

POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Dipartimento di Energia



**OTTIMIZZAZIONE STOCASTICA PER IL
COORDINAMENTO TRA UNA CENTRALE
IDROELETTRICA REVERSIBILE E UNA CENTRALE
EOLICA**

Relatore: Prof. Cristian Bovo

Correlatore: Prof. Alberto Berizzi

Tesi di Laurea Magistrale di:
Gotti Davide
Matr. 782664

Anno Accademico 2012-2013

Indice

Indice.....	3
Sommario	7
Abstract	9
Introduzione	11
Capitolo 1 Sistemi di accumulo.....	15
1.1 Introduzione	15
1.2 Accumulo idraulico.....	16
1.3 Accumulo elettrochimico	19
1.3.1 Principio di funzionamento.....	19
1.3.2 Batterie al piombo	20
1.3.3 Batterie sodio-zolfo	21
1.3.4 Batterie agli ioni di litio	21
1.3.5 Batterie nickel-cadmio.....	22
1.3.6 Batterie a flusso	23
1.3.7 Impiego attuale e sviluppi futuri delle batterie elettrochimiche	24
1.4 Volani.....	25
1.5 Accumulo tramite aria compressa (CAES)	26
1.6 Magneti superconduttori.....	27
1.7 Supercondensatori	28
1.8 Impiego dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche.....	31
1.8.1 Servizi verso la generazione	31
1.8.2 Servizi verso i gestori delle linee elettriche	32
1.8.3 Servizi verso gli utilizzatori finali.....	34
1.8.4 Servizi verso generatori da fonti rinnovabili	35
1.9 Bibliografia del capitolo	36
Capitolo 2 Modelli per la determinazione delle offerte ideali al mercato elettrico pronti.....	37
2.1 Introduzione	37
2.2 Mercato Elettrico a Pronti.....	39
2.2.1 Cenni sul Mercato Elettrico a Pronti.....	39
2.2.2 Regole attuali in materia di dispacciamento per i produttori da fonte rinnovabile	41
2.3 Programmazione lineare deterministica	43
2.4 Modello di ottimizzazione per il MGP	44

2.5 Modello di ottimizzazione per il MI	48
2.6 Bibliografia del capitolo	51
Capitolo 3 Test ai programmi di ottimizzazione deterministici	53
3.1 Introduzione	53
3.2 Test al modello per il MGP	54
3.2.1 Test 1	54
3.2.2 Test 2	59
3.2.3 Test 3	64
3.3 Test al modello per il MI	70
3.3.1 Test 4	70
3.3.2 Test 5	72
3.4 Bibliografia del capitolo	75
Capitolo 4 Programmazione stocastica a due fasi	77
4.1 Introduzione	77
4.2 Programmazione stocastica	78
4.2.1 Generalità sulla programmazione stocastica	78
4.2.2 Esempio: “The farmer’s problem”	78
4.3 Programmazione stocastica lineare a due fasi	80
4.4 Programmazione stocastica multifase	83
4.4.1 Formulazione teorica della programmazione multifase	83
4.4.2 Esempio: “Capacity Expansion”	85
4.5 Il valore dell’informazione e il valore dell’informazione stocastica	87
4.6 Caso studio	89
4.7 Bibliografia del capitolo	94
Capitolo 5 Previsioni dei prezzi dell’energia elettrica e delle velocità del vento	95
5.1 Introduzione	95
5.2 Cenni sulle serie storiche	96
5.3 Modelli ARIMA	100
5.4 Metodo di Box-Jenkis	103
5.5 Esempio: previsione dei prezzi dell’energia elettrica.....	104
5.6 Previsioni delle velocità del vento	110
5.6.1 Previsioni del vento con tecnica ARIMA	110
5.6.2 Tecniche di previsione meteorologica del vento	112
5.7 Bibliografia del capitolo	114

Capitolo 6 Creazione e riduzione degli scenari	117
6.1 Introduzione	117
6.2 Background matematico	118
6.3 Algoritmi di riduzione	120
6.3.1 Algoritmo di riduzione simultanea all'indietro	120
6.3.2 Algoritmo di selezione veloce in avanti	121
6.4 Caso studio	122
6.5 Bibliografia del capitolo	128
Capitolo 7 Risultati delle simulazioni.....	129
7.1 Introduzione	129
7.2 Casi analizzati.....	130
7.3 Simulazioni per determinare le offerte al MGP	131
7.3.1 Simulazione del 28 marzo 2012.....	132
7.3.2 Simulazione del 17 maggio 2012.....	136
7.3.3 Considerazioni sulle simulazioni stocastiche per il MGP	140
7.4 Simulazioni per determinare le offerte al MI.....	140
7.4.1 Simulazione MI1 per il 28 marzo 2012.....	141
7.4.2 Simulazione MI2 per il 28 marzo 2012.....	143
7.4.3 Simulazione MI3 per il 28 marzo 2012.....	146
7.4.4 Simulazione MI4 per il 28 marzo 2012.....	148
7.4.5 Considerazioni sulle simulazioni stocastiche per il MI	149
7.5 Analisi di sensitivity	150
7.5.1 Capacità del serbatoio.....	150
7.5.2 Massima potenza in fase di pompaggio e in fase di produzione.....	154
7.5.3 Influenza del serbatoio e delle potenze PhM e PpM in caso di riduzione della Pmax.....	157
7.6 Considerazioni sulle simulazioni stocastiche.....	161
7.7 Bibliografia del capitolo	164
Capitolo 8 Regolazione in tempo reale.....	165
8.1 Introduzione	165
8.2 Post elaborazione dei dati	166
8.3 Algoritmi per la regolazione in tempo reale	168
8.3.1 Algoritmo 1	169
8.3.2 Algoritmo 2	175
8.4 Bibliografia del capitolo	182

Indice

Conclusioni	183
Ringraziamenti	185

Sommario

La sempre maggiore diffusione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili pone la necessità di trovare nuovi impieghi per i sistemi di accumulo in modo da ridurre l'aleatorietà della produzione di energia elettrica.

In questo lavoro di tesi è stata implementata una metodologia che consente di coordinare in modo ottimale una centrale idroelettrica reversibile con una centrale eolica. Infatti, in diversi studi è stato mostrato che le centrali di pompaggio sono adatte a compensare gli sbilanciamenti tra la potenza eolica prevista e quella effettivamente disponibile. In particolare, lo scopo della trattazione è di massimizzare i guadagni derivanti dall'offerta congiunta delle due centrali, mettendosi dunque nei panni di un produttore di energia elettrica.

Per tener conto dell'aleatorietà delle velocità del vento e dei prezzi dell'energia elettrica, il modello di ottimizzazione è stato integrato con un approccio stocastico a due fasi.

I dati d'ingresso per le simulazioni sono calcolati tramite processi ARIMA, queste tecniche, consentono di effettuare le previsioni delle variabili, avendo a disposizione le loro serie storiche.

Dalle previsioni dei prezzi dell'energia elettrica e delle velocità del vento, gli scenari necessari per l'utilizzo della programmazione stocastica a due fasi vengono creati. Per ridurre i tempi di calcolo vengono utilizzati degli algoritmi di riduzione degli scenari, questi forniscono risultati simili rispetto a quelli ottenuti utilizzando gli scenari originali.

Infine, per verificare la bontà dei risultati ottenuti dalle simulazioni stocastiche, viene fatto un confronto coi risultati ottenuti mediante programmazione deterministica, sia utilizzando i valori reali delle velocità del vento e dei prezzi dell'energia elettrica, sia utilizzando i loro valori attesi come unico scenario.

Abstract

In order to reduce the unpredictability of non-programmable renewable energy sources (RES) production there is the necessity to employ in a new way the energy storage systems.

In this thesis a methodology that allows an optimal coordination between an hydro-pumped plant and an eolic farm is implemented. In the literature there are many studies that show how an hydro-pumped plant can compensate positive and negative wind farm energy imbalances. The main focus of this treatment is to maximize the expected earnings from a joint operation between these two plants, i.e., analyzing the problem from the producer point of view.

In order to consider the wind speeds and energy prices stochasticity, the optimization model is integrated with a two-stage stochastic programming approach.

The simulation input data is estimated by means of an ARIMA process: this technique allows to make variables forecasts, under the assumption that their time series is available.

After that, using the probability distribution, scenarios for two stage stochastic program can be generated. In order to reduce computational time, a scenario reduction technique is used; this provides similar results with respect to solutions obtained without scenario reductions.

Finally, in order to verify the validity of the stochastic simulations, a comparison with the results obtained from deterministic simulation, using real and expected values of random variables, are reported.

Introduzione

Le politiche energetiche attuate dall'Italia negli ultimi anni hanno favorito la proliferazione di FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) incrementandone significativamente la percentuale di potenza installata, il cui principale difetto risiede nell'aleatorietà della produzione.

Per non disincentivare gli investitori interessati al settore delle FER, l'Italia ha adottato, fino all'ottobre del 2013, delle politiche energetiche che non sfavorissero queste unità produttive in caso di sbilanciamenti tra le potenze impegnate al mercato dell'energia elettrica, e le potenze effettivamente trasmesse; i costi di questi sbilanciamenti erano completamente a carico della collettività, portando dunque, ad un incremento dei prezzi dell'energia elettrica.

Con la delibera 281/2012/R/efr, è stata avviata una politica energetica, poi ripresa da successive delibere, che tende a responsabilizzare i produttori da fonte rinnovabile non programmabile, facendo loro carico della quota di sbilanciamento effettivo che eccede il 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento. Tale delibera ha lo scopo di introdurre adeguati segnali economici volti a promuovere una migliore programmazione delle offerte impegnate al mercato dell'energia elettrica da parte delle FER.

Si ritiene che i sistemi di accumulo possano dare un notevole contributo ai produttori da fonte rinnovabile non programmabile a non incappare in queste penalità; infatti, l'accumulo consentirebbe di ridurre l'aleatorietà della loro produzione, stabilizzando la produzione di potenza in rete.

I sistemi di accumulo potrebbero anche essere impiegati per svincolare, almeno parzialmente, le offerte di energia, da parte di produttori da FER, dall'aleatorietà della loro produzione. Ad esempio, questi sistemi potrebbero essere utilizzati per accumulare energia in ore caratterizzate da prezzi bassi e elevate potenze eoliche disponibili, per poi immetterla in rete nelle ore più remunerative massimizzando così i guadagni del produttore.

In quest'ottica è stata implementata una metodologia per coordinare una centrale idroelettrica reversibile, funzionante da sistema di accumulo, con una centrale eolica. L'obiettivo è di massimizzare i guadagni che i produttori otterrebbero da un'offerta congiunta da queste due centrali senza creare sbilanciamenti alla rete elettrica.

A tale scopo, è stato implementato un modello di ottimizzazione che, tenendo conto dei vincoli fisici delle due centrali e dei collegamenti con la rete, consenta di coordinare in modo ottimale i due impianti di produzione.

Infatti, le centrali idroelettriche di pompaggio consentono di ridurre l'aleatorietà della produzione da fonte rinnovabile andando ad accumulare energia nelle ore in cui le potenze prodotte dalle FER abbondano, e producendo nelle ore in cui i venti, o l'irraggiamento solare, non consentono grandi produzioni.

Dopo la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica (decreto legislativo n. 79/99 noto come "Decreto Bersani") i prezzi dell'energia elettrica non sono più noti a priori ma sono da calcolare di ora in ora per ogni giorno, secondo un algoritmo che massimizza il valore delle contrattazioni. Inoltre, le offerte di energia vanno eseguite con diverse ore di anticipo rispetto alle relative immissioni. I produttori da fonte eolica devono quindi imbattersi con due fonti di aleatorietà: i venti, da prevedere con diverse ore di anticipo e le cui stime sono caratterizzate da imprecisioni non trascurabili, e i prezzi dell'energia elettrica.

Si è pensato quindi di implementare una metodologia che, tenendo conto delle aleatorietà di cui sopra, consenta di incrementare i guadagni dalla gestione combinata delle due centrali massimizzando, per quanto possibile, le offerte di energia nelle ore più remunerative.

I prezzi dell'energia elettrica e le velocità del vento, non note al produttore al momento in cui è chiamato a presentare le offerte, sono state previste con la tecnica dell'ARIMA. Questo approccio stocastico consente di prevedere il valore atteso e l'errore standard (e dunque la distribuzione di probabilità) dei prezzi e delle velocità del vento.

Una volta acquisiti questi dati d'ingresso si è utilizzato un approccio stocastico, chiamato programmazione stocastica a due fasi, in modo da prendere decisioni ottime, avendo a disposizione delle stime sulle velocità del vento e sui prezzi, circa le potenze da offrire.

Infine, è stato implementato un algoritmo di regolazione in tempo reale che consente al produttore di gestire le proprie centrali al momento in cui le potenze eoliche si verificano, cercando di mantenere, quando possibile, le immissioni di potenza corrispondenti alle offerte effettuate al mercato dell'energia elettrica. Un altro algoritmo, invece, cerca di mantenere il livello di energia nel serbatoio pari a quello stimato coi programmi stocastici, andando a variare la potenza trasmessa.

Nel primo capitolo vengono brevemente descritti i sistemi di accumulo soffermandosi sul loro principio di funzionamento, sulle loro caratteristiche, sul loro attuale ruolo nel settore delle reti elettriche e sulla diffusione che potrebbero avere tra qualche anno.

Nel secondo capitolo si descrivono i modelli di ottimizzazione contestualizzandoli alle attuali regole di dispacciamento per i produttori da fonte rinnovabile non programmabile.

Nel terzo capitolo sono riportati dei test deterministici che facilitano la comprensione dei modelli di ottimizzazione introdotti nel secondo capitolo.

Nel quarto capitolo viene descritto l'approccio stocastico utilizzato in questo lavoro di tesi, andando ad evidenziarne le peculiarità, le ipotesi sotto le quali può essere utilizzato e le principali differenze rispetto ad altri approcci stocastici. Vengono quindi riformulati i modelli descritti nel secondo capitolo tenendo conto della presenza delle variabili aleatorie.

Il quinto capitolo, dopo aver fornito brevi ragguagli sulle serie storiche, descrive la tecnica di previsione ARIMA. Infine, altre tecniche di previsione del vento sono illustrate.

Nel sesto capitolo, vengono esposte le tecniche di creazione e riduzione degli scenari da impiegare nella programmazione stocastica.

Nel settimo capitolo sono riportati i risultati delle simulazioni stocastiche frutto della teoria elaborata nei capitoli precedenti.

Nell'ottavo e ultimo capitolo, sono riportati gli algoritmi di regolazione in tempo reale con dei semplici esempi che ne facilitano la comprensione.

Capitolo 1

Sistemi di accumulo

1.1 Introduzione

L'Unione Europea si è posta un grande e ambizioso traguardo da raggiungere entro il 2020 con il piano 20-20-20 [1], che ha i seguenti obiettivi:

- la riduzione del 20% dei gas che causano l'effetto serra rispetto ai livelli del 1990;
- l'incremento fino al 20% del consumo di energia da fonti rinnovabili;
- l'aumento dell'efficienza energetica del 20%.

Questo pacchetto di provvedimenti ha lo scopo di contrastare i cambiamenti climatici e di promuovere la produzione da fonti rinnovabili.

Grazie alle politiche innescate da questo piano, negli ultimi anni le fonti rinnovabili stanno assumendo una sempre maggiore rilevanza, anche grazie ai consistenti incentivi di cui i produttori hanno potuto godere. Una sempre maggiore penetrazione di questi impianti, caratterizzati da forte aleatorietà, introduce problematiche circa la gestione della rete elettrica che richiedono sistemi in grado di compensare l'intermittenza che caratterizza la loro produzione.

I sistemi di accumulo rappresentano una efficace soluzione a queste problematiche.

L'accumulo di energia gioca e giocherà sempre più un ruolo importante nella decarbonizzazione del sistema elettrico, consentendo di integrare le fonti rinnovabili e rendono maggiormente flessibile la rete.

Con il diffondersi delle fonti rinnovabili intermittenti si prevedono oscillazioni di potenza sempre maggiori che, se non compensate, potrebbero causare problemi per i gestori delle reti.

Attualmente nel mondo quasi il 99% dell'energia immagazzinabile è imputabile alle centrali idroelettriche reversibili. Anche in Europa quasi tutti i sistemi di accumulo sono di tipo idraulico anche se rappresentano solamente il 5% della totale potenza installata [2].

Esistono diverse altre forme di accumulo dell'energia come le batterie elettrochimiche, le macchine elettriche (automobili), i magneti superconduttori, i supercondensatori e i sistemi ad idrogeno, anche se attualmente rappresentano una percentuale minima della totale potenza installata e sono ancora ad uno stato iniziale di sviluppo.

In questo capitolo vengono descritti i principali sistemi di accumulo, andando a fornire brevi nozioni sul loro principio di funzionamento, le loro caratteristiche e i loro possibili sviluppi futuri. Successivamente, i sistemi di accumulo verranno classificati in base ai loro possibili impieghi nelle reti elettriche.

1.2 Accumulo idraulico

L'accumulo idraulico è costituito dalle centrali idroelettriche reversibili, dotate quindi di gruppi idroelettrici in grado di accumulare energia (in fase di pompaggio) e di produrre energia a seconda della convenienza.

La maggior parte di queste centrali sono state costruite nel ventesimo secolo con lo scopo di gestire i flussi d'acqua e di produrre energia elettrica. Questi impianti vengono utilizzati per accumulare acqua la notte, in cui la domanda è minore dell'offerta di energia, e per produrre energia di giorno.

L'accumulo di energia (potenziale) nei serbatoi idraulici è calcolabile come:

$$W = m * g * h = V * d * g * h [J] \quad (1.2.1)$$

in cui W rappresenta l'energia accumulabile, m la massa di acqua accumulata (corrispondente al volume V moltiplicato per la densità dell'acqua d), g è l'accelerazione di gravità e h rappresenta il salto netto tra il serbatoio a monte e il serbatoio a valle.

In figura 1.2-1 è riportato lo schema di principio delle centrali idroelettriche reversibili.

In fase di produzione l'acqua fluirà dal serbatoio posto a quota maggiore a quello a quota inferiore e azionerà i gruppi idroelettrici che immetteranno potenza in rete. Nella fase di accumulo, la centrale preleverà potenza dalla rete, funzionando così da carico, per mettere in pressione l'acqua e trasportarla al serbatoio posto a quota superiore.

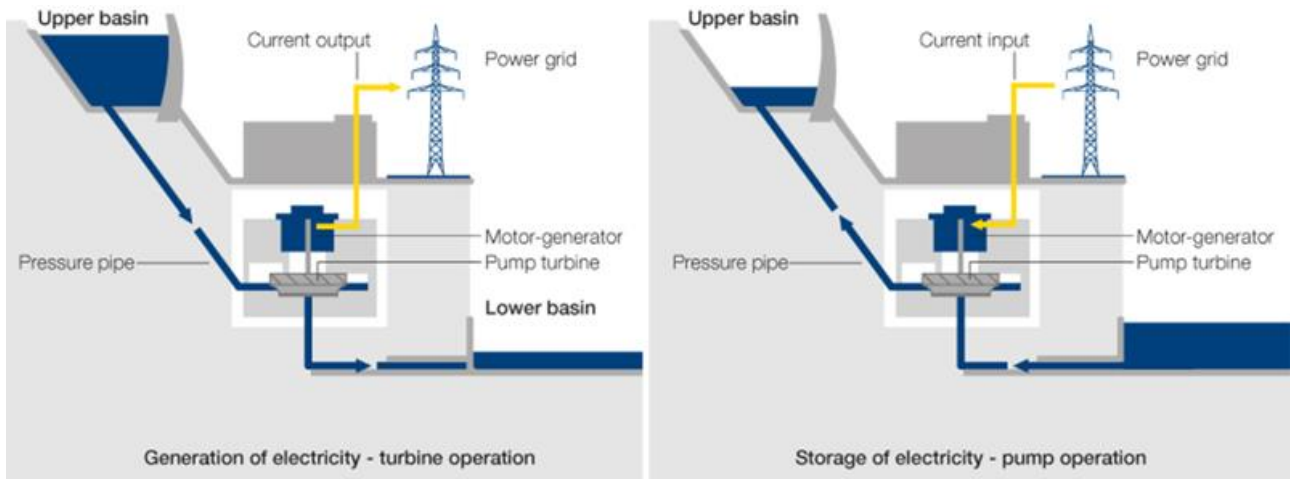


Figura 1.2-1: Schema di principio di una centrale idroelettrica reversibile (fonte: Hydro equipment association)

Queste centrali sono caratterizzate da rendimenti in fase di produzione e in fase di pompaggio dell'85% circa: il rendimento di un ciclo di accumulo/consumo si assesta dunque attorno al 70-75%. I rendimenti rappresentano uno dei più grandi svantaggi che questi sistemi di accumulo comportano, infatti, altre tecnologie hanno rendimenti decisamente superiori.

La rete elettrica attuale è caratterizzata da una variazione della domanda, e anche dell'offerta, sempre più aleatoria. Con la diffusione delle centrali rinnovabili a intermittenza nasce l'esigenza di bilanciare i flussi di potenza con sistemi di accumulo che abbiano la capacità di variare velocemente la propria potenza, sia in fase di erogazione, che di consumo.

Secondo studi della Commissione europea [2], si prevede che nei prossimi anni nelle centrali di pompaggio vengano installati nuovi gruppi in modo da poter variare con maggiore rapidità la potenza prodotta. Non si prevede però un consistente aumento dei serbatoi idraulici: la potenza aumenterà ma l'energia no. Questo rappresenta senz'altro un aspetto positivo in quanto si prevede che, vista la sempre maggiore presenza di fonti rinnovabili, la produzione di energia presenti una sempre maggiore volatilità. In tabella 1.2-1 sono riportati dei dati dell'*Hydro equipment association* [3] (aggiornati al marzo 2012) che mostrano l'attuale potenza delle centrali di pompaggio nei paesi dell'Unione Europea, e la potenza che si stima sia installata alla fine del 2015.

Si nota che la Spagna, l'Austria, la Svizzera e il Portogallo stanno compiendo notevoli sforzi in questa direzione. In Italia è presente una forte disponibilità idroelettrica anche se non si prevedono ulteriori investimenti.

	Pumped Hydro (MW installed end 2010)	Pumped Hydro (MW to be installed 2011-2015)
Italy	8,895	
Germany	7,326	74
Spain	5,657	1,270
France	5,229	
Austria	3,774	1,027
UK	3,251	
Switzerland	2,729	1,628
Poland	1,948	
Norway	1,690	
Bulgaria	1,330	
Czech Republic	1,239	
Belgium	1,186	
Luxembourg	1,146	200
Portugal	968	1,660
Slovakia	968	
Lithuania	820	
Greece	729	
Ireland	594	
Turkey	500	
Sweden	466	
Romania	378	
Slovenia	185	
Finland	0	
Latvia	0	
Hungary	0	
Netherlands	0	
Denmark	0	
Cyprus	0	
Estonia	0	
Malta	0	
Total EU-27 plus Norway, Switzerland, Turkey	51,008 MW	5,859 MW

Tabella 1.2-1: Attuale potenza installata da fonte idroelettrica reversibile e prevista nei paesi UE

Attualmente sono in progettazione delle macchine idrauliche innovative che dovrebbero consentire una variazione della potenza erogabile e accumulabile in pochi secondi anziché minuti. Se questo progetto dovesse avere successo questo potrebbe portare a dei forti investimenti e molti gruppi idraulici potrebbero essere sostituiti da questa nuova tecnologia in pochi anni: si stima che troverebbero larga diffusione dai 3 ai 10 anni dal loro collaudo [2].

1.3 Accumulo elettrochimico

1.3.1 Principio di funzionamento

La prima batteria funzionante è stata inventata da Alessandro Volta (Università di Pavia) nei primi mesi del 1800.

Questo dispositivo sfrutta la reazione di ossidoriduzione che può essere condotta da due semireazioni separate fisicamente e connesse solo da un conduttore elettrico, che ha lo scopo di trasmettere gli elettroni liberati dalla semireazione di ossidazione a quella di riduzione. Per ulteriori dettagli si riporta il lettore al ventunesimo capitolo di [4].

Una pila elettrochimica è costituita da due semicelle in cui avvengono due semireazioni separate: una di ossidazione che rilascia elettroni e una di riduzione che gli acquisisce. Le semicelle possono essere costituite da una barra di Zn in una soluzione di Zn^{2+} e una barra di Cu in una soluzione di Cu^{2+} . In figura 1.3-1 ne è rappresentato il principio di funzionamento.

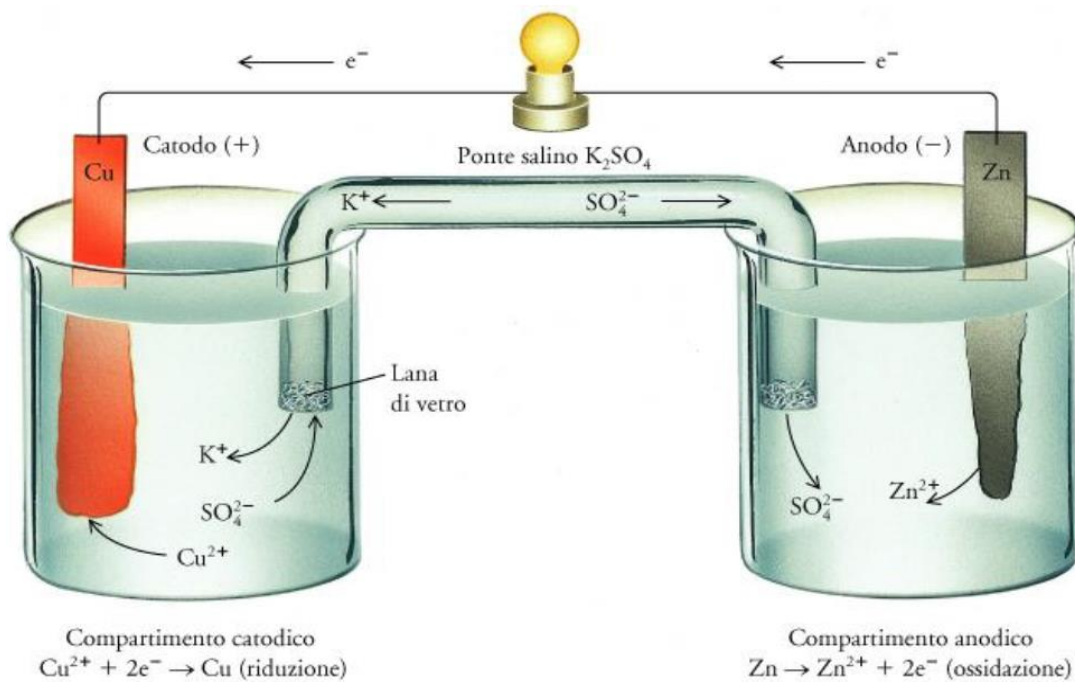


Figura 1.3-1: Pila elettrochimica di Rame e Zinco (fonte: [5])

Il collegamento elettrico ha lo scopo di far fluire gli elettroni prodotti dalla reazione. Il collegamento ionico, realizzato tramite il ponte salino, ha lo scopo di diffondere gli ioni negativi (in figura SO_4^{2-}) da sinistra a destra. Man mano che la reazione procede si ha una produzione di ioni positivi Zn^{2+} nella cella di destra e un consumo di ioni positivi Cu^{2+} in quella di sinistra che impedirebbero, in mancanza di un movimento di ioni SO_4^{2-} da sinistra a destra, il flusso di elettroni.

1.3.2 Batterie al piombo

Questo tipo di batterie impiega un anodo di piombo e un catodo di diossido di piombo immersi in un elettrolita (soluzione al 30%-40% di acido solforico). Il potenziale di queste batterie è di 2,18 V.

Attualmente questa tipologia di batterie è la più diffusa. I motivi di tale successo sono diversi: una forte produzione in massa per diversi decenni, un costo delle materie relativamente basso, e comunque inferiore rispetto alle altre tipologie di accumulatori e un livello di affidabilità elevato. Trovano largo impiego nel settore automobilistico ma il suo impiego nei sistemi elettrici è stato fortemente limitato dal breve ciclo di vita (appena 1000 cicli), dalla bassa densità di energia rispetto ad altri accumulatori elettrochimici e dal fatto che l'energia fornibile dalla batteria non sia costante, ma dipenda dalla scarica richiesta. In figura 1.3-2 è rappresentata una batteria al piombo.

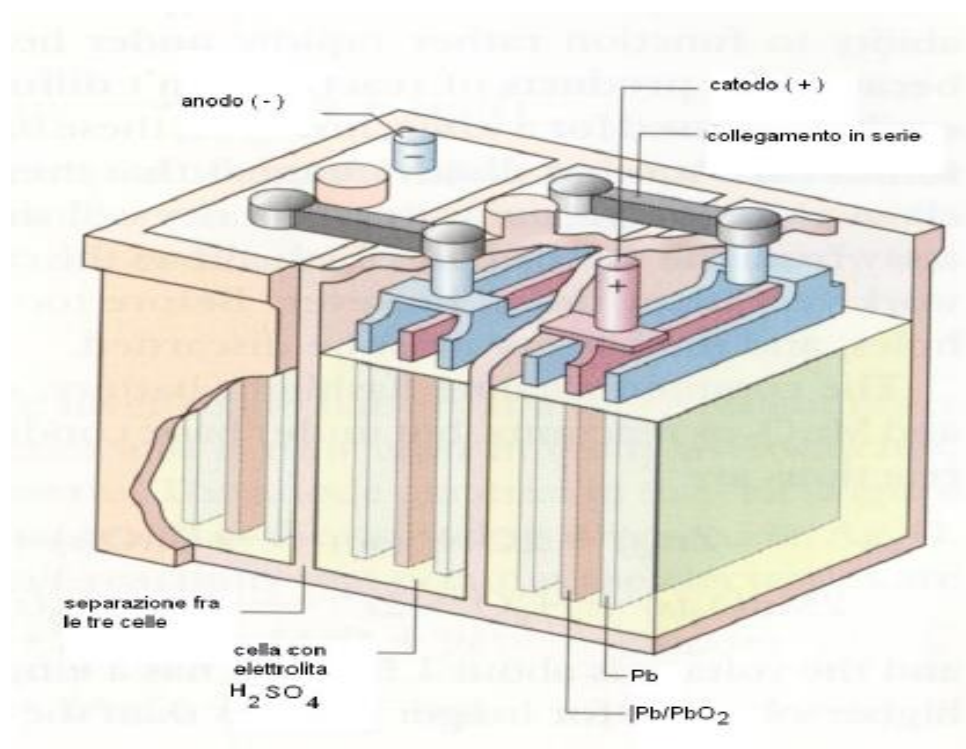


Figura 1.3-2: Batteria al piombo (fonte: [5])

Sono stati compiuti notevoli sforzi in ricerca e sviluppo che hanno consentito di incrementare la vita utile delle batterie al piombo, facendogli conquistare un ruolo importante per l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

1.3.3 Batterie sodio-zolfo

Un altro tipo di batterie molto diffuse sono le batterie sodio-zolfo (NaS). A differenza delle batterie al piombo, gli elettrodi sono in fase liquida, e l'elettrolita è solido.

Il mantenimento degli elettrodi in fase liquida comporta la necessità di mantenere alte temperature, all'incirca di 600 K, con conseguente riduzione di qualche punto percentuale dei rendimenti.

Il potenziale di queste batterie è pari a 2,076 V.

Queste batterie hanno trovato largo utilizzo in Giappone, dove sono installati all'incirca 270 MW distribuiti in più di 200 siti. Esistono diverse altre installazioni di questa tecnologia; un elenco completo è fornito in tabella 1.3-1 [6].

I motivi di tale diffusione risiedono nell'elevata densità di energia (5 volte superiore di quella delle batterie al piombo), maggiore ciclo di vita e una rapidità di risposta (da 0% a 100% della potenza nominale in 10 secondi [7]).

Country	Location	Installed capacity (MW)	Application	Status
Canada	Golden and Field, British Columbia	2	Peak shaving & outages	Project
Germany	Berlin	1	Wind & solar test for islands	Installed 07.2009
	Emden	0,8	Wind 6 MW	Installed 07.2009
France	Saint André, La réunion	1	Wind on an island (simulation)	Installed 12.2009
Scotland	Gremista, Lerwick, Shetland Islands	1	Wind 6.9 MW - Fluctuation mitigation	Installed - On hold
Japan	In Tokyo and around	200	Distributed energy storage	Installed since 1995
	Odaka substation	1	R&D	Installed 02.2000
	Rokkasho Wind Farm, Aomori	34	Wind 51 MW - Supplying constant power	Installed 08.2008
	Wakkanai City, Hokkaido	1,5	PV 5 MWp - Fluctuation & time-shift	Installed 02.2008
	Noshiro (fossil-fuel-burning power plant)	80	Load levelling (earthquake 11.03.2011)	Planned 04.2012
	Others	60	Distributed energy storage	Installed
UAE	Abu Dhabi Island	8	Load levelling	Commissioned 12.2009
	Abu Dhabi Island	40	Load levelling	Shipped in 2008 - Planned end 2012
USA	North Charleston, West Virginia	1	Substation upgrade deferral (peak shaving)	Installed 01.2006 - Comm. 07.2006
	Milton, West Virginia	2	Deferring equipment upgrade & outages	Installed
	Bluffton, Ohio	2	Load following & outages	Installed
	Churubusco, Indiana	2	Reliability & outages	Installed
	Luverne, Minnesota	1	Wind (simulation - Later 11 MW)	Installed 11.2008
	Long Island, New York	1	Daily load shifting	Installed 09-2006 - Comm. 04.2008
	Presidio, Texas	4	Voltage fluctuations & outages	Installed 2010?
	Not yet decided	4	Load levelling, reliability & power quality	Shipped in 2008 - Planned 12.2012
	Not yet decided	2	Load levelling, solar & ancillary services	Shipped in 2008 - Planned 12.2012
	Los Alamos, New Mexico	1	Demand response with 1 MWp PV	Project
	TOTAL		450	
TOTAL Installed		321	© Dupont Energy Consulting GmbH www.dupontconsulting.de	

Tabella 1.3-1: Elenco di installazioni di batterie NaS (aggiornato al settembre 2012)

1.3.4 Batterie agli ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio sono composte da un catodo di ossido metallico di litio, un anodo di carbonio grafite e un elettrolita formato da carbonati organici in cui sono sciolti sali di litio. L'anodo può essere composto da vari materiali: il litio metallico e le leghe Li-C. L'elettrolita può essere composto da propilene carbonato ma in futuro si prevedono elettroliti polimerici. Tutti questi materiali sono caratterizzati dall'averne un'elevata densità di ioni di litio, infatti, la batteria ha un potenziale di 3,7 V [5].

Tali batterie possiedono un'elevata densità di energia, corrispondente a 130 Wh/kg, e trovano applicazione nei gruppi statici di continuità.

Nei sistemi di trasmissione non sono molto diffusi a causa dell'elevato costo dei circuiti elettronici di protezione.



Figura 1.3-3: Batteria al litio con elettrolita realizzato mediante nanotecnologie (fonte: A123 system)

1.3.4 Batterie Nickel-Cadmio

In queste batterie il cadmio costituisce l'elettrodo negativo, l'ossido di nichel (NiO_2) quello positivo mentre, come elettrolita, utilizzano l'ossido di potassio (KOH).

A causa della difficoltà a lavorare il cadmio, per via della sua natura cancerogena, queste batterie non hanno trovato larga diffusione, nonostante un ottimo rapporto di potenza per unità di peso di 200 W/kg e la capacità di mantenere la tensione costante per l'intera della carica.

In figura 1.3-4 è mostrata una batteria NI-MH [5].

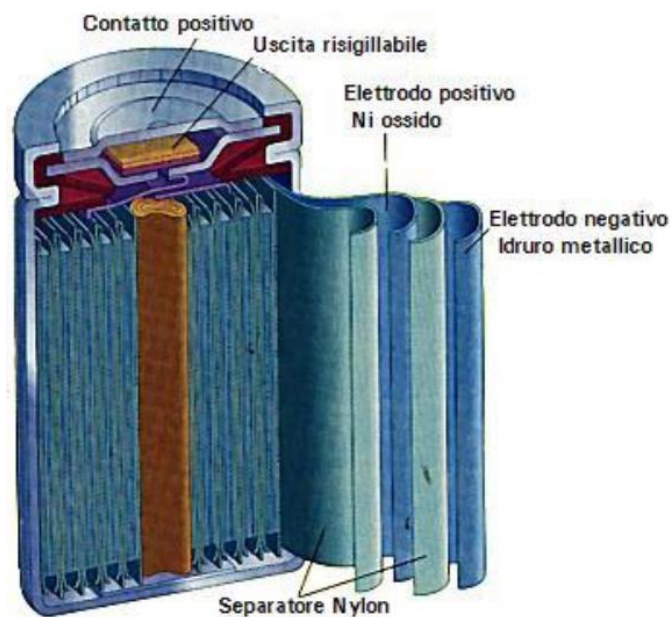


Figura 1.3-4: Batteria al Ni-MH

Un'evoluzione delle batterie Ni-Cd è rappresentata dalle batterie Nickel-idruri, queste, pur mantengono gli stessi vantaggi, non contengono il cadmio, consentendo a questi sistemi di accumulo di trovare utilizzo in numerosi settori.

1.3.5 Batterie a flusso.

Le batterie a flusso sembrano destinate a trovare larga diffusione nei sistemi elettrici. Queste batterie sono costituite da celle a combustibile rigenerative. Vi sono due compartimenti in cui sono installate le due soluzioni elettrolitiche, le quali vengono fatte scorrere nella cella a combustibile tramite pompe ausiliarie. Nella cella si trova una membrana polimerica che permette reazioni di ossidoriduzione, e dunque il passaggio di corrente elettrica [8].

Sono considerate le batterie più promettenti per una diffusione nei sistemi di potenza visti i loro numerosi vantaggi: numero illimitato di cicli di carica e scarica, mancata presenza del fenomeno di auto-scarica, ricarica semplificata sostituendo la soluzione elettrolitica. Lo svantaggio più importante è dato dal consumo di energia delle pompe.

In figura 1.3-5 è rappresentato il principio di funzionamento di una batteria a flusso.

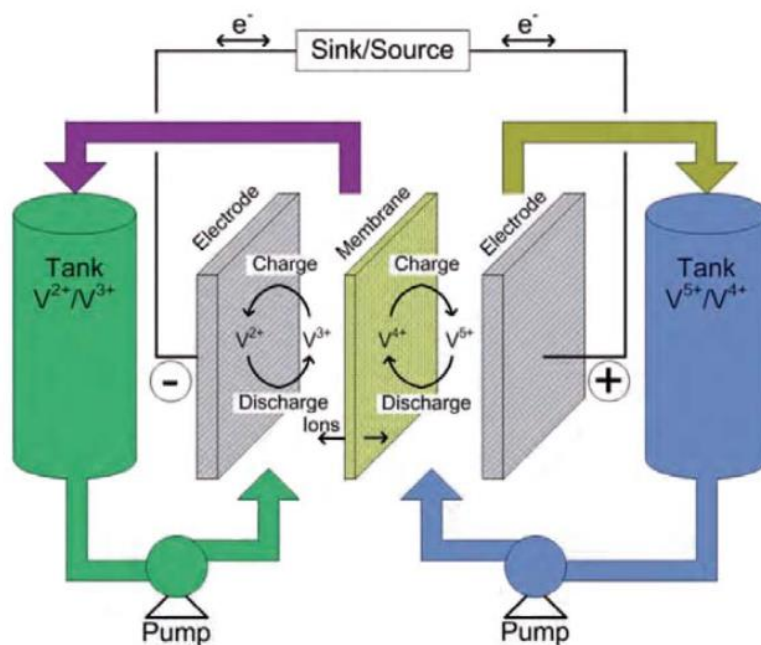


Figura 3.1-5: Principio di funzionamento di una batteria a flusso a base di vanadio

1.3.7 Impiego attuale e sviluppi futuri delle batterie elettrochimiche

L'accumulo elettrochimico trova un largo impiego nel settore automobilistico ma sembra destinato a ricoprire un ruolo importante anche nelle reti elettriche. Attualmente questa soluzione risulta costosa e ingombrante, infatti meno dell'1% dell'accumulo nel settore delle reti elettriche, a livello europeo, è

effettuato tramite questa tecnologia [2]. Ad ogni modo, in questo campo, soprattutto nei paesi che hanno grandi disponibilità di materie prime come la Cina, la Korea e il Giappone, vi sono grandi investimenti in ricerca e sviluppo. Si stima che la grande diffusione di questa tecnologia porterà ad uno sviluppo dei materiali di cui beneficerà anche il settore elettrico.

Da [9] sono stati presi i dati che consentono di fare un confronto tecnico-economico tra diverse tipologie di accumulatori:

Sistema	Chimica	Sviluppatori/ costruttori	Stadio di sviluppo	Energia specifica		Efficien za energe tica	Apparato di gestione	Rischi sicurezza	Costo materi e prime
				Wh /kg	Wh /l				
Temperatura ambiente Elettrolita Acquoso	Piombo- acido Pb	a livello mondiale	industriale consolidato	30	80	75%	normalme nte non usato	accettati	Medio basso
	Nichel- Cadmio Ni- Cd	a livello mondiale	industriale consolidato	50	60	60%	normalme nte non usato	accettati	medio
	Nichel Idruri Metallici Ni-MH	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	60	65	70%	controllo della carica	accettati	alto
	Nichel- Zinco Ni-Zn	a livello preindustriale	sviluppo	70	70	60%	normalme nte non usato	accettati	medio
Litio	Li-Ioni	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	150	200	90%	complesso	instabilità termica	molto alto
	Li-Ion Polimeri	a livello mondiale	industriale su taglie piccole	130	180	90%	complesso	limitati	molto alto
	Li-Metal	a livello preindustriale	sviluppo	180	150	90%	molto complesso	presenti	molto alto
	Li-Metal Polymer	Canada	avviata ma interrotta	120	120	88%	molto complesso	presenti	molto alto
Batterie ad alta temperatura	Sodio- Zolfo Na-S	Giappone	industriale limitato	120	140	85%	complesso	presenti	medio
	Sodio Cloruri Metallici NaNiCl ₂	Svizzera	industriale limitato	120	120	85%	complesso	limitati	medio

Tabella 1.3-2: Confronto tecnico-economico tra diverse accumulatori elettrochimici

Anche se al giorno d'oggi le batterie di gran lunga più diffuse sono le batterie al piombo, secondo [2] troveranno diffusione nell'integrazione degli impianti rinnovabili a intermittenza anche gli accumulatori Li-Ion. Un'altra tecnologia per la quale si prevede un forte sviluppo nel settore delle reti, soprattutto in Giappone, è data dal Na-S.

Secondo [2], i tempi che queste tecnologie impiegheranno per diffondersi sono compresi tra i 5 e i 15 anni.

1.4 Volani

I volani sono degli organi meccanici a forma di ruota, o di disco, appositamente sagomati con lo scopo di aumentare il momento d'inerzia dell'albero a cui sono applicati.

L'energia accumulata dai volani corrisponde a:

$$W = \frac{1}{2} * J * \omega^2 [J] \quad (1.4.1)$$

in cui J è il momento d'inerzia della massa del volano rispetto all'asse di rotazione e ω è la velocità angolare a cui il volano è sottoposto.

