



Università degli Studi di Padova

SCUOLA DI INGEGNERIA

Corso di Laurea magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

Strategie di gestione per sistemi d'accumulo per servizi ancillari in reti di distribuzione

Laureando:

Cappelletto Federico

Matricola 1084227

Relatore:

Prof. Roberto Turri

Correlatore:

Ing. Massimiliano Coppo

Anno Accademico 2015–2016

*Ad Eleonora,
grazie per essermi stata accanto in quest'avventura.*

INDICE

Elenco delle figure	viii
Elenco delle tabelle	x
Introduzione	xiii
I PANORAMA ATTUALE	1
1 FERNP E GENERAZIONE DISTRIBUITA IN ITALIA	3
1.1 Problematiche relative al dispacciamento di FRNP	3
1.2 Soluzioni adottate	4
2 GESTIONE DELLA RETE	7
2.1 Il modello attuale	7
2.2 Servizi di rete	8
2.2.1 Risorse per risoluzione delle congestioni in fase di programmazione	8
2.2.2 Risorse per la riserva primaria, secondaria e terziaria	8
2.2.3 Risorse per il bilanciamento	9
2.2.4 Servizio di interrompibilità del carico	9
2.2.5 Riserva reattiva per la regolazione primaria e secondaria di tensione	10
2.2.6 Rifiuto del carico	10
2.2.7 Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico	10
2.2.8 Disponibilità all'utilizzo del telescatto	10
2.3 Servizi di rete richiedibili alla GD	10
2.4 Modelli futuribili di gestione	12
2.4.1 Dispacciamento centralizzato esteso - modello 1 . . .	12
2.4.2 Dispacciamento locale del DSO - modello 2	14
2.4.3 Profilo di scambio AT/MT programmato - modello 3	15
3 COME SI CONFIGURA L'ACCUMULO	17
3.1 Delibera 574/2014/R/EEL e varianti Norme CEI 0-16 e CEI 0-21	17
3.2 Possibili applicazioni dei sistemi di accumulo	19
3.2.1 Electric Energy Time Shift	19
3.2.2 Time-of-use Energy Cost Management	20
3.2.3 Electric Supply Capacity	20
3.2.4 Load Following	20
3.2.5 Area Regulation	22
3.2.6 Electric Supply Reserve Capacity	22
3.2.7 Voltage support	23
3.2.8 Transmission Congestion Relief	24
3.2.9 Transmission and Distribution Upgrade Deferral . .	24
3.2.10 Demand Charge Management	24
3.2.11 Electric Service Reliability	25
3.2.12 Renewable Energy Time Shift	25
3.2.13 Renewable Capacity Firming	26
3.3 Sinergie tra le applicazioni	27
3.4 Localizzazione ottimale dei sistemi di accumulo	27

II	AMBIENTE DI SIMULAZIONE	31
4	IL PROGETTO ATLANTIDE	33
4.1	Principio di funzionamento di DADS	33
5	IMPLEMENTAZIONE DELL'ACCUMULO	37
5.1	Problema ed approccio	37
5.2	Curva di Capability	38
5.3	Dimensionamento dell'ES in CP	39
5.3.1	Disturbo profili di potenza	41
5.4	Profilo di carica per ES lungo feeder	42
5.4.1	Creazione delle fasce di azione desiderata	42
5.4.2	Creazione delle fasce di prezzo	44
5.4.3	Ricerca del profilo di massimo guadagno	44
5.4.4	Ricerca del profilo di massimo sfruttamento della capacità di accumulo	46
5.4.5	Determinazione rapporto ottimale E_n/P_n	46
5.5	Lettura dei dati	47
5.6	Disponibilità all'intervento	49
5.6.1	Ricerca dP_{max} disponibile indipendentemente dalle fasce di azione	50
5.6.2	Ricerca dP_{max} disponibile compatibilmente con le fasce di azione	52
5.6.3	Calcolo disponibilità e prezzo offerto	55
5.7	Ottimizzazione del recupero da un intervento regolatorio	56
5.7.1	Composizione della funzione di costo e uso di linprog	56
5.7.2	Espressione lineare dei vincoli del problema	57
5.7.3	Aggiornamento profili di potenza e di carica in se- guito ad un intervento	62
III	ANALISI	63
6	INTRODUZIONE	65
6.1	Assunzioni fatte	65
6.2	Sintesi dell'approccio e delle funzioni del programma	66
6.3	La rete in analisi	67
7	ENERGY STORAGE IN CP	69
7.1	Taglia vs. disturbo	69
7.2	Considerazioni economiche	72
7.3	Note sul procedimento	76
8	ACCUMULO DISTRIBUITO	77
8.1	Sostenibilità economica in presenza dei vincoli	78
8.2	Contributo alla regolazione	83
8.2.1	Strategia 1	83
8.2.2	Strategia 2	85
8.2.3	Strategia 3	87
8.2.4	Confronto tra le strategie	90
8.3	Focus sulle offerte	91
8.4	Supporto alla regolazione di tensione	91
9	CONCLUSIONI E SVILUPPI	95
A	COSTI DELL'ENERGIA	99
B	PROFILI DISTURBATI	101
B.1	Disturbo con $\sigma = 0.100$	101
B.2	Disturbo con $\sigma = 0.125$	103

C	RISULTATI DADS	105
D	OFFERTE ACCUMULI	109
	BIBLIOGRAFIA	113

ELENCO DELLE FIGURE

Figura 1	Evoluzione prospettata delle reti di trasmissioni e distribuzione in ottica smart grids.	5
Figura 2	Modello 1 con rete di trasmissione dimensionata in modalità fit&forget.	13
Figura 3	Modello 1 con rete di trasmissione dimensionata in modalità smart grid.	13
Figura 4	Modello 2	14
Figura 5	Modello 3	16
Figura 6	Esempio di diagramma di carico e suddivisione dell'apporto di potenza.	21
Figura 7	Principio del token-ring	34
Figura 8	Curva di Capability per un sistema batterie più inverter secondo quanto previsto dalla Norma CEI 0-16.	39
Figura 9	Saldo del feeder 1 convenzionato da carico e relative fasce d'intervento desiderate per l'accumulo (caso rete fortemente attiva e non dimensionata con criterio fit&forget).	43
Figura 10	Saldo del feeder 1 convenzionato da carico e relative fasce d'intervento desiderate per l'accumulo (caso rete debolmente attiva e dimensionata con criterio fit&forget).	43
Figura 11	Ciclo per il calcolo del profilo di carica ottimale tenendo conto delle correzioni per η	47
Figura 12	Calcolo potenze a partire dal profilo di energia	48
Figura 13	Ciclo di calcolo disponibilità alla carica nel caso più semplice	51
Figura 14	Rete usata per le simulazioni derivante dal progetto Atlantide, scenario ROADMAP. Sono indicati simbolicamente solo i maggiori generatori	68
Figura 15	Andamento della percentuale di mancate compensazioni in funzione del parametro di dimensionamento δ	70
Figura 16	Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.075$ usando una capacità dello storage insufficiente a compensare correttamente tutte le variazioni.	71
Figura 17	Progressiva riduzione delle insolvenze al crescere della capacità dell'accumulo con $\sigma = 0.075$	71
Figura 18	Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.075$ usando la capacità dello storage minima ottimale a compensare correttamente tutte le variazioni.	72
Figura 19	Rete dimensionata con criterio fit&forget: andamento delle potenze durante il giorno tipo invernale nella zona nord, distinte nei casi di ricerca massimo guadagno o massima potenza.	81
Figura 20	Rete dimensionata con criterio fit&forget: andamento delle potenze durante il giorno tipo estivo nella zona nord, distinte nei casi di ricerca massimo guadagno o massima potenza.	81

Figura 21	Rete non dimensionata con criterio fit&forget: andamento delle potenze durante il giorno tipo invernale nella zona nord, distinte nei casi di ricerca massimo guadagno o massima potenza.	82
Figura 22	Rete non dimensionata con criterio fit&forget: andamento delle potenze durante il giorno tipo estivo nella zona nord, distinte nei casi di ricerca massimo guadagno o massima potenza.	82
Figura 23	Totale orario della potenza attiva richiesta ai fini della risoluzione di congestioni con Strategia 1 e raccolta da DADS. Per ogni ora la prima colonna rappresenta la situazione senza l'accumulo e la seconda con l'accumulo presente.	84
Figura 24	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 8. .	85
Figura 25	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 85.	85
Figura 26	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 59.	85
Figura 27	Totale orario della potenza attiva richiesta ai fini della risoluzione di congestioni con Strategia 2 e raccolta da DADS. Per ogni ora la prima colonna rappresenta la situazione senza l'accumulo e la seconda con l'accumulo presente.	86
Figura 28	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 8. .	87
Figura 29	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 33.	87
Figura 30	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 22.	87
Figura 31	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 85.	87
Figura 32	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 59.	87
Figura 33	Totale orario della potenza attiva richiesta ai fini della risoluzione di congestioni con Strategia 3 e raccolta da DADS. Per ogni ora la prima colonna rappresenta la situazione senza l'accumulo e la seconda con l'accumulo presente.	88
Figura 34	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 8. .	89
Figura 35	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 33.	89
Figura 36	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 22.	89
Figura 37	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 85.	89
Figura 38	Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 59.	90
Figura 39	Confronto quantità di reattiva necessaria nelle varie ore della giornata a seconda della strategia utilizzata.	93
Figura 40	Confronto dei profili di scambio alla CP nelle diverse situazioni con rete MT convenzionata da carico. . . .	96
Figura 41	Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.100$ usando una capacità dello storage insufficiente a compensare correttamente tutte le variazioni.	101
Figura 42	Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.100$ usando la capacità dello storage minima ottimale a compensare correttamente tutte le variazioni.	101
Figura 43	Progressiva riduzione delle insolvenze al crescere della capacità dell'accumulo con $\sigma = 0.100$	102
Figura 44	Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.125$ usando una capacità dello storage insufficiente a compensare correttamente tutte le variazioni.	103

Figura 45	Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.125$ usando la capacità dello storage minima ottimale a compensare correttamente tutte le variazioni.	103
Figura 46	Progressiva riduzione delle insolvenze al crescere della capacità dell'accumulo con $\sigma = 0.125$	104

ELENCO DELLE TABELLE

Tabella 1	Sintesi della compatibilità tra le diverse applicazioni per accumuli.	28
Tabella 2	Range di probabilità in una distribuzione Gaussiana	42
Tabella 3	Capacità E_n in funzione del parametro δ	69
Tabella 4	Confronto al variare dell'entità del disturbo sul profilo programmato dell'efficacia delle diverse capacità di accumulo. Le percentuali sono ottenute confrontando il numero di interventi falliti con il totale degli istanti simulati pari a 2400 (24 istanti per 100 simulazioni).	70
Tabella 5	Consuntivo dell'energia media totale giornaliera non coperta dall'azione dell'accumulo causa sopraggiunti vincoli tecnici confrontata con la taglia dell'accumulo a seconda delle caratteristiche del disturbo che affligge la rete.	73
Tabella 6	Sintesi degli introiti giornalieri medi dovuti alla compravendita di energia per permettere il rispetto del profilo di scambio fissato alla CP (i termini negativi sono ovviamente delle perdite), tutto è rapportato al dimensionamento dell'accumulo ed ai differenti prezzi zonali.	74
Tabella 7	Penale media giornaliera ed esborso annuale per coprirli in funzione della taglia dello storage.	75
Tabella 8	Caratteristiche tecniche degli accumuli distribuiti	77
Tabella 9	Riassunto potenziali guadagni nel caso di rete dimensionata con criterio fit&forget, suddivisi per accumulo/nodo a seconda della zona di prezzi ed in funzione dello scopo perseguito: massimizzare il guadagno dalla compravendita di energia oppure massimizzare il contributo in termini di potenza.	79
Tabella 10	Riassunto potenziali guadagni nel caso di rete non dimensionata con criterio fit&forget, suddivisi per accumulo/nodo a seconda della zona di prezzi ed in funzione dello scopo perseguito: massimizzare il guadagno dalla compravendita di energia oppure massimizzare il contributo in termini di potenza.	80
Tabella 11	Potenze [MW] raccolte da DADS per la risoluzione delle congestioni (dettaglio dell'istogramma in Fig.23).	84
Tabella 12	Potenze [MW] raccolte da DADS per la risoluzione delle congestioni (dettaglio dell'istogramma in Fig.27).	86

Tabella 13	Potenze [MW] raccolte da DADS per la risoluzione delle congestioni (dettaglio dell'istogramma in Fig.33).	88
Tabella 14	Confronto tra le quantità di potenza movimentata a seconda della strategia applicata.	90
Tabella 15	Offerte [p.u.] e relativi prezzi [€/MWh] per l'accumulo al nodo 8	92
Tabella 16	Potenza reattiva oraria raccolta da DADS ai fini della regolazione della tensione.	93
Tabella 17	Prezzi orari zionali e nazionale per il mese di gennaio ottenuti mediando i prezzi di tutti i giorni durante gennaio 2015. Tutti i valori sono espressi in [€/MWh].	99
Tabella 18	Prezzi orari zionali e nazionale per il mese di luglio ottenuti mediando i prezzi di tutti i giorni durante luglio 2015. Tutti i valori sono espressi in [€/MWh]. .	100
Tabella 19	Dettaglio delle quote di potenza raccolte da DADS con relativo prezzo con accumulo gestito secondo la Strategia 3.	106
Tabella 20	Dettaglio delle quote di potenza raccolte da DADS con relativo prezzo senza accumuli.	107
Tabella 21	Dettaglio delle quote di potenza raccolte da DADS con relativo prezzo con accumulo gestito secondo la Strategia 1.	107
Tabella 22	Dettaglio delle quote di potenza raccolte da DADS con relativo prezzo con accumulo gestito secondo la Strategia 3.	108
Tabella 23	Offerte [p.u.] e relativi prezzi [€/MWh] per l'accumulo al nodo 33	109
Tabella 24	Offerte [p.u.] e relativi prezzi [€/MWh] per l'accumulo al nodo 22	110
Tabella 25	Offerte [p.u.] e relativi prezzi [€/MWh] per l'accumulo al nodo 85	110
Tabella 26	Offerte [p.u.] e relativi prezzi [€/MWh] per l'accumulo al nodo 59	111

INTRODUZIONE

Grazie al progresso tecnologico che ha permesso di ridurre i costi e alla rinnovata attenzione al contenimento della quantità di agenti inquinanti e/o responsabili dell'effetto serra, negli ultimi anni abbiamo assistito ad un crescente trend di produzione da fonti rinnovabili (FER) in larga misura sotto forma di generazione distribuita (DG). Ad esclusione del contributo dell'idroelettrico da bacino si possono etichettare tutte le FER come non programmabili (FRNP) seppure accurati studi meteorologici e statistici permettano di effettuare previsioni a breve termine piuttosto accurate. Tale "imprevedibilità" si ripercuote sulla programmazione della gestione della rete elettrica, introducendo problemi di stabilità legati all'aleatorietà della produzione da FRNP, che comunque deve essere dispacciata verso gli utilizzatori. Attualmente infatti l'energia da FRNP gode di priorità di dispacciamento comportando la messa fuori servizio di sistemi di generazione tradizionali, quindi vengono meno tutti quei servizi ancillari che questi garantivano.

Se gli ultimi anni hanno visto protagoniste le FR, uno scenario futuribile per i prossimi anni prevede un forte sviluppo dell'accumulo di energia permettendo di sfruttare il pieno potenziale delle FRNP compatibilmente con le esigenze di rete, contribuendo ai servizi ancillari e di dispacciamento. Conviene puntare ad un accumulo distribuito per limitare i flussi di potenza in rete e abilitare al dispacciamento locale la GD, oppure su grossi impianti di accumulo in AT per sfruttare l'economia di scala e risolvere problemi a livello di trasmissione? Probabilmente la soluzione sta nel mezzo, distinguendo diverse finalità d'uso per le due soluzioni. L'accumulo si presenta come un'ottima riserva per fornire capacità di regolazione primaria, facilita il peak shaving, assicura tempi di risposta ridotti (almeno per quanto riguarda accumulo elettrochimico e volani) e permette di evitare interruzioni brevi e transitorie. Verosimilmente si vedrà in contemporanea sia accumulo distribuito nelle abitazioni, sia accumuli di grossa entità sfruttati dai gestori di rete (trasmissione TSO, distribuzione DSO), il tutto controllato secondo le logiche che si riveleranno migliori. Naturalmente tutto ciò risentirà della convenienza economica di investimenti di tale genere, ma in previsione è necessario studiare come possa essere gestito l'accumulo, al fine di supportare il corretto esercizio della rete.

Nel presente documento vengono analizzate alcune funzioni che si possono richiedere agli storage in MT coerentemente con un'evoluzione dei meccanismi di gestione delle reti di distribuzione [3]. Ci si è concentrati prevalentemente sul supporto alla risoluzione delle congestioni¹, supporto alla regolazione della tensione, rispetto di un profilo di scambio di potenza all'interfaccia con la rete di trasmissione. Secondariamente si sono valutati gli effetti in termini di miglioramento dell'autoconsumo dell'energia prodotta dalla GD e si è iniziato ad indagare sulla sostenibilità economica di tali investimenti.

Per effettuare le simulazioni ci si è basati quindi sul tool `Matlab_PF` sviluppato nell'ambito del progetto Atlantide; nello specifico sono stati sviluppati dei codici per permettere l'integrazione dell'accumulo nel meccanismo di gestione distribuita delle risorse denominato DADS [2]. Accanto a ciò sono

¹ Particolarmente importante se in ottica smart grids nel futuro ci si discosterà dall'attuale approccio di dimensionamento delle linee secondo il criterio fit&froget.

proposte e confrontate 3 diverse strategie per sfruttare gli accumuli distribuiti, al fine di contribuire alle funzioni citate al paragrafo precedente. Inoltre, sempre in ambiente Matlab[®], è stato sviluppato un sistema per valutare la capacità di un accumulo installato in cabina primaria con lo scopo di mantenere il profilo di scambio stabilito di fronte a delle variazioni nei profili di carico e generazione delle unità presenti nella rete sottesa.

Nella prima parte del documento sono presentate in modo sintetico le problematiche nella gestione della rete introdotte dagli impianti FRNP e dalla GD in generale. Si riporta brevemente il meccanismo secondo il quale viene gestita la rete elettrica in Italia e alcune idee su come potrebbe evolvere. Viene poi presentato lo stato attuale delle normative in merito alla presenza di accumuli in rete ed i servizi che possono prestare. Nella seconda parte si affronta invece l'ambiente di simulazione, evidenziando le modifiche che sono state apportate ai fini di questa tesi e per lasciare degli strumenti utilizzabili anche in futuro. Vengono dettagliate le logiche ed i procedimenti sottostanti ogni funzione introdotta. Infine nella terza, ed ultima parte, vengono presentati e commentati i risultati delle simulazioni effettuate.

Parte I

PANORAMA ATTUALE

1

FERNP E GENERAZIONE DISTRIBUITA IN ITALIA

In presenza di una grande quantità di energia prodotta da FER (Fonti di Energia Rinnovabile) e da GD (Generazione Distribuita) la disciplina del dispacciamento risulta particolarmente complessa a causa delle caratteristiche di intermittenza ed aleatorietà proprie della fonte primaria, infatti storicamente questi impianti sono stati esonerati dal fornire servizi di rete. Il progressivo incremento del numero di impianti da FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili) come eolico, idroelettrico ad acqua fluente e fotovoltaico ha richiamato però l'attenzione dei gestori di rete sull'impatto che questi determinano sull'esercizio in sicurezza della rete di distribuzione e del sistema di trasmissione. Tali problematiche sono particolarmente accentuate dalla concentrazione delle FRNP in aree spesso caratterizzate da una rete poco sviluppata con limitazioni sulla potenza trasportabile, nonché dallo sbilanciamento dei flussi di potenza in favore della produzione in presenza di un carico elettrico locale ridotto. Queste criticità stanno portando alla revisione dell'attuale modello di regolazione e gestione del dispacciamento, come previsto dall'attuale percorso di riforma avviato sia a livello europeo che italiano. Si valuta quindi la possibilità che gli impianti alimentati da FER/FRNP e la GD si rendano disponibili a fornire alla rete locale, e in prospettiva al sistema, servizi per il dispacciamento.

1.1 PROBLEMATICHE RELATIVE AL DISPACCIAMENTO DI FRNP

Il dispacciamento, come disciplinato dalla delibera n. 111/06 dell'AEEG-SI (Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed i Servizi Idrici), ha puntato negli ultimi anni ad incrementare la quota di energia prodotta da FRNP. Gli strumenti usati sono stati:

- Priorità di dispacciamento, a parità di prezzo offerto;
- Accettazione delle offerte di vendita nei ME (Mercati Elettrici) che ha comportato la creazione di un vero e proprio programma di immissione non modificabile attraverso l'approvvigionamento in tempo reale di risorse su MSD (Mercato Servizi di Dispacciamento) dato che le unità di produzione in questione non sono abilitate alla fornitura di risorse nel MSD.

Ciò ha portato all'aumento delle difficoltà a costituire i margini di riserva necessari a fronteggiare l'aleatorietà della fonte da cui deriva un aumento della ripidità delle rampe di presa di carico. Per quanto riguarda la stabilità della frequenza in rete vi è il problema della mancanza di inerzia di gran parte delle macchine utilizzate per produrre energia da FRNP, dovuta all'interfacciamento con la rete attraverso elettronica di potenza, portando ad una generale diminuzione dell'inerzia totale del sistema. Questo fattore si traduce in un aumento delle escursioni in frequenza a cui deve però corrispondere un incremento della rapidità e della precisione delle contromisure

predisposte. In secondo luogo la scelta di non realizzare, tramite questi impianti, la regolazione primaria di frequenza, per evitare il non utilizzo della fonte primaria rinnovabile, ha portato ad una progressiva diminuzione della riserva primaria per l'intero sistema. L'aumento della quota di generazione distribuita ha introdotto anche problemi nella stima del carico che infatti risulta parzialmente coperto da questa: ne consegue che la modulazione della produzione deve essere fatta in funzione di un carico residuo non sempre ben noto. A quanto elencato si aggiungono anche l'alterazione dei flussi di potenza e dei profili di tensione nelle linee di distribuzione radiali, l'aumento delle correnti di cortocircuito e delle sollecitazioni sui componenti, problemi legati ai limiti di sovraccaricabilità delle singole linee, perdita di selettività delle protezioni di rete e mancato riconoscimento di funzionamenti anomali nella rete (guasti ad elevata impedenza, esercizio di porzioni di rete in isola), ecc.

Per fronteggiare tali problemi sono richieste azioni rapide nella fase di bilanciamento in tempo reale cui possono essere delegati solo impianti programmabili con buona capacità di modulazione e rapidi tempi di risposta, per questo motivo si prospetta interessante l'utilizzo di unità "produttive" costituite da solo accumulatore. Parallelamente accumuli installati all'interno di impianti di produzione o nei centri di consumo possono aiutare a combattere l'aleatorietà dei profili, pur con i dovuti limiti legati al miglior compromesso tra taglia, costi e risultato.

1.2 SOLUZIONI ADOTTATE

Tutte queste considerazioni hanno portato ad un cambiamento negli anni del quadro regolatorio, un processo di revisione che è tuttora in corso. L'Autorità, attraverso alcune delibere come le 243/2013/R/eel, 562/2012/R/eel, 344/2012/R/eel e 84/2012/R/eel, ha introdotto anche alcune prescrizioni relative alle modalità tecniche per far fronte alle esigenze straordinarie di modulazione della produzione eolica e fotovoltaica manifestate da Terna e dai DSO (Distribution System Operator). Oltre a ciò sono stati presentati anche ulteriori requisiti tecnici riguardanti la normale gestione operativa della rete come la capacità di regolazione della potenza attiva e reattiva, il livello di resistenza del sistema di regolazione degli impianti di fronte a transitori di rete che provochino una riduzione sensibile del livello di tensione, il controllo della messa in parallelo alla rete nelle fasi di avvio dell'impianto.

Una evoluzione della disciplina del dispacciamento delle FRNP è stata introdotta con la deliberazione 281/2012/R/efr che ha definito una prima regolazione del servizio di dispacciamento, anche nel caso di unità di produzione alimentate da FRNP, con l'obiettivo di responsabilizzare gli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da FRNP relativamente alla previsione e programmazione dell'energia elettrica immessa in rete. Tale deliberazione è stata però abrogata con alcune sentenze del Tar della Lombardia nelle parti relative ai criteri di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento pur mantenendo gli obblighi per gli utenti del dispacciamento di definire programmi di immissione utilizzando i sistemi di stima più accurati a disposizione.

Parallelamente è stato avviato un processo di integrazione ai servizi di supporto alla rete di quelle unità produttive che operano tramite elettronica di potenza ponendo dei nuovi requisiti tecnici per gli inverter in modo da poter modulare la potenza reattiva al bisogno, per aggiustare la tensione

oltre ad una revisione dei sistemi di protezione di linee e unità produttive.

Lo sfruttamento delle nuove risorse che potenzialmente possono essere messe a disposizione dalle unità produttive da FRNP, è subordinato all'estensione e alla diffusione di efficaci sistemi di comunicazione in grado di scambiare segnali in tempo reale: questa è la strada idealmente tracciata nella direzione delle cosiddette smart grids. Si rende necessario quindi approntare strutture e modalità operative innovative che mantengano un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema, ma soprattutto che facciano fronte ai numerosi problemi relativi alla gestione della GD, alle possibilità di controllo del carico, alla ricerca dell'efficienza energetica coinvolgendo gli utenti finali, attivi e passivi, anche nei meccanismi del mercato elettrico (Fig.1). In quest'ottica, negli ultimi anni, sono stati sviluppati numerosi progetti per lo sviluppo di sistemi di gestione e regolazione avanzati, come il telecontrollo per la supervisione e l'acquisizione di dati, permettendo l'ottimizzazione dei flussi di energia elettrica lungo le reti MT, aumentando così le prestazioni e la qualità del servizio.

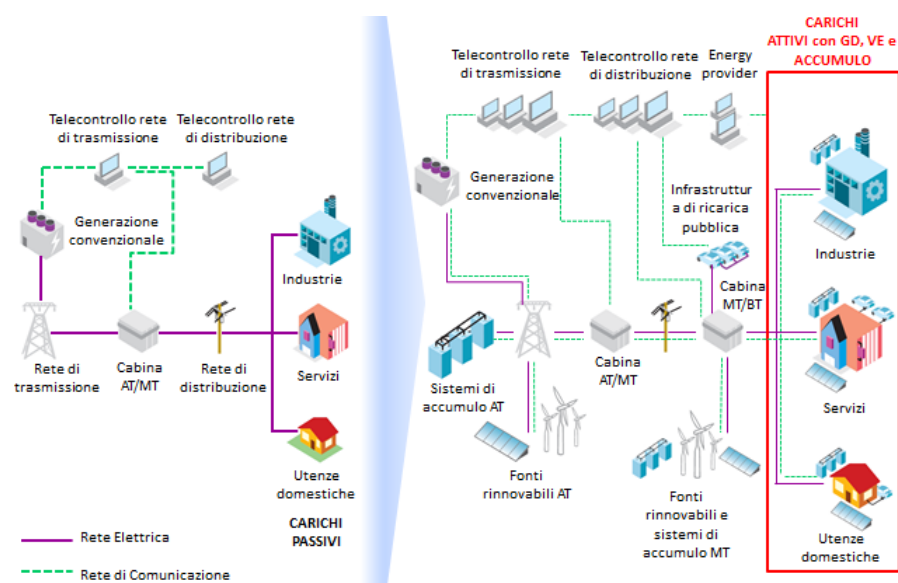


Figura 1: Evoluzione prospettata delle reti di trasmissione e distribuzione in ottica smart grids. Immagine ricavata da [3].

2

GESTIONE DELLA RETE

2.1 IL MODELLO ATTUALE

Attualmente è il Gestore della rete di trasmissione (Transmission System Operator - TSO), tramite il monitoraggio costante dello stato del sistema, che mette in atto le opportune azioni correttive a seconda delle esigenze del momento. Il suo operato si può suddividere in tre fasi principali:

- l'elaborazione di piani di esercizio, basati sulle previsioni di domanda di carico e disponibilità di risorse a livello nazionale, che rappresenta la *fase di programmazione*;
- l'analisi costante dello stato del sistema, in modo da adottare le dovute contromisure per fronteggiare disservizi ed emergenze oltre che ad ottimizzare il servizio, che costituisce la *fase di controllo in tempo reale*;
- l'elaborazione di statistiche per ottimizzare l'esercizio invece rappresenta la *fase di analisi dell'esercizio*.

L'approvvigionamento delle risorse necessarie avviene tramite il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) ove vengono stipulati i contratti di acquisto e vendita delle risorse per la risoluzione delle congestioni intrazonali, per la formazione della riserva, per il bilanciamento in tempo reale. In tale sede le offerte accettate sono remunerate secondo il metodo "pay as bid"¹. L'attuale disciplina del dispacciamento definisce un *punto di dispacciamento per unità di produzione*² come il punto dove l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo ad immettere energia elettrica nelle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo (può essere l'insieme di uno o più punti di immissione). Si definisce invece il *punto di dispacciamento per unità di consumo* come il punto in relazione al quale l'utente del dispacciamento acquisisce il diritto e l'obbligo a prelevare energia elettrica dalle reti con obbligo di connessione di terzi e rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento effettivo.

Il mancato rispetto degli impegni fisici costituisce uno sbilanciamento che viene corretto modificando in tempo reale i livelli di immissioni e di prelievo sfruttando la disponibilità acquisita nel MSD³. Il MSD si articola in:

- Una fase di programmazione (*MSD ex-ante*) dove il gestore di rete si approvvigiona, tramite offerte di acquisto e vendita di energia, delle risorse per la risoluzione delle congestioni residue e per la costituzione dei margini di riserva.
- Una fase in tempo reale (*Mercato del Bilanciamento, MB*) dove il gestore di rete si approvvigiona delle risorse per il servizio di regolazio-

¹ Ovvero le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato.

² Per le unità rilevanti ($S_{it} > 10$ [MVA]) corrisponde alle singole unità mentre quelle non rilevanti vengono considerate in modo aggregato per zona, tipologia e con l'utente del dispacciamento che è il medesimo soggetto.

³ I costi sono sostenuti in generale dai soggetti responsabili di sbilanciamenti e dai clienti finali del sistema elettrico.

ne secondaria e per mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

Per ciascuna sessione del MB, il GME (Gestore del Mercato Elettrico) comunica agli operatori gli esiti definiti da Terna contenenti le informazioni previste dalla disciplina del dispacciamento. A conclusione del MSD, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, è definito un programma vincolante modificato e corretto di immissione che viene chiamato "programma post-MSD-ex-ante di immissione". Si tratta di un programma post-MGP cumulato di immissione con le eventuali modifiche in esito al mercato infragiornaliero e in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento, per effetto di ordini di dispacciamento in tempo reale e dell'intervento della regolazione secondaria di potenza. L'utente del dispacciamento ha il diritto, ed assume l'impegno vincolante, di immettere in rete, in ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e in ciascun punto di dispacciamento di importazione di sua responsabilità, la quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante modificato e corretto di immissione relativo al medesimo punto. La quantità di energia elettrica immessa in un punto di dispacciamento in eccesso rispetto al relativo programma è considerata ceduta dall'utente del dispacciamento a Terna nell'ambito del servizio di dispacciamento, mentre quella in difetto è considerata ceduta da Terna all'utente del dispacciamento nel medesimo ambito.

Di seguito vengono elencati e brevemente descritti i servizi che possono essere utilizzati al fine di assicurare la stabilità e la sicurezza di esercizio del sistema.

2.2 SERVIZI DI RETE

2.2.1 Risorse per risoluzione delle congestioni in fase di programmazione

Tali risorse consistono nella disponibilità da parte delle unità di produzione ad accettare modifiche, in incremento o in diminuzione, ai propri programmi aggiornati cumulati. Le unità abilitate a fornire questo servizio devono rendere disponibile al TSO l'utilizzo dei margini residui rispetto alla potenza massima e rispetto all'azzeramento dell'immissione (o rispetto alla potenza minima nel caso di unità esentate dalla presentazione di offerta di spegnimento) presentando un'offerta sul MSD. Tramite queste risorse il TSO è in grado di eliminare le congestioni sulla rete generate dai programmi aggiornati cumulati di immissione e prelievo.

2.2.2 Risorse per la riserva primaria, secondaria e terziaria

Al fine di rispettare gli standard di sicurezza nell'esercizio del sistema elettrico europeo deve essere prevista un'adeguata capacità di *regolazione primaria* in grado di garantire la stabilità della frequenza in tutte le condizioni operative. Le risorse necessarie a tale scopo consistono nel rendere disponibile una banda di capacità di produzione di energia asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza

erogata dal gruppo di generazione, sia in aumento sia in diminuzione, in risposta ad una variazione di frequenza⁴.

Per compensare gli scarti tra fabbisogno e produzione del sistema nazionale è necessario attivare i servizi di *regolazione secondaria* che consistono, durante la fase di programmazione, nel rendere disponibile la banda di riserva secondaria nei programmi aggiornati cumulati o nella disponibilità ad accettare modifiche a tali programmi allo scopo di renderla disponibile. Invece nel corso della fase di gestione in tempo reale consistono nell'asservire la banda di riserva secondaria sopraccitata ad un dispositivo automatico di regolazione che modula l'immissione di energia elettrica sulla base del segnale di livello ricevuto.

Infine, per costituire i necessari margini rispetto alla potenza minima o massima nei programmi in esito a MSD delle unità abilitate, è necessario attivare i servizi di *regolazione terziaria* (a salire e a scendere) tramite l'invio di opportuni ordini di dispacciamento. Nello specifico ciò consiste nel rendere autonomamente disponibili margini rispetto alla potenza massima o minima nei programmi aggiornati cumulati delle unità abilitate o nella disponibilità ad accettare modifiche ai programmi aggiornati cumulati dell'unità abilitata allo scopo di costituire margini di riserva terziaria di potenza.

2.2.3 Risorse per il bilanciamento

Con lo scopo di mantenere l'equilibrio tra le immissioni ed i prelievi di energia elettrica, rendere possibile la risoluzione di congestioni di rete e il ripristino dei corretti margini di riserva secondaria di potenza è necessario utilizzare le risorse per il bilanciamento in tempo reale. Queste consistono:

- nell'attivazione delle risorse approvvisionate per la riserva terziaria di potenza;
- nell'accettazione delle offerte delle unità abilitate al bilanciamento presentate sul MSD in tempo reale.

La fornitura di risorse ai fini del bilanciamento da parte delle unità abilitate si traduce nella modifica dell'immissione o del prelievo rispetto a quanto previsto dai programmi vincolanti in potenza per la quale le unità abilitate sono obbligate a presentare offerta sul MSD.

2.2.4 Servizio di interrompibilità del carico

Se le risorse raccolte sul MSD dai gruppi di generazione non sono sufficienti al mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema si

⁴ Lo squilibrio tra generazione e carico causa un transitorio che nei primi istanti porta ad una variazione dell'energia cinetica immagazzinata nelle macchine elettriche rotanti connesse alla rete, con una conseguente variazione della frequenza rispetto al valore nominale. Fortunatamente l'inerzia delle macchine sincrone, convertendo l'energia cinetica delle masse rotanti in energia elettrica, contrasta questi cambiamenti improvvisi della frequenza limitandone l'escursione. Ciò permette, nei secondi successivi alla variazione di frequenza, l'attivazione dei regolatori automatici di velocità delle unità di produzione. Questi, agendo in maniera autonoma l'uno dall'altro sulla potenza generata dai rispettivi motori primi asserviti, modificano l'output in potenza elettrica in modo che venga ristabilito l'equilibrio tra la generazione ed il carico, stabilizzando la frequenza ad un opportuno valore. Nel caso di un transitorio in sottofrequenza si rende necessario ricorrere alla banda di riserva primaria aumentando la potenza complessiva immessa in rete, in caso di un transitorio di sovralfrequenza dualmente si ha che la riserva di regolazione primaria è data dal margine di potenza tra il punto di funzionamento e il minimo tecnico dichiarato da ogni impianto.

rende necessario intervenire sulle utenze passive attraverso il servizio di interrompibilità del carico. Le risorse consistono nella disponibilità da parte di clienti finali abilitati ad interrompere il carico, sulla base di un telesegnale inviato dal Gestore che, a seconda dei casi, può essere in tempo reale (< 200 ms), in tempo differito in emergenza (< 5 s), o con preavviso (< 15 min). Al fine di implementare questo servizio i dispositivi devono possedere le caratteristiche tecniche riportate negli Allegati al Codice di Rete di Terna A.40 "Prescrizioni tecniche integrative per la connessione al Banco Manovra Interrompibili", A.41 "Unità periferica distacco carichi. Guida alla realizzazione" e A.42 "Unità periferica distacco carichi. Profilo del Protocollo IEC 870-5-104".

2.2.5 Riserva reattiva per la regolazione primaria e secondaria di tensione

Il servizio di riserva reattiva viene utilizzato per controllare la tensione sulla rete di trasmissione e, analogamente a quanto accade per la riserva attiva, anche in questo caso le unità abilitate hanno l'obbligo di fornire le risorse per il servizio di potenza reattiva, mentre la partecipazione al servizio di riserva secondaria è determinato in ragione e in misura dalla ubicazione delle unità sulla rete e dal mantenimento di opportuni profili di tensione sulla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale).

2.2.6 Rifiuto del carico

Il servizio di rifiuto del carico consiste per un gruppo di generazione nel rimanere in condizioni di funzionamento stabili a fronte della disconnessione del gruppo stesso dalla rete tramite l'alimentazione dei propri servizi ausiliari. I gruppi abilitati sono in grado di fornire il servizio tramite impianti opportunamente predisposti.

2.2.7 Partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico

La partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico consiste nella disponibilità di un gruppo di generazione a partecipare al piano di riaccensione definito e coordinato dal Gestore di rete.

2.2.8 Disponibilità all'utilizzo del telescatto

Consiste nell'asservire un gruppo di produzione abilitato ad un dispositivo in grado di disconnetterlo automaticamente al verificarsi di alcuni eventi critici su ordine e secondo le modalità indicate dal Gestore. Le risorse asservite al telescatto sono approvvigionate contestualmente al processo di definizione dei programmi vincolanti e la comunicazione dell'idoneità o meno al servizio è compito delle singole unità abilitate.

2.3 SERVIZI DI RETE RICHIEDIBILI ALLA GD

Nell'ottica di un futuro sviluppo delle smart grid che integrano sistemi di comunicazione avanzati "always-on" e sistemi di previsione, monitoraggio e controllo da remoto della GD (FRNP e non) si prospetta la possibilità per le FRNP e la GD di fornire risorse per il dispacciamento che permetterebbe

al TSO, e quindi ai DSO, di controllare e operare in tempo reale sulla generazione da FRNP. I servizi ancillari che in prospettiva potrebbero essere forniti dalle FRNP e dalla GD sono:

- risorse in fase di programmazione;
- risorse per la riserva primaria di potenza;
- risorse per la riserva secondaria e terziaria di potenza;
- risorse per il bilanciamento;
- regolazione della tensione mediante assorbimento/erogazione di potenza reattiva;
- regolazione della tensione mediante riduzione della potenza attiva;
- funzionamento in isola di porzioni di rete;
- disponibilità all'utilizzo del telescatto;
- partecipazione alla rialimentazione del sistema elettrico.

Infine, in un'ottica di più ampio respiro, includendo tutti (o quasi) i carichi, sarebbe utile poter disporre di risorse sotto forma di servizi di demand response e interrompibilità del carico.

