altre zone di mercato del sistema energetico italiano. Si è ipotizzato, di mantenere le stesse condizioni meteo, così facendo la generazione di energia resterebbe invariata. Questo paragone è eseguito per costatare se l'impianto sia sfavorito dalla zona di mercato in cui si trova.

4.5.1 Modulazione a scendere

La metodologia di studio rimane invariata rispetto al paragrafo 4.2.2. Si procede con il calcolo della quantità di energia che l'impianto potrebbe mettere a disposizione. Per la fornitura di servizi a scendere, si suppone che la modulazione avvenga tramite spegnimento di alcune macchine. È risultato che il parco eolico è disponibile ad offrire una quantità massima pari a 36.791 MWh. La quantità messa a disposizione sarà confrontata con gli esiti di tutte le zone di mercato, così da escludere quella quota parte di energia disponibile che non può essere accettata nel mercato poiché in quel momento non vi è richiesta. La quantità accettata è stata calcolata in base alla strategia di prezzo per lo stesso intervallo (anno 2018) in ogni zona di mercato. Gli scenari studiati sono quelli che hanno dato i risultati migliori nelle simulazioni precedenti:

- Scenario 0: il caso ottimale;
- Scenario 3: massimizza gli introiti annui complessivi;
- Scenario 5: massimizza la quantità fornita dall'impianto.

Allo stesso modo del paragrafo 4.2.2, nelle tabelle 4.7, 4.8 e 4.9, si riportano i risultati delle simulazioni rispettivamente per lo scenario 0, lo scenario 3 e lo scenario 5.

Tabella 4.7: Risultati dello scenario 0 per modulazione a scendere per altre zone di mercati

Zona di mercato	Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Spesa in MSD	Uscita economica	Differenza ponderata
	[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
SICILIA	7.755	200.556	193.248	393.804	0
CENTRO NORD	19.746	575.193	633.258	1.208.451	0
CENTRO SUD	23.053	718.261	413.117	1.131.378	0
NORD	36.633	1.057.282	894.715	1.951.997	0
SUD	3.295	158.274	1.862	160.136	0
SARDEGNA	13.409	398.452	319.108	717.560	0

Tabella 4.8: Risultati dello scenario 3 per modulazione a scendere per altre zone di mercati

Zona di mercato	Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Spesa in MSD	Uscita economica	Differenza ponderata
	[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
SICILIA	2.495	81.786	16.103	97.889	0,8
CENTRO NORD	3.123	120.856	4.021	124.877	0,3
CENTRO SUD	9.573	363.081	5.401	368.482	0,1
NORD	17.834	517.645	64.621	582.266	3
SUD	3.283	157.508	3.566	161.074	0,5
SARDEGNA	8.105	242.698	62.974	305.672	5,6

Tabella 4.9: Risultati dello scenario 5 per modulazione a scendere per altre zone di mercati

Zona di mercato	Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Spesa in MSD	Uscita economica	Differenza ponderata
	[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
SICILIA	7.640	198.756	548.942	747.698	47,5
CENTRO NORD	19.431	570.424	873.693	1.444.117	13,1
CENTRO SUD	22.818	710.959	998.572	1.709.531	26,1
NORD	36.633	1.057.282	1.738.504	2.795.786	23,1
SUD	3.283	157.508	5.818	163.326	1,2
SARDEGNA	13.327	395.929	880.537	1.276.466	42,5

Dal punto di vista economico, la zona più redditizia è il Sud, ma allo stesso tempo è la zona nel quale il parco ha avuto la minima quantità accettata. La zona di mercato Sud ha il valore minimo di perdita di incentivo sui mercati energetici, ma si riesce a massimizzare gli incassi da vendita energetica in Sicilia. La Sicilia, rispetto al Sud, ha prezzi più elevati nei mercati energetici, quindi la base di partenza è più alta. Allo stesso modo, però, anche nel mercato del dispacciamento i prezzi sono più elevati, rendendo la spesa per il servizio esosa.