Onde evitare dimensionamenti eccessivi e costosi dei volani, sarà necessario porli ad una velocità rotazione compresa tra i 20000 rpm e i 50000 rpm. Al fine di evitare un'usura rapida è necessario installare dei cuscinetti magnetici.

Questo sistema di accumulo scambia energia con la rete tramite una macchina sincrona a magneti permanenti e un convertitore elettronico bidirezionale. In figura 1.4.1, sono riportati i principali componenti di questi sistemi di accumulo.

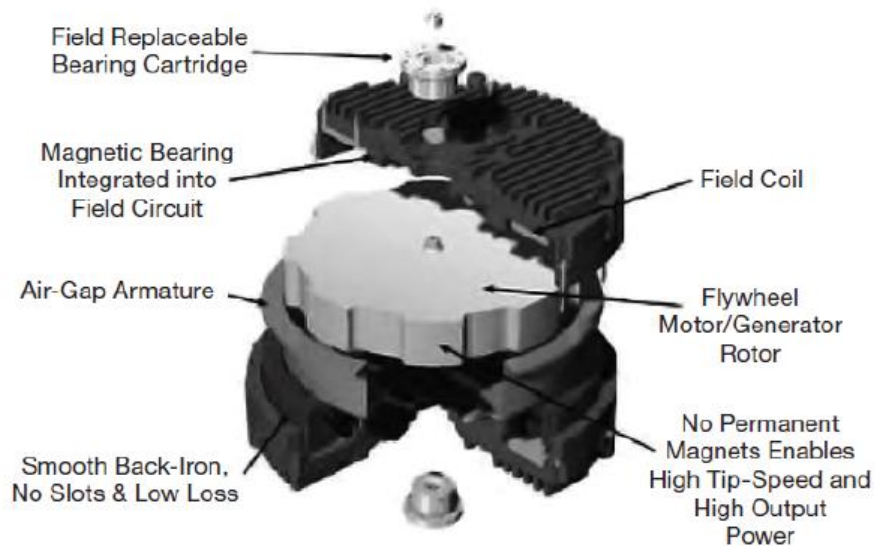


Figura 1.4-1: Componenti dei sistemi di un accumulo basato su volani

Questo sistema di accumulo ha il vantaggio di essere robusto, semplice e di facile manutenzione.

Di contro, con gli attuali sviluppi tecnologici, le potenze erogabili non superano i 500 kW: nasce dunque la necessità di installare più volani per poter disporre di un sistema di accumulo di dimensioni consistenti. Un altro aspetto negativo risiede nei loro rendimenti esigui, causati essenzialmente dalle perdite meccaniche per attrito.

1.5 Accumulo tramite aria compressa (CAES)

Questi sistemi di accumulo consentono l'immagazzinamento di energia potenziale tramite compressione di un gas (aria), consentendo poi il rilascio di energia tramite espansione dello stesso.

La compressione avviene tramite un compressore, l'espansione tramite una turbina; il ciclo presenta rendimenti compresi tra il 42-54% [2].

Attualmente esistono due impianti che utilizzano questo sistema di accumulo: uno a Huntorf, in Germania, che ha una potenza di 290 MW, e uno a McIntosh, in Alabama, con una potenza di 100 MW.

L'esiguo numero di impianti di questo tipo è dovuto alla difficoltà di trovare cavità naturali che contengano quantità di aria sufficienti a produrre potenze comparabili con quelle delle centrali elettriche tradizionali. Ad ogni modo, si prevede che questa tecnologia si possa diffondere in impianti di taglia ridotta; infatti, diverse unità produttrici utilizzano anelli di aria compressa per il funzionamento dei loro macchinari. Si potrebbe quindi pensare di accumulare energia nelle ore a basso carico per poi rilasciarla nelle ore di picco, riducendo così i prezzi dell'energia elettrica. Questa operazione necessiterebbe solamente di una pompa ed un serbatoio.

In figura 1.5-1 è rappresentato un sistema di accumulo ad aria compressa interfacciato con la rete elettrica (fonte: California Energy Commission, novembre 2011).

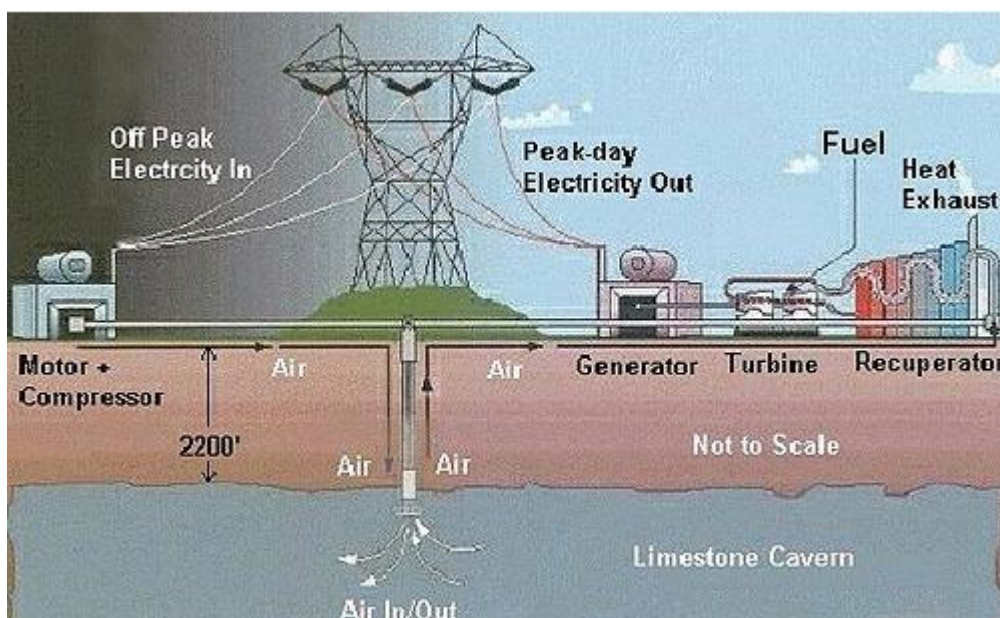


Figura 1.5-1: Sistema di accumulo ad aria compressa

1.6 Magneti superconduttori

1.6.1 Principio di funzionamento dei magneti superconduttori

I magneti superconduttori sono dei dispositivi che consentono di accumulare energia in campi magnetici. Sono costituiti da una bobina superconduttrice e un sistema refrigerante che la porta alla temperatura in cui il materiale presenta superconduttività.

L'energia accumulabile in un campo magnetico corrisponde a:

$$E = \frac{1}{2} * L * I^2 \text{ [J]} \quad (1.6.1)$$

in cui L è l'induttanza della bobina e I è la corrente (continua) che la percorre.

Raffreddando la bobina al di sotto di una temperatura critica si ottiene la superconduttività. Avendo una resistenza della bobina nulla, la costante di tempo $\frac{L}{R} \gg T_i$, dove T_i è il tempo di immagazzinamento dell'energia: in questo modo la bobina presenta tempi di scarica molto lunghi. Le perdite di potenza hanno la forma:

$$\int_0^{T_i} R * i^2 dt = R * I_{max}^2 * \frac{\tau}{2} * \left(1 - e^{-2\frac{T_i}{\tau}}\right) \quad (1.6.2)$$

con $\tau = \frac{L}{R}$ e I_{max} valore iniziale della corrente durante il transitorio che evolve nel tempo secondo la legge $i(t) = I_{max} * e^{-\frac{t}{\tau}}$.

Se gli avvolgimenti fossero toroidali non presenterebbero alcun campo esterno, ma richiederebbero una quantità notevole di materiale superconduttore.

Per ragioni di costo gli avvolgimenti sono quindi realizzati concentrici, presentando però il problema degli sforzi elettromagnetici che tendono a dilatarle ed a schiacciarle in senso assiale. Onde evitare il costo di una struttura adeguata a resistere a tali sforzi, si usa installare le bobine in tunnel anulari scavati nella roccia a sufficiente profondità.

Questi sistemi di accumulo presentano rendimenti che si assestano attorno all'85-90%, circa la metà delle perdite si verificano nel convertitore che collega la bobina alla rete, un'altra metà sarà invece richiesta dal sistema di refrigerazione. Come mostrato in [9], con bobine del diametro di 300 m poste a circa 300 m di profondità, sarebbe possibile accumulare energie dell'ordine delle decine di MWh, con correnti dell'ordine delle centinaia di kA, potenze di qualche GW e tempi di scarica di 5-10 ore: risulta evidente il potenziale di questi sistemi.

Esistono diverse tipologie di magneti superconduttori disponibili e diverse unità con energie di qualche MWh trovano già applicazione in quei settori industriali, come gli impianti di fabbricazione dei microchip, che richiedono un'alta qualità della fornitura elettrica [10].

Il grande punto di forza di questi sistemi risiede nel fatto che c'è la possibilità di variare con grande rapidità la potenza prodotta grazie all'interfacciamento con la rete tramite degli inverter.

In figura 1.4-1 viene mostrato lo schema di un impianto con accumulo con bobine superconduttrici.

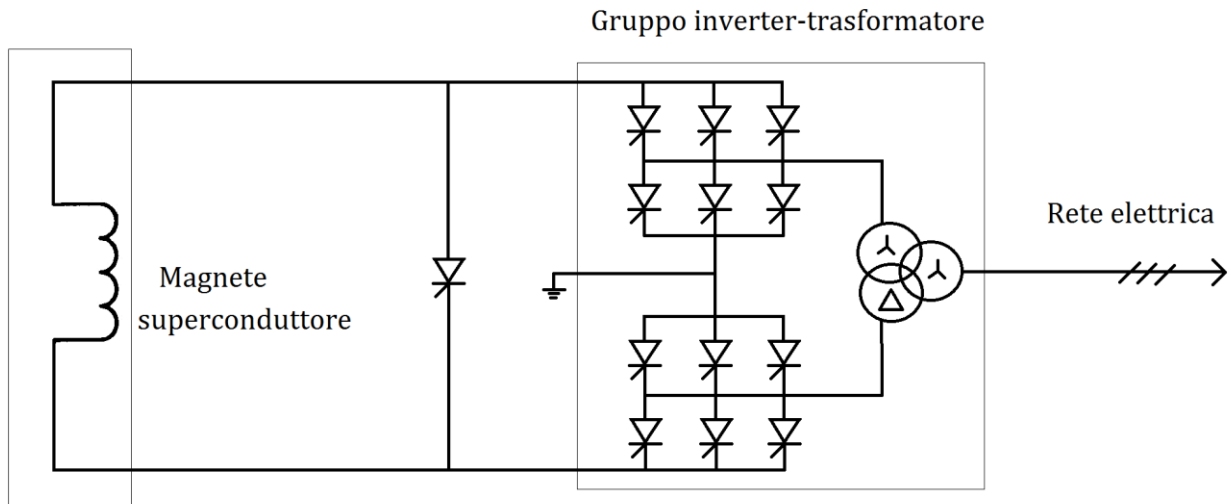


Figura 1.6-1: Schema di interfacciamento tra una bobina superconduttrice e la rete elettrica

Questa tecnologia, seppur con grandi potenzialità, presenta alcune criticità. Una è rappresentata dalle intense forze di Lorentz che necessitano di un robusto, e quindi costoso, supporto meccanico per essere contenute. Un altro aspetto rilevante è dato dalle notevoli dimensioni per cui è possibile ottenere considerevoli energie accumulabili: questi sistemi sono estremamente ingombranti e di non semplice installazione.

Un altro inconveniente risiede nei notevoli campi magnetici prodotti. Questi risulteranno intensi anche a distanze notevoli, rendendo questi dispositivi inadatti ad applicazioni in zone limitrofe a centri abitati.

1.7 Supercondensatori

1.7.1 Principio di funzionamento dei supercondensatori

I supercondensatori, detti anche supercapacitori, sono dei particolari condensatori che riescono ad accumulare una quantità di carica elettrica di gran lunga maggiore rispetto ai condensatori tradizionali. Le capacità dei condensatori tradizionali si assestano sui mF, mentre quelle dei supercondensatori possono arrivare alle unità di kF.

Questi dispositivi sono quindi caratterizzati dall'aver delle energie specifiche di gran lunga maggiori rispetto ai condensatori convenzionali.

I supercondensatori sono costituiti da due elettrodi di materiale vario, ricoperti da carbone attivo, un separatore e un elettrolita. Gli elettrodi possono essere realizzati in alluminio, ossidi di metalli o polimeri conduttori. Gli elettroliti sono tipicamente acquosi, organici o liquidi ionici. I primi consentono funzionamenti con potenziali contenuti in 1 V, i secondi arrivano a potenziali di circa 3 V e gli ultimi, di più recente utilizzo, sopportano potenziali di 6 V. Il separatore ha lo scopo di prevenire cortocircuiti tra i due elettrodi.

Tra la fase solida, costituita dall'elettrodo, e la fase liquida, formata dall'elettrolita, si formano delle semireazioni redox e avviene un trasferimento di carica, questa porzione di spazio, chiamato doppio strato elettrico di Helmholtz, è caratterizzato da distanze di qualche unità di ångströms.

Il doppio strato ha una struttura simile ad un condensatore, i cui piatti, uno caricato positivamente e l'altro negativamente, corrispondono alla superficie dell'elettrodo e allo strato di ioni accumulato sulla superficie.

Il carbone attivo è una struttura estremamente porosa ad elevata area specifica, e consente di arrivare ad aree di 2.000 m²/g.

In figura 1.7-1 vengono mostrati i vari componenti di un supercondensatore [11].

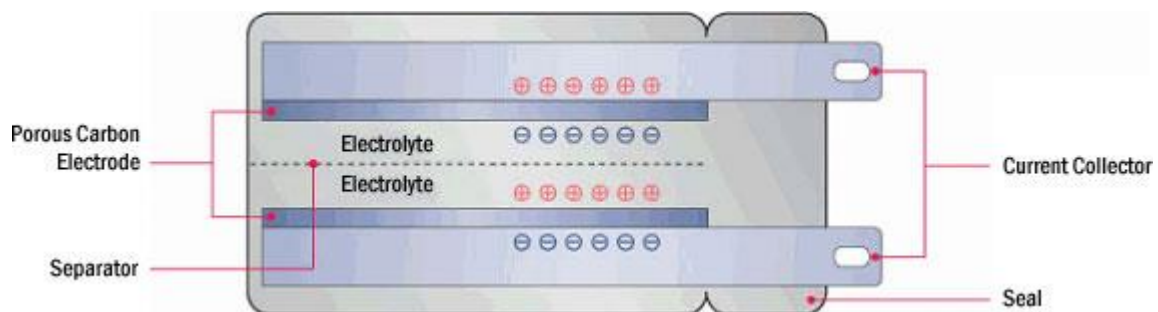


Figura 1.7-1: Elettrodi, separatore e elettrolita del supercondensatore

La capacità di un condensatore è data da:

$$C = \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{A}{d} \quad (1.7.1)$$

In cui d rappresenta la distanza, A l'area, $\varepsilon_0 \varepsilon_r$ rappresenta la costante dielettrica del mezzo.

Con delle aree notevolmente aumentate e delle distanze così, esigue il rapporto $\frac{A}{d} \cong 10^{12}$: le capacità sono estremamente maggiori rispetto a quelle dei condensatori tradizionali.

In figura 1.7-2 sono mostrati due supercondensatori: a sinistra uno di forma cilindrica, e a destra uno di forma prismatica [11].

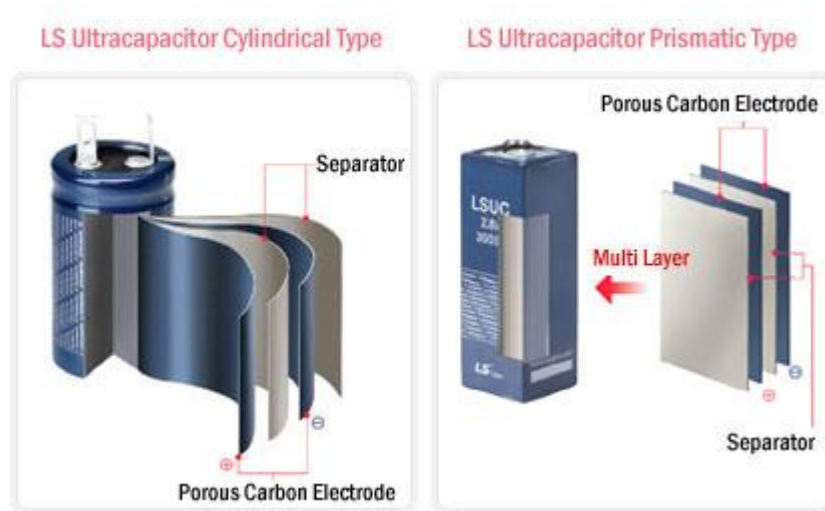


Figura 1.7-2: Supercondensatore di forma cilindrica e di forma prismatica

I supercondensatori sono caratterizzati dall'aver delle potenze specifiche un ordine di grandezza maggiore rispetto agli accumuli elettrochimici e delle energie accumulabili un ordine di grandezza inferiori. Risultano quindi adeguati per tutte quelle applicazioni che richiedono elevate potenze per tempi ridotti. Sono adatti a stabilizzare la qualità della fornitura elettrica, a tamponare fluttuazioni di frequenza e di tensione nelle reti elettriche in tempi molto brevi (dell'ordine dei ms). Vengono inoltre utilizzati per fornire l'alimentazione di backup per il sistema del controllo del pitch nelle turbine eoliche.

I tempi in cui, secondo [2], si stima che si possano diffondere nel mercato si aggira attorno ai 10 anni. In tabella 1.7-1 si riporta un confronto tra i supercondensatori e i loro principali competitori sul mercato: le batterie elettrochimiche [9].

Caratteristiche	Batterie	Supercondensatori
Energia specifica [Wh/kg]	30-45	4-5
Potenza specifica [W/kg]	60-300	5.000
Vita utile	500 cicli	500.000 cicli
Tempi ricarica	Alcune ore	Alcuni minuti
Rendimenti η	0,7-0,9	0,85-0,98

Tabella 1.7-1: Confronto tra accumulo elettrochimico e supercondensatori

1.8 Impiego dei sistemi di accumulo nelle reti elettriche

In questo paragrafo i sistemi di accumulo sono classificati in base ai servizi che possono offrire ai produttori di energia, ai gestori di rete e agli utilizzatori finali.

1.8.1 Servizi verso la generazione

Black-start capability (ripartenza autonoma)

La black-start capability consiste nella possibilità che la centrale possa avviarsi con mezzi propri, indipendentemente dalle condizioni di rete. Questa funzione è svolgibile da qualsiasi sistema di accumulo tra quelli descritti nei precedenti paragrafi, a patto che abbia sufficiente energia per avviare la centrale.

Livellamento del carico

Appiattendo la curva di carico i generatori potranno funzionare con maggiore frequenza a rendimenti massimi, sforzeranno meno gli organi meccanici, grazie alle variazioni meno frequenti della potenza erogata, avendo dunque un incremento della propria vita utile. Questa funzione non richiede tempi di risposta rapidi (minuti) e richiede capacità di accumulare grandi quantitativi energia: dunque, tutti i sistemi di accumulo, a parte le batterie al piombo tradizionali, le bobine superconduttrici e i supercondensatori, sono adatti a svolgere questo servizio.

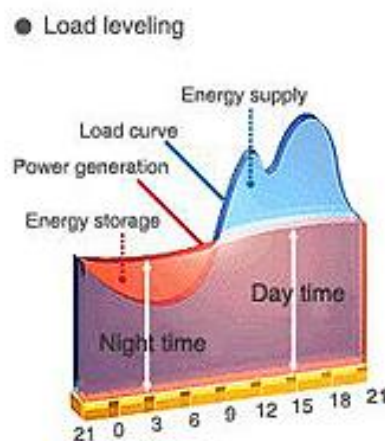


Figura 1.8-1: Livellamento del carico: in rosso le fasi di carica, in blu le fasi di erogazione di energia (fonte: NGK insulators)

1.8-2 Servizi verso i gestori delle linee elettriche

Risoluzione delle congestioni di rete

Durante le ore in cui la domanda di energia è massima, alcuni elettrodotti della rete possono essere sovraccaricati o non rispettare i vincoli di sicurezza n-1.

Attualmente questa situazione viene risolta tramite un ridispacciamento della produzione in modo da modificare il transito di potenza lungo l'elettrodotto congestionato.

L'installazione di un sistema di accumulo al termine di ogni linea permetterebbe di evitare questa situazione bilanciando la differenza tra la potenza richiesta e quella trasmissibile; ovviamente questa soluzione non è economicamente conveniente. In tal senso è stato condotto uno studio che, tramite un approccio probabilistico, consente di ricavare la taglia e il luogo in cui i sistemi di accumulo dovrebbero essere installati al fine di garantire la sicurezza per la gestione della rete [12].

Una linea elettrica può sopportare un sovraccarico per un periodo non superiore a quello in cui, con la corrente che lo percorre, raggiungerebbe la massima temperatura di esercizio. I tempi tipici sono di qualche centinaio di secondi, dunque, i sistemi di accumulo per poter far fronte a queste problematiche devono avere tempi di intervento contenuti in qualche minuto.

Come mostrato in [13], i tempi di risoluzione delle congestioni possono arrivare a 6 ore; dunque, il sistema d'accumulo deve essere in grado di immagazzinare elevati quantitativi di energia.

A valle di queste considerazioni si escludono dunque, per questo tipo di servizi, i sistemi di accumulo idroelettrico e sistemi ad aria compressa per problemi di reattività nell'erogazione del servizio.

Si escludono anche i sistemi di accumulo tramite volani, supercondensatori, magneti superconduttori e batterie al piombo tradizionali per via della limitata energia immagazzinabile.

I sistemi di accumulo adeguati per risolvere le congestioni sono dunque:

- batterie NaS;
- batterie al piombo evolute;
- batterie a flusso.

Riduzione dei picchi di carico ('Peak shaving')

Il Peak shaving ha lo scopo di attenuare i picchi della potenza richiesta dalla rete. Quest'operazione comporta diversi benefici, come ad esempio l'incremento della vita utile delle infrastrutture di rete. Infatti, i trasformatori, le linee, gli interruttori e gli altri componenti di rete, sono dimensionati in base alla massima potenza trasmissibile. Con l'aumento del benessere sociale la domanda di energia elettrica cresce sempre più, e i componenti delle reti elettriche si vedranno, prima per frangenti ridotti, poi per tempi sempre più estesi, inadeguati al proprio compito.

Al fine di aumentare la vita utile di questi dispositivi, si potrebbe optare per l'installazione di sistemi di accumulo che si facciano carico della differenza tra la potenza richiesta e quella trasmissibile. In questo caso l'utilizzo dei sistemi di accumulo non ha solo una valenza tecnica ma potrebbe assumerne anche una economica.

In figura 8.1-2 è riportato il Peak shaving (fonte: NGK insulators).

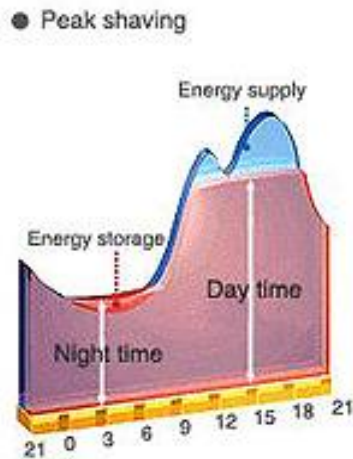


Figura 1.8-2: Accumulo di energia nelle ore a basso carico (in rosso) impiegata per ridurre i picchi (blu)

Se i costi dei sistemi di accumulo dovessero diminuire, i gestori delle reti elettriche potrebbero prendere in considerazione un loro impiego, più massiccio di quanto non avvenga al giorno d'oggi, per prolungare la vita dei componenti dei propri impianti e incrementare l'affidabilità della rete elettrica. I tempi di reattività richiesti ai sistemi di accumulo e la durata del funzionamento sono simili al caso delle congestioni di rete. Dunque i sistemi di accumulo impiegabili per le congestioni sono utilizzabili anche per il servizio di peak shaving. Considerando però che i picchi della domanda sono prevedibili, i tempi di attivazione non escludono i sistemi di pompaggio e i sistemi ad aria compressa. Dunque i sistemi impiegabili sono:

- accumulo idraulico;
- accumulo ad aria compressa;
- batterie NaS;
- batterie Li-Ion;
- batterie al piombo evolute;
- batterie a flusso.

Regolazione della frequenza

La regolazione della frequenza consiste nel mantenere entro limiti prefissati le oscillazioni della frequenza di rete, causate da squilibri tra la potenza generata e la potenza assorbita. Questa va distinta in regolazione primaria, secondaria e terziaria [14].

È di grande interesse studiare come i sistemi di accumulo possano partecipare alla regolazione di frequenza. Questa richiede tempi di risposta rapidi (dell'ordine dei secondi), da questo punto di vista alcuni sistemi di accumulo risultano adeguati. Questo servizio è obbligatorio per le unità di produzione programmabili di potenza superiore ai 10 MW.

L'incremento delle fonti rinnovabili non programmabili, implica una riduzione sempre maggiore del numero di centrali idroelettriche e dunque, anche del margine di regolazione primaria. Con l'introduzione dei sistemi di accumulo si potrebbe ovviare a questo tipo di problemi.

Ad ogni modo, la discriminante circa l'individuazione dei sistemi di accumulo è il numero di cicli utili. In [16] è stato mostrato che un sistema di accumulo dovrebbe fornire ogni giorno dai 7 ai 13 cicli di carica/scarica, che corrisponde a 2500-4800 cicli annui. Tuttavia, la maggior parte dei sistemi di accumulo ha una vita utile inferiore ai 5000 cicli [15]. Si evince dunque che al giorno d'oggi questo tipo di servizio può essere effettuato solamente sovradimensionando il sistema di accumulo.

1.8.3 Servizi verso gli utilizzatori finali

Qualità della fornitura

La qualità del servizio assume un ruolo importante in quei processi produttivi sensibili ai buchi di tensione, alle sovratensioni, flicker, armoniche, ecc... L'impatto economico può essere rilevante e, secondo [15], l'utilizzo di dispositivi d'accumulo "custom power" può contribuire al miglioramento della qualità del servizio.

Questi sistemi di accumulo devono avere tempi di risposta molto rapidi, e non necessitano di grandi energie accumulabili: dunque, i dispositivi più adatti sono:

- Magneti superconduttori;
- Supercondensatori.

Continuità della fornitura

Alcune aziende hanno la necessità di non subire interruzioni della fornitura di energia elettrica. In queste situazioni un buon rimedio può essere costituito dagli UPS (Uninterruptible Power Supply); questi forniscono alimentazione anche in caso di black-out della rete elettrica.

I requisiti sono simili a quelli nel caso del peak-shaving, con l'unica differenza che i tempi in cui il sistema deve poter entrare in azione devono essere contenuti (alcuni secondi). Questi sistemi di accumulo trovano principale utilizzo nel settore terziario: entrano quindi in gioco fattori come lo spazio. Il sistemi più compatti sono le batterie al litio, caratterizzate da densità di energia elevate: 130 Wh/kg contro i 30 Wh/kg delle batterie al piombo.

1.8.4 Servizi verso generatori da fonti rinnovabili

I sistemi di accumulo consentono di accumulare energia nei periodi di elevata produzione delle RES per reimmetterla in rete nei periodi di bassa produzione.

Il tal modo il profilo di generazione di tali impianti può essere più prevedibile, consentendo al gestore di rete di approvvigionare meno potenza, e più regolare, consentendo di ridurre la modulazione di impianti di generazione programmabili. Terna S.p.A. con il suo piano di sviluppo di batterie di 130 MW stima di poter evitare l'approvvigionamento di riserva di 410 GWh annui [15].

In certe aree ad alta concentrazione di RES, in caso di congestionamento di alcune linee, è necessario tagliare una parte della potenza eolica. È il caso delle province di Foggia, Benevento ed Avellino, in cui Terna S.p.A. ha dovuto tagliare un'energia di 470 GWh da fonte eolica nel solo 2010. L'energia tagliata deve essere sostituita da fonti programmabili ed essere comunque remunerata ai produttori RES: i sistemi di accumulo potrebbero ricoprire un ruolo sempre più importante nell'integrazione delle fonti rinnovabili nelle reti elettriche consentendo, inoltre, una riduzione del costo dell'energia elettrica.

I sistemi di accumulo che si prevede possano integrare al meglio le RES sono le batterie Na-S e le batterie Li-Ion grazie alle loro elevate densità di energia.

1.9 Bibliografia del capitolo

- [1] http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm
- [2] European Commission, *DG ENER working paper: the future role and challenges of energy storage*, disponibile al sito:
http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/doc/energy-storage/2013/energy_storage.pdf
- [3] <http://www.thehea.org/hydropower/special-focus/pump-storage-power-plants/#home>
- [4] R. H. Petrucci, W. S. Harwood, F. G. Herring, *Chimica generale: Principi e moderne applicazioni*, Edizione italiana della VIII edizione americana, PICCIN.
- [5] G. Dotelli, R. Pelosato, *Corso di Scienza e tecnologia dei materiali elettrici*, 2012.
- [6] www.dupontconsulting.de
- [7] Datasheet proveniente da: <http://www.ngk.co.jp/english/index.html>
- [8] X. Zhang, Y. Wei, *Optimal design of all-Vanadium redox flow battery energy storage system*, International conference on electricity distribution, China, 2010.
- [9] E. Tironi, *Appunti alle lezioni di impianti elettrici*, Edizione 2011, CUSL.
- [10] C. Faiella, L. Gregori, M. Pastore, *Valutazione delle potenzialità di accumulo di energia tramite nuovi impianti idroelettrici a pompaggio e nuovi sistemi di accumulo*, Rapporto CESI A9036143.
- [11] Immagini prese da: <http://www.ultracapacitor.co.kr/index.html>
- [12] M. P. Moghaddam, S. J. Kazempour, *Static security enhancement by means of optimal utilization of NAS battery systems*, IEEE, Trans. Power Syst., 2007.
- [13] *Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, cost and benefits*, pubblicato da EPRI, Palo Alto, California, 2010.
- [14] Terna S.p.A., *Allegato A. 15: Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza*, 20 luglio 2008.
- [15] M. Benini, *L'accumulo di energia elettrica: aspetti economici*, RSE S.p.A., Milano, 14 dicembre, 2011.
- [16] M. Lazarewicz, T. Ryan, *Integration of fly-wheel-based energy storage for frequency regulation in deregulated markets*, IEEE, Trans. Power Syst., 2010.

Capitolo 2

Modelli per la determinazione delle offerte ideali al Mercato Elettrico a Pronti

2.1 Introduzione

In questo capitolo sono descritti i modelli di ottimizzazione impiegati per coordinare una centrale idroelettrica reversibile con una centrale eolica.

Questi modelli consentiranno di ricavare le offerte ottimali di energia elettrica da effettuare al mercato a pronti e il profilo di energia nei serbatoi idraulici in modo da massimizzare i guadagni attesi giornalieri.

Le offerte si riferiscono alla vendita congiunta di energia da parte della centrale eolica e idroelettrica. I dati di input sono le velocità del vento (da cui ci si ricaveranno le potenze eoliche) e i prezzi dell'energia elettrica. Nel prossimo capitolo questi dati verranno assunti deterministici in modo da poter fare considerazioni sul comportamento degli algoritmi osservando i dati di output.

Come verrà spiegato nei successivi capitoli le previsioni verranno effettuate con la tecnica dell'ARIMA. Di seguito è riportato lo schema rappresentante le due centrali:

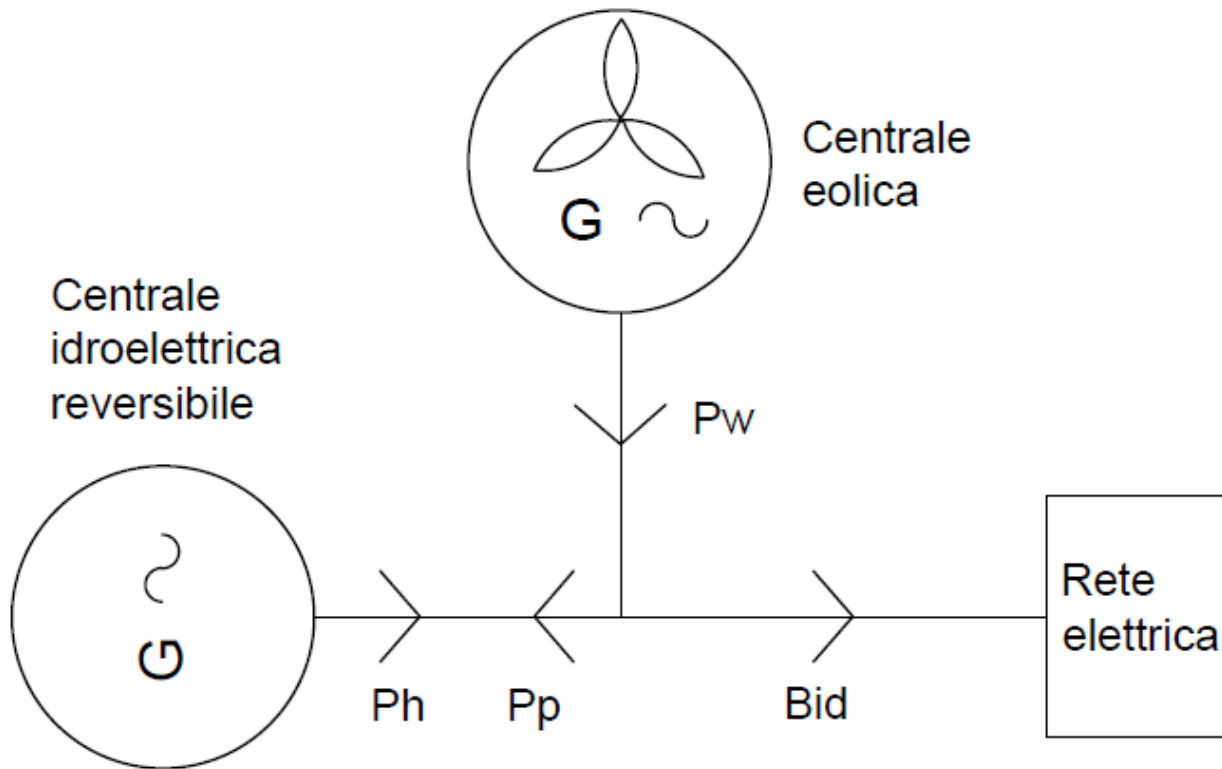


Fig. 2.1-1: Schema connessione centrali con relativi flussi di potenza

Quando dal vento si estrarrà una potenza maggiore di quella che può essere trasportata si impiegherà la centrale idroelettrica (che accumulerà energia nei serbatoi): in questo modo la potenza eolica in eccesso non verrà sprecata ma accumulata sotto forma di energia potenziale.

Nelle ore in cui l'energia elettrica avrà un prezzo elevato sarà opportuno venderla, mentre nei momenti in cui avrà un prezzo basso potrebbe essere conveniente accumularla (ammesso che il serbatoio non sia già completamente riempito).

L'accumulo consentirà, oltre a limitare i tagli all'energia eolica, di immagazzinare energia per poi impiegarla nelle ore con prezzi più alti. Bisogna però tenere conto che accumulare acqua nei serbatoi comporta una perdita significativa di energia in quanto il ciclo idraulico è caratterizzato da rendimenti, sia in fase di produzione che di pompaggio, tipicamente attorno al 85%.

I modelli di seguito descritti terranno conto dei vincoli fisici delle centrali e dei vincoli imposti dal collegamento alla rete.

Nella prima parte del capitolo verrà brevemente descritta l'articolazione del mercato elettrico a pronti. Successivamente, dopo aver fornito brevi nozioni teoriche in merito ai programmi deterministici, verranno enunciati i modelli di ottimizzazione descrivendo le funzioni obiettivo e i vincoli.

2.2 Mercato Elettrico a Pronti

2.2.1 Cenni sul Mercato Elettrico a Pronti

In questo paragrafo è descritto il Mercato Elettrico a Pronti (MPE).

Questo è articolato in tre sottomercati:

- **Mercato del Giorno Prima (MGP):** dove i produttori e gli acquirenti possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo.
- **Mercato Infragiornaliero (MI):** permette ai produttori e acquirenti di modificare i programmi di immissione/prelievo determinati sul MGP.
- **Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD):** tramite il quale Terna S.p.A. si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico. Questo mercato si articola in una sessione ex-ante finalizzata all'acquisto di energia con lo scopo di risolvere le congestioni e di creare riserva, e in una seconda fase infragiornaliera in cui le offerte vengono accettate a fini di bilanciamento.

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è un mercato per lo scambio di energia elettrica per il giorno successivo nel quale vengono definite le quantità orarie da scambiare e il relativo prezzo.

La seduta del Mercato del Giorno Prima si apre alle 8:00 del nono giorno precedente la consegna e si chiude alle 9:15 del giorno precedente il giorno di consegna.

Il Gestore dei Mercati Energetici (GME) comunica gli esiti individuali delle transazioni ai singoli operatori entro le 10:45 del giorno di chiusura della seduta.

Le offerte da parte degli operatori sono costituite da una coppia di valori: uno esprime la quantità di energia che si è disposti a vendere/acquistare in una data ora e l'altra è il prezzo minimo/massimo a cui si è disposti ad effettuare la transazione. Il quantitativo di energia si esprime, in questo come negli altri mercati, in MWh e il prezzo in €/MWh.

Il GME applica per ogni ora del giorno un algoritmo che massimizza il valore della contrattazioni. Il prezzo di equilibrio è determinato dall'intersezione della curva aggregata della domanda e da quella dell'offerta.

Tutte le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone (ogni zona identifica una porzione del sistema elettrico italiano).

L'accettazione può essere totale o parziale; per semplicità, in questa trattazione si ipotizzerà che sia totale. Questa ipotesi appare ragionevole, infatti i produttori di una centrale rinnovabile non avendo costi marginali di produzione elevati come quelli di una centrale termoelettrica tradizionale possono presentare offerte con prezzi relativamente bassi e avere così la certezza di vedersi accettare

completamente le proprie offerte.

Il mercato infragiornaliero (MI) consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi di immissione definiti nel MGP tramite ulteriori offerte di acquisto o vendita. Il MI è costituito da quattro sessioni: MI1, MI2, MI3, MI4.

Le sessioni sono organizzate nella forma di aste implicite con orari di chiusura diversi ed in successione. In questo modo gli operatori potranno utilizzare informazioni più aggiornate circa lo stato dei propri impianti (valori più recenti, e quindi probabilmente più precisi, circa i dati del vento).

Le modalità in cui vengono trovati i prezzi di equilibrio sono simili al caso del MGP, anche se le trattazioni vengono valorizzate al prezzo zonale e non al PUN (prezzo unico nazionale).

Si riportano gli orari delle sedute del MI:

- MI1: si apre alle 10:45 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 12:30 dello stesso giorno. Gli esiti vengono comunicati entro le 13 del giorno precedente il giorno di consegna.
- MI2: si apre alle 10:45 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 14:40 dello stesso giorno. Gli esiti vengono comunicati entro le 15:10 del giorno precedente il giorno di consegna.
- MI3: si apre alle ore 16:00 del giorno precedente quello di consegna e si chiude alle ore 7:30 del giorno di consegna. Gli esiti vengono comunicati entro le ore 8:00 del giorno di consegna.
- MI4: si apre alle ore 16:00 del giorno precedente quello di consegna e si chiude alle ore 11:45 del giorno di consegna. Gli esiti vengono comunicati entro le ore 12:15 del giorno di consegna.

Il mercato del servizio di dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione congestioni, bilanciamento in tempo reale, creazione riserva di energia).

In questo mercato tutte le offerte accettate vengono remunerate al prezzo a cui vengono presentate (pay-as-bid).

Il MSD si articola in una fase di programmazione, chiamata MSD ex-ante, e nel Mercato del Bilanciamento (MB).

Sul MSD ex-ante Terna si approvvigiona delle risorse necessarie a garantire la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva.

Il MSD ex-ante si articola in tre sottofasce di programmazione: MSD1, MSD2 e MSD3 e si svolge in un'unica seduta nel giorno precedente il giorno di consegna. Questa seduta si apre alle 15:10 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 16:40 dello stesso giorno. Gli esiti individuali vengono resi noti entro le ore 20:40 del giorno precedente quello di consegna.

Nel Mercato di Bilanciamento (MB) vengono selezionate le offerte di acquisto e di vendita di energia nei periodi dei giorni di calendario di svolgimento delle sessioni del MB.

Il MB è composto da diverse sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del

medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione del MB.

Nella prima sessione vengono valutate le offerte presentate dagli operatori nelle precedente sessione del MSD ex-ante. Le altre sessioni si aprono tutte alle 22:30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiudono con un'ora di anticipo rispetto alla prima ora che può essere negoziata nella prima seduta.

La tabella sottostante riepiloga gli orari delle varie sessioni del Mercato Elettrico a Pronti.

	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MB2	MI3	MSD2	MB3	MI4	MSD3	MB4	MB5
Giorno di riferimento	D-1				D								
Informazioni preliminari	08.45	12.30	14.40	n.d.	n.d.	n.d.	07.30	n.d.	n.d.	11.45	n.d.	n.d.	n.d.
Apertura seduta	08.00**	10.45	10.45	15.10	°	22.30*	16.00*	°	22.30*	16.00*	°	22.30*	22.30*
Chiusura seduta	09.15	12.30	14.40	16.40	°	05.00	07.30	°	11.00	11.45	°	15.00	21.00
Esiti generali	10.30°°	12.55	15.05	20.30	##	##	07.55	9.50	##	12.10	14.05	##	##
Esiti individuali	10.45	13.00	15.10	20.40	#	#	08.00	10.00	#	12.15	14.15	#	#

** L'ora si riferisce al giorno D-9

* L'ora si riferisce al giorno D-1

° Si utilizzano le offerte presentate sulla prima sottofase del MSD

°° Esiti provvisori

Quindicesimo giorno mese M+2

La comunicazione degli esiti generali avviene su base oraria, 1 ora dopo la fine di ciascun periodo orario.

Fig. 2.2-1: Tabella orari delle varie sessioni del mercato a pronti

Per ulteriori dettagli circa l'articolazione del mercato elettrico a pronti si riporta il lettore a visitare il sito del GME [1].

2.2.2 Regole attuali in materia di dispacciamento per i produttori da fonte rinnovabile

Dopo la delibera 462/2013/R/eel sono in vigore nuove norme che regolamentano il dispacciamento delle fonti rinnovabili [2].