Le funzioni elencate possono essere fornite direttamente dalle FRNP (e dal carico) connesse alla rete di trasmissione, dalla GD e dal carico connesso alle reti di distribuzione o, in prospettiva, da sistemi di accumulo nella disponibilità dell'utente finale, del TSO o del DSO (nel presente documento, facendo riferimento prettamente a reti MT (Media Tensione), si ipotizza che questi accumuli siano di proprietà del DSO o di un privato).

Per fare ciò andranno sviluppati dei meccanismi per la misura dell'avvenuta fornitura delle risorse acquistate ed eventuali obblighi di comunicazione di informazioni relative alle unità di generazione coinvolte; si presenta inoltre la necessità di aggiornare il sistema del mercato dei servizi resi disponibili. A seconda di come si configura il modello che si deciderà di adottare si rende necessario una revisione della disciplina degli sbilanciamenti, l'integrazione degli attuali mercati MGP, MI, MSD, MB con altri mercati per il dispacciamento locali e un'opportuna coordinazione.

Tramite lo sfruttamento delle risorse per il dispacciamento fornite dalle FRNP e dalla GD si potrebbe superare l'attuale modello di gestione delle reti di distribuzione secondo il modello fit&forget⁵, dimensionando quindi le reti di distribuzione in modo da essere esercite considerando il supporto al funzionamento che potrebbe provenire dalla GD tramite l'offerta di risorse per risolvere congestioni o situazioni di criticità. Se la produzione da FRNP è fortemente stagionale, oppure i profili di carico residuo dovuti alla GD presentano dei picchi concentrati in poche ore, si può pensare di sfruttare al meglio la rete e la flessibilità del parco di generazione disponibile, effettuando azioni di modulazione o sfruttando sistemi di accumulo invece che realizzare nuove reti, sostenendo costi rilevanti. Il passaggio ad un dispacciamento locale potrebbe quindi richiedere anche una più generale revisione dei meccanismi di regolazione del DSO per la copertura dei costi di distribuzione e di gestione in modo da indirizzare gli investimenti per l'espansione e il rinforzo della rete nei punti in cui ciò non è rinviabile.

⁵ Il modello fit&forget prevede un aumento della capacità di trasporto della rete di distribuzione tale da consentire agli impianti GD di immettere tutta la produzione senza che ciò possa compromettere la sicurezza del sistema.

2.4 MODELLI FUTURIBILI DI GESTIONE

Tenendo conto di tutte le valutazioni esposte, nello studio [3] sono stati individuati 3 possibili scenari di future evoluzioni nell'ambito del dispacciamento, concentrandosi in particolare sui diversi ruoli che può ricoprire la rete di distribuzione e quindi i DSO. In generale viene assunta una sempre maggiore partecipazione degli impianti di produzione da FRNP ai meccanismi di supporto alla rete, ed eventualmente la presenza di sistemi di accumulo che coadiuvino. Si prevede quindi un adeguamento dei regolamenti e dei requisiti tecnici in modo tale che possano rispondere a dei servizi che si prospettano come obblighi di natura tecnica (telescatto, regolazione primaria, rialimentazione, funzionamento in isola ecc.) o come oggetti di domanda/offerta su appositi mercati.

2.4.1 Dispacciamento centralizzato esteso - modello 1

Questa ipotesi prevede l'obbligo di fornire una previsione al giorno prima dell'energia prodotta e la possibilità di fornire servizi di dispacciamento per tutte le unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e per la GD (FRNP e non) connessa alle reti di distribuzione MT e BT. Il mercato continuerebbe ad essere gestito con i meccanismi attuali abilitando alla fornitura anche i punti di dispacciamento di produzione (e consumo nel caso di parziale autoconsumo) in presenza di impianti a FRNP e GD in generale.

Ciò significa che:

- Il TSO potrà acquistare le risorse necessarie a garantire il bilanciamento in fase di programmazione e in tempo reale, oltre che dagli impianti convenzionali, anche dalle unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e dalla GD connessa alle reti di distribuzione MT e BT.
- Gli impianti alimentati da FRNP e la GD saranno responsabili del rispetto degli impegni fisici, mentre Terna dovrà agire in maniera tale da ricostituire le condizioni di sicurezza acquisendo la disponibilità a correggere le posizioni fisiche in esito al mercato, anche dagli stessi impianti sopraccitati.
- Gli impianti alimentati da FRNP e la GD, a seconda della taglia o di altre considerazioni, potranno partecipare al MSD in via diretta o tramite un aggregatore/trader.

Mentre per quanto riguarda gli impianti da FRNP connessi alla rete di trasmissione l'implementazione di tale modello si risolve tramite la definizione di nuovi requisiti tecnici e modalità di fornitura, per quanto riguarda i livelli più bassi di tensione è necessaria anche la verifica dei limiti di funzionamento della rete MT e BT a seconda di come queste sono gestite. Inoltre si rende obbligatorio un appropriato sistema di comunicazione, controllo e gestione delle risorse connesse similare a quello presente in trasmissione.

Fintanto che la rete di distribuzione è dimensionata secondo le modalità fit&forget (Fig.2) tutta la potenza che verrebbe offerta su MSD dalle unità di GD potrebbe essere immessa in rete in quanto questa è in grado di accogliere tali quantità di energia. Questo significa che, in previsione, la rete MT/BT non sarà soggetta a congestioni rendendo perciò la fornitura di servizi di sistema compatibile con le esigenze di regolazione locale a patto di

richiedere interventi in erogazione/assorbimento della potenza reattiva ai fini di regolare la tensione a tutti i nodi.

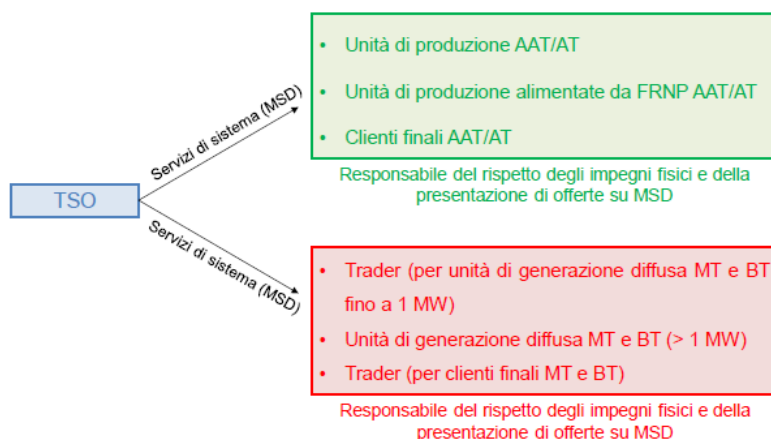


Figura 2: Suddivisione dei ruoli di gestione e gerarchia nell'acquisizione di risorse secondo Modello 1 con rete di trasmissione dimensionata in modalità fit&forget. Immagine ricavata da [3].

Se invece la rete di distribuzione non è dimensionata secondo un approccio fit&forget (Fig.3) il DSO dovrebbe acquistare alcuni servizi locali necessari all'esercizio in sicurezza della rete stessa. Questi servizi potrebbero essere messi a disposizione tramite chiamata diretta e non tramite mercato a causa della necessità di intervenire su aree specifiche e interessate solo da alcuni impianti. I servizi di sistema invece continuerebbero ad essere resi disponibili tramite MSD. Naturalmente la fornitura dei servizi locali da parte della GD ha la precedenza rispetto ai servizi di sistema, il DSO dovrà infatti verificare che la partecipazione della GD (FRNP e non) ai mercati elettrici sia compatibile con la capacità della rete locale e con i servizi locali.

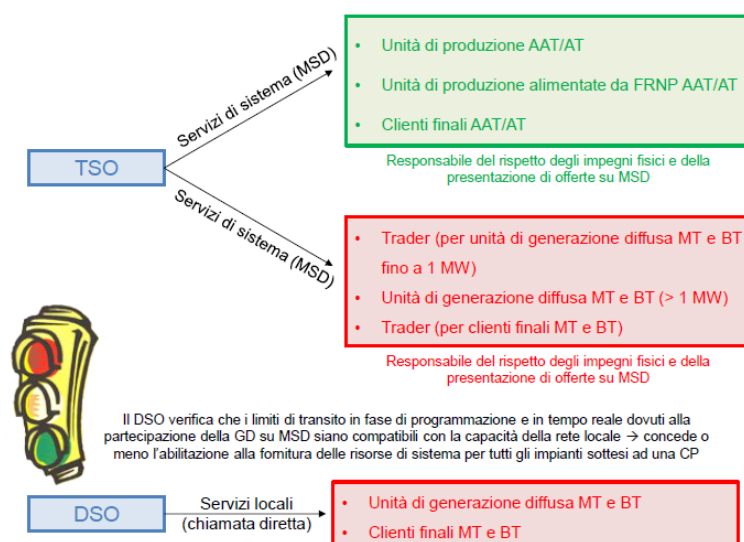


Figura 3: Suddivisione dei ruoli di gestione e gerarchia nell'acquisizione di risorse secondo Modello 1 con rete di trasmissione dimensionata in modalità smart grid. Immagine ricavata da [3].

2.4.2 Dispacciamento locale del DSO - modello 2

In questo secondo caso vige sempre l'obbligo di fornire una previsione al giorno prima dell'energia prodotta e/o assorbita da tutte le unità connesse ai vari livelli di tensione, compresi carichi e generazione da FRNP a livello di singolo utente di dispacciamento. I servizi di dispacciamento che potrebbero essere offerti sono sia quelli di sistema sia quelli locali (Fig.4).

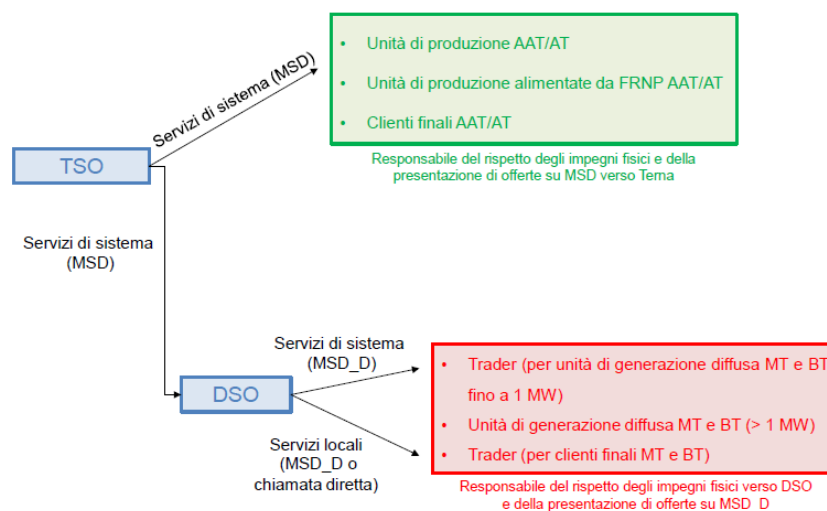


Figura 4: Suddivisione dei ruoli di gestione e gerarchia nell'acquisizione di risorse secondo Modello 2. Immagine ricavata da [3].

Ciò significa che:

- Il TSO potrà acquistare le risorse per il bilanciamento in fase di programmazione e in tempo reale anche dalle unità alimentate da FRNP connesse alla rete di trasmissione e dal DSO che, a sua volta, le acquisterebbe tramite un mercato per i servizi di dispacciamento locale (MSD_D), dalla GD connessa alle reti di distribuzione insieme alle risorse per la risoluzione dei problemi di natura locale.
- Il TSO, acquistando il servizio direttamente dai DSO (che diventerebbero dei veri e propri utenti di dispacciamento), non dovrebbe preoccuparsi della gestione della GD.
- Il DSO si assumerebbe il diritto e l'impegno vincolante nei confronti del TSO di immettere/prelevare in rete, in ciascun punto di dispacciamento, la quantità di energia elettrica prevista dal programma vincolante modificato corretto e di presentare offerte su MSD. Contemporaneamente diverrebbe il soggetto responsabile del dispacciamento locale, stipulando sul MSD_D i contratti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie all'esercizio in sicurezza della rete di distribuzione, agendo come intermediario tra Terna e gli utenti sottesi.
- La prospettiva di un dispacciamento locale realizzato prevedendo per il DSO la possibilità di fornire servizi al TSO per singola cabina primaria risulterebbe più coerente con una visione in cui il disegno di mercato evolva da un meccanismo zonale ad un meccanismo nodale.

Come nel caso precedente, per garantire il corretto funzionamento della rete di distribuzione e far fronte a problemi che insorgono in un punto specifico della rete, il DSO potrebbe non ricorrere ad un mercato (in quanto la richiesta potrebbe essere soddisfatta solo attraverso poche specifiche unità) e quindi acquistare il servizio tramite chiamata diretta. Per quanto riguarda la verifica dei limiti di transito in fase di programmazione e in tempo reale dovuti alla partecipazione della GD ai mercati elettrici questa è già implicita nel ruolo che ricoprirebbe il DSO.

2.4.3 Profilo di scambio AT/MT programmato - modello 3

Secondo questo modello il DSO potrebbe essere responsabile, nei confronti del TSO, del mantenimento di un profilo di scambio programmato per singola cabina primaria, secondo una dimensione nodale, o per area di riferimento che comprende più cabine primarie appartenenti ad una stessa zona di un DSO, secondo una dimensione zonale. In questo caso dalla GD non sono forniti servizi di sistema a mercato validi per il TSO in quanto dovrebbe esserci una minore variabilità della differenza tra carico e generazione all'interfaccia tra trasmissione e distribuzione, il che equivale ad una minore necessità di approvvigionarsi di riserva di regolazione da parte del TSO.

Le implicazioni sono che:

- Il DSO dovrà garantire uno sbilanciamento all'interfaccia AT/MT il più possibile prossimo a zero, variando in tempo reale le risorse presenti sulla propria rete (GD e carico); ne consegue che i carichi e i sistemi di produzione connessi alla rete di distribuzione risponderanno direttamente al DSO rispetto agli impegni fisici presi.
- Il DSO risponderà invece direttamente a Terna, che continuerà ancora ad effettuare il dispacciamento centrale a livello di sistema, e sarà responsabile dei carichi e dei sistemi di generazione installati a livello di trasmissione.
- Il DSO dovrà elaborare, in fase di programmazione, i piani di esercizio sulla base delle previsioni di carico/generazione e, tramite opportuni sistemi, verificare che gli effettivi dati di produzione e di carico, registrati e misurati in tempo reale, concordino con le previsioni. Qualora si presentassero sostanziali variazioni, le apparecchiature del DSO invieranno ai singoli impianti controllabili presenti sulla propria rete (GD ed eventualmente carichi controllabili/interrompibili e sistemi di accumulo) un nuovo setpoint di potenza attiva da impostare in modo da ridurre/azzerare lo sbilanciamento.

Affinché tutto ciò funzioni è necessario che il DSO acquisti, oltre ai servizi locali necessari per garantire il profilo di scambio verso il TSO, anche i servizi locali necessari per garantire il corretto funzionamento della rete di distribuzione su di un apposito mercato locale (MSD_D). Ancora una volta, poiché alcuni dei servizi locali sono necessari per rimediare a problemi che si realizzano in un punto specifico della rete e che possono essere risolti solo ricorrendo ad alcuni determinati impianti, il DSO potrebbe non ricorrere ad un mercato per approvvigionarsi ma acquistare il servizio tramite chiamata diretta. La verifica dei limiti di transito in fase di programmazione e in tempo reale dovuti alla partecipazione della GD ai mercati elettrici è sottintesa

nel ruolo stesso del DSO che gestisce e coordina le risorse sottese nel rispetto dei vincoli di rete (Fig.5). Naturalmente sarebbe necessaria una revisione della normativa per introdurre la valorizzazione degli eventuali scostamenti rispetto al programma di scambio.

Per come si configura questo ultimo modello l'uso dell'accumulo di energia si prospetta molto interessante per rendere più certi i profili di carico e generazione in fase di programmazione o per compensare gli scarti a livello dell'interfaccia di scambio tra rete di trasmissione e distribuzione.

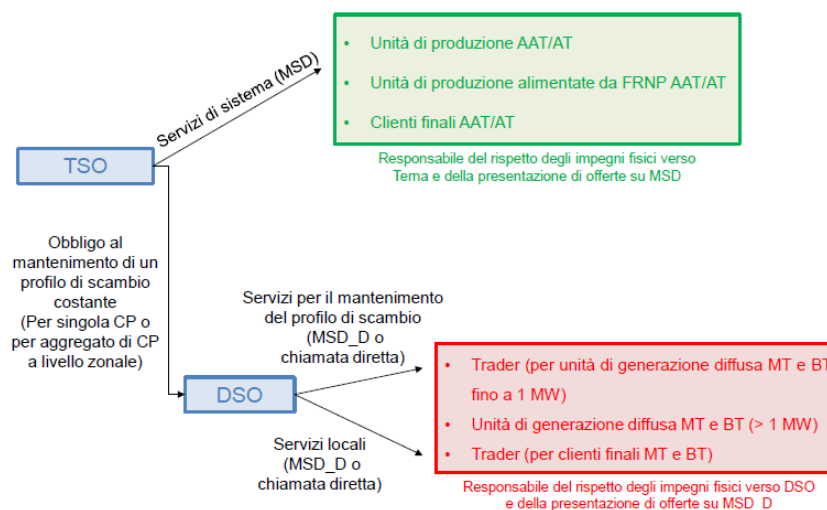


Figura 5: Suddivisione dei ruoli di gestione e gerarchia nell'acquisizione di risorse secondo Modello 3. Immagine ricavata da [3].

3

COME SI CONFIGURA L'ACCUMULO

Come già accennato, con questa tesi vogliamo approfondire i contributi che possono essere richiesti a degli storage ai fini di un corretto esercizio delle reti di distribuzione ma, prima di indagare in tale direzione, cosa intendiamo per accumulo? All'articolo 1, comma 1.1, del TICA [10] un sistema di accumulo viene definito come

un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può essere integrato o meno con un impianto di produzione (se presente). Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza che, pertanto, entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità.

Tutta la trattazione che segue in merito ai sistemi di storage si basa dunque su questa definizione. Proseguiamo ora concentrandoci sull'uso di tali apparati nell'ottica di una corretta integrazione delle FRNP nel panorama della gestione della rete elettrica.

3.1 DELIBERA 574/2014/R/EEL E VARIANTI NORME CEI 0-16 E CEI 0-21

Il primo documento, rilasciato nel novembre del 2014 dall'AEEGSI, rappresenta un importante passo nell'implementazione dei sistemi di storage nella rete in quanto dà valenza a tutta una serie di decreti precedenti definendo:

"...le modalità con le quali i soggetti responsabili possono utilizzare sistemi di accumulo, anche integrati con inverter, per migliorare la gestione dell'energia elettrica prodotta..."

È previsto quindi che tali sistemi possano essere installati in configurazione stand alone (anche se il documento esclude esplicitamente i progetti pilota realizzati dai gestori di rete), presso i centri di consumo oppure presso gli impianti di produzione e che possano essere utilizzati per erogare servizi di rete, per contenere gli sbilanciamenti, con funzione di peak shaving, per massimizzare l'autoconsumo nei SEU (Sistemi Efficienti di Utente) e SEE-SEU (Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utente) e per tante altre funzioni dettagliate in 3.2.

L'Autorità assimila le unità di produzione composte di soli sistemi ES (Energy Storage) a degli impianti di pompaggio per quello che riguarda le condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione qualora i prelievi di energia dalla rete siano destinati esclusivamente all'alimentazione del sistema di accumulo e dei servizi ausiliari (come da articolo

19 del TIT [11]). In caso vi siano altre unità di consumo collegate al medesimo punto di connessione l'unità di accumulo viene equiparata ad un sistema di pompaggio solo per quanto riguarda le immissioni in rete. Ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento i sistemi di accumulo sono considerati come un gruppo di generazione e, a seconda della tipologia di impianto, possono costituire o meno una sezione distinta di produzione in compresenza con altri tipi di generatori. È facoltà degli utenti del dispacciamento o dei produttori invece la definizione o meno di un'unità specifica di produzione per i sistemi di accumulo in caso di presenza di altri gruppi di generazione sul medesimo punto di connessione alla rete.

Qualora l'unità di produzione sia costituita da sistemi di accumulo e da altri gruppi viene sempre assimilata ad un'unità di produzione programmabile per quanto riguarda l'immissione di energia in rete. In relazione all'energia assorbita al punto di connessione vale sempre quanto definito dall'articolo 2, paragrafo 2.1 dell'Allegato A60 al Codice di rete, a meno che il punto di connessione sia in bassa o media tensione e condiviso con altre unità di consumo, in tale caso l'energia prelevata viene considerata come assorbita da un'unità di consumo.

In seguito alla delibera in oggetto è stata resa obbligatoria l'installazione di apparecchiature di misura bidirezionali (aggiornando l'impianto entro il 31 dicembre scorso per i sistemi preesistenti) nel caso di sistemi di accumulo collocati lato produzione.

Le modalità e le configurazioni secondo le quali possono essere installati tali sistemi presso impianti di produzione di energia sono definite invece dagli ultimi aggiornamenti delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21. Con riferimento a queste si possono dividere i sistemi di accumulo, in base all'origine dell'energia che li alimenta, in sistemi che possono essere alimentati esclusivamente dall'impianto presso cui sono installati (*monodirezionali*) oppure in sistemi che possono alimentarsi anche assorbendo energia dalla rete (*bidirezionali*). In alternativa si possono individuare a seconda della posizione in cui sono installati distinguendoli in accumuli *lato produzione*, che si trovano tra l'impianto di produzione e il misuratore di energia prodotta, oppure in sistemi *post produzione* se localizzati tra il misuratore di energia prodotta e quello dell'energia scambiata con la rete. Il CEI ha aggiornato le Norme precedentemente indicate per definire:

- lo schema di connessione dei sistemi d'accumulo con relativi apparati di misura e protezione;
- i servizi di rete che lo storage potrebbe rendere disponibili dal punto di vista tecnico, distinguendoli dai servizi necessari esclusivamente all'impianto dell'utente.
- le capability del sistema di accumulo;
- le prove necessarie per attestare la capacità di erogare i predetti servizi di rete.

In tale aggiornamento è importante sottolineare come ai fini delle regole tecniche di connessione gli utenti attivi con impianto di produzione (e/o con eventuale accumulo) di potenza nominale fino a 10 kW sono considerati come gli utenti passivi. Tale punto forse in futuro potrà venire modificato con l'obiettivo di sfruttare appieno il potenziale rappresentato dalle piccole unità di generazione e accumulo distribuite capillarmente, come potrebbero essere le utenze domestiche, il tutto nell'ottica di espandere il concetto di Smart Grid ad esempio alla rete sottesa ad una cabina primaria (CP).

Un sistema di accumulo, secondo la norma, deve fornire i seguenti servizi di rete:

- regolazione della potenza attiva;
- per quanto riguarda la limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n e il funzionamento in sovralfrequenza deve essere in grado di interrompere l'eventuale ciclo di scarica in atto e attuare, compatibilmente con lo stato di carica del sistema, un assorbimento di potenza attiva (tale funzione deve essere escludibile);
- in condizioni di funzionamento in sottofrequenza deve essere in grado di interrompere l'eventuale ciclo di carica in atto ed attuare, compatibilmente con lo stato di carica del sistema, una erogazione di potenza attiva (questa funzione deve essere escludibile);
- partecipazione al controllo della tensione una volta asserviti ad una regolazione centralizzata operando secondo i segnali esterni emessi a cura del Distributore. L'attivazione di tale servizio è subordinata alla disponibilità di una regolamentazione definita dall'AEEGSI.

In relazione all'attuale panorama normativo, il GSE (Gestore Servizi Elettrici) ha specificato in un suo comunicato del 20 settembre 2013 che per quanto riguarda l'ipotesi di installare sistemi di accumulo su impianti di produzione che sono stati ammessi a godere degli incentivi

"non è consentita alcuna variazione di configurazione impiantistica che possa modificare i flussi di potenza prodotta e immessa in rete dal medesimo impianto, come ad esempio la ricarica di sistemi di accumulo tramite l'energia elettrica prelevata dalla rete."

Ne consegue che sui "vecchi" impianti incentivati al momento è possibile sfruttare un eventuale storage solo con fini di massimizzare l'autoconsumo e che, a meno di nuove direttive, questi non potranno partecipare ad un mercato dei servizi di dispacciamento ma saranno soggetti solo ad azioni di telesecco o taglio dell'immissione in rete. Per maggiori dettagli si rimanda a [4] all'Articolo 6.

3.2 POSSIBILI APPLICAZIONI DEI SISTEMI DI ACCUMULO

Di seguito sono elencate tutta una serie di possibili applicazioni delle quali può essere incaricato un sistema di accumulo. Tali impieghi, a seconda dei casi, possono coesistere (si rimanda al punto 3.3) o meno in una stessa unità di ES, ma non è lo scopo di questo documento indagare approfonditamente su tutte le possibili combinazioni, per questo se ne fa solo un breve accenno.

3.2.1 Electric Energy Time Shift

L'uso di sistemi di accumulo permette lo spostamento temporale degli assorbimenti di energia elettrica tramite una routine di carica, nei momenti in cui il costo dell'energia elettrica è più basso, e di scarica, nei periodi di alto carico, in modo da trarre vantaggio dal differenziale tra i prezzi di

acquisto e vendita dell'energia. Il soggetto che opera è di solito una utility o un grossista.

I sistemi di accumulo progettati per tali applicazioni presentano valori tipici della durata di scarica che variano tra le 2 e le 8 ore in modo da permettere alla batteria di erogare energia in rete nelle ore di picco giornaliero. È fondamentale che il sistema di accumulo abbia un rendimento di carica/scarica molto elevato e bassi costi variabili.

Riteniamo però che tale tipo di applicazione debba essere subordinata al beneplacito del TSO/DSO che si deve assicurare preventivamente che la presenza di un tale sistema non generi problemi di congestione sulla rete e, nel caso, ponga dei vincoli alle fasi di carica/scarica. Inoltre è da valutare caso per caso la sostenibilità economica di un investimento di questo tipo.

Si consideri comunque che spesso le ore di picco del carico elettrico coincidono con i periodi in cui i costi legati alla potenza installata (demand charge) sono più elevati, ne consegue che questa applicazione presenta delle ottime sinergie con il servizio di "demand charge management" ed "electric service reliability". Inoltre, a seconda dei momenti in cui l'accumulo è chiamato ad erogare/assorbire energia in rete, l'applicazione è compatibile anche con il servizio di "upgrade deferral".

3.2.2 Time-of-use Energy Cost Management

Con il medesimo principio espresso al punto precedente se il soggetto corrisponde all'utente finale si parla, più propriamente, di "time-of-use energy cost management". Sebbene il cliente finale ottenga dei vantaggi economici dall'utilizzo di sistemi di accumulo per lo spostamento del proprio diagramma di carico è probabile che le problematiche legate all'approvvigionamento e al progetto del sistema di accumulo, ai costi per le procedure di connessione alla rete e disbrigo pratiche siano troppo impegnative ed onerose per tale soggetto. La creazione di soggetti "aggregatori", con la funzione di raggruppare più utenti finali in modo da garantire un risparmio nel dimensionamento del sistema di accumulo, può rappresentare una soluzione a tale problema.

3.2.3 Electric Supply Capacity

Con un comportamento simile a quello del punto precedente è possibile pensare di equalizzare i flussi di energia in aree con capacità di generazione limitata; quindi l'accumulo può essere usato per differire nel tempo l'installazione di nuovi impianti per aumentare la capacità di generazione della porzione di rete considerata. La determinazione della durata di scarica dell'accumulo non è univoca e dipende dalla specifica circostanza, generalmente si possono considerare durate variabili dalle 2 alle 6 ore.

In questo caso saranno le esigenze di rete a prevalere nella formazione del profilo di carica, facendo passare in secondo piano il monitoraggio del prezzo dell'energia. La valutazione del beneficio deve essere effettuata considerando il costo evitato per l'installazione di un'unità di generazione.

3.2.4 Load Following

Lo scostamento tra la potenza prodotta e quella richiesta dal carico può comportare delle variazioni della frequenza di rete rispetto al suo valore

nominale: queste sono tanto maggiori quanto più elevato è lo scarto tra i due valori di potenza. Per questo motivo si rende necessario variare la potenza generata in ogni istante con l'obiettivo di seguire la potenza richiesta dal carico. I servizi di inseguimento del carico si possono distinguere in due tipologie come riportato anche in Fig.6:

- *load following up* quando è necessario aumentare la potenza generata per far fronte ad un incremento del carico;
- *load following down* quando è necessario ridurre la potenza generata per far fronte ad un calo del carico.

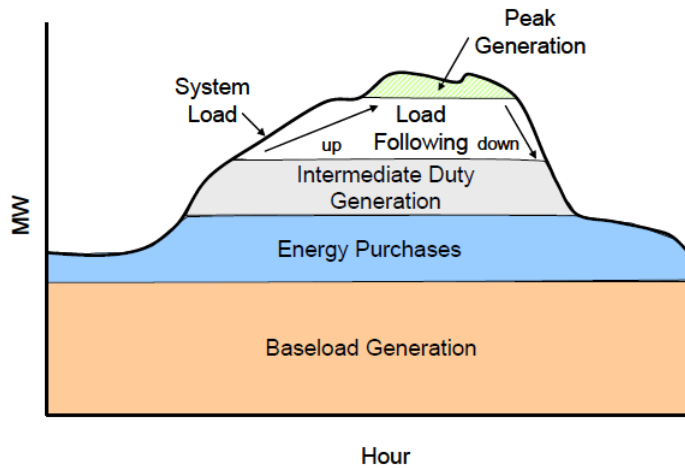


Figura 6: Esempio di diagramma di carico e suddivisione dell'apporto di potenza. Immagine ricavata da [1].

Con riferimento alla generazione tradizionale nel primo caso alcune unità di generazione vengono, di regola, fatte funzionare a carico parziale per avere capacità di produzione disponibile ad aumentare ove richiesto. Nel secondo caso invece le unità di generazione funzionano inizialmente a potenza massima e successivamente riducono la potenza erogata in modo da compensare il calo del carico. È importante sottolineare come il funzionamento di una centrale in regime di carico parziale risulta meno efficiente rispetto al funzionamento a potenza nominale in quanto richiede un maggior consumo di combustibile a parità di energia prodotta e dà luogo a più frequenti interventi manutentivi.

I sistemi di accumulo, invece, si adattano bene a tale tipo di funzionamento con una modesta riduzione delle prestazioni, rispondendo con prontezza alle richieste del sistema elettrico. L'accumulo usato per applicazioni di inseguimento del carico deve possedere caratteristiche di elevata affidabilità, è spesso associato a sistemi di controllo automatico della generazione e viene dimensionato per una durata di scarica compresa tra le 2 e le 4 ore.

Uno storage può contemporaneamente essere utilizzato contemporaneamente per più applicazioni se le durate di carica e scarica richieste per tali servizi possono essere opportunamente coordinate con quelle relative al funzionamento di "load following". Per esempio, se l'unità di accumulo viene utilizzato anche per servizi di "electric supply capacity", la ricarica della batteria potrà avvenire quando le richieste di carico diminuiscono in quanto gli intervalli di carica e scarica della batteria, per entrambe le applicazioni, possono essere fatti coincidere con un beneficio complessivo maggiore.

3.2.5 Area Regulation

Il servizio di riserva rapida, ovvero area regulation, consiste nel compensare istante per istante le variazioni di carico riducendo lo scostamento tra la potenza prodotta dalle unità di generazione e quella richiesta dal carico in modo da limitare gli scostamenti della frequenza rispetto al suo valore nominale. Tali servizi di regolazione sono di solito forniti dalle unità di generazione convenzionali pronte a modulare la potenza erogata quando richiesto. Quando si è di fronte ad un calo della capacità di produzione nel sistema, per cui le unità di generazione disponibili devono aumentare la potenza prodotta, si parla di "up regulation", viceversa se si ha un eccesso di capacità di generazione, e le unità devono ridurre la potenza generata, si parla di "down regulation".

Come già riportato relativamente al servizio di inseguimento del carico, per le unità di generazione convenzionale in regime il funzionamento a carico parziale o variabile risulta meno efficiente rispetto al funzionamento a potenza nominale. I sistemi di accumulo si rivelano invece adatti a tale scopo purché il sistema di elettronica di potenza scali bene al variare del grado di carico. Inoltre, peculiarità dei sistemi di storage utilizzati per fornire servizi di regolazione, presentano delle prestazioni "doppie" rispetto alla potenza nominale in quanto sono in grado di offrire servizi di regolazione sia durante la carica che durante la scarica.

In termini economici è bene tenere particolarmente conto dell'efficienza dei processi di carica e scarica in questo regime di funzionamento caratterizzato da repentine variazioni del segno di output del sistema d'accumulo, inoltre l'unità di storage deve avere caratteristiche di elevata affidabilità e prontezza di intervento; per questo è spesso associato a sistemi di controllo automatico della generazione. In generale la durata di ogni intervallo di carica/scarica è compresa tra i 15 ed i 30 minuti. Tecnologie come volani, supercapacitori, SMES ed alcuni accumulatori elettrochimici garantiscono elevate velocità di risposta tali che il beneficio ottenibile utilizzando tali sistemi è circa doppio rispetto a quello ottenibile utilizzando tecnologie convenzionali. Sfortunatamente un sistema di accumulo utilizzato per fornire servizi di regolazione non può essere facilmente utilizzato simultaneamente per erogare altre funzioni. Una particolare applicazione in questi termini potrebbe essere quella di predisporre uno storage opportunamente dimensionato in cabina primaria con la funzione di mantenere il profilo di scambio con la rete di trasmissione aderente a quello previsto in fase di programmazione.

3.2.6 Electric Supply Reserve Capacity

Per garantire il regolare funzionamento del sistema elettrico è necessario che vi siano delle unità di riserva pronte ad erogare potenza nel momento in cui una parte delle unità di generazione dovesse andare offline a causa di guasti o manutenzione. Queste unità vengono classificate in tre diverse tipologie:

- *riserva rotante* offerta da gruppi di generazione, mantenuti a grado di carico parziale, tenuti costantemente online pronti ad intervenire in caso di necessità entro pochi secondi dalla richiesta;
- *riserva supplementare* costituita invece da unità di generazione offline, o da carichi regolabili, in grado di compensare il deficit di potenza entro 10 minuti dalla richiesta;

- *riserva di backup* costituita da unità di produzione in grado di rispondere entro 1 ora dal momento della richiesta.

Chiaramente, in presenza di una contingenza in una unità di generazione, verrà prima chiamata ad intervenire la riserva rotante, successivamente le unità di riserva supplementare ed infine le unità di backup.

Anche per questo genere di servizi ci si potrebbe affidare a sistemi di storage energetico dotati di capacità di accumulo sufficientemente elevata in modo da fornire energia alla rete per almeno un'ora; devono essere sufficientemente affidabili ed in grado di rispondere prontamente ai segnali di controllo. Un sistema di accumulo progettato per fornire servizi di electric supply reserve capacity si presta a delle ottime sinergie con le altre applicazioni per vari motivi tra i quali spiccano:

- il fatto che la maggior parte del tempo in cui l'accumulo è utilizzato per fornire servizi di riserva non è chiamato ad erogare energia in rete (in tale senso è bene però gestire opportunamente altre azioni in modo da non andare ad inficiare sul compito primario qualora fosse chiamato in causa);
- se l'accumulo in un determinato istante è in fase di carica, esso è in grado di fornire due volte la sua capacità di riserva in quanto può simultaneamente interrompere il processo di carica ed iniziare il processo di scarica;
- nel caso in cui fosse disponibile un "mercato dell'ora prima" per i servizi di riserva, il DSO/TSO può decidere in tempo reale se utilizzare il sistema di accumulo per erogare servizi di riserva o per qualche altra applicazione a seconda della convenienza economica.

Il beneficio ottenibile utilizzando un sistema di accumulo per fornire servizi di electric supply reserve capacity è relativamente modesto comparando i costi relativi all'installazione di un'unità di generazione convenzionale con quelli di un impianto di accumulo preposti a tale scopo. Nonostante ciò tale applicazione potrebbe risultare appetibile se utilizzata in concomitanza con altri servizi.

3.2.7 Voltage support

Storicamente sono le unità di generazione rotanti ad avere il compito di regolare la tensione sul sistema elettrico fornendo il valore di potenza reattiva necessario per mantenere la tensione di rete all'interno dei valori consentiti, ma con le ultime modifiche alle normative anche le unità che si interfacciano tramite inverter devono essere predisposte a farlo. I sistemi di accumulo distribuiti nella rete possono essere sfruttati per tale scopo in quanto sono in grado di produrre potenza reattiva (compatibilmente con la capability dell'inverter) là dove richiesto, evitando in tal modo i problemi legati alla trasmissione della potenza reattiva su lunghe distanze. In genere un sistema usato per fornire servizi di regolazione della tensione deve essere caratterizzato da tempi di risposta dell'ordine di pochi secondi ed in grado di alimentare carichi per tempi variabili da alcuni minuti fino ad un'ora. Fortunatamente qualsiasi storage dotato di opportuni margini di capability può contemporaneamente fornire servizi che impiegano potenza attiva e di regolazione della tensione, senza la necessità di installarne di appositi.

3.2.8 Transmission Congestion Relief

Un'altra funzione cui possono essere dedicati i sistemi di accumulo è la riduzione dei sovraccarichi del sistema di trasmissione che si presentano in concomitanza di periodi di picco del carico elettrico. Questi sovraccarichi localizzati nel sistema di trasmissione comportano maggiori oneri legati sia all'aumento dei costi per accedere alla rete di trasmissione, sia alla necessità di prevedere soluzioni in grado di aumentare la capacità di trasporto delle porzioni di rete interessate dal sovraccarico. Un sistema di accumulo utilizzato per tale scopo deve essere necessariamente posizionato a valle rispetto alla porzione di rete interessata dal sovraccarico; il principio di funzionamento è sempre quello di assorbire energia durante i periodi di basso carico per riversarla successivamente in rete durante i periodi di sovraccarico. La durata di scarica per il dimensionamento in queste occasioni non è facilmente determinabile poiché il sistema può essere chiamato a produrre energia per tempi limitati più volte durante l'anno o per tempi maggiori con poche occorrenze durante l'anno.

3.2.9 Transmission and Distribution Upgrade Deferral

Idealmente i sistemi di accumulo possono essere sfruttati per differire nel tempo la realizzazione di opere di potenziamento della rete di trasmissione e distribuzione. La cosa è fattibile fintanto che una porzione di rete è soggetta a carico di picco solo per alcuni periodi dell'anno portando il grado di carico delle linee prossimo alla capacità di trasporto della rete (o la supera di poco). In questo caso l'installazione di sistemi di accumulo distribuiti a valle dei punti di sovraccarico della rete può alleggerire il grado di carico quando necessario consentendo il rinvio delle opere di rinforzo. Potenzialmente ciò si tradurrebbe anche in una riduzione dei costi dell'energia elettrica per gli utenti finali, in un migliore sfruttamento delle risorse disponibili, nella possibilità di reinvestire il capitale risparmiato in altri interventi e in una riduzione dei rischi finanziari. Dato che i valori più elevati del carico elettrico si raggiungono solamente per pochi giorni l'anno e solo alcune ore al giorno, un sistema di accumulo dimensionato per fornire tali servizi rimarrà sfruttato in tali termini poco tempo all'anno e quindi potrà essere adoperato per altre applicazioni durante il resto del tempo.

La durata di scarica degli storage usati per tale servizio devono essere sufficientemente lunghe in modo da permettere l'alimentazione dei carichi critici per tutto il tempo necessario, in genere una durata media di scarica pari a 6 ore può essere sufficiente.

Per quanto detto un sistema di accumulo utilizzato per il differimento di opere di potenziamento della rete può utilmente essere sfruttato anche per applicazioni come "electric energy time shift", "electric supply capacity" ed "electric supply reserve capacity".