La zona in cui si è accettati maggiormente nel mercato è il Nord, la quale ha una richiesta consistente durante l'arco dell'anno. In questa zona, però, la rendita economica dell'impianto scende drasticamente. Se il parco eolico avesse partecipato al mercato del dispacciamento fornendo servizi a scendere nella zona di mercato Nord con una strategia di offerta ottimale (scenario 0), avrebbe ridotto i propri ricavi di 1.614.572 € rispetto al caso ottimale siciliano.

Da queste soluzioni, emerge come non sia la richiesta del mercato a cambiare la redditività dell'impianto, ma la variabile più influente è il prezzo offerto. Si nota, infatti, che i vari scenari, applicati a zone diverse, danno gli stessi risultati scalati in base alla richiesta della zona. Lo scenario 3 è la strategia di prezzo reale più vantaggiosa dal punto di vista economico, però, minimizza la quantità accettata. Per massimizzare la quantità energetica accettata nel mercato, bisogna seguire lo scenario 5. Questo scenario diminuisce i ricavi, ma riesce ad offrire quasi la totalità di energia che il parco riuscirebbe a mettere a disposizione per le varie zone. A fronte di una quantità accettata di poco inferiore allo scenario 0, la spesa è superiore, nonostante i ricavi dai mercati energetici siano superiori a seguito di una rinuncia dell'incentivo minore.

4.5.2 Modulazione a salire

Si ripete la medesima metodologia di calcolo del paragrafo 4.3.2. Si procede con il calcolo della quantità di energia che l'impianto potrebbe mettere a disposizione. Per fornire servizi a salire, bisogna spegnere alcune macchine, per ridurre il carico e creare margine di riserva. È risultato che il parco eolico è disponibile ad offrire una quantità massima pari a 36'791 MWh. Il confronto tra la quantità messa a disposizione e gli esiti di tutte le zone di mercato, escluderà la quota parte di energia disponibile che non può essere accettata nel mercato per mancanza di richiesta. Si suppone che la quantità accettata è stata calcolata solo in base al prezzo offerto per quel periodo in quella zona. Gli scenari studiati sono quelli che hanno dato i risultati migliori nelle simulazioni precedenti:

- Scenario 0: il caso ottimale;
- Scenario 3: massimizza la quantità accettata nel mercato;
- Scenario 4: massimizza gli introiti complessivi dell'impianto;

Allo stesso modo del paragrafo 4.3.2, nella tabella 4.10 si riportano i risultati della simulazione utilizzando lo scenario 0. I risultati emersi dalle simulazioni con lo scenario 3 e lo scenario 4 sono riportati rispettivamente nelle tabelle 4.11 e 4.12.

Tabella 4.10: Risultati dello scenario 0 per modulazione a salire per altre zone di mercati

Zona di mercato	Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Ricavi in MSD	Confronto economico	Differenza ponderata
	[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
SICILIA	32.529	3.328.731	3.995.806	+ 667.075	0
CENTRO NORD	19.662	3.296.880	1.214.718	- 2.082.162	0
CENTRO SUD	29.660	3.292.838	6.197.292	+ 2.904.454	0
NORD	35.869	3.298.777	3.807.694	+ 508.917	0
SUD	749	3.279.619	10.054	- 3.269.565	0
SARDEGNA	23.138	3.292.862	2.017.044	- 1.275.044	0

Tabella 4.11: Risultati dello scenario 3 per modulazione a salire per altre zone di mercati

Zona di mercato	Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Ricavi in MSD	Confronto economico	Differenza ponderata
	[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
SICILIA	32.462	3.328.731	3.070.532	- 258.199	28,3
CENTRO NORD	11.524	3.296.880	838.462	- 2.458.418	35,8
CENTRO SUD	26.075	3.292.838	2.166.961	- 1.125.877	204,3
NORD	35.088	3.298.777	2.452.961	- 845.816	49,4
SUD	149	3.279.619	10.852	- 3.268.767	35,9
SARDEGNA	15.214	3.292.862	974.641	- 2.318.221	77,4