Alle unità di produzione da fonte rinnovabile che non rispettano le offerte viene applicato il prezzo di sbilanciamento alla quota di sbilanciamento effettivo che eccede il 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento. Se le immissioni rispettano tali soglie, gli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili vengono valorizzate al prezzo zonale orario e sono a carico della collettività. Per quanto riguarda la parte eccedente quella franchigia, il prezzo di sbilanciamento è:

- a) In un periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è positivo, al valore minimo tra:
 - i) il prezzo medio delle offerte di acquisto accettate al MSD, pesato per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene, e

ii) il prezzo determinato dall'algoritmo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

b) In un periodo rilevante in cui lo sbilanciamento aggregato zonale è negativo, al valore massimo tra:

i) il prezzo medio delle offerte di vendita accettate al MSD, pesato per le relative, nel medesimo periodo rilevante, nella macrozona cui il punto di dispacciamento appartiene, e

ii) il prezzo determinato dall'algoritmo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel medesimo periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

Per ulteriori dettagli si riporta il lettore al sito dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

Queste nuove regole hanno lo scopo di promuovere una migliore previsione della potenza immessa da queste fonti, vista la loro sempre maggiore penetrazione nel sistema elettrico nazionale (in particolare nella zona Centrosud). L'iniziativa di responsabilizzazione dei produttori di energie rinnovabili ha preso definitivamente piede il 5 luglio 2012 (tramite la delibera 281/2012/R/efr), con lo scopo di evitare che i costi di mancate previsioni circa le immissioni di fonte rinnovabili continuino a pesare solo sulla generalità dei consumatori. Questi interventi di responsabilizzazione dei produttori da fonte rinnovabile hanno lo scopo di scongiurare eventuali situazioni di criticità per la rete elettrica nazionale e il servizio di dispacciamento, in un contesto di forte aumento degli impianti di questo tipo.

In questa direzione vanno diversi studi che cercano nuove metodologie per una migliore integrazione delle fonti rinnovabili con la rete elettrica. Ad esempio in [3] viene mostrato come operare su dei ESD (Energy Storage Device) con lo scopo di mantenere le immissioni previste da parte di fonti rinnovabili rendendole così il più affidabili possibili. In particolare, si mostra come all'aumentare della capacità del sistema di accumulo questo riesca ad adempiere meglio al proprio compito di bilanciamento.

In [4] si studia l'impatto che dei sistemi di accumulo possono comportare nella rete irlandese, caratterizzata da una forte presenza eolica, in termini di affidabilità del sistema. Come in [3] non vengono fatte considerazioni di natura economica ma esclusivamente tecnica. L'approccio utilizzato è di tipo probabilistico, viene mostrato come prevedere gli errori della produzione eolica, dei carichi elettrici e, in base a questi, come dimensionare l'accumulo in modo che la probabilità che questo non riesca a sopperire ad eventuali sbilanciamenti sia al disotto di una certa soglia di accettabilità.

In [5] si cerca di coordinare una centrale eolica con una idroelettrica reversibile in modo che i tagli di potenza eolica siano minimizzati in situazioni di congestione della rete (viene fatta l'ipotesi che le due centrali condividano le linee di trasmissione).

I sistemi di accumulo possono rendere le immissioni in rete da parte di fonte rinnovabili estremamente più affidabili e possono consentire di rispettare le nuove normative in vigore garantendo al produttore di incappare con bassa frequenza in penalità. Per il futuro si stima che, vista la sempre maggiore diffusione di produzione da fonte rinnovabile, migliorino sia i sistemi di

previsione della potenza trasmissibile che i sistemi di bilanciamento in tempo reale. Come descritto nel capitolo 1, i sistemi di accumulo elettrochimico, per via delle loro caratteristiche tecniche, sembrano particolarmente adatte a questi compiti.

2.3 Programmazione lineare deterministica

Prima di enunciare i modelli utilizzati in questo lavoro di tesi si è preferito dare brevi ragguagli sui problemi di ottimizzazione deterministici.

Nel caso il lettore voglia approfondire il tema si consiglia la lettura dei primi quattro capitoli del seguente libro [6].

Un programma deterministico lineare consiste nel risolvere il seguente problema:

$$\min z = c^T x \quad (2.3.1)$$

$$\text{s.t. } Ax = b, \quad (2.3.2)$$

$$x \geq 0, \quad (2.3.3)$$

dove x è un vettore di dimensione $(nx1)$, mentre c , A e b sono dati noti di dimensioni $(nx1)$, (mxn) e $(mx1)$, rispettivamente.

$z = c^T x$ rappresenta la funzione obiettivo e $\{x|Ax = b, x \geq 0\}$ definisce l'insieme di ammissibilità del problema di ottimizzazione.

x^* è una soluzione di ottimo se è tale che $c^T X \geq c^T X^*$ per ogni x appartenente all'insieme che ammette soluzione.

I problemi di ottimizzazione hanno lo scopo di minimizzare o massimizzare il valore della funzione obiettivo sotto determinate condizioni. Queste condizioni sono espresse dai vincoli, nel caso considerato questi sono rappresentati dalla (2.3.2).

Nel campo della programmazione lineare e non lineare gli insiemi e le funzioni convesse ricoprono un ruolo importante per via della loro diffusione nei problemi del mondo reale e delle loro particolari proprietà. Brevi nozioni sulle funzioni e gli insiemi convessi verranno forniti alla fine del quarto capitolo, dando particolare risalto alle loro proprietà circa l'individuazione della soluzione di ottimo globale.

Di seguito sono riportati i modelli lineari di ottimizzazione impiegati in questa trattazione.

2.4 Modello di ottimizzazione per il MGP

Questo modello ha lo scopo di massimizzare i guadagni attesi giornalieri derivanti dall'offerta combinata di una centrale eolica e una centrale idroelettrica.

Come mostrato in figura 2.1-1, le due centrali sono connesse alla rete tramite una sola linea elettrica. La potenza trasmessa sarà data dalla somma della quota parte della potenza eolica trasmessa e della potenza prodotta dalla centrale idroelettrica.

La potenza impiegata per accumulare energia non viene prelevata dalla rete, ma viene attinta dalla centrale eolica. Nel caso in cui la massima potenza trasmissibile con la rete sia inferiore alla potenza eolica disponibile, e il serbatoio idraulico fosse completamente pieno, una parte della potenza eolica verrà tagliata.

Il modello proposto consente di coordinare in modo ideale le due centrali in modo che il produttore possa massimizzare i propri guadagni giornalieri. In particolare, questo modello ha lo scopo di determinare le offerte orarie di energia da sottoporre al MGP.

In linea di principio: se in ore con bassi prezzi fossero disponibili elevate potenze eoliche e, in ore di picco fossero viceversa disponibili potenze eoliche esigue, il modello suggerirà di accumulare energia nelle prime e di incrementare la trasmissione di potenza, tramite la centrale idroelettrica, nelle seconde, massimizzando così i guadagni. Nel prossimo capitolo sono riportati dei test che consentono di fare considerazioni quantitative circa il funzionamento del modello.

In questa fase l'aleatorietà delle variabili verrà trascurata andando a concentrarsi sul significato della funzione obiettivo e dei vincoli. Nei prossimi capitoli verrà mostrato come introdurre l'incertezza nei modelli presentati nelle prossime pagine.

I programmi di ottimizzazione sono stati formulati effettuando una discretizzazione oraria, andando quindi a supporre delle variazioni orarie nel funzionamento delle due centrali.

Questa ipotesi implica che la potenza eolica stimata P_v sia costante durante l'intera ora: risulta evidente l'onerosità di questa ipotesi.

Tuttavia se dei dati con frequenze di dieci o quindici minuti sulle velocità del vento fossero disponibili si potrebbe andare a fare una stima dell'energia oraria producibile ottenendo così dati d'ingresso per i modelli più veritieri.

Un'altra ipotesi sotto la quale è stato formulato il programma è che non ci sia influenza tra la potenza eolica disponibile P_v e i prezzi dell'energia elettrica P . Ciò implica che la centrale sia modellizzabile come *price-taker*, ovvero che le sue offerte di energia non influenzino significativamente la curva aggregata dell'offerta e che quindi non incidano sul prezzo di equilibrio.

In questa trattazione sono state supposte centrali con potenze di qualche decina di MW e l'ipotesi risulta dunque verificata.

Inoltre la penetrazione eolica nell'area in cui è sita la centrale non deve essere alta. Difatti se vi fossero altri parchi eolici nelle zone limitrofe, e la nostra centrale si vedesse investita da forti venti, vi

sarebbero elevate probabilità che anche le altri centrali abbiano elevate potenze eoliche disponibili: ciò implicherebbe una influenza tra le offerte (maggiori le potenze eoliche maggiori le offerte) e i prezzi.

Queste ipotesi sono state effettuate anche per i modelli per i MI.

In letteratura sono presenti diversi modelli di ottimizzazione simili a quello impiegato in questo lavoro di tesi.

In [7] viene descritto un modello di ottimizzazione per la determinazione delle offerte ideali al mercato infragiornaliero spagnolo, tenendo conto dei vari aspetti economici che caratterizzano gli impianti eolici e idroelettrici come ad esempio i costi di accensione e di spegnimento dei gruppi idroelettrici (che per semplicità in questo lavoro sono stati trascurati). Tuttavia non si tiene in considerazione il fatto che la massima potenza trasmissibile con la rete possa cambiare di ora in ora (ad esempio a causa di congestioni in alcuni elettrodotti limitrofi alla centrale).

I modelli proposti in [8] e in [9] hanno lo scopo di coordinare una centrale eolica con una centrale idroelettrica di piccole dimensioni con lo scopo di garantire un'immissione minima da parte delle due centrali indipendentemente dalle condizioni del vento, rendendo così più affidabile la produzione da fonte eolica. In questi modelli, simili a quello proposto in questo lavoro di tesi, non si considera la possibilità che la centrale idroelettrica sia costituita da più gruppi di produzione.

Inoltre non viene contemplata la possibilità che, in una medesima ora, i gruppi idroelettrici producano e accumulino potenza. Ciò è possibile, come verrà spiegato nelle prossime pagine, grazie al vincolo 2.4.12 che contempla la possibilità di poter cambiare il funzionamento della centrale idroelettrica con frequenza maggiore di quella oraria.

Ovviamente anche le previsioni del vento dovranno avere una frequenza maggiore, cosa che in questo lavoro di tesi non è considerata.

Si riporta il problema di ottimizzazione utilizzato per il MGP:

$$\max \sum_t [P_t * Bid_t - cp * Pp_t] \quad (2.4.1)$$

s. t.

$$1) Bid_t = Pw_t + Ph_t \quad (2.4.2)$$

$$2) Pv_t = Pw_t + Pp_t + Pcur_t \quad (2.4.3)$$

$$3) Ph_t = \sum_{u=1}^n Phu_{t,u} \quad (2.4.4)$$

$$4) Pp_t = \sum_{u=1}^n Ppu_{t,u} \quad (2.4.5)$$

$$5) Eres_{t+1,u} = Eres_{t,u} + t * \left[\eta_p * Ppu_{t,u} - \left(\frac{Phu_{t,u}}{\eta_h} \right) \right] \quad (2.4.6)$$

$$6) Eres_{1,u} = Eres_{24,u} = Elev_u \quad (2.4.7)$$

$$7) 0 \leq Eres_{t,u} \leq Emax_u \quad (2.4.8)$$

$$8) 0 \leq Bid_t \leq Pmax \quad (2.4.9)$$

$$9) Phm_u \leq Ph_{t,u} \leq \min \left[PhM_u, \frac{\eta_h * Eres_{t,u}}{t} \right] \quad (2.4.10)$$

$$10) Ppm_u \leq Pp_{t,u} \leq PpM_u \quad (2.4.11)$$

$$11) Phu_{t,u} * t_{turb} + Ppu_{t,u} * t_{pump} = PpM_u * t \quad (2.4.12)$$

$$(Bid, Pw, Phu, Ppu, Pcur, Eres) \geq 0, t = 1, \dots, 24$$

In cui:

t : Indice intervalli temporali [h]

u : Indice unità idroelettriche

n : numero di gruppi idroelettrici

Parametri:

Pv_t : Potenza eolica disponibile prevista per ogni ora [MW]

P_t : Prezzi orari dell' energia elettrica previsti [€/MWh]

cp : Costi di pompaggio [€/MWh]

η_p : Rendimento del ciclo di pompaggio

η_h : Rendimento in fase di produzione

$Elev$: Energia nel serbatoio alla prima e all' ultima ora della giornata [MWh]

$Pmax$: Massima potenza trasmissibile in rete [MW]

PhM_u : Massima potenza della gruppo idroelettrico u in fase di produzione [MW]

PpM_u : Massima potenza della gruppo idroelettrico u in fase di pompaggio [MW]

$Emax$: Massima energia accumulabile dal serbatoio del gruppo u [MWh]

Variabili:

Bid_t : Offerta oraria di energia da parte delle due centrali operanti congiuntamente [MWh]

$Pp_{t,u}$: Potenza oraria impiegata dalla pompa idraulica del gruppo u [MW]

Pw_t : Potenza oraria immessa in rete dalla centrale eolica [MW]

$Ph_{t,u}$: Potenza oraria immessa in rete dalla gruppo idraulico u [MW]

$Pcur_t$: Potenza eolica tagliata per ogni ora [MW]

$Eres_{t,u}$: Energia orario nel serbatoio idraulico del gruppo u [MWh]

t_{turb} : Tempo (nella singola ora) impiegato per produrre energia [[h]

t_{pump} : Tempo (nella singola ora) impiegato per accumulare energia [h]

La funzione obiettivo ha lo scopo di massimizzare i profitti giornalieri attesi.

Il vincolo 2.4.2 afferma che la totale potenza immessa in rete è pari alla somma tra la potenza eolica trasmessa e la potenza prodotta dalla centrale idroelettrica.

Il vincolo 2.4.3 lega la potenza disponibile ad una data ora con la quota parte di potenza trasmessa alla rete, la quota parte impiegata per riempire il serbatoio idraulico e la potenza tagliata (questa sarà non nulla solamente nel caso in cui la potenza eolica sia maggiore della potenza trasmissibile e il serbatoio sia completamente riempito).

I vincoli 2.4.4 e 2.4.5 legano le potenze totali in fase di produzione e di pompaggio con le potenze dei singoli gruppi; è stata fatta l'ipotesi che ogni gruppo idroelettrico attinga e immetta energia da un proprio serbatoio.

Il vincolo 2.4.6 rappresenta l'equazione di continuità dell'energia nel serbatoio. In particolare afferma che il livello di energia ad una certa ora è pari al livello nell'ora precedente sommato all'energia che in quell'ora è stata impiegata per pompare acqua e sottratto a quella impiegata per produrre.

Il vincolo 2.4.7 impone il livello di energia nel serbatoio alla prima e all'ultima ora.

Il vincolo 2.4.8 afferma che l'energia contenuta nel serbatoio deve essere limitata alla propria massima capacità.

Il vincolo 2.4.9 definisce i limiti di potenza trasmissibile con la rete.

Il vincolo 2.4.10 afferma che la potenza producibile da un gruppo idraulico deve essere compresa tra la minima e la massima potenza (ammesso che l'energia nel serbatoio sia sufficiente da consentire una produzione a massima potenza per un'intera ora).

Il vincolo 2.4.11 afferma lo stesso concetto per i gruppi idraulici in fase di pompaggio.

Il vincolo 2.4.12 garantisce un corretto funzionamento dei gruppi idraulici che nella stessa ora funzionano sia in fase di accumulo che di produzione. Il rispetto dei vincoli 7 e 8 non è sufficiente in quanto quei vincoli sono riferiti a delle potenze, ma non garantiscono un corretto funzionamento dal punto di vista energetico. Nell'ipotesi che in un'ora un gruppo debba pompare 2 MWh e produrre 2 MWh e le sue potenze massime nelle due condizioni di esercizio siano entrambe 4 MW risulta evidente che le modalità di funzionamento dovranno durare 30 minuti ciascuna (sotto l'ipotesi di commutazione istantanea). Nel caso invece in cui l'energia che si vuole accumulare fosse 3 MWh, e quella da produrre 2 MWh, con le medesime massime potenze queste operazioni non saranno consentite anche se i vincoli 2.4.8 e 2.4.9 sarebbero comunque rispettati. Questo vincolo non è stato utilizzato in questo lavoro di tesi in quanto le serie storiche delle velocità del vento sono serie orarie e di conseguenza dalla tecnica ARIMA, descritta nel quinto capitolo, si otterranno delle previsioni orarie. Dunque non nasce la necessità di produrre e accumulare energia nella stessa ora da parte della centrale idroelettrica.

Nel caso fossero disponibili dati con una frequenza maggiore l'algoritmo sopradescritto potrebbe fornire funzionamenti diversi per uno stesso gruppo idroelettrico all'interno della medesima ora

(ammesso che ciò sia tecnologicamente possibile).

Si riporta l'attenzione sul fatto che è stata effettuata una discretizzazione oraria: quindi un'offerta di potenza corrisponde numericamente a un'offerta di energia (ottenuta con produzione a potenza costante).

2.5 Modelli di ottimizzazione per il MI

In questi modelli si tiene conto del fatto che nuove stime delle velocità del vento saranno disponibili. Difatti i mercati infragiornalieri chiuderanno la sessione d'asta, in particolare gli ultimi, diverse ore dopo rispetto al MGP.

Con le nuove previsioni del vento, in teoria più precise, si può andare ad offrire quantitativi di energia maggiori nel caso si preveda un vento maggiore rispetto a quello fornito con le previsioni precedenti.

Per quanto riguarda il MGP, si è fatta l'ipotesi che il produttore abbia i dati delle velocità del vento, forniti dagli anemometri, aggiornati alle ore 7. Da quei dati il produttore, o chi per lui, andrà a fare le previsioni del vento per il giorno successivo con una distanza temporale che va dalle 17 alle 41 ore.

Ad esempio, la sessione MI1 chiude alle 12:30 del giorno precedente il giorno di consegna. Sotto l'ipotesi che il produttore abbia dati aggiornati alle ore 10, la previsione avrà una distanza temporale dalle 14 alle 38 ore: le nuove previsioni del vento dovrebbero essere più precise.

Lo scopo di questo modello è di massimizzare i guadagni derivanti dalle offerte alle varie sessioni dei mercati infragiornalieri con le nuove informazioni disponibili circa le velocità del vento e i prezzi delle nuove sessioni. Nel caso le nuove previsioni del vento forniscano potenze eoliche maggiori di quelle stimate con le previsioni precedenti, l'algoritmo consentirà di ricavare quanto di quel differenziale di potenza conviene vendere e che quota parte conviene invece accumulare.

Nel caso in cui le nuove potenze eoliche stimate siano inferiori alle precedenti, il modello suggerirà di comprare quell'energia o di utilizzare dell'energia nel serbatoio che, nella stessa ora, i modelli della sessione precedente suggerivano di non utilizzare.

Supponendo che le nuove potenze previste siano identiche alle precedenti, e che in un'ora i prezzi di una sessione siano molto minori rispetto a quelli della precedente sessione, l'algoritmo potrebbe suggerire di immettere meno potenza in rete per utilizzare una parte della potenza eolica per riempire il serbatoio (e vendere energia nelle ore di picco). L'energia che non si andrebbe ad immettere verrebbe acquistata dal mercato andando ad incrementare i guadagni senza però creare sbilanciamenti di potenza in rete. Questi concetti verranno mostrati quantitativamente nei test effettuati nel prossimo capitolo.

Si riporta il programma:

$$\max \sum_t [P_t * (Bid_t - Bidold_t) - cp * Pp_t] \quad (2.5.1)$$

s. t.

$$1) Bid_t = Pw_t + Ph_t \quad (2.5.2)$$

$$2) Pv_t = Pw_t + Pp_t + Pcur_t \quad (2.5.3)$$

$$3) Ph_t = \sum_{u=1}^n Phu_{t,u} \quad (2.5.4)$$

$$4) Pp_t = \sum_{u=1}^n Ppu_{t,u} \quad (2.5.5)$$

$$5) Eres_{t+1,u} = Eres_{t,u} + t * \left[\eta_p * Ppu_{t,u} - \left(\frac{Phu_{t,u}}{\eta_h} \right) \right] \quad (2.5.6)$$

$$6) Eres_{1,u} = Eres_{24,u} = Elev_u \quad (2.5.7)$$

$$7) 0 \leq Eres_{t,u} \leq Emax_u \quad (2.5.8)$$

$$8) 0 \leq Bid_t \leq Pmax \quad (2.5.9)$$

$$9) Phm_u \leq Ph_{t,u} \leq \min \left[PhM_u, \frac{\eta_h * Eres_{t,u}}{t} \right] \quad (2.5.10)$$

$$10) Ppm_u \leq Pp_{t,u} \leq PpM_u \quad (2.5.11)$$

$$11) Phu_{t,u} * t_{turb} + Ppu_{t,u} * t_{pump} = PpM_u * t \quad (2.5.12)$$

Con

$$(Bid, Pw, Phu, Ppu, Pcur, Eres) \geq 0, t = 1, \dots, 24$$

In cui:

t : Indice intervalli temporali [h]

u : Indice unità idroelettriche

n : numero di gruppi idroelettrici

Parametri:

Pv_t : Potenza eolica disponibile prevista per ogni ora [MW]

P_t : Prezzi orari dell' energia elettrica previsti [€/MWh]

cp : Costi di pompaggio [€/MWh]

η_p : Rendimento del ciclo di pompaggio

η_h : Rendimento in fase di produzione

$Elev$: Energia nel serbatoio alla prima e all' ultima ora della giornata [MWh]

$Pmax$: Massima potenza trasmissibile in rete [MW]

PhM_u : Massima potenza della gruppo idroelettrico u in fase di produzione [MW]

PpM_u : Massima potenza della gruppo idroelettrico u in fase di pompaggio [MW]

E_{max} : Massima energia accumulabile dal serbatoio del gruppo u [MWh]

$Bidold_t$: Energia impegnata nelle precedenti sessioni di mercato [MWh]

Variabili:

$Bid_t - Bidold_t$: Offerta oraria di energia da parte delle due centrali operanti congiuntamente [MWh]

$Pp_{t,u}$: Potenza oraria impiegata dalla pompa idraulica del gruppo u [MW]

Pw_t : Potenza oraria immessa in rete dalla centrale eolica [MW]

$Ph_{t,u}$: Potenza oraria immessa in rete dalla gruppo idraulico u [MW]

$Pcur_t$: Potenza eolica tagliata per ogni ora [MW]

$Eres_{t,u}$: Energia orario nel serbatoio idraulico del gruppo u [MWh]

t_{turb} : Tempo (nella singola ora) impiegato per produrre energia [[h]

t_{pump} : Tempo (nella singola ora) impiegato per accumulare energia [h]

La funzione obiettivo ha lo scopo di massimizzare i guadagni derivanti dalle offerte al mercato infragiornaliero tenendo conto delle potenza impegnata alle precedenti sessioni di mercato; infatti, se dalle nuove stime è presente una maggiore potenza eolica disponibile, questo modello fornirà una potenza trasmessa in rete (Bid_t) maggiore di quella fornita dal precedente modello: il surplus corrisponde all'offerta da effettuare al MI. Questo modello tiene conto degli obiettivi del Mercato Infragiornaliero: aggiornare le offerte di acquisto e di vendita rispetto alle variazioni delle informazioni circa lo stato degli impianti produttivi (in questo studio la Pv) e le necessità di consumo. I vincoli di questo modello sono identici a quelli del modello del MGP e le considerazioni sono del tutto analoghe.

La potenza offerta ai MI è data da $Bid - Bidold$, ad ogni modo i vincoli non sono riferiti al differenziale della potenza $Bid_t - Bidold_t$ ma a Bid_t , in questo modo si avrà la certezza che saranno rispettati.

Riferendosi al ΔP la $Eres$ sarebbe da intendere come il differenziale di energia nel serbatoio rispetto al caso in cui l'offerta sia $Bidold$ e non $Bid - Bidold$. Appare però evidente che se il serbatoio fosse stato pieno un differenziale positivo avrebbe violato il nono vincolo senza che il modello rilevasse l'errore.

I profili di pompaggio, di produzione e di energia nel serbatoio non sono tuttavia da intendere come certi. Sono semplicemente i profili ottimi con delle informazioni affette da errori e, soprattutto quelle sulle velocità del vento, caratterizzate da forte aleatorietà.

Questi modelli consentono di ricavare le offerte ideali con le informazioni disponibili al momento della chiusura delle aste; la trasmissione delle potenze nelle ore considerate avverrà grazie alla regolazione in tempo reale quando le variabili aleatorie verranno rivelate.

2.6 Bibliografia del capitolo

- [1] <http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MercatoElettrico/MPE.aspx>.
- [2] Delibera 462/2013/R/eel disponibile al sito:
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/462-13.pdf>
- [3] G. Koepfel e M. Korpas, *Increasing the network in-feed accuracy of wind turbines with energy storage devices*, The sixth world energy system conference, Torino, Italia, 10-12 luglio 2006.
- [4] R. Doherty, M. O'Malley, *A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity*, IEEE, Trans. Power Syst., vol. 20, n°2, 2005.
- [5] J. Matevosyan, L. Soder, *Short term hydro power planning coordinated with wind power in areas with congestion problems*, Royal Institute of Technology (KTH), Wind energy, vol. 10, issue 3, pag. 195-208, 2007.
- [6] S. Boyd, L. Vandenberghe, *Convex optimization*, Cambridge University, U.K., 2004.
- [7] J. Garcia-Gonzalez, R. M. R. de la Muela, L. M. Santos, A. M. Gonzales, *Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market*, IEEE, Trans. Power Syst., vol. 23, 2008.
- [8] A. J. Duque, E. D. Castronovo, I. Sanchez, J. Usaola, *Optimal operation of a pumped storage hydro plant that compensates the imbalances of wind power producer*, Elsevier Electric Power Systems Research, vol. 81, pp. 1767-1777, 2011.
- [9] E. D. Castronovo, J. A. P. Lopes, *On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant*, IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, pp. 1599-1606, 2004.

Capitolo 3

Test ai programmi di ottimizzazione deterministici

3.1 Introduzione

Nel precedente capitolo sono stati descritti i modelli di ottimizzazione che consentono di ricavare le offerte ideali alle varie sessioni del Mercato Elettrico a Pronti.

In questo capitolo verranno riportate alcune simulazioni deterministiche in cui i dati d'ingresso sono tali da poter fare considerazioni circa la bontà dei modelli analizzando i dati d'uscita.

I modelli sono stati implementati in GAMS [1] esportando i risultati in Microsoft Excel Starter 2010 [2].

3.2 Test al modello per il MGP

Per accertare il corretto funzionamento dei modelli sono stati effettuati alcuni test. Sono stati posti dati di input particolari in modo da verificare che il modello rispondesse in modo adeguato. Sono state ipotizzate potenze eoliche costanti e prezzi fortemente variabili di ora in ora, sono stati ipotizzati venti variabili e prezzi variabili ed è stata cambiata la massima potenza trasmissibile della linea e la massima energia accumulabile dai serbatoi.

I test hanno fornito risultati coerenti con i dati d'ingresso, di seguito sono riportati i più rappresentativi. Le offerte da effettuare al mercato dell'energia elettrica sono offerte di energia. La *bid*, come descritto nel secondo capitolo, è data dalla somma della potenza eolica trasmessa in rete P_w e della potenza prodotta dalla centrale idroelettrica P_h . Avendo fatto l'ipotesi che queste potenze siano costanti nelle singole ore, queste corrispondono numericamente a delle energie.

Di seguito le offerte saranno espresse in MWh, mentre le potenze $P_v, P_w, P_p, P_h, P_{cur}$ in MW, tenendo bene a mente che, avendo effettuato una discretizzazione oraria nel problema di ottimizzazione, queste sono costanti in tutta l'ora.

3.2.1 Test 1

Si riportano i dati di input impiegati in questo primo test.

- $P_{max} = 20$ MW;
- $E_{max} = 10$ MWh;
- $P_h M = P_p M = 4$ MW;
- $n_p = n_h = 0,85$;
- $c_p = 2$ €/MWh;
- $E_{lev} = 0$ MWh;

La potenza eolica è stata ipotizzata costante durante tutta la giornata e i prezzi sono fortemente variabili. Osservando la tabella sottostante ci si dovrebbe attendere che nelle prime quattro ore venga accumulata energia fino a riempire il serbatoio (è disponibile abbastanza energia) per poter fare offerte maggiori nelle ore più remunerative. Dopo l'ora 8-9 i prezzi diminuiscono fino a raggiungere nuovamente livelli alti alla terzultima e alla penultima ora. Anche in questa occasione ci si dovrebbe attendere un accumulo di energia nelle ore precedenti a questo secondo picco di prezzi.

Ore	Prezzi energia [€/MWh]	Potenza eolica disponibile [MW]
Ora 0-1	20	6,05
Ora 1-2	20	6,05
Ora 2-3	20	6,05
Ora 3-4	20	6,05
Ora 4-5	150	6,05
Ora 5-6	150	6,05
Ora 6-7	150	6,05
Ora 7-8	150	6,05
Ora 8-9	150	6,05
Ora 9-10	10	6,05
Ora 10-11	10	6,05
Ora 11-12	10	6,05
Ora 12-13	10	6,05
Ora 13-14	10	6,05
Ora 14-15	10	6,05
Ora 15-16	10	6,05
Ora 16-17	10	6,05
Ora 17-18	10	6,05
Ora 18-19	10	6,05
Ora 19-20	10	6,05
Ora 20-21	10	6,05
Ora 21-22	150	6,05
Ora 22-23	150	6,05
Ora 23-24	10	6,05

Tabella 3.2-1: Tabella dati d'ingresso test 1

Si è ritenuto opportuno riportare il grafico dei prezzi dell'energia elettrica (e.e.) e delle potenze offerte alla sessione MGP.

In questo modo è visibile quanto agire sulla centrale idroelettrica reversibile consenta di seguire i prezzi dell'energia elettrica andando così ad offrire quantitativi maggiori di energia nelle ore più remunerative.



Fig. 3.2-1: Prezzi energia elettrica vs offerte per ogni ora nel test 1

Si vede che ciò è possibile solo parzialmente. Infatti, si trasmette solamente una potenza circa pari a 7,75 MW (vedere tabella sottostante) durante le cinque ore di picco: ciò per via della capacità del serbatoio.

Ad ogni modo si osserva come in quelle ore, e in quelle condizioni, la potenza trasmessa sia comunque la massima possibile. Infatti, la potenza eolica disponibile (P_v) è pari a 6,05 MW e la potenza prodotta dalla centrale idroelettrica è 1,70 MW. Una potenza di 1,70 MW per cinque ore corrisponde ad un'energia di 8,5 MWh. Considerando il rendimento della centrale idroelettrica $8,5/0,85 = 10$ MWh è l'energia utilizzata dal serbatoio: l'algoritmo fa svuotare completamente il serbatoio durante le ore con alti prezzi.

Il secondo picco viene "coperto" meglio, infatti si andrà ad immettere in rete una potenza di 10,05 MW in entrambe le ore. Questa potenza è superiore rispetto al caso precedente per il fatto che questo picco di prezzi è di due ore e risulta conveniente produrre alla massima potenza P_{hM} .

In questo test i limiti fisici del sistema "centrali-conessione alla rete" che impediscono un maggiore incremento dei profitti non sono dati dalla massima potenza trasmissibile P_{max} ma dalla massima energia immagazzinabile nel serbatoio E_{max} e dalla massima potenza producibile dalla centrale idroelettrica P_{hM} .

Queste considerazioni possono essere fatte osservando l'istogramma sottostante.

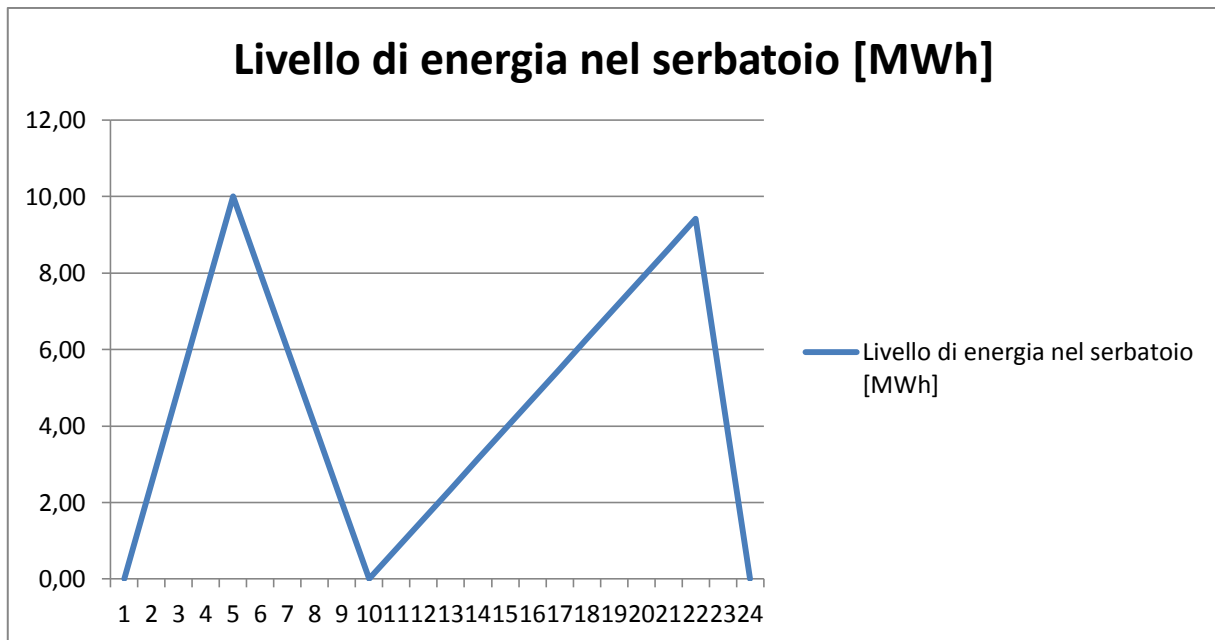


Fig. 3.2-2: Istogramma energia nel serbatoio idraulico per ogni ora nel test 1

E' interessante notare come il serbatoio si riempia nelle prime ore della giornata in modo da arrivare all'inizio dell'ora 4-5 con la massima energia disponibile.

Balza all'occhio però che il livello di energia prima del secondo picco giornaliero non è massimo.

Ciò è dovuto al fatto che questo dura solamente due ore, ed avendo ipotizzato che la massima potenza della macchina idraulica in fase di produzione sia di 4 MW, la massima energia fruibile è 8 MWh. Tenendo conto del rendimento in fase di produzione: $8/0,85 = 9,41$ MWh risulta l'energia ottimale che il serbatoio deve avere all'inizio dell'ora 21-22. Immagazzinare ulteriore energia sarebbe inutile in quanto all'ultima ora della giornata il prezzo è molto basso e l'energia persa per via del ciclo di pompaggio-produzione ($np*nh$) e i costi di pompaggio (cp) renderebbero un ulteriore accumulo improduttivo.

Avendo effettuato una discretizzazione oraria il livello del serbatoio risulta costante per l'intera ora, tuttavia il livello è da intendere come livello iniziale all'ora considerata.

Ad esempio in questa simulazione l'energia iniziale all'ora 1-2 risulta essere di 2,5 MWh, quella alla fine dell'ora 1-2 (o iniziale all'ora 2-3) è di 5 MWh e così via.

Ore	Bid [MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pcur [MW]	Eres [MWh]
Ora 0-1	3,10	3,10	0,00	2,94	0,00	0,00
Ora 1-2	3,10	3,10	0,00	2,94	0,00	2,50
Ora 2-3	3,10	3,10	0,00	2,94	0,00	5,00
Ora 3-4	3,10	3,10	0,00	2,94	0,00	7,50
Ora 4-5	7,75	6,05	1,70	0,00	0,00	10,00
Ora 5-6	7,75	6,05	1,70	0,00	0,00	8,00
Ora 6-7	7,75	6,05	1,70	0,00	0,00	6,00
Ora 7-8	7,75	6,05	1,70	0,00	0,00	4,00
Ora 8-9	7,75	6,05	1,70	0,00	0,00	2,00
Ora 9-10	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	0,00
Ora 10-11	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	0,79
Ora 11-12	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	1,57
Ora 12-13	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	2,35
Ora 13-14	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	3,14
Ora 14-15	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	3,92
Ora 15-16	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	4,71
Ora 16-17	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	5,49
Ora 17-18	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	6,28
Ora 18-19	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	7,06
Ora 19-20	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	7,85
Ora 20-21	5,12	5,12	0,00	0,92	0,00	8,63
Ora 21-22	10,05	6,05	4,00	0,00	0,00	9,41
Ora 22-23	10,05	6,05	4,00	0,00	0,00	4,71
Ora 23-24	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella 3.2-2: Tabella con i risultati del test 1

Le potenze impiegate per accumulare energia e quelle per aumentarne l'immissione sono coerenti con le considerazioni fatte precedentemente e rispettano i vincoli del modello di ottimizzazione.

Com'è facile intuire la potenza tagliata è nulla: difatti, osservando i dati d'ingresso ipotizzati, la potenza

eolica è stata sempre posta minore rispetto alla massima trasmissibile.

3.2.2 Test 2

Si riportano i dati di input impiegati nel secondo test.

- $P_{max} = 20$ MW;
- $E_{max} = 10$ MWh;
- $PhM = PpM = 4$ MW;
- $np = nh = 0,85$;
- $cp = 2$ €/MWh;
- $Elev = 0$ MWh;

In questo secondo test si è ritenuto opportuno variare sia le potenze eoliche prodotte che i prezzi dell'energia elettrica.

Come si può notare dalla sottostante tabella i prezzi sono molto bassi in tutta la giornata a parte dall'ora 4-5 all'ora 8-9.

Le potenze eoliche sono massime nelle prime quattro ore, basse nelle successive cinque per poi stabilizzarsi ad un valore di 6,05 MW.

Sarebbe logico attendersi che si accumuli quanta più energia possibile nel serbatoio in modo da poter trasmettere potenza nelle ore più remunerative visto che per quelle ore la potenza è bassa.

Ore	P [€/MWh]	Pv [MW]
Ora 0-1	20	20,40
Ora 1-2	20	20,40
Ora 2-3	20	20,40
Ora 3-4	20	20,40
Ora 4-5	150	0,76
Ora 5-6	150	0,76
Ora 6-7	150	0,76
Ora 7-8	150	0,76
Ora 8-9	150	0,76
Ora 9-10	30	6,05
Ora 10-11	30	6,05
Ora 11-12	30	6,05
Ora 12-13	30	6,05
Ora 13-14	30	6,05
Ora 14-15	30	6,05
Ora 15-16	30	6,05
Ora 16-17	30	6,05
Ora 17-18	30	6,05
Ora 18-19	30	6,05
Ora 19-20	30	6,05
Ora 20-21	30	6,05
Ora 21-22	30	6,05
Ora 22-23	30	6,05
Ora 23-24	30	6,05

Tabella 3.2-3: Tabella dati d'ingresso del test 2



Fig. 3.2-3: Prezzi energia elettrica vs offerte per ogni ora nel test 2

Anche in questo caso le simulazioni hanno fornito i risultati attesi.

Dal grafico sopra si nota come l'offerta massima avvenga nelle prime quattro ore della giornata anche se i prezzi sono stati posti bassi. Ciò è inevitabile per via della grande potenza eolica disponibile in quelle ore: meglio venderla a basso prezzo che tagliarla.

Nelle ore successive la potenza venduta diminuisce notevolmente per assestarsi a 2,46 MW circa. Ciò potrebbe sembrare incongruo con l'obiettivo di questo modello, ma analizzando i dati si vede che la P_v è pari a 0,76 MW e la massima energia accumulabile di 10 MWh viene impiegata nelle cinque ore ad alto prezzo con una potenza costante di 1,70 MW (analogamente al test1).

Questo dato coincide con quello fornito dall'algorithm implementato in GAMS.

Il modello sta quindi massimizzando le offerte nelle ore più remunerative, senz'altro con un serbatoio di capacità maggiore si sarebbe potuta accumulare più energia nelle prime quattro ore della giornata e si potrebbe così incrementare la vendita nelle successive.

Si riporta l'andamento dell'energia nel serbatoio:

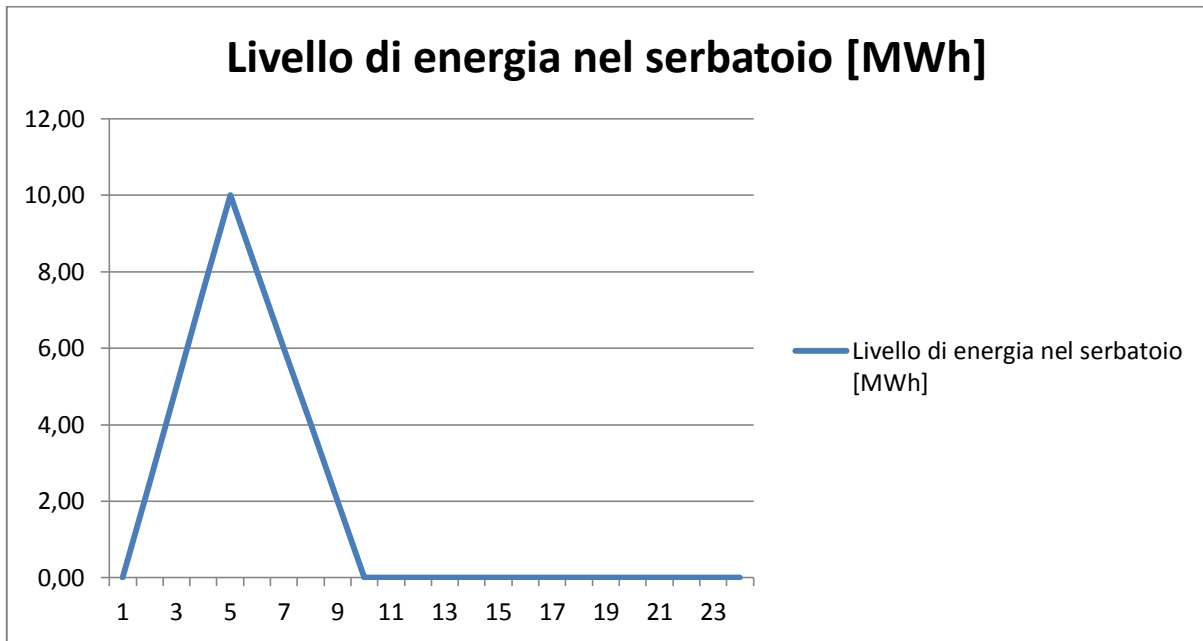


Fig. 3.2-4: Diagramma dell'energia nel serbatoio idraulico per ogni ora nel test 2

Effettivamente l'energia nel serbatoio è massima all'inizio della quinta ora. Una volta svuotato non verrà più riempito in quanto i prezzi e le potenze eoliche sono costanti e inferiori alla massima potenza trasmissibile. Si nota che la variazione da un'ora all'altra, sia in fase di riempimento che di scarica, non è mai maggiore a 4 MWh essendo le potenze P_{pM} e P_{hM} pari a 4 MW: i vincoli 7 e 8 sono rispettati.

Nella seguente tabella si riportano i dati sulle potenze offerte al MGP, la quota parte della potenza eolica trasmessa alla rete, le potenze idroelettriche in fase di produzione e di pompaggio, la potenza eolica tagliata e il livello di energia nel serbatoio. Anche in questo caso la P_{cur} sarà nulla.