3.2.10 Demand Charge Management

Il costo dell'elettricità pagato da un utente finale dipende sia da un costo variabile, espresso in €/kWh di energia assorbita, sia da un costo fisso che dipende dalla potenza installata; spesso le aliquote di costo proporzionali alla potenza vengono calcolate ogni mese sulla base della massima richiesta di potenza. I sistemi di accumulo possono essere utilizzati dall'utente finale per ridurre l'aliquota di costo legata alla potenza installata (demand charge)

riducendo il flusso di potenza durante specifici intervalli di tempo coincidenti con i periodi di picco del carico elettrico. L'accumulo viene perciò caricato durante gli intervalli in cui i costi legati alla potenza sono bassi o nulli e scaricato quanto i costi legati alla potenza assorbita sono più elevati. Il vantaggio ottenuto consiste pertanto nella riduzione dei costi complessivi dovuti ad una variazione della potenza assorbita nei diversi intervalli della giornata.

Dato che spesso le ore di picco del carico elettrico coincidono con i periodi in cui i costi legati alla potenza installata sono più elevati, gli accumuli con questa scopo si prestano ad uno sfruttamento in tali termini sinergicamente a servizi di "time-of use energy cost management". Inoltre si può sfruttare in contemporanea a servizi quali "electric service reliability", "renewable capacity firming" e "electric energy time shift application". Riducendo i picchi di assorbimento questa applicazione ha effetti simili a quelli di accumuli progettati per rinviare interventi di rinforzo della linea su cui si trova.

3.2.11 Electric Service Reliability

Gli storage utilizzati per aumentare l'affidabilità del servizio elettrico hanno la funzione di prolungare l'alimentazione di alcuni carichi critici in presenza di un disservizio sulla rete (superiore ad alcuni secondi) consentendo uno spegnimento graduale o la commutazione dell'alimentazione su un dispositivo di generazione locale d'emergenza. Essenziale è quindi l'affidabilità e che la durata di scarica, a seconda del tipo di carico, vari da alcuni minuti fino ad un'ora. Se il sistema di accumulo ha durata di scarica sufficiente, esso può essere utilizzato contemporaneamente per altre applicazioni fatta eccezione per i servizi di "area regulation" e di "transmission support". Utilizzando sistemi di accumulo è possibile ottenere un beneficio che consiste nella riduzione delle perdite finanziarie associate alle contingenze che hanno luogo nel sistema elettrico. Il beneficio conseguibile è fortemente dipendente dalla tipologia dell'utente finale e si applica, in particolare, alle utenze commerciali ed industriali per le quali un disservizio può causare perdite significative.

3.2.12 Renewable Energy Time Shift

Alcune fonti di energia rinnovabile producono una porzione significativa di energia elettrica durante le ore di basso carico (soprattutto l'eolico durante la notte), quando i prezzi di vendita dell'energia sul mercato elettrico sono generalmente più bassi. Usare un sistema di accumulo in sinergia con impianti a fonte rinnovabile può aiutare ad aumentare il vantaggio economico derivante dalla vendita dell'energia prodotta dall'impianto accumulando energia elettrica durante i periodi in cui il costo dell'energia elettrica è basso, e riversandola in rete nelle ore di alto carico quando il valore dell'energia è più elevato. I sistemi di accumulo utilizzati con tale scopo possono essere collocati o in prossimità della sorgente di generazione o in prossimità dei carichi da alimentare. In genere è più conveniente posizionarli in prossimità dei carichi in modo che le perdite legate al trasporto dell'energia, dalla sorgente di generazione al carico, si manifestino nelle ore di basso carico, durante la ricarica della batteria. Tale considerazione non è comunque di carattere assoluto, ma deve essere ponderata considerando tutte le caratteristiche della rete su cui si interviene. Le durate di scarica tipiche per tali

applicazioni variano dalle 4 alle 6 ore e dipendono dalla differenza tra le tariffe applicate nei diversi periodi della giornata.

Per valutare il beneficio legato a tale utilizzo è necessario distinguere due diverse sorgenti di generazione rinnovabili:

- impianti di generazione rinnovabile di natura intermittente la cui produzione di energia è variabile nel corso della giornata; tra essi gli impianti eolici, fotovoltaici, mareomotrici e le centrali idroelettriche ad acqua fluente;
- impianti di generazione rinnovabile di tipo non intermittente (per la copertura del carico di base) la cui produzione è mantenuta costante per la maggior parte del tempo, quali le centrali a biomasse, geotermiche e le centrali idroelettriche a serbatoio.

Nel caso ad esempio di una centrale eolica la maggior parte dell'energia è generata durante le ore notturne e nelle prime ore della giornata. Ciò può comportare problematiche legate non solo al minore vantaggio economico legato alla vendita dell'energia prodotta, ma anche ad altri fattori quali le violazioni del carico minimo¹ di una porzione di rete e la necessità di compensare le rapide variazioni dell'energia prodotta da tali fonti. È evidente come l'accumulo di queste quote di energia prodotte nelle fasce di minor carico si prospetti come un'interessante applicazione. Per quanto riguarda un impianto di generazione di tipo non intermittente si può pensare di mantenere più costante il grado di carico dell'impianto ottimizzandone il rendimento e diminuendone la taglia. L'accumulo infatti viene ricaricato durante le ore di basso carico e riversa l'energia in rete durante le ore di picco. In entrambi i casi esaminati l'utilizzo di un sistema di accumulo secondo le modalità sopra esposte può contribuire sensibilmente ad aumentare il vantaggio economico derivante dalla vendita dell'energia prodotta dall'impianto rinnovabile.

3.2.13 Renewable Capacity Firming

I sistemi di accumulo possono anche essere utilizzati per compensare la variabilità della potenza generata da una fonte di energia rinnovabile non programmabile in modo da ottenere un profilo della potenza erogata quanto più possibile costante nel tempo. Un tale utilizzo si differenzia dall'applicazione esaminata nel paragrafo precedente in quanto il livellamento della curva di potenza è direttamente legato ad applicazioni "demand charges management" in quanto riduce le quote di costo correlate alla potenza limitando la necessità di installare nuove apparecchiature di rete, quali trasformatori, linee e nuove unità di generazione. Al contrario, lo sfasamento temporale del diagramma di carico contribuisce ad aumentare il valore dell'energia piuttosto che della potenza, aumentano perciò in questo caso i vantaggi legati alla vendita dell'energia come il contributo alla riduzione delle spese variabili quali il consumo di combustibile, gli interventi di manutenzione, ecc.

L'intermittenza della produzione di una fonte rinnovabile è legata al fatto che la potenza generata può subire delle variazioni brusche nel corso della

¹ Le violazioni del carico minimo di una porzione di rete si manifestano quando la somma dell'energia generata dall'impianto eolico e dalle unità di generazione convenzionali (per la copertura del carico di base) eccede l'energia richiesta dal carico. In tali ipotesi si può intervenire o tagliando una parte della produzione eolica o dissipando il surplus di energia.

giornata come nel caso del passaggio di una nuvola per una centrale fotovoltaica o di una raffica di vento per un impianto eolico. Queste rapide variazioni determinano, a loro volta, variazioni repentine della potenza prodotta da altre unità di generazione che si traducono in un aumento del combustibile utilizzato, frequenti interventi di manutenzione e maggiori emissioni inquinanti in atmosfera. L'utilizzo di sistemi di accumulo in grado di seguire tali rapide variazioni può contribuire a ridurre sensibilmente tali problematiche, inoltre la compensazione della variabilità della potenza generata presenta i maggiori vantaggi se effettuata in corrispondenza delle ore di picco del carico elettrico. Tutto ciò inoltre contribuisce ad una migliore integrazione del parco di produzione da FRNP nel sistema elettrico in quanto ne riduce i disturbi correlati.

Le fluttuazioni della potenza prodotta da una sorgente di energia rinnovabile possono essere classificate in:

- *fluttuazioni di breve durata* che si manifestano in modo casuale nel corso della giornata ed hanno una durata che oscilla da alcuni secondi fino ad alcuni minuti. Nel caso di impianti fotovoltaici le fluttuazioni di breve durata sono causate soprattutto al passaggio di corpi nuvolosi che determinano brusche riduzioni della potenza generata in tempi molto ridotti. Per gli impianti eolici le fluttuazioni di breve durata sono causate dalle variazioni della velocità del vento che hanno luogo durante tutto l'arco della giornata.
- *fluttuazioni di durata giornaliera* che si presentano in modo periodico e regolare durante le 24 ore. Per un impianto fotovoltaico sono legate al percorso del sole durante l'arco della giornata, agli ombreggiamenti non transitori (ad esempio dovuti ad alberi o edifici e montagne) e l'innalzamento della temperatura che determina una riduzione dell'efficienza dei moduli fotovoltaici.

Il dimensionamento in termini di potenza del sistema di accumulo deve tenere conto del massimo scarto tra la potenza generata dall'impianto e la sua potenza nominale e la durata di scarica è di un paio d'ore nel caso di impianti FV e di circa 3 ore nel caso di impianti eolici.

3.3 SINERGIE TRA LE APPLICAZIONI

Dopo aver elencato nei paragrafi precedenti le applicazioni più rilevanti cui si possono prestare dei sistemi di accumulo vengono riassunte in Tab.1 le possibili combinazioni di usi, valutandone la compatibilità.

3.4 LOCALIZZAZIONE OTTIMALE DEI SISTEMI DI ACCUMULO

Prima di optare per un sistema di accumulo è necessario fare un'attenta valutazione tecnico/economica delle diverse soluzioni disponibili e scegliere quella che presenta il minore rapporto costi/benefici, ma è altrettanto importante considerare il punto ottimale per la connessione del sistema di accumulo alla rete. In particolare il problema che si pone è scegliere se effettuare una connessione del sistema di accumulo puntuale, cioè in corri-

Tabella 1: Sintesi della compatibilità tra le diverse applicazioni: O=Ottima, B=Buona, A=Accettabile, S=Scarsa, I=incompatibile

APPLICAZIONE	indice	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Electric Energy Time Shift	(1)													
Time-of-use Energy Cost Management	(2)	I												
Electric Supply Capacity	(3)	O	I											
Load Following	(4)	B	A	B										
Area Regulation	(5)	A	I	S	S									
Electric Supply Reserve Capacity	(6)	B	B	B	B	S								
Voltage Support	(7)	O	O	O	I	S	O							
Transmission Congestion Relief	(8)	O	B	S	S	S	S	B						
Transmission and Distribution Upgrade Deferral	(9)	O	B	O	B	I	S	O	B					
Demand Charge Management	(10)	I	O	I	S	I	B	B	B	B				
Electric Service Reliability	(11)	I	O	I	I	I	I	B	S	S	O			
Renewables Energy Time Shift	(12)	B	B	S	S	S	S	B	B	B	B	B		
Renewables Capacity Firming	(13)	A	B	S	I	S	S	B	B	B	O	B	B	O

spondenza della sorgente di generazione, oppure una localizzazione distribuita nel sistema elettrico. Nel primo caso i vantaggi offerti dal sistema di accumulo si ripercuotono solamente sulla singola sorgente di generazione, nel secondo caso si ripercuotono sull'intero sistema elettrico (o almeno sulla parte della rete elettrica prossima al punto di localizzazione del sistema di accumulo). La localizzazione di un sistema di accumulo in prossimità della sorgente di generazione è una scelta che non effettuerà mai un DSO poiché l'intervento permette solo di ottimizzare la produzione dell'impianto. Tale strategia potrà quindi eventualmente seguirla solo il produttore specifico dopo un'attenta analisi dei costi/benefici o, nel caso dovesse far fronte a nuovi vincoli più stringenti, sull'accuratezza del programma di immissione. Come è noto, una delle possibili applicazioni dei SdA consiste nel livellamento dell'energia richiesta da un carico variabile, o meglio di un carico residuo variabile, spostando gli assorbimenti di energia da un periodo di alto carico ad uno di basso carico. Se il livellamento viene effettuato in corrispondenza del singolo carico, il sistema elettrico nel suo complesso non ne gioverebbe in maniera rilevante; la cosa infatti potrebbe rivelarsi poco efficiente nel caso che, ad esempio, coincidesse la presenza di un sistema di accumulo completamente carico ed un altro (situato in corrispondenza di un diverso carico) completamente scarico. Vi sarebbero inevitabilmente delle perdite nel processo di carica e scarica dei due sistemi di accumulo (riduzione dell'efficienza complessiva) ed un aumento del costo complessivo del sistema di accumulo. Tali inefficienze potrebbero essere ridotte se si scegliesse di utilizzare un unico sistema di accumulo di capacità maggiore localizzato in una posizione intermedia tra i due carichi variabili, infatti la richiesta di carico tra più sistemi aggregati risulta sempre più livellata rispetto ai singoli carichi. Ciò che conviene quindi è considerare in un unico aggregato l'intero carico residuo del sistema elettrico includendo tutti i carichi, i generatori e gli eventuali sistemi di accumulo, ricercando così la massima efficienza del sistema nel suo complesso al minimo costo.

Vi sono alcune eccezioni al ragionamento sulla delocalizzazione dei sistemi di accumulo descritto sopra. Ad esempio quando è più conveniente condividere l'utilizzo di costosi componenti tra diverse applicazioni, come nel caso di sistemi di accumulo termico e impianti solari a concentrazione. Un'altra eccezione si ha quando l'impianto di produzione (es. eolico) è connesso alla rete in corrispondenza di un nodo debole del sistema elettrico: ciò introduce problemi di Power Quality e di stabilità. In questo caso è più ragionevole predisporre un ES dedicato in prossimità della centrale per ridurre tali problematiche. Un intervento in questa direzione potrebbe servire a differire nel tempo la realizzazione di nuove linee. Naturalmente questa non rappresenta una soluzione definitiva e/o sempre applicabile in quanto in caso di forti sovraccarichi è più ragionevole pensare di irrobustire l'infrastruttura.

Parte II

AMBIENTE DI SIMULAZIONE

4

IL PROGETTO ATLANTIDE

Il presente lavoro si inserisce tra gli sviluppi derivanti dall'eredità di quanto svolto con il progetto Atlantide (Archivio TeLemAtico per il riferimento Nazionale di reTI di Distribuzione Elettrica) che *"...nasce dall'esigenza di fornire una piattaforma comune per coloro i quali si occupano dello studio e dell'innovazione nell'ambito delle reti di distribuzione e di promuovere lo sviluppo di componenti innovativi e strategie di gestione che possano promuovere lo sviluppo della Generazione Distribuita e quindi delle Risorse Rinnovabili. Il gruppo di partecipanti annovera i Dipartimenti del campo dei Sistemi Elettrici delle Università di Cagliari, Napoli e Padova. La presenza di un partner industriale, Enel Ingegneria e Ricerca, che è anche capofila del progetto, garantisce un solido legame con il mondo della distribuzione e delle problematiche ad esso correlate."*¹

Nel corso degli anni è stato sviluppato il tool PF_Matlab che si è arricchito di vari strumenti per effettuare simulazioni su reti di distribuzione, in particolare sono stati introdotti i tools ADS (Active Distribution System) e DADS (Distributed Active Distribution System) che eseguono regolazioni sulla rete permettendo la risoluzione di contingenze di vario genere secondo due differenti approcci. Il primo sistema simula un meccanismo di gestione centralizzato da parte del DSO, che si avvale delle informazioni derivanti da una rete di distribuzione attiva, per procedere ad un dispacciamento delle risorse distribuite attraverso le infrastrutture di comunicazione, in modo da ottenere soluzioni tecnico-economiche capaci di soddisfare il requisito di economicità nel rispetto dei vincoli tecnici. Il secondo invece è, come dice il nome, di tipo distribuito e si avvale di un meccanismo di libera partecipazione delle utenze ai servizi di rete, quindi il raggiungimento degli obiettivi tecnici non è garantito da un dispacciamento delle condizioni di esercizio delle utenze finali, ma è subordinato alla disponibilità di queste ultime alla fornitura di servizi di rete.

ADS prevede la presenza di sistemi d'accumulo all'interno della rete e questi sono integrati nel meccanismo di regolazione considerandoli di proprietà del DSO, mentre la strategia DADS non era in grado di considerare la presenza di ES e di integrarli nel meccanismo di offerta di fornitura di servizi. È proprio qui che si inserisce la parte di "programmazione" di questo lavoro di tesi.

4.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO DI DADS

La strategia secondo la quale DADS raccoglie le risorse si basa sul principio del token-ring già utilizzato nelle reti informatiche, ovvero un'informazione viene trasmessa da una unità all'altra tramite una sorta di messaggio, definito per l'appunto token, in una struttura ad anello chiuso. Quando un'unità riceve il token (e ha l'autorizzazione ad accedervi) può leggerne e modificarne i dati prima di immetterlo nuovamente in circolo affinché ritorni all'unità mittente.

¹ dalla Home del sito internet relativo al progetto <http://www.progettoatlantide.it> .

Nel caso specifico della gestione di reti elettriche di distribuzione viene scomposto il sistema elettrico in alcune aree di regolazione caratterizzate da simili obiettivi tecnici come in Fig.7 dove, ad esempio, sono identificate in verde le aree per il controllo di tensione e in blu quelle di corrente. Per ogni area viene inviata una richiesta di variazione di potenza, reattiva ed eventualmente attiva, attraverso dei token partendo dal nodo pilota, seguito in cascata dai nodi appartenenti alla stessa area fino al raggiungimento degli obiettivi tecnici fissati.

In DADS la strategia di regolazione si sviluppa quindi nelle seguenti fasi:

1. Coordinamento del variatore sotto carico (OLTC) in cabina primaria attraverso l'acquisizione delle misure remote ai nodi.
2. Verifica della presenza di congestioni nella rete e creazione delle aree di regolazione della corrente per la richiesta di potenza attiva.
3. Definizione delle aree di regolazione della tensione per il coordinamento dei flussi di potenza reattiva attraverso opportuni segnali di richiesta.

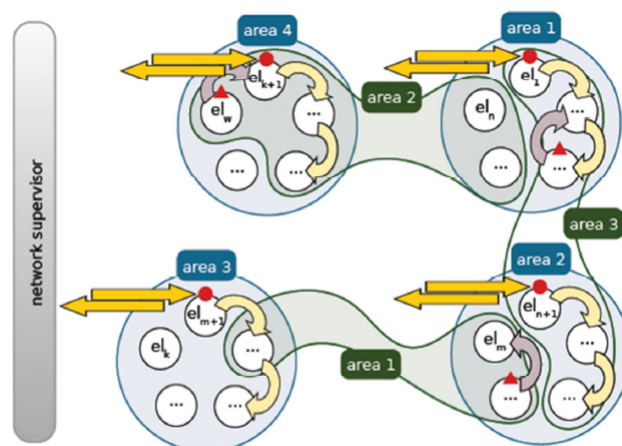


Figura 7: Principio del token-ring

Per ogni generatore e carico presenti nella rete è necessario fornire i relativi profili di disponibilità alla regolazione, associati al relativo costo (i profili sono forniti su base giornaliera), tramite l'apposita libreria di Active Management.

Per i generatori sono definiti i profili di:

- riduzione della potenza attiva;
- aumento della potenza attiva;
- regolazione di potenza reattiva ².

Per i carichi sono definiti i profili di:

- regolazione della potenza attiva.

² La procedura di regolazione della tensione, per quanto simile a quella per la regolazione di corrente, non adotta il meccanismo di domanda/offerta, che è pensato solo per una remunerazione della potenza attiva di regolazione. Per la fornitura di potenza reattiva si ipotizza che le utenze partecipino alla regolazione in quanto servizio di rete.

Questi profili sono poi utilizzati all'interno della procedura di regolazione per definire le utenze in grado di contribuire alla regolazione, dato un prezzo offerto, secondo il seguente meccanismo:

1. la richiesta di potenza (attiva/reattiva) giunge al nodo interessato (secondo il relativo ordine di priorità) con il relativo prezzo offerto che viene ricavato cercando inizialmente il prezzo più basso previsto dalle unità coinvolte;
2. i generatori e i carichi connessi al nodo considerato vengono interrogati richiedendo la quota di variazione di potenza di regolazione;
3. le utenze che hanno un costo uguale al prezzo offerto forniscono la quota di potenza necessaria a soddisfare la richiesta entro i limiti di capability; nel caso che un carico ed un generatore presentino lo stesso prezzo viene data priorità al generatore.

Se alla fine del ciclo di interrogazioni sono state esaurite le risorse disponibili al prezzo proposto, e la contingenza non è stata risolta, il controllore riavvia la procedura aumentando il prezzo offerto al fine di ricercare la quota mancante di potenza tra coloro i quali non sono intervenuti per vincoli economici.

Al fine di integrare in questo processo anche le risorse messe a disposizione da unità di Energy Storage (ES) sono state fatte le considerazioni contenute nel prossimo capitolo.

5

IMPLEMENTAZIONE DELL'ACCUMULO

5.1 PROBLEMA ED APPROCCIO

Basandosi su quanto scritto al punto 3 si è deciso di concentrare l'analisi solo ed esclusivamente su unità di accumulo di grossa entità che godono dell'esclusività di un punto di connessione alla rete. Vengono tralasciati quindi tutti quegli storage installati all'interno di impianti dove trovano posto generatori o generatori e carichi con lo scopo di regolarizzare il flusso di potenza da e verso la rete, ottimizzando la produzione delle unità di generazione e permettendo una maggiore flessibilità del profilo di generazione/assorbimento, migliorando l'eventuale autoconsumo.

A seconda di dove viene posizionato l'accumulo si possono perseguire differenti obiettivi, con riferimento al contenuto del punto 3.2 in questo lavoro di tesi ci si è concentrati principalmente sulle seguenti possibili applicazioni:

- *Seguire un profilo fissato alla Cabina Primaria (CP)* modificando l'andamento reale richiedendo opportune azioni agli accumuli che vanno a "modellare" il profilo. Per fare ciò la scelta più semplice è porre un grosso storage in CP e utilizzare come saldo di riferimento quello totale alla cabina. In questo caso non è possibile determinare a priori un profilo di carica scarica in sede di programmazione, ma viene costruito in tempo reale, a seconda degli scostamenti dal profilo programmato. Dato che l'impiego di storage permette potenzialmente il rispetto di un profilo di scambio in CP precedentemente fissato, si è pensato di cercare un sistema per dimensionare un accumulo da collegare in CP a tale scopo. Così si gettano le basi per uno studio di uno scenario di gestione del mercato elettrico e della rete come proposto nel modello 3 in [3] (nel seguito M3). Per tale accumulo è necessario individuare la capacità, la potenza e il SoC_{iniz} a cui deve attestarsi ad inizio giornata per permettere la compensazione di variazioni dell'insieme carico-generazione della rete MT. Se si mantiene fissa l'ipotesi che a fine giornata il SoC deve essere ritornato al livello iniziale è impossibile affidarsi esclusivamente ad un accumulo, per quanto ben dimensionato dopo un'analisi statistica degli scostamenti, in quanto non si ha nessuna garanzia di poter soddisfare questa ipotesi, anzi sarà particolarmente probabile che, nelle ultime ore della giornata, il gestore dello storage debba ricorrere a delle misure straordinarie per rispettare tale vincolo, venendo però meno la funzione di garantire il profilo. Si rende necessario quindi anche l'intervento di unità produttive dispacciabili per garantire il rispetto di quanto previsto in M3.
- *Ridurne (o annullare) l'ampiezza delle variazioni di potenza attiva* per ridurre gli stress sulla rete e la possibilità che insorgano congestioni, ponendo gli accumuli lungo i feeder che svolgano un'azione di *Electric Supply Capacity* e *Transmission Congestion Relief*. In questo caso sorge però il problema di definirne il profilo di carica da seguire durante la giornata. A tale scopo si è pensato di creare uno script che, a seconda del feeder su cui è installato l'accumulo, calcoli una sorta di

profilo di saldo giornaliero del feeder alla sbarra di partenza come se non fosse presente alcun accumulo. Si è quindi ipotizzato di ricavare da tale curva dei segnali di prezzo dell'energia in vendita e in acquisto nel tempo, costituiti in modo tale da "guidare" la definizione di un profilo di carica per la giornata di un accumulo. Per fare ciò viene prima calcolato il valore medio del saldo semplificato alla sbarra e definita la percentuale di riduzione di scostamento desiderata; in seguito, istante per istante, si ricava la quota di potenza effettivamente richiesta in gioco e la si suddivide proporzionalmente alla taglia degli accumuli, definendo quindi per ognuno di essi il massimo apporto. Ciò permette di evitare, in condizioni di grande penetrazione di accumulo, l'inversione del comportamento della rete (a meno che ciò non sia desiderato). Anche se lo scopo principale è quello di ridurre l'ampiezza delle oscillazioni di potenza sul feeder, o di tendere a seguire un profilo ben determinato, si può pensare di obbligare i proprietari di accumuli al mantenimento di una fascia di capacità di energia in assorbimento o erogazione per partecipare, attraverso un MSD_D, ad eventuali regolazioni necessarie a risolvere le violazioni di vincoli nella rete MT. Tutto ciò si configura in una serie di limitazioni all'interno delle quali il privato può fare le sue considerazioni economiche e valutare un'opportunità di business; analogamente il gestore può ragionare sulla convenienza della presenza in rete di tali unità.

- Indipendentemente dalla maggior parte delle applicazioni che richiedono potenza attiva, se la curva di capability lo permette, sfruttando il controllo dell'inverter un'unità di accumulo può contribuire alla *regolazione della tensione* immettendo o assorbendo potenza reattiva. Tale partecipazione viene considerata come servizio di rete coerentemente con le scelte fatte durante la creazione del sistema di controllo distribuito DADS [2].
- Pur non essendo un vero e proprio servizio si è pensato di valutare anche la funzione di *Electric Time Shift* per comprenderne la reale applicabilità e sostenibilità in combinazione con le effettive esigenze di rete.

Una volta definito il profilo di carica di ogni unità di accumulo è necessario che questo venga letto assieme ai dati tecnici dello storage e che si possa calcolare un prezzo di partecipazione, e con quale apporto, ad un eventuale intervento di regolazione considerando le azioni necessarie per riportarsi a fine periodo alle condizioni di carica previste.

5.2 CURVA DI CAPABILITY

Prima di affrontare qualsiasi questione legata alle prestazioni che si possono richiedere ad un'unità di storage è bene definire i limiti tecnici a cui è soggetta; nello specifico, oltre a considerare i rendimenti di carica e scarica ed i vincoli sullo stato di carica, sono cruciali le limitazioni sulla potenza in grado di mettere in gioco.

Al momento è stato implementato il caso più generale di curva di capability derivante dall'ultimo aggiornamento delle norme CEI 0-16 relativa ad accumulo elettrochimico. Essa dipende dalla combinazione della curva circolare propria di un inverter bidirezionale con quella rettangolare relativa

alla batteria. Ne consegue una limitazione in larghezza pari a $-Q_i + Q_i$ dovuta all'inverter ed una limitazione in altezza pari a $-P_{CMAX} + P_{SMAX}$ ¹ dovuta ai vincoli di potenza attiva rispettivamente in carica e scarica della batteria (Fig.8). Lo script che è stato scritto restituisce i valori estremi di po-

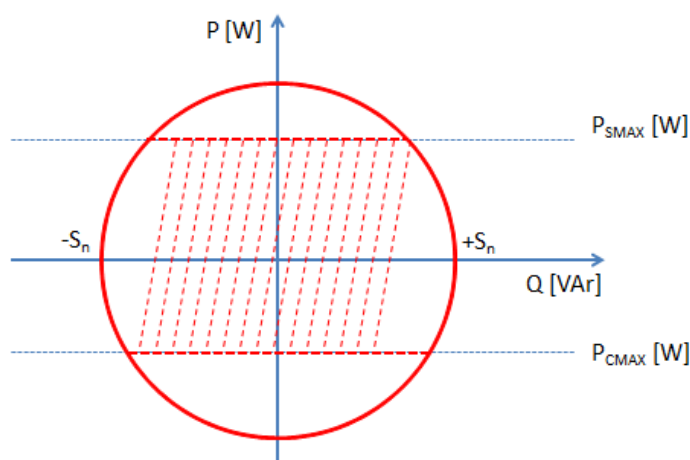


Figura 8: Curva di Capability per un sistema batterie più inverter secondo quanto previsto dalla Norma CEI 0-16.

tenza attiva che l'elemento di accumulo può assorbire/erogare mantenendo inalterata la quota di potenza reattiva messa in gioco dall'inverter e viceversa i valori estremi di reattiva mantenendo inalterata la potenza attiva. In breve (note P , Q e S_n) le operazioni che svolge sono:

- calcolare $Q_{max} = \sqrt{S_n^2 - P^2}$;
- calcolare il modulo $P_{max} = \sqrt{S_n^2 - Q^2}$;
- se $-P_{max} < -P_{CMAX}$ viene posto il limite inferiore pari a $-P_{CMAX}$;
- se $P_{max} < P_{SMAX}$ viene posto il limite superiore pari a P_{SMAX} .

Si è scelto di limitarsi a questa tipologia in quanto altre varianti sono legate ad implementazioni inserite in impianti di produzione, quindi escluse per via dell'approccio deciso inizialmente di studiare solo il caso di storage autonomi. In secondo luogo non si sono implementate le curve presentate nella CEI 0-21, oltre che per la motivazione già addotta, anche per la taglia degli accumuli scelti che richiedono infatti una connessione in MT e non in BT.

5.3 DIMENSIONAMENTO DELL'ES IN CP

Al fine di garantire un determinato profilo di scambio all'interfaccia tra distribuzione e trasmissione si immagina di ragionare partendo da un profilo di scambio (semplificato in quanto trascura le perdite) alla CP ricavato da una simulazione della giornata in oggetto. Questo profilo è quello finale in seguito all'esito di eventuali regolazioni per risolvere congestioni note o violazioni di tensione. L'idea è quella di stimare le caratteristiche in capacità,

¹ Nel seguito della trattazione si tiene conto di ciò attraverso i coefficienti C_{max} e C_{min} tali che $P_{CMAX} = P_n \cdot C_{min}$ e $P_{SMAX} = P_n \cdot C_{max}$.

potenza e SoC_{iniz} di un accumulo per poter far fronte a delle perturbazioni di tale profilo. In questa sede si è lavorato usando una "giornata tipo", ma in sede di valutazioni più accurate è necessario svolgere l'indagine su tutto un anno per aver la certezza che non risulti sottodimensionato.

L'idea di partenza è di determinare E_n e SoC_{iniz} partendo dall'ipotesi che, nelle condizioni peggiori, lo storage in studio deve permettere di compensare una giornata intera di scarica erogando in ogni istante i -esimo una potenza pari a δP_i dove P_i è la potenza istantanea prevista ad ogni istante e δ è un coefficiente compreso tra 0 e 1 che rappresenta l'ampiezza del disturbo. Analogamente deve garantire una potenza in carica δP_i per ogni istante della giornata.

Nota la tecnologia di accumulo che si intende utilizzare si conoscono tutte le caratteristiche tecniche come i rendimenti di carica e scarica (η_{ch} e η_{dis}) in funzione del SoC e profondità la massima di scarica ammessa DoD_{max} .

Per rispettare le condizioni peggiori di carica e scarica descritte precedentemente è necessario che E_n e SoC_{iniz} siano tali da:

$$\begin{cases} SoC_{iniz} \cdot E_n + \Delta t \sum_{i=1}^{nLF} \delta \cdot P_i \cdot \eta_{ch_i} = E_n & (5.1) \\ SoC_{iniz} \cdot E_n - \Delta t \sum_{i=1}^{nLF} \frac{\delta \cdot P_i}{\eta_{dis_i}} = (1 - DoD_{max}) \cdot E_n & (5.2) \end{cases}$$

dove nLF rappresenta il numero di istanti previsti dalla simulazione. Il sistema precedente può essere riscritto mettendo in evidenza E_n come segue:

$$\begin{cases} E_n = \Delta t \frac{\sum_{i=1}^{nLF} \delta \cdot P_i \cdot \eta_{ch_i}}{1 - SoC_{iniz}} & (5.3) \\ E_n = \Delta t \frac{\sum_{i=1}^{nLF} \frac{\delta \cdot P_i}{\eta_{dis_i}}}{SoC_{iniz} - (1 - DoD_{max})} & (5.4) \end{cases}$$

sottraendo (5.4) a (5.3) si ottiene invece

$$\begin{aligned} \Delta t \frac{\sum_{i=1}^{nLF} \delta \cdot P_i \cdot \eta_{ch_i}}{1 - SoC_{iniz}} - \Delta t \frac{\sum_{i=1}^{nLF} \frac{\delta \cdot P_i}{\eta_{dis_i}}}{SoC_{iniz} - (1 - DoD_{max})} &= 0 \\ \frac{1}{1 - SoC_{iniz}} \cdot \sum_{i=1}^{nLF} P_i \cdot \eta_{ch_i} - \frac{1}{SoC_{iniz} - (1 - DoD_{max})} \cdot \sum_{i=1}^{nLF} \frac{P_i}{\eta_{dis_i}} &= 0 \end{aligned}$$

e facendo gli opportuni raccoglimenti si arriva a

$$\sum_{i=1}^{nLF} P_i \cdot \left(\frac{\eta_{ch_i}}{1 - SoC_{iniz}} - \frac{1}{(SoC_{iniz} - (1 - DoD_{max})) \eta_{dis_i}} \right) = 0 \quad (5.5)$$

Sfortunatamente (5.5) è dipendente da due incognite, o meglio, anche se η_{ch_i} e η_{dis_i} sono dipendenti a loro volta da SoC_{iniz} e E_n risulta particolarmente complicato esprimere correttamente questo rapporto all'interno del sistema di equazioni iniziale per trovare una soluzione analitica. Di conseguenza si è preferito ricorrere ad un ciclo iterativo dove, per il primo calcolo, si assume di conoscere i rendimenti istante per istante, indipendentemente dallo stato di carica, e che essi siano costanti per tutto il periodo simulato ($\bar{\eta}_{ch}$ e $\bar{\eta}_{dis}$). Questa scelta consente di semplificare l'equazione (5.5) ottenendo

$$\left(\frac{\bar{\eta}_{ch}}{1 - SoC_{iniz}} - \frac{1}{(SoC_{iniz} - (1 - DoD_{max})) \bar{\eta}_{dis}} \right) \cdot \sum_{i=1}^{nLF} P_i = 0 \quad (5.6)$$

ma questo si può ridurre alla ricerca di

$$\begin{aligned} \left(\frac{\overline{\eta_{ch}}}{1 - SoC_{iniz}} - \frac{1}{(SoC_{iniz} - (1 - DoD_{max})) \overline{\eta_{dis}}} \right) &= 0 \\ (SoC_{iniz} - (1 - DoD_{max})) \overline{\eta_{dis}} \overline{\eta_{ch}} - (1 - SoC_{iniz}) &= 0 \\ SoC_{iniz} (\overline{\eta_{dis}} \overline{\eta_{ch}} + 1) - \overline{\eta_{dis}} \overline{\eta_{ch}} (1 - DoD_{max}) - 1 &= 0 \end{aligned}$$

infine si giunge a:

$$SoC_{iniz} = \frac{\overline{\eta_{dis}} \overline{\eta_{ch}} (1 - DoD_{max}) + 1}{\overline{\eta_{dis}} \overline{\eta_{ch}} + 1} \quad (5.7)$$

Sotto le medesime ipotesi semplificative si ricava da (5.3) un primo valore di E_n pari a:

$$E_n = \frac{\Delta t \cdot \delta \cdot \overline{\eta_{ch}}}{1 - SoC_{iniz}} \cdot \sum_{i=1}^{nLF} P_i \quad (5.8)$$

Con i valori approssimati di SoC_{iniz} e E_n , e note le potenze P_i , è possibile calcolare una prima serie di rendimenti istantanei che tengano conto dello stato di carica. Determinati questi viene calcolata una seconda approssimazione di SoC_{iniz} e E_n usando le formulazioni più corrette dove la prima equazione deriva da (5.5) e la seconda coincide con (5.3). Nel dettaglio si ha da (5.5) che

$$\delta \sum_{i=1}^{nLF} P_i \cdot \frac{SoC_{iniz} (\eta_{dis_i} \eta_{ch_i} + 1) - \eta_{dis_i} \eta_{ch_i} (1 - DoD_{max}) - 1}{(1 - SoC_{iniz}) (SoC_{iniz} - 1 + DoD_{max}) \eta_{dis_i}} = 0$$

Per questioni fisiche sia le singole P_i che il denominatore sono sempre positive e lo stesso vale per δ , ne consegue che la ricerca di ciò che azzerava l'equazione si può limitare a

$$SoC_{iniz} \sum_{i=1}^{nLF} P_i \frac{\eta_{dis_i} \eta_{ch_i} + 1}{\eta_{dis_i}} - \sum_{i=1}^{nLF} P_i \frac{\eta_{dis_i} \eta_{ch_i} (1 - DoD_{max}) + 1}{\eta_{dis_i}} = 0$$

che riscritto in funzione di SoC_{iniz} dà:

$$SoC_{iniz} = \frac{\sum_{i=1}^{nLF} P_i (\eta_{dis_i} \eta_{ch_i} (1 - DoD_{max}) + 1)}{\sum_{i=1}^{nLF} P_i (\eta_{dis_i} \eta_{ch_i} + 1)} \quad (5.9)$$

Grazie a questi dati è possibile avere un'idea della capacità che deve caratterizzare l'accumulo con funzioni di compensazione degli scarti di potenza rispetto al profilo programmato. Si può quindi pensare di effettuare uno studio di tipo statistico che permetta di correlare il coefficiente δ , usato per dimensionare lo storage, con ad esempio la deviazione standard σ che caratterizza la dispersione di probabilità legata alle perturbazioni dei profili di carico/generazione usati in sede di programmazione.

5.3.1 Disturbo profili di potenza

Per simulare una distribuzione casuale di disturbi al profilo di scambio programmato è stata introdotta una funzione di disturbo casuale dei profili di potenza dei singoli generatori e carichi. Ciò si ottiene tramite un ulteriore coefficiente moltiplicativo per ogni generatore e carico presenti, creato in maniera casuale sfruttando le funzioni di Matlab[®] opportunamente combinate. Tale insieme di coefficienti ha una distribuzione probabilistica assimilabile ad una gaussiana con le code tronche, con valore medio μ pari a 1 ed

estremi (simmetrici) pari a 0 e 2. Per regolare la dispersione dei coefficienti attorno al valore medio si interviene sulla deviazione standard σ tenendo conto che, dalla letteratura, statisticamente la distribuzione di probabilità si può suddividere, in funzione di σ , nelle fasce indicate in Tab.2.

Tabella 2: Range di probabilità in una distribuzione Gaussiana

P	Intervallo
68.3%	$\mu - 1\sigma < x < \mu + 1\sigma$
95.5%	$\mu - 2\sigma < x < \mu + 2\sigma$
99.7%	$\mu - 3\sigma < x < \mu + 3\sigma$

5.4 PROFILO DI CARICA PER ES LUNGO FEEDER

Nell'ipotesi semplificativa di ignorare le perdite e la disposizione delle varie unità di accumulo all'interno di ogni feeder, si usano gli strumenti di Atlantide per ottenere il profilo temporale di scambio con la sbarra in CP più l'entità di eventuali interventi di regolazione della rete MT ed il prezzo totale riconosciuto.