Tabella 4.12: Risultati dello scenario 4 per modulazione a salire per altre zone di mercati

Zona di mercato	Quantità	Entrate perse in MGP/MI	Ricavi in MSD	Confronto economico	Differenza ponderata
	[MWh]	[€]	[€]	[€]	[€]
SICILIA	32.122	3.328.731	3.432.521	+ 103.790	16,2
CENTRO NORD	13.026	3.296.880	1.111.147	- 2.185.733	25,3
CENTRO SUD	27.311	3.292.838	3.558.546	+ 265.708	155
NORD	35.651	3.298.777	2.938.412	- 360.365	33,9
SUD	312	3.279.619	13.262	- 3.266.357	81,9
SARDEGNA	11.998	3.292.862	969.365	- 2.323.497	78,9

Come per la modulazione a scendere, la zona con la maggior richiesta è il Nord e di conseguenza in questa zona si ha la massimizzazione della quantità accettata per qualsiasi scenario. Avendo remunerato una quantità superiore di energia, a parità di taglio di generazione, la zona di mercato Nord massimizza i ricavi.

La zona del Centro Sud ha prezzi per modulazione a salire elevati rispetto le altre zone. Nello scenario 0 si nota come la partecipazione al mercato del dispacciamento abbia un ricavo consistente. L'elevato ricavo avviene nonostante vi siano 7.131 MWh sprecati per i servizi offerti ma non accettati per mancanza di esigenze nel mercato. Gli elevati ricavi della zona Centro Sud nello scenario 0, non si ripetono negli scenari reali. Gli scenari reali, non riescono a seguire l'andamento dei prezzi di questa zona, presentando una grande differenza media ponderata dal caso ottimale.

Come per la Sicilia, lo scenario 3 massimizza la quantità accettata nel mercato, ma in nessuna zona riesce ad incrementare i profitti rispetto al caso base di sola vendita energetica. Lo scenario 4, ha risultati economici migliori, nonostante riesca a fornire meno capacità nel mercato. Il motivo principale è che diminuisce la differenza media ponderata rispetto allo scenario 3. Lo scenario 4 incrementa i profitti rispetto al caso base solo nelle zone di mercato Sicilia e Centro Sud.

Queste simulazioni sono fortemente influenzate dal taglio preventivo di energia. Nella simulazione, si è scelta la medesima riduzione di generazione, in tutte le zone di mercato. In alcune zone, con poca richiesta, però non vi è convenienza a tagliare una quantità così elevata. Nel 2018, la zona di mercato Sud ha avuto una richiesta complessiva di servizi a salire per una capacità complessiva pari a 10.842 MWh. La quota complessiva è inferiore alla capacità di modulazione dell'impianto. Ridurre la generazione di un quantitativo così elevato a fronte di una richiesta minima non è per

nulla conveniente. Per zone di mercato con bassa richiesta è consigliabile eseguire una riduzione cautelativa e che tenga in considerazione la richiesta effettiva. Diversamente, in zone di grandi dimensioni e con richiesta elevata, come il Nord, è consigliabile eseguire un taglio di generazione elevato. Le probabilità di essere accettato nel mercato sono sicuramente più elevate.

La Sicilia è una zona in cui il parco eolico può fornire un servizio buono. In questa zona, rispetto alle altre, vi sono prezzi zionali elevati, rendendo più favorevole la fornitura di modulazione a scendere. Per la modulazione a salire, i prezzi elevati rappresentano uno svantaggio, poiché il taglio di generazione è maggiormente esoso.

CONCLUSIONI

L'analisi eseguita fa emergere che un impianto rinnovabile non programmabile di grosse dimensioni, come il parco eolico in esame, potrebbe fornire una quantità non trascurabile di riserva sia a scendere sia a salire.