Ore	Bid [MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pcur [MW]	Eres [MWh]
Ora 0-1	17,46	17,46	0,00	2,94	0,00	0,00
Ora 1-2	17,46	17,46	0,00	2,94	0,00	2,50
Ora 2-3	17,46	17,46	0,00	2,94	0,00	5,00
Ora 3-4	17,46	17,46	0,00	2,94	0,00	7,50
Ora 4-5	2,46	0,76	1,70	0,00	0,00	10,00
Ora 5-6	2,46	0,76	1,70	0,00	0,00	8,00
Ora 6-7	2,46	0,76	1,70	0,00	0,00	6,00
Ora 7-8	2,46	0,76	1,70	0,00	0,00	4,00
Ora 8-9	2,46	0,76	1,70	0,00	0,00	2,00
Ora 9-10	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 10-11	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 11-12	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 12-13	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 13-14	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 14-15	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 15-16	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 16-17	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 17-18	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 18-19	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 19-20	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 20-21	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 21-22	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 22-23	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Ora 23-24	6,05	6,05	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabella 3.2-4: Tabella risultati del test 2

3.2.3 Test 3

Si riportano i dati di input impiegati in questo primo test.

- $P_{max} = 15$ MW;
- $E_{max} = 8$ MWh;
- $P_{h_M} = P_{p_M} = 4$ MW;
- $np = nh = 0,85$;
- $cp = 2$ €/MWh;
- $Elev = 0$ MWh;

In questo test ci si è voluti concentrare sull'effetto che la massima potenza trasmissibile e la massima energia accumulabile nel serbatoio hanno sulla gestione della centrale idroelettrica reversibile.

Nei dati d'ingresso di questo problema si sono ipotizzate potenze eoliche maggiori rispetto a quelle trasmissibili e riducendo l'energia accumulabile ci si aspetta una potenza tagliata non nulla. Come nei casi precedenti sono state poste potenze eoliche elevate in ore con prezzi bassi, e potenze costanti e inferiori alla P_{max} nelle successive.

Ci si aspetta un accumulo di energia nelle prime quattro, e una potenza prodotta dalla centrale idroelettrica massima nelle ore successive.

Ci si attende anche un accumulo di energia nelle ore pomeridiane per poter far fronte al secondo picco di prezzi nelle ore 20-21 e 23-24.

Ore	P [€/MWh]	Pv [MW]
Ora 0-1	20	20,40
Ora 1-2	20	20,40
Ora 2-3	20	20,40
Ora 3-4	20	20,40
Ora 4-5	150	11,81
Ora 5-6	150	11,81
Ora 6-7	150	11,81
Ora 7-8	150	11,81
Ora 8-9	150	11,81
Ora 9-10	30	11,81
Ora 10-11	30	11,81
Ora 11-12	30	11,81
Ora 12-13	30	11,81
Ora 13-14	30	11,81
Ora 14-15	30	11,81
Ora 15-16	30	11,81
Ora 16-17	30	11,81
Ora 17-18	30	11,81
Ora 18-19	30	11,81
Ora 19-20	30	11,81
Ora 20-21	150	11,81
Ora 21-22	150	11,81
Ora 22-23	150	11,81
Ora 23-24	150	11,81

Tabella 3.2-5: Tabella dati d'ingresso del test 3

Si riporta il grafico delle offerte e dei prezzi dell'energia elettrica.

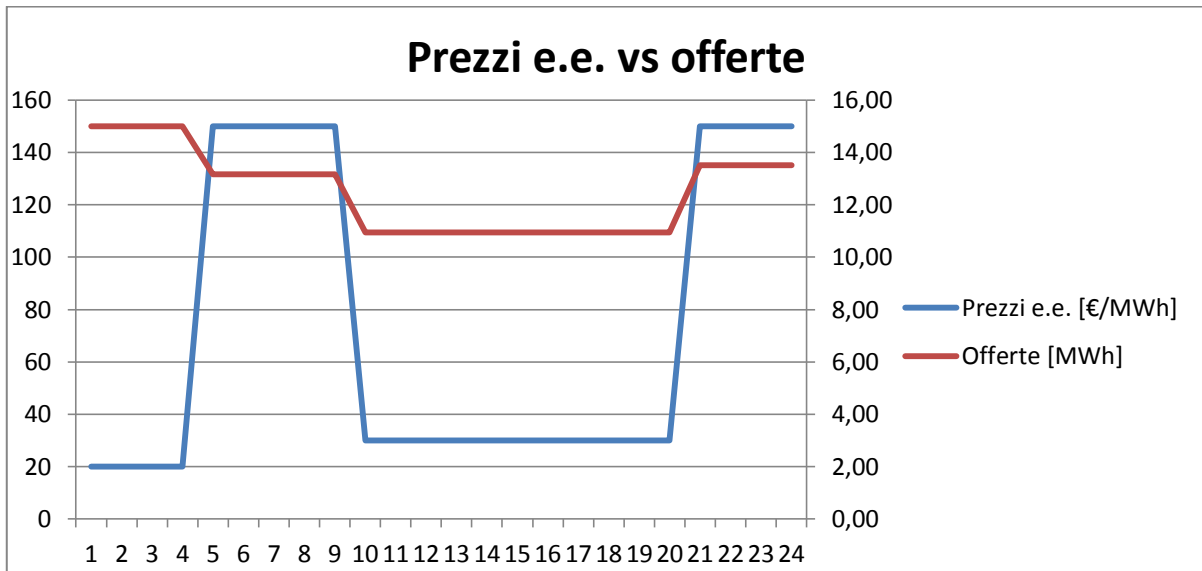


Fig. 3.2-5: Prezzi energia elettrica vs offerte per ogni ora nel test 3

Si nota che nonostante nelle prime quattro ore ci sia una potenza eolica disponibile molto maggiore della massima potenza trasmissibile, e quindi molta energia da poter accumulare, la potenza offerta nelle successive cinque ore (ad alto prezzo) non corrisponda alla P_{max} .

Le dimensioni del serbatoio limitano fortemente le offerte.

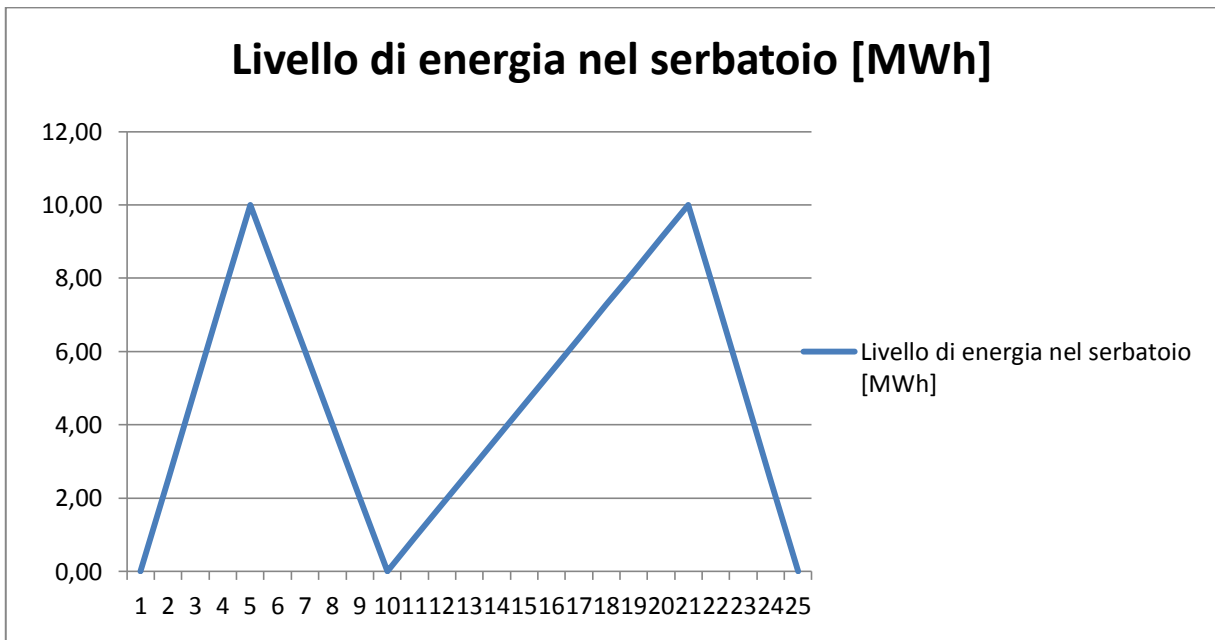


Fig. 3.2-6: Grafico energia nel serbatoio idraulico per ogni ora nel test 3

Si riportando le potenze in gioco:

Ore	Bid [MWh]	Pw [MW]	Ph [MW]	Pp [MW]	Pcur [MW]	Eres [MWh]
Ora 0-1	15,00	15,00	0,00	2,35	3,05	0,00
Ora 1-2	15,00	15,00	0,00	2,35	3,05	2,50
Ora 2-3	15,00	15,00	0,00	2,35	3,05	5,00
Ora 3-4	15,00	15,00	0,00	2,35	3,05	7,50
Ora 4-5	13,17	11,81	1,36	0,00	0,00	10,00
Ora 5-6	13,17	11,81	1,36	0,00	0,00	8,00
Ora 6-7	13,17	11,81	1,36	0,00	0,00	6,00
Ora 7-8	13,17	11,81	1,36	0,00	0,00	4,00
Ora 8-9	13,17	11,81	1,36	0,00	0,00	2,00
Ora 9-10	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	0,00
Ora 10-11	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	0,91
Ora 11-12	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	1,82
Ora 12-13	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	2,73
Ora 13-14	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	3,64
Ora 14-15	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	4,55
Ora 15-16	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	5,46
Ora 16-17	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	6,37
Ora 17-18	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	7,27
Ora 18-19	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	8,18
Ora 19-20	10,95	10,95	0,00	0,86	0,00	9,09
Ora 20-21	13,51	11,81	1,70	0,00	0,00	10,00
Ora 21-22	13,51	11,81	1,70	0,00	0,00	7,50
Ora 22-23	13,51	11,81	1,70	0,00	0,00	5,00
Ora 23-24	13,51	11,81	1,70	0,00	0,00	2,50

Tabella 3.2-6: Tabella risultati test 3

Il diagramma di figura 3.2-6 conferma le ipotesi avanzate guardando i dati di input. Com'era prevedibile il serbatoio raggiunge il massimo della sua capienza all'inizio dell'ora 4-5, si svuota completamente al termine dell'ora 8-9 per poi riempirsi nuovamente per massimizzare le offerte nel secondo picco di prezzi.

Si nota dal grafico che le pendenze di riempimento sono diverse. Ciò è dovuto al fatto che nel primo tratto le ore per riempire il serbatoio sono quattro, nel secondo undici.

Le potenze eoliche tagliate risultano non nulle solamente nelle prime quattro ore della giornata, e ad ogni modo il serbatoio consente di limitarle. Successivamente essendo la potenza eolica inferiore alla massima trasmissibile sono nulle.

Si riporta il grafico dei prezzi e delle offerte nel caso di una massima energia accumulabile di 40 MWh con altri parametri invariati. Ci si attende una maggiore capacità di "inseguire" i prezzi dell'energia elettrica.

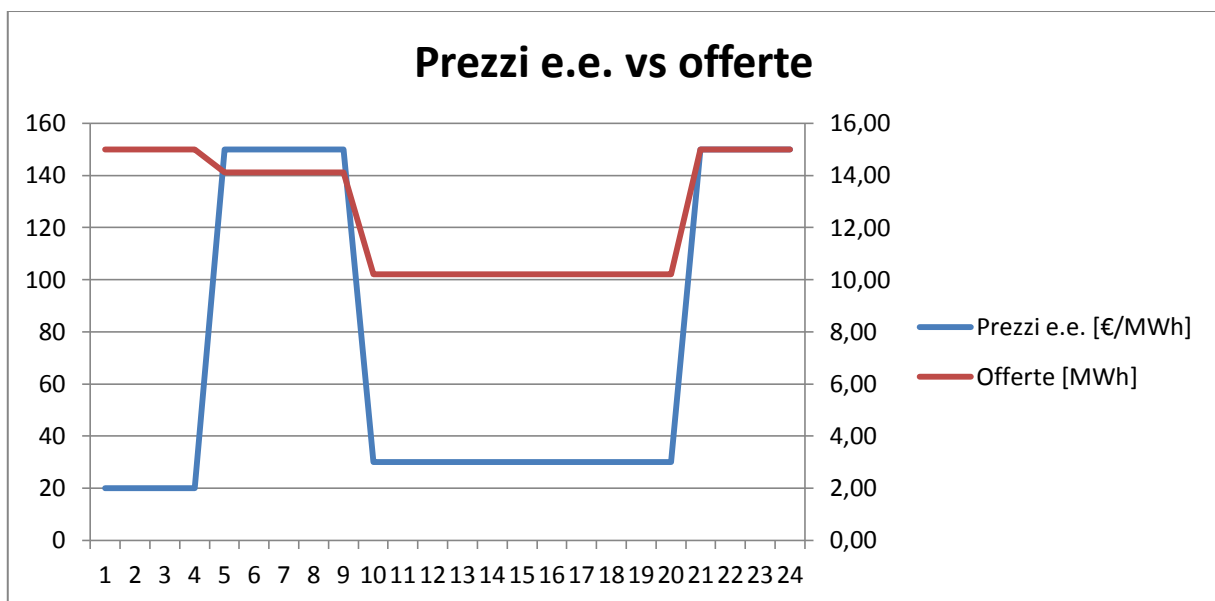


Fig. 3.2-7: Prezzi energia elettrica vs offerte per ogni ora nel test 3 (caso serbatoio con capacità di 40MWh)

In questo secondo caso si vede come un serbatoio con E_{max} pari a 40 MWh consenta di offrire, in corrispondenza dei due picchi, una potenza molto simile alla massima trasmissibile.

In questo caso il "collo di bottiglia" è dato dalla PhM che non consente un riempimento del serbatoio tale per cui la potenza trasmessa corrisponda alla P_{max} .

Portando la PhM e la P_{pM} a 10 MW si ottiene quanto rappresentato in figura 3.2-8:



Fig. 3.2-8: Prezzi energia elettrica vs offerte per ogni ora nel test 3 (caso serbatoio con E_{max} 40 MWh e PhM di 10 MW)

Come era lecito attendersi le offerte di energia sono esattamente pari alla P_{max} nelle ore più remunerative.

Per questo caso si riporta anche l'andamento del livello dell'energia nel serbatoio:

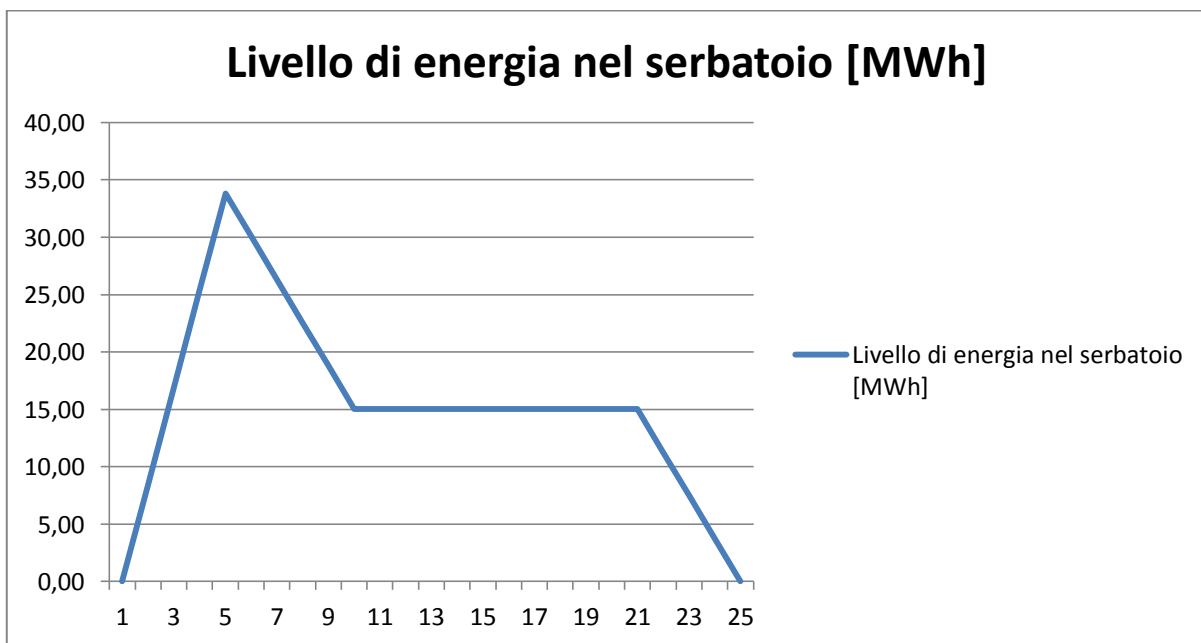


Fig. 3.2-9: Grafico energia nel serbatoio idraulico per ogni ora nel test 3 (con $E_{max}=40MWh$ e $PhM=PpM=10MW$)

Si vede che il livello di energia rimane costante dall'ora 9-10 fino all'inizio dell'ora 20-21, l'algoritmo fa riempire il serbatoio nelle prime quattro ore della giornata in modo da coprire entrambi i picchi: ciò è consentito grazie ad una E_{max} e ad una PpM notevolmente aumentate, ed è del tutto ragionevole visto che i prezzi in quelle ore sono di 20 €/MWh contro i 30 presenti dalle 9-10 fino alle 19-20.

Risulta evidente che a parità di variabili esogene, tanto maggiori saranno la E_{max} , la P_{max} , la PhM e la PpM , tanto maggiori saranno i ricavi attesi come pure i costi iniziali d'investimento degli impianti.

Da questi test si evince quanto segue:

- a maggiori prezzi dell'energia elettrica potranno più facilmente corrispondere maggiori offerte al mercato tanto maggiori saranno P_{max} , E_{max} e le massime potenze in fase di produzione e di accumulo dei gruppi idroelettrici PhM e PpM .
- la potenza tagliata sarà inferiore con una maggiore potenza trasmissibile e una maggiore capacità del serbatoio idraulico.

3.3 Test al modello per il MI

I modelli per i mercati infragiornalieri sono stati testati andando a variare la potenza eolica disponibile e i prezzi dell'energia rispetto a quelli previsti per il MGP: si è voluto evidenziare come le offerte ai mercati infragiornalieri siano influenzate da queste variazioni.

Di seguito sono riportati i test più rappresentativi.

3.3.1 Test 4

I dati di input sono identici a quelli usati nel primo test per il MGP, differiscono solamente le potenze eoliche P_V in alcune ore.

- $P_{max} = 20$ MW;
- $E_{max} = 10$ MWh;
- $PhM = PpM = 4$ MW;
- $np = nh = 0,85$;
- $cp = 2$ €/MWh;
- $Elev = 0$ MWh;

Nella tabella sottostante sono riportate le P_V impiegate nel modello del MGP (corrispondenti alle vecchie previsioni) e le nuove P_V . Sono state ipotizzate potenze inferiori nelle ore 8-9 e 9-10 e superiori nell'ora 20-21.

Ore	P [€/MWh]	Pv "vecchie" [MW]	Pv [MW]	Bidold [MWh]	Bid [MWh]	Potenza trasmessa [MW] =Bidold+Bid	Eres [MWh]
Ora 0-1	20	6,04	6,04	3,10	0,00	3,10	0,00
Ora 1-2	20	6,04	6,04	3,10	0,00	3,10	2,50
Ora 2-3	20	6,04	6,04	3,10	0,00	3,10	5,00
Ora 3-4	20	6,04	6,04	3,10	0,00	3,10	7,50
Ora 4-5	150	6,04	6,04	7,74	0,00	7,74	10,00
Ora 5-6	150	6,04	6,04	7,74	0,00	7,74	8,00
Ora 6-7	150	6,04	6,04	7,74	0,00	7,74	6,00
Ora 7-8	150	6,04	6,04	7,74	0,00	7,74	4,00
Ora 8-9	150	6,04	0,00	7,74	-6,04	1,70	2,00
Ora 9-10	10	6,04	0,00	5,12	-5,12	0,00	0,00
Ora 10-11	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	0,00
Ora 11-12	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	0,86
Ora 12-13	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	1,71
Ora 13-14	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	2,57
Ora 14-15	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	3,42
Ora 15-16	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	4,28
Ora 16-17	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	5,13
Ora 17-18	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	5,99
Ora 18-19	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	6,85
Ora 19-20	10	6,04	6,04	5,12	-0,08	5,04	7,70
Ora 20-21	10	6,04	8,61	5,12	2,48	7,60	8,56
Ora 21-22	150	6,04	6,04	10,04	0,00	10,04	9,41
Ora 22-23	150	6,04	6,04	10,04	0,00	10,04	4,71
Ora 23-24	10	6,04	6,04	6,04	0,00	6,04	0,00

Tabella 3.3-1: Tabella risultati del test 4

Ci si aspetta di trovare una potenza positiva (venduta) all'ora 20-21 corrispondente al surplus positivo della nuova previsione e potenze negative (da acquistare) per le due ore con potenza eolica nulla. Il modello ha suggerito di comprare energia in quelle due ore perché il serbatoio era completamente vuoto (era stato svuotato per coprire il primo picco di prezzi).

Nelle ore successive si acquista un basso quantitativo di energia con lo scopo di riempire gradualmente il serbatoio per coprire il picco della terzultima e della penultima ora.

All'ora 20-21 il surplus di potenza eolica disponibile è di 2,57 MW ma circa 0,09 MW contribuiranno al riempimento del serbatoio: difatti l'offerta in quell'ora è di 2,48 MW.

Dal grafico sottostante si vede che le offerte (positive e negative) vanno a bilanciare gli errori nelle previsioni: ciò è corretto avendo fatto l'ipotesi che i prezzi siano rimasti invariati.

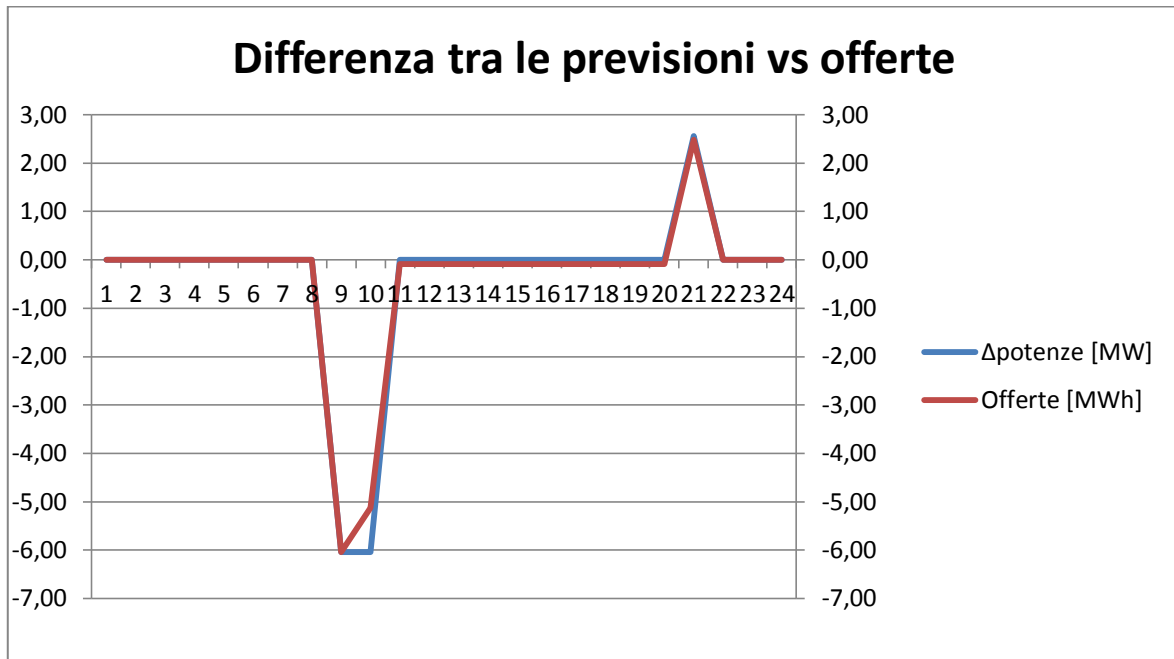


Fig. 3.3-1: Differenze nelle previsioni orarie della potenza eolica vs offerte orarie nel test 4

3.3.2 Test 5

Anche in questo test i dati sono uguali a quelli impiegati nel test 1, come evidenziato in tabella cambiano solamente i prezzi di alcune ore.

- $P_{max} = 20$ MW;
- $E_{max} = 10$ MWh;
- $PhM = PpM = 4$ MW;
- $np = nh = 0,85$;
- $cp = 2$ €/MWh;
- $Elev = 0$ MWh;

Ore	Prezzi nuova sessione[€/MWh]	Prezzi sessione precedente [€/MWh]	Pv [MW]	Bidold [MWh]	Bid [MWh]	Potenza trasmessa [MW] =Bidold+Bid	Eres [MWh]
Ora 0-1	20	20	6,04	3,10	0,00	3,10	0,00
Ora 1-2	20	20	6,04	3,10	0,00	3,10	2,50
Ora 2-3	20	20	6,04	3,10	0,00	3,10	5,00
Ora 3-4	20	20	6,04	3,10	0,00	3,10	7,50
Ora 4-5	150	150	6,04	7,74	0,00	7,74	10,00
Ora 5-6	150	150	6,04	7,74	0,00	7,74	8,00
Ora 6-7	150	150	6,04	7,74	0,00	7,74	6,00
Ora 7-8	150	150	6,04	7,74	0,00	7,74	4,00
Ora 8-9	150	150	6,04	7,74	0,00	7,74	2,00
Ora 9-10	10	10	6,04	5,12	-0,76	4,36	0,00
Ora 10-11	10	10	6,04	5,12	-0,76	4,36	1,43
Ora 11-12	10	10	6,04	5,12	-0,76	4,36	2,86
Ora 12-13	10	10	6,04	5,12	-0,76	4,36	4,29
Ora 13-14	10	10	6,04	5,12	-0,76	4,36	5,71
Ora 14-15	10	10	6,04	5,12	-0,76	4,36	7,14
Ora 15-16	10	10	6,04	5,12	-0,76	4,36	8,57
Ora 16-17	150	10	6,04	5,12	3,05	8,17	10,00
Ora 17-18	150	10	6,04	5,12	3,05	8,17	7,50
Ora 18-19	150	10	6,04	5,12	3,05	8,17	5,00
Ora 19-20	150	10	6,04	5,12	3,05	8,17	2,50
Ora 20-21	10	10	6,04	5,12	0,92	6,04	0,00
Ora 21-22	10	150	6,04	10,04	-4,00	6,04	0,00
Ora 22-23	10	150	6,04	10,04	-4,00	6,04	0,00
Ora 23-24	10	10	6,04	6,04	0,00	6,04	0,00

Tabella 3.3-2: Tabella risultati del test 5

Osservando la tabella 3.3-2 si vede come tutto rimanga invariato fino all'ora 8-9: questo sembra ragionevole visto che sia i prezzi, sia le potenze eoliche fino a quel momento sono invariate.

Dall'ora 9-10 si andrà ad immettere in rete una potenza di 4,36 MW, quella impegnata al MGP era di 5,12 MW: si acquista un'energia di 0,76 MWh per le successive sette ore in modo da riempire completamente il serbatoio.

Questa energia viene venduta nelle ore successive essendo i prezzi della nuova sessione molto più consistenti.

Nelle ore 21-22 e 22-23 viene acquistato un quantitativo di energia pari a 4 MWh, infatti in quelle due ore al MGP si erano impegnati 10,04 MWh, ma l'energia che effettivamente si andrà a trasmettere sarà di 6,04 MWh. Quegli 8 MWh sono stati utilizzati dall'ora 16-17 all'ora 19-20 essendoci dei prezzi elevati e verranno acquistati nelle ore 21-22 e 22-23 col prezzo del mercato infragiornaliero.

Infatti lo scopo di questi modelli è di massimizzare i guadagni attesi senza andare a creare differenze tra le potenze impegnate e quelle trasmesse.

Dal grafico sottostante si nota come le offerte alle sessioni del MI risentano, com'era lecito attendersi, delle differenze dei prezzi tra le sessioni.



Fig. 3.3-2: Differenze nei prezzi tra le sessioni vs offerte per ogni ora nel test 5

3.4 Bibliografia del capitolo

[1] E. Rosenthal, *GAMS - A user's guide*, Washington, DC, USA, Maggio 2013.

[2] <http://office.microsoft.com/it-it/?CTT=97>

Capitolo 4

Programmazione stocastica a due fasi

4.1 Introduzione

In questo capitolo verrà descritto l'approccio stocastico utilizzato in questo lavoro di tesi.

I prezzi dell'energia elettrica e le potenze eoliche, al momento in cui vengono formulate le offerte alle varie sessioni del Mercato a Pronti, non sono note e saranno pertanto delle variabili aleatorie.

Il programma di ottimizzazione descritto nel secondo capitolo deve essere quindi risolto mediante un approccio stocastico.

Nella prima parte verranno descritte le caratteristiche e gli scopi della programmazione stocastica andando a fare un esempio che ne faciliti la comprensione.

Nel terzo paragrafo viene data la notazione formale del programma stocastico a due fasi contestualizzandolo al semplice esempio descritto nel secondo paragrafo.

Successivamente verrà sinteticamente descritto un altro approccio stocastico molto diffuso, concentrandosi sulle ipotesi sotto le quali quel metodo è applicabile, sui suoi punti di forza e le sue debolezze facendo un confronto con l'approccio a due fasi.

L'approccio stocastico a due a fasi verrà contestualizzato al caso di questo lavoro di tesi, mostrando il ruolo che le variabili aleatorie e i parametri descritti nei capitoli precedenti ricopriranno in questo approccio.

I libri da cui sono state attinte le informazioni teoriche sui problemi di ottimizzazione e sulla programmazione stocastica sono: [1], [2], [3].

4.2 Programmazione stocastica

In questo paragrafo vengono fornite le generalità sulla programmazione stocastica e viene descritto un semplice esempio, con lo scopo di chiarirne la comprensione, in cui questo tipo di approccio può trovare uso.

4.2.1 Generalità sulla programmazione stocastica

Lo scopo della programmazione stocastica è quella di prendere decisioni ottimali in situazione in cui è presente dell'incertezza. Stocastico è il contrario di deterministico, ovvero noto, ed implica che alcuni parametri siano aleatori. La programmazione stocastica si è diffusa in vari settori, tra i quali l'economia, l'ingegneria industriale, e a trovato largo impiego in varie branche della matematica come la ricerca operativa e la statistica.

In questo lavoro di tesi si è deciso di ricorrere alla programmazione stocastica perché nell'individuazione delle offerte congiunte (da parte delle due centrali) da sottoporre al mercato dell'energia elettrica, era presente dell'aleatorietà nei prezzi dell'energia e nelle velocità del vento.

4.2.2 Esempio: “The farmer’s problem”

Il *farmer’s problem* è uno degli esempi a cui più spesso si fa ricorso quando si vuole introdurre la programmazione stocastica, i dati sono stati presi da [1].

Si fa l'ipotesi che un agricoltore europeo coltivi grano, mais e barbabietole da zucchero e abbia a disposizione un terreno di 500 acri per le sue piantagioni. Si suppone che le rese delle piantagioni, i costi di impiantamento e che i prezzi di vendita e di acquisto dei prodotti siano noti.

Si suppone inoltre che l'agricoltore abbia del bestiame che necessiti di 200 tonnellate di grano e di 240 tonnellate di mais all'anno. Infine si fa l'ipotesi che La Commissione europea imponga che oltre le 6.000 tonnellate vendute, il prezzo unitario delle barbabietole sia inferiore rispetto a quello normale. In tabella 4.2-1 sono presenti i parametri dell'esempio.

	Grano	Mais	Barbabietola da zucchero
Resa [T/acro]	2,5	3	20
Costi di impiantamento [\$/acro]	150	230	260
Prezzo di vendita [\$ /T]	170	150	36 fino a 6.000 T e 10 oltre le 6.000 T
Prezzo di acquisto [\$ /T]	238	210	-
Quantità necessaria per il bestiame	200	240	-

Tabella 4.2-1: Dati dell'esempio

L'agricoltore vuole assegnare in modo ottimale la quantità di terreno da destinare a ogni raccolto, in modo da minimizzare i propri costi.

Vengono definite le quantità:

x_1 = acri da destinare al grano,

x_2 = acri da destinare al mais;

x_3 = acri da destinare alle barbabietole da zucchero,

w_1 = tonnellate di grano da vendere,

y_1 = tonnellate di grano da comprare,

w_2 = tonnellate di mais da vendere,

y_2 = tonnellate di mais da comprare,

w_3 = tonnellate di barbabietole da zucchero da vendere al prezzo di 36 \$/T,

w_4 = tonnellate di barbabietole da zucchero da vendere al prezzo di 10 \$/T.

Si può impostare il problema nel seguente modo:

$$\min 150 * x_1 + 230 * x_2 + 260 * x_3 + 238 * y_1 - 170 * w_1 + 210 * y_2 - 150 * w_2 - 36 * w_3 - 10 * w_4$$

$$\text{s.t. } x_1 + x_2 + x_3 \leq 500$$

$$2,5 * x_1 + y_1 - w_1 \geq 200$$

$$3 * x_2 + y_2 - w_2 \geq 240$$

$$w_3 + w_4 \leq 20 * x_3$$

$$w_3 \leq 6.000$$

$$\text{con } x_1, x_2, x_3, y_1, y_2, w_1, w_2, w_3, w_4 \geq 0$$

(4.2.1)

L'agricoltore cerca di produrre da sé la quantità necessaria per il proprio bestiame, per il fatto che acquistarla costi più che piantarla, e venderà l'eccedenza di grano e di mais prodotto. Inoltre planterà la quantità di barbabietole strettamente necessaria al raggiungimento delle 6.000 tonnellate: produrre una quantità maggiore porterebbe a dei ricavi marginali inferiori ai costi di impiantamento. In tabella 4.2-2 sono riportati i risultati della problema di ottimizzazione. Si porta l'attenzione sul fatto che il problema così impostato è deterministico: non vi è alcun parametro aleatorio.

Ipotizzando che la resa del terreno possa assumere tre diversi valori: bassa, normale e alta, tutti equiprobabili, si introdurrebbe dell'aleatorietà nel problema. L'agricoltore dovrà risolvere il problema di ottimizzazione 4.2.1 per ogni valore della resa del terreno e, pesando i risultati per la probabilità della resa, otterrebbe le aree ideali da destinare ai raccolti per massimizzare i propri profitti. Questo è un esempio di come ad un problema deterministico possa essere aggiunta dell'aleatorietà. Nel

prossimo paragrafo verrà mostrata la generalizzazione dei programmi stocastici.

	Grano	Mais	Barbabietola da zucchero
Superficie [acri]	120	80	300
Resa [T]	300	240	6.000
Quantità vendute [T]	100	-	6.000
Quantità acquistate [T]	-	-	-
Profitti: 118.600 \$			

Tabella 4.2-2: Risultati dell'esempio

4.3 Programmazione stocastica lineare a due fasi

In generale i programmi stocastici sono generalizzazioni dei programmi deterministici in cui alcuni parametri sono aleatori.

Le caratteristiche principali di questi programmi sono le variabili decisionali, i periodi in cui prendere le decisioni, l'uso delle funzioni obiettivo e le distribuzioni di probabilità di alcuni parametri.

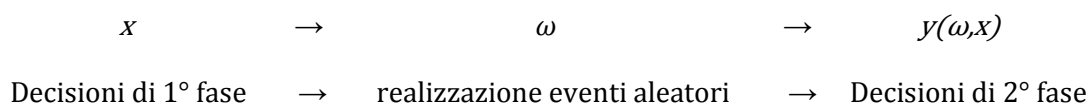
Si compie l'ipotesi che un'accurata descrizione probabilistica dei dati aleatori sia disponibile, ad esempio tramite la distribuzione di probabilità.

I valori delle variabili aleatorie saranno noti solo una volta che gli eventi ω si saranno verificati.

In questo tipo di programmazione ci sono 2 tipi di decisioni:

- Decisioni di prima fase: devono essere prese prima che gli eventi aleatori si realizzino, potrebbero influenzare le decisioni di seconda fase.
- Decisioni di seconda fase: devono essere prese dopo che gli eventi aleatori si siano verificati.

Le decisioni di 1° fase sono rappresentate da un vettore x , quelle di 2° sono rappresentate da un vettore y o $y(\omega)$ se dipendono dagli eventi aleatori o addirittura $y(\omega, x)$ se dipendono anche dalle decisioni di prima fase.



Si riporta la formulazione matematica della programmazione stocastica lineare a due fasi:

$$\min z = c^T x + E_{\xi} [\min q(\omega)^T y(\omega)]$$

s.t. $Ax = b,$

$$T(\omega)x + W y(\omega) = h(\omega)$$

$$x \geq 0, y(\omega) \geq 0. \quad (4.3.1)$$

Le decisioni di prima fase, da prendere prima che gli eventi si realizzino, sono rappresentate dal vettore x di dimensione $(n1 \times 1)$. Una volta note le realizzazioni degli eventi ω le decisioni di seconda fase $y(\omega)$, chiamate anche azioni correttive, vengono prese.

Nella seconda fase, un certo numero di eventi aleatori $\omega \in \Omega$ potrebbe realizzarsi, per cui, per ogni realizzazione di ω , i dati del problema di seconda fase $q(\omega)$, $h(\omega)$ e $T(\omega)$ divengono noti. $q(\omega)$ è di dimensioni $(n2 \times 1)$, $h(\omega)$ di $(m2 \times 1)$ e $T(\omega)$ di $(m2 \times n1)$.

I vettori c , b , e le matrici A e W (chiamata matrice ricorsiva) sono di dimensioni $(n1 \times 1)$, $(m1 \times 1)$, $(m1 \times n1)$ e $(m2 \times n2)$ rispettivamente. $E\xi$ indica il valore atteso del problema di seconda fase Q , come verrà mostrato successivamente.

Per ogni ω si ottiene un vettore $\xi^T(\omega) = [q(\omega)^T, h(\omega)^T, T_1(\omega), \dots, T_{m2}(\omega)]$ con $N = n2 + m2 + (m2 * n1)$ componenti, dove $T_i(\omega)$ è la i -esima riga della matrice tecnologica $T(\omega)$.

Prendendo ad esempio il Farmer's problem, le decisioni di prima fase x sono rappresentate dalle superfici da destinare ad ogni raccolto; queste decisioni sono infatti prese prima che dal terreno crescano i raccolti. q rappresenta i prezzi di acquisto e di vendita, e h rappresenta i requisiti del fabbisogno del bestiame e della Commissione europea; sono entrambi noti. Le decisioni di seconda fase y sono rappresentate dalle quantità da acquistare e da vendere per i vari prodotti. Queste decisioni svolgono la loro azione correttiva cercando di minimizzare il valore della funzione obiettivo una volta che le rese del terreno divengono note.

La matrice tecnologica $T(\omega)$ rappresenta le rese del terreno e, il vettore ξ , non essendoci aleatorietà nei prezzi q e nei requisiti h , sarà formato dalle rese del terreno per ogni raccolto. Nell'ipotesi di tre differenti rese, sarà un vettore di nove elementi (tre rese per ognuno dei tre raccolti). Nel caso specifico si avrebbe: $\xi = (\mathbf{t}_1, \mathbf{t}_2, \mathbf{t}_3) = (t_1(1), t_2(1), t_3(1)), (t_1(2), t_2(2), t_3(2)), (t_1(3), t_2(3), t_3(3))$, che rappresentano le tre rese del terreno per ognuno dei raccolti. La notazione in grassetto indica che i vettori sono aleatori e serve a distinguerli dalla loro realizzazione.

Le decisioni di seconda fase devono essere prese in modo che i vincoli del problema (4.3.1) siano rispettati per ogni $\omega \in \Omega$.

La funzione obiettivo del problema soprariportato contiene un termine deterministico $c^T x$ relativo alla decisione di prima fase e un valore atteso dell'obiettivo di seconda fase $q(\omega)^T y(\omega)$ considerato per ogni realizzazione dell'evento aleatorio ω .

Per ogni valore ω , il valore di $y(\omega)$ è la soluzione di un programma lineare. Per evidenziare questo concetto può essere impiegata la notazione di un programma deterministico equivalente.

Per una certa realizzazione di ω si consideri:

$$Q[x, \xi(\omega)] = \min_y \{q(\omega)^T y \mid Wy = h(\omega) - T(\omega)x, y \geq 0\} \quad (4.3.2)$$

Il valore atteso della funzione di seconda fase può essere scritto come:

$$Q(x) = E_\xi Q[x, \xi(\omega)] \quad (4.3.3)$$

dove $Q(x)$ che computa il valore atteso che le decisioni di prima fase comportano tenendo conto dei loro effetti futuri.

L'equivalente problema deterministico può essere espresso in questa forma:

$$\min z = c^T + Q(x)$$

$$s. t. Ax = b,$$

$$x \geq 0 \quad (4.3.4)$$

dove z è il valore della funzione obiettivo.

Questa rappresentazione di un problema stocastico mostra la più importante differenza rispetto a uno deterministico: la funzione di seconda fase.

Se quest'ultima è fornita il problema può essere risolto come un semplice problema deterministico.

Può esserci una rappresentazione implicita della funzione ricorsiva, infatti i programmi stocastici possono avere forme diverse della funzione ricorsiva rispetto quella mostrata in (4.3.1).

I problemi potrebbero assumere una forma del tipo:

$$\min_{x \in \chi} Q(x) \quad (4.3.5)$$

In questa rappresentazione la funzione obiettivo di prima fase è omessa, e χ rappresenta l'insieme di tutte le possibili decisioni di prima fase. In questo tipo di problemi la funzione $Q(x)$ deve poter essere espressa in forma chiusa e la formulazione impiegata non fornisce informazioni circa la sequenza degli eventi di prima e di seconda fase.

4.4 Programmazione stocastica multifase

4.4.1 Formulazione teorica della programmazione multifase

Molti dei problemi stocastici riguardano una sequenza di decisioni che dipendono da come le variabili aleatorie evolvono durante il tempo.

Questi problemi, cosiddetti multifase, possono essere risolti con i programmi stocastici multifase.

Vista la loro larga diffusione, in questa trattazione verranno enunciati i programmi lineari multifase con componente ricorsiva, questi hanno la forma:

$$\min z = c^1 x^1 + E_{\xi^2} \{ \min c^2(\omega) x^2(\omega^2) + \dots + E_{\xi^H} [\min c^H(\omega) x^H(\omega^H)] \dots \}$$

$$\text{s.t. } W^1 x^1 = h^1,$$

$$T^1(\omega) x^1 + W^2 x^2(\omega^2) = h^2(\omega),$$

... :

$$T^{H-1}(\omega) x^{H-1}(\omega^{H-1}) + W^H x^H(\omega^H) = h^H(\omega),$$

$$x^1 \geq 0 \quad x^t(\omega^t) \geq 0, t = 2, \dots, H \tag{4.4.1}$$

Dove c^1 è un vettore noto in R^{n^1} , h^1 è un vettore noto in R^{m^1} , $\xi^t(\omega)^T = [c^t(\omega)^T, h^t(\omega)^T, T_{1.}^{t-1}(\omega), \dots, T_{m_t.}^{t-1}(\omega)]$ è un vettore N_t definito su (Ω, Σ^t, P) per ogni fase $t=2, \dots, H$ e ogni W^t è una matrice nota di dimensioni $(m^t \times n^t)$.