5.4.1 Creazione delle fasce di azione desiderata

Puntando a ridurre l'ampiezza delle variazioni lungo il feeder si può ragionevolmente pensare di contenere rischi di congestioni e/o superamento vincoli di tensione; questa soluzione si presenta anche più "scalabile" con l'aumentare della capacità totale di accumulo installata. Il punto di partenza è quindi confrontare istante per istante il valore medio di potenza scambiato alla sbarra (convenzionalmente il feeder come un carico) \bar{P}_S con il valore istantaneo P_S^k ricavando il tipo di azione richiesta: se $P_S^k < \bar{P}_S$ il DSO desidererebbe un'azione in carica, in quanto il feeder sta erogando energia dalla rete MT verso la CP, viceversa una in scarica se $P_S^k > \bar{P}_S$. Anticipando i risultati delle simulazioni si può vedere in Fig.9 ed in Fig.10 l'individuazione delle fasce di intervento per due casi studio. Per tenere traccia di ciò vengono creati due vettori:

1. \mathbf{b}_{dis} relativo alle fasce ove il DSO desidera un'azione in scarica, è composto da coefficienti pari a 1 per gli istanti nei quali ciò deve accadere e 0 in tutti gli altri. Nel caso di scenario incentivato gli elementi non nulli saranno > 1 per aumentare il guadagno da vendita attraverso il meccanismo che viene spiegato nel paragrafo successivo.
2. \mathbf{b}_{ch} relativo alle fasce ove il DSO desidera un'azione in carica, è composto da coefficienti pari a 1 per gli istanti nei quali ciò deve accadere e 0 in tutti gli altri. Nel caso di scenario incentivato gli elementi non nulli saranno < 1 per diminuire la spesa d'acquisto attraverso il meccanismo che viene spiegato nel paragrafo successivo.

Naturalmente negli istanti dove è prevista un'azione è escluso che sia prevista anche quella opposta; il risultato per un caso particolare (privo di meccanismi incentivanti) può essere riassunto come segue:

$$\mathbf{b}_{dis} = [000000001111111110000000]$$

$$\mathbf{b}_{ch} = [11111111000000000000111111]$$

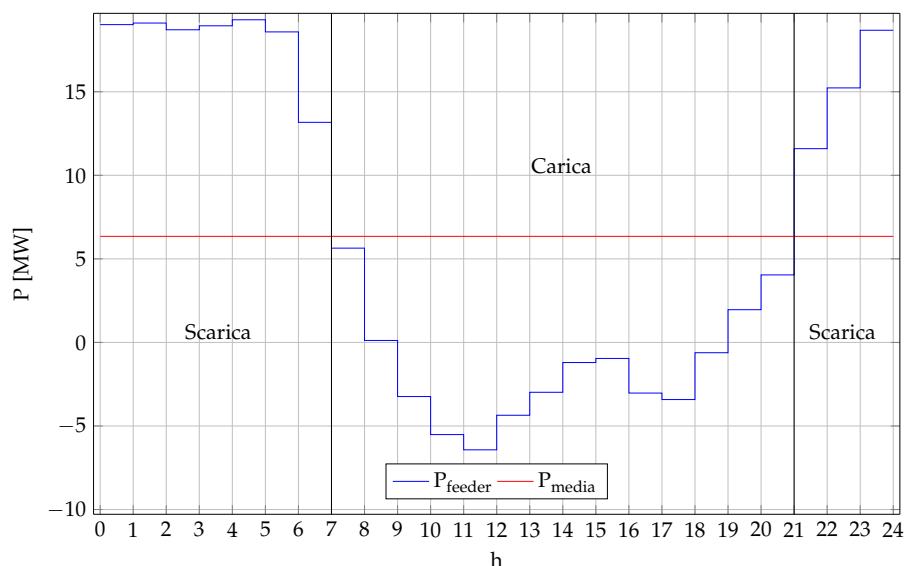


Figura 9: Saldo del feeder 1 convenzionato da carico e relative fasce d'intervento desiderate per l'accumulo (caso rete fortemente attiva e non dimensionata con criterio fit&forget).

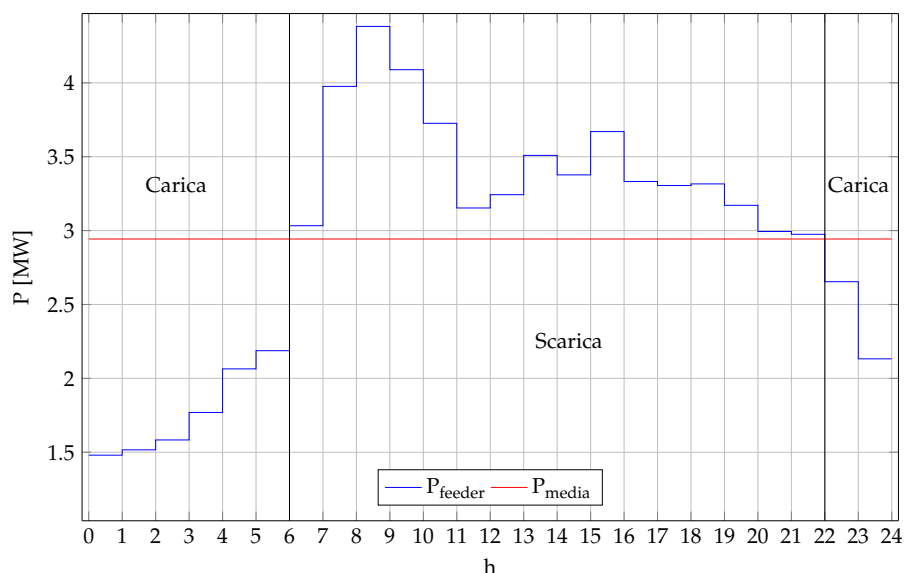


Figura 10: Saldo del feeder 1 convenzionato da carico e relative fasce d'intervento desiderate per l'accumulo (caso rete debolmente attiva e dimensionata con criterio fit&forget).

Il vettore che sintetizza il tutto è dato dalla differenza dei due precedentemente citati:

$$\mathbf{b}_{\text{ sintesi }} = \mathbf{b}_{\text{ dis }} - \mathbf{b}_{\text{ ch }}$$

È stata scelta questa convenzione di segni in quanto la fase di scarica rappresenta per il proprietario dell'accumulo un momento di guadagno (flusso di cassa positivo) mentre la fase di carica è un momento di spesa (flusso di cassa negativo).

Contestualmente a questi passaggi è necessario che venga creato anche il "segnale" che istruisca sui limiti della potenza massima in carica o in

scarica istante per istante. Per fare ciò si ipotizza di distribuire il compito di ridurre il ΔP rispetto al valore medio \bar{P}_{CP} proporzionalmente alla potenza massima in scarica e in carica tra le varie unità di storage. Si ottiene così un coefficiente ≤ 1 per ogni istante k che viene registrato rispettivamente nei vettori:

$$\begin{aligned} & \mathbf{b}_{\text{lim-dis}} \\ & \mathbf{b}_{\text{lim-ch}} \end{aligned}$$

A differenza di \mathbf{b}_{ch} e \mathbf{b}_{dis} che sono vettori di informazioni di validità generale questi ultimi due devono essere calcolati per ogni unità.

5.4.2 Creazione delle fasce di prezzo

Si consideri un vettore composto dai prezzi specifici orari riconosciuti ad un venditore di energia $\mathbf{p}_{\text{ven}} = [p_1 \cdots p_n]$ dove la dimensione è legata all'arco temporale considerato (tipicamente 24h) e l'intervallo Δt che intercorre tra un istante considerato dalla simulazione e quello successivo (tipicamente 1h), di uguale struttura è il vettore dai costi specifici orari per l'acquisto di energia (solitamente uguale al prezzo zonale) $\mathbf{c}_{\text{acq}} = [c_1 \cdots c_n]$. Tali vettori vengono moltiplicati elemento per elemento con quelli che definiscono le fasce di azione desiderata e poi sommati ottenendo un nuovo vettore che sintetizza voci economiche e tipologia di azioni desiderate.

$$\mathbf{e}_{\text{sintesi}} = [\mathbf{p}_{\text{ven}} * \mathbf{b}_{\text{dis}} + \mathbf{c}_{\text{acq}} * \mathbf{b}_{\text{ch}}]$$

5.4.3 Ricerca del profilo di massimo guadagno

L'obiettivo prefissato è massimizzare il guadagno; per fare ciò è possibile sfruttare la function di Matlab[®] `linprog` che permette di minimizzare la funzione lineare

$$g'(\mathbf{x}) = \mathbf{e}_{\text{sintesi}} \cdot \mathbf{x} \quad (5.10)$$

dove $\mathbf{x} = [x_1 \cdots x_n]$ e l'elemento x_i rappresenta la quota di energia assorbita o erogata all'istante i . Per ottenere la massimizzazione della funzione in oggetto si sfruttano opportunamente i vincoli necessari e la convenzione che l'energia in scarica $x_{\text{dis}} < 0$ e quella in carica $x_{\text{ch}} > 0$, in questo modo vengono massimizzate le voci di guadagno (che per quanto assunto risultano negative) e minimizzate quelle di spesa (che invece risultano positive). Il guadagno effettivo è invece pari $g(\mathbf{x}) = -g'(\mathbf{x})$.

Per comprendere come sono stati costruiti i vincoli applicati al problema di programmazione lineare appena descritto è opportuno chiarire come vengono poi impiegate le quote di energia ricavate.

1. Il primo passo consiste nel definire un profilo piano del SoC per tutto l'arco temporale considerato il cui valore costante è dato dalla media $0.5(DoD_{\text{max}} - b_{\text{max}} - b_{DoD}) = SoC_{\text{iniz}}$ dove b_{max} e b_{DoD} rappresentano le bande opzionali per eventuali interventi in regolazione.
2. Successivamente si sommano al profilo così ottenuto i contributi x_i con il loro segno giungendo ad avere un primo vero profilo di carica/scarica.
3. Nel caso vi siano ulteriori margini in assorbimento o in erogazione si ripete tutto il procedimento di ottimizzazione alzando o abbassando il SoC_{iniz} opportunamente: si è verificato che in una decina di iterazioni

si raggiunge un buon livello di saturazione della banda di disponibilità consentita.

Vincoli applicati

La sintassi richiesta dalla function permette di scrivere i vincoli esclusivamente come segue:

$$\begin{cases} \mathbf{A} \mathbf{x} \leq \mathbf{b} \\ \mathbf{A}_{\text{eq}} \mathbf{x} = \mathbf{b}_{\text{eq}} \\ \mathbf{l}_b \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{u}_b \end{cases}$$

Ci si è quindi ricondotti ad una scrittura conforme esprimendo la necessità che nell'arco temporale analizzato il SoC all'istante iniziale e quello finale coincidano:

$$\sum_{i=1}^n x_i = 0 \Rightarrow \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 \\ 1 & \cdots & 1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}_{\text{eq}}} \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}}_{\mathbf{x}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}}_{\mathbf{b}_{\text{eq}}} \quad (5.11)$$

Sapendo che ogni istante t_k risente dei contributi x_i precedenti e che è obbligatorio che il SoC rispetti il limite superiore $SoC_{max} - b_{max}$ e quello inferiore $(1 - DoD_{max}) + b_{DoD}$ si può formalizzare quanto detto come segue:

$$\begin{aligned} ((1 - DoD_{max}) + b_{DoD})E_n \leq SoC_k \cdot E_n + \sum_{i=1}^k x_i \leq (SoC_{max} - b_{max})E_n \\ \downarrow \\ \sum_{i=1}^k x_i \leq (SoC_{max} - b_{max})E_n - SoC_k \cdot E_n \\ - \sum_{i=1}^k x_i \leq -((1 - DoD_{max}) + b_{DoD}) \cdot E_n \end{aligned} \quad (5.12)$$

che riarrangiato per essere compatibile con la sintassi della function diventa:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ 1 & 1 & \ddots & & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & & \vdots \\ 1 & & & 1 & 0 \\ 1 & 1 & \cdots & 1 & 1 \\ -1 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ -1 & -1 & \ddots & & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & & \vdots \\ -1 & & & -1 & 0 \\ -1 & -1 & \cdots & -1 & -1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}} \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}}_{\mathbf{x}} \leq \underbrace{\begin{bmatrix} (SoC_{max} - b_{max}) - SoC_1 \\ \vdots \\ (SoC_{max} - b_{max}) - SoC_n \\ SoC_1 - 1 + DoD_{max} - b_{DoD} \\ \vdots \\ SoC_n - 1 + DoD_{max} - b_{DoD} \end{bmatrix}}_{\mathbf{b}} \cdot E_n \quad (5.13)$$

In aggiunta a quanto già detto è necessario che le potenze attive che derivano dal profilo di energia non eccedano i limiti di capability² dell'unità di accumulo e che vengano considerate le eventuali limitazioni in termini di potenza imposte dal DSO (tramite i vettori $\mathbf{b}_{\text{lim-ch}}$ e $\mathbf{b}_{\text{lim-dis}}$). Per questo motivo si è fissato che:

² Si veda la Sezione 5.2 per il significato della notazione adottata.

- se t_k rientra in una fascia di assorbimento allora

$$0 \leq x_k \leq -dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} \cdot \mathbf{b}_{lim-ch}(k-1) - (SoC_k - SoC_{k-1})E_n \quad (5.14)$$

- se t_k rientra in una fascia di erogazione allora

$$-dt \frac{C_{max} \cdot P_n \cdot \mathbf{b}_{lim-dis}(k-1)}{\eta_{dis}} - (SoC_k - SoC_{k-1})E_n \leq x_k \leq 0 \quad (5.15)$$

Per riportarsi nella condizione di vincolo $\mathbf{l}_b \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{u}_b$ si inizializzano entrambi i vettori con elementi nulli e poi si procede ad una verifica sostituendo 0 con $-dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} - (SoC_k - SoC_{k-1})$ in \mathbf{l}_b se l'istante di riferimento rientra nella fase di scarica e sostituendo 0 con $C_{max} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} - (SoC_k - SoC_{k-1})$ in \mathbf{u}_b se viceversa t_k rientra in una fascia di carica. Dato che η_{ch} e η_{dis} dipendono dal SoC l'unico modo per riportare correttamente quest'ultimo vincolo è procedere per iterazioni, inizializzando i valori per SoC_{iniz} e verificando, in seguito all'aggiornamento del profilo, se mantengono validità oppure sostituendoli con quelli relativi ai valori raggiunti e utilizzare questi ultimi per eseguire nuovamente l'ottimizzazione con l'obbligo di un analogo controllo fino a che tutto risulta corretto. Tutto il procedimento è sintetizzato in Fig.11.

5.4.4 Ricerca del profilo di massimo sfruttamento della capacità di accumulo

Utilizzando la medesima funzione precedentemente spiegata in 5.4.3 e gli stessi vincoli, ma ignorando le curve dei prezzi giornalieri dell'energia³, è possibile invece massimizzare le quote di energia messe in gioco dall'accumulo creando un profilo di carica/potenza che sfrutta al massimo la capacità dell'unità di storage. Ciò si rivela utile per fare considerazioni sulla possibile remunerazione di eventuali benefici, in termini di mancate spese di risoluzione di congestioni, per rendere sostenibile la presenza di un accumulo che non sarebbe economicamente conveniente se dovesse sostenersi solo attraverso il guadagno ottenuto dalla differenza tra spesa per l'energia accumulata e il ricavo per quella venduta, giocando sulla variazione dei prezzi dell'energia durante la giornata.

5.4.5 Determinazione rapporto ottimale E_n/P_n

È conveniente avere un metodo che, a seconda del feeder, permetta di sapere come caratterizzare in potenza e capacità un accumulo che risulti ben sfruttato per evitare spese d'investimento superflue. Con questo scopo si è pensato di inserire gli strumenti descritti nella presente Sezione 5.4 in un ciclo che controlli lo sfruttamento delle caratteristiche dello storage monitorando il profilo di carica e le potenze che ne derivano. A seconda di cosa risulta limitante vengono apportate le opportune correzioni a E_n o P_n :

- se non risulta limitato né in capacità né in potenza significa che è sovradimensionato rispetto alle necessità del feeder e quindi vengono ridotte entrambe;
- se risulta limitato dalla capacità questa viene aumentata;
- se risulta limitato dalla potenza questa viene aumentata.

³ Nella pratica, al posto che utilizzare $g'(x) = \mathbf{e}_{sintesi} \cdot \mathbf{x}$, si usa $g'(x) = \mathbf{b}_{sintesi} \cdot \mathbf{x}$

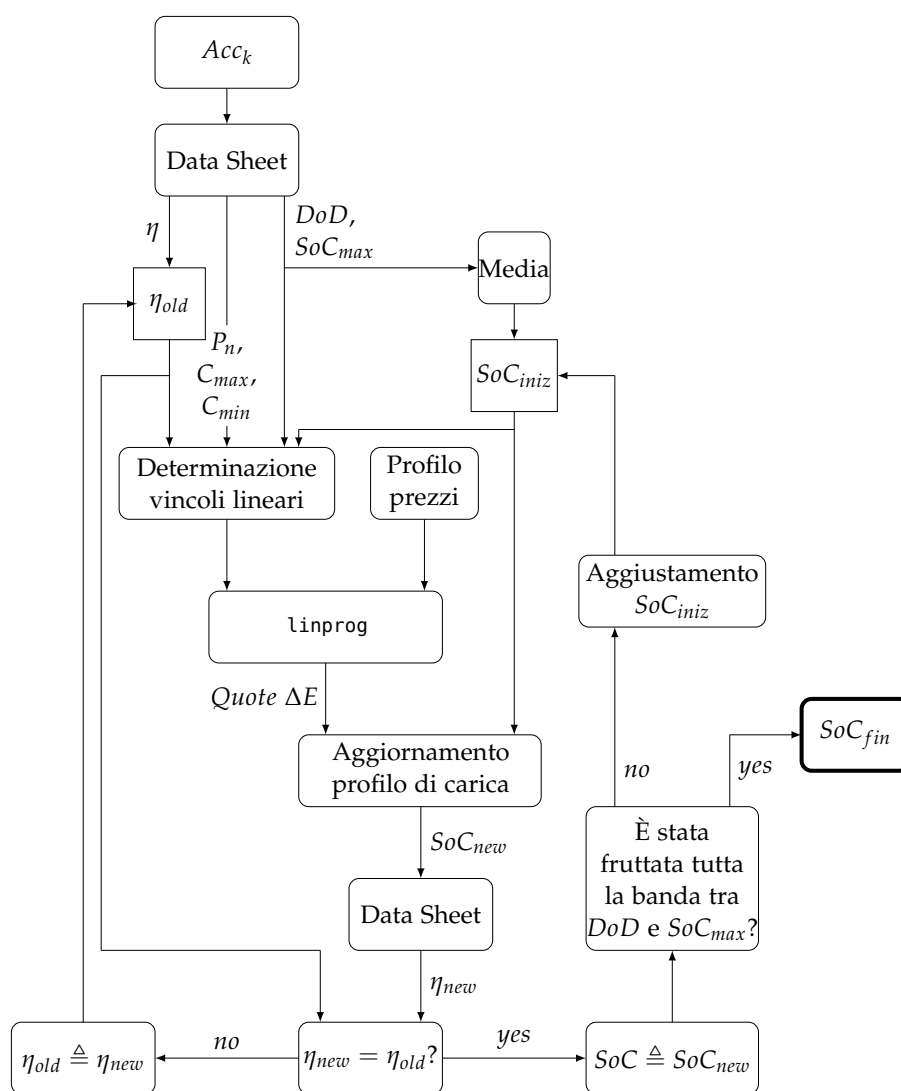


Figura 11: Ciclo per il calcolo del profilo di carica ottimale tenendo conto delle correzioni per η .

N.B: i parametri in gioco sono sottoforma di vettori che contengo 1 elemento di informazione per ogni istante di simulazione, il vettore η indica sinteticamente sia η_{ch} che η_{dis} .

5.5 LETTURA DEI DATI

Il formato dati previsto per il progetto Atlantide è già predisposto all'inserimento di elementi di storage interfacciati con la rete tramite inverter, ed è in grado di considerarli usando i tool Power Flow (PF) e ADS; come già anticipato parte del lavoro svolto consiste nell'espandere questa possibilità anche al tool DADS sempre in ambiente Matlab®.

Il primo passo è stato abilitare la lettura dei dati relativi alle unità di accumulo adattando gli script già disponibili; in tale modo il software è in grado di rilevare oltre alla localizzazione nodale nella rete anche:

- taglia dell'accumulo (Capacità E_n [MWh], Potenza Apparente Nominale S_n [MVA] e Potenza Attiva Nominale P_n [MW]);
- i rendimenti di carica (η_{ch}) e scarica (η_{dis}) in base al SoC ;

- i coefficienti relativi alla massima potenza di carica e scarica (a seconda della tecnologia usata per l'accumulo) che influenzano la curva di capability;
- la profondità massima di scarica percentuale (DoD_{max});
- un profilo di SoC nel tempo da cui potrà discostarsi per effettuare interventi che contribuiscano alla regolazione compatibilmente con i vincoli di capability e SoC massimo e minimo, tale profilo può derivare dalla ricerca dell'ottimizzazione dello sfruttamento della produzione da FER;
- due profili di costo dell'intervento di regolazione in potenza attiva [€/MWh], uno in carica ed uno in scarica;
- due profili di massima di disponibilità all'intervento di regolazione in potenza attiva, uno in carica ed uno in scarica;
- un profilo di costo dell'intervento di regolazione in potenza reattiva [€/MVar]
- un profilo di massima di disponibilità all'intervento di regolazione in potenza reattiva.

In secondo luogo, è stato integrato uno script in grado di derivare dal profilo di carica un profilo di potenza secondo la seguente logica: per ogni istante di simulazione viene rilevato il SoC in quel momento e nel momento esattamente successivo distante un passo temporale Δt di simulazione. Dal confronto dei due stati si capisce se è previsto che l'unità si carichi o si scarichi e viene calcolata la relativa potenza in gioco nel tempo Δt .

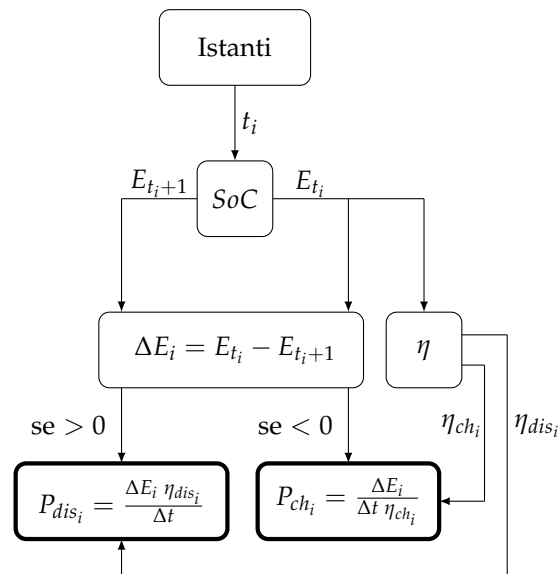


Figura 12: Calcolo potenze a partire dal profilo di energia

Come si può vedere dal diagramma (Fig.12) è stata scelta la convenzione di potenza positiva se erogata in scarica ($P_{dis} > 0$) e negativa se assorbita in carica ($P_{ch} < 0$) coerentemente con la convenzione di generatori e carichi scelta per tutti i calcoli del progetto Atlantide. Si osservi inoltre come sia necessario un controllo sul rendimento di processo non solo perché questo è diverso per la fase di scarica e carica, ma anche perché cambia in funzione dello stato di carica dell'unità d'accumulo.

5.6 DISPONIBILITÀ ALL'INTERVENTO

Per quanto riguarda la massima disponibilità di intervento ($disp_{\%}$) in un determinato istante per un'unità d'accumulo, questa è stata definita come la percentuale di incremento/decremento rispetto alla potenza nominale della stessa. Tale quota di potenza andrà poi a sommarsi o a sottrarsi a quella derivante dal profilo di carica a seconda che la richiesta di intervento sia in scarica o in carica $\Rightarrow P_{fin} = P_{in} \pm disp_{\%} \cdot P_n$. A differenza di generatori e carichi l'accumulo prevede la possibilità di un flusso bidirezionale di potenza, quindi un intervento ai fini della regolazione può tradursi in vari modi:

- una diminuzione o un aumento della potenza erogata se l'unità è in scarica similmente a quanto fanno i generatori;
- una diminuzione o un aumento della potenza assorbita se l'unità è in carica similmente a quanto fanno i carichi (almeno per quanto riguarda il calo di assorbimento);
- un'inversione del flusso di potenza se il contributo richiesto è di segno opposto alla potenza prevista e la supera in modulo.

Inoltre è necessario considerare l'orizzonte temporale e i limiti di SoC che possono essere più stringenti di quelli dettati dalla curva di capability. Infatti l'algoritmo che determina la disponibilità all'intervento deve considerare le seguenti limitazioni:

- l'accumulo durante l'intervallo Δt non può caricarsi oltre il 100%;
- l'accumulo durante l'intervallo Δt non può scaricarsi oltre la DoD_{max} ;
- è necessario che vi siano i margini tecnici per raggiungere a fine del periodo di simulazione il SoC obiettivo (essendo stato assunto che le curve di carico e generazione siano omotetiche e si ripropongano uguali ogni 24h scalate per opportuni coefficienti che tengono conto del giorno, del mese e dell'anno, anche il profilo di carica di partenza viene riproposto uguale ogni 24h, pertanto è necessario che il SoC a inizio (t_0) e fine (t_{fin}) giornata siano uguali). Caso particolare è quello dell'istante finale: in tale frangente non è possibile per l'accumulo intervenire poiché il valore di potenza fissato è quello che permette il raggiungimento dello stato di carica desiderato e non può discostarsene.

Per considerare le implicazioni di tutti i 6 punti precedentemente elencati l'approccio adottato è stato di suddividere i vari casi considerando tutte le combinazioni di:

1. segno della potenza messa in gioco dallo storage (positiva, negativa e nulla);
2. segno del contributo di potenza richiesto (positivo o negativo);
3. prospettive future per raggiungere il SoC obiettivo, ciò significa confrontare il SoC all'istante considerato con quello obiettivo: se $SoC_t < SoC_{fin}$ prima o poi l'unità dovrà essere ricaricata (ciò comporta una limitazione ad un intervento in scarica o in riduzione di carica), se $SoC_t > SoC_{fin}$ prima o poi l'unità dovrà essere scaricata (ciò comporta una limitazione ad un intervento in carica o in riduzione di scarica), se invece coincidono non vi sono limitazioni in questi termini né in carica né in scarica.

Tale scelta si è resa necessaria in quanto, a seconda del caso specifico, il rendimento gioca un ruolo differente nel determinare il massimo contributo che può offrire.

5.6.1 Ricerca dP_{max} disponibile indipendentemente dalle fasce di azione

Un primo sistema implementato prevede il calcolo della disponibilità all'intervento lasciando il gestore dell'accumulo libero di compensare la quota di energia relativamente impiegata in modo svincolato dalle fasce di azione individuate inizialmente.

Casistiche più semplici

Quando l'intervento si configura come un dP di segno concorde alla P_{in} prevista dal profilo di potenza (se deve scaricarsi aumenta la scarica o se deve caricarsi aumenta l'assorbimento), oppure quando questa potenza è nulla, non vi sono complicazioni che subentrano e il metodo adottato per determinare il massimo dP che può disporre si basa su di un ciclo *while* principale che incrementa o decrementa la carica all'istante $t + 1$ di una serie di quote dE fino a che non vengono raggiunti i limiti tecnici ottenendo il massimo dP_{tot} ammissibile. Tali limiti sono quelli relativi al SoC a meno che tutto non venga bloccato prima da un secondo ciclo, con funzione di verifica, in grado di assicurare che nel tempo che va da $t + 1$ all'orizzonte temporale della simulazione sia possibile raggiungere il SoC obiettivo. Ciò avviene tramite il controllo del SoC raggiungibile (SoC_{lim}) con una ricarica o una scarica (a seconda della situazione in analisi) alla massima potenza permessa dalla capability dell'unità di storage considerando ad ogni istante l'effettivo rendimento che si ricorda essere dipendente dallo stato di carica. Ad esempio, per determinare la disponibilità ad un intervento con $dP < 0$ viene controllato se, con una scarica a P_{SMAX} , $SoC_{lim} < SoC_{obb}$. In caso affermativo ciò significa che si hanno margini per un ulteriore incremento dE in carica e il ciclo principale non viene interrotto. Quando non sono più rispettati i vincoli posti si esce dal ciclo conservando il valore precedente di dE_{tot} e si determina di conseguenza il dP_{max} relativo come

$$dP_{max < 0} = - \frac{dE_{max}}{\Delta t \eta_{ch}(t)} \quad (5.16)$$

dove $\eta_{dis}(t)$ è il rendimento di carica derivante dallo stato di carica dell'unità di accumulo all'istante t . Il tutto si può riassumere come in Fig.13.

Il funzionamento per determinare il dP_{max} in scarica è perfettamente duale a quello appena descritto ottenendo:

$$dP_{max > 0} = - \frac{dE_{max} \eta_{dis}(t)}{\Delta t} \quad (5.17)$$

Casistiche più articolate

Qualora il contributo di cui vi è il bisogno di calcolarne la disponibilità abbia segno opposto alla potenza che è previsto venga messa in gioco dallo storage si possono configurare due scenari:

1. Il modulo di dP_{max} è minore del modulo della potenza P_{in} .

Segue che il contributo risulta essere un calo del flusso di potenza riguardante l'accumulo: se era previsto dal profilo di potenza che si

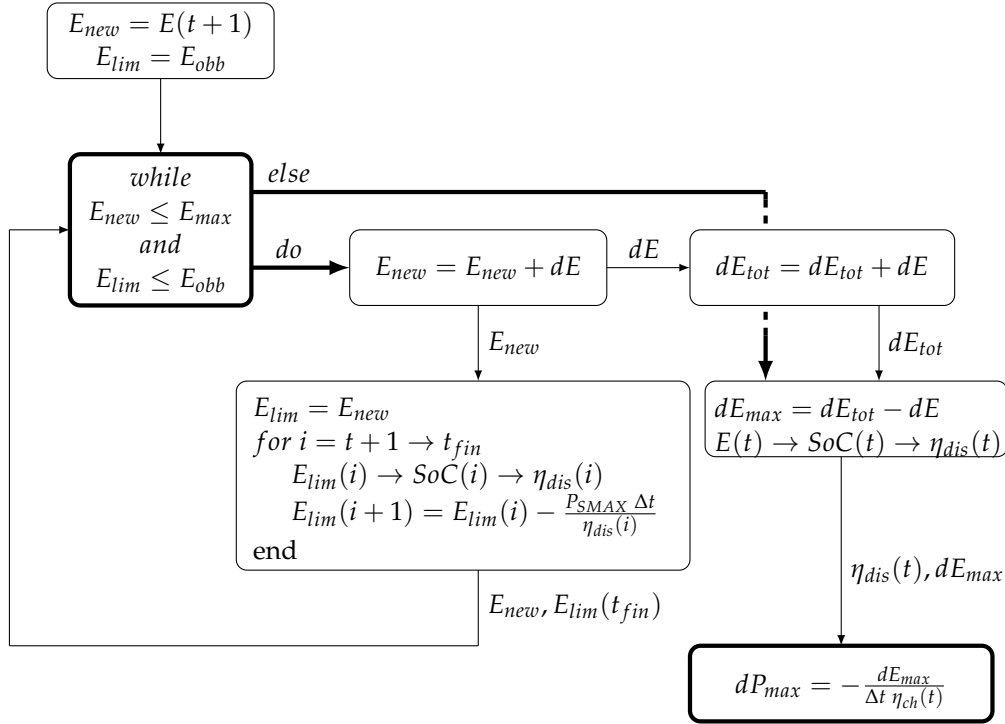


Figura 13: Ciclo di calcolo disponibilità alla carica nel caso più semplice

caricasse continuerà a farlo, ma in misura minore, simmetrico è il caso in cui era previsto che si scaricasse. Per questo motivo si può usare lo stesso algoritmo proposto precedentemente con un'unica modifica nel passaggio finale, dove il rendimento andrà considerato in modo differente. A titolo d'esempio si consideri il caso della ricerca di un $dP_{max} < 0$ come già esposto in Fig.13, ora però $P_{in} > 0$ (ovvero l'accumulo dovrebbe scaricarsi). In tale situazione P_{fin} sarà ancora positiva ma il dP_{max} si configura come una mancata erogazione di potenza; ne consegue che non sarà più calcolato come in (5.16) ma come

$$dP_{max < 0} = - \frac{dE_{max} \eta_{dis}(t)}{\Delta t} \quad (5.18)$$

e il rendimento da considerare sarà per l'appunto $\eta_{dis}(t)$. Anche ora vale quanto detto prima e la $dP_{max} > 0$ per un accumulo in carica si ricava in modo duale a quanto appena esposto con il risultato che

$$dP_{max > 0} = - \frac{dE_{max}}{\Delta t \eta_{ch}(t)} \quad (5.19)$$

2. Il modulo di dP_{max} è maggiore del modulo della potenza P_{in} .

In tale situazione si ha un'inversione del flusso di potenza e dP_{max} si può considerare come composta da due contributi: il primo ricavato come al caso n.1 che è uguale a $-P_{in}$ e un secondo che porta all'inversione vera e propria e che viene determinato come nel caso più semplice analizzato (vedi Fig.13 e duale) ponendo $E(t+1) = E(t)$ in ingresso al ciclo di calcolo.

N.B: questo metodo è stato implementato e ne è stato verificato il corretto funzionamento, ma non è stato utilizzato in sede di analisi ai fini di questa

tesi in quanto ci si è soffermati esclusivamente sulla situazione con fasce di vincolo. Rimane a disposizione per futuri studi.

5.6.2 Ricerca dP_{max} disponibile compatibilmente con le fasce di azione

Come si può intuire lasciare libero l'accumulo di recuperare da un intervento come è più conveniente/comodo non è detto sia la scelta migliore: potrebbe portare ad un comportamento opposto a quello richiesto dal DSO tramite le fasce di azione, ed eventualmente incentivato economicamente. Per questo motivo si è pensato di implementare anche un algoritmo in grado di tenere conto di ciò, per poter poi fare eventualmente un confronto sui risultati. Quello che ci si aspetta comunque è che la disponibilità determinata con questo secondo metodo sia inferiore a quella calcolata col primo.

Questo secondo algoritmo si basa sempre su linprog e quindi necessita di un'espressione appropriata dei vincoli considerando che dE_{max} applicabile è incognito e che ciò che si desidera è che nella fase di recupero dall'intervento non venga variato il segno della potenza istantanea, e quindi il comportamento dell'accumulo, ma che venga solo enfatizzata la relativa azione nella fase compatibile con il recupero (es.: se il recupero è in carica aumenterà la potenza in carica nella fascia opportuna). Considerando dE_{max} come una quantità sempre positiva pari a $\sum_{i=1}^{t_{fin}} x_i$ dove gli istanti da 1 a t_{fin} sono quelli che rimangono, a partire dal primo istante dopo l'intervento a quello finale, si può ragionare come segue a seconda dell'azione di cui si vuole determinare la disponibilità⁴.

$$\begin{array}{cccccc}
 t_{intervento} & t_0 & t_1 & t_2 & \cdots & t_{fin} \\
 \downarrow & \downarrow & \downarrow & \downarrow & & \downarrow \\
 SoC_{iniziale} & SoC_0 \cdot E_n & SoC_1 \cdot E_n & SoC_2 \cdot E_n & \cdots & SoC_{obb} \cdot E_n \\
 & \pm dE_{int} & \pm dE_{int} & \pm dE_{int} & \cdots & \pm dE_{int} \\
 & & \mp x_1 & \mp x_1 & \cdots & \mp x_1 \\
 & & & \mp x_2 & \cdots & \mp x_2 \\
 & & & & & \vdots \\
 & & & & & \mp x_n
 \end{array}$$

Intervento in scarica o mancata carica

In questo caso il recupero dall'intervento si configura come una ricarica negli istanti futuri permessi, tenendo conto delle eventuali limitazioni in potenza determinate sempre nella fase di calcolo del profilo di carica per la giornata. In un generico istante k è necessario che non si superi mai la carica massima, ovvero:

$$\begin{aligned}
 SoC_k \cdot E_n - dE_{max} + \sum_{i=1}^k x_i &\leq E_n \\
 SoC_k \cdot E_n - \sum_{i=1}^{t_{fin}} x_i + \sum_{i=1}^k x_i &\leq E_n \\
 - \sum_{i=k+1}^{t_{fin}} x_i &\leq (1 - SoC_k) E_n
 \end{aligned} \tag{5.20}$$

⁴ Se nell'istante i -esimo non è previsto che possa essere recuperata una quota di energia in compensazione dell'intervento allora $x_i = 0$

ma tale condizione è sempre vera in quanto il primo membro è sempre negativo e il secondo è sempre positivo, quindi non è necessario porre questo limite in quanto viene intrinsecamente rispettato. Contemporaneamente serve che il livello di carica non scenda mai al di sotto di quello minimo:

$$\begin{aligned}
SoC_k \cdot E_n - dE_{max} + \sum_{i=1}^k x_i &\geq (1 - DoD_{max}) \cdot E_n \\
SoC_k \cdot E_n - \sum_{i=1}^{t_{fin}} x_i + \sum_{i=1}^k x_i &\geq (1 - DoD_{max}) \cdot E_n \\
\sum_{i=k+1}^{t_{fin}} x_i &\leq (SoC_k - (1 - DoD_{max})) E_n
\end{aligned} \tag{5.21}$$

In aggiunta a ciò è necessario che la quota di energia messa a disposizione non comporti il superamento della capability dell'accumulo per quanto riguarda la scarica, ovvero che

$$\begin{aligned}
(SoC_0 - SoC_1) E_n + \sum_{i=1}^{t_{fin}} x_i &\leq \frac{dt P_n C_{max}}{\eta_{dis}} \\
\sum_{i=1}^{t_{fin}} x_i &\leq \frac{dt P_n C_{max}}{\eta_{dis}} - (SoC_0 - SoC_1) E_n
\end{aligned} \tag{5.22}$$

Queste ultime condizioni si linearizzano usando la scrittura:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & \cdots & 1 & 1 \\ 0 & 1 & \ddots & & 1 \\ \vdots & \ddots & \ddots & & \vdots \\ 0 & & & 1 & 1 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 \\ 1 & 1 & \cdots & 1 & 1 \end{bmatrix}}_A \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}}_x \leq \underbrace{\begin{bmatrix} (SoC_1 - (1 - DoD_{max})) \cdot E_n \\ \vdots \\ (SoC_{obb} - (1 - DoD_{max})) \cdot E_n \\ \frac{dt P_n C_{max}}{\eta_{dis}} - (SoC_0 - SoC_1) E_n \end{bmatrix}}_b \tag{5.23}$$

Sfruttando i vincoli in potenza si può imporre che le quote di energia x_i siano sempre positive tranne che negli istanti dove non è permesso caricarsi e quindi saranno nulle. Si ricorre quindi ai vettori \mathbf{b}_{lim-ch} e \mathbf{b}_{ch} che contengono le informazioni sulle fasce di azione e di ulteriori vincoli in potenza. In definitiva si può scrivere che per ogni istante k la relativa quota x_k deve essere tale che:

$$0 \leq x_k \leq \mathbf{b}_{lim-ch}(k-1) \cdot (P_n C_{min} \Delta t \eta_{ch}) + (SoC_{k-1} - SoC_k) \cdot E_n \cdot \mathbf{b}_{ch}(k-1) \tag{5.24}$$

Intervento in carica o mancata scarica

In questo caso il recupero dall'intervento si configura come una scarica negli istanti futuri permessi tenendo conto delle eventuali limitazioni in potenza determinate sempre nella fase di calcolo del profilo di carica per

la giornata. In un generico istante k è necessario che non si superi mai la carica massima, ovvero:

$$\begin{aligned}
SoC_k \cdot E_n + dE_{max} - \sum_{i=1}^k x_i &\leq E_n \\
SoC_k \cdot E_n + \sum_{i=1}^{t_{fin}} x_i - \sum_{i=1}^k x_i &\leq E_n \\
\sum_{i=k+1}^{t_{fin}} x_i &\leq (1 - SoC_k)E_n
\end{aligned} \tag{5.25}$$

Contemporaneamente serve che il livello di carica non scenda mai al di sotto di quello minimo:

$$\begin{aligned}
SoC_k \cdot E_n + dE_{max} - \sum_{i=1}^k x_i &\geq (1 - DoD_{max}) \cdot E_n \\
SoC_k \cdot E_n + \sum_{i=1}^{t_{fin}} x_i - \sum_{i=1}^k x_i &\geq (1 - DoD_{max}) \cdot E_n \\
- \sum_{i=k+1}^{t_{fin}} x_i &\leq (SoC_k - (1 - DoD_{max}))E_n
\end{aligned} \tag{5.26}$$

ma tale condizione è sempre vera in quanto il primo membro è sempre negativo e il secondo è sempre positivo, quindi non è necessario porre questo limite in quanto viene intrinsecamente rispettato. In aggiunta a ciò è necessario che la quota di energia messa a disposizione non comporti il superamento della capability dell'accumulo per quanto riguarda la carica, ovvero che

$$\begin{aligned}
(SoC_1 - SoC_0)E_n + \sum_{i=1}^{t_{fin}} x_i &\leq dt P_n C_{min} \eta_{dis} \\
\sum_{i=1}^{t_{fin}} x_i &\leq dt P_n C_{min} \eta_{dis} - (SoC_1 - SoC_0)E_n
\end{aligned} \tag{5.27}$$

La prima e l'ultima condizione si linearizzano usando la scrittura:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & \dots & 1 & 1 \\ 0 & 1 & \ddots & & 1 \\ \vdots & \ddots & \ddots & & \vdots \\ 0 & & & 1 & 1 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 1 \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}} \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}}_{\mathbf{x}} \leq \underbrace{\begin{bmatrix} (1 - SoC_1) \cdot E_n \\ \vdots \\ (1 - SoC_{obb}) \cdot E_n \\ dt P_n C_{min} \eta_{dis} - (SoC_1 - SoC_0)E_n \end{bmatrix}}_{\mathbf{b}} \tag{5.28}$$

Analogamente al punto precedente si possono sfruttare i vincoli in potenza per imporre che le quote di energia x_i siano sempre positive tranne che negli istanti dove non è permesso scaricarsi e quindi saranno nulle. Si ricorre quindi ai vettori $\mathbf{b}_{lim-dis}$ e \mathbf{b}_{dis} che contengono le informazioni sulle fasce di azione e di ulteriori vincoli in potenza. In definitiva si può scrivere che per ogni istante k la relativa quota x_k deve essere tale che:

$$0 \leq x_k \leq \mathbf{b}_{lim-dis}(k-1) \frac{P_n C_{max} \Delta t}{\eta_{dis}} - (SoC_{k-1} - SoC_k) \cdot E_n \cdot \mathbf{b}_{dis}(k-1) \tag{5.29}$$

Peso del prezzo dell'energia

Dato che quello che viene ricercato è il massimo contributo di energia, l'algoritmo punta a sfruttare al massimo l'accumulo portandolo ai limiti tecnici; in quest'ottica il prezzo di acquisto o vendita dell'energia ai fini del recupero negli istanti futuri all'intervento è ininfluente. In questo caso le quote di energia x_i , concorrenti alla combinazione lineare

$$f(x) = a_1 x_1 + \dots + a_{t_{fin}} x_{t_{fin}}$$

che `linprog` si prefigge di minimizzare, non sono pesate per coefficienti a_i relativi a voci di costo, ma per coefficienti di valore pari a -1 in modo tale che $dE_{max} = -f(x)$ ⁵.