Per quanto riguarda la modulazione a scendere, l'impianto è sfavorito dal fatto che spesso non ci sia richiesta quando l'impianto sia disponibile. Mentre nella modulazione a salire si riuscirebbe a fornire una quantità consistente, ma con uno spreco di energia rinnovabile. Lo spreco è dovuto alla necessità di funzionare a carico parziale per riuscire a fornire tale servizio.

Dal punto di vista economico, la modulazione a scendere è sconveniente poiché si deve sostenere una spesa per la fornitura del servizio senza nessuna riduzione dei costi di produzione. La modulazione a salire, potrebbe essere conveniente, ma la scelta del prezzo offerto non è semplice. Bisogna trovare un buon compromesso tra quantità accettata e ricavo complessivo. Essendo il parco eolico incentivato, la partecipazione è ancor più penalizzata poiché si rinuncia ad una grande fetta di ricavi dalla mancata vendita di energia.

Nella gestione reale, ci sono delle incognite aggiuntive rispetto allo studio fatto. L'analisi eseguita è avvenuta a posteriori, quindi i dati di partenza sono effettivi. La quantità messa a disposizione dall'impianto, in questo studio, è stata calcolata partendo dai dati di generazione effettivi. Di conseguenza, i numeri emersi sono valori precisi. Nella realtà, la generazione del parco eolico si basa sulle previsioni meteo le quali aggiungono un grado d'incertezza. Così facendo si ha la possibilità di offrire una quantità di energia nei mercati che potrebbe non essere disponibile. Queste incertezze inseriscono una serie di penalizzazioni che ridurrebbero ulteriormente le possibilità di incrementare i ricavi rispetto al caso base.

Pertanto, al momento, non è consigliabile la partecipazione al mercato del dispacciamento soprattutto perché l'impianto gode di un incentivo che conviene sfruttare a pieno. Quando l'impianto non sarà più incentivato, la modulazione a salire potrebbe rendere interessante la partecipazione. Senza incentivo, vi è l'aumento della differenza di prezzi in gioco tra mercati energetici e quello del dispacciamento.

D'altra parte, è consigliabile l'accoppiamento dell'impianto con un sistema di accumulo che renderebbe più gestibile e favorevole l'impianto. La batteria potrebbe accumulare la quantità accettata dal mercato come riserva a scendere, senza che questa energia sia sprecata e potendola sfruttare in un secondo momento. Per la modulazione a salire,

aumenta il grado di libertà durante la scelta del taglio della produzione. Nel caso in cui l'energia non offerta nei mercati energetici non sia accettata nemmeno nel mercato del dispacciamento, potrebbe essere immagazzinata e offerta in seguito. Inoltre, l'impianto riuscirebbe a partecipare completamente al mercato del dispacciamento, assicurandosi la remunerazione fissa.

L'uso del sistema d'accumulo renderebbe veramente interessante il progetto, aumentando il grado di libertà nel lavoro. Si consiglia comunque di compiere un'analisi economica, poiché l'investimento per l'installazione di tale tecnologia è consistente. Il prezzo dei sistemi di accumulo è ancora abbastanza elevato e bisogna costatare l'effettiva convenienza economica.