Analogamente al caso della programmazione a due fasi, T è la matrice tecnologica, h è il vettore dei requisiti, W è la funzione ricorsiva e il vettore x rappresenta le decisioni di prima fase.

L'equivalente forma deterministica di questo problema è:

$$Q^H(x^{H-1}, \xi^H(\omega)) = \min c^H(\omega) x^H(\omega)$$

$$\text{s.t. } W^H x^H(\omega) = h^H(\omega) - T^{H-1}(\omega) x^{H-1},$$

$$x^H(\omega) \geq 0. \tag{4.4.2}$$

In cui le fasi vanno da 1 a H , e gli stati di ogni fase sono $x^t(\omega)$, questi rappresentano l'unica interazione tra le varie fasi del problema.

Supponendo che $Q^{t+1}(x^t) = E_{\xi^{t+1}} [Q^{t+1}(x^t, \xi^{t+1}(\omega))]$ per ogni t , allora si ottiene la componente ricorsiva per $t=2, \dots, H-1$,

$$Q^t(x^{t-1}, \xi^t(\omega)) = c^t(\omega) x^t(\omega) + Q^{t+1}(x^t)$$

$$\text{s.t. } W^t x^t(\omega) = h^t(\omega) - T^{t-1}(\omega) x^{t-1},$$

$$x^t(\omega) \geq 0 \tag{4.4.3}$$

in cui x^t indica lo stato del sistema.

Il valore della decisioni di prima fase che si cerca è calcolabile come:

$$\min z = c^1 x^1 + Q(x^1)$$

$$\text{s.t. } W^1 x^1 = h^1,$$

$$x^1 \geq 0 \tag{4.4.4}$$

Gli insiemi ammissibili di questi problemi possono essere descritti come intersezioni di insiemi ammissibili per ogni realizzazione se in ogni periodo si hanno dei momenti secondi finiti di ξ^t [1], questo risulta vero anche quando si ha un numero finito di realizzazioni future, che vengono chiamate scenari.

Gli scenari sono rappresentabili con una struttura ad albero, di seguito ne è riportato un esempio:

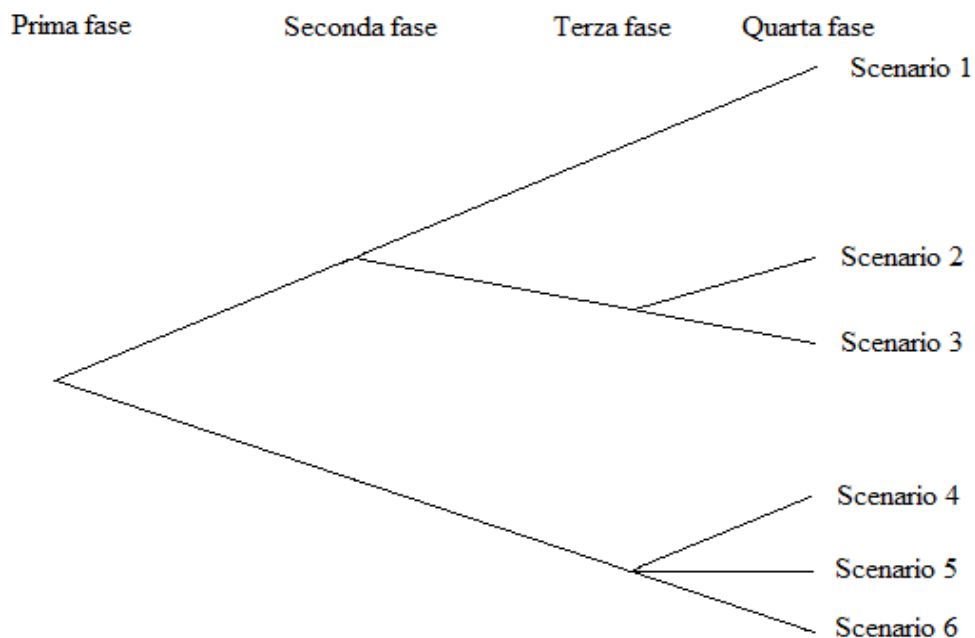


Fig. 4.4-1: Scenari strutturati ad albero

Ogni scenario ha un progenitore nella fase $t-1$, e uno o più discendenti nella fase $t+1$.

Più scenari nella fase t potrebbero corrispondere alle stesse realizzazioni di ξ^t e si distinguono solamente dai loro progenitori.

Come si può osservare dalla figura il numero di scenari può facilmente diventare molto elevato rendendo il problema molto impegnativo dal punto di vista computazionale.

Ad ogni modo, in alcuni casi questa difficoltà può essere superata se l'interazione tra fasi consecutive è sufficientemente debole.

Se questa situazione è verificata il problema è definito separabile a blocchi, ciò implica che le variabili

di una certa fase non influenzino i vincoli delle fasi successive: in questo modo si ha così il grande vantaggio di poter non considerare l'annidamento di decisioni in fasi diverse.

Ad ogni modo questa condizione non si verifica con molta frequenza.

4.4.2 Esempio: "Capacity Expansion"

Questo esempio, preso da [1], ha lo scopo di facilitare la comprensione della programmazione stocastica multifase, facendone emergere gli aspetti salienti.

L'esempio dell'espansione della capacità cerca di modellizzare il problema di un produttore di energia elettrica che deve decidere come e in che periodi (anni) effettuare gli investimenti, soddisfacendo la domanda di energia e minimizzando i propri costi.

Una centrale i può essere classificata in base a tre proprietà: i costi d'investimento r_i , i costi operativi q_i e il fattore di disponibilità a_i che indica la percentuale del tempo in cui la centrale i può essere effettivamente operativa.

La curva della domanda dell'energia elettrica è posta in funzione del numero di ore in cui è richiesta, ed è stata modellizzata come in figura 4.4-2:

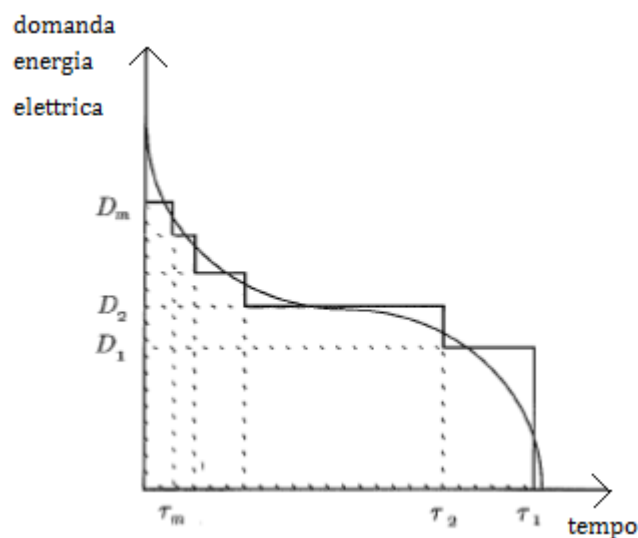


Fig. 4.4-2: Approssimazione della curva della domanda di energia elettrica

L'approssimazione è stata compiuta con m tratti lineari, maggiore sarà il numero di tratti, maggiore sarà l'accuratezza dell'approssimazione. La curva è riferita all'intero ciclo di vita degli impianti, dato che si vuole effettuare un'analisi di lungo termine degli investimenti.

La curva della domanda viene così caratterizzata da un tempo τ_1 in cui è sempre maggiore o uguale al valore D_1 , da un tempo τ_2 in cui è sempre maggiore o uguale al valore D_2 , e così via.

In ogni singola fase (periodo), il problema consiste nel trovare l'investimento ottimo che copra la domanda per il periodo τ_j ; questo è:

$$i(j) = \arg \min_{i=1, \dots, n} \left\{ \frac{r_i + q_i * \tau_i}{a_i} \right\} \quad (4.4.5)$$

Considerando sempre un'unica fase, il problema sarebbe quello di determinare quale tipologia di impianti è più adatta a coprire la domanda di base, e quale a coprire la domanda di picco.

Tuttavia bisogna considerare anche l'evoluzione del costo delle attrezzature, l'evoluzione della curva della domanda, l'evoluzione dei costi dei combustibili e la comparsa di nuove tecnologie nel momento in cui si è chiamati a fare investimenti di lungo termine come questi.

Nel problema dell'espansione della capacità si vuole determinare la convenienza nell'investire in nuove centrali, quando in nuove fasi (e.g. anni) queste divengono disponibili, per coprire la previsione dell'espansione della domanda di energia elettrica. Questi investimenti comporteranno costi maggiori rispetto ad altre tecnologie, ma essendo caratterizzate da costi operativi inferiori, in un'ottica di lungo termine potrebbero comunque rappresentare l'investimento ideale.

Con un approccio stocastico multifase tutte queste problematiche possono essere considerate, andando a discretizzare il problema in più fasi, che possono essere di mesi, anni o decenni, a seconda del problema che si sta analizzando.

In breve, l'approccio stocastico multifase possiede i seguenti punti di forza e i seguenti punti deboli:

- Aspetti positivi: Consente di modellizzare bene l'evoluzione delle variabili nel tempo.

Ad esempio può essere utilizzato per problemi di ottimizzazione con orizzonti temporali annuali in cui si deve tener conto del sopraggiungere di nuove tecnologie o del cambiamento delle funzioni di costo (basti pensare a quanto incidano le variazioni di prezzo dei combustibili negli impianti termoelettrici).

- Aspetti negativi: Questi tipi di problemi possono diventare estremamente difficili da risolvere anche per i più moderni sistemi di calcolo.

Al crescere del numero delle fasi, anche per poche realizzazioni per fase, il problema può diventare di sempre più difficile soluzione.

4.5 Il valore dell'informazione e il valore della soluzione stocastica

Un altro modo per risolvere un problema di ottimizzazione potrebbe essere quello di risolvere un problema deterministico utilizzando i valori attesi anziché usando le distribuzioni di probabilità delle variabili aleatorie.

Risulta interessante fare un confronto tra questi approcci per vedere se in qualche caso possono approssimare una soluzione ottima oppure se risultano totalmente inadeguati.

In questo paragrafo verrà introdotto il concetto di valore atteso dell'informazione perfetta (EVPI - Expected Value of Perfect Information) e il valore della soluzione stocastica (VSS - Value of the Stochastic Solution).

Il valore atteso dell'informazione perfetta misura il valore dell'informazione perfetta circa gli eventi aleatori. Nel caso di questo lavoro di tesi potrebbe essere definita come la quantità di denaro che il produttore eolico sarebbe disposto a sborsare per conoscere con esattezza le velocità del vento nel suo sito e i prezzi dell'energia elettrica. Nel caso del problema dell'agricoltore sarebbe la quantità di denaro che sarebbe disposto a sborsare per conoscere le condizioni climatiche per quell'anno (e quindi la resa del suo terreno).

La cosiddetta *wait and see solution* (WS) consiste nel risolvere il programma deterministico conoscendo i valori esatti delle (non più) variabili aleatorie:

$$WS = E_{\xi}[\min_x z(x, \xi)] = E_{\xi}z(\bar{x}(\xi), \xi) \quad (4.5.1)$$

in cui z rappresenta il valore della funzione obiettivo.

La soluzione dell'*here and now method*, fornita dal problema ricorsivo (RP) definito nel problema (4.3.1), è:

$$RP = \min_x E_{\xi} z(x, \xi) \quad (4.5.2)$$

con x^* soluzione ottima.

Il valore atteso dell'informazione perfetta è così definito:

$$EVPI = RP - WS \quad (4.5.3)$$

Ovviamente tanto migliore sarà l'accuratezza del programma stocastico tanto minore sarà EVPI.

Ad ogni modo il VSS è più rilevante dal punto di vista pratico anche se in certe situazioni potrebbero essere disponibili nuove informazioni (e.g. migliori e più costose tecniche di previsioni del vento) e l'EVPI potrebbe essere utile per decidere se intraprendere o meno certi sforzi economici.

Un modo più semplice di risolvere il problema deterministico sarebbe quello di sostituire le variabili aleatorie dai loro valori attesi, in questo caso si risolve il problema del valore atteso (EV):

$$EV = \min_x z(x, \bar{\xi}) \quad (4.5.4)$$

dove $\bar{\xi} = E(\xi)$ evidenzia il valore di atteso di ξ .

La soluzione del problema EV $\bar{x}(\bar{\xi})$ è chiamata valore della soluzione attesa.

Anche se ci fosse una dipendenza tra $\bar{x}(\xi)$ e ξ non ci sarebbe motivo di pensare che $\bar{x}(\bar{\xi})$ sia vicina alla soluzione del problema ricorsivo (4.3.1).

Definendo il risultato atteso usando la soluzione EV:

$$EEV = E_{\xi z}(\bar{x}(\bar{\xi}), \xi) \quad (4.5.5)$$

EEV indica la bontà della soluzione $\bar{x}(\bar{\xi})$, e le decisioni di seconda fase saranno prese in modo ottimale come funzioni delle decisioni di prima fase $\bar{x}(\xi)$ e ξ .

Si arriva così al valore della soluzione stocastica:

$$VSS = EEV - RP \quad (4.5.6)$$

Questo valore dà un'idea di quanto sia precisa la decisione $\bar{x}(\xi)$ rispetto a scegliere la soluzione fornita dal problema ricorsivo (RP), e definisce i costi di ignorare l'incertezza nel prendere le decisioni.

È possibile trovare una relazione tra le quantità appena definite:

Proposizione 4.5.1. $WS \leq RP \leq EEV$

Proposizione 4.5.2. In caso di programma stocastico con coefficienti della funzione obiettivo fissi, di matrice tecnologica T fissa, e matrice ricorsiva W : $EV \leq WS$.

Per le dimostrazioni si riporta il lettore al quarto capitolo di [1].

4.6 Caso studio

In questo paragrafo si mostrerà come i problemi di ottimizzazione, mostrati nel secondo capitolo, sono stati contestualizzati all'approccio stocastico a due fasi.

Il problema deterministico riportato viene risolto per ogni scenario, e i risultati finali sono dati dalla media pesata dei risultati dei singoli scenari con peso corrispondente alla loro probabilità.

Nei prossimi capitoli verrà mostrato come creare gli scenari.

Le decisioni dell'approccio a due fasi usate in questo lavoro sono:

- Decisioni di prima fase: livello di energia nel serbatoio idraulico alla prima ora della giornata e offerte di energia effettuate alle sessioni precedenti del mercato (nel caso di modelli per il MI).
- Decisioni di seconda fase: tutte le variabili coinvolte con la gestione dei due impianti (i.e. potenza di pompaggio P_p , potenza prodotta dalla centrale idroelettrica P_h , potenza eolica trasmessa P_{wect}).

In questa trattazione vengono considerate due variabili aleatorie: i prezzi orari dell'energia elettrica P_t e le potenze eoliche disponibili P_{v_t} .

Condierando tre scenari per entrambe le variabili:

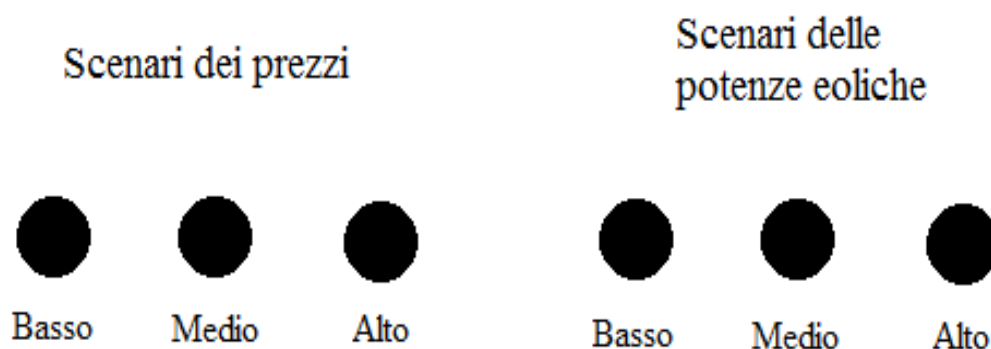


Fig. 4.6-1: Esempio di scenari dei prezzi dell'e.e. e delle potenze eoliche

Se le potenze eoliche non influenzano i prezzi, gli scenari delle singole variabili possono essere trattate come mostrato in figura 4.6-2 [4].

Ciò richiede però che siano rispettate le seguenti ipotesi:

- il produttore deve essere rappresentabile come price-taker;
- la concentrazione di potenza eolica presente in quell'area deve essere tale da non influenzare significativamente i prezzi.

Nel caso delle centrali eoliche la prima ipotesi è facilmente verificata, la seconda invece è, soprattutto in Italia dove le centrali sono concentrate in poche zone, molto più onerosa.

Ad ogni modo l'ipotesi di covarianza nulla tra i prezzi e le potenze eoliche consente di arrivare a degli scenari che includono entrambe le variabili.

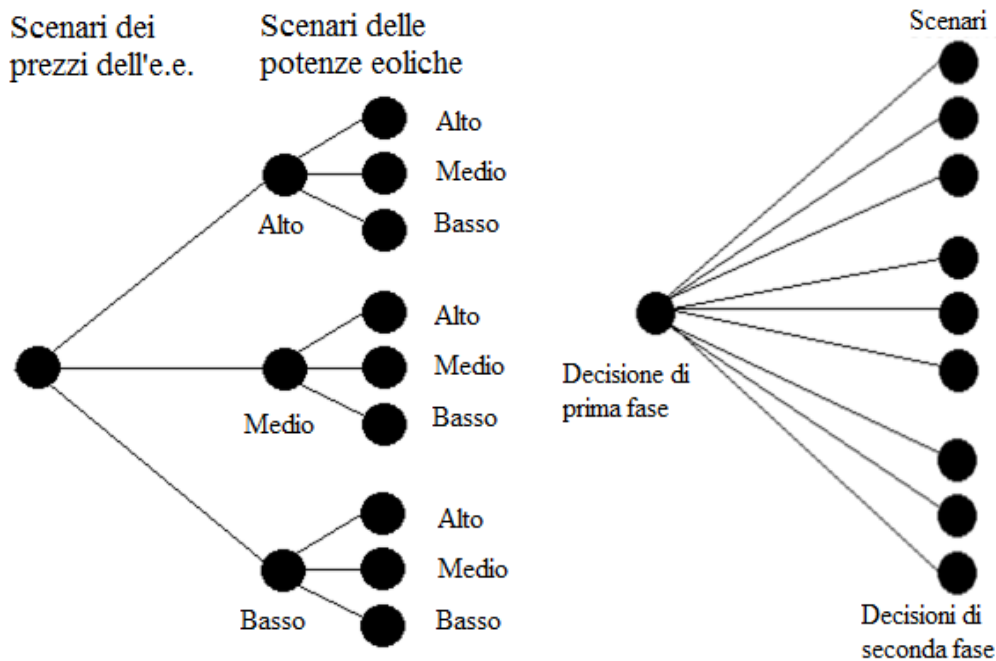


Fig. 4.6-2: Rappresentazione dell'incertezza (a sinistra) e delle fasi (a destra) con l'approccio proposto

La figura a destra mostra l'albero degli scenari, questo viene usato per modellizzare l'evoluzione dell'incertezza nel tempo.

Per ogni nodo foglia (esterno) si risolve il problema deterministico pesando il risultato per la probabilità dello scenario.

Infatti, è stato mostrato che tenere in considerazione i valori periferici delle distribuzioni di probabilità, pesandoli per le loro probabilità, piuttosto che usare i valori attesi forniti dalle previsioni, fornisce risultati più attendibili: per ulteriori dettagli vedere il quarto capitolo di [1].

Si riportano i programmi stocastici per la determinazione delle offerte ideali al MGP e ai MI.

- Problema di ottimizzazione per il MGP:

$$\max \sum_{t,s} \{ Prob_{t,s} * [P_{t,s} * Bid_{t,s} - cp * Pp_{t,s}] \}$$

s. t.

$$1) Bid_{t,s} = Pw_{t,s} + Ph_{t,s}$$

$$2) Pv_{t,s} = Pw_{t,s} + Pp_{t,s} + Pcur_{t,s}$$

$$3) Ph_{t,s} = \sum_{u=1}^n Phu_{t,u,s}$$

$$\begin{aligned}
 4) & Pp_{t,s} = \sum_{u=1}^n Ppu_{t,u,s} \\
 5) & Eres_{t+1,u,s} = Eres_{t,u,s} + t * \left[\eta_p * Ppu_{t,u,s} - \left(\frac{Phu_{t,u,s}}{\eta_h} \right) \right] \\
 6) & Eres_{1,u,s} = Eres_{24,u,s} = Elev_u \\
 7) & 0 \leq Eres_{t,u,s} \leq Emax_u \\
 8) & 0 \leq Bid_{t,s} \leq Pmax \\
 9) & Phm_u \leq Ph_{t,u,s} \leq \min \left[PhM_u, \frac{\eta_h * Eres_{t,u,s}}{t} \right] \\
 10) & Ppm_u \leq Pp_{t,u,s} \leq PpM_u \\
 11) & Phu_{t,u,s} * t_{turb} + Ppu_{t,u,s} * t_{pump} = PpM_u * t \\
 12) & \sum_s Prob_{t,s} = 1
 \end{aligned}$$

$$(Bid, Pw, Phu, Ppu, Pcur, Eres) \geq 0, t = 1, \dots, 24 \quad (4.6.1)$$

• Problema di ottimizzazione per i MI

$$\max \sum_{t,s} \left\{ Prob_{t,s} * \left[P_{t,s} * t * (Bid_{t,s} - Bidold_t) - cp * Pp_{t,s} \right] \right\}$$

s. t.

$$\begin{aligned}
 1) & Bid_{t,s} = Pw_{t,s} + Ph_{t,s} \\
 2) & Pv_{t,s} = Pw_{t,s} + Pp_{t,s} + Pcur_{t,s} \\
 3) & Ph_{t,s} = \sum_{u=1}^n Phu_{t,u,s} \\
 4) & Pp_{t,s} = \sum_{u=1}^n Ppu_{t,u,s} \\
 5) & Eres_{t+1,u,s} = Eres_{t,u,s} + t * \left[\eta_p * Ppu_{t,u,s} - \left(\frac{Phu_{t,u,s}}{\eta_h} \right) \right] \\
 6) & Eres_{1,u,s} = Eres_{24,u,s} = Elev_u \\
 7) & 0 \leq Eres_{t,u,s} \leq Emax_u \\
 8) & 0 \leq Bid_{t,s} \leq Pmax \\
 9) & Phm_u \leq Ph_{t,u,s} \leq \min \left[PhM_u, \frac{\eta_h * Eres_{t,u,s}}{t} \right] \\
 10) & Ppm_u \leq Pp_{t,u,s} \leq PpM_u
 \end{aligned}$$

$$11) Ph_{t,u,s} * t_{turb} + Pp_{t,u,s} * t_{pump} = PpM_u * t$$

$$12) \sum_s Prob_{t,s} = 1$$

$$(Bid, Pw, Phu, Ppu, Pcur, Eres) \geq 0, t = 1, \dots, 24 \quad (4.6.2)$$

Come nel caso del programma deterministico:

In cui:

t : indice intervalli temporali [h]

u : indice unità idroelettriche

n : numero di gruppi idroelettrici

s : indice degli scenari

Parametri:

$Pv_{t,s}$: Potenza eolica disponibile prevista per ogni ora e ogni scenario [MW]

$P_{t,s}$: Prezzi orari dell' energia elettrica previsti per ogni scenario [€/MWh]

cp : Costi di pompaggio [€/MWh]

η_p : Rendimento del ciclo di pompaggio

η_h : Rendimento in fase di produzione

$Elev$: Energia nel serbatoio alla prima e all' ultima ora della giornata [MWh]

$Pmax$: Massima potenza trasmissibile in rete [MW]

PhM_u : Massima potenza della gruppo idroelettrico u in fase di produzione [MW]

PpM_u : Massima potenza della gruppo idroelettrico u in fase di pompaggio [MW]

$Emax_u$: Massima energia accumulabile dal serbatoio del gruppo u [MWh]

$Bidold_t$: Energia impegnata nella precedente sessione di mercato [MWh]

Variabili:

$Bid_{t,s}$: Offerta oraria di energia da parte delle due centrali operanti congiuntamente per ogni scenario [MWh]

$Pp_{t,u,s}$: Potenza oraria impiegata dalla pompa idraulica del gruppo u per ogni scenario [MW]

$Pw_{t,s}$: Potenza oraria immessa in rete dalla centrale eolica per ogni scenario [MW]

$Ph_{t,u,s}$: Potenza oraria immessa in rete dalla gruppo idraulico u per ogni scenario [MW]

$Pcur_{t,s}$: Potenza eolica tagliata per ogni ora e per ogni scenario [MW]

$Eres_{t,u,s}$: Energia oraria nel serbatoio idraulico del gruppo u per ogni scenario [MWh]

t_{turb} : Tempo (nella singola ora) impiegato per produrre energia [[h]

t_{pump} : Tempo (nella singola ora) impiegato per accumulare energia [h]

$Prob_{t,s}$: probabilità degli scenari per ogni ora.

Il vincolo 12, non presente nei modelli deterministici presentati nel secondo capitolo, garantisce che la somma delle probabilità degli scenari, per ogni ora, sia pari a 1.

Come si può notare questi programmi non sono lineari per via del vincolo 9. Per ovviare a questo problema, in fase di implementazione del codice GAMS, quel vincolo è stato reso lineare scorporandolo in due vincoli.

4.7 Bibliografia del capitolo

- [1] J. R. Birge, F. Louveaux , *Introduction to stochastic programming*, New York: Springer 1997.
- [2] P. Kall, S.W. Wallace, *Stochastic Programming*, Chichester, U.K.: Wiley, 1994.
- [3] S.Boyd, L. Vandenberghe, *Convex optimization*. Cambridge University, U.K., 2004.
- [4] J. Garcia-Gonzalez, R. M. R. de la Muela, L. M. Santos, A. M. Gonzales, *Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market*, IEEE, Trans. Power Syst., vol. 23, 2008.

Capitolo 5

Previsioni dei prezzi dell'energia elettrica e delle velocità del vento

5.1 Introduzione

In questo capitolo sono descritte le tecniche utilizzate nel lavoro di tesi per prevedere i dati d'ingresso (prezzi energia elettrica e velocità del vento) dei problemi di ottimizzazione mostrati nel secondo capitolo. Senza una stima dei prezzi dell'energia elettrica e delle velocità del vento, il produttore non può formulare delle offerte ottimali da sottoporre al mercato dell'energia elettrica: nasce dunque la necessità di ricavarsi questi dati.

Sia i prezzi dell'energia elettrica, sia le velocità del vento sono state previsti mediante la tecnica ARIMA. Le previsioni sono state effettuate mediante il programma di calcolo Gretl [1] interfacciato con il software X-12 ARIMA [2].

Nel caso dei prezzi, come riportato nel paragrafo 5.5, le previsioni hanno fornito errori piuttosto contenuti. In letteratura sono presenti diversi studi in cui è stata adottata questa tecnica per prevedere i prezzi dell'energia elettrica, alcuni sono [3], [4], [5].

Per quanto concerne le previsioni del vento, gli errori sono di gran lunga maggiori: ciò è dovuto al fatto che le serie storiche delle velocità del vento, impiegate per effettuare le previsioni, hanno meno componenti stagionali e sono sottoposte a maggiori e più frequenti "shock".

Nella prima parte del capitolo saranno fornite brevi nozioni teoriche sulle serie storiche e sulle tecniche per renderle stazionarie.

Successivamente verranno dati brevi ragguagli sulla tecnica ARIMA, verrà poi descritto il metodo empirico di Box-Jenkins per effettuare le previsioni, seguito da un esempio di previsione dei prezzi dell'energia elettrica.

Nell'ultima parte del capitolo verranno riportati i risultati sulle previsioni del vento ottenute con la tecnica dell'ARIMA e possibili tecniche alternative di previsione che combinano questi processi con delle tecniche metereologiche.

5.2 Cenni sulle serie storiche

Una serie storica, o temporale, è una serie di osservazioni di un fenomeno con intervalli regolari nel tempo.

Di seguito è riportato un noto caso di serie storica:

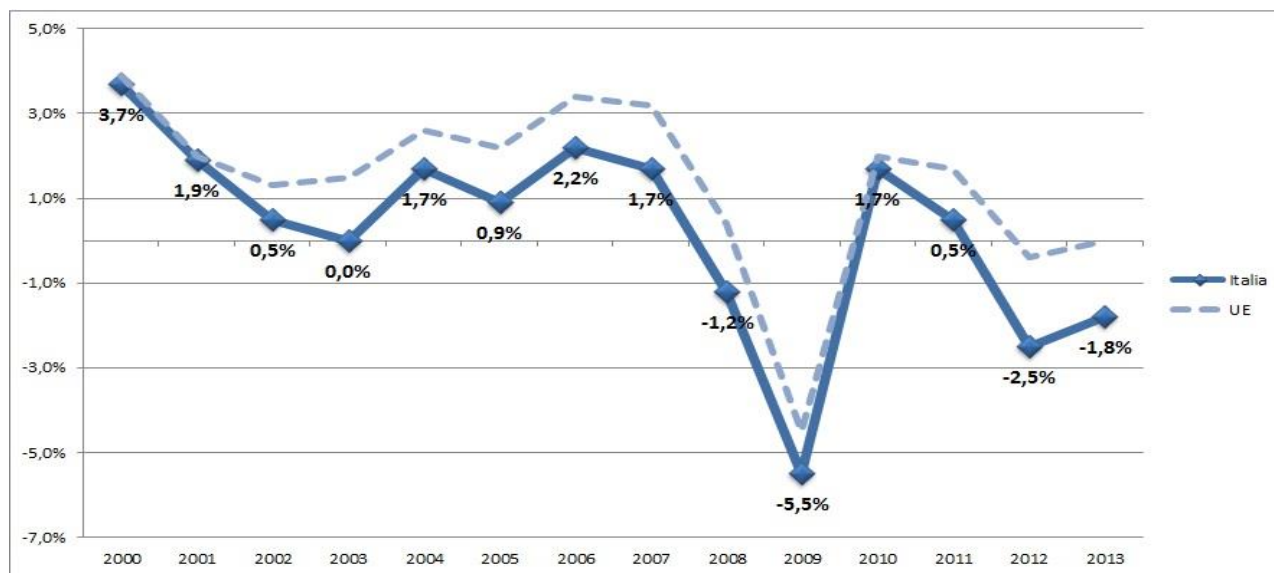


Fig. 5.2-1: Serie storica del Prodotto interno lordo (PIL) dell'Italia e della zona UE dal 2000 al 2013 (fonti: Eurostat e Istat)

Sono state implementate delle metodologie che permettono di identificare l'andamento delle componenti della serie in modo da potersi concentrare sull'andamento di fondo ed utilizzare queste informazioni per effettuare delle previsioni.

Nello studio delle serie storiche si è interessati ad analizzare l'andamento quantitativo di un fenomeno nel tempo, andando a scorporare l'eventuale influenza che altre variabili possono esercitare.

Le serie storiche sono costituite da tre componenti sistematiche:

- Il **trend**: ovvero l'andamento di fondo della serie.
- Il **ciclo**: costituito da oscillazioni attorno al trend.

- La stagionalità: oscillazioni periodiche di varia entità attorno al trend e al ciclo.

Il trend è l'andamento di fondo della serie e ne determina l'andamento futuro. Al contrario del ciclo e della stagionalità, non è un fenomeno transitorio.

Le variazioni cicliche sono oscillazioni di intensità variabile attorno al trend, queste componenti sono spesso legate a delle circostanze contingenti.

Le variazioni stagionali invece sono variazioni non aleatorie ma sistematiche che caratterizzano la periodicità della serie. Per quanto riguarda i prezzi dell'energia elettrica è osservabile una forte stagionalità sia all'interno della giornata sia nell'arco settimanale.

Nell'ambito di borsa dell'energia elettrica, tipicamente si può notare che sono raggiunti due picchi durante la giornata, mentre tendono a essere bassi durante la notte. Nei giorni feriali i prezzi saranno tendenzialmente maggiori rispetto ai festivi: tutte queste variazioni attorno al trend sono periodiche e ben prevedibili anche se la loro intensità non è definita.

Quando l'andamento di una serie storica non dipende dal tempo, ovvero quando la serie ha un andamento di fondo orizzontale, con oscillazioni costanti attorno al trend si dice stazionaria.

La stazionarietà rende una serie temporale più semplice da analizzare per via delle condizioni di stabilità che presenta nel corso del tempo.

La maggior parte delle serie storiche non sono stazionarie, ma si possono adottare delle trasformazioni per renderle tali e consentirne lo studio.

Come descritto in [6], esistono diversi tipi di stazionarietà:

-Stazionarietà in media: se la media della serie storica è costante nel tempo.

-Stazionarietà in varianza: se le oscillazioni attorno al valore medio sono costanti nel tempo.

-Stazionarietà in covarianza: la dipendenza tra valori della serie distanti L campioni, dipende solamente da L e non dal punto in cui è analizzata la serie.

La serie stazionaria è una serie che in qualunque momento presenta la stessa struttura e, oltre ad essere più semplice da analizzare, comporta che le previsioni siano più semplici.

Un metodo diffuso per rendere la serie stazionaria in media è la differenziazione. Questa consiste nel sottrarre ad ogni valore della serie il suo valore precedente:

$$\Delta y_t = y_t - y_{t-1} \quad (5.2.1)$$

Se la serie y_t possiede un trend lineare, la serie differenziata sarà stazionaria in media.

Nel caso la serie presenti oscillazioni non costanti attorno al valore medio sarà non stazionaria in varianza. Come mostrato in [7], per valutare se una serie è o meno stazionaria, e per prendere eventuali accorgimenti, si può impiegare il metodo di Box-Cox.

Il metodo consiste nel dividere la serie in alcune sotto-serie di uguale lunghezza e di calcolare per ogni sotto-serie la media e lo scarto quadratico medio; questi valori andranno poi messi in un grafico a dispersione e se ne valuterà la disposizione [7].

Il metodo Box-Cox consiste nel trasformare la serie originaria:

$$z_t = \begin{cases} (y_t^\lambda - 1)/|\lambda| & \text{se } \lambda \neq 0 \\ \log(y_t) & \text{se } \lambda = 0 \end{cases} \quad (5.2.2)$$

Dove y_t è un'osservazione della serie storica e z_t è la sua trasformazione.

Il valore di λ dipende da come si distribuiscono i valori di media e varianza della sotto-serie nel diagramma a dispersione.

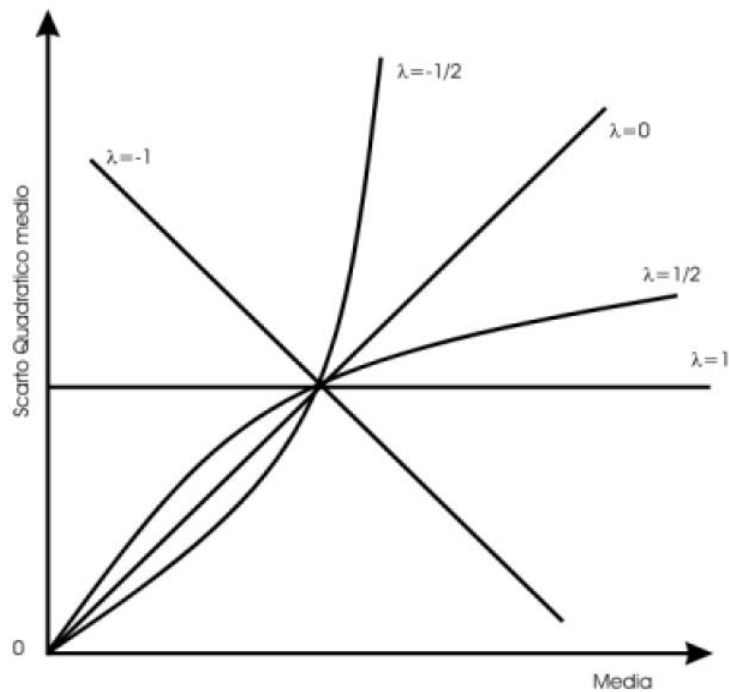


Fig. 5.2-2: Grafico rappresentante la scelta ottimale di λ .

Nel caso di scarto quadratico costante, al variare del valore medio della sotto-serie, si ha la stazionarietà in varianza. In questo caso $\lambda=1$, ciò corrisponde a non effettuare alcuna trasformazione.

In caso il diagramma a dispersione presenti un andamento lineare $\lambda=0$, ai valori della serie verrà applicato il logaritmo naturale: ciò comporterà perdita d'informazione circa l'unità di misura della serie ma anche una sua maggiore robustezza.

Il software Gretl, impiegato per effettuare le previsioni in questo lavoro di tesi, mette a disposizione il test di Dickey-Fuller per verificare la stazionarietà di una serie, per ulteriori informazioni vedere [8].

Questo test verifica se la serie analizzata possiede o meno un trend.

Il test consiste nell'andare a costruire un'autoregressione per le variabili sotto osservazione:

$$y_t = \alpha * y_{t-1} + a_t \quad (5.2.3)$$

dove α è il coefficiente di regressione lineare di y_t e a_t è il processo di rumore bianco (termine di errore).

Sottraendo ad entrambi i membri il termine y_{t-1} si ottiene:

$$\Delta y_t = (\alpha - 1) * y_{t-1} + a_t = \beta * y_{t-1} + a_t \quad (5.2.4)$$

con $\beta=1$, e si conduce un test su α ponendo come ipotesi nulla $H_0: \beta=0$ e $H_1: \beta < 0$.

Si può dimostrare che la stazionarietà si ottiene quando le radici della componente regressiva (vedere paragrafo 5.3) sono in modulo maggiori di 1; per ulteriori informazioni si riporta il lettore alla lettura del terzo capitolo del libro [6].

In altre parole il test di Dickey-Fuller formula l'ipotesi nulla che la serie sia non stazionaria: se il p-value associato a tale test sarà inferiore ad una certa soglia l'ipotesi nulla verrà respinta e la serie risulterà stazionaria. Il p-value è definito come il più basso livello di significatività per cui i dati osservati portano a rifiutare l'ipotesi nulla; dunque, in p-value dà un'indicazione di quanto sia forte l'evidenza che l'ipotesi nulla sia falsa [9].

Se invece verrà verificata la non stazionarietà si procederà con una delle trasformazioni di Box-Cox e si ripeterà nuovamente il test finché la serie non sarà pronta per effettuare la previsione.

Vi sono diverse tipologie di modelli su cui è possibile effettuare il test:

- Random walk del tipo:

$$y_t = \alpha * y_{(t-1)} + a_t \quad (5.2.5)$$

se ci si aspetta una regressione non stazionaria in varianza e a media nulla.

- Autoregressione con costante:

$$y_t = b_0 + \alpha * y_{(t-1)} + a_t \quad (5.2.6)$$

in caso di stazionarietà in varianza con media non nulla.

- Autoregressione con costante e trend:

$$y_t = b_0 + b_1 * t + \alpha * y_{(t-1)} + a_t \quad (5.2.7)$$

in caso di serie storica non stazionaria in media e in varianza.

Nel caso la serie non fosse stazionaria in media sarà opportuno differenziarla, nel caso non fosse stazionaria in varianza potrebbe essere opportuno utilizzare i logaritmi naturali (o altre trasformazioni indicate da Box-Cox) dei valori della serie storica.

5.3 Modelli ARIMA

I modelli ARIMA possono essere utilizzati per effettuare delle previsioni di certi fenomeni avendo a disposizione le loro serie storiche.

In questa trattazione, impiegando le serie storiche orarie dei prezzi dell'energia elettrica e delle velocità del vento, si effettueranno delle previsioni giornaliere.

Prima di descrivere le componenti dei modelli ARIMA si introducono la funzione di autocorrelazione (AF) e la funzione di autocorrelazione parziale (PAF).

Assumendo che una variabile sia stata osservata per un certo arco temporale e che la sua serie storica sia disponibile, la relazione tra due osservazioni può essere espressa tramite ρ . ρ è il coefficiente di correlazione lineare tra due osservazioni ed esprime la relazione che esiste tra due valori della serie, ad esempio tra y_t e y_{t-1} . La funzione che contiene queste relazioni è la funzione di autocorrelazione (AF). E' interessante notare che il valore y_{t-2} risente anche dell' effetto di y_{t-1} , ad esempio se y_{t-2} assume un valore elevato può essere per il fatto che anche y_{t-1} sia elevato.

I coefficienti di autocorrelazioni parziali (PAF) consentono di svincolarsi da questa correlazione, infatti la PAF è definita come la sequenza di ρ da cui è stato eliminato l'effetto intermedio. Ad esempio, $\rho(y_t, y_{t-3})$ misura la correlazione tra y_t e y_{t-3} senza subire l'influenza di $\rho(y_t, y_{t-2})$, come invece avviene nel caso della AF.

I coefficienti di correlazione parziale corrispondono ai coefficienti stimati di un modello lineare del tipo:

$$y_t = \alpha_0 + \beta_1 * y_{(t-1)} + \beta_2 * y_{(t-2)} + \dots + \beta_n * y_{(t-n)} \quad (5.3.1)$$

Le componenti dei modelli ARIMA dipendono da questi coefficienti, ed analizzando i coefficienti della AF e della PAF si andranno a fare ipotesi circa il grado dei modelli.

Esistono diversi tipi di processi ARIMA: modelli a media mobile (MA), modelli autoregressivi (AR) ed i modelli ARMA, che sono una combinazione dei precedenti.

Questi modelli saranno brevemente descritti di seguito, si veda [6] per maggiori approfondimenti.

-) I **Modelli autoregressivi (AR)** di ordine "p" hanno la seguente forma generale:

$$y_t = \phi_0 + \phi_1 * y_{(t-1)} + \phi_2 * y_{(t-2)} + \dots + \phi_p * y_{(t-p)} + a_t \quad (5.3.2)$$

In cui:

- $y_t, y_{t-1}, y_{t-2}, \dots, y_{t-p}$ sono i valori della grandezza al tempo $t, t-1, t-2, \dots, t-p$, rispettivamente;

- I vari ϕ_1, \dots, ϕ_p sono i coefficienti da stimare una volta supposto il grado del modello;
- ϕ_0 misura il livello del processo, se la serie è stazionaria corrisponde alla sua media;
- a_t : residuo o disturbo con errore medio nullo e varianza σ_a^2 .

In questo modello il valore y_t della serie storica è espresso come una somma finita e lineare dei valori precedenti e un disturbo a_t .

-) I **Modelli a media mobile (MA)** di ordine "q" hanno la seguente forma generale:

$$y_t = \mu + a_t - \theta_1 * a_{(t-1)} - \theta_2 * a_{(t-2)} - \dots - \theta_q * a_{(t-q)} \quad (5.3.3)$$

In cui:

- y_t valore della grandezza sotto analisi al tempo t ;
- I vari $\theta_1, \dots, \theta_q$ sono i coefficienti da stimare una volta supposto il grado del modello;
- μ : valore medio dello sviluppo;
- $a_{t-1}, a_{t-2}, a_{t-q}$ sono gli errori nei periodi precedenti che influenzano y_t .
- a_t : residuo o disturbo con errore medio nullo e varianza σ_a^2 ;

In questi modelli y_t è linearmente dipendente da un numero finito di q precedenti errori a_t .