5.6.3 Calcolo disponibilità e prezzo offerto

Una volta determinato il dP_{max} desiderato viene calcolata la vera e propria disponibilità all'intervento che verrà memorizzata opportunamente per essere consultata dal software quando necessario.

$$disp\% = \frac{|dP_{max}|}{P_n} \cdot 100 \quad (5.30)$$

Nel fare ciò non importa se, sfruttando il massimo dP teorico disponibile, vengono superati i limiti di capability (come potrebbe avvenire con l'algoritmo proposto in 5.6.1) poiché, all'atto di calcolare il contributo effettivo richiesto all'unità di accumulo, il programma confronta il limite di disponibilità con quello di capability e sceglie quello più stringente. Altro fattore da annotare è che non è detto che una richiesta di intervento esaurisca l'effettiva capacità di contributo di un'unità in quanto il programma è strutturato in modo da minimizzare i costi di regolazione e non con l'obiettivo di massimizzare l'utilizzo dell'accumulo.

Per quanto riguarda il prezzo è necessario considerare come si configura la quota di energia impegnata a cui bisogna dare un valore. L'idea di base è che il proprietario dell'accumulo non deve subire una perdita economica legata ai differenti prezzi dell'energia nel tempo e se questa viene assorbita o erogata, per questo motivo il prezzo che verrà calcolato sarà pari al costo marginale dell'insieme azione regolante più recupero. Nel caso questi si trovi a guadagnare comunque, per via della congiunzione prezzi/istante temporale considerato, il prezzo offerto sul mercato in tempo reale è pari a 0, in caso contrario il prezzo servirà a coprire tale perdita. La casistica individuata è la seguente:

- nel caso di accumulo in *scarica* e disponibilità in aumento della potenza erogata il costo sarà pari alla differenza tra spesa da affrontare per ricaricarsi nel futuro e quanto si guadagnerebbe in più scaricando, il tutto diviso la quota di energia massima erogabile. A questo si somma il prezzo dell'energia in vendita che comunque deve essere pagata.

$$c = \frac{C_{ch_fut} - G_{dis_now}}{dE_{max}} + p_{en} \text{ [€/MWh]}$$

⁵ Si usa -1 invece che 1 per forzare la funzione a ricercare in realtà un massimo quando nel suo funzionamento normale ricerca un minimo.

- nel caso di accumulo in *carica* e disponibilità in aumento della potenza assorbita il costo sarà pari alla differenza tra spesa aggiuntiva per caricarsi ulteriormente e quanto si guadagnerebbe scaricando in futuro, il tutto diviso la quota di energia massima erogabile.

$$c = \frac{C_{ch_now} - G_{dis_fut}}{dE_{max}} \text{ [€/MWh]}$$

- nel caso di accumulo in *scarica* e disponibilità alla diminuzione della scarica fino ad invertire eventualmente il comportamento portandosi a caricare, il costo sarà pari alla differenza tra il mancato guadagno più l'eventuale spesa per caricarsi e quanto si guadagnerebbe scaricando in futuro, il tutto diviso la quota di energia massima erogabile.

$$c = \frac{C_{no_dis} + C_{ch_now} - G_{dis_fut}}{dE_{max}} \text{ [€/MWh]}$$

- nel caso di accumulo in *carica* e disponibilità alla diminuzione della carica fino ad invertire eventualmente il comportamento, portandosi in scarica, il costo sarà pari alla differenza tra la spesa per caricarsi in futuro e il mancato esborso nell'istante considerato più l'eventuale guadagno da scarica, il tutto diviso la quota di energia massima erogabile.

$$c = \frac{C_{ch_fut} - G_{no_ch} + G_{dis_now}}{dE_{max}} \text{ [€/MWh]}$$

5.7 OTTIMIZZAZIONE DEL RECUPERO DA UN INTERVENTO REGOLATORIO

Sia per la determinazione del costo dell'intervento, che per l'effettivo aggiornamento del profilo di energia in seguito ad esso, la questione ruota attorno ad un problema di ricerca della distribuzione ottima delle quote di energia negli istanti futuri per il raggiungimento del SoC_{obb} (e quindi del recupero della quota messa a disposizione). Studiando il problema è stato pensato di minimizzare una funzione di costo relativa al costo totale dell'energia a seconda delle possibilità future, quindi si è modificato il programma in modo che acquisisca, all'avvio, due profili di costo dell'energia in funzione dell'ora della giornata. Il primo è relativo al prezzo di vendita che influenza il potenziale ritorno economico dovuto ad una scarica futura resa necessaria per compensare un intervento in carica, il secondo profilo riguarda invece il costo di acquisto dell'energia che influenza il costo da affrontare per recuperare un intervento in scarica.

5.7.1 Composizione della funzione di costo e uso di linprog

La funzione da minimizzare/massimizzare diventa quindi:

$$C_{TOT}(x) = c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2 + \dots + c_n \cdot x_n \text{ [€]} \quad (5.31)$$

dove x_1, x_2, \dots, x_n sono le quote di energia distribuite negli n istanti successivi alla fine dell'intervento mentre c_1, c_2, \dots, c_n sono i relativi costi specifici dell'energia [€/MWh]. La lunghezza del vettore x è pari al numero di istanti futuri utili ad un'azione di recupero, quindi se l'intervento avviene in t_k allora in

t_{k+1} si avverterà l'effetto di tale azione e le quote di compensazione vanno ripartite a partire dall'istante t_{k+2} ; in definitiva la dimensione di \mathbf{x} è uguale a $t_{fin} - t_{k+1}$. È stata scelta la convenzione di avere sempre valori di $x_i \geq 0$ sia che si ragioni in carica, sia che si parli di scarica, lasciando poi al resto del codice la gestione del segno più opportuno da applicare. In generale si può sintetizzare il risultato finale che si vuole ottenere dall'aggiornamento del profilo di carica di un'unità di accumulo come segue ⁶:

$$\begin{array}{cccccc}
 t_{intervento} & t_0 & t_1 & t_2 & \cdots & t_{fin} \\
 \downarrow & \downarrow & \downarrow & \downarrow & & \downarrow \\
 SoC_{iniziale} & SoC_0 \cdot E_n & SoC_1 \cdot E_n & SoC_2 \cdot E_n & \cdots & SoC_{obb} \cdot E_n \\
 & \pm dE_{int} & \pm dE_{int} & \pm dE_{int} & \cdots & \pm dE_{int} \\
 & & \mp x_1 & \mp x_1 & \cdots & \mp x_1 \\
 & & & \mp x_2 & \cdots & \mp x_2 \\
 & & & & & \vdots \\
 & & & & & \mp x_n
 \end{array} \quad (5.32)$$

Per risolvere il problema di ottimizzazione è necessario però porre i seguenti vincoli:

1. $\sum_{i=1}^n x_i = |dE_{int}|$ dove dE_{int} rappresenta la quota di energia legata all'intervento effettuato;
2. è necessario che, considerando l'apporto delle varie quote di energia x_i e dE_{int} , il SoC in ogni istante non ecceda il 100% e non scenda al di sotto di della DoD fissata;
3. è necessario che il nuovo profilo di energia che va a crearsi sia tale che in ogni istante la potenza che viene prevista non superi quelle massime di carica e scarica previste dalla capability.

La funzione (5.31) è evidentemente lineare e, studiando il problema, anche i vincoli sono risultati esprimibili tramite equazioni e disequazioni lineari. Ciò consente l'utilizzo della function di Matlab[®] linprog che permette la ricerca di un vettore \mathbf{x} che minimizza il risultato della combinazione lineare data dal prodotto scalare $\mathbf{x} \cdot \mathbf{c}$ (dove \mathbf{c} è il vettore dei costi specifici) che coincide proprio con (5.31).

5.7.2 Espressione lineare dei vincoli del problema

La sintassi richiesta dalla function permette di scrivere i vincoli esclusivamente come segue:

$$\begin{cases} \mathbf{A} \mathbf{x} \leq \mathbf{b} \\ \mathbf{A}_{eq} \mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq} \\ \mathbf{l}_b \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{u}_b \end{cases}$$

Ci si è quindi ricondotti ad una scrittura conforme esprimendo il primo vincolo individuato come:

$$\sum_{i=1}^n x_i = |dE_{int}| \Rightarrow \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 \\ 1 & \cdots & 1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}_{eq}} \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}}_{\mathbf{x}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ dE_{int} \end{bmatrix}}_{\mathbf{b}_{eq}} \quad (5.33)$$

⁶ se l'intervento è in scarica si useranno $-dE_{int}$ e $+x_i$, viceversa se è in carica si useranno $+dE_{int}$ e $-x_i$

Per quanto riguarda il secondo vincolo citato, legato ai limiti dello stato di carica, è necessario differenziare il caso di intervento in scarica da quello in carica.

- *Intervento in scarica:* si consideri che per ogni istante l'insieme dello stato di carica iniziale, della quota di energia dovuta all'intervento e delle quote x_i di reintegro applicate fino ad allora, non deve superare il SoC_{max} pari al 100%. Quindi l'espressione matematica relativa ad un generico istante k si presenta come:

$$\begin{aligned} SoC_k \cdot E_n - dE_{int} + \sum_{i=1}^k x_i &\leq E_n \\ \Downarrow \\ \sum_{i=1}^k x_i &\leq E_n - SoC_k \cdot E_n + dE_{int} \end{aligned} \quad (5.34)$$

Contemporaneamente è necessario che il contributo delle quote di reintegro sia tale che in ogni istante non si abbia mai carica residua inferiore a quella ottenibile con DoD_{max} . Ciò si può riassumere così:

$$\begin{aligned} SoC_k \cdot E_n - dE_{int} + \sum_{i=1}^k x_i &\geq (1 - DoD_{max}) \cdot E_n \\ \Downarrow \\ -\sum_{i=1}^k x_i &\leq (SoC_k - (1 - DoD_{max})) \cdot E_n - dE_{int} \end{aligned} \quad (5.35)$$

Unendo quanto appena ricavato ed esprimendolo in forma matriciale si ottiene:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ 1 & 1 & \ddots & & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & & \vdots \\ 1 & & & 1 & 0 \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 1 \\ -1 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ -1 & -1 & \ddots & & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & & \vdots \\ -1 & & & -1 & 0 \\ -1 & -1 & \dots & -1 & -1 \end{bmatrix}}_A \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}}_x \leq \underbrace{\begin{bmatrix} E_n - SoC_1 \cdot E_n + dE_{int} \\ \vdots \\ E_n - SoC_{obb} \cdot E_n + dE_{int} \\ (SoC_1 - 1 + DoD_{max}) \cdot E_n - dE_{int} \\ \vdots \\ (SoC_{obb} - 1 + DoD_{max}) \cdot E_n - dE_{int} \end{bmatrix}}_b \quad (5.36)$$

- *Intervento in carica:* si consideri che per ogni istante l'insieme dello stato di carica iniziale, della quota di energia dovuta all'intervento e delle quote x_i di scarica applicate fino ad allora non deve scendere sotto la DoD_{max} , per un generico istante k si si può scrivere che:

$$\begin{aligned} SoC_k \cdot E_n + dE_{int} - \sum_{i=1}^k x_i &\geq (1 - DoD_{max}) \cdot E_n \\ \Downarrow \\ \sum_{i=1}^k x_i &\leq (SoC_k - (1 - DoD_{max})) \cdot E_n + dE_{int} \end{aligned} \quad (5.37)$$

Allo stesso tempo si pone attenzione affinché in nessun istante la carica totale ecceda quella massima, ovvero:

$$\begin{aligned} SoC_k \cdot E_n + dE_{int} - \sum_{i=1}^k x_i &\leq E_n \\ \Downarrow \\ -\sum_{i=1}^k x_i &\leq E_n - SoC_k \cdot E_n - dE_{int} \end{aligned} \quad (5.38)$$

Scrivere l'insieme dei due aspetti considerati in forma matriciale porta ad ottenere:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ 1 & 1 & \ddots & & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & & \vdots \\ 1 & & & 1 & 0 \\ 1 & 1 & \cdots & 1 & 1 \\ -1 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ -1 & -1 & \ddots & & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & & \vdots \\ -1 & & & -1 & 0 \\ -1 & -1 & \cdots & -1 & -1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}} \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_{fin} \end{bmatrix}}_{\mathbf{x}} \leq \underbrace{\begin{bmatrix} (SoC_1 - 1 + DoD_{max}) \cdot E_n + dE_{int} \\ \vdots \\ (SoC_{obb} - 1 + DoD_{max}) \cdot E_n + dE_{int} \\ (E_n - SoC_1) \cdot E_n - dE_{int} \\ \vdots \\ (E_n - SoC_{obb}) \cdot E_n - dE_{int} \end{bmatrix}}_{\mathbf{b}} \quad (5.39)$$

In conclusione \mathbf{A} e \mathbf{A}_{eq} hanno dimensioni pari a $(2 \cdot \dim(\mathbf{x})) \times \dim(\mathbf{x})$ mentre \mathbf{b} e \mathbf{b}_{eq} sono vettori con $(2 \cdot \dim(\mathbf{x}))$ elementi.

Osservando le possibili condizioni al contorno che accetta la function linprog si nota come è possibile definire una banda, definita da un limite inferiore e da uno superiore, all'interno della quale si deve trovare il valore di ogni i -esimo elemento del vettore \mathbf{x} . Il vincolo inferiore, vista la convezione scelta, non potrà che essere 0, quindi:

$$\mathbf{l}_b = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Per quello superiore è importante ragionare sulle limitazioni legate non tanto all'energia, quanto al profilo di potenza che ne deriva. È infatti necessario che le quote x_i di energia modifichino il profilo di carica senza che, tra due stati di carica presi in due istanti successivi, la differenza di energia sia tale da comportare una relativa potenza che ecceda la capability.

Partendo dal caso di *un intervento in carica*, facendo riferimento a quanto scritto in (5.32), si consideri come viene composto il profilo aggiornato nell'istante $k+1$:

$$\begin{array}{ccc}
 t_k & & t_{k+1} \\
 \downarrow & & \downarrow \\
 SoC_k \cdot E_n & & SoC_{k+1} \cdot E_n \\
 +dE_{int} & & +dE_{int} \\
 -x_1 & & -x_1 \\
 \vdots & & \vdots \\
 -x_k & & -x_k \\
 & & -x_{k+1} \\
 \downarrow & & \downarrow \\
 SoC_{k_{new}} \cdot E_n & & SoC_{k+1_{new}} \cdot E_n
 \end{array} \quad (5.40)$$

È necessario capire se, alla luce dell'aggiornamento di profilo, in t_k l'unità dovrà caricarsi o scaricarsi, se $SoC_{k_{new}} \cdot E_n - SoC_{k+1_{new}} \cdot E_n \geq 0$ significa che dovrà scaricarsi, in caso contrario si carica.

- Se è previsto si scarichi è necessario che:

$$\begin{aligned}
 (SoC_{k_{new}} - SoC_{k+1_{new}}) \cdot E_n &\leq dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} \\
 (SoC_k - SoC_{k+1}) \cdot E_n + x_{k+1} &\leq dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} \\
 x_{k+1} &\leq dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} - (SoC_k - SoC_{k+1}) \cdot E_n \quad (5.41)
 \end{aligned}$$

- Se è previsto si carichi, tenendo conto della convenzione che prevede x_i sempre positivo, e che l'unico caso in cui tale situazione può presentarsi è che nel vecchio profilo sia già prevista un'azione in carica che verrà diminuita di una quota x_{k+1} , è necessario che:

$$\begin{aligned}
 |(SoC_{k_{new}} - SoC_{k+1_{new}}) \cdot E_n| &\leq dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} \\
 x_{k+1} \leq (SoC_{k+1} - SoC_k) \cdot E_n &\leq dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} \\
 x_{k+1} &\leq dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} \quad (5.42)
 \end{aligned}$$

Si osservi che, per come è pensato il programma, il secondo vincolo non serve in quanto non è previsto che un accumulo, che secondo il profilo iniziale o alla luce delle modifiche di profilo avute, prevedeva di essere caricato mantenga tale azione. Al contrario si desidera che l'eventuale passaggio da una previsione di carica ad una di scarica sia esclusivamente legata alla convenienza economica. Per questo motivo, ai fini dell'implementazione di queste considerazioni nel codice, si è scelto di inizializzare come upper-bound per questo caso il vettore

$$\mathbf{u}_b = \begin{bmatrix} dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} - (SoC_0 - SoC_1) \cdot E_n \\ \vdots \\ dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} - (SoC_{obb-1} - SoC_{obb}) \cdot E_n \end{bmatrix}$$

Analogamente per un intervento in scarica si ha che:

$$\begin{array}{cc}
 t_k & t_{k+1} \\
 \downarrow & \downarrow \\
 SoC_k \cdot E_n & SoC_{k+1} \cdot E_n \\
 -dE_{int} & -dE_{int} \\
 +x_1 & +x_1 \\
 \vdots & \vdots \\
 +x_k & +x_k \\
 & +x_{k+1} \\
 \downarrow & \downarrow \\
 SoC_{k_{new}} \cdot E_n & SoC_{k+1_{new}} \cdot E_n
 \end{array} \quad (5.43)$$

se $SoC_{k_{new}} \cdot E_n - SoC_{k+1_{new}} \cdot E_n \geq 0$ significa che dovrà scaricarsi, in caso contrario si carica.

- Se è previsto si scarichi, tenendo conto della convenzione che prevede x_i sempre positivo, e che l'unico caso in cui tale situazione può pre-

sentarsi è che nel vecchio profilo sia già prevista un'azione in scarica che verrà diminuita di una quota x_{k+1} , è necessario che:

$$\begin{aligned} (SoC_{k_{new}} - SoC_{k+1_{new}}) \cdot E_n &\leq dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} \\ x_{k+1} &\leq (SoC_k - SoC_{k+1}) \cdot E_n \leq dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} \\ x_{k+1} &\leq dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} \end{aligned} \quad (5.44)$$

- Se è previsto si carichi invece è necessario che:

$$\begin{aligned} |(SoC_{k_{new}} - SoC_{k+1_{new}}) \cdot E_n| &\leq dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} \\ (SoC_{k+1} - SoC_k) \cdot E_n + x_{k+1} &\leq dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} \\ x_{k+1} &\leq dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} - (SoC_{k+1} - SoC_k) \cdot E_n \end{aligned} \quad (5.45)$$

Com'è facile intuire, per come è pensato il programma, il primo vincolo è di fatto inutile in quanto non è previsto che un accumulo, che secondo il profilo iniziale o alla luce delle modifiche di profilo avute, prevedeva di essere scaricato mantenga tale azione. Anzi si desidera che l'eventuale passaggio da una previsione di scarica ad una di carica sia esclusivamente legata alla convenienza economica. Per questo motivo, ai fini dell'implementazione di queste considerazioni nel codice, si è scelto di inizializzare come upper-bound per questo caso il vettore

$$\mathbf{u}_b = \begin{bmatrix} dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} - (SoC_1 - SoC_0) \cdot E_n \\ \vdots \\ dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} - (SoC_{obb} - SoC_{obb-1}) \cdot E_n \end{bmatrix}$$

Quanto detto finora ha valenza generale e si applica così com'è stato esposto nel caso in cui si voglia analizzare il caso di presentazione di offerte il cui recupero non rispetti le fasce definite durante la creazione del profilo iniziale di carica/scarica (Tale opzione non è stata sfruttata in sede di analisi in questa tesi). Qualora si sia impostato il programma in modo tale che la disponibilità all'intervento sia vincolata in fase di recupero dalle fasce d'azione è sufficiente introdurre i medesimi \mathbf{u}_b descritti precedentemente e applicarvi nelle loro parti i coefficienti derivati dai vettori $\mathbf{b}_{lim-dis}$, \mathbf{b}_{lim-ch} , \mathbf{b}_{dis} e \mathbf{b}_{ch} analogamente a quanto fatto al punto 5.6.2. Il risultato è che, a seconda del tipo di intervento effettuato, si usa per un compensare una carica

$$\mathbf{u}_b = \begin{bmatrix} dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} \cdot \mathbf{b}_{lim-dis}(1) - (SoC_0 - SoC_1) \cdot E_n \cdot \mathbf{b}_{dis}(1) \\ \vdots \\ dt \frac{C_{max} \cdot P_n}{\eta_{dis}} \cdot \mathbf{b}_{lim-dis}(obb-1) - (SoC_{obb-1} - SoC_{obb}) \cdot E_n \cdot \mathbf{b}_{dis}(obb-1) \end{bmatrix}$$

e per compensare una scarica

$$\mathbf{u}_b = \begin{bmatrix} dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} \cdot \mathbf{b}_{lim-ch}(1) - (SoC_1 - SoC_0) \cdot E_n \cdot \mathbf{b}_{ch}(1) \\ \vdots \\ dt \cdot C_{min} \cdot P_n \cdot \eta_{ch} \cdot \mathbf{b}_{lim-ch}(obb-1) - (SoC_{obb} - SoC_{obb-1}) \cdot E_n \cdot \mathbf{b}_{ch}(obb-1) \end{bmatrix}$$

5.7.3 Aggiornamento profili di potenza e di carica in seguito ad un intervento

A differenza di generatori e carichi per un accumulatore, l'aver partecipato alla regolazione tramite una variazione di potenza attiva, influenza il suo comportamento futuro in quanto il SoC è cambiato rispetto al profilo costruito all'istante precedente: per questo motivo si rende necessario aggiornare i profili di potenza e di carica.

Il primo passo consiste nell'aggiornamento del profilo carica: si somma algebricamente il contributo $dE = f(dP)$, dove dP è il contributo effettivamente portato, al profilo esistente per ogni istante di calcolo che va da $t + 1$ a t_{fin} . Successivamente si ricorre al medesimo meccanismo di ottimizzazione usato per il calcolo del costo di intervento utilizzando, tra i dati di input, dE realmente sfruttato invece di dE_{max} . Il vettore x dei contributi viene poi sommato col segno opportuno per permettere, successivamente, la determinazione di un nuovo profilo di energia che soddisfi i limiti tecnici dell'unità e la richiesta di ritornare a fine periodo allo stato di carica iniziale.

Il secondo passaggio consiste nel ricalcolo del profilo di potenza per gli istanti tra $t + 1$ e $t_{fin} - 1$; nel fare ciò si segue il medesimo procedimento visto in Fig.12 usando come input il nuovo profilo di carica aggiornato.

Parte III
ANALISI

6

INTRODUZIONE

Nel presente documento si è indagato principalmente:

- sul dimensionamento di un accumulo in cabina primaria utilizzato col solo scopo di garantire un profilo di scambio prefissato all'interfaccia con la rete di trasmissione, in un'ottica di evoluzione del MSD come da scenario M₃.
- sulla possibile sostenibilità di un business basato sulla gestione di accumuli compatibilmente con la stabilità della rete MT;
- sulla convenienza, e quindi sugli eventuali benefici, di utilizzare sistemi di accumulo distribuiti nei punti critici della rete con funzione di alleggerimento del grado di carico delle linee in fase di programmazione;
- su possibili metodi di determinazione di offerte di disponibilità/prezzo, da parte dei gestori degli storage, sul mercato dei servizi di dispacciamento in tempo reale per risolvere contingenze non previste;

6.1 ASSUNZIONI FATTE

Per lo studio in analisi si considerano esclusivamente unità di accumulo che godono di un punto di connessione dedicato assorbendo o rilasciando energia nella rete MT. Per gli aspetti economici si è deciso che il costo di acquisto dell'energia per accumularla è pari al Prezzo Unico Nazionale (PUN) e il prezzo di vendita corrisponde al Prezzo Zonale (PZ) coerentemente con la delibera 574/14 dell'AEEGSI. Si è scelto di usare come riferimento per i prezzi dell'energia dei valori mensili ricavati mediando i dati disponibili nell'archivio online messo a disposizione dal gestore del mercato elettrico (GME) [6].

Inoltre si ipotizza che lo stato di carica (*SoC*) di un accumulo alle ore 00.00 sia uguale a quello di fine giornata (24.00) e si pensa di conoscere delle previsioni di carico e di produzione da generazione distribuita (GD) per la giornata. Naturalmente questa ipotesi viene rilassata quando viene trattato lo storage in CP con scopo di mantenimento del profilo assegnato in quanto le perturbazioni random a cui deve far fronte non permettono di avere la certezza di ritornare a fine giornata al *SoC* iniziale.

Si è deciso anche di discostarsi dall'attuale regolamento che prevede la partecipazione al MSD solo delle unità con potenza nominale superiore ai 10 MVA ipotizzando di far partecipare qualunque taglia presente, eventualmente in modo aggregato (come già previsto).

È stato scelto di impedire un approccio di tipo speculativo senza alcuna regolamentazione (comprare e vendere quando conviene indipendentemente dallo stato della rete) in quanto si può sensatamente ritenere che tale comportamento non produrrebbe problemi su di una rete lungi dall'essere congestionata, ma potrebbe generare nuove congestioni o peggiorare la situazione di una rete prossima, o già al limite delle sue capacità, in quanto

non dimensionata secondo un criterio fit&forget. Pertanto il profilo di carica e potenza viene fatto derivare o dalla ricerca del massimo guadagno, compatibilmente con delle restrizioni di azione definite dal DSO, o dal massimo apporto di potenza conseguibile sempre rispettando i vincoli. Tali restrizioni si configurano come delle fasce temporali in cui è consentita solo l'azione di carica o solo quella di scarica che vengono stabilite analizzando una previsione di potenze messe in gioco sul feeder dove si trova l'accumulo, nelle 24h.

Le eventuali offerte su MSD_D da parte dell'accumulo sono calcolate secondo la metodologia esposta al punto 5.6.3. Per quanto riguarda le altre voci economiche si è ipotizzato di riferirle al PUN mantenendo le impostazioni usate nei precedenti studi relativi al progetto Atlantide, ovvero nel seguente modo:

- prezzo del taglio della generazione pari a 2 volte il PUN
- prezzo incremento della generazione pari a 2 volte il PUN;
- prezzo alleggerimento del carico pari a 2 volte il PUN + 10 [€/MWh]

Queste sono naturalmente solo delle ipotesi di lavoro semplificative in quanto mettono sullo stesso piano tecnologie differenti che, verosimilmente, potrebbero proporre prezzi differenti e dipendenti dal loro costo di produzione, ma ciò esula degli obiettivi di questo studio.

6.2 SINTESI DELL'APPROCCIO E DELLE FUNZIONI DEL PROGRAMMA

È bene ricordare che, a differenza di generatori e carichi ove un intervento di regolazione in termini di potenza attiva per risolvere una congestione non presenta conseguenze sullo stato che assumerà successivamente, nell'accumulo il profilo di potenza futuro è strettamente dipendente da cosa è accaduto nel passato. Ciò si ripercuote sulle analisi di tipo previsionale svolte finora all'interno del gruppo di ricerca per ricavare le possibili offerte in un'ottica di mercato dei servizi di dispacciamento del tipo M2 con un approccio di regolazione distribuito di tipo DADS. Infatti risulta impossibile riuscire ad implementare i sistemi di accumulo nel meccanismo di regolazione sopraccitato per eseguire, ad esempio, delle simulazioni con lo scopo di determinare le offerte rese disponibili nelle 24h a meno di non eseguire 3^{24} simulazioni per ogni giornata (se si considera un passo di 1h) dato che il coinvolgimento o meno dello storage ne comporta una variazione delle disponibilità future.

Analogamente in ottica M3 se l'accumulo distribuito concorre alla regolazione cambierà il suo profilo di potenza per gli istanti successivi rendendo necessario rinegoziare il profilo stabilito tra DSO e TSO ogni volta che ciò accade comportando dei costi accessori che andranno quantificati. Per questo motivo si è scelto di studiare un meccanismo di compensazione delle variazioni del profilo che coinvolga solo ed esclusivamente un accumulo deputato a questo scopo posto in cabina primaria e che non partecipi ad altri servizi. Il dimensionamento di massima ed i ragionamenti sottostanti le metodiche utilizzate sono oggetto del Cap.7 dove vengono presentate anche alcune considerazioni di carattere economico.

Indipendentemente dallo scenario di MSD, considerando quanto appena esposto, per quanto riguarda l'accumulo distribuito si può pensare di far funzionare l'unità esclusivamente secondo un profilo di carica predeterminato per alleggerire il grado di carico della rete ed eliminando congestioni in fase di programmazione andando a perdere però tutti i benefici in termini di flessibilità che porterebbe lo storage. In alternativa si può pensare di associare ad un profilo predeterminato una banda di capacità di carica/scarica da mantenere per fornire funzioni di supporto, in caso di congestione, tramite delle offerte di potenza e prezzo. A seconda dell'ampiezza di questa banda di capacità si possono fare valutazioni sui benefici che si ottengono.

6.3 LA RETE IN ANALISI

Tutte le simulazioni che sono state fatte si basano sulla rete di tipo industriale secondo lo scenario ROADMAP del progetto Atlantide; questa si costituisce di 100 nodi distribuiti tra cabina primaria e 7 feeder (Fig.14). Al suo interno, nella configurazione base, trovano posto carichi passivi e generazione distribuita costituita da impianti fotovoltaici, generatori eolici e impianti cogenerativi. Per simulare situazioni di rete con grado di carico più o meno alto vengono in realtà fatte simulazioni in anni diversi sfruttando i coefficienti di incremento che, nello scenario ROADMAP, prevedono una crescita di carico e generazione e quindi del grado di carico complessivo delle linee. Ad esempio nei casi di rete particolarmente gravata da sovraccarico, che è stata usata per simulare una rete non dimensionata con criterio fit&forget, è presente un forte assorbimento notturno ad opera di stazioni di ricarica veicoli elettrici e la produzione da GD è tale da portare all'inversione del flusso di potenza alla CP. Nel caso considerato per simulare la rete dimensionata in modalità fit&forget il grado di carico complessivo è minore e, seppur sia presente la GD, al saldo la rete si comporta nei confronti della trasmissione come passiva. Ogni nodo della rete può rappresentare un punto di allacciamento di un'utenza MT oppure una cabina secondaria che sottende una rete BT.

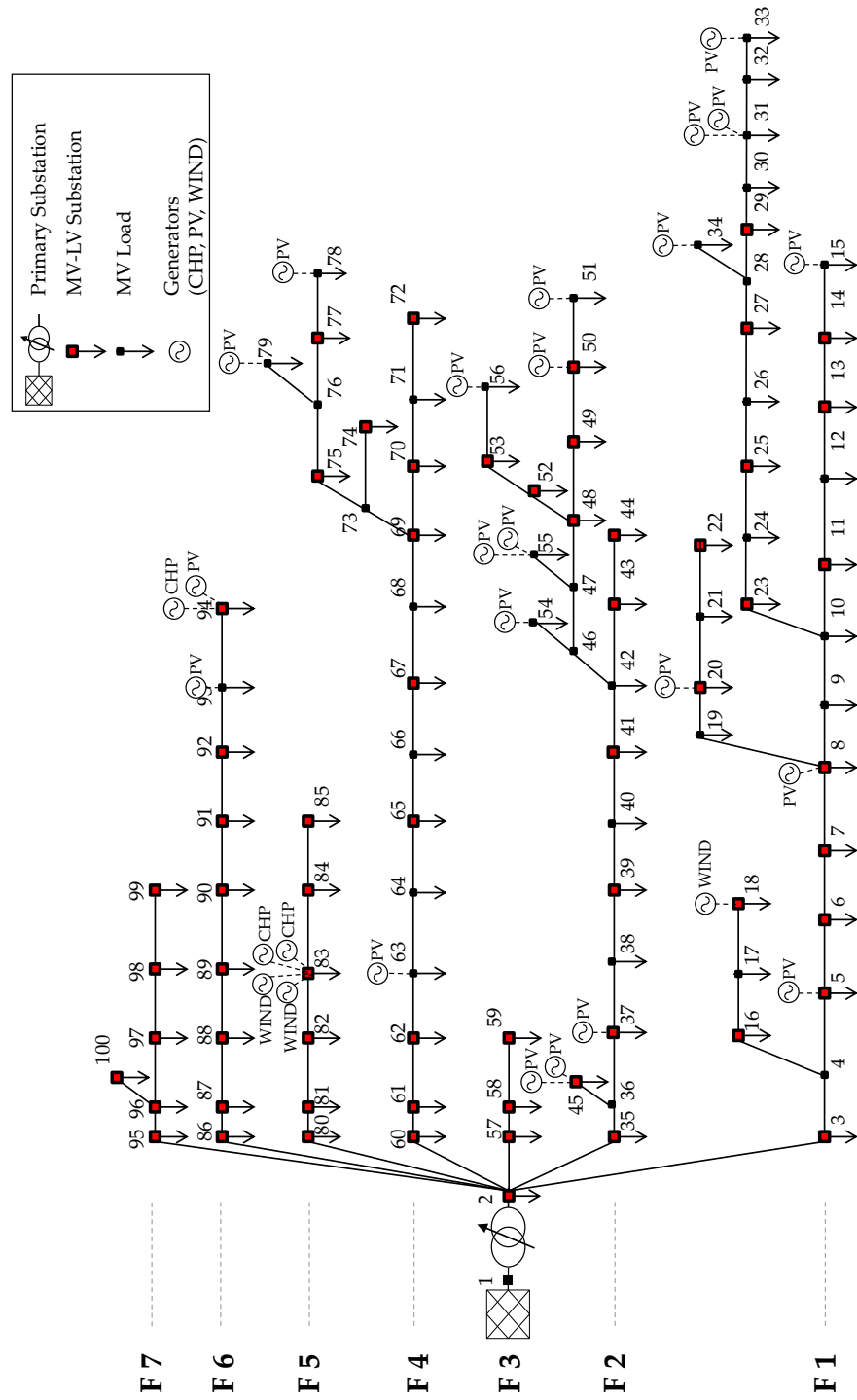


Figura 14: Rete usata per le simulazioni derivante dal progetto Atlantide, scenario ROADMAP. Sono indicati simbolicamente solo i maggiori generatori

7

ENERGY STORAGE IN CP

Nell'ipotesi di un possibile scenario di mercato come quello definito M3 ove il DSO è responsabile del rispetto del profilo pattuito la possibilità di ricorrere ad un accumulo che svolga questo servizio, indipendentemente dalle vicende relative la regolazione della rete sottostante la CP, può risultare interessante al fine di evitare sanzioni a causa del mancato rispetto di quanto pattuito col TSO. L'unico scopo di tale installazione è quindi quello di garantire che il profilo di potenza, e quindi di energia scambiata, alla cabina primaria rispetti quello programmato il giorno precedente in seguito alla perturbazione dei profili di carico e generazione rispetto a quanto previsto.

Come visto precedentemente nell'equazione (5.3) è possibile definire la capacità dell'impianto in funzione di δ , infatti la si può riscrivere come di seguito per mettere in risalto questo parametro.

$$E_n = \delta \Delta t \frac{\sum_{i=1}^{nLF} P_{pr_i} \cdot \eta_{ch_i}}{1 - SoC_{iniz}}$$

L'idea è quindi quella di valutare al variare di δ come cambia E_n e, come si può osservare l'andamento è direttamente proporzionale.

Tabella 3: Capacità E_n in funzione del parametro δ

δ	E_n [MWh]
0.005	3.37
0.010	6.73
0.015	10.10
0.020	13.46
0.025	16.83
0.030	20.19
0.035	23.56
0.040	26.92
0.045	30.29
0.050	33.65

7.1 TAGLIA VS. DISTURBO

Per valutare quale sia la taglia tecnicamente ottimale per il compito di compensazione delle variazioni sono stati sfruttati dei coefficienti random con distribuzione di probabilità di tipo gaussiano. Tenendo conto delle indicazioni riassunte in Tab.2 si è scelto di considerare 3 situazioni caratterizzate da deviazione standard σ pari a 0.075, 0.100 e 0.125 che, con le convenzioni scelte, portano a studiare i casi in cui lo scostamento massimo di ogni carico e generatore rispetto al proprio profilo è rispettivamente $\pm 22.5\%$, $\pm 30\%$ e $\pm 37.5\%$. Per ogni situazione sono state eseguite 100 simulazioni verificando quante volte l'accumulo è risultato incapace di mettere a disposizione la quota di energia richiesta tra due istanti successivi per sopraggiunti limiti

tecniche ottenendo quanto riassunto in Tab.4. Da tale tabella si evince che la percentuale di fallimenti cala in modo inversamente proporzionale alla taglia dello storage (e quindi a δ), questo è particolarmente evidente in Fig.15 dove è graficato l'andamento nei tre casi.

Tabella 4: Confronto al variare dell'entità del disturbo sul profilo programmato dell'efficacia delle diverse capacità di accumulo. Le percentuali sono ottenute confrontando il numero di interventi falliti con il totale degli istanti simulati pari a 2400 (24 istanti per 100 simulazioni).