BIBLIOGRAFIA

- [1] M. C. Dalena and M. Cerreto, “Il pacchetto Energia Pulita: Market Design elettrico: lo stato delle riforme in Italia Michele.”
- [2] ES *et al.*, “Analisi dello stato attuale e delle possibili evoluzioni dei mercati elettrici in Italia,” 2019.
- [3] ANGELINI AM, “Produzione Di Energia Elettrica in Italia,” *Elettrotecnica*, vol. 5750, 2019.
- [4] ARERA, *Produzione lorda di energia elettrica*. 2019.
- [5] Terna S.P.A., “Impianti di generazione,” 2019.
- [6] ARERA, *Stato di Utilizzo e di integrazione degli impianti i produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e di generaione distribuita*. 2019.
- [7] ARERA, *Produzione lorda e netta per anno di entrata in esercizio degli impianti*. 2018.
- [8] A. Stoppato, “La flessibilita’ degli impianti.”
- [9] e-distribuzione, “Elenco delle sezioni AT / MT di e-distribuzione per le quali è stata riscontrata inversione del flusso di energia per almeno 1 % e 5 % del tempo nell ’ anno 2019,” pp. 1–22, 2020.
- [10] e-distribuzione, “Tutti i luoghi adatti all’energia rinnovabile.” [Online]. Available: <https://www.e-distribuzione.it/a-chi-ci-rivolgiamo/produttori/aree-critiche.html>.
- [11] ES, “Smart Mobility Report 2019: in Italia superata la soglia di 1.000 auto elettriche immatricolate al mese,” 2019.
- [12] M. Borgarello, “PNIEC : il ruolo del vettore elettrico per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione,” 2019.
- [13] EEA, “Trends and projections in Europe 2016: Tracking progress towards Europe’s climate and energy targets,” *EEA Rep. 4/2015*, 2017, doi: 10.2800/93693.
- [14] Ministero dello Sviluppo Economico, MATTM, and MIT, *Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima*. 2019.
- [15] MISE, “Energia clima 2030.”
- [16] A. Galliani, “L ’ evoluzione della regolazione del dispacciamento elettrico per effetto del nuovo mix produttivo di energia elettrica,” 2019, pp. 1–35.

- [17] V. Chiesa, D. Chiaroni, S. Franzò, and F. Frattini, “Electricity Market Report. L’apertura del MSD oltre i progetti pilota: quali ricadute per il sistema paese?,” 2019.
- [18] A. Pinto-Bello, “The smartEn Map European Balancing Markets Edition,” p. 60, 2018.
- [19] Terna S.P.A. and Gruppo Terna, “Contesto ed evoluzione del sistema elettrico,” 2019.
- [20] GME, “Esiti MSD Ex-Ante.” [Online]. Available: <https://www.mercatoelettrico.org/It/Esiti/MSD/MSDex-ante.aspx>.
- [21] GME, “Esiti MB.” [Online]. Available: https://www.mercatoelettrico.org/It/Esiti/MSD/MB_PTotali.aspx.
- [22] Parco Eolico Busetto S.p.A, “Report Performance 2018,” 2018.
- [23] Marco Pigni, “Sistema Elettrico: Le UVAM e le proposte per modulare la regolazione,” 2019.
- [24] GME, “Vademecum della Borsa Elettrica.” .
- [25] ARERA, “Superamento della tutela di prezzo.” [Online]. Available: <https://www.arera.it/it/consumatori/finetutela.htm>.
- [26] M. Delfanti, V. Olivieri, “Possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita”, 2013
- [27] Terna, “Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di unità virtuali abilitate miste (UVAM) al mercato dei servizi di dispacciamento”
- [28] L. Marchisio, F. Genoese, F. Raffo, “L’apertura delle risorse distribuite al mercato dei servizi: quale bilancio?”
- [29] A. Pinto-Bello, “The smartEn Map: European Balancing Markets Edition”, 2018
- [30] RSE and Politecnico di Milano, “Partecipazione della domanda flessibile al mercato del servizio di dispacciamento”, 2018.
- [31] D. Piovanello, L. Muffato, M. Ceroni, F. Vianello, “Relazione Tecnica Generale di un impianto eolico nel comune di Busetto Palizzolo (TP)”.
- [32] Terna, “Disciplina del sistema di Remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica- Fase di piena attuazione”, 2019

Legislazione di riferimento:

Delibera n.111/06	Condizione per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del DL n. 79/1999
Cap. 4 codice di rete	Regole per il dispacciamento
Allegato 22	Procedura per l'approvvigionamento a lungo termine di risorse di dispacciamento fornite dalle UVAM
Delibera ARG/elt/98/11	Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2 del DL n.379/03.
Delibera 300/17	Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il <i>balancing code</i> europeo.
Documento 322/19/E/eeel	Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)

Sitografia:

www.mercatoelettrico.org
www.terna.it
www.rse-web.it
www.arera.it