-) I **Modelli misti autoregressivi a media mobile (ARMA)** hanno la seguente forma generale:

$$y_t = \mu + \phi_1 * y_{(t-1)} + \phi_2 * y_{(t-2)} + \dots + \phi_p * y_{(t-p)} + a_t - \theta_1 * a_{(t-1)} - \theta_2 * a_{(t-2)} - \dots - \theta_q * a_{(t-q)} \quad (5.3.4)$$

Questi modelli sono dati dall'unione dei due modelli precedenti, se la serie storica da cui è stata effettuata la previsione è stazionaria, e la tecnica ARIMA è stata applicata correttamente, come spiegato nell'ottavo capitolo di [6], l'errore a_t avrà un valore medio nullo e una distribuzione gaussiana.

Per stimare l'ordine del processo può essere utile osservare i coefficienti della AF e della PAF della serie storica impiegata per effettuare la previsione. In particolare, per il modello MA la AF è la grandezza più significativa riguardo l'ordine del processo. Mentre per il modello AR l'informazione più significativa circa il suo ordine è contenuta nella PAF.

Utilizzando un correlogramma che consenta di visualizzare l'ampiezza dei coefficienti di autocorrelazione e di autocorrelazione parziale si può stimare il grado del modello. In particolare il grado di un modello AR è influenzato dal numero di coefficienti PAF statisticamente diversi da zero.

A titolo di esempio si è deciso di riportare i correlogrammi dei coefficienti di autocorrelazione, e di autocorrelazione parziale, della serie storica del Prezzo Unico Nazionale, PUN, (dal 22 luglio al 6 agosto 2011). Considerando il correlogramma di figura 5.3-1, si è indotti a pensare che la componente autoregressiva sia del secondo ordine.

Difatti, i coefficienti di autocorrelazione parziale a ritardo 1 e 2 debordano molto dall'intervallo di confidenza: ciò è indice di una forte correlazione tra il termine y_t e y_{t-1} e y_{t-2} .

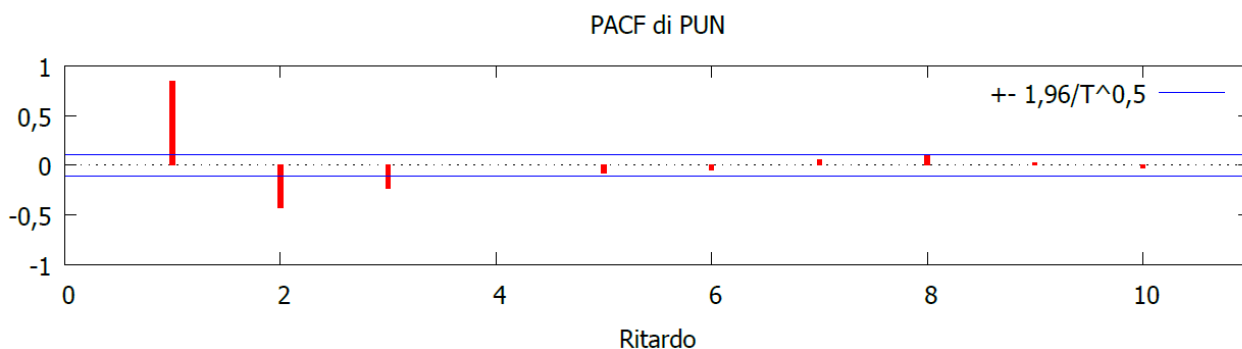


Fig. 5.3-1: Correlogramma dei coefficienti di autocorrelazione parziale

- Il grado di un modello MA è invece stimabile dal numero di coefficienti della AF statisticamente diversi da zero.

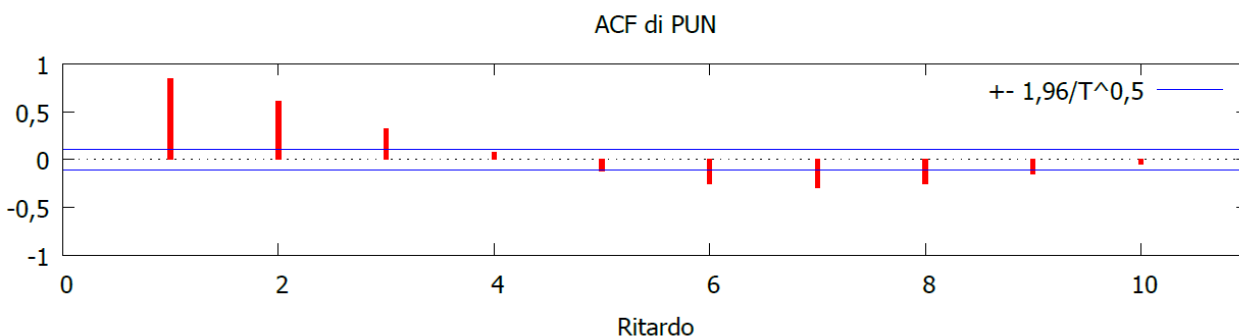


Fig. 5.3-2: Correlogramma dei residui di coefficienti di autocorrelazione

In questo secondo caso sembrerebbe che vi sia una correlazione tra il termine y_t e vari termini a ritardo piuttosto forte. Anche se non ci si può esprimere con certezza, probabilmente il grado della componente a media mobile più opportuno è 2, in quanto per i primi due ritardi i coefficienti sono più consistenti di quanto non lo siano per ritardi maggiori. L'unico modo per verificare la correttezza del grado ipotizzato è, come verrà mostrato nel prossimo paragrafo, di effettuare il test di Ljung-Box.

L'intervallo di confidenza serve per verificare la significatività dei coefficienti della AF e della PAF, quando questi debordano (per lo meno in modo significativo) dall'intervallo di confidenza (in blu nelle figure in alto) vengono considerati statisticamente rilevanti.

L'intervallo di confidenza è centrato intorno allo zero ed è individuato nel seguente modo:

$$S_n = 1/\sqrt{n} \quad (5.3.5)$$

In cui n è il numero di valori che costituiscono la serie temporale impiegata per svolgere la previsione. Considerando un livello di accettazione del 5% la regione di accettazione di ipotesi nulla è $\pm 1,96/\sqrt{n}$. Si può notare che all'aumentare della grandezza campionaria l'intervallo di confidenza si restringerà sempre più.

5.4 Metodo di Box-Jenkins

Viene presentata una metodologia generale per studiare e modellizzare una serie temporale tramite un modello ARIMA; lo schema riporta i seguenti passaggi:

- 1) Identificazione del modello. Prima di tutto è bene verificare che la serie sia stazionaria. Per far ciò è stato impiegato il test di Dickey-Fuller reso disponibile da Gretl;
- 2) Stima del modello. Una volta resa stazionaria la serie si può procedere con la stima del grado del modello ARIMA che la può rappresentare. Per far ciò si impiega il metodo sopradescritto: la componente AR dipende prevalentemente dalle PAF e quella MA dalle AF;
- 3) Verifica del modello. Una volta ipotizzato l'ordine nel processo ARIMA bisogna controllare che il correlogramma della sua AF e PAF sia all'interno dell'intervallo di confidenza: ciò implica che i residui non siano statisticamente significativi.

Il test di Ljung-Box consente verificare l'adeguatezza del modello ipotizzato [10], il test consiste nel calcolare:

$$Q_m = n(n+2) \sum_{k=1}^m \frac{r_k(e)^2}{n-k} \quad (5.4.1)$$

in cui:

- Q_m è il valore del test statistico di Ljung-Box associato al ritardo m .
- $r_k(e)$ è il residuo di autocorrelazione per il ritardo k
- n rappresenta il numero di residui
- m il numero di ritardi inclusi nel test.

Se il p-value, fornito da Gretl, associato alla test statistico è inferiore al livello di significatività α , allora il modello deve essere considerato inadeguato [11].

- 4) Previsione. Se l'ipotesi del punto precedente è verificata si può impiegare il modello per effettuare la previsione.

Tra più modelli adeguati si può optare per quello con il criterio di Akaike (AIC) minore.

Questo criterio consente di effettuare il confronto tra due processi, tenendo conto sia dell'adattabilità del modello che della sua complessità: tanto maggiore sarà la complessità del modello e tanto maggiore sarà l'onerosità computazionale della previsione.

Si riporta la formulazione del criterio:

$$AIC(M)=N*\ln\sigma^2+2M \quad (5.4.2)$$

dove M è il numero di parametri del modello che è pari alla somma del grado p , del grado q e i termini di media μ e di varianza σ^2 del processo ($M=p+q+2$). N è il numero di osservazioni della serie storica da cui è stato formulato il modello.

Il criterio di Akaike non fornisce nessuna informazione sulla qualità assoluta di un modello, ma consente di fare paragoni tra modelli differenti fornendo indicazioni sul rapporto tra qualità del modello e complessità computazionale.

5.5 Esempio: previsione dei prezzi dell'energia elettrica

Si riporta il caso studio di una previsione del PUN (prezzo unico nazionale) del 16 ottobre 2013.

Si riporta la serie storica oraria del PUN dal 1 al 15 ottobre 2013, questi dati sono impiegati per prevedere i prezzi orari di mercoledì 16 ottobre 2013.

Questa serie non è stazionaria, si nota come la sua media e la sua varianza non siano indipendenti dal tempo.

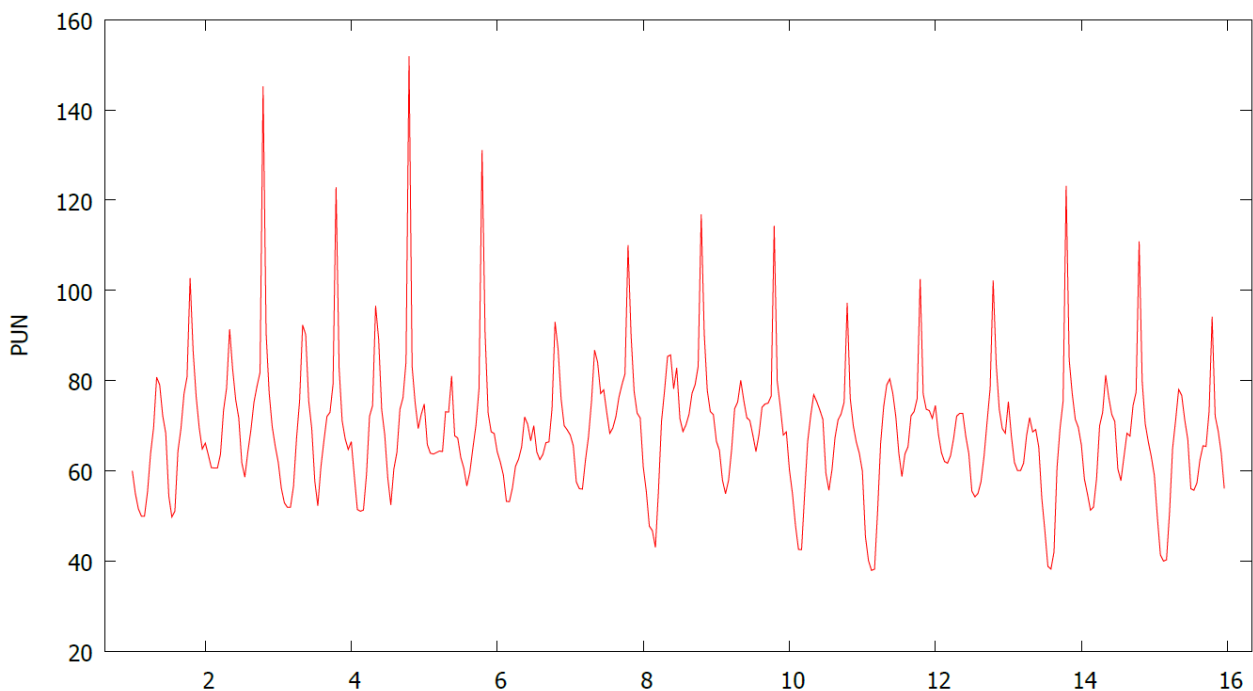


Fig. 5.5-1: Serie storica del PUN dal 1 al 15 ottobre 2013, nelle ascisse vi è il tempo [giorni] e nelle ordinate i prezzi [€/MWh]

Per poter effettuare delle previsioni migliori sarà necessario renderla stazionaria differenziandola.

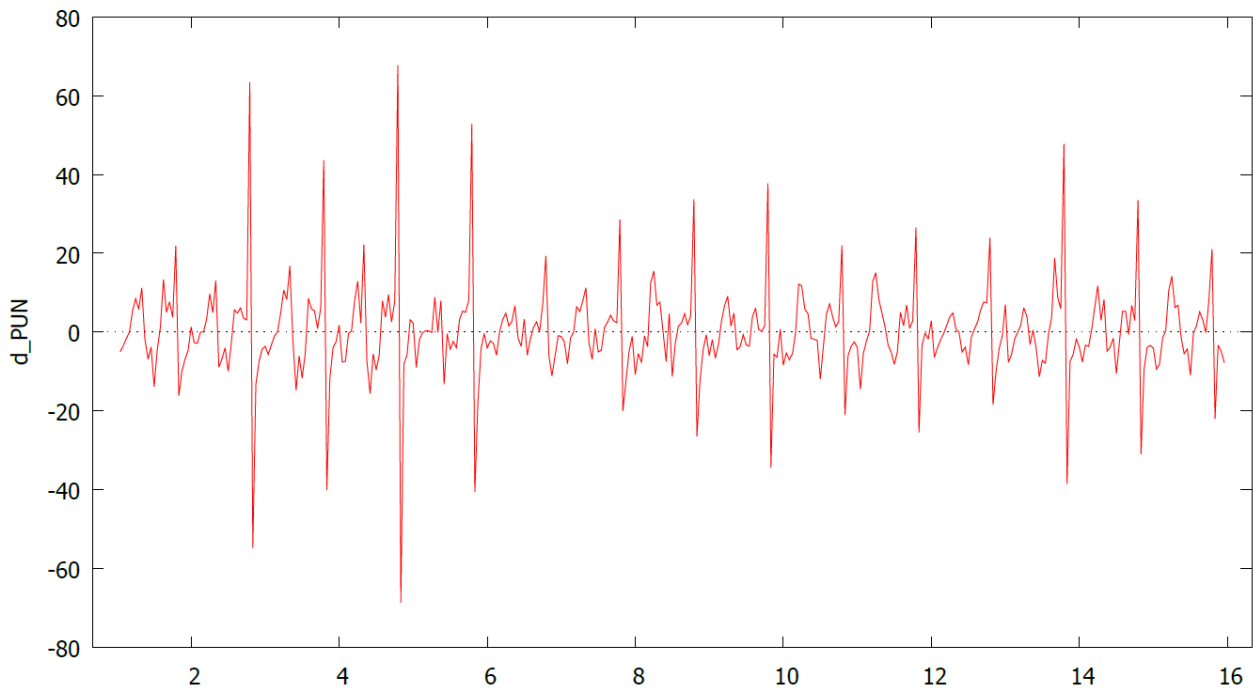


Fig. 5.5-2: Serie storica di figura 4.3.1 differenziata, nelle ascisse vi è il tempo [giorni] e nelle ordinate i prezzi [€/MWh]

Questo test, descritto nel secondo paragrafo di questo capitolo, consente di determinare se una serie storica è o meno stazionaria. Si riportano i risultati del test di Dickey Fuller effettuati tramite Gretl:

Test Dickey-Fuller per serie storica d_PUN:

Valore stimato di $(a - 1)$: -1,16064

p-value asintotico: 3,305e-31

Il valore stimato della radice del coefficiente autoregressivo è minore di 1 (infatti $a-1 < 0$), il p-value associato all'ipotesi nulla è estremamente piccolo, dunque, la serie storica differenziata risulta stazionaria.

A questo punto si procede con la tecnica sopradescritta di Box e Jenkins: osservando i correlogrammi dei residui si ipotizza il tipo di processo che può modellizzare tale serie.

Il grado delle componenti autoregressive dipende da quanti residui PAF debordano dall'intervallo di confidenza, mentre il grado delle componenti a media mobile dalle AF.

Una volta stimato il processo si verifica che i residui del correlogramma restino grossomodo all'interno dell'intervallo di confidenza, se ciò non è verificato il modello è inadeguato e bisogna ipotizzare un altro tipo di processo.

Osservando i coefficienti della AF e della PAF si è ipotizzato un modello un ritardo specifico 12 per la componente autoregressiva, dei ritardi specifici di 1, 12 e 13 per la componente a media mobile. Si è anche introdotto nel modello un elemento di primo grado della componente autoregressiva con

stagionalità giornaliera.

Il modello è esprimibile con la formulazione moltiplicativa:

$$(1 - \phi_{12}B^{12})(1 - \Phi B^{24})(1 - B)(1 - B)^{24}(y_t - \mu) = (1 - \theta_1 B^1 - \theta_{12} B^{12} - \theta_{13} B^{13})a_t \quad (5.5.1)$$

Gretl ha fornito i seguenti coefficienti che minimizzano la deviazione standard del processo:

$\mu = 0$, $\phi_{12} = 0,6867$, $\Phi = -0,2512$, $\theta_1 = -0,3599$, $\theta_{12} = -0,9622$, $\theta_{13} = 0,3221$ e B indica la differenziazione della serie.

Il correlogramma del modello stimato mostra che i residui sono contenuti all'interno dell'intervallo di confidenza, quindi ritenibili statisticamente non significativi.

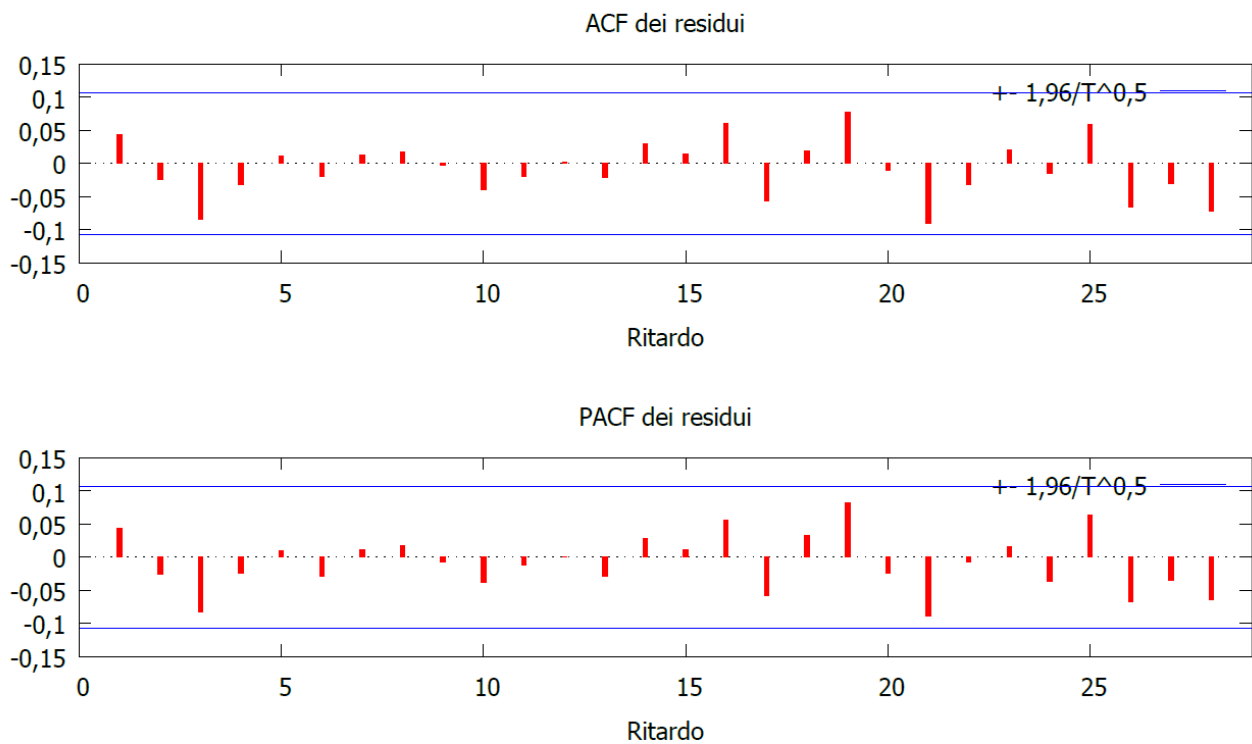


Fig. 5.5-3: Correlogramma dei residui con il modello proposto

I residui presentano un andamento casuale: nel correlogramma riportato non si nota alcuna sistematicità.

Il modello ipotizzato si adatta bene alla serie storica.

Si riportano i risultati del test di Ljung-Box per un ritardo di 28 osservazioni:

Funzione di autocorrelazione dei residui

LAG	ACF	PACF	Q-stat.	[p-value]
1	0,0443	0,0443	0,6631	[0,415]
2	-0,0236	-0,0256	0,8525	[0,653]
3	-0,0847	-0,0827	3,2896	[0,349]
4	-0,0314	-0,0248	3,6260	[0,459]
5	0,0112	0,0099	3,6691	[0,598]
6	-0,0190	-0,0283	3,7926	[0,705]
7	0,0136	0,0115	3,8564	[0,796]
8	0,0179	0,0170	3,9670	[0,860]
9	-0,0027	-0,0071	3,9696	[0,913]
10	-0,0402	-0,0389	4,5307	[0,920]
11	-0,0191	-0,0120	4,6580	[0,947]
12	0,0021	0,0011	4,6596	[0,968]
13	-0,0214	-0,0293	4,8206	[0,979]
14	0,0297	0,0282	5,1300	[0,984]
15	0,0148	0,0113	5,2070	[0,990]
16	0,0613	0,0564	6,5383	[0,981]
17	-0,0569	-0,0587	7,6873	[0,973]
18	0,0189	0,0331	7,8139	[0,981]
19	0,0771	0,0827	9,9361	[0,955]
20	-0,0110	-0,0242	9,9796	[0,969]
21	-0,0908	-0,0895	12,9409	[0,911]
22	-0,0321	-0,0069	13,3134	[0,924]
23	0,0206	0,0158	13,4666	[0,941]
24	-0,0154	-0,0362	13,5529	[0,956]
25	0,0594	0,0634	14,8373	[0,945]
26	-0,0652	-0,0677	16,3915	[0,926]
27	-0,0311	-0,0353	16,7464	[0,937]
28	-0,0714	-0,0645	18,6231	[0,909]

Il p-value del test è sempre abbondantemente contenuto nella regione di accettazione dell'ipotesi nulla: il modello si adatta bene alla serie storica ed è pronto per effettuare la previsione.

Si riportano i valori attesi dei prezzi stimati per ogni ora, di notevole importanza per la creazione di scenari è l'errore standard delle previsioni. L'intervallo di confidenza al 95%, quindi con una probabilità del 95% di includere i prezzi, è dato da $\mu - 1,96 \cdot \varepsilon$ e $\mu + 1,96 \cdot \varepsilon$ (avendo la garanzia che gli errori abbiano una distribuzione di probabilità gaussiana).

Si riportano i valori attesi e gli errori standard delle previsioni:

Oss	Previsione [€/MWh]	errore std [€/MWh]	intervallo al 95%
16:01	55,4532	5,89712	(43,8951, 67,0114)
16:02	46,1485	7,00163	(32,4255, 59,8714)
16:03	39,7591	7,95422	(24,1692, 55,3491)
16:04	37,0978	8,80434	(19,8416, 54,3540)
16:05	38,4866	9,57931	(19,7115, 57,2617)
16:06	47,5394	10,2961	(27,3594, 67,7194)
16:07	58,4497	10,9662	(36,9565, 79,9430)
16:08	67,4025	11,5976	(44,6717, 90,1334)
16:09	72,6099	12,1963	(48,7056, 96,5143)
16:10	69,4893	12,7670	(44,4664, 94,5122)
16:11	63,9170	13,3133	(37,8234, 90,0106)
16:12	62,0070	13,8380	(34,8849, 89,1290)
16:13	52,0725	14,0041	(24,6251, 79,5200)
16:14	50,9114	14,2419	(22,9977, 78,8251)
16:15	53,8293	14,4759	(25,4571, 82,2016)
16:16	58,5212	14,7061	(29,6977, 87,3447)
16:17	61,3613	14,9328	(32,0934, 90,6291)
16:18	62,6587	15,1561	(32,9532, 92,3641)
16:19	67,3319	15,3762	(37,1951, 97,4687)
16:20	93,8883	15,5932	(63,3263, 124,450)
16:21	68,2850	15,8071	(37,3036, 99,2664)
16:22	62,8022	16,0183	(31,4070, 94,1974)
16:23	57,7849	16,2266	(25,9813, 89,5885)
16:24	52,2725	16,4324	(20,0656, 84,4793)

Tabella 5.5-1: Valori attesi, errori standard ed intervalli di confidenza orari forniti dalla previsione ARIMA

Si riportano le previsioni statiche e dinamiche (fuori campione) del PUN del 16 ottobre 2013, per quanto riguarda le seconde previsioni, che interessano per la nostra trattazione, è riportato anche l'intervallo di confidenza.

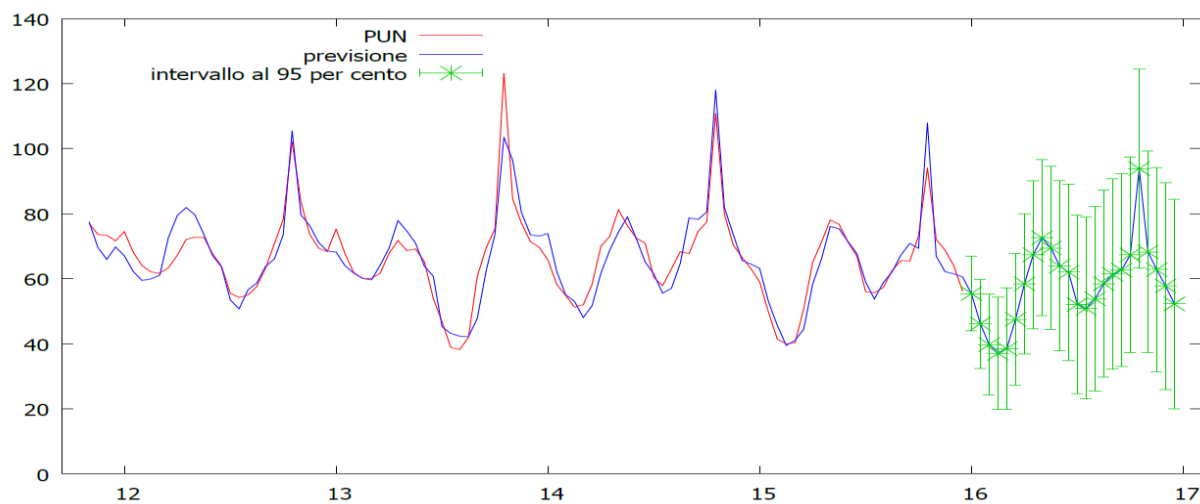


Fig. 5.5-4: Previsione dinamica PUN 16 ottobre 2013

Per verificare l'efficacia di questa trattazione si sono confrontate le stime con i prezzi che si sono venuti a formare il 16 ottobre 2013. Nella tabella sottostante sono stati riportati inoltre gli errori percentuali.

Si nota che 2 valori su 24 hanno un errore percentuale maggiore del 10%.

16-ott-13	Reali [€/MWh]	Previsti [€/MWh]	Errore [€/MWh]	Errore %
1	51,27	55,45	-4,18	8,16
2	43,48	46,14	-2,67	6,14
3	38,85	39,75	-0,91	2,34
4	35,76	37,09	-1,34	3,74
5	34,55	38,48	-3,94	11,41
6	43,33	47,53	-4,21	9,71
7	61,33	58,44	2,88	4,70
8	68,63	67,40	1,22	1,78
9	75,06	72,60	2,45	3,27
10	64,96	69,48	-4,52	6,96
11	59,88	63,91	-4,04	6,75
12	55,09	62,01	-6,91	12,55
13	50,74	52,07	-1,33	2,62
14	48,79	50,91	-2,12	4,34
15	50,33	53,83	-3,50	6,95
16	55,55	58,52	-2,97	5,35
17	57,29	61,36	-4,07	7,10
18	61,38	62,66	-1,28	2,08
19	68,00	67,33	0,67	0,98
20	90,32	93,89	-3,57	3,95
21	72,44	68,29	4,16	5,74
22	64,91	62,80	2,11	3,24
23	61,47	57,78	3,69	5,99
24	55,16	52,27	2,89	5,24

Tabella 5.5-2: Errori assoluti e percentuali dei valori attesi delle previsioni fornite dal processo ARIMA

L'errore giornaliero medio è del 5,46%.

Criterio di Akaike: 2170.

I risultati forniti da questo modello sono accettabili. Dalle simulazioni effettuate in questo lavoro di tesi, si è potuto constatare che la tecnica dell'ARIMA, grazie alla forte stagionalità presente nelle serie storiche dei prezzi, consente di effettuare previsioni con errori percentuali sui valori attesi compresi tra il 5% e il 17%.

Dai test condotti si è potuto notare che nei giorni feriali le previsioni sono mediamente più precise che nei giorni festivi.

Oltre al modello descritto sopra ve ne erano altri che risultavano adeguati. Si è optato per questo, nonostante avesse la statistica di Akaike superiore, in quanto i residui erano maggiormente contenuti all'interno di confidenza, segno che la serie storica veniva modellizzata meglio da quel modello in quanto risultava maggiormente scorrelata dagli eventi precedenti; difatti la previsione con questo modello ha fornito risultati migliori.

5.6 Previsioni delle velocità del vento

In questa sezione verranno riportati i risultati sulle previsioni del vento ottenute con la tecnica ARIMA e verranno brevemente descritte altre metodologie di previsione.

5.6.1 Previsioni del vento con tecnica ARIMA

In questa trattazione i dati sulle potenze eoliche disponibili (indicate con P_v nel secondo capitolo) sono state ottenute effettuando le previsioni del vento impiegando la tecnica ARIMA. Sotto l'ipotesi di avere la curva di potenza della centrale eolica, sono state stimate le potenze eoliche.

A titolo di esempio è stata effettuata la previsione delle velocità del vento per la giornata 31 agosto 2012 nella località di Camporeale (PA).

La serie storica impiegata per questa previsione include i valori orari delle velocità nel sito in questione dal 1 settembre 2011 ai 30 agosto 2012.

I passaggi matematici sono del tutto analoghi a quelli mostrati nell'esempio precedente, sono riportati solamente i risultati finali:

Il modello impiegato era del tipo $(2,1,2)X(0,1,1)$, esprimibile anche:

$$(1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2)(1 - B)(1 - B)^{24}(y_t - \mu) = (1 - \theta_1 B^1 - \theta_2 B^2)(1 - \theta B^{24})a_t \quad (5.6.1)$$

Con:

$\mu = 0, \phi_1 = 1,31, \phi_2 = -0,359, \theta_1 = -0,386, \theta_2 = -0,125, \theta = -0,977.$

Il modello ha fornito le seguenti previsioni:

31-ago-12	Reali [€/MWh]	Previsti [€/MWh]	Errore [€/MWh]	Errore %
1	3,89	4,36	0,47	12
2	5,01	4,46	-0,55	11
3	4,74	4,38	-0,36	8
4	3,93	4,24	0,30	8
5	4,83	4,14	-0,69	14
6	5,63	4,19	-1,45	26
7	5,63	3,68	-1,95	35
8	4,43	3,55	-0,88	20
9	4,87	4,00	-0,87	18
10	5,41	4,97	-0,44	8
11	4,92	6,00	1,09	22
12	4,87	7,10	2,23	46
13	7,55	7,63	0,08	1
14	7,82	8,34	0,51	7
15	9,57	8,54	-1,02	11
16	8,05	8,59	0,54	7
17	5,28	8,60	3,32	63
18	5,99	7,97	1,98	33
19	5,95	7,08	1,14	19
20	4,29	5,82	1,53	36
21	3,44	4,52	1,08	31
22	3,49	4,11	0,63	18
23	2,95	3,75	0,80	27
24	2,01	3,70	1,69	84

Tabella 5.6-1: Errori assoluti e percentuali dei valori attesi delle previsioni del vento fornite dal processo ARIMA

L'errore medio risulta essere del 23%, ad ogni modo diverse altre simulazioni hanno fornito risultati estremamente negativi, superando delle volte l'80% di errore medio nell'arco giornaliero.

La tecnica ARIMA non è particolarmente efficace per quanto riguarda la previsione del vento.

Difatti le serie storiche delle velocità del vento presentano molte irregolarità, intensi e diffusi shock e non possiedono forti componenti stagionali come le serie storiche dei prezzi.

I prezzi tendono infatti ad essere minimi ad inizio giornata, raggiungono un primo picco verso le nove del mattino, e si ridurranno per poi raggiungere un secondo picco verso sera. I giorni festivi sono caratterizzati da prezzi mediamente inferiori rispetto ai feriali.

Risulta chiaro che le velocità del vento non hanno questi trend ben definiti.

La previsione ARIMA inoltre mal si concilia con la previsione della potenza eolica producibile; infatti, non è possibile, per ragioni matematiche impiegare la tecnica sulla serie storiche delle potenza eoliche prodotte in un certo sito.

Ciò è dovuto al fatto che i limiti fisici di una centrale eolica impongono un massima potenza producibile che la tecnica ARIMA non considera.

E' stato mostrato nel secondo capitolo di [12] che i modelli ARIMA possono essere applicate efficacemente solo a processi aleatori non limitati.

Una soluzione alternative potrebbe essere quella di prevedere gli errori della produzione eolica e combinare tali dati con i valori attesi delle velocità del vento fornite dalle agenzie metereologiche.

Come mostrato in [13] è possibile combinare le due tecniche ottenendo così risultati più precisi.

$$WP = WP_{for} + \varepsilon \quad (5.6.2)$$

dove WP rappresenta la potenza eolica stimata utilizzando i due metodi, WP_{for} è la potenza prevista utilizzando la previsioni sulle velocità del vento conoscendo la caratteristica della centrale eolica e ε rappresenta la previsione ARIMA degli errori delle potenze eoliche.

La serie storica degli errori è ottenuta come:

$$\varepsilon_t = WP_{misurata\ t} - WP_{prevista\ t} \quad (5.6.3)$$

Assumendo di poter disporre della serie storica degli errori della produzione eolica, e di avere le previsioni delle velocità del vento, la metodologia presentata in questo lavoro di tesi circa il trattamento dei dati d'ingresso rimarrebbe comunque invariata.

5.6.2 Tecniche metereologiche di previsione del vento

In questa ultima parte del capitolo vengono fornite brevi e qualitative nozioni su alcune tecniche di previsione del vento.

Al contrario della tecnica ARIMA, queste tengono conto delle varie grandezze fisiche in gioco (gradienti di pressione tra diverse aree, temperatura, densità dell'aria, ect) e forniscono risultati molto più soddisfacenti.

Nel mondo esistono diversi centri NWP (Numerical Weather Predictors) che forniscono previsioni metereologiche in certe aree.

Le tecniche utilizzate da queste centri impiegano equazioni che modellizzano l'atmosfera e gli oceani per effettuare previsioni sulla densità, la pressione, la temperatura dell'aria e per prevederne gli spostamenti nell'arco del tempo.

Questi programmi utilizzano equazioni differenziali non lineari molto complesse e la loro soluzione non è ricavabile tramite metodi analitici.

I modelli regionali e i modelli globali impiegano il metodo delle differenze finite per arrivare a un'approssimazione delle soluzioni, mentre altri modelli locali impiegano i metodi spettrali.

Tipicamente queste tecniche di previsione delle velocità del vento hanno una risoluzione che va dai 7 ai 40 km e consentono di effettuare previsioni fino a 72 ore. Ovviamente, tanto maggiore è l'arco temporale in cui effettuare la previsione, tanto minore sarà la precisione delle previsioni.

Sono stati effettuati degli studi che consentono di combinare le informazioni fornite da diversi centri NWP ottenendo così previsioni ancor più precise.

In [14], ad esempio, viene mostrato come combinare le informazioni fornite dal centro europeo ECMWF e il centro danese HIRLAM. Il metodo è stato applicato alla centrale eolica di Middelgrunden a 2 km da Copenhagen e le previsioni sono risultate sensibilmente più precise rispetto ai valori fornite dai singoli NWP.

Un altro esempio di utilizzo dei NWP è [15], in cui tramite il centro RAMS sono state ottenute le previsioni del vento, queste sono state elaborate tramite MOS (Model Output Statistic) per perfezionare le previsioni.

I MOS sono dei modelli statistici di post-elaborazione dei dati che tengono conto di effetti locali che i modelli globali, e anche alcuni regionali, non prendono in considerazione per via della loro risoluzione. In conclusione, esistono molti modi per stimare le velocità del vento, o direttamente le potenze eoliche.

Un modo può essere quello di applicare i valori forniti dai NWP, un altro può essere quello di impiegare come valore atteso la previsione fornita da un NWP e applicare la tecnica dell'ARIMA alla serie storica degli errori delle previsioni per creare successivamente gli scenari da utilizzare in un metodo stocastico.

Altri metodi combinano le informazioni fornite da diversi NWP e altre ancora che impiegano metodi statistici per correggerne le previsioni.

Con l'ambizioso obiettivo che si è posta la EWEA (European Wind Energy Association) di produrre il 22% dell'energia da fonte eolica entro il 2030 [16], si prevede che verranno implementate tecniche di previsione sempre più fini.

5.7 Bibliografia del capitolo

- [1] A. Cottrel, R. Lucchetti, *Guida all'uso di Gretl*, Wake Forest university, Università Politecnica delle Marche, Febbraio 2008.
- [2] <http://www.census.gov/srd/www/x12a/>
- [3] F. J. Nogales, J. Contreras, A. J. Conejo, R. Espinola, *Forecasting next-day electricity prices by time series models*, IEEE, Trans. Power Syst., vol. 17, no. 2, Maggio 2003.
- [4] J. Contreras, R. Espinola, F. J. Nogales, A. J. Conejo, *ARIMA models to predict next-day electricity prices*, IEEE, Trans. Power Syst., vol. 18, no. 3, Agosto 2003.
- [5] M. Olsson, L. Soder, *Generation of regulating power price scenarios*, 8th international conference on probabilistic methods applied to power systems, Iowa State University, 12-16 Settembre 2004.
- [6] G. E. P. Box, G. M. Jenkins, *Times series analysis forecasting and control*, University of Lancaster, U.K., Gennaio 1976.
- [7] S. Celant, *Dispense sull'analisi delle serie storiche*, Sapienza-Università di Roma.
- [8] T. Proietti, *Corso di Econometria Applicata*, Università degli studi di Udine, Dipartimento di scienze statistiche, disponibile al sito http://www.statistica.unimib.it/utenti/p_matteo/lessons/SSE/EcAppl_Dispense.pdf
- [9] D. Bertacchi, F. Zucca, *Dispense del corso di Metodi analitici e statistici per l'ingegneria*, Milano, 2010.
- [10] G. M. Ljung, G. E. P. Box, *On measure of lack of fit in time series models*, Biometrika, 65, pp. 297-303, 1978.
- [11] R. Nochai, T. Nochai, *ARIMA model for forecasting oil palm price*, Regional conference on Mathematics, Penang, 13-15 giugno, 2006.
- [12] P. Chen, *Stochastic modelling and analysis of power system with renewable energy generation*, Aalborg University, Denmark, 2010.
- [13] M.T. Vespucci, M. Bertocchi, A. Tomasgard, M. Innorta, *Integration of wind power production in a conventional power production system: stochastic models and performance measures*, Springer, Energy systems, pp. 129-152, 2013.
- [14] L. von Bremen, *Combination of deterministic and probabilistic meteorological models to enhance wind farm power forecasts*, Journal of physics: Conference series 75 (2007) 012050.
- [15] S. Alessandrini, G. Decimi, L. Palmieri, E. Ferrero, *A wind power forecast system in complex topographic conditions*, CESI ricerca, Milano, Italia, 2009.

[16] <http://www.ewea.org/>

Capitolo 6

Creazione e riduzione degli scenari

6.1 Introduzione

In questo capitolo viene mostrato come sono stati creati, e successivamente ridotti, gli scenari impiegati nei programmi stocastici.

La creazione degli scenari consentirà di risolvere i problemi di ottimizzazione descritti nel secondo capitolo con l'approccio stocastico a due fasi mostrato nel quarto.

Come illustrato nel capitolo precedente, dai processi ARIMA si sono ottenuti il valore medio μ e l'errore standard ε delle previsioni orarie dei prezzi dell'energia elettrica e delle velocità del vento.

Da questi valori è possibile ricavare la distribuzione di probabilità delle grandezze previste.

Si è visto che tenere conto dei valori esterni delle distribuzioni di probabilità, pur essendo questi poco probabili, aumenta in modo sensibile la precisione del modello di ottimizzazione.

In questa trattazione gli scenari sono stati ottenuti campionando le distribuzioni di probabilità, sia dei prezzi dell'energia elettrica, sia delle velocità del vento, con 100 punti equidistanti tra loro, ognuno corrispondente a uno scenario. Il primo punto è stato prelevato in corrispondenza di $\mu - 2\varepsilon$, e l'ultimo in $\mu + 2\varepsilon$. Essendo la distribuzione di probabilità delle grandezze previste una gaussiana, le probabilità cumulate di questi punti estremi sono prossime a 2,5% e a 97,5% rispettivamente.

La probabilità di uno scenario è stata assunta pari alla probabilità cumulata del punto (scenario) considerato, meno la probabilità del punto precedente: da questo fatto è nata l'esigenza di prelevare molti punti, al fine di ottenere stime precise della probabilità degli scenari. Si è deciso di non prendere valori più estremi per il fatto che la maggior parte dell'informazione statistica è contenuta nella parte

centrale della distribuzione normale e, prendendo più punti in quella zona, si approssima meglio la distribuzione.

Da quanto mostrato nel quarto capitolo, il numero degli scenari finali corrisponde al prodotto del numero degli scenari delle singole variabili; dunque, avendo creato cento scenari per entrambe le variabili, il numero di scenari finali corrisponde a 10000.

L'elevato numero di scenari rende i tempi di risoluzione del problema di ottimizzazione piuttosto elevati, si è preso quindi in considerazione l'idea di ridurli. La riduzione dovrà essere tale da non comportare una perdita di informazione statistica particolarmente gravosa (possibilmente dovrebbe essere contenuta all'interno dell'incertezza delle previsioni ARIMA), ma di entità tale da rendere il problema meno oneroso in termini computazionali.

Il capitolo è così strutturato: nella prima parte verranno riportati brevemente alcuni concetti matematici utili per comprendere gli algoritmi di riduzione degli scenari, successivamente gli algoritmi verranno enunciati e commentati, e farà seguito un esempio di riduzione.

6.2 Background matematico

Si riportano brevemente i concetti matematici che portano agli algoritmi di riduzione degli scenari.

Per ulteriori dettagli si riporta il lettore ai seguenti articoli: [1], [2]; la simbologia impiegata è uguale a quella utilizzata in [3].