δ	E_n [MWh]	$\sigma = 0.075$		$\sigma = 0.100$		$\sigma = 0.125$	
		num. fall.	%	num. fall.	%	num. fall.	%
0.005	3.37	302	12.58%	394	16.42%	526	21.92%
0.010	6.73	104	4.33%	147	6.13%	241	10.04%
0.015	10.10	40	1.67%	61	2.54%	140	5.83%
0.020	13.46	16	0.67%	18	0.75%	73	3.04%
0.025	16.83	2	0.08%	8	0.33%	35	1.46%
0.030	20.19	0	0.00%	3	0.13%	17	0.71%
0.035	23.56	0	0.00%	2	0.08%	10	0.42%
0.040	26.92	0	0.00%	0	0.00%	5	0.21%
0.045	30.29	0	0.00%	0	0.00%	2	0.08%
0.050	33.65	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%

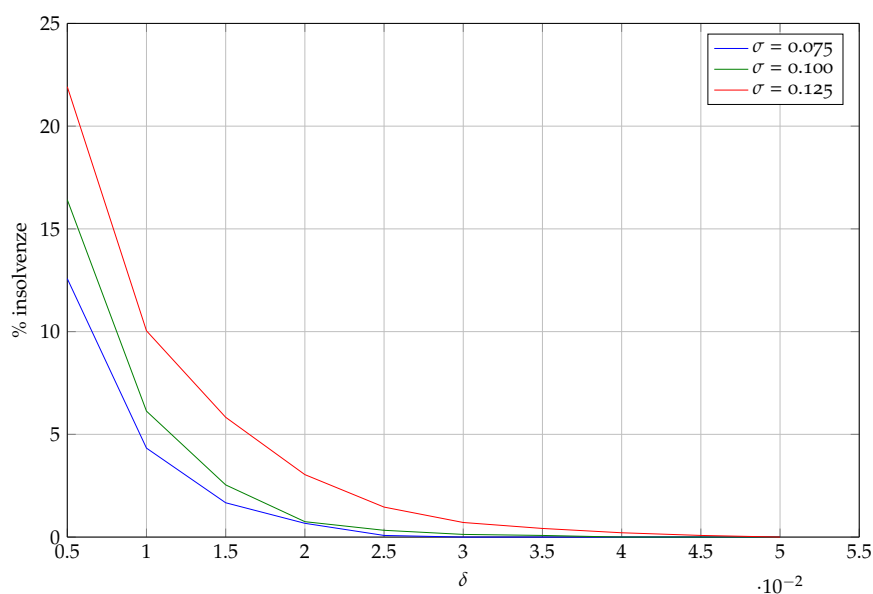


Figura 15: Andamento della percentuale di mancate compensazioni in funzione del parametro di dimensionamento δ .

Per comprendere come l'effetto combinato dei disturbi dei singoli profili di carico e generazione influenzi poi il saldo totale, istante per istante, si può fare riferimento ai grafici in Fig.16, Fig.17 e Fig.18. In questi grafici, presi a titolo d'esempio (i grafici per le altre distribuzioni di disturbo sono disponibili in appendice B), presentano il profilo programmato e i due profili usati per il dimensionamento dell'accumulo che si discostano da quello previsto di $\pm \delta P_{prog,i}$. I punti invece rappresentano il saldo effettivo, istante per istante, raggiunto nelle varie simulazioni a causa del disturbo: se il pun-

to si presenta blu significa che l'accumulo è stato in grado di compensare la quota che discosta il punto dal profilo programmato, se invece è rosso vuol dire che non è stato in grado. Si noti come lo scostamento totale che si presenta alla CP supera abbondantemente la soglia legata a δ usata per dimensionare lo storage e che, nonostante ciò, questo non sia un problema grazie al fatto che vi è un'alternanza di carica e scarica.

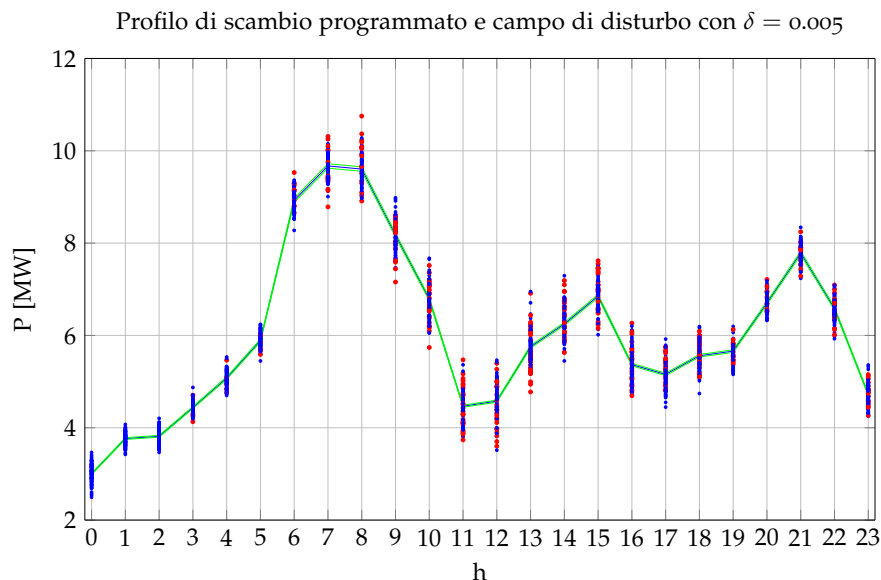


Figura 16: Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.075$ usando una capacità dello storage insufficiente a compensare correttamente tutte le variazioni.

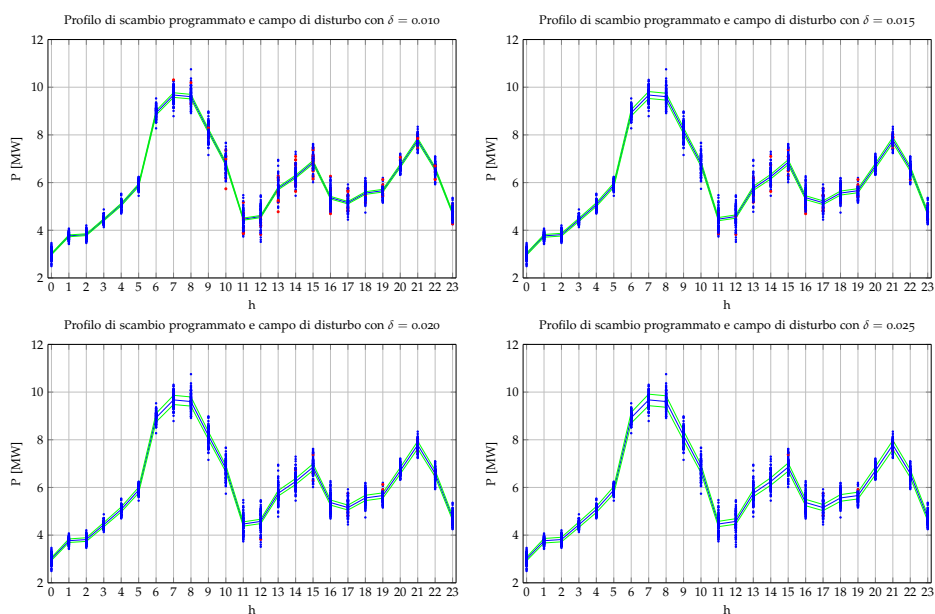


Figura 17: Progressiva riduzione delle insolvenze al crescere della capacità dell'accumulo con $\sigma = 0.075$.

Dalle figure è evidente come al crescere della capacità le insolvenze si riducono via via; le ore più critiche rimangono quelle di fine giornata e solo con

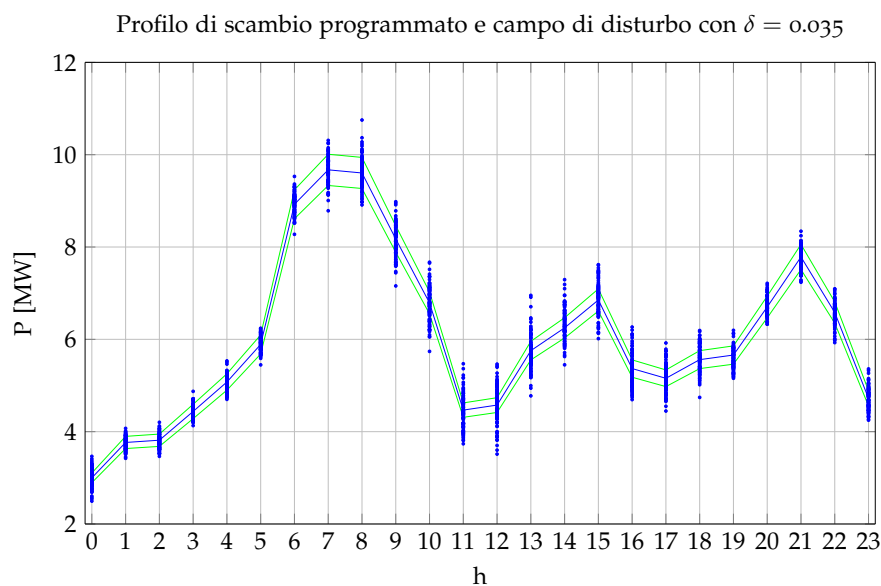


Figura 18: Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.075$ usando la capacità dello storage minima ottimale a compensare correttamente tutte le variazioni.

le taglie più elevate si riesce a risolvere i problemi anche in questi ultimi istanti.

In questa procedura sono stati scelti arbitrariamente i tre valori di σ a titolo esemplificativo per mostrare come, per l'appunto, al crescere del disturbo è necessario utilizzare un accumulo più grosso. Naturalmente tutto ciò è applicabile ad un caso reale dove si suppone nota la distribuzione statistica dei disturbi.

7.2 CONSIDERAZIONI ECONOMICHE

Giunti a questo punto si potrebbe pensare di selezionare, a seconda del disturbo che interessa la rete, la taglia più opportuna. La soluzione tecnicamente ottimale è la prima a presentare numero di compensazioni fallite pari a 0, ma ipotizzando di trovarsi in uno scenario di gestione della rete secondo quanto previsto da M_3 è facile pensare che la quota di energia a cui non è in grado di provvedere lo storage in CP sia soggetto a sanzioni in quanto va ad interessare la generazione collegata alla rete di trasmissione che dovrà variare il proprio profilo di potenza. In questo secondo caso si potrebbe pensare di valutare la convenienza economica a dotare la CP di un accumulo più o meno grande confrontando il costo di quest'ultimo con le previsioni di spesa per coprire eventuali sanzioni. Per fare ciò è però necessario conoscere un prezzo per l'accumulo installato e fare un'ipotesi sull'entità di queste sanzioni. In primo luogo quantifichiamo nei vari casi l'ammontare dell'energia che l'accumulo non è stato mediamente in grado di fornire durante la giornata. Nel fare ciò le quote di energia suddivise nelle varie ore sono prese con il loro valore assoluto in quanto è lo scostamento in sé che viene penalizzato, indipendentemente dal segno. I risultati di tale operazione sono riportati in Tab.5: come era atteso, in virtù di quanto visto precedentemente, più grosso è il disturbo maggiore è la quantità di energia scoperta.

Tabella 5: Consuntivo dell'energia media totale giornaliera non coperta dall'azione dell'accumulo causa sopraggiunti vincoli tecnici confrontata con la taglia dell'accumulo a seconda delle caratteristiche del disturbo che affligge la rete.

δ	E_n [MWh]	$\sigma = 0.075$	$\sigma = 0.100$	$\sigma = 0.125$
		E_{tot}^g scoperta	E_{tot}^g scoperta	E_{tot}^g scoperta
0.005	3.37	0.6640	1.2170	1.9902
0.010	6.73	0.2316	0.4663	0.9569
0.015	10.10	0.0835	0.1794	0.5152
0.020	13.46	0.0239	0.0578	0.2528
0.025	16.83	0.0020	0.0305	0.1157
0.030	20.19	0.0000	0.0139	0.0535
0.035	23.56	0.0000	0.0066	0.0214
0.040	26.92	0.0000	0.0000	0.0099
0.045	30.29	0.0000	0.0000	0.0026
0.050	33.65	0.0000	0.0000	0.0000

In generale, simulando il medesimo scenario in congiunture economiche differenti, ovvero eseguendo le simulazioni per la medesima rete cambiando però la zona in cui si ipotizza essa si trovi variando tra nord, centro nord, centro sud, sud, Sicilia e Sardegna, con i relativi prezzi zonali dell'energia si può osservare quanto riassunto in Tab.6. Ovvero che indipendentemente dal luogo, mediamente sulle 100 simulazioni, il sistema di accumulo centra più o meno il pareggio per quanto riguarda il meccanismo di acquisto/cessione di energia. È altrettanto vero che l'eventuale guadagno non è tale da garantire la sostenibilità dell'investimento nella costruzione dell'impianto. Considerando le differenti zone si può notare come l'unica a presentare un guadagno relativamente più sostanzioso, rispetto alle rimanenti cinque, sia la Sicilia a causa del vantaggioso prezzo zonale rispetto al PUN che è stato ipotizzato.

A questo punto l'analisi di convenienza dovrebbe tenere conto dei mancati esborsi in penali per il mancato rispetto degli accordi relativi al profilo di scambio fissato. Dato che questa non è materia di norme e leggi attuali, in quanto stiamo ragionando in termini di scenari futuri di sviluppo, possiamo fare solo delle mere congetture in materia. Per quanto riguarda la penalità da saldare si può pensare di renderla dipendente dall'ora del giorno in cui avviene la violazione, in quanto il costo relativo si ipotizza segua una logica analoga alle offerte di taglio/aumento della generazione nel meccanismo di risoluzione delle congestioni. A titolo puramente speculativo è stato ipotizzato di porre la penale pari a 1.5 volte il prezzo zonale nell'ora di sfioramento (si veda l'appendice A); sotto questa ipotesi sono stati ottenuti i valori medi di esborso giornaliero per saldare le penalità, in funzione della capacità dell'accumulo scelto, presentati in Tab.7 cui viene associato il relativo esborso totale per un anno di attività. L'andamento di questi valori ricavati ricalca la stessa forma di quello del grafico in Fig.15 ed andrebbe confrontato con una curva di costo di investimento in funzione della taglia per poter determinare l'investimento ottimale in termini di costi/benefici.

Tabella 6: Sintesi degli introiti giornalieri medi dovuti alla compravendita di energia per permettere il rispetto del profilo di scambio fissato alla CP (i termini negativi sono ovviamente delle perdite), tutto è rapportato al dimensionamento dell'accumulo ed ai differenti prezzi zonali.

δ	E_n [MWh]	NORD			C.NORD, C.SUD, SUD, SARD.			SICILIA		
		$\sigma = 0.075$ €/g	$\sigma = 0.100$ €/g	$\sigma = 0.125$ €/g	$\sigma = 0.075$ €/g	$\sigma = 0.100$ €/g	$\sigma = 0.125$ €/g	$\sigma = 0.075$ €/g	$\sigma = 0.100$ €/g	$\sigma = 0.125$ €/g
0.005	3.37	13.06	9.96	8.42	16.38	13.95	13.58	43.24	44.41	49.91
0.010	6.73	7.19	11.48	13.98	10.68	16.00	19.61	39.37	50.26	62.11
0.015	10.10	1.90	6.53	9.27	5.46	11.23	15.04	34.40	46.45	59.51
0.020	13.46	-0.72	3.58	5.83	2.85	8.44	11.86	31.83	43.93	57.38
0.025	16.83	-2.15	1.62	3.35	1.43	6.47	9.60	30.36	41.95	55.50
0.030	20.19	-2.74	0.11	0.38	0.83	4.96	6.65	29.71	40.37	52.67
0.035	23.56	-3.24	-0.58	-2.26	0.32	4.27	4.00	29.15	39.65	49.91
0.040	26.92	-3.65	-1.46	-3.38	-0.09	3.37	2.87	28.70	38.70	48.72
0.045	30.29	-3.99	-1.90	-4.43	-0.44	2.92	1.81	28.32	38.20	47.58
0.050	33.65	-4.30	-2.19	-4.98	-0.76	2.63	1.26	27.97	37.88	47.01

Tabella 7: Penale media giornaliera ed esborso annuale per coprirli in funzione della taglia dello storage.

NORD							
		$\sigma = 0.075$		$\sigma = 0.100$		$\sigma = 0.125$	
δ	E_n [MWh]	€/g	€/a	€/g	€/a	€/g	€/a
0.005	3.37	52.80	19271.12	98.70	36025.11	159.55	58235.66
0.010	6.73	18.57	6777.75	37.88	13824.39	77.82	28404.41
0.015	10.10	6.69	2442.27	14.57	5319.14	41.96	15314.75
0.020	13.46	1.94	708.91	4.72	1722.66	20.47	7470.64
0.025	16.83	0.16	58.43	2.57	938.57	9.25	3376.65
0.030	20.19	0.00	0.00	1.23	448.65	4.31	1572.95
0.035	23.56	0.00	0.00	0.60	218.90	1.74	635.63
0.040	26.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83	303.85
0.045	30.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	77.34
0.050	33.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

C.NORD, C.SUD, SUD, SARD.							
		$\sigma = 0.075$		$\sigma = 0.100$		$\sigma = 0.125$	
δ	E_n [MWh]	€/g	€/a	€/g	€/a	€/g	€/a
0.005	3.37	53.83	19646.30	101.32	36980.99	163.45	59658.85
0.010	6.73	19.04	6950.25	39.19	14304.84	80.23	29285.30
0.015	10.10	6.90	2519.11	15.24	5561.81	43.74	15966.26
0.020	13.46	2.04	743.32	4.87	1779.32	21.43	7822.01
0.025	16.83	0.17	62.42	2.69	981.04	9.62	3512.87
0.030	20.19	0.00	0.00	1.30	475.24	4.43	1618.70
0.035	23.56	0.00	0.00	0.65	236.73	1.82	662.71
0.040	26.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.87	318.08
0.045	30.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	82.13
0.050	33.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

SICILIA							
		$\sigma = 0.075$		$\sigma = 0.100$		$\sigma = 0.125$	
δ	E_n [MWh]	€/g	€/a	€/g	€/a	€/g	€/a
0.005	3.37	64.73	23626.80	119.68	43681.98	194.91	71140.48
0.010	6.73	22.91	8362.14	46.39	16932.79	95.18	34740.04
0.015	10.10	8.30	3030.82	18.02	6575.61	51.73	18880.58
0.020	13.46	2.41	878.56	5.79	2115.04	25.40	9270.83
0.025	16.83	0.20	73.67	3.10	1129.68	11.56	4218.96
0.030	20.19	0.00	0.00	1.44	523.93	5.32	1942.49
0.035	23.56	0.00	0.00	0.69	252.09	2.14	780.99
0.040	26.92	0.00	0.00	0.00	0.00	1.01	367.23
0.045	30.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	97.45
0.050	33.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

7.3 NOTE SUL PROCEDIMENTO

Si ponga attenzione al fatto che i valori numerici ricavati sono validi per la giornata tipo invernale scelta, quindi potrebbe accadere che un accumulo dimensionato considerando esclusivamente questo profilo di scambio, non sia altrettanto valido in una giornata estiva ad esempio (ma anche viceversa). Qualora lo scopo fosse fare un'analisi più approfondita sul dimensionamento dell'accumulo di CP lo strumento proposto non perde di validità, ma andrebbe applicato più volte su di uno spettro più ampio di giornate tipo per considerare sia i caratteri stagionali che quelli feriale/festivo. Solo passando attraverso un procedimento di questo tipo si può pensare di avere i dati per una scelta oculata.

8

ACCUMULO DISTRIBUITO

Per quanto riguarda i benefici che possono derivare dall'uso di sistemi di accumulo distribuiti in una rete non dimensionata con metodologia fit&forget, si è scelto di inserirne 5 il cui posizionamento è stato determinato in seguito ad una simulazione di rete priva di storage. Al termine di questa è stato consultato il file di log ove sono state registrate tutte le azioni di regolazione ai fini di risolvere le congestioni in fase di programmazione e quali sono i rami e i nodi coinvolti, di conseguenza si è scelto di porre degli accumuli a valle di punti particolarmente critici che sono oggetto di molteplici interventi nel corso della giornata. I punti prescelti sono stati i nodi 8, 33, 22, 59 e 85 la cui dotazione è di un impianto ciascuno con caratteristiche sotto indicate:

Tabella 8: Caratteristiche tecniche degli accumuli distribuiti

S_n [MVA]	P_n [MW]	E_n [MWh]	C_{min}	C_{max}
2.5	2.5	14	0.8	0.95

La curva di capability relativa è quella riportata in 5.2, si ricorda quindi che la massima potenza in carica è pari a $P_n \cdot C_{min}$ e quella massima in scarica è uguale a $P_n \cdot C_{max}$.

Ogni accumulo deve essere dotato del relativo profilo di carica/scarica e, per ottenere questo, viene usata la procedura esposta al punto 5.4 che può essere riassunto come di seguito:

- Per ogni accumulo è necessario determinare le fasce temporali che vincolano le fasi di carica e scarica. Si considera perciò il profilo orario del saldo alla sbarra in CP ottenuto sommando istante per istante (a seconda del passo temporale Δt scelto per la simulazione) le potenze previste del complesso di carichi e generatori connessi al medesimo feeder, trascurando quindi le perdite lungo i conduttori e ragionando a monte di eventuali interventi di regolazione necessari. Pensando di ridurre il transito di potenza alla CP si confronta il profilo orario ottenuto con il suo valore medio, l'idea è di istruire quindi le unità di storage ad erogare potenza (scaricarsi) quando viene richiesta più potenza dalla rete AT e di assorbire potenza (caricarsi) quando invece la richiesta è inferiore, oppure vi è un surplus da inviare alla rete di trasmissione. Si è scelto inoltre di porre un limite alla potenza messa in gioco da ogni accumulo, proporzionalmente alla sua potenza nominale (P_n), in modo da evitare l'inversione del comportamento della rete in condizioni di alta penetrazione di storage, o quando la potenza istantanea al saldo è prossima al suo valore medio giornaliero.
- È stata prevista inoltre la possibilità di far partecipare questi accumuli alla regolazione della potenza attiva, per risolvere congestioni, e reattiva, per aggiustare la tensione ai nodi della rete. Il contributo in potenza attiva ha come vincolo principale quello di permettere, a

fine giornata, il raggiungimento del SoC precedentemente fissato, senza che vengano violati i limiti tecnici legati allo stato di carica e alla potenza. Per fare ciò è stata sviluppata un'apposita funzione in grado di esprimere una disponibilità diversa per un intervento in carica o in scarica, considerando lo stato che caratterizza l'unità di storage nell'istante analizzato. In secondo luogo è possibile richiedere all'accumulo di compensare un intervento regolatorio liberamente negli istanti futuri oppure vincolare anche questo alle fasce temporali di azione create al punto precedente. Il prezzo che deve essere riconosciuto per l'intervento viene calcolato dinamicamente a seconda dell'ora del giorno e del tempo disponibile per compensare l'energia messa in gioco. Nel caso di un intervento in scarica è necessario che venga coperto il costo di una futura ricarica, in caso di carica le eventuali perdite per erogazione in momenti non convenienti rispetto a quanto previsto.

- La suddivisione delle quote di energia per la compensazione vengono distribuite nel tempo ricercando la convenienza economica; lo stesso vale per il calcolo del profilo di carica iniziale. Per fare tutto ciò si è ricorsi al solutore di problemi lineari `linprog` compreso nell'Optimization Toolbox™ di Matlab®, dopo un opportuno studio sull'espressione lineare dei limiti tecnici da soddisfare. Tali vincoli comprendono il fatto che in nessun istante il SoC scenda al di sotto della profondità massima di scarica prevista né che venga superato il 100% della carica e che la potenza non ecceda mai i limiti della capability.
- Da ogni profilo di energia (stato di carica), iniziale o aggiornato in seguito ad intervento regolatorio, deriva un profilo di potenza assorbita/erogata che viene assunta costante a partire dall'istante analizzato per tutto il successivo Δt .

Per ogni operazione è stata integrata la possibilità di affinare la simulazione ricorrendo a rendimenti diversi per i processi di carica e scarica, tali rendimenti inoltre possono variare a seconda del SoC dell'istante considerato coerentemente con una tecnologia di accumulo di tipo elettrochimico.

8.1 SOSTENIBILITÀ ECONOMICA IN PRESENZA DEI VINCOLI

Una prima campagna di simulazioni è stata eseguita considerando le sei diverse zone geografiche, sia in un mese tipo invernale (gennaio) che uno di tipo estivo (luglio), sia in condizioni di rete dimensionata con criterio *fit&forget* che non secondo tale criterio. L'obiettivo è stato valutare il massimo guadagno raggiungibile da ogni accumulo considerato nelle diverse condizioni. Le stesse prove sono state eseguite massimizzando lo sfruttamento della capacità degli accumuli per valutare l'auto sostenibilità economica di un approccio improntato alla ricerca del massimo contributo in termini di potenza da parte degli storage. Per questa prima analisi non sono state impostate bande per la partecipazione alla regolazione, permettendo così al SoC di variare tra il suo minimo e il suo massimo senza ulteriori restrizioni oltre a quelle tecniche (è stata impostata una *DOD* dell'85%).

I risultati sono organizzati in Tab.9 e in Tab.10, permettendo il confronto tra due approcci di dimensionamento differenti che sottendono profili di

Tabella 9: Riassunto potenziali guadagni nel caso di rete dimensionata con criterio fit&forget, suddivisi per accumulo/nodo a seconda della zona di prezzi ed in funzione dello scopo perseguito: massimizzare il guadagno dalla compravendita di energia oppure massimizzare il contributo in termini di potenza.

		INVERNO						
	NODO	NORD	C.NORD	C.SUD	SUD	SARD.	SIC.	
max guadagno	8	€ 32.27	€ 34.35	€ 34.35	€ 34.35	€ 34.35	€ 58.17	
	33	€ 32.27	€ 34.35	€ 34.35	€ 34.35	€ 34.35	€ 58.17	
	22	€ 32.27	€ 34.35	€ 34.35	€ 34.35	€ 34.35	€ 58.17	
	59	€ 99.02	€ 106.37	€ 106.37	€ 106.37	€ 106.37	€ 177.21	
	85	€ 18.54	€ 35.38	€ 35.38	€ 35.38	€ 35.38	€ 86.08	
max potenza	8	€ 28.38	€ 29.96	€ 29.96	€ 29.96	€ 29.96	€ 55.65	
	33	€ 28.38	€ 29.96	€ 29.96	€ 29.96	€ 29.96	€ 55.65	
	22	€ 28.38	€ 29.96	€ 29.96	€ 29.96	€ 29.96	€ 55.65	
	59	€ 88.71	€ 94.98	€ 94.98	€ 94.98	€ 94.98	€ 170.39	
	85	-€ 93.43	-€ 74.57	-€ 74.57	-€ 74.57	-€ 74.57	€ 29.78	

		ESTATE						
	NODO	NORD	C.NORD	C.SUD	SUD	SARD.	SIC.	
max guadagno	8	€ 25.02	€ 18.31	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	
	33	€ 25.02	€ 18.31	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	
	22	€ 25.02	€ 18.31	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	
	59	€ 73.32	€ 53.77	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	
	85	€ 62.75	€ 62.87	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	
max potenza	8	€ 11.86	€ 4.00	-€ 235.86	-€ 235.86	-€ 235.86	-€ 235.86	
	33	€ 11.86	€ 4.00	-€ 235.86	-€ 235.86	-€ 235.86	-€ 235.86	
	22	€ 11.86	€ 4.00	-€ 235.86	-€ 235.86	-€ 235.86	-€ 235.86	
	59	€ 32.12	€ 11.48	-€ 632.84	-€ 632.84	-€ 632.84	-€ 632.84	
	85	€ 2.33	€ 1.68	-€ 602.58	-€ 602.58	-€ 602.58	-€ 602.58	

carico/generazione diversi, e da questi si possono ricavare alcune osservazioni:

- è subito evidente come, a parità di prezzo dell'energia, i vincoli dipendenti dai diversi feeder pesino sulle possibilità di guadagno giornaliero, pur essendo tutti gli accumuli pari in caratteristiche tecniche;
- ancora più evidente dal confronto tra le due tabelle è come diversi profili di carico/generazione comportino differenti possibilità di guadagno a parità di topologia della rete;
- si può osservare come una zona che in un periodo dell'anno risulta mediamente remunerativa (come la Sicilia) possa, in un'altra stagione, non permettere nessun introito a causa della congiuntura PUN, prezzo zonale e fasce di vincoli;
- qualora si ricerchi il massimo contributo in potenza è evidente come la cosa possa rappresentare un costo, oltre che un mancato guadagno;
- talvolta il meglio che si può ottenere in termini economici è solamente il pareggio a fine giornata.

Accanto ai dati relativi alle voci economiche vi sono anche i dati riguardanti i profili di potenza risultanti dai due diversi approcci. Vengono quindi riportati i grafici relativi alle potenze nel caso invernale ed estivo, rispettivamente in Fig.19 e Fig.20 per la rete dimensionata con criterio fit&forget e in

Tabella 10: Riassunto potenziali guadagni nel caso di rete non dimensionata con criterio fit&forget, suddivisi per accumulo/nodo a seconda della zona di prezzi ed in funzione dello scopo perseguito: massimizzare il guadagno dalla compravendita di energia oppure massimizzare il contributo in termini di potenza.

INVERNO							
	NODO	NORD	C.NORD	C.SUD	SUD	SARD.	SIC.
max guadagno	8	€ 11.67	€ 39.63	€ 39.63	€ 39.63	€ 39.63	€ 166.48
	33	€ 11.67	€ 39.63	€ 39.63	€ 39.63	€ 39.63	€ 166.48
	22	€ 11.67	€ 39.63	€ 39.63	€ 39.63	€ 39.63	€ 166.48
	59	€ 12.44	€ 45.57	€ 45.57	€ 45.57	€ 45.57	€ 164.91
	85	€ 12.44	€ 45.57	€ 45.57	€ 45.57	€ 45.57	€ 158.08
max potenza	8	-€ 150.07	-€ 120.58	-€ 120.58	-€ 120.58	-€ 120.58	€ 32.96
	33	-€ 150.07	-€ 120.58	-€ 120.58	-€ 120.58	-€ 120.58	€ 32.96
	22	-€ 150.07	-€ 120.58	-€ 120.58	-€ 120.58	-€ 120.58	€ 32.96
	59	-€ 155.44	-€ 123.34	-€ 123.34	-€ 123.34	-€ 123.34	€ 28.11
	85	-€ 143.54	-€ 111.61	-€ 111.61	-€ 111.61	-€ 111.61	€ 38.38
ESTATE							
	NODO	NORD	C.NORD	C.SUD	SUD	SARD.	SIC.
max guadagno	8	€ 75.69	€ 75.87	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00
	33	€ 75.69	€ 75.87	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00
	22	€ 75.69	€ 75.87	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00
	59	€ 77.67	€ 77.85	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00
	85	€ 77.67	€ 77.85	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00	€ 0.00
max potenza	8	-€ 27.43	-€ 27.28	-€ 798.88	-€ 798.88	-€ 798.88	-€ 798.88
	33	-€ 27.43	-€ 27.28	-€ 798.88	-€ 798.88	-€ 798.88	-€ 798.88
	22	-€ 27.43	-€ 27.28	-€ 798.88	-€ 798.88	-€ 798.88	-€ 798.88
	59	-€ 30.97	-€ 30.83	-€ 805.29	-€ 805.29	-€ 805.29	-€ 805.29
	85	-€ 28.26	-€ 28.11	-€ 804.73	-€ 804.73	-€ 804.73	-€ 804.73

Fig.21 e Fig.22 per la rete che invece non è dimensionata con tali modalità¹. Sono mostrati in tratto continuo i profili secondo l'approccio alla maggior convenienza economica e tratteggiato per quelli secondo la ricerca del massimo contributo in potenza. È subito evidente come nei casi ove la differenza di "guadagno" tra i due approcci è minore si ha una minore differenza tra i profili di potenza; viceversa può accadere che lo scostamento sia molto marcato e che, ad esempio, nel caso in cui viene ricercato il massimo guadagno dalla compravendita di energia, vi siano periodi nei quali, per l'accumulo, è più conveniente non fare nulla presentando potenza da/verso la rete nulla. Si può osservare, a titolo di conferma, come la stagionalità influenzi i profili e quindi modifichi, congiuntamente alle variazioni di prezzo, la capacità di un'installazione di avere o meno introiti.

In conclusione, considerando l'ordine di grandezza dei potenziali guadagni giornalieri e l'influenza della stagionalità, è difficile ritenere conveniente, per un privato, investire nella costruzione di un accumulo con l'obiettivo di fare business, allo stato attuale dei costi d'investimento, nel caso sia obbligato dal DSO a rispettare dei vincoli. Naturalmente si tratta di una considerazione di carattere generalista in quanto, come si è potuto vedere dai dati presentati, i risultati possono variare di molto a seconda del profilo di carico del feeder e quindi dei vincoli derivanti. Non si può escludere a priori che possano esservi condizioni particolari tali da rendere sostenibile la cosa.

¹ Sono riportati profili di potenza solo della zona di prezzi Nord in quanto quelli per le altre zone non si discosta molto o addirittura coincide.

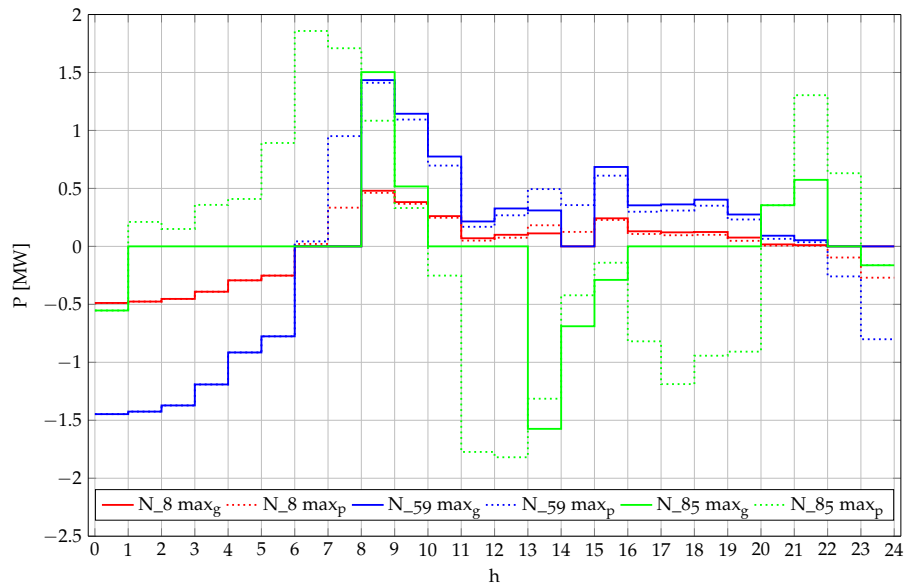


Figura 19: Rete dimensionata con criterio fit&forget: andamento delle potenze durante il giorno tipo invernale nella zona nord, distinte nei casi di ricerca massimo guadagno o massima potenza.

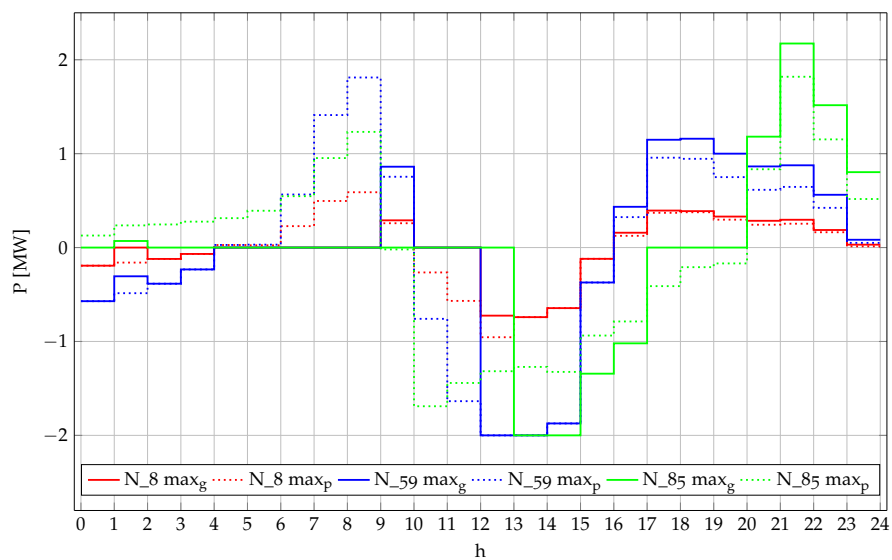


Figura 20: Rete dimensionata con criterio fit&forget: andamento delle potenze durante il giorno tipo estivo nella zona nord, distinte nei casi di ricerca massimo guadagno o massima potenza.

In secondo luogo, facendo riferimento sempre agli andamenti riportati è evidente come il fatto di presentare un profilo a potenza nulla in certi periodi, perché non conveniente economicamente, contrasti con la possibilità di fornire un servizio in termini di alleggerimento del grado carico del feeder. Ne consegue una scarsa compatibilità tra il servizio precedentemente identificato come *Electric Energy Time Shift* in presenza di vincoli sulle possibili azioni e servizi come quelli di *Transmission Congestion Relief* e *Distribution Upgrade Deferral*. Se per quanto detto nel paragrafo precedente è difficile pensare di avere degli storage che si supportino economicamente solo tramite la compravendita di energia, senza fornire altri servizi, è però vero il fatto

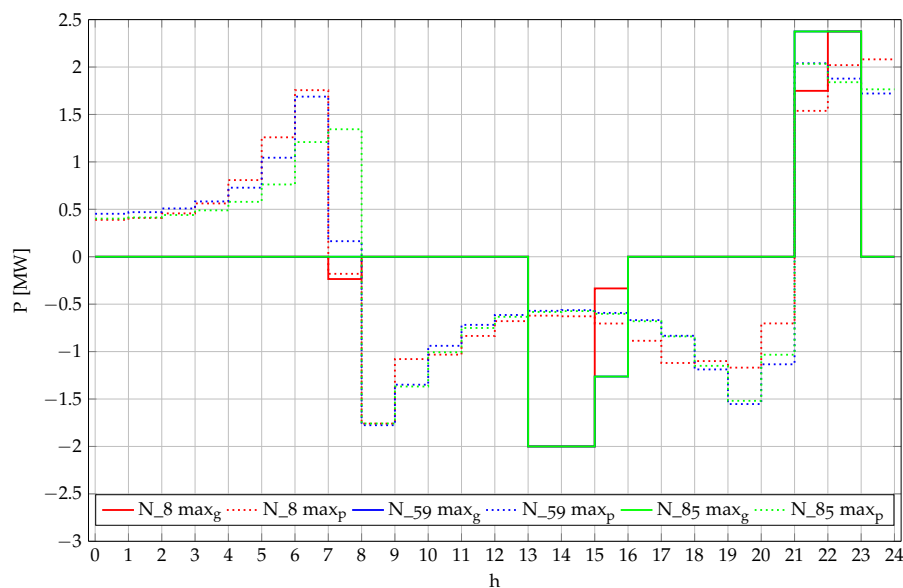


Figura 21: Rete non dimensionata con criterio fit&forget: andamento delle potenze durante il giorno tipo invernale nella zona nord, distinte nei casi di ricerca massimo guadagno o massima potenza.