Simbologia:

- $\xi, \{\xi^i\}_{t=1}^T; \bar{\xi}, \{\bar{\xi}^i\}_{t=1}^T$: processi stocastici n-dimensionali costituiti dai parametri $\{1, \dots, T\}$
- $\xi^i, \bar{\xi}^j$: scenari
- p_i, q_j : probabilità degli scenari, $p_i \geq 0, q_j \geq 0, \sum_i p_i = \sum_j q_j = 1$
- P, Q : distribuzione di probabilità dei processi ξ e $\bar{\xi}$
- S : numero di scenari iniziali
- J : indice degli scenari eliminati
- $\#J$: cardinalità dell'indice J , i.e. il numero di scenari eliminati
- $s = S - \#J$: numero di scenari preservati
- ε : tolleranza per la riduzione
- $ct(\xi^i, \bar{\xi}^j)$: distanze tra scenari $\{\xi^i\}_{t=1}^t$ e $\{\bar{\xi}^j\}_{t=1}^t$

Si assume che la distribuzione di probabilità P del processo ξ sia discretizzata da un numero finito di scenari $\xi^i = \{\xi_t^i\}_{t=1}^T$, con $i=1, \dots, S$, e con probabilità p_i : $\sum_{i=1}^S p_i = 1$.

Si desidera approssimare la distribuzione di probabilità P con un'altra distribuzione Q con un numero inferiore di scenari, in modo che Q sia il più possibile vicina a P in termini di distanza probabilistica.

La grandezza di riferimento circa la bontà dell'approssimazione della distribuzione di probabilità originale è la metrica di Kantorovich [3].

In caso di distribuzioni probabilistiche discrete con un numero di scenari finito, la distanza di Kantorovich è determinabile risolvendo un problema di ottimizzazione noto come problema di trasporto.

Supponendo che Q sia la distribuzione di un processo stocastico n -dimensionale $\bar{\xi}$ con scenari $\bar{\xi}^j \in R^{nT}$ e probabilità $q_j, j=1, \dots, \bar{S}$, allora la distanza di Kantorovich $Dk(P, Q)$ è data da:

$$Dk(P, Q) = \inf \left\{ \sum_{i=1}^S \sum_{j=1}^{\bar{S}} \eta_{ij} * c_T(\xi^i, \bar{\xi}^j) : \eta_{ij} > 0, \sum_{i=1}^S \eta_{ij} = q_j, \sum_{j=1}^{\bar{S}} \eta_{ij} = p_i, \forall i, \forall j \right\} \quad (6.2.1)$$

in cui: $ct(\xi^i, \bar{\xi}^j) := \sum_{t=1}^T |\xi_t^i - \bar{\xi}_t^j|$, $t=1, \dots, T$ e $|\cdot|$ è una norma in R^n e c_T misura la distanza statistica tra gli scenari delle due distribuzioni.

Si suppone che Q sia la distribuzione di probabilità ridotta, e che sia composta dagli scenari ξ^j per $J \in \{1, \dots, S\} \setminus J$, dove J è l'indice degli scenari ridotti.

In caso di numero di scenari da ridurre fisso, l'insieme degli scenari di Q $\{\xi^j\}_{j \in J}$ che sono caratterizzati dalla minima distanza Dk rispetto a P possono essere calcolati esplicitamente, la loro distanza è:

$$DK(P, Q) = \sum_{i \in J} p_i * \min_{j \notin J} c_T(\xi^i, \xi^j) \quad (6.2.2)$$

e la probabilità q_j degli scenari mantenuti $\xi^j, j \notin J$ di Q , è data dalla regola di redistribuzione ottima:

$$q_j := p_j + \sum_{i \in J(j)} p_i \quad (6.2.3)$$

dove:

$$J(j) := \{i \in J : j = j(i)\}, j(i) \in \arg \min_{j \notin J} c_T(\xi^i, \xi^j), \forall i \in J$$

Questa regola afferma che la nuova probabilità degli scenari preservati è pari alla somma della probabilità prima della riduzione e quella degli scenari eliminati più vicini (c_T minima).

In altre parole, se uno scenario viene eliminato, la sua probabilità verrà aggiunta allo scenario (tra quelli preservati) con distanza c_T minima. Per ulteriore dettagli si riporta il lettore alla seconda sezione di [1].

Le probabilità dei nuovi scenari saranno tali per cui la corrispondente misura di probabilità ridotta sia il più vicina possibile a quella originale.

Per stimare il numero ottimo di scenari ridotti, quindi $\#J$, si può ricorrere al problema di riduzione ottimale:

$$\min\{\sum_{i \in J} p_i \min_{j \in J} c_T(\xi^i, \xi^j) : J \subset \{1, \dots, S\}, \#J = S - s\} \quad (6.2.4)$$

Dalla (6.2.1) e dalla (6.2.4) si ricava la strategia per determinare una distribuzione di probabilità ridotta Q di ξ tale che l'insieme degli scenari ridotti abbia cardinalità massima (vantaggi computazionali), e che $Dk(P, Q) < \varepsilon$. Ciò vuol dire che Q deve essere vicina (statisticamente parlando) alla distribuzione originale con un'accuratezza $\varepsilon > 0$.

Si può quindi arrivare alla strategia di massima riduzione.

$$\sum_{i \in J} p_i \min_{j \notin J} c_T(\xi^i, \xi^j) \leq \varepsilon \quad (6.2.5)$$

Soluzioni efficaci per risolvere questo l'algoritmo sono difficilmente ricavabili, di conseguenza ne sono stati sviluppati altri. Quelli impiegati in questo studio sono due: la cosiddetta riduzione "all'indietro" e la selezione veloce in "avanti".

La prima consiste nell'eliminare uno scenario alla volta, finché non si raggiungerà un insieme di $\#s$, il secondo consiste invece nel selezionare uno scenario alla volta finché non si raggiungerà la cardinalità desiderata, eliminando dunque gli altri. Questi algoritmi sono dettagliatamente spiegati in: [1], [2], [4].

6.3 Algoritmi di riduzione

6.3.1 Algoritmo di riduzione simultanea all'indietro:

Passo 0: Calcolare le distanze tra coppie di scenari:

$$ckj := c_T(\xi^k, \xi^j), k, j = 1, \dots, S$$

ordinare i risultati $\{ckj : j = 1, \dots, S\}$
 $k=1, \dots, S$

Passo 1: Calcolare:

$$c_{ll}^{[1]} := \min_{j \neq l} c_{lj}, l = 1, \dots, S$$

$$z_l^{[1]} := p_l * c_{ll}, l = 1, \dots, S.$$

scegliere $l1 \in \arg \min_{l \in \{1, \dots, S\}} z_l^{[1]}$

aggiornare l'insieme $J^{[1]} := \{l1\}$

Passo i: Calcolare

$$c_{kl}^{[i]} := \min_{j \in J^{[i-1]} \cup \{l\}} ckj$$

per $l \notin J^{[i-1]}, k \in J^{[i-1]} \cup \{l\}$

$$z_l^{[i]} := \sum_{k \in J^{[i-1]} \cup \{l\}} p_k * c_{kl}^{[i]}, l \notin J^{[i-1]}$$

$$\text{scegliere } l_i \in \arg \min_{l \notin J^{[i-1]}} z_l^{[i]}$$

$$\text{aggiornare l'insieme } J^{[i]} := J^{[i-1]} \cup \{l_i\}$$

Passo S-s+1: $J := J^{[S-s]}$ è l'indice degli scenari eliminati.

Nella prima fase quest'algoritmo calcola le metriche per ogni coppia di scenari.

Al primo passo calcola la distanza minima tra lo scenario l della distribuzione di P e tutti gli scenari della distribuzione Q per ogni l , dopodiché moltiplica questo valore per la probabilità dello scenario l ottenendo così z_l .

Lo scenario che verrà eliminato in questa prima iterazione dell'algoritmo è quello che andrà a minimizzare z_l . Successivamente questo scenario verrà aggiunto all'insieme degli scenari eliminati J .

L'indice degli scenari l da eliminare deve essere aggiornato ad ogni iterazione.

Al passo i -esimo si ripete l'operazione, si andrà così a calcolare la distanza tra il k -esimo scenario di P e gli scenari (non ancora ridotti) di Q .

L'operazione verrà compiuta finché l'insieme J non raggiungerà la cardinalità prescritta.

6.3.2 Algoritmo di riduzione veloce in avanti:

Passo 0: Calcolare le distanze tra coppie di scenari:

$$c_{ku}^{[1]} := CT(\xi^k, \xi^u), k, u = 1, \dots, S$$

Passo 1: Calcolare:

$$z_u^{[1]} := \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq u}}^S p_k * c_{ku}, u = 1, \dots, S.$$

$$\text{scegliere } u_1 \in \arg \min_{u \in \{1, \dots, S\}} z_u^{[1]}$$

$$\text{immagazzinare } J^{[1]} := \{1, \dots, S\} \setminus \{u_1\}$$

Passo i : Calcolare

$$c_{ku}^{[i]} := \min \{c_{ku}^{[i-1]}, c_{ku_{i-1}}^{[i-1]}\}, k, u \in J^{[i-1]}$$

$$z_u^{[i]} := \sum_{k \in J^{[i-1]} \setminus \{u\}} p_k * c_{ku}^{[i]}, u \in J^{[i-1]}$$

$$\text{scegliere } u_i \in \arg \min_{u \in J^{[i-1]}} z_u^{[i]}$$

aggiornare l'insieme $J^{[i]} := J^{[i-1]} \setminus \{u_i\}$

Passo S+1: $J := J^{[S-s]}$ è l'indice degli scenari eliminati.

Questo algoritmo è concettualmente identico al precedente.

L'unica differenza risiede nel fatto che in questo caso si seleziona lo scenario da mantenere e non da togliere, quindi, l'insieme degli scenari J verrà di volta in volta svuotato, anziché riempito, fino al raggiungimento della cardinalità prescritta.

Sia questo algoritmo, che quello precedente, consentono di perdere la minima informazione statistica nel passaggio da una distribuzione di probabilità discreta ad un'altra con numero prefissato di scenari. Vista la strutturazione delle due tecniche, è intuitivo pensare che la seconda risulti più conveniente quando sarà richiesta una riduzione degli scenari piuttosto forte, la prima in caso di riduzioni contenute.

6.4 Caso studio

In questo lavoro di tesi gli algoritmi appena presentati sono stati impiegati tramite il programma SCENRED2 [5], questo programma può essere interfacciato col software commerciale GAMS.

SCENRED2 consente di scegliere l'algoritmo, tra i due appena enunciati, che effettua la riduzione nel minor tempo, oppure si può scegliere uno dei due algoritmi a priori.

In questo lavoro di tesi si è deciso di ridurre gli scenari dei prezzi dell'energia elettrica a 25 e gli scenari delle velocità del vento a 15, per un totale di 375 (dopo la ricombinazione mostrata nel capitolo 4).

Per questi valori la distanza relativa tra la distribuzione di probabilità iniziale e quella finale, a valle della riduzione, è del 4,67% per i prezzi e del 8,50% circa per le velocità.

Le incertezze sui valori attesi delle previsioni dei prezzi con la tecnica ARIMA sono compresi tra il 5% ed il 17%, mentre per quanto riguarda le previsioni delle velocità si possono raggiungere valori dell'85%.

Si è ritenuto quindi necessario effettuare una riduzione che comportasse una perdita di accuratezza relativa inferiore rispetto agli errori a cui sono affette le previsioni, in modo che la riduzione non comportasse una minore affidabilità dei risultati forniti dall'algoritmo di ottimizzazione.

Di seguito sono riportati gli scenari ad albero dei prezzi e delle potenze eoliche dopo una riduzione di 25 e 15 scenari rispettivamente.

Queste immagini sono state create tramite l'opzione di visualizzazione della riduzione di SCENRED2 e aperte col programma Gnuplot [6].

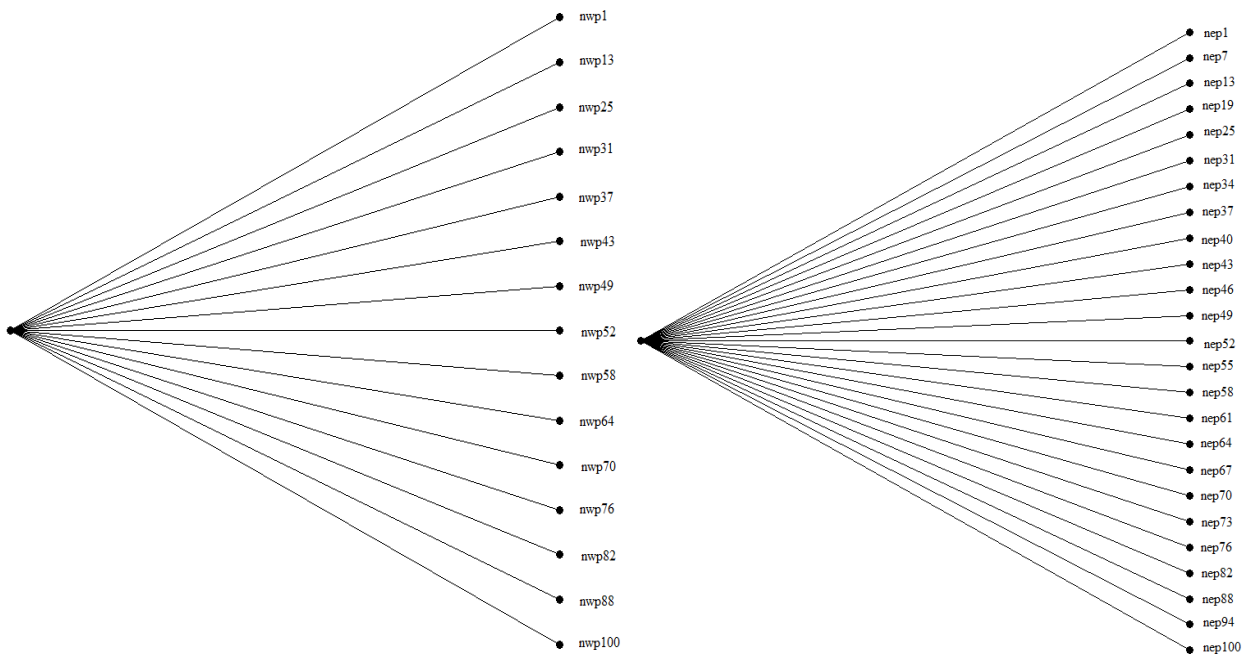


Fig. 6.4-1: Struttura albero degli scenari ridotti delle velocità del vento (a sinistra) e dei prezzi (a destra)

Tramite la tecnica dell'ARIMA, i prezzi della zona Sicilia per il MGP per la prima ora della giornata del 28 marzo 2012 sono stati previsti. Le previsioni hanno fornito un valore atteso di 67,92 €/MWh e un errore standard di 11,74 €/MWh.

Da questi dati ci si è ricavati la distribuzione di probabilità e campionandola sono stati creati 100 scenari. Per aiutare la comprensione degli algoritmi si è deciso di riportare nelle figure 6.4-2 e 6.4-3 le distribuzioni di probabilità prima e dopo aver effettuato la riduzione (a 25 scenari).



Fig. 6.4-2: Distribuzione di probabilità prima di effettuare la riduzione

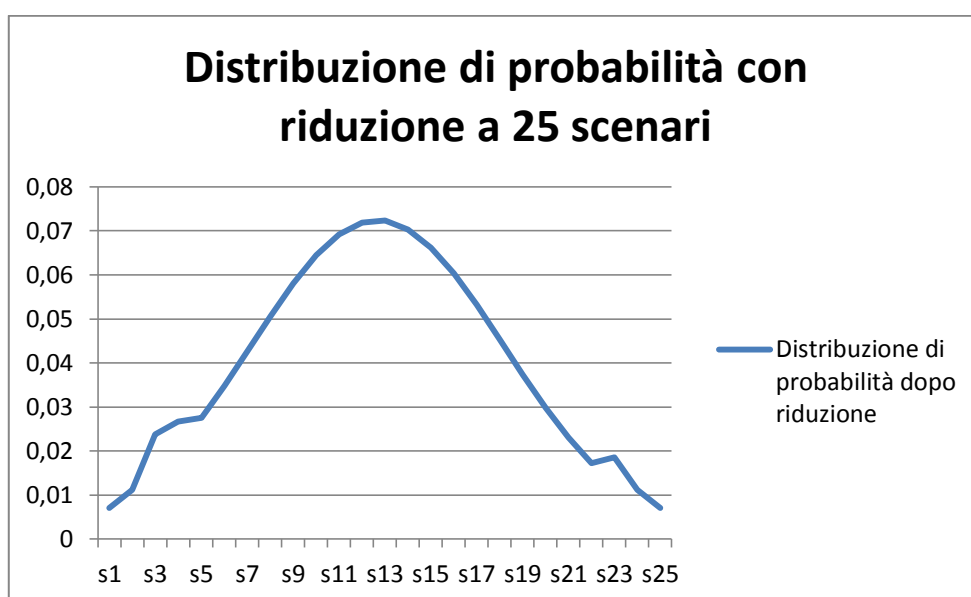


Fig. 6.4-3: Distribuzione di probabilità dopo aver effettuato la riduzione

Dai grafici 6.4-2 e 6.4-3 si può osservare che la distribuzione originale ha un valore atteso con probabilità prossima al 2,4%, mentre la distribuzione ottenuta dall’algoritmo di riduzione ha un valore atteso del 7,2% circa. Ciò è dovuto al fatto che quando uno scenario viene eliminato aggiungerà la sua probabilità allo scenario, tra quelli non eliminati, statisticamente più vicino.

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni stocastiche per il MGP delle giornate del 28 marzo 2012, 15 ottobre 2011 e 17 maggio 2012 usando la serie storica delle velocità del vento nella centrale di Camporeale (Palermo). Il modello stocastico utilizzato è quello per il MGP descritto nel quarto capitolo. È stato utilizzato l’algoritmo di riduzione all’indietro.

Si è deciso di riportare i guadagni attesi, che sono il valore della funzione obiettivo, e le offerte, che sono le variabili che il produttore da fonte rinnovabile non programmabile si prefigge di trovare.

La creazione degli scenari è stata effettuata campionando nel modo descritto all'introduzione di questo capitolo. Si è deciso di riportare i valori ottenuti senza effettuare la riduzione, con una riduzione di 25 scenari per i prezzi dell'energia elettrica e di 15 scenari per le velocità del vento, e con un'altra riduzione di 10 scenari per entrambe le variabili.

Come si può vedere dalla tabella 6.4-1, la differenza per quanto riguarda i guadagni attesi rispetto al caso in cui non è stata applicata la riduzione è minima.

Per quanto riguarda le offerte le differenze sono un po' più sostanziose ma comunque limitate.

I tempi di risoluzione dei problemi sono notevolmente ridotti, difatti, senza applicare la riduzione i tempi medi sono di 40 minuti, mentre con la riduzione proposta nella figura in alto, il tempo medio è di 6 minuti, con la riduzione più drastica di 100 scenari i tempi si assestano al minuto.

Le simulazioni sono state condotte tramite GAMS utilizzando il solver COINCBC.

Giornate	Guadagni giornalieri attesi senza riduzione [€]	Guadagni giornalieri attesi con riduzione a 375 scenari [€]	Variazione % con riduzione a 375 scenari	Guadagni giornalieri attesi con riduzione a 100 scenari [€]	Variazione % con riduzione a 100 scenari
28/03/2012	17.708	17.620	-0,497	17.543	-0,931
15/10/2011	27.786	27.689	-0,349	27.578	-0,748
17/05/2012	17.754	17.736	-0,101	17.666	-0,495

Tabella 6.4-1: Guadagni giornalieri attesi senza ridurre gli scenari, con 375 scenari e 100 scenari

Si può osservare che sia la riduzione a 375 scenari, sia quella a 100 scenari, forniscono guadagni attesi molto simili al caso in cui non viene effettuata la riduzione, con risultati migliori nel primo caso.

Quello che preme sottolineare è che, essendo le distanze relative tra la distribuzione di probabilità originale e quelle ridotte, inferiore all'incertezza da cui le previsioni sono affette, i risultati ottenuti con la riduzione non sono meno attendibili di quelli ottenuti senza la riduzione.

In tabella 6.4-2 sono riportate le offerte orarie determinate nei tre casi descritti precedentemente.

Giornate	28/03/2012			15/10/2011			17/05/2012		
Ore	Senza riduzioni	375 scenari	100 scenari	Senza riduzioni	375 scenari	100 scenari	Senza riduzioni	375 scenari	100 scenari
Ora 0-1	5,836	5,373	6,001	6,823	6,950	6,557	12,811	12,697	12,686
Ora 1-2	5,075	4,980	5,316	5,516	5,459	5,265	9,547	9,126	9,317
Ora 2-3	5,215	5,144	5,409	4,836	4,913	4,798	9,734	9,338	9,551
Ora 3-4	4,647	4,755	4,967	6,457	6,594	6,762	7,019	6,947	6,794
Ora 4-5	4,665	4,624	4,867	4,893	4,985	5,021	7,239	6,874	6,692
Ora 5-6	5,125	5,052	5,471	4,581	4,445	4,505	6,126	5,760	5,946
Ora 6-7	6,272	6,562	6,080	6,780	6,736	6,666	6,782	6,971	6,882
Ora 7-8	7,052	6,884	6,953	7,926	7,818	8,247	8,664	8,921	8,964
Ora 8-9	7,045	7,305	6,851	6,786	7,036	7,107	7,793	8,259	8,245
Ora 9-10	7,399	7,309	7,286	8,561	8,791	8,777	9,172	9,757	9,082
Ora 10-11	7,754	8,246	7,828	11,459	11,272	11,284	15,944	15,693	15,913
Ora 11-12	8,513	8,225	8,430	11,827	11,534	11,459	15,273	15,527	15,353
Ora 12-13	8,564	8,710	8,281	12,828	12,644	12,586	15,672	15,667	15,747
Ora 13-14	8,508	8,726	8,400	12,659	12,612	12,502	15,707	15,717	15,782
Ora 14-15	9,167	8,858	8,963	12,823	13,246	13,050	15,895	16,101	15,946
Ora 15-16	9,289	9,106	9,003	13,307	13,547	13,462	16,752	16,924	16,672
Ora 16-17	8,437	8,568	8,344	12,884	12,649	12,741	16,666	16,593	16,578
Ora 17-18	8,863	8,741	8,865	11,611	11,671	11,521	16,288	16,224	16,525
Ora 18-19	9,375	9,211	9,021	11,595	11,584	11,420	15,647	15,971	15,654
Ora 19-20	9,628	9,323	9,265	11,769	11,544	11,440	16,771	16,117	16,487
Ora 20-21	9,169	9,228	9,382	12,605	12,516	12,421	16,259	16,240	16,192
Ora 21-22	9,454	9,445	9,531	13,396	13,123	13,333	16,077	15,999	16,030
Ora 22-23	7,380	7,482	7,127	10,837	10,845	10,877	15,472	15,660	15,476
Ora 23-24	7,070	6,926	7,022	11,830	11,763	11,622	13,940	14,027	13,799

Tabella 6.4-2: Offerte determinate [MWh] senza ridurre gli scenari, con 375 scenari e 100 scenari

Si nota che le offerte sono molto simili sia in caso di riduzione a 375 scenari, sia con la riduzione a 100 scenari; vi sono mediamente differenze minori nel primo caso.

In tabella 6.4-3 sono riportati gli errori percentuali delle offerte in tabella 6.4-2.

Giornate	28/03/2012		15/10/2011		17/05/2012	
Ore	Errore % offerte con 375 scenari	Errore % offerte con 100 scenari	Errore % offerte con 375 scenari	Errore % offerte con 100 scenari	Errore % offerte con 375 scenari	Errore % offerte con 100 scenari
Ora 0-1	7,93	-2,83	-1,86	3,90	0,89	0,98
Ora 1-2	1,87	-4,75	1,03	4,55	4,41	2,41
Ora 2-3	1,36	-3,72	-1,59	0,79	4,07	1,88
Ora 3-4	-2,32	-6,89	-2,12	-4,72	1,03	3,21
Ora 4-5	0,88	-4,33	-1,88	-2,62	5,04	7,56
Ora 5-6	1,42	-6,75	2,97	1,66	5,97	2,94
Ora 6-7	-4,62	3,06	0,65	1,68	-2,79	-1,47
Ora 7-8	2,38	1,40	1,36	-4,05	-2,97	-3,46
Ora 8-9	-3,69	2,75	-3,68	-4,73	-5,98	-5,80
Ora 9-10	1,22	1,53	-2,69	-2,52	-6,38	0,98
Ora 10-11	-6,35	-0,95	1,63	1,53	1,57	0,19
Ora 11-12	3,38	0,97	2,48	3,11	-1,66	-0,52
Ora 12-13	-1,70	3,30	1,43	1,89	0,03	-0,48
Ora 13-14	-2,56	1,27	0,37	1,24	-0,06	-0,48
Ora 14-15	3,37	2,23	-3,30	-1,77	-1,30	-0,32
Ora 15-16	1,97	3,08	-1,80	-1,16	-1,03	0,48
Ora 16-17	-1,55	1,10	1,82	1,11	0,44	0,53
Ora 17-18	1,38	-0,02	-0,52	0,78	0,39	-1,46
Ora 18-19	1,75	3,78	0,09	1,51	-2,07	-0,04
Ora 19-20	3,17	3,77	1,91	2,80	3,90	1,69
Ora 20-21	-0,64	-2,32	0,71	1,46	0,12	0,41
Ora 21-22	0,10	-0,81	2,04	0,47	0,49	0,29
Ora 22-23	-1,38	3,43	-0,07	-0,37	-1,22	-0,03
Ora 23-24	2,04	0,68	0,57	1,76	-0,62	1,01

Tabella 6.4-3: Errori % delle offerte determinate con 375 scenari e 100 scenari per le tre giornate considerate

6.5 Bibliografia del capitolo

- [1] H. Heitsch, W. Romisch, *Scenario reduction algorithms in stochastic programming*, Kluwer Academic Publishers, 2003.
- [2] G. C. Pflug, R. Hochreiter, *Financial scenario generation for stochastic multi-stage decision processes as facility location problems*, *Ann Oper Res*, 2007, 152:257:272.
- [3] N. Grawe-Kuska, H. Heitsch, W. Romisch, *Scenario reduction and scenario tree construction for Power management Problems*, Presentation at 2003 IEEE Bologna PowerTech conference, Bologna, Italy, June 23-26, 2003.
- [4] J. Dupačová, N. Grawe-Kuska, W. Romisch, *Scenario reduction in stochastic programming. An approach using probability metrics*, Springer-Verlag, 2003.
- [5] GAMS/SCENRED, documento disponibile al sito:
<http://www.gams.com/dd/docs/solvers/scenred2.pdf>
- [6] <http://www.gnuplot.info/>

Capitolo 7

Risultati delle simulazioni

7.1 Introduzione

In questo capitolo vengono riportati i risultati delle simulazioni stocastiche.

Come spiegato nei precedenti capitoli, queste simulazioni hanno lo scopo di determinare le offerte ideali da fare alle varie sessioni del mercato dell'energia elettrica.

Si è deciso di riportare delle simulazioni effettuate in diverse giornate andando a commentare i risultati ottenuti in virtù dei dati d'ingresso.

Successivamente vengono riportate alcune simulazioni di "sensitivity" in cui si è voluto evidenziare come i limiti fisici del sistema influenzino le offerte che il produttore può effettuare e dunque i guadagni attesi.

Alla fine del capitolo verranno commentati i risultati ottenuti andando a tirare le somme sulla validità che l'approccio stocastico a due fasi e le tecniche di previsione ARIMA hanno presentato in questo lavoro di tesi. Si è ritenuto utile andare a fare un confronto tra i risultati ottenuti con l'approccio stocastico a due fasi e i risultati ottenuti impiegando il valore atteso delle previsioni, prendendo come valore di riferimento i risultati ottenuti tramite programma deterministico impiegando i dati reali.

7.2 Casi analizzati

I test riportati nel capitolo 3 erano deterministici e con dati d'ingresso inventati in modo da fare considerazioni sulla validità dei programmi di ottimizzazione proposti al capitolo 2.

In questa fase i dati d'ingresso ai programmi stocastici sono gli scenari dei prezzi dell'energia elettrica e gli scenari delle potenze eoliche ottenuti tramite la tecnica ARIMA. Successivamente questi scenari sono stati ridotti secondo la teoria presentata al capitolo 6.

In tutte le simulazioni è stata considerata la serie storica delle velocità del vento a Camporeale, un paese in provincia di Palermo. In quel sito, non avendo a disposizione le specifiche della centrale eolica, si è supposto che vi siano 82 turbine da 250 kW ciascuna per un totale di 20,5 MW.

La turbina scelta è una *EWT DIRECTWIND 52/54-250kW*, di cui si riporta un'immagine:



Figura 7.2-1: Turbina EWT DIRECTWIND 52/54-250 kW

Questa turbina presenta delle specifiche adeguate per il sito di Camporeale. Questo è caratterizzato infatti da velocità medie piuttosto contenute. Sarebbe stato possibile scegliere turbine di potenza maggiore, tuttavia ciò avrebbe comportato un loro stato di fermo piuttosto frequente riducendo notevolmente l'energia immessa in rete.

La turbina presenta le seguenti specifiche:

- Diametro del rotore: 52 o 54 m;
- Velocità di cut-in: 2,5 m/s;
- Velocità nominale: 7,5-8 m/s;
- Velocità di cut-out: 25m/s, su una media di 10 minuti;

- Velocità di sopravvivenza: 59,5/52,5 m/s;
- Potenza nominale: 250 kW;
- Velocità del rotore: variabile tra i 12-22 rpm;
- Controllo di potenza: tramite regolazione dell'angolo di Pitch;
- Generatore: sincro a rotore avvolto;
- Convertitore di potenza: convertitore full power di tipo "back-to-back" controllato con valvole IGBT.

Si riporta le sua caratteristica:

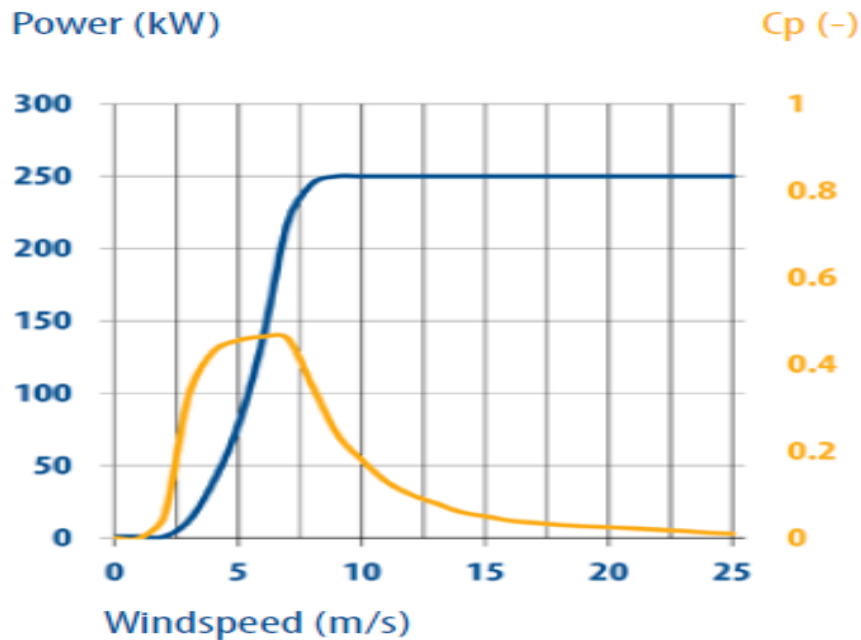


Figura 7.2-2: Caratteristica turbina eolica EWT DIRECTWIND 52/54-250kW

Per ulteriori informazioni si riporta il lettore al sito del produttore [1].

7.3 Simulazioni per determinare le offerte al MGP

In questo paragrafo vengono riportate le simulazioni effettuate per la determinazione delle offerte da fare al mercato del giorno prima. Si è fatta l'ipotesi che il produttore riceva i dati delle velocità del vento aggiornati alle ore 7. Il MGP chiude la propria sessione alle 9:15, di conseguenza c'è il tempo per effettuare le previsioni dei prezzi dell'energia elettrica e le previsioni del vento, nel caso in cui il produttore non riceva le previsioni da dei centri NWP ma se le faccia da solo.

In tutte le simulazioni presentate è stata fatta l'ipotesi che la centrale idroelettrica e la centrale eolica abbiano le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale della centrale eolica P_n : 20,5 MW;
- Unico gruppo idroelettrico con massima potenza in fase di pompaggio P_{pM} : 4 MW;
- Unico gruppo idroelettrico con massima potenza in fase di produzione P_{hM} : 4 MW;
- Capacità del serbatoio E_{max} : 20 MWh;
- Massima potenza trasmissibile P_{max} : 20,5 MW;
- Rendimento in fase di pompaggio e in fase di produzione $\eta_h = \eta_p$: 0,85;
- Livello di energia nel serbatoio ad inizio giornata E_{lev} : 0 MWh;
- Capacità di variare con frequenza oraria il funzionamento della centrale idroelettrica (da pompaggio a produzione).

7.3.1 Simulazione del 28 marzo 2012

In questa giornata le previsioni del vento sono state effettuate utilizzando la serie storica delle velocità dal 1 gennaio 2012 alle ore 7 del 27 marzo 2012.

Si è impiegato un modello ARIMA $(1,1,1)X(1,1,1)_{24}$ con coefficienti $\phi_1=0,9105$, $\phi=-0,0272$, $\theta_1=-1$ e $\theta=-0,9881$.

Per quanto concerne i prezzi dell'energia elettrica è stata presa la serie storica dei prezzi zonali della zona mercato Sicilia (a cui il sito appartiene) dal 14 al 27 marzo 2012. Il modello utilizzato è $(1,1,2)X(1,1,1)$ con coefficienti $\mu=0$, $\phi_1=0,7186$, $\phi=0,0388$, $\theta_1=-1,2635$, $\theta_2=0,2982$ e $\theta=-0,9995$.

Come si può notare dalla tabella nella pagina seguente le previsioni dei prezzi hanno fornito errori sui valori attesi molto più contenuti rispetto alle previsioni del vento.

Inoltre, è ben visibile come gli errori standard, da cui si andrà a costruire la distribuzione di probabilità, siano molto grandi, confrontati ai valori attesi, nel caso delle previsioni del vento. Ciò denota una distribuzione gaussiana molto ampia, con una grande varianza e una grande incertezza circa i valori che il vento può assumere.

Questo fatto comporta che nel momento in cui si andranno a creare gli scenari, campionando la distribuzione di probabilità, questi saranno molto variegati. In caso di valore atteso di 4 m/s, un errore standard di 2 m/s comporterà la possibilità che la velocità sia compresa tra 0 e 8 m/s con una probabilità del 95%.

Come vedremo in fase di analisi dei risultati, questo fatto influenzerà molto le simulazioni.

Per quanto riguarda i prezzi si sono potute constatare previsioni più accurate sia per quanto riguarda i valori attesi che per gli errori standard. La previsione dei prezzi ha fornito errori percentuali giornalieri compresi tra il 4% e il 17%. Le previsioni effettuate nelle zone Nord, Centronord, Centrosud e Sud hanno fornito errori sempre contenuti entro il 12%. Nel caso della Sicilia e della Sardegna invece i prezzi sono risultati di più difficile previsione. Osservando la loro serie storica dei prezzi si è potuta notare una varianza decisamente più marcata rispetto alle altre zone del mercato elettrico.

Le previsioni hanno fornito i seguenti valori:

28/03/2012	Prezzi energia elettrica				Velocità del vento			
Ore	Prezzi reali [€/MWh]	Valore atteso prezzi [€/MWh]	Errori %	Errore std. [€/MWh]	Velocità reali [m/s]	Valore atteso velocità [m/s]	Errori %	Errore std. [m/s]
Ora 0-1	72	67,91	6	11,74	3,08	3,49	13	3,90
Ora 1-2	58	55,07	5	12,89	2,50	3,51	40	3,91
Ora 2-3	58	56,12	3	13,58	2,91	3,59	24	3,92
Ora 3-4	56	52,04	7	14,01	1,70	3,21	89	3,93
Ora 4-5	58	50,47	13	14,30	2,37	3,27	38	3,94
Ora 5-6	58	52,40	10	14,52	3,31	3,56	8	3,94
Ora 6-7	72	65,47	9	14,68	4,78	4,10	14	3,95
Ora 7-8	90	83,36	7	14,82	3,67	3,94	8	3,95
Ora 8-9	100	94,11	6	14,93	3,49	3,84	10	3,95
Ora 9-10	110	102,76	7	15,03	3,40	3,81	12	3,95
Ora 10-11	110	99,82	9	15,12	5,32	4,24	20	3,95
Ora 11-12	78,94	85,81	9	15,20	6,21	4,86	22	3,96
Ora 12-13	57,02	78,82	38	15,28	6,48	5,01	23	3,96
Ora 13-14	57	74,15	30	15,36	6,48	5,28	19	3,96
Ora 14-15	57,02	75,78	33	15,43	6,97	5,54	21	3,96
Ora 15-16	57,02	86,48	52	15,50	6,75	5,29	22	3,96
Ora 16-17	63,94	100,76	58	15,57	7,73	4,68	39	3,96
Ora 17-18	125	123,82	1	15,64	8,40	4,67	44	3,96
Ora 18-19	135	150,02	11	15,71	7,42	4,27	42	3,96
Ora 19-20	170	168,52	1	15,78	4,43	4,16	6	3,96
Ora 20-21	170	167,76	1	15,84	2,82	3,98	41	3,96
Ora 21-22	170	151,01	11	15,91	3,17	4,25	34	3,96
Ora 22-23	95	98,600	4	15,97	4,11	4,02	2	3,96
Ora 23-24	78	79,40	2	16,04	1,70	3,88	128	3,96

Tabella 7.3-1: Previsioni dei prezzi e delle velocità del vento per il 28 marzo 2012

L'errore percentuale giornaliero per i prezzi è del 13,83%, per le velocità del vento è del 30,01%.

Questi dati sono stati impiegati per creare gli scenari campionando la distribuzione di probabilità col metodo descritto nel capitolo 6. Sono stati dunque creati 100 scenari sia per i prezzi dell'energia elettrica sia per le velocità del vento. Si è optato per non effettuare la riduzione degli scenari, nonostante questa non avrebbe comportato grandi variazioni sui risultati finali. Questa decisione è stata presa in quanto la post elaborazione dei dati ottenuti senza effettuare la riduzione, come viene spiegato al paragrafo 7.6, è più semplice.

Per questa e le seguenti simulazioni sono stati utilizzati i modelli matematici descritti nel secondo capitolo, con l'approccio stocastico a due fasi descritto nel quarto. Per la risoluzione di queste simulazioni si è utilizzato il software commerciale GAMS [2] utilizzando il solver COINCBC. Si è impiegato un computer dual-core con 1,7 GHz e 4 GB di memoria RAM; i tempi di calcolo sono stati all'incirca di 40 minuti per tutte le simulazioni per i MGP, MI1 e MI2. Per i MI3 e MI4 i tempi si aggirano sui 27 e 20 minuti rispettivamente.

Utilizzando il modello matematico per il Mercato del Giorno Prima descritto nel secondo capitolo, si sono ottenuti i risultati esposti in tabella 7.3-2:

Ore	Prezzi [€/MWh]	Potenza eolica [MW]	Offerte effettuate al MGP [MWh]	Potenza eolica trasmessa [MW]	Potenza eolica tagliata [MW]
Ora 0-1	68,14	6,30	5,84	5,84	0,000
Ora 1-2	55,32	6,35	5,08	5,08	0,000
Ora 2-3	56,39	6,49	5,21	5,21	0,000
Ora 3-4	52,32	5,86	4,65	4,65	0,000
Ora 4-5	50,75	5,97	4,66	4,66	0,000
Ora 5-6	52,69	6,46	5,13	5,13	0,000
Ora 6-7	65,76	7,44	6,27	6,27	0,000
Ora 7-8	83,65	7,14	7,05	7,01	0,000
Ora 8-9	94,40	6,97	7,05	6,96	0,000
Ora 9-10	103,05	6,90	7,40	6,90	0,000
Ora 10-11	100,12	7,70	7,75	7,65	0,000
Ora 11-12	86,11	8,86	8,51	8,51	0,000
Ora 12-13	79,12	9,16	8,56	8,56	0,000
Ora 13-14	74,46	9,68	8,51	8,51	0,000
Ora 14-15	76,09	10,18	9,17	9,17	0,000
Ora 15-16	86,78	9,70	9,29	9,29	0,000
Ora 16-17	101,07	8,53	8,44	8,42	0,000
Ora 17-18	124,12	8,51	8,86	8,51	0,000
Ora 18-19	150,33	7,76	9,37	7,76	0,000
Ora 19-20	168,83	7,55	9,63	7,55	0,000
Ora 20-21	168,07	7,22	9,17	7,22	0,000
Ora 21-22	151,32	7,72	9,45	7,72	0,000
Ora 22-23	98,91	7,30	7,38	7,30	0,000
Ora 23-24	79,71	7,04	7,07	7,04	0,000

Tabella 7.3-2: Risultati forniti da GAMS per il 28 marzo 2012

Dalla tabella 7.3-2 si nota come dall'ora 18-19 all'ora 21-22, caratterizzate dai prezzi massimi della giornata, la potenza offerta sia maggiore della potenza eolica disponibile.

Questo è possibile grazie alla centrale idroelettrica che, grazie al serbatoio idraulico, consente di impiegare energia nei momenti più opportuni.

Di seguito si riportano i profili orari delle potenze impiegate per accumulare energia e per produrne. Come è tipico in queste situazioni, la mattina la centrale accumula energia, produce in corrispondenza del primo picco di prezzi giornaliero, al diminuire dei prezzi ricomincia l'attività di accumulo per poi massimizzare i guadagni nelle ore più remunerative.