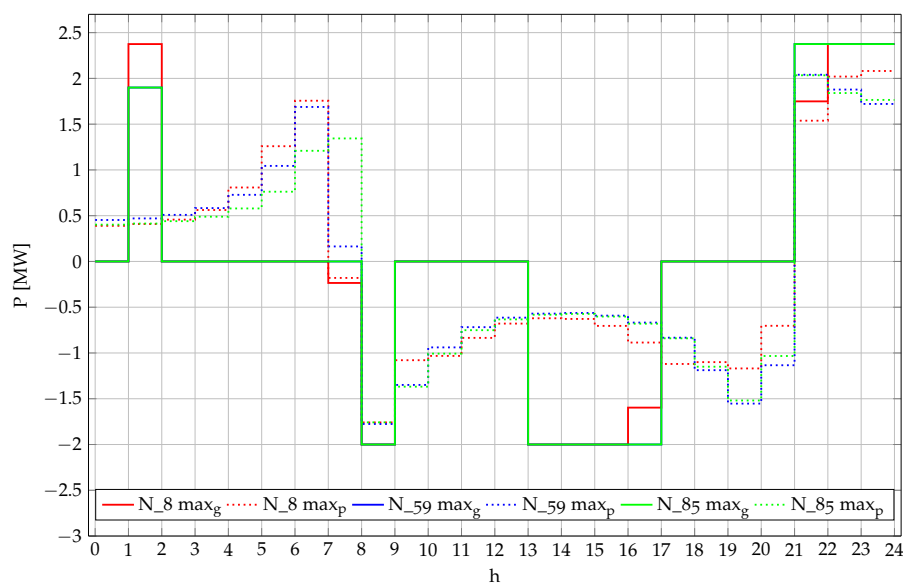


Figura 22: Rete non dimensionata con criterio fit&forget: andamento delle potenze durante il giorno tipo estivo nella zona nord, distinte nei casi di ricerca massimo guadagno o massima potenza.

che l'installazione di accumuli per migliorare la gestione della distribuzione deve essere supportato da incentivi o da una remunerazione particolarmente vantaggiosa dei servizi offerti. Per questi motivi nel prosieguo del lavoro di analisi dei servizi ancillari, nel caso di reti non più dimensionate secondo la metodologia fit&forget, si è scelto di operare con accumuli gestiti in maniera tale da trascurare l'eventuale guadagno dall'acquisto/cessione di energia, ma che massimizzino i contributi in miglioramento della stabilità di rete e risparmio rispetto alla gestione del solo insieme carico-generazione.

8.2 CONTRIBUTO ALLA REGOLAZIONE

Il contributo degli storage distribuiti si può esprimere in termini di alleggerimento del grado di carico della rete e/o di mancato coinvolgimento nel meccanismo di regolazione della potenza attiva di parte delle risorse messe a disposizione da generatori e carichi. Queste si presentano sotto forma di dispacciamento e alleggerimento del carico per aumentare la potenza verso monte, o taglio della generazione per diminuirla. Ferme restanti le ipotesi poste precedentemente, sono state analizzate tre possibili strategie di gestione dell'accumulo distribuito:

1. Allo storage viene fornito un profilo di potenza iniziale determinato rispettando i vincoli posti dal DSO; tale profilo rimane fisso per tutta la giornata e non vengono presentate offerte sul MSD_D (Strategia 1).
2. Allo storage viene fornito un profilo di potenza iniziale determinato rispettando i vincoli posti dal DSO, ma viene riservata una banda di capacità al fine di poter presentare delle offerte sul MSD_D in tempo reale; ne consegue che durante la giornata il profilo di potenza potrà subire delle variazioni rispetto a quello fissato inizialmente, ma la compensazione dagli interventi supplementari viene eseguita nel rispetto dei vincoli (Strategia 2).
3. Allo storage non viene fornito un profilo di potenza iniziale; tutta la sua capacità viene resa disponibile durante il MSD_D in tempo reale, andando così a costruire un profilo di potenza per compensare gli interventi tale da rispettare i vincoli del DSO (Strategia 3).

In tutti e tre i casi si è andati ad osservare la variazione di energia totale richiesta per risolvere le congestioni e permettere il corretto esercizio della rete². Solo secondariamente si è andati a controllare le relative spese di approvvigionamento risorse nei vari casi dato che le voci economiche sottendono delle ipotesi che riteniamo più deboli.

8.2.1 Strategia 1

In questo primo caso la simulazione presenta i risultati di Fig.23 dove naturalmente le uniche risorse raccolte dal controllore DADS sono, sia per il caso con accumulo sia per quello senza, solo quelle messe a disposizione sotto forma di sovrapproduzione e alleggerimento del carico da una parte e taglio della generazione dall'altra. Si può osservare come il contributo richiesto in termini di maggiore potenza attiva, nelle fasce orarie dove questa è preponderante, sia generalmente minore nel caso in cui vi siano in funzione gli storage; lo stesso si può dire per la riduzione della potenza attiva nella fascia centrale della giornata. Il fatto che, parallelamente a queste benefiche riduzioni, si abbia, sempre per fasce orarie, un comportamento opposto per la potenza di altro segno può indicare che vi sono margini per un miglioramento della strategia di definizione delle fasce di vincolo, oppure che dare priorità di dispacciamento all'erogazione/assorbimento degli accumuli possa generare ulteriori contingenze. Le quote di energia necessarie ad ogni ora sono riportate in Tab.11.

² Si ricorda che questa non è dimensionata secondo il criterio fit&forget e quindi può facilmente presentare congestioni in fase di programmazione.

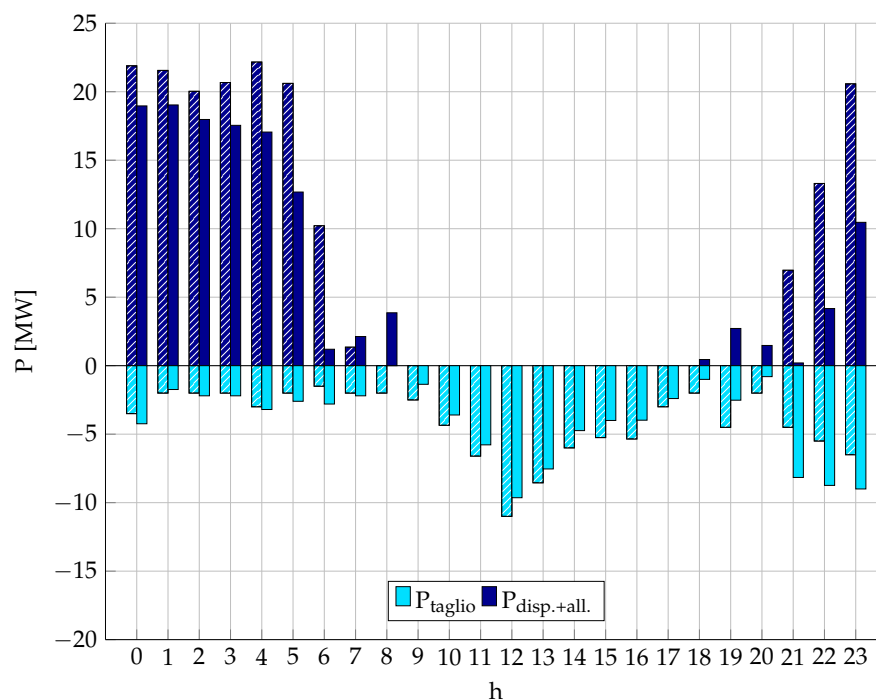


Figura 23: Totale orario della potenza attiva richiesta ai fini della risoluzione di congestioni con Strategia 1 e raccolta da DADS. Per ogni ora la prima colonna rappresenta la situazione senza l'accumulo e la seconda con l'accumulo presente.

Tabella 11: Potenze [MW] raccolte da DADS per la risoluzione delle congestioni (dettaglio dell'istogramma in Fig.23).

h	Senza accumulo		Con accumulo	
	disp.+all.	taglio	disp.+all.	taglio
0	21.89	-3.50	18.96	-4.24
1	21.56	-2.00	19.03	-1.74
2	20.03	-2.00	17.97	-2.20
3	20.67	-2.00	17.55	-2.20
4	22.16	-3.00	17.06	-3.20
5	20.61	-2.00	12.68	-2.60
6	10.21	-1.50	1.20	-2.80
7	1.35	-2.00	2.13	-2.20
8	0.00	-2.00	3.86	0.00
9	0.00	-2.50	0.00	-1.36
10	0.00	-4.35	0.00	-3.60
11	0.00	-6.60	0.00	-5.78
12	0.00	-11.00	0.00	-9.64
13	0.00	-8.55	0.00	-7.54
14	0.00	-6.00	0.00	-4.74
15	0.00	-5.25	0.00	-4.00
16	0.00	-5.35	0.00	-3.98
17	0.00	-3.00	0.00	-2.40
18	0.00	-2.00	0.45	-1.00
19	0.00	-4.50	2.72	-2.52
20	0.00	-2.00	1.48	-0.80
21	6.96	-4.50	0.20	-8.16
22	13.30	-5.50	4.17	-8.74
23	20.57	-6.50	10.47	-9.00

I profili di potenza e carica dei vari storage determinati dal codice di ottimizzazione sono riportati in Fig.24, in Fig.25 ed in in Fig.26. Dato che i pri-

mi tre accumuli sono montati sullo stesso feeder, essi presentano i medesimi andamenti, quindi se ne è riportato solo uno.

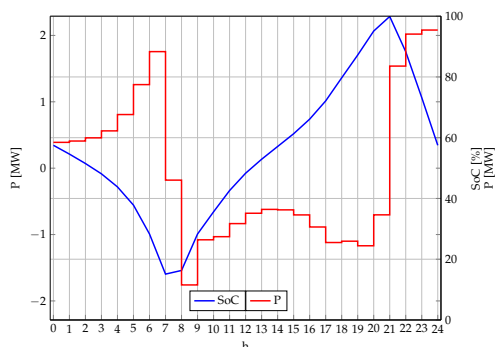


Figura 24: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 8.

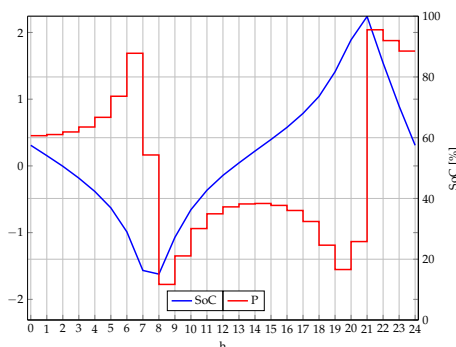


Figura 25: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 85.

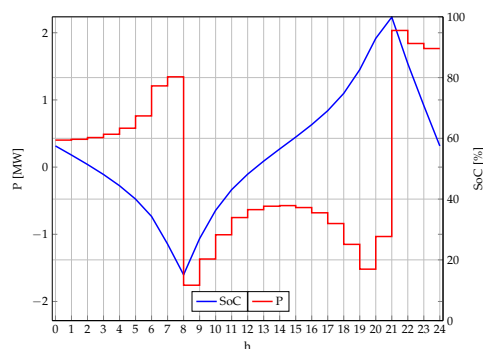


Figura 26: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 59.

8.2.2 Strategia 2

Anche in questo secondo caso valgono le considerazioni fatte per il punto precedente ma, guardando la Fig.27, si può notare come parte dei contributi sia coperta dal meccanismo di offerte comprendendo anche quelle fatte dagli accumuli. Si può osservare come non siano presenti contributi degli accumuli ad ogni ora in quanto, negli istanti precedenti, questi hanno esaurito i margini per erogare servizi del segno richiesto; solo dopo un certo tempo, o dopo un intervento di segno opposto a quelli fatti precedentemente, gli storage risultano in grado di disporre nuovi di margini di capacità. Le quote di energia raccolte da DADS, necessarie ad ogni ora ai fini del corretto esercizio della rete, sono riportate in Tab.12.

Relativamente a questa strategia è interessante osservare come il codice sia in grado di modificare il profilo di potenza/ SoC al fine di conseguire, a fine giornata, il raggiungimento del SoC prefissato, anche in presenza di interventi di regolazione in seguito all'interrogazione del DADS. Le figure 28, 29, 30, 31 e 32 riportano il confronto tra i profili determinati dall'ottimizzatore ad inizio giornata in linea tratteggiata ed in linea continua gli andamenti reali in seguito alla partecipazione al MSD_D. Si può notare come i primi tre accumuli, pur essendo montati sullo stesso feeder, presentino dei profili diversi a fine giornata pur partendo dal medesimo profilo ottimizzato. La

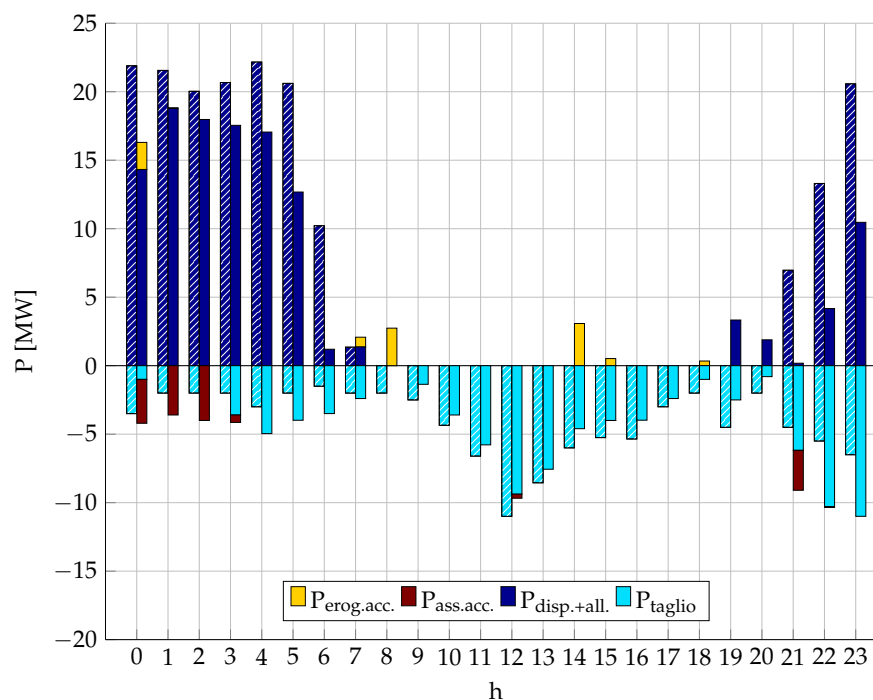


Figura 27: Totale orario della potenza attiva richiesta ai fini della risoluzione di congestioni con Strategia 2 e raccolta da DADS. Per ogni ora la prima colonna rappresenta la situazione senza l'accumulo e la seconda con l'accumulo presente.

Tabella 12: Potenze [MW] raccolte da DADS per la risoluzione delle congestioni (dettaglio dell'istogramma in Fig.27).

h	Senza accumulo		Con accumulo			
	disp.+all.	taglio	disp.+all.	taglio	acc.eroq.	ass.acc.
0	21.89	-3.50	14.33	-1.00	1.98	-3.20
1	21.56	-2.00	18.79	0.00	0.02	-3.60
2	20.03	-2.00	17.97	0.00	0.00	-4.00
3	20.67	-2.00	17.55	-3.60	0.00	-0.54
4	22.16	-3.00	17.06	-4.96	0.00	0.00
5	20.61	-2.00	12.68	-3.98	0.00	0.00
6	10.21	-1.50	1.20	-3.50	0.00	0.00
7	1.35	-2.00	1.38	-2.40	0.70	0.00
8	0.00	-2.00	0.00	0.00	2.74	0.00
9	0.00	-2.50	0.00	-1.36	0.00	0.00
10	0.00	-4.35	0.00	-3.60	0.00	0.00
11	0.00	-6.60	0.00	-5.78	0.00	0.00
12	0.00	-11.00	0.00	-9.38	0.00	-0.30
13	0.00	-8.55	0.00	-7.56	0.00	0.00
14	0.00	-6.00	0.00	-4.60	3.08	0.00
15	0.00	-5.25	0.00	-4.00	0.52	0.00
16	0.00	-5.35	0.00	-3.98	0.00	0.00
17	0.00	-3.00	0.00	-2.40	0.00	0.00
18	0.00	-2.00	0.00	-1.00	0.34	0.00
19	0.00	-4.50	3.33	-2.50	0.00	0.00
20	0.00	-2.00	1.89	-0.80	0.00	0.00
21	6.96	-4.50	0.18	-6.18	0.00	-2.92
22	13.30	-5.50	4.17	-10.31	0.00	-0.03
23	20.57	-6.50	10.47	-11.00	0.00	0.00

causa di ciò è legata al meccanismo di formazione delle aree per la regolazione di corrente al fine di risolvere le congestioni: evidentemente i tre

storage sono sottesi ad aree differenti.

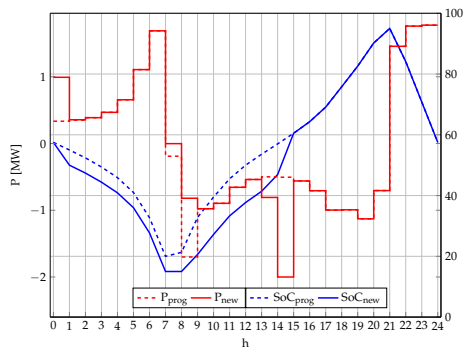


Figura 28: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 8.

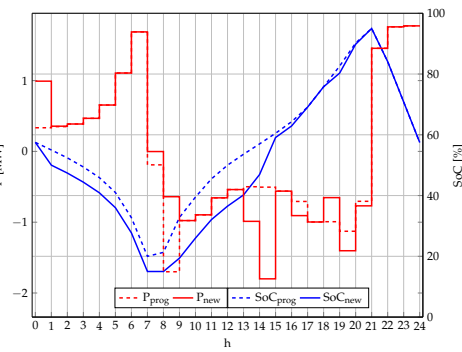


Figura 29: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 33.

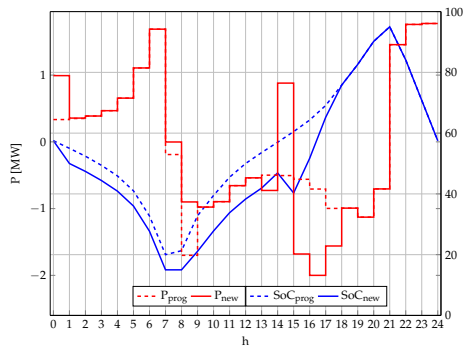


Figura 30: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 22.

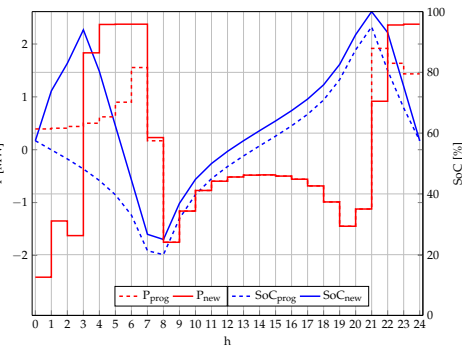


Figura 31: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 85.

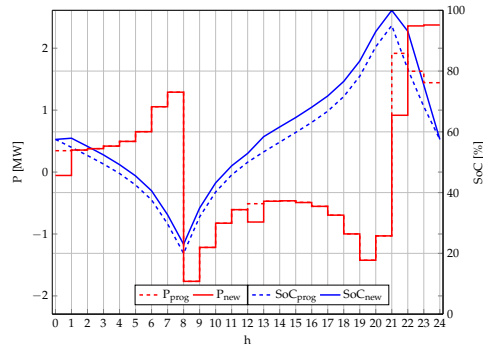


Figura 32: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 59.

8.2.3 Strategia 3

In questo terzo ed ultimo caso si può notare in Fig.33 come, nella prima fase della giornata, la potenza attiva di ambo i segni raccolta da DADS sia in genere minore in presenza di accumulo; dopo le prime ore però il vantaggio è molto minore, rispetto alle strategie precedenti, a causa dell'assenza del contributo legato al profilo iniziale. Infatti il meccanismo delle offerte rende disponibile sempre tutto il margine presente; se questo è esaurito, e non è presente un profilo di base studiato ad hoc, l'accumulo non è in grado di contribuire alla risoluzione dei problemi. Nella fascia centrale della giornata

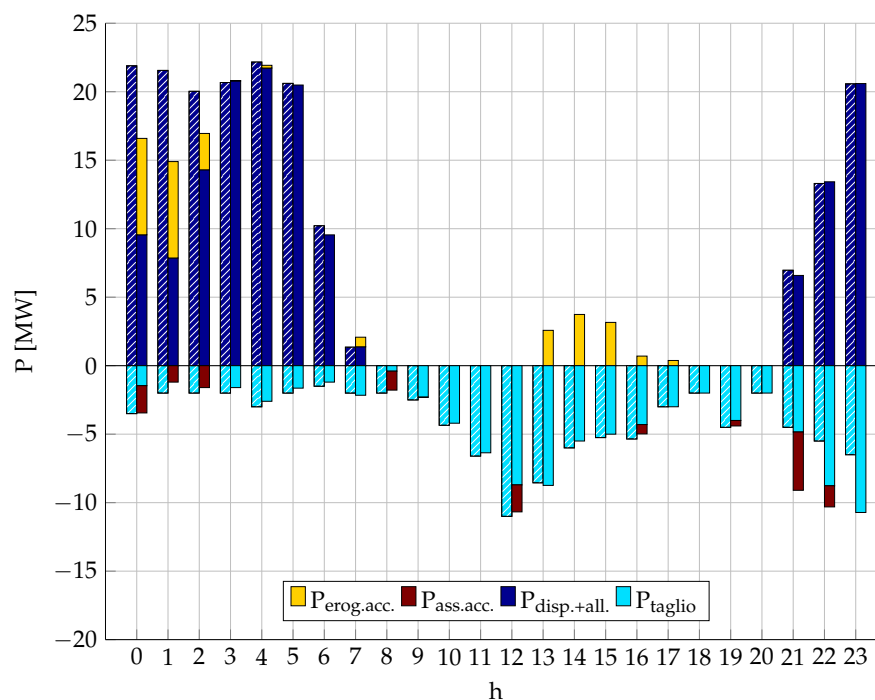


Figura 33: Totale orario della potenza attiva richiesta ai fini della risoluzione di congestioni con Strategia 3 e raccolta da DADS. Per ogni ora la prima colonna rappresenta la situazione senza l'accumulo e la seconda con l'accumulo presente.

Tabella 13: Potenze [MW] raccolte da DADS per la risoluzione delle congestioni (dettaglio dell'istogramma in Fig.33).

h	Senza accumulo		Con accumulo			
	disp.+all.	taglio	disp.+all.	taglio	acc.eroq.	ass.acc.
0	21.89	-3.50	9.55	-1.46	7.04	-1.99
1	21.56	-2.00	7.86	-1.46	7.04	-1.20
2	20.03	-2.00	14.30	0.00	2.65	-1.60
3	20.67	-2.00	20.79	-1.60	0.03	0.00
4	22.16	-3.00	21.73	-2.60	0.20	0.00
5	20.61	-2.00	20.49	-1.64	0.00	0.00
6	10.21	-1.50	9.55	-1.20	0.00	0.00
7	1.35	-2.00	1.38	-2.16	0.70	0.00
8	0.00	-2.00	0.00	-0.40	0.00	-1.38
9	0.00	-2.50	0.00	-2.30	0.00	-0.01
10	0.00	-4.35	0.00	-4.20	0.00	0.00
11	0.00	-6.60	0.00	-6.36	0.00	0.00
12	0.00	-11.00	0.00	-8.70	0.00	-1.97
13	0.00	-8.55	0.00	-8.74	2.58	0.00
14	0.00	-6.00	0.00	-5.50	3.74	0.00
15	0.00	-5.25	0.00	-5.00	3.16	0.00
16	0.00	-5.35	0.00	-4.30	0.70	-0.68
17	0.00	-3.00	0.00	-3.00	0.38	0.00
18	0.00	-2.00	0.00	-2.00	0.00	0.00
19	0.00	-4.50	0.00	-4.00	0.00	-0.40
20	0.00	-2.00	0.00	-2.00	0.00	0.00
21	6.96	-4.50	6.59	-4.84	0.00	-4.26
22	13.30	-5.50	13.42	-8.77	0.00	-1.54
23	20.57	-6.50	20.59	-10.72	0.00	0.00

accade però una cosa particolare, ovvero degli storage rendono disponibile della potenza di segno positivo anche se la fascia temporale dovrebbe essere

propizia all'assorbimento di potenza. Probabile causa di ciò è il fatto che, per compensare gli interventi in scarica di inizio giornata, la richiesta in assorbimento sia tale da generare un deficit di potenza sulla linea ma, essendo più conveniente dal punto di vista economico la riduzione della carica piuttosto che richiedere un aumento di produzione a qualche impianto della GD, il DADS, per il suo meccanismo di raccolta delle offerte, opta per la prima soluzione. Ciò si traduce nella mancanza di qualsivoglia intervento in scarica durante le ultime ore della giornata. Le quote di energia necessarie ad ogni ora sono riportate in Tab.13.

In questa strategia non vi è nessuna ottimizzazione preliminare, quindi l'unica cosa che può essere fatta è inizializzare tutti gli accumuli con un profilo di SoC piatto e pari a $100 - DOD_{max}/2\%$. Durante la giornata è il codice a plasmare il profilo di potenza/SoC in seguito alla partecipazione sul MSD_D e accettazione delle relative offerte al fine di conseguire, al termine giornata, il raggiungimento del SoC prefissato. Osservando le figure 34, 35, 36, 37 e 38 si può notare come ogni accumulo assuma un comportamento diverso a seconda dell'area per la regolazione di corrente in cui viene inserito dal DADS. Si può vedere come la scelta iniziale del SoC non consenta lo sfruttamento ottimale della capacità dell'accumulo, che si trova limitato in carica od in scarica, impedendo potenzialmente la fornitura di altre quote di potenza sul MSD_D. In questo senso sarebbe auspicabile, come ulteriore sviluppo della strategia, per vedere se diviene più competitiva con le altre due, un sistema di "insegnamento" basato su serie storiche degli interventi più richiesti ad ogni accumulo, in modo da tarare in forma migliore il SoC iniziale.

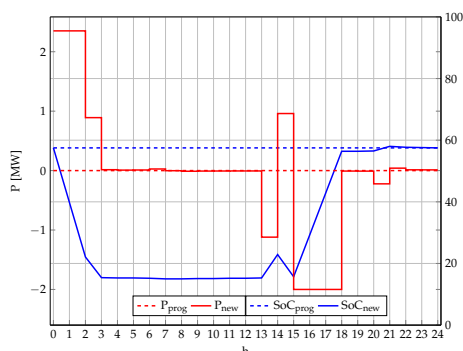


Figura 34: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 8.

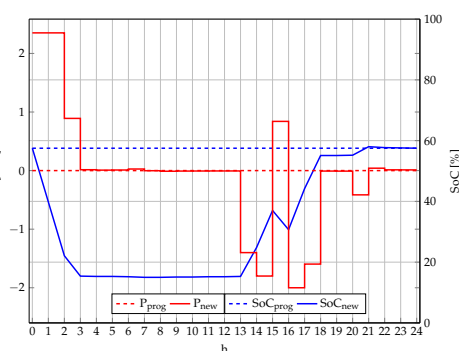


Figura 35: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 33.

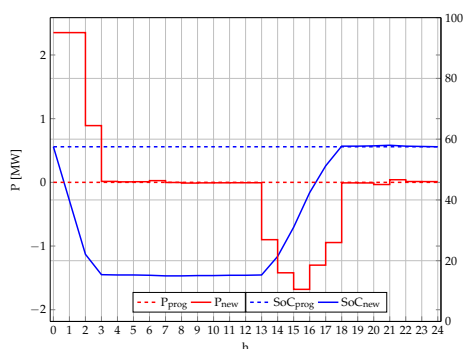


Figura 36: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 22.

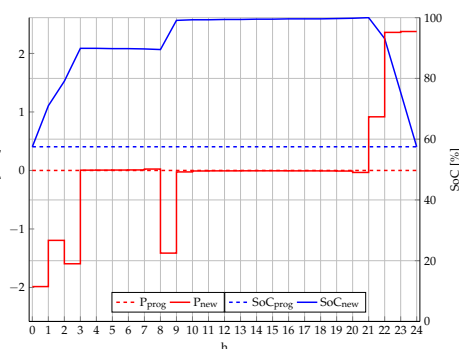


Figura 37: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 85.

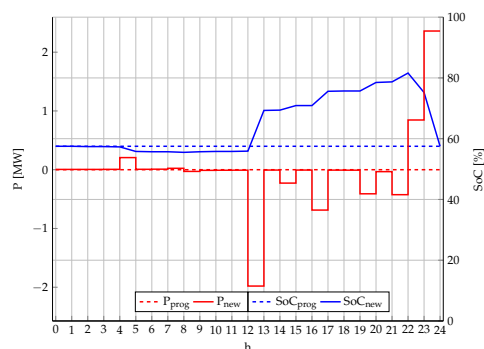


Figura 38: Profilo di P_a e SoC relativo all'accumulo del nodo 59.

8.2.4 Confronto tra le strategie

Riassumendo i risultati di Tab.11, Tab.12 e Tab.13 si ottiene quanto riportato in Tab.14. Si può notare come, con tutte e tre le strategie, si è ridotta la quantità totale di potenza necessaria alla risoluzione dei problemi raccolta da DADS nel corso della giornata. Nell'ordine si ha un risparmio in termini di potenza del 18.9%, del 13.8% e del 11.6%, naturalmente nei casi dove l'accumulo è abilitato a fare offerte sul MSD_D la quota imputabile a generatori e carichi è inferiore rispetto alla Strategia 1, dove il contributo alla risoluzione delle congestioni avviene in maniera indiretta grazie al metodo di costruzione del profilo giornaliero di assorbimento ed erogazione.

Tabella 14: Confronto tra le quantità di potenza movimentata a seconda della strategia applicata.

	No accumulo	Strategia 1	Strategia 2	Strategia 3
disp.+all. [MW]	179.32	129.92	120.99	124.92
taglio [MW]	-97.60	-94.44	-93.88	-93.24
acc.erog. [MW]	0	0	9.37	11.09
ass.acc. [MW]	0	0	-14.58	-15.73
P_{tot} Gen.+Car. [MW]	276.92	224.36	214.87	218.16
P_{tot} Acc. [MW]	0	0	23.97	26.82
P_{tot} da DADS [MW]	276.92	224.36	238.84	244.98

Per quanto riguarda i costi sostenuti per raggiungere la stabilità della rete attraverso la movimentazione delle quote di energia riassunte in Tab.14, sono stati necessari, sotto le ipotesi di costo fatte per la Zona Nord, un totale di:

- €25719 nel caso senza accumulo;
- €20891 nel caso con accumulo presente gestito secondo Strategia 1;
- €20305 nel caso con accumulo presente gestito secondo Strategia 2;
- €23866 nel caso con accumulo presente gestito secondo Strategia 3.

Siamo di fronte ad un risparmio rispettivamente del 18.8%, del 21.1% e del 7.3%. In tutti i casi il risultato è positivo, ma vi sono altre voci da considerare per avere un quadro completo della situazione.

Si deve pensare, ad esempio, che nelle strategie 1 e 2 vi è un flusso di denaro necessario alla fornitura del profilo di potenza determinato tramite l'ottimizzatore; nello specifico sono stati spesi rispettivamente €749 e

€668³. Tali costi vanno conteggiati nel computo delle spese di regolazione, che quindi varierà rispetto a quello riportato precedentemente.

Invece il meccanismo, tramite il quale viene elaborato il prezzo con cui un accumulatore presenta la propria disponibilità sul MSD_D, restituisce risultati a "prezzo di costo"; per questo motivo le strategie 2 e 3 non presentano comunque altri costi/guadagni di cui tenere conto.

Considerando tutto ciò i costi per i primi due approcci salgono rispettivamente a €21640 e €20973 al giorno ed i risparmi si riducono al 15.9% e al 18.5%. Affinché il sistema sia economicamente conveniente è necessario che questi risparmi vadano a coprire i costi di un investimento in tali termini, cosa che, guardando gli ordini di grandezza, sembra possibile in quanto nel caso più vantaggioso si traducono in circa €1000 al giorno ad impianto. Naturalmente se le unità fossero di proprietà del DSO questi potrebbe godere di tutta la quota di risparmio. Se invece gli impianti fossero di proprietà di privati si potrebbe pensare ad un meccanismo di cessione, a questi, di una somma proporzionata al risparmio che garantiscono con la loro presenza ed in grado di rendere allettante un investimento in tali installazioni.

8.3 FOCUS SULLE OFFERTE

Apriamo ora una parentesi per osservare i risultati dell'algoritmo che calcola disponibilità e prezzo per servizi a salire ed a scendere in potenza attiva. Per le strategie che partecipano al MSD_D in tempo reale, ovvero per la 2 e la 3, i risultati sono riassunti ad esempio per l'accumulo nel nodo 8 in Tab.15, le tabelle relative agli altri accumuli sono rese disponibili in appendice D.

Si ricorda che la disponibilità è espressa in p.u. rispetto a P_n e che il fatto di presentare una disponibilità superiore ad 1 è perfettamente corretta in quanto sottende che, nell'istante considerato, vi è disponibilità a fornire risorse di segno opposto a quello delle potenza istantanea, diminuendo il contributo in tale senso, fino ad invertire il comportamento stesso dell'unità rispetto a quanto previsto (es.: se l'accumulo si sta caricando diminuisce la potenza assorbita fino ad annullarla, poi può anche erogare). In generale è evidente come i prezzi delle offerte, calcolati in modo da poter rientrare delle spese sostenute per l'acquisto dell'energia, siano notevolmente più bassi di quelli ipotizzati per carichi e generatori, soprattutto per quanto riguarda le offerte di carica (o mancata scarica), in quanto coprono grossa parte del costo con il futuro guadagno dalla vendita di energia.

8.4 SUPPORTO ALLA REGOLAZIONE DI TENSIONE

Una volta concluso il ciclo di regolazione per risolvere le congestioni (ciclo potenza attiva) DADS esegue un secondo ciclo di interrogazioni per aggiustare la tensione ai vari nodi modulando la potenza reattiva. Con le modifiche apportate ora anche gli accumuli partecipano a questo ciclo di regolazione con quote di energia compatibili con la capability dell'impianto: infatti una volta fissato il punto di lavoro per la potenza attiva (P_a) tramite il codice proposto in 5.2 viene determinato il massimo contributo in reattivi-

³ La Strategia 3 invece non presenta questa voce economica in quanto il profilo schedato è a potenza nulla costante cui in seguito si sovrapporranno gli interventi in regolazione e le relative contromisure per compensarli e ritornare al SoC iniziale, ma questo avviene a costo nullo per come viene intrinsecamente calcolato il tutto.

Tabella 15: Offerte [p.u.] e relativi prezzi [€/MWh] per l'accumulo al nodo 8

h	Strategia 2				Strategia 3			
	Disp_dis	Prezzo	Disp_ch	Prezzo	Disp_dis	Prezzo	Disp_ch	Prezzo
0	0.263	52.675	0.263	6.791	0.938	52.456	0.938	6.572
1	0.003	48.384	0.003	4.553	0.938	42.531	0.938	0.000
2	0.000	41.099	0.000	1.238	0.354	38.291	0.354	0.000
3	0.000	36.010	0.000	0.000	0.004	35.740	0.004	0.000
4	0.000	33.964	0.000	0.000	0.000	33.964	0.000	0.000
5	0.000	34.156	0.000	0.000	0.000	34.836	0.000	0.000
6	0.000	37.189	0.000	0.000	0.000	37.625	0.000	0.000
7	0.093	46.061	0.093	0.000	0.093	45.899	0.093	0.000
8	0.674	57.817	0.674	3.928	0.005	56.544	0.005	2.656
9	0.681	70.512	0.681	10.186	0.008	68.738	0.008	8.412
10	0.998	68.672	0.998	9.075	0.010	66.934	0.010	7.338
11	1.200	61.757	1.200	5.564	0.013	61.047	0.013	4.855
12	1.154	56.411	1.154	2.877	0.015	57.308	0.015	3.773
13	1.261	47.946	1.261	0.000	0.807	47.946	0.807	0.000
14	1.733	46.308	1.733	0.000	1.208	46.308	1.208	0.000
15	1.163	47.343	1.163	0.000	0.827	47.343	0.827	0.000
16	0.889	55.540	0.889	2.494	1.505	52.946	1.505	0.000
17	0.542	60.330	0.542	5.113	1.505	53.877	1.505	0.000
18	0.158	75.298	0.158	13.275	0.715	74.143	0.715	12.120
19	0.025	74.706	0.025	13.685	0.196	74.153	0.196	13.132
20	0.000	68.394	0.000	11.132	0.000	69.377	0.000	12.115
21	0.000	55.814	0.000	2.738	0.000	61.793	0.000	8.717
22	0.000	53.127	0.000	2.042	0.000	56.866	0.000	5.781
23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

va (Q_a) che può essere reso disponibile (comportamento sia induttivo che capacitivo).

In Tab.16 sono riportate le quote di potenza reattiva raccolte nei quattro casi in analisi dal DADS ai fini di riportare la tensione dentro i limiti fissati del $\pm 10\%$ rispetto alla tensione nominale. Da questi valori deriva anche l'istogramma di Fig.39.

Si può facilmente notare come la differenza rispetto al caso senza accumulo sia notevole, ed in favore di quest'ultimo.

Prima di commentare questo risultato è necessario fare alcune precisazioni su come sono stati ottenuti questi risultati:

- Per come è intrinsecamente progettato il programma DADS, esso raccoglie, per un dato prezzo, tutte le risorse disponibili per quella cifra, partendo da quelle con priorità più alta (ovvero più vicine al nodo con tensione fuori dai limiti) passando via via a quelle con priorità più bassa. Ne consegue che, con la topologia di rete e la dislocazione degli accumuli scelte, risulta purtroppo questi storage hanno bassa priorità rispetto a generatori in posizione migliore, con il risultato che non è mai necessario che intervengano.
- Per dimostrare però il corretto funzionamento delle nuove porzioni di codice sviluppate per questa tesi si è deciso di forzare il meccanismo, imponendo per gli accumuli un prezzo inferiore ai generatori per contribuire in potenza reattiva, anche se ciò esula dalle ipotesi fatte inizialmente di porre il servizio di supporto alla tensione come servizio di rete. Il risultato di tutto ciò è la risoluzione delle contingenze solo impiegando gli storage, ma in modo inefficiente in quanto più distanti dai nodi problematici (risultati in Tab.16 e Fig.39). Purtroppo questa è una debolezza del sistema di gestione distribuito basato sui prezzi di offerta rispetto ad un sistema centralizzato come ADS.

Tabella 16: Potenza reattiva oraria raccolta da DADS ai fini della regolazione della tensione.

	No acc.	Str.1	Str.2	Str.3
h	dQ [MVar]	dQ [MVar]	dQ [MVar]	dQ [MVar]
0	0	0.50	0.90	0.20
1	0.2	0.40	0.30	1.30
2	0.3	0.50	0.20	0.70
3	0	0.00	0.00	0.00
4	0	0.00	0.00	0.00
5	0	0.50	0.00	0.00
6	0.1	3.20	3.20	0.30
7	1.9	2.10	2.10	2.20
8	0.2	2.70	2.20	0.10
9	0	1.00	0.70	0.00
10	0	0.00	0.00	0.00
11	0	0.00	0.00	0.00
12	0	0.00	0.00	0.00
13	0	0.00	0.70	1.90
14	0	0.10	3.80	2.10
15	0	0.60	0.70	0.00
16	0	0.00	0.00	3.70
17	0	0.00	0.00	2.60
18	0	2.50	2.60	0.00
19	0	2.60	2.40	0.00
20	1.4	2.80	2.40	2.60
21	1.9	8.20	6.00	2.40
22	0.5	4.70	2.40	0.90
23	0	0.40	0.10	0.00
dQ_{tot}	6.5	32.8	30.7	21

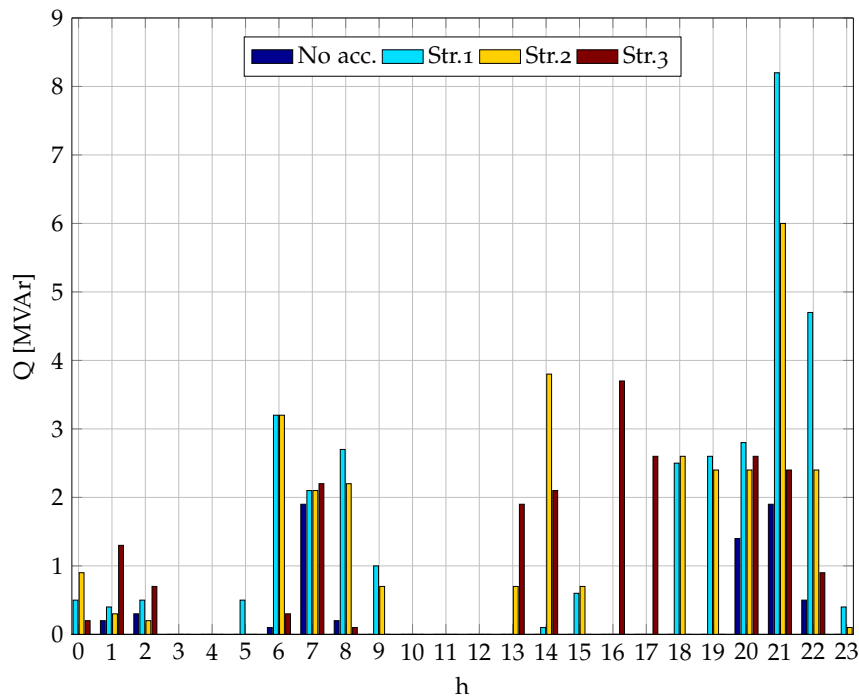


Figura 39: Confronto quantità di reattiva necessaria nelle varie ore della giornata a seconda della strategia utilizzata.

Nel caso non venga applicata questa forzatura al meccanismo di regolazione si ha che gli accumuli non sono chiamati in causa per la fornitura

di potenza reattiva, la situazione migliora nella quantità totale di potenza necessaria per le tre strategie rispettivamente:

1. da 32.8 [MVar] a 22.5 [MVar];
2. da 30.7 [MVar] a 22.8 [MVar];
3. da 21 [MVar] a 18.3 [MVar].

ma nel complesso l'azione dei generatori è comunque maggiore rispetto al caso privo di accumuli. La motivazione è da ricercarsi sempre nel meccanismo di raccolta delle risorse di DADS, probabilmente gli storage che partecipano alla regolazione di potenza attiva non sono sempre localizzati nei nodi a priorità (e quindi efficacia) più alta, ne segue sì la risoluzione della congestione, ma a prezzo di maggiori perdite di linea e quindi valori di tensione ai nodi più bassi. A ciò si aggiunge la presenza dei nuovi punti di prelievo ed immissione relativi agli storage, a riprova di ciò con la Strategia 3 vi è un minore impiego di reattiva in quanto la partecipazione lato attiva è minore rispetto agli altri casi.

Sintetizzando un po' quanto esposto nei capitoli precedenti sono emersi alcuni spunti interessanti:

- L'accumulo non può presentare una tabella oraria di offerte in fase di programmazione, ma solo in tempo reale a seconda del suo storico di azioni. Inoltre vincolare il problema al rispetto di un *SoC* obiettivo a fine giornata limita in parte le potenzialità degli accumuli. Per come è stato impostato il sistema di calcolo delle disponibilità di quote di energia, in assorbimento ed erogazione, e relativi prezzi al fine di partecipare al MSD_D in tempo reale, non si può però prescindere da tale vincolo. Sfortunatamente tutto ciò introduce dei problemi in seno ai meccanismi di programmazione delle risorse: per quanto sia utile far partecipare lo storage al MSD_D la compensazione di un intervento si configura come una violazione del profilo di immissione/assorbimento stabilito inizialmente e quindi sarà materia di delibera dell'Autorità decidere come ciò debba essere trattato.

- La soluzione di gestione dell'accumulo che appare più conveniente in termini di costi complessivi per la fornitura di servizi ancillari alla rete di distribuzione, sembra sia la Strategia 2, ovvero un mix di profilo ottimizzato di carica/scarica unito ad una piccola banda per la presentazione di offerte su MSD_D. Questa banda deve essere calibrata opportunamente in quanto, se troppo piccola, renderebbe irrisoria la fornitura di offerte ma, se troppo ampia, potrebbe portare invece ad una scarsa aderenza al profilo ottimale perdendone i vantaggi come accade nella Strategia 3. Sarebbe interessante approfondire lo studio in questo verso per comprendere se vi è un sistema per determinare analiticamente, o tramite procedimenti iterativi, il punto di ottimo.

Se ragioniamo in termini di minore potenza movimentata su MSD_D la migliore soluzione risulta la Strategia 1.

- In Fig.40 sono riportati i profili di scambio alla CP nel caso senza accumuli distribuiti sulla rete MT e con gli accumuli gestiti con le tre strategie; in linea tratteggiata sono riportati anche i relativi valori medi di scambio giornalieri. Si può osservare come in tutti e tre i casi con accumulo si ha una forte diminuzione dello scambio medio con la trasmissione, ne consegue che, oltre ad aver reso più economica la risoluzione delle congestioni, si ha pure aumentato l'autoconsumo di energia alleggerendo quindi gli scambi sulla AT. Le performance migliori si hanno ancora una volta con le strategie 1 e 2, con un lieve vantaggio della seconda: infatti si ha rispettivamente una riduzione della potenza scambiata del 43.5%, del 44.6% e del 23.8%.
- Dal punto di vista del supporto alla tensione gli accumuli, tramite inverter in grado di modulare la potenza reattiva, possono contribuire al pari degli altri generatori. Purtroppo, per la natura intrinseca del DADS, il fatto che gli storage garantiscono, riguardo la potenza attiva,

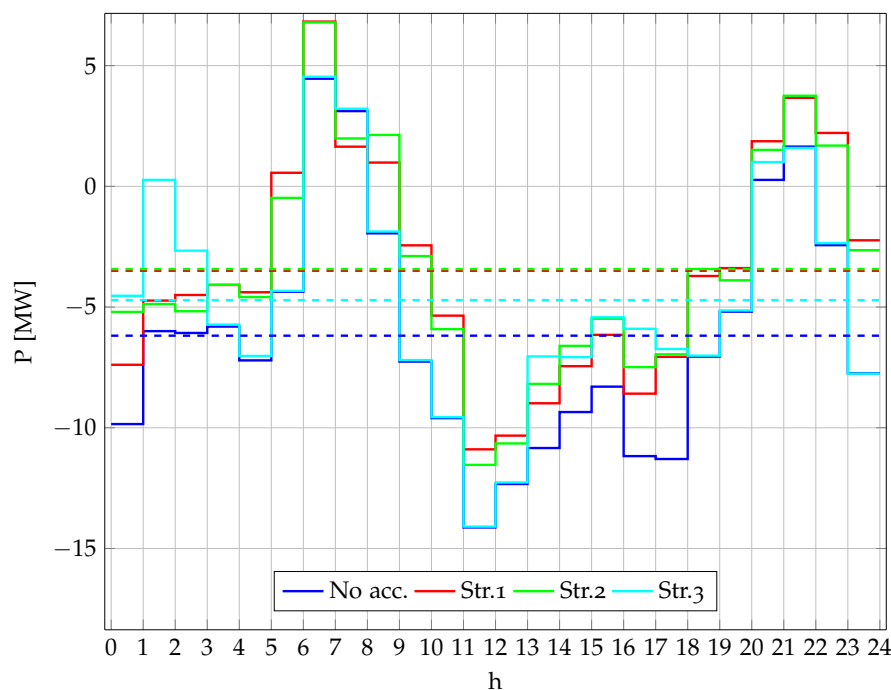


Figura 40: Confronto dei profili di scambio alla CP nelle diverse situazioni con rete MT convenzionata da carico.

prezzi di intervento minori rispetto alle altre risorse porta a preferire questi, anche se situati in posizione non ottimale. Ciò comporta maggiori perdite sulle linee, anche una volta stabilizzata la situazione, con conseguente maggior calo della tensione ai nodi; ne consegue una maggior quota di potenza reattiva per risolvere le contingenze.

- Per quanto riguarda l'accumulo in CP si è visto come sia necessaria una approfondita analisi costi/benefici per determinare la capacità ottimale per fornire un servizio dedicato di mantenimento del profilo programmato di scambio con la rete di trasmissione, nella prospettiva di un'evoluzione del sistema di gestione della rete come suggerito nel Modello 3 proposto in [3]. Anche in questo caso, parallelamente, dovrebbero cambiare i regolamenti per garantire da una parte il corretto esercizio della rete e dall'altro la copertura dei costi relativi a tali installazioni.
- Per quanto riguarda gli algoritmi approntati si può ritenere che, in generale, si siano rivelati funzionali ed i risultati siano stati positivi. Il sistema delle fasce di vincolo implementato è facilmente aggiornabile in futuro, se si volessero sperimentare altre strategie per determinarle oltre a quella del saldo del feeder. In tale direzione potrebbe rivelarsi interessante utilizzare delle simulazioni svolte con ADS al fine di determinare in maniera più ottimizzata le fasce orarie ed eventuali limiti di potenze da mettere in gioco.
- Si può pensare di particolareggiare meglio gli studi di convenienza confrontando diverse tecnologie di accumulo, con le relative caratteristiche di efficienza e profondità di scarica; gli strumenti proposti lo consentono con una buona flessibilità. Altro indirizzo di approfondimento, come già accennato nel Cap.8, riguarda l'uso degli strumenti

forniti per uno studio di convenienza più strutturato, considerando i caratteri stagionali e feriale/festivo dei profili di carico e generazione. Ciò non è stato fatto in questa sede dato che lo scopo principale è sì dare un'idea dei possibili vantaggi dell'uso di sistemi di accumulo nella gestione delle reti di distribuzione, ma soprattutto dimostrare la funzionalità degli strumenti calcolo approntati nel fornire dei risultati validi per fare tali valutazioni.

Come spesso accade l'ottimo tecnico non corrisponde all'ottimo economico, quindi alla domanda se conviene usare sistemi di accumulo per fornire servizi di supporto alla rete la risposta non può essere che "sì, ma...". Senz'altro sono utili in termini di massimizzazione dell'autoconsumo all'interno delle reti di distribuzione, di aiuto alla risoluzione delle congestioni diminuendo il grado di carico delle linee con dei risparmi nella gestione di ciò, possono ritardare investimenti nel rinforzo della rete e fornire supporto al mantenimento di corretti valori di tensione ai nodi. C'è però il "ma" dei costi di investimento. Si è visto come difficilmente questo possa sostenersi solo attraverso la compravendita di energia e di come sarebbero necessari meccanismi incentivanti o di redistribuzione dei vantaggi economici; inoltre i parametri economici in gioco, per fare valutazioni accurate, sono molto vari e dipendono dalle tecnologie utilizzate, dalle zone geografiche e dai caratteri stagionali. In reti dimensionate con criterio fit&forget difficilmente si potrà giungere ad una situazione di convenienza in investimenti di tale tipo, solo il cambiamento del quadro regolatorio e il superamento di tale criterio di dimensionamento potranno, verosimilmente, condurre in questa direzione. Certamente se si scegliesse di sfruttare gli storage come suggerito, oltre alle necessarie evoluzioni normative e tecnologiche verso un modello di gestione ancora più "smart" presentate da studi come [3], sarebbero obbligatorie ulteriori variazioni a livello normativo per coordinare il tutto e fornire le dovute garanzie tecniche, per la sicurezza dell'esercizio della rete, ed economiche per le figure che investiranno in tali installazioni.



COSTI DELL'ENERGIA

Tabella 17: Prezzi orari zonali e nazionale per il mese di gennaio ottenuti mediando i prezzi di tutti i giorni durante gennaio 2015. Tutti i valori sono espressi in [€/MWh].

<i>h</i>	PUN	NORD	C.NORD	SUD	C.SUD	SIC.	SARD.
00	47.2716	45.8840	46.3293	46.3293	46.3293	63.5607	46.3293
01	44.8564	43.8308	43.8308	43.8308	43.8308	59.8150	43.8308
02	40.7439	39.8609	39.8609	39.8609	39.8609	54.3333	39.8609
03	38.0531	37.3100	37.3100	37.3100	37.3100	49.9620	37.3100
04	36.1758	35.5343	35.5343	35.5343	35.5343	46.4173	35.5343
05	36.4012	35.7257	35.7257	35.7257	35.7257	47.3493	35.7257
06	39.3682	38.7587	38.7587	38.7587	38.7587	49.6457	38.7587
07	47.5385	46.9507	46.9507	46.9507	46.9507	57.5733	46.9507
08	54.7130	53.8887	54.5480	54.5480	54.4257	64.0920	54.5480
09	60.8973	60.3256	60.8053	60.8053	60.1180	67.3367	60.8053
10	59.9187	59.5965	59.5965	59.5965	57.9979	66.8063	59.5965
11	56.5624	56.1926	56.1926	56.1926	54.4312	64.5724	56.1926
12	54.0273	53.5344	53.5344	53.5344	51.9784	64.0623	53.5344
13	49.8845	49.0461	49.0461	49.0461	48.9885	63.5957	49.0461
14	48.5370	47.6477	47.6477	47.6477	47.6343	62.8747	47.6477
15	50.8038	49.9428	49.9428	49.9428	49.8473	64.5903	49.9428
16	53.7614	53.0460	53.0460	53.0460	52.9260	65.4820	53.0460
17	56.3289	55.2167	56.2317	56.2317	56.1460	66.9450	56.2317
18	64.4555	62.0227	66.5897	66.5897	66.2767	70.1193	66.5897
19	64.8338	61.0210	68.2823	68.2823	68.2823	71.1040	68.3593
20	62.3036	57.2617	66.4858	66.4858	66.4264	71.9137	66.9004
21	57.9401	53.0756	61.1613	61.1613	61.1613	71.2533	61.5147
22	54.6369	51.0850	56.1993	56.1993	56.1993	69.3303	56.1993
23	50.9452	48.5523	50.9886	50.9886	50.9886	67.4780	50.9886

Tabella 18: Prezzi orari zonali e nazionale per il mese di luglio ottenuti mediando i prezzi di tutti i giorni durante luglio 2015. Tutti i valori sono espressi in [€/MWh].

<i>h</i>	PUN	NORD	C.NORD	SUD	C.SUD	SIC.	SARD.
00	63.5021	63.3494	63.3494	63.3323	63.3323	66.0549	63.3323
01	66.8819	66.8509	66.8509	66.8509	66.8509	67.1180	66.8509
02	61.3649	61.2253	61.2253	61.2253	61.2253	63.4583	61.2253
03	57.7099	57.5173	57.5173	57.5173	57.5173	60.9180	57.5173
04	55.0281	54.7276	54.7276	54.7276	54.7276	60.0643	54.7276
05	54.8294	54.5373	54.5373	54.5373	54.5373	59.7917	54.5373
06	55.5233	55.2738	55.2738	55.2738	55.2738	59.8620	55.2738
07	58.4345	58.3710	58.3710	58.3710	58.3679	59.5929	58.3710
08	63.0325	63.5627	62.9819	61.9537	61.5760	62.9646	61.9537
09	69.8557	71.7531	68.8820	66.6877	65.4277	66.4454	66.6877
10	70.9989	74.3125	68.2728	65.5698	63.8749	66.5511	65.5698
11	67.8051	72.6490	62.2514	60.1394	58.2087	62.6620	60.1394
12	66.8785	71.9601	61.8562	58.2706	56.9774	62.2397	58.2706
13	61.1557	65.0431	56.2175	54.6936	53.9584	60.2577	54.6936
14	61.6051	66.4043	55.3930	53.6859	53.0887	57.8486	53.6859
15	64.4035	70.7113	56.9669	54.6729	52.9014	55.7106	54.6729
16	66.8268	73.0056	60.2519	56.9317	54.9677	57.6474	56.9317
17	68.8301	74.1916	65.6265	59.5597	57.6509	61.7689	59.5597
18	68.8770	72.7377	69.0369	61.2662	60.4053	64.5226	61.2662
19	71.0022	72.5683	71.7633	67.6667	67.1630	69.8900	67.6667
20	73.4947	73.9197	73.9197	72.3999	71.8732	74.9551	72.3999
21	73.1877	72.6909	72.7023	72.6880	72.6880	81.0340	72.6880
22	75.8886	75.3953	75.4582	75.3473	75.3473	83.8169	75.3473
23	70.7117	70.4378	70.4378	70.2827	70.2827	75.9397	70.2827

B | PROFILI DISTURBATI

B.1 DISTURBO CON $\sigma = 0.100$

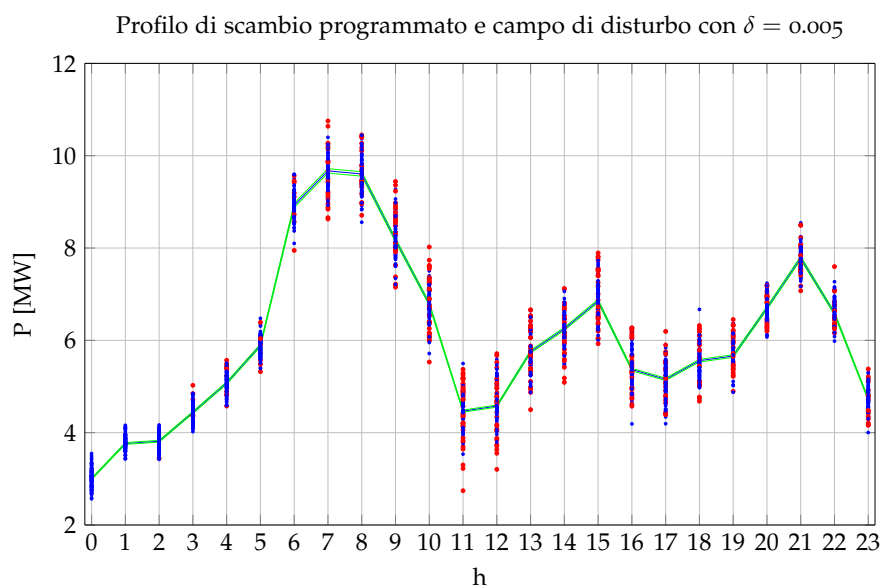


Figura 41: Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.100$ usando una capacità dello storage insufficiente a compensare correttamente tutte le variazioni.

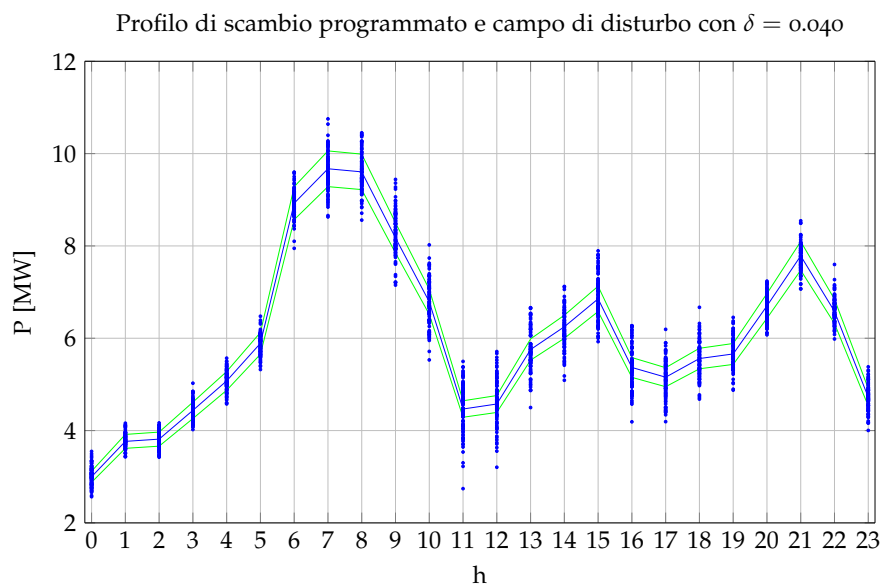


Figura 42: Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.100$ usando la capacità dello storage minima ottimale a compensare correttamente tutte le variazioni.

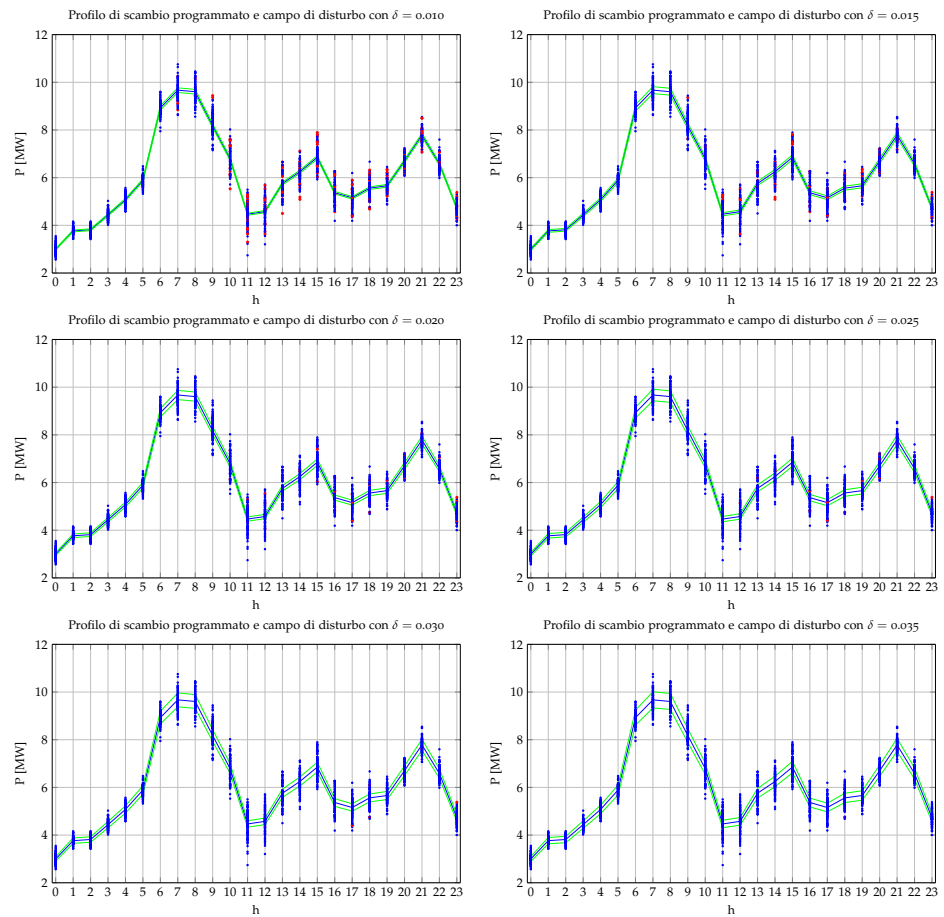


Figura 43: Progressiva riduzione delle insolvenze al crescere della capacità dell'accumulo con $\sigma = 0.100$.

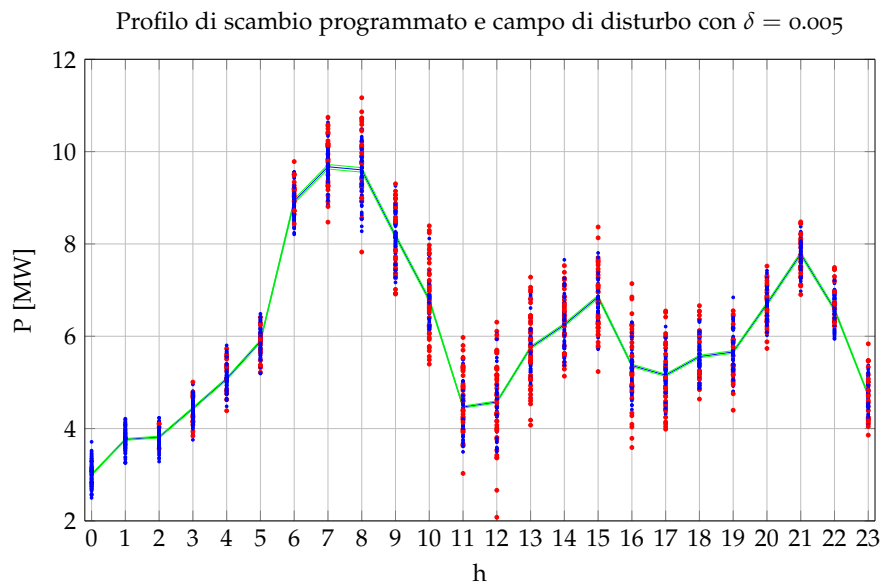
B.2 DISTURBO CON $\sigma = 0.125$ 

Figura 44: Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.125$ usando una capacità dello storage insufficiente a compensare correttamente tutte le variazioni.

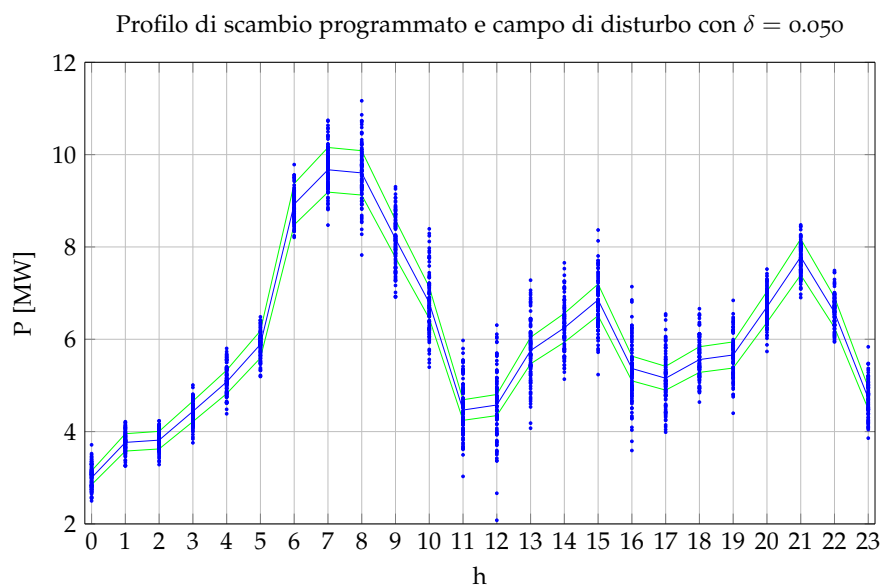


Figura 45: Profilo di carico e disturbi con $\sigma = 0.125$ usando la capacità dello storage minima ottimale a compensare correttamente tutte le variazioni.

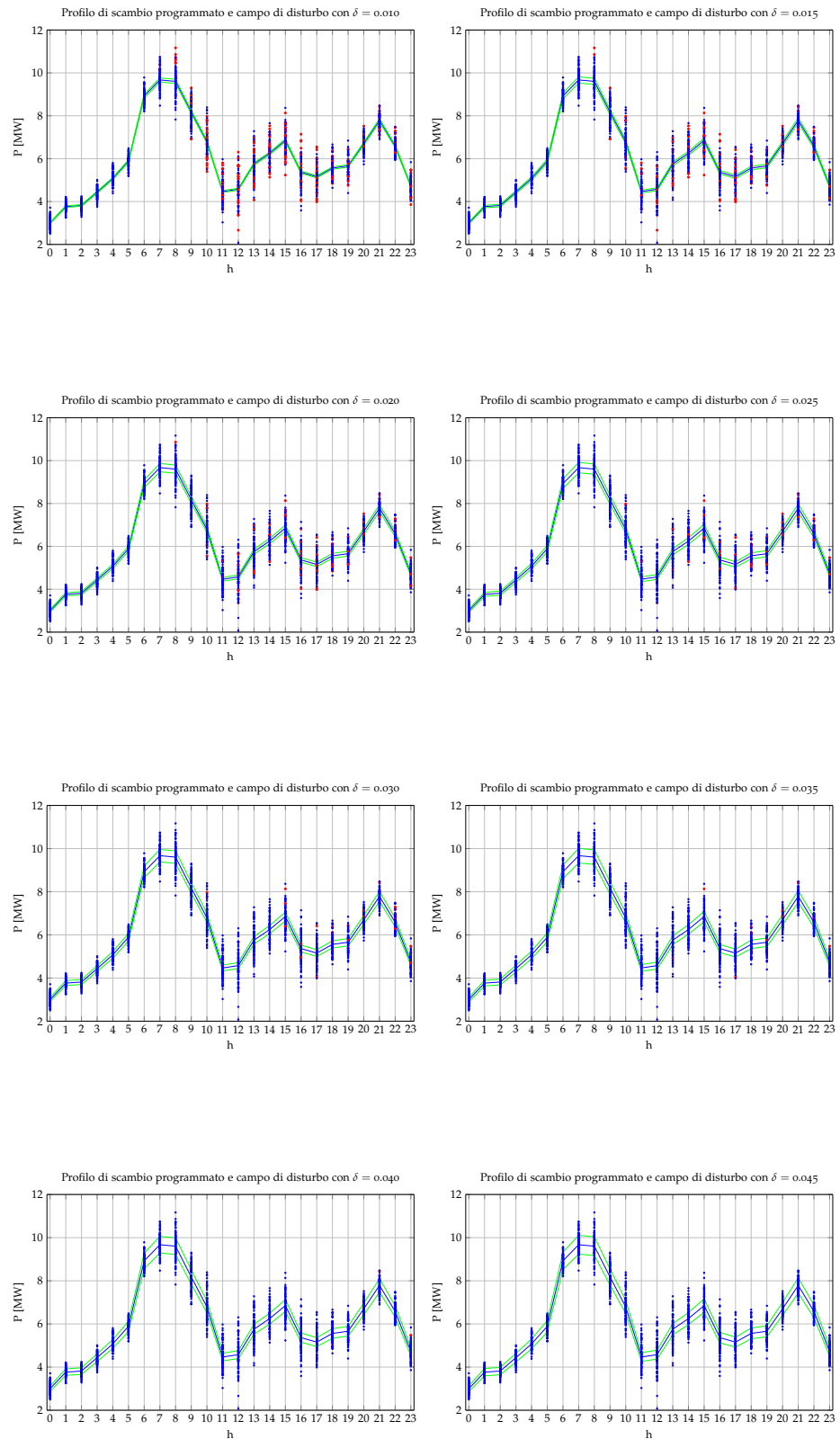


Figura 46: Progressiva riduzione delle insolvenze al crescere della capacità dell'accumulo con $\sigma = 0.125$.



RISULTATI DADS

Tabella 19: Dettaglio delle quote di potenza raccolte da DADS con relativo prezzo con accumulo gestito secondo la Strategia 3.

h	$P_{regolante}$ [MW]				Costo [€/MWh]							
0	-1.990	7.039	-1.460	7.087	2.467	5.251	56.726	91.768	91.768	101.768		
1	-1.200	7.038	5.840	2.022		3.575	62.839	87.662	97.662			
2	-1.600	2.655	8.627	5.672		1.620	53.425	79.722	89.722			
3	0.027	-1.600	12.347	8.440		60.788	74.620	74.620	84.620			
4	0.200	0.000	-2.600	12.907	8.822	56.519	56.519	71.069	71.069	81.069		
5	-1.640	12.087	8.402			71.451	71.451	81.451				
6	-1.200	7.687	1.862			77.517	77.517	87.517				
7	0.699	-2.160	1.380			59.562	93.901	93.901				
8	-1.384	-0.400				5.325	107.777					
9	-0.014	-2.300				11.855	120.651					
10	-0.000	-4.200				10.876	119.193					
11	-6.360					112.385						
12	-1.973	-8.700				3.482	107.069					
13	2.580	-8.740				59.374	98.092					
14	2.960	0.200	0.580	-5.500		59.437	59.462	59.739	95.295			
15	2.840	0.320	-5.000			59.454	60.964	99.886				
16	-0.680	0.700	-4.300			2.021	61.917	106.092				
17	0.380	-3.000				64.297	110.433					
18	-2.000					124.045						
19	-0.400	-4.000				14.053	122.042					
20	-2.000					114.523						
21	-1.458	-2.800	-4.840	5.680	0.908	4.033	8.019	106.151	106.151	116.151		
22	-0.015	-1.529	-8.766	8.647	4.777	2.042	2.042	102.170	102.170	112.170		
23	-10.717	12.207	8.388			97.105	97.105	107.105				

Tabella 20: Dettaglio delle quote di potenza raccolte da DADS con relativo prezzo senza accumuli.

h	$P_{regolante}$ [MW]	Costo [€/MWh]
0	-3.500	12.787
1	-2.000	12.837
2	-2.000	12.287
3	-2.000	12.587
4	-3.000	13.537
5	-2.000	12.337
6	-1.500	8.087
7	-2.000	1.350
8	-2.000	
9	-2.500	
10	-4.350	
11	-6.600	
12	-11.000	
13	-8.550	
14	-6.000	
15	-5.250	
16	-5.350	
17	-3.000	
18	-2.000	
19	-4.500	
20	-2.000	
21	-4.500	5.700
22	-5.500	8.587
23	-6.500	12.387

Tabella 21: Dettaglio delle quote di potenza raccolte da DADS con relativo prezzo con accumulo gestito secondo la Strategia 1.

h	$P_{regolante}$ [MW]	Costo [€/MWh]
0	-4.240	11.247
1	-1.740	11.287
2	-2.200	10.527
3	-2.200	10.607
4	-3.200	10.387
5	-2.600	7.887
6	-2.800	1.200
7	-2.200	1.980
8	3.120	0.741
9	-1.360	
10	-3.600	
11	-5.780	
12	-9.640	
13	-7.540	
14	-4.740	
15	-4.000	
16	-3.980	
17	-2.400	
18	-1.000	0.200
19	-2.520	2.000
20	-0.800	1.300
21	-8.160	0.200
22	-8.740	3.640
23	-9.000	7.687

Tabella 22: Dettaglio delle quote di potenza raccolte da DADS con relativo prezzo con accumulo gestito secondo la Strategia 3.

h	P _{regolante} [MW]					Costo [€/MWh]						
0	-0.400	-2.805	1.975	-1.000	8.667	5.658	6.265	6.521	56.862	91.768	91.768	101.768
1	-3.600	0.020	11.227	7.566		7.038	59.266	87.662	87.662	97.662		
2	-4.000	0.000	10.527	7.447		4.363	62.708	79.722	79.722	89.722		
3	-0.542	-3.600	10.607	6.939		1.417	74.620	74.620	74.620	84.620		
4	-4.958	10.387	6.669			71.069	71.069	81.069	81.069			
5	-3.984	7.887	4.790			71.451	71.451	81.451	81.451			
6	-3.497	1.200				77.517	77.517					
7	0.699	-2.400	1.380			10.464	93.901		93.901			
8	2.740					3.568						
9	-1.360					120.651						
10	-3.600					119.193						
11	-5.780					112.385						
12	-0.297	-9.380				4.054	107.069					
13	-7.560					98.092						
14	2.880	0.200	-4.600			56.288	56.288	95.295	95.295			
15	-0.003	0.200	0.320	-4.000		0.514	58.804	61.417	61.417	99.886		
16	-0.000	-3.980				4.668	106.092					
17	-2.400					110.433						
18	0.340	-1.000				62.645	124.045					
19	-2.500	2.280	1.053			122.042	122.042	132.042	132.042			
20	-0.800	1.400	0.488			114.523	114.523	124.523	124.523			
21	-1.458	-1.458	-6.180	0.180		3.094	3.107	106.151	106.151	106.151		
22	-0.015	-0.015	-10.306	3.640	0.531	2.042	2.042	102.170	102.170	102.170	112.170	
23	-10.997	7.687	2.778			97.105	97.105	107.105	107.105			

D

OFFERTE ACCUMULI

Tabella 23: Offerte [p.u.] e relativi prezzi [€/MWh] per l'accumulo al nodo 33

h	Strategia 2				Strategia 3			
	Disp_dis	Prezzo	Disp_ch	Prezzo	Disp_dis	Prezzo	Disp_ch	Prezzo
0	0.263	52.675	0.263	6.791	0.938	52.456	0.938	6.572
1	0.003	48.384	0.003	4.553	0.938	42.531	0.938	0.000
2	0.000	41.099	0.000	1.238	0.354	38.291	0.354	0.000
3	0.000	36.010	0.000	0.000	0.004	35.740	0.004	0.000
4	0.000	33.964	0.000	0.000	0.000	33.964	0.000	0.000
5	0.000	34.156	0.000	0.000	0.000	34.836	0.000	0.000
6	0.000	37.189	0.000	0.000	0.000	37.625	0.000	0.000
7	0.093	46.061	0.093	0.000	0.093	45.899	0.093	0.000
8	0.674	57.817	0.674	3.928	0.005	56.544	0.005	2.656
9	0.617	70.530	0.617	10.205	0.008	68.738	0.008	8.412
10	0.934	68.684	0.934	9.087	0.010	66.934	0.010	7.338
11	1.159	61.773	1.159	5.580	0.013	61.047	0.013	4.855
12	1.154	56.424	1.154	2.890	0.015	57.308	0.015	3.773
13	1.332	47.946	1.332	0.000	0.807	47.946	0.807	0.000
14	1.733	46.308	1.733	0.000	1.308	46.308	1.308	0.000
15	1.242	47.343	1.242	0.000	1.733	47.343	1.733	0.000
16	0.897	55.545	0.897	2.499	1.581	52.946	1.581	0.000
17	0.542	60.330	0.542	5.113	1.572	53.877	1.572	4.874
18	0.158	75.298	0.158	13.275	0.647	75.685	0.647	13.663
19	0.000	74.709	0.000	13.688	0.127	75.229	0.127	14.208
20	0.000	68.394	0.000	11.133	0.000	69.302	0.000	12.040
21	0.000	55.814	0.000	2.738	0.000	61.793	0.000	8.717
22	0.000	53.127	0.000	2.042	0.000	56.866	0.000	5.781
23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

BIBLIOGRAFIA

- [1] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti e G. Zizzo. *Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate. Report 1 – Analisi dello stato dell’arte*. Report. ENEA, DIEET-Università di Palermo, set. 2011.
- [2] M. Coppo, R. Turri, G. Pisano e R. Langella. *Modello di controllore distribuito per reti elettriche di distribuzione attive. ATL-WP4-LA2-3-4-DEL-Ro2_v1(UniPD-UniCA-UniNA-Gestione Distribuita Reti Attive)*. Rapporto. Progetto ATLANTIDE, 2013.
- [3] Maurizio Delfanti e Valeria Olivieri. *Sviluppo delle Smart Grids: opportunità per le aziende italiane del settore*. Studio. ANIE e Dipartimento di Energia del PoliMi, dic. 2013.
- [4] *DELIBERAZIONE 574/2014/R/EEL. Disposizioni relative all’integrazione dei sistemi elettrici di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale*. AEEGSI, nov. 2014.
- [5] *DELIBERAZIONE 642/2014/R/EEL. Ulteriori disposizioni relative all’integrazione e all’utilizzo dei sistemi di accumulo. Disposizioni relative all’applicazione delle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21*. AEEGSI, dic. 2014.
- [6] GME. *Dati storici sul prezzo dell’energia in Italia: PUN e Prezzi Zonali*. 2016. URL: <http://www.mercatoelettrico.org/It/download/DatiStorici.aspx>.
- [7] MathWorks®. *Documentation linprog*. 2016. URL: <http://it.mathworks.com/help/optim/ug/linprog.html?requestedDomain=www.mathworks.com>.
- [8] *Norma CEI 0-16;V1. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*. CEI, dic. 2014.
- [9] *Norma CEI 0-21;V1. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*. CEI, dic. 2014.
- [10] *Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione. Testo Integrato delle Connessioni Attive – TICA*. AEEGSI.
- [11] *Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia Elettrica e il Gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica. TIT*. AEEGSI.