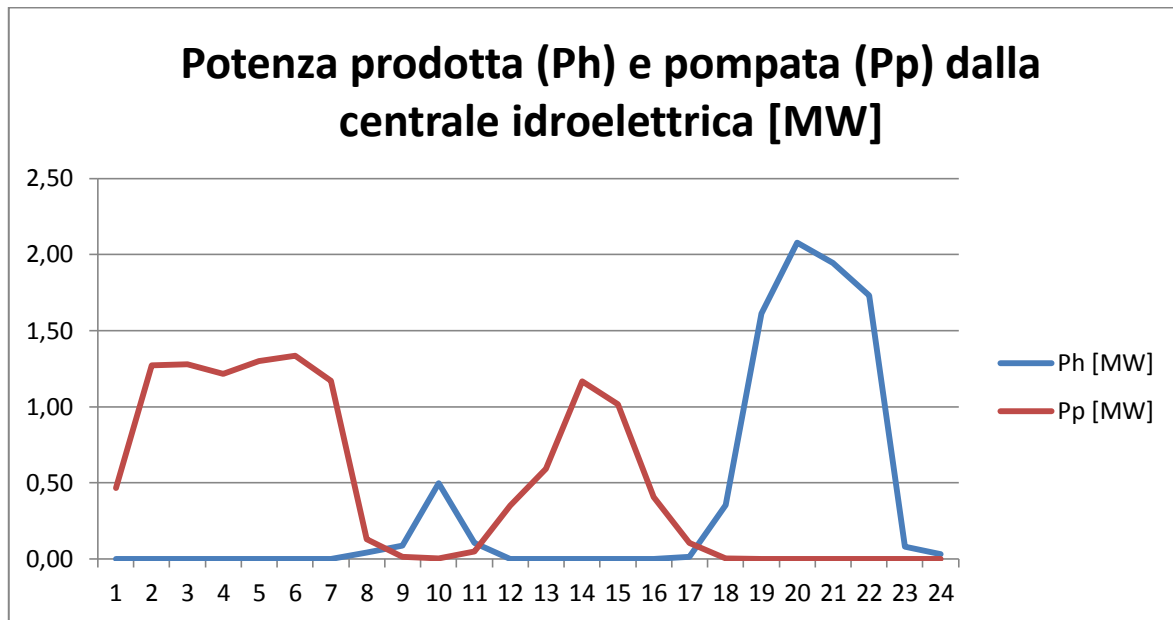


Figura 7.3-1: P_h e P_p per ogni ora per il 28 marzo 2012

La potenza P_h supera di poco i 2 MW e non raggiunge mai il suo valore massimo P_{hM} di 4 MW perché vi sono degli scenari in cui in quelle ore i prezzi non sono particolarmente alti e, dopo la ricombinazione degli scenari, la P_h complessiva sarà minore di 4 MW. Questo fenomeno è tanto più marcato tanto maggiore sarà l'errore standard sulle previsioni: ecco l'importanza di buone previsioni! Il livello di energia nel serbatoio è strettamente dipendente dai profili di P_h e di P_p .

Si è riportata la prima ora del giorno dopo per il fatto che, come accennato nel terzo capitolo, il livello di energia è da intendere come iniziale all'ora a cui si riferisce: di conseguenza un livello nullo all'ora 25 è da intendere come finale dell'ora 23-24.

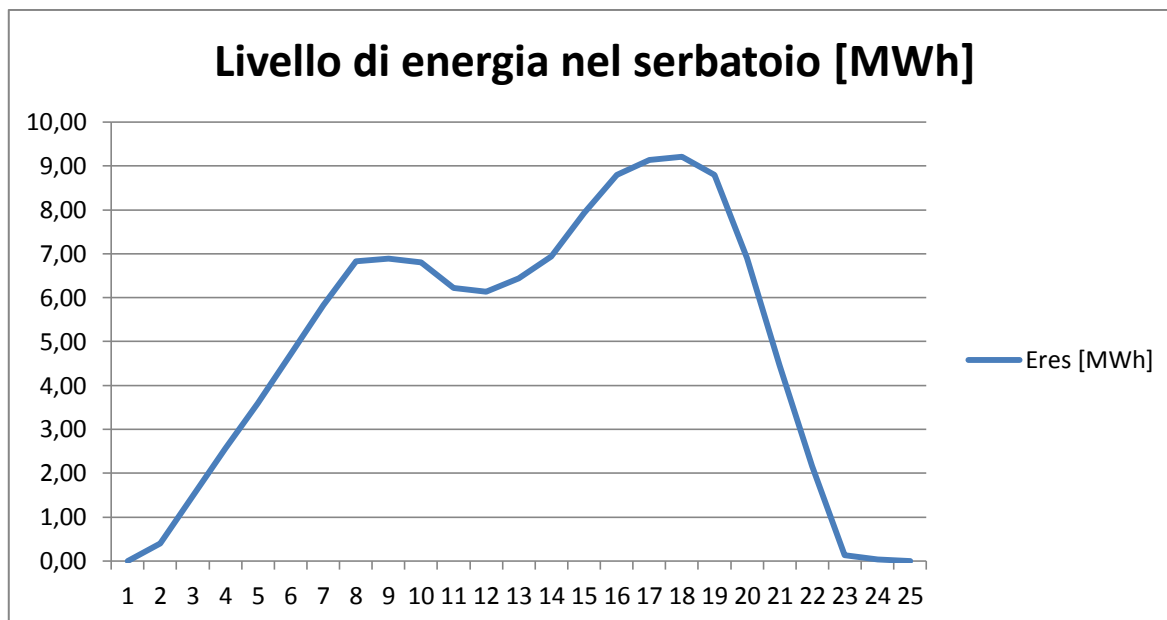


Figura 7.3-2: Livello orario di energia nel serbatoio per il 28 marzo 2012

Da questa simulazione si nota subito che le grandezze in gioco hanno variazioni meno nette rispetto ai test presentati nel terzo capitolo. Questo è scontato per il fatto che le variazioni dei prezzi e delle potenze eoliche disponibili in questo caso sono estremamente meno marcate.

I prezzi e le potenze eoliche in tabella 7.3-2 non corrispondono ai valori attesi delle previsioni, ma sono costituiti dalla ricombinazione degli scenari. Si è deciso di riportare quei valori in quanto tutti risultati proposti sono frutto di tale ricombinazione.

Risolvendo il programma deterministico utilizzando i dati reali delle velocità del vento e dei prezzi i guadagni attesi risultano essere 15.325 €: la variazione rispetto alla soluzione ottenuta con l'approccio stocastico è contenuta, ma non è sempre così.

7.3.2 Simulazione del 17 maggio 2012

In questa giornata le previsioni sono state effettuate utilizzando la serie storica delle velocità del vento dal 1 febbraio al 16 maggio 2012. Il modello ARIMA impiegato per effettuare la previsione è $(1,1,1)X(1,1,0)_{24}$ con coefficienti $\mu=0$, $\phi_1=0,8960$, $\phi=-0,5263$, $\theta_1=-1$.

Per le previsioni dei prezzi è stata impiegata la serie storica dei prezzi dell'energia elettrica dal 3 al 16 maggio 2012.

Il modello è $(1,1,2,8", 1, "1,2,4")X(1,1,1)_{24}$ con coefficienti $\mu=-0,0155$, $\phi_1=0,5375$, $\phi_2=0,1448$, $\phi_8=-0,038$, $\phi=0,0720$, $\theta_1=-0,5663$, $\theta_2=-0,3053$, $\theta_4=-0,1277$, $\theta=-0,9998$.

Osservando i dati di tabella 7.3-3 si nota che le previsioni delle velocità del vento non sono affatto precise. L'errore medio giornaliero è dell'85% e gli errori standard sono simili ai valori attesi: ciò denota una grande incertezza e una distribuzione di probabilità normale estremamente allargata.

Le previsioni dei prezzi forniscono errori medi giornalieri del 11,5% e risultano tutto sommato accettabili.

17/05/2012	Prezzi energia elettrica				Velocità del vento			
Ore	Prezzi reali [€/MWh]	Valore atteso prezzi [€/MWh]	Errore %	Errore std. [€/MWh]	Velocità reali [m/s]	Valore atteso velocità [m/s]	Errore %	Errore std. [m/s]
Ora 0-1	65	62,17	4	6,42	4,52	6,83919	51	4,45
Ora 1-2	55	52,50	5	9,02	3,71	5,24269	41	4,46
Ora 2-3	51,65	47,86	7	10,34	3,31	5,48671	66	4,47
Ora 3-4	50	46,71	7	11,16	2,41	4,31135	79	4,47
Ora 4-5	50	47,05	6	11,62	2,19	4,36477	99	4,48
Ora 5-6	49	49,08	0	11,79	1,39	3,51121	153	4,48
Ora 6-7	63,66	55,72	12	11,90	1,12	3,84275	244	4,48
Ora 7-8	70,5	63,79	10	11,97	2,59	4,75225	83	4,61
Ora 8-9	65,01	66,82	3	12,02	1,16	4,00581	245	4,71
Ora 9-10	58	59,97	3	12,08	1,74	5,0568	190	4,79
Ora 10-11	35	55,02	57	12,10	3,04	8,63013	184	4,86
Ora 11-12	30,02	38,57	29	12,12	2,41	9,21455	282	4,91
Ora 12-13	30,02	35,71	19	12,13	7,55	9,61389	27	4,95
Ora 13-14	30,02	32,82	9	12,13	9,43	9,86013	5	4,98
Ora 14-15	30,02	33,46	11	12,13	11,27	9,90	12	5,01
Ora 15-16	37	48,78	32	12,13	11,27	9,84	13	5,03
Ora 16-17	64,94	56,12	14	12,14	9,92	9,11	8	5,04
Ora 17-18	74	62,31	16	12,14	10,51	8,84	16	5,06
Ora 18-19	74	67,39	9	12,14	11,13	8,39	25	5,07
Ora 19-20	78,60	74,62	5	12,14	8,58	8,29	3	5,08
Ora 20-21	90,69	89,16	2	12,14	5,54	7,80	41	5,08
Ora 21-22	85,51	84,12	2	12,14	4,65	7,70	66	5,09
Ora 22-23	74,99	71,81	4	12,14	5,23	7,75	48	5,09
Ora 23-24	70	64,77	7	12,14	4,29	7,28	70	5,09

Tabella 7.3-3: Previsioni dei prezzi e delle velocità del vento per il 17 maggio 2012

Da queste previsioni sono stati creati gli scenari e, dall'algoritmo implementato in GAMS [2], sono stati ottenuti i seguenti risultati di tabella 7.3-4.

Osservando le previsioni dei prezzi si nota che dall'ora 11-12 all'ora 14-15 i prezzi sono particolarmente bassi: ci si attende che in quelle ore l'impianto idroelettrico accumuli energia. Viceversa nelle ore 19-20, 20-21 e 21-22 i prezzi raggiungono i picchi giornalieri e l'impianto idroelettrico dovrebbe contribuire ad immettere energia.

Ore	Prezzi [€/MWh]	Potenza eolica [MW]	Offerte effettuate al MGP [MWh]	Potenza eolica trasmessa [MW]	Potenza eolica tagliata [MW]
Ora 0-1	62,30	12,81	12,81	12,811	0,000
Ora 1-2	52,68	9,55	9,55	9,547	0,000
Ora 2-3	48,07	10,05	9,73	9,734	0,000
Ora 3-4	46,93	7,67	7,02	7,019	0,000
Ora 4-5	47,28	7,78	7,24	7,239	0,000
Ora 5-6	49,31	6,17	6,13	6,126	0,000
Ora 6-7	55,95	6,78	6,78	6,782	0,000
Ora 7-8	64,02	8,55	8,66	8,554	0,000
Ora 8-9	67,06	7,09	7,79	7,092	0,000
Ora 9-10	60,21	9,17	9,17	9,172	0,000
Ora 10-11	55,26	15,97	15,94	15,944	0,000
Ora 11-12	38,81	16,82	15,27	15,273	0,000
Ora 12-13	35,95	17,33	15,67	15,672	0,000
Ora 13-14	33,06	17,63	15,71	15,707	0,000
Ora 14-15	33,70	17,68	15,90	15,895	0,000
Ora 15-16	49,02	17,61	16,75	16,752	0,000
Ora 16-17	56,36	16,67	16,66	16,666	0,000
Ora 17-18	62,55	16,29	16,28	16,288	0,000
Ora 18-19	67,63	15,59	15,64	15,595	0,000
Ora 19-20	74,86	15,44	16,77	15,438	0,000
Ora 20-21	89,40	14,60	16,25	14,601	0,000
Ora 21-22	84,36	14,42	16,07	14,424	0,000
Ora 22-23	72,04	14,52	15,47	14,518	0,000
Ora 23-24	65,01	13,64	13,94	13,644	0,000

Tabella 7.3-4: Risultati forniti da GAMS per il 17 maggio 2012

Osservando i dati di tabella 7.3-4 si nota come le offerte siano maggiori delle potenze eoliche disponibili nelle ore di picco e minori nelle ore caratterizzate da prezzi minori, a riprova delle considerazioni effettuate osservando le previsioni.

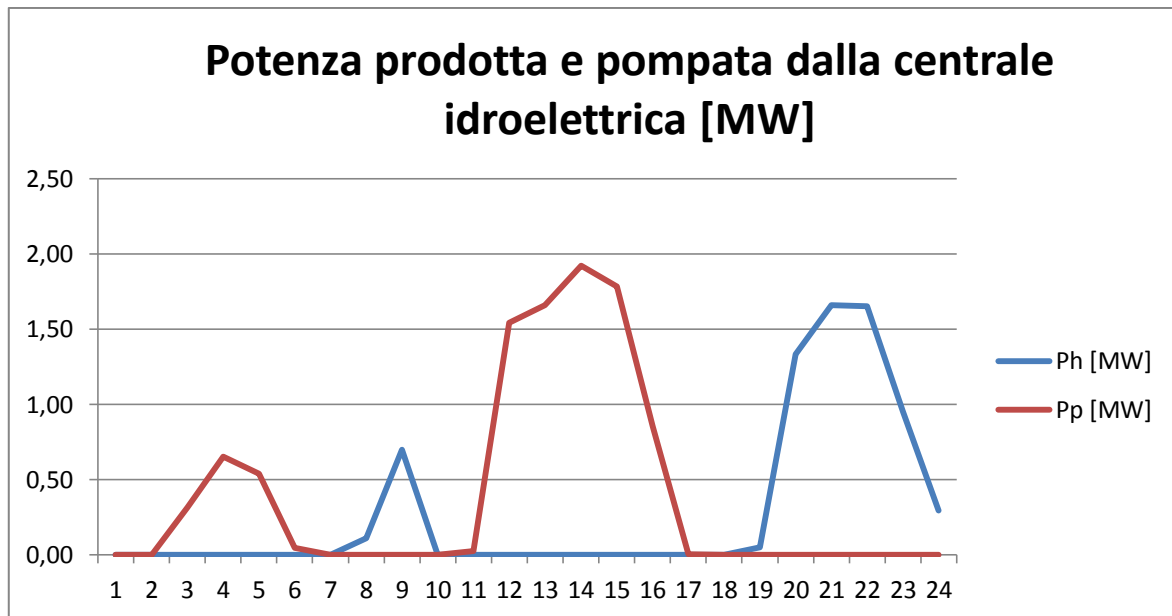


Figura 7.3-3: Ph e Pp orarie per il 17 maggio 2012

La figura 7.3-3 conferma le considerazioni fatte precedentemente. In figura 7.3-4 si nota come il livello di energia dall'ora 15-16 all'ora 19-20 rimanga pressappoco stabile: il pompaggio viene effettuato esclusivamente dall'ora 11-12 all'ora 15-16, caratterizzate da prezzi di circa 35 €/MWh, evitando così di non vendere energia in ore più remunerative. Si nota che, a valle della ricombinazione degli scenari, il modello presenta risultati corretti.

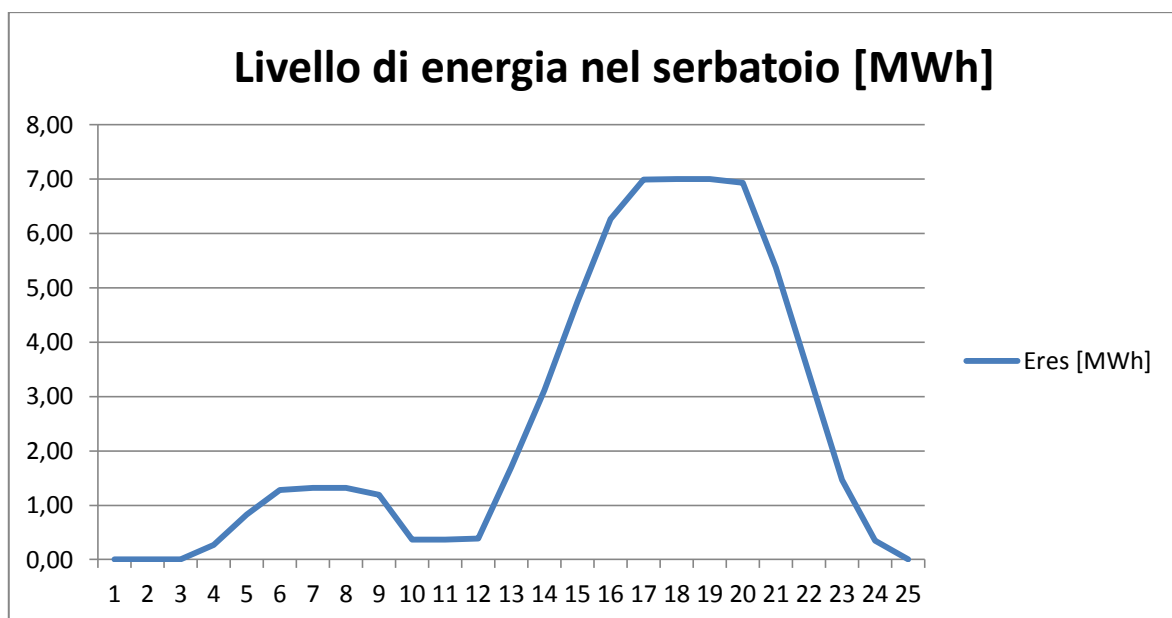


Figura 7.3-4: Livello di energia orario nel serbatoio per il 17 maggio 2012

7.3.3 Considerazioni sulle simulazioni stocastiche per il MGP

Nella simulazione per il 28 marzo 2012 nelle ore 19-20 e 20-21 i prezzi sono notevolmente maggiori rispetto alle altre ore della giornata. Ciononostante, in corrispondenza di quelle ore, la potenza prodotta dalla centrale idroelettrica Ph era superiore rispetto alle altre ore ma non certo massima. La stessa cosa avviene nella simulazione del 17 maggio 2012. In quella circostanza la potenza Ph è ancora minore per il fatto che la differenza di prezzi tra le ore di picco e le altre sia meno marcata rispetto al caso precedente.

Questo è dovuto al fatto che l'errore standard delle previsioni delle velocità è particolarmente alto. Ciò implica una distribuzione di probabilità particolarmente ampia e, campionando, si ottengono molti scenari con valori molto diversi rispetto al valore atteso. Molti di questi scenari saranno caratterizzati da velocità inferiori alla velocità di cut-in. Pare dunque del tutto logico che a valle della ricombinazione la Ph non sia massima. In entrambi i casi la potenza eolica tagliata risulta sempre nulla perché la massima potenza trasmissibile P_{max} è maggiore o uguale alla potenza eolica disponibile in tutti gli scenari.

L'approccio stocastico a due fasi, come scritto nel quarto capitolo, consiste nel risolvere un problema di ottimizzazione per ogni scenario pesando i risultati ottenuti per la sua probabilità. Risulta chiaro che se la distribuzione di probabilità è estremamente ampia come in questi casi, gli scenari saranno molto discordanti tra loro e nelle ore di picco, le potenze Ph ottenute come ricombinazione degli scenari, si discosteranno dalla PhM . Con notizie più precise circa le velocità del vento, l'approccio fornirebbe risultati più simili rispetto a quelli ottenibili avendo informazioni perfette circa i prezzi e le velocità.

Questi aspetti verranno approfonditi nei prossimi paragrafi portando i risultati di alcune simulazioni deterministiche.

7.4 Simulazioni per determinare le offerte al MI

In questo paragrafo vengono riportati i risultati delle simulazioni stocastiche effettuate per il 28 marzo 2012 per le quattro sessioni dei mercati infragiornalieri.

In queste simulazioni è stata fatta l'ipotesi che il produttore abbia a disposizione dati aggiornati sulle velocità del vento alle ore:

- 11 del 26 marzo 2012 per il MI1 la cui sessione d'asta chiude alle 12:30 dello stesso giorno.
- 13 del 26 marzo 2012 per il MI2 la cui sessione d'asta chiude alle 14:40 dello stesso giorno.
- 5 del 27 marzo per il MI3 la cui sessione d'asta chiude alle 7:30 dello stesso giorno.
- 10 del 27 marzo per il MI3 la cui sessione d'asta chiude alle 11:45 dello stesso giorno.

7.4.1 Simulazione MI1 per il 28 marzo 2012

Si è fatta l'ipotesi che il produttore abbia i dati sulle velocità del vento aggiornate alle ore 11 del 26 marzo 2012. Sono state aggiunte quattro osservazioni alla serie storica utilizzata nel test 7.3.1: le previsioni dovrebbero essere più precise.

In tabella 7.4-1 sono riportati i risultati forniti dagli algoritmi implementati in GAMS. Si è deciso di riportare i valori delle potenze eoliche disponibili e dei prezzi, ottenuti dalla ricombinazione degli scenari, per il MGP e il MI1.

Ore	Potenza eolica per il MGP [MW]	Potenza eolica per il MI1 [MW]	Prezzi per il MGP [€/MWh]	Prezzi per il MI1 [€/MWh]	Offerte effettuate al MGP [MWh]	Offerte effettuate al MI1 [MWh]
Ora 0-1	6,30	6,48	68,14	60,55	5,836	-0,236
Ora 1-2	6,35	6,53	55,32	51,68	5,075	0,165
Ora 2-3	6,49	6,68	56,39	44,53	5,215	0,060
Ora 3-4	5,86	6,03	52,32	32,69	4,647	0,023
Ora 4-5	5,97	6,13	50,75	48,94	4,665	0,271
Ora 5-6	6,46	6,64	52,69	53,64	5,125	0,261
Ora 6-7	7,44	7,64	65,76	67,85	6,272	1,158
Ora 7-8	7,14	7,31	83,65	80,34	7,052	0,326
Ora 8-9	6,97	7,16	94,40	103,58	7,045	1,549
Ora 9-10	6,90	7,13	103,05	114,03	7,399	1,388
Ora 10-11	7,70	7,91	100,12	57,17	7,754	-1,345
Ora 11-12	8,86	9,09	86,11	58,64	8,513	-1,124
Ora 12-13	9,16	9,40	79,12	60,49	8,564	-0,796
Ora 13-14	9,68	9,92	74,46	62,47	8,508	0,372
Ora 14-15	10,18	10,44	76,09	68,35	9,167	0,837
Ora 15-16	9,70	9,95	86,78	62,84	9,289	-0,212
Ora 16-17	8,53	8,78	101,07	64,44	8,437	-0,138
Ora 17-18	8,51	8,77	124,12	86,53	8,863	-0,128
Ora 18-19	7,76	8,02	150,33	96,32	9,375	-0,788
Ora 19-20	7,55	7,81	168,83	188,26	9,628	0,261
Ora 20-21	7,22	7,48	168,07	178,66	9,169	0,275
Ora 21-22	7,72	7,99	151,32	162,54	9,454	0,297
Ora 22-23	7,30	7,56	98,91	70,65	7,380	-0,053
Ora 23-24	7,04	7,30	79,71	98,41	7,070	1,879

Tabella 7.4-1: Risultati forniti per il MI1 del 28 marzo 2012

Osservando la tabella 7.4-1 si nota che le nuove potenze previste si discostano di poco rispetto a quelle impiegate per il MGP. I prezzi invece si discostano maggiormente tra la sessione del MGP e quella del MI1. Su questo fatto l'algoritmo suggerisce di acquistare energia nelle ore con prezzi minori (rispetto al MGP) in modo da accumulare energia nel serbatoio da utilizzare poi nelle ore con prezzi maggiori.

Ad esempio nell'ora 10-11 i prezzi variano notevolmente, per il MGP erano di circa 100 €/MWh, per il MI1 di circa 57 €/MWh. A riprova di ciò si riportano le offerte orarie confrontate con la differenza di prezzi tra la sessione del MGP e del MI1:

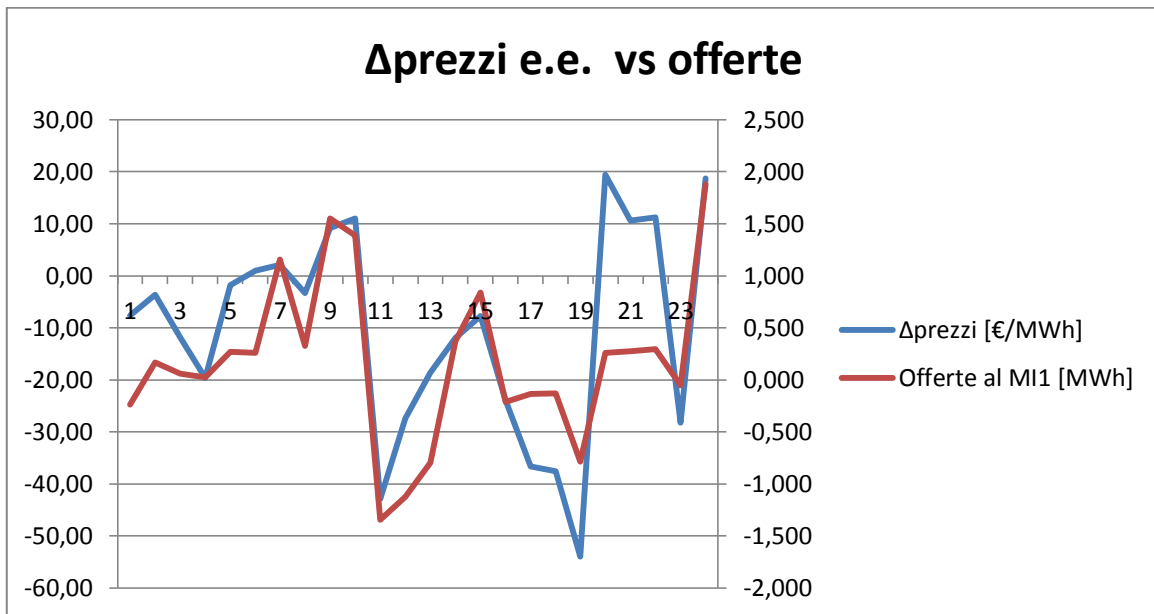


Figura 7.4-1: Offerte orarie prodotte e Δprezzi tra il MGP e il MI1

Dalla figura 7.4-1 è ben visibile come le offerte abbiano un andamento simile rispetto a quello dei Δprezzi (simile al test 5 di 3.4.2).

L'algoritmo suggerisce di produrre una potenza maggiore con la centrale idroelettrica nelle prime ore della giornata rispetto a quanto non si stimasse di fare nella simulazione per il MGP.

Dal grafico 7.4-2 si vede come vari la potenza Ph da una sessione all'altra:

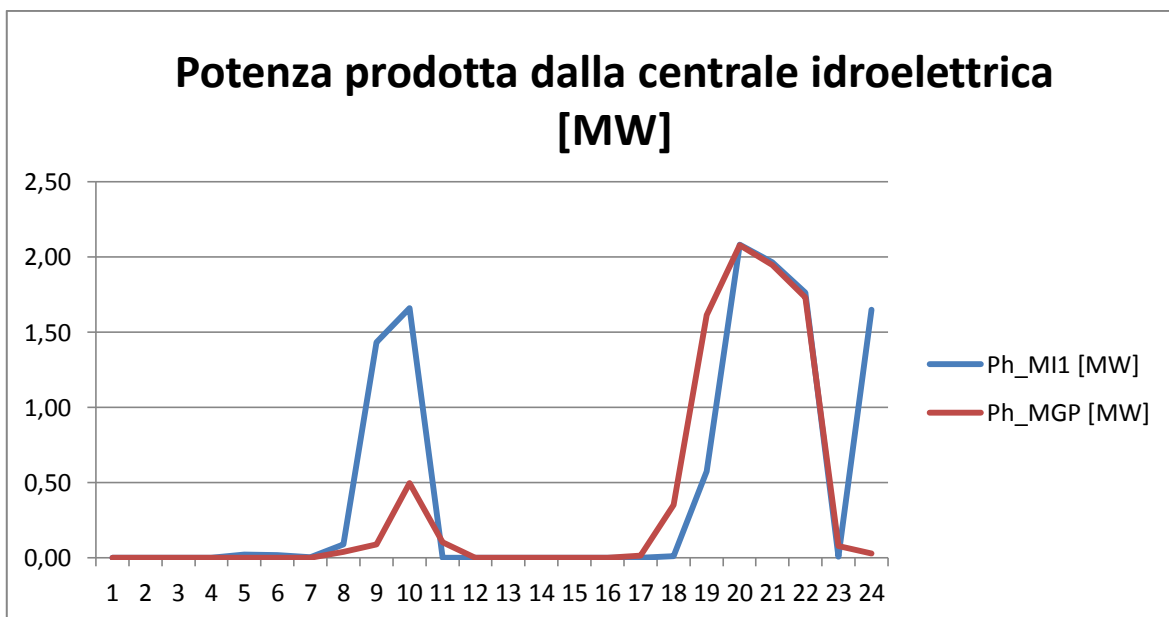


Figura 7.4-2: Potenze orarie prodotte dalla centrale idroelettrica per il MGP e il MI1

La forte pendenza di Ph_{MI1} all'ultima ora è dovuta al fatto che in quell'ora, per il MI1, si prevede un prezzo circa 20 €/MWh superiore rispetto al caso del MGP.

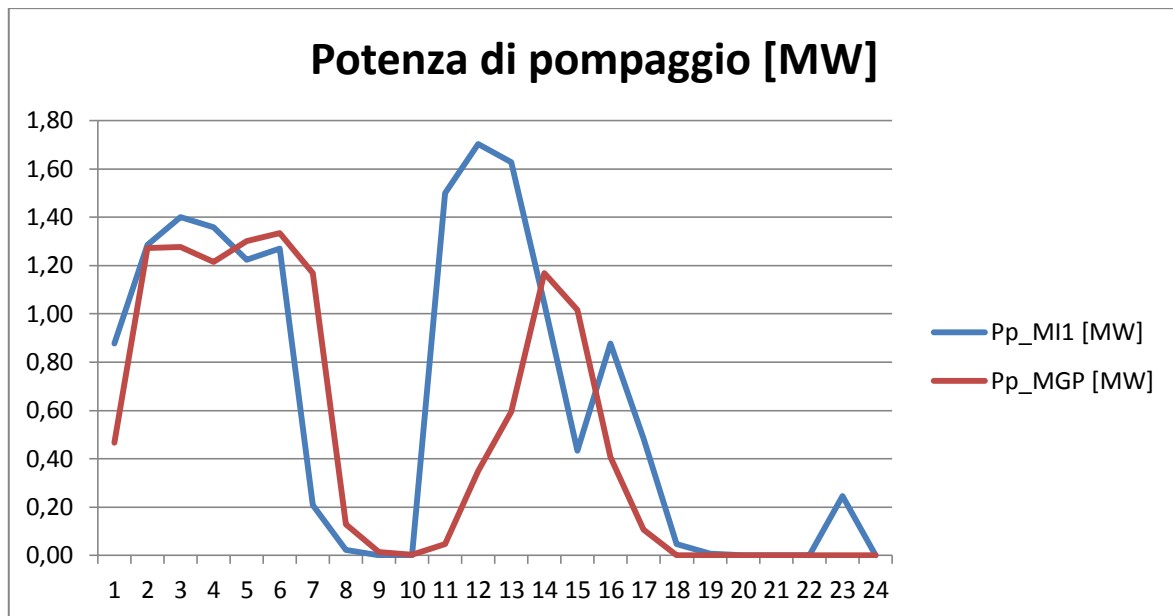


Figura 7.4-3: Potenze di pompaggio orarie della centrale idroelettrica per il MGP e il MI1

Dal grafico 7.4-3 è visibile che la curva della Pp nel caso del MI1 (in blu) sia mediamente maggiore di quella del MGP (in rosso): ciò è dovuto al fatto che la potenza eolica prevista sia (leggermente) maggiore per ogni ora della giornata.

I guadagni attesi dalle offerte in questa sessione del mercato sono di 527,91 €: ciò non desta grande stupore per il fatto che le potenze eoliche previste siano leggermente maggiori rispetto a quelle previste per il MGP.

7.4.2 Simulazione MI2 per il 28 marzo 2012

Questa simulazione presenta risultati abbastanza simili rispetto alla precedente. Le nuove previsioni del vento presentano potenze leggermente maggiori in tutte le ore della giornata e, anche in questa situazione, le offerte dipendono prevalentemente dalla differenza tra i prezzi nella sessione MI1 e MI2. Osservando le potenze di pompaggio Pp e le Ph si possono fare considerazioni del tutto analoghe ai casi precedenti.

In tabella 7.4-2 sono riportati i risultati della simulazione.

Ore	ΔP_v [MW]	Δprezzi [€/MWh]	Offerte effettuate al MI2 [MWh]
Ora 0-1	1,01	5,04	1,662
Ora 1-2	0,92	-7,40	0,720
Ora 2-3	0,85	5,84	0,838
Ora 3-4	0,74	6,69	0,659
Ora 4-5	0,69	7,26	0,728
Ora 5-6	0,66	7,52	1,502
Ora 6-7	0,63	6,60	0,769
Ora 7-8	0,57	14,76	1,736
Ora 8-9	0,52	-0,47	0,586
Ora 9-10	0,48	-5,28	0,543
Ora 10-11	0,46	-7,45	0,649
Ora 11-12	0,40	-37,96	-0,559
Ora 12-13	0,35	-30,89	-0,100
Ora 13-14	0,32	-22,10	-0,534
Ora 14-15	0,30	-40,03	-1,633
Ora 15-16	0,28	-34,92	-1,185
Ora 16-17	0,25	-7,30	0,595
Ora 17-18	0,23	-7,50	0,557
Ora 18-19	0,21	-17,36	-0,290
Ora 19-20	0,19	-11,19	0,049
Ora 20-21	0,18	2,88	0,370
Ora 21-22	0,17	7,04	0,208
Ora 22-23	0,16	8,10	0,496
Ora 23-24	0,15	-13,88	0,230

Tabella 7.4-2: Risultati forniti per il MI2 del 28 marzo 2012

Osservando la figura 7.4-4 si nota che anche in questo caso le offerte al MI2 dipendono prevalentemente dalle variazioni dei prezzi. A parte nelle prime cinque ore della giornata, in cui i Δ potenze sono maggiori che nelle altre ore, si nota che le offerte presentano un andamento simile rispetto a quello dei Δ prezzi.

Il figura 7.4-5 è visibile che nella prima ora la potenza di pompaggio è molto ridotta. Difatti osservando la tabella 7.4-2 si vede che l'offerta di energia al MI2 è maggiore del ΔP_v . Si nota anche che dall'ora 12-13 all'ora 15-16 la potenza impiegata per riempire il serbatoio è significativamente maggiore rispetto al caso del MI1: i prezzi previsti per la nuova sessione sono molto minori e il nuovo programma aggiorna i profili di energia nel modo ritenuto più conveniente con le nuove informazioni disponibili.



Figura 7.4-4: Offerte orarie prodotte e Δprezzi tra il MI1 e il MI2

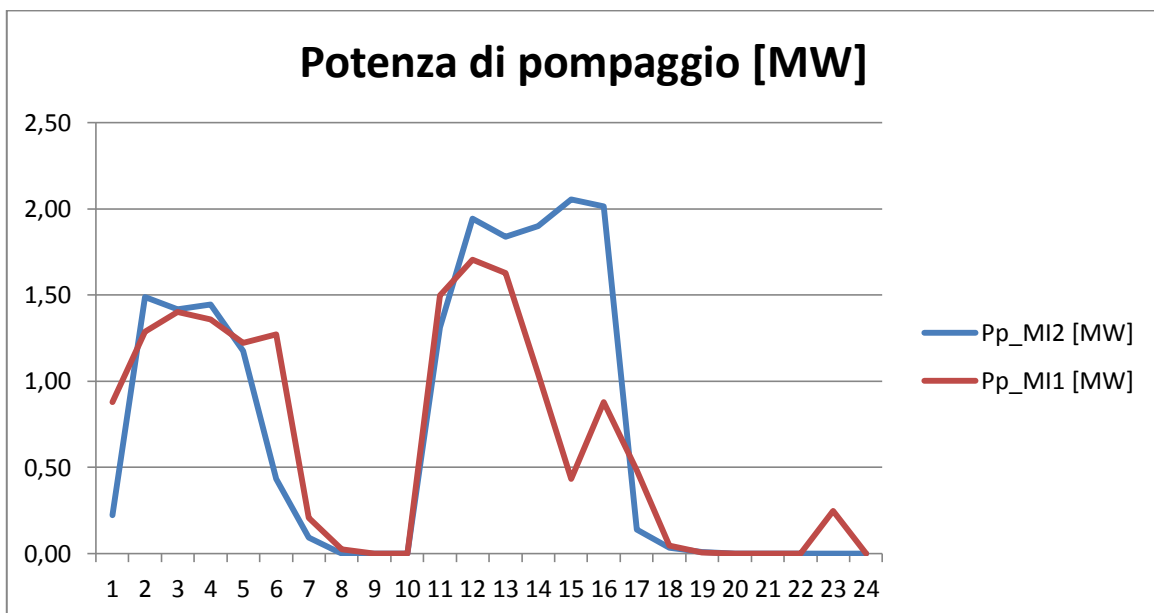


Figura 7.4-5: Potenze di pompaggio orarie della centrale idroelettrica per il MI1 e il MI2

Questa simulazione ha portato a fare considerazioni tutto sommato simili, anche se meno nette, rispetto al caso 7.4.1 del MI1. Il guadagno atteso dalle offerte di questa sessione è positivo, come era facilmente prevedibile dai ΔPv sempre positivi, e corrisponde a 838,77 €.

7.4.3 Simulazione MI3 per il 28 marzo 2012

In questa simulazione verranno riportati i risultati ottenuti, sempre per il giorno 28 marzo 2012, dal modello del MI3.

I dati d'ingresso di questa simulazione portano a risultati abbastanza differenti rispetto a quelli dei casi precedenti.

Com'è osservabile in tabella 7.4-3 i ΔPv sono sempre, seppur di poco, negativi: ci si aspetta dunque guadagni attesi negativi. Anche le stime dei prezzi risultano mediamente più basse per questa sessione e ci si attenderà dunque che l'algoritmo proponga di vendere energia nelle ore con prezzi maggiori, rispetto a quelli stimati per il MI2, comprando energia nelle ore a prezzi minori. In questo modo le perdite economiche saranno minimizzate rispettando comunque le immissioni previste dalle offerte precedenti.

Ore	ΔPv [MW]	Δ prezzi [€/MWh]	Offerte effettuate al MI3 [MWh]
Ora 12-13	-1,51	48,69	0,536
Ora 13-14	-1,35	4,40	-1,366
Ora 14-15	-1,17	20,94	-0,787
Ora 15-16	-1,12	13,42	-0,747
Ora 16-17	-1,06	16,30	-0,939
Ora 17-18	-0,93	9,91	-0,022
Ora 18-19	-0,77	9,16	-0,735
Ora 19-20	-0,69	-16,42	0,160
Ora 20-21	-0,56	-23,96	-0,694
Ora 21-22	-0,46	-81,89	-2,227
Ora 22-23	-0,38	4,37	-0,428
Ora 23-24	-0,32	-12,85	-2,018

Tabella 7.4-3: Risultati forniti per il MI3 del 28 marzo 2012

Dalla tabella si osserva che l'unica ora in cui si offre energia è la prima. Questa infatti è l'unica ora in cui si stima che ci sia un prezzo decisamente maggiore rispetto a quello del MI2. Tendenzialmente si nota che le offerte sono minori (in modulo) delle ΔPv nelle ore con Δ prezzi positivi e, per limitare le perdite economiche, comunque inevitabili, sono maggiori in modulo delle ΔPv nelle ore caratterizzate da Δ prezzi negativi.

A conferma di ciò, in figura 7.4-6 sono riportate le potenze della centrale idroelettrica in fase di produzione Ph :

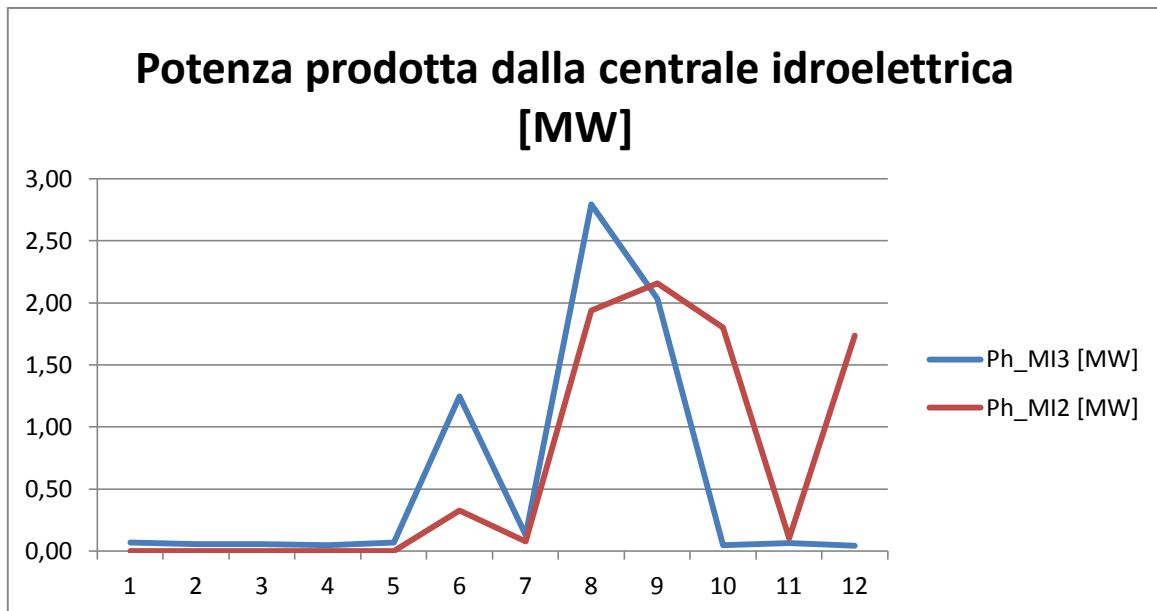


Figura 7.4-6: Potenze orarie prodotte dalla centrale idroelettrica per il MI2 e il MI3

La potenza prodotta dalla centrale idroelettrica è nettamente maggiore, rispetto a quanto preventivato nelle sessioni precedenti, all'ora 17-18 e all'ora 19-20, in corrispondenza delle quali si nota un'offerta di energia marcatamente maggiore rispetto alla ΔP_V : la centrale idroelettrica sopperisce alla mancanza di vento nelle ore più "opportune".

Contrariamente a quanto visto nei casi 7.4.1 (MI1) e 7.4.2 (MI2), le offerte non presentano lo stesso andamento dei Δ prezzi se non nelle ultime ore in cui i ΔP_V diminuiscono.



Figura 7.4-7: Offerte orarie prodotte e Δ prezzi tra il MI2 e il MI3

I guadagni attesi sono di -695,38 €.

7.4.4 Simulazione MI4 per il 28 marzo 2012

In questa simulazione le variazioni ΔPv previste rispetto al caso precedente sono minime, così come le variazioni dei prezzi.

Ore	ΔPv [MW]	Δ prezzi [€/MWh]	Offerte effettuate al MI4 [MWh]
Ora 16-17	-0,12	1,27	-0,760
Ora 17-18	-0,06	-8,91	-1,304
Ora 18-19	-0,06	-11,24	-0,489
Ora 19-20	-0,04	-11,69	-0,075
Ora 20-21	-0,02	6,73	1,204
Ora 21-22	0,01	-2,18	0,003
Ora 22-23	0,02	1,21	-0,005
Ora 23-24	0,02	9,24	0,015

Tabella 7.4-4: Risultati forniti per il MI4 del 28 marzo 2012

Si nota come le variazioni di potenza disponibile rispetto alla stima precedente siano del tutto trascurabili.

Anche in questa situazione la centrale idroelettrica agirà a seconda di come variano i prezzi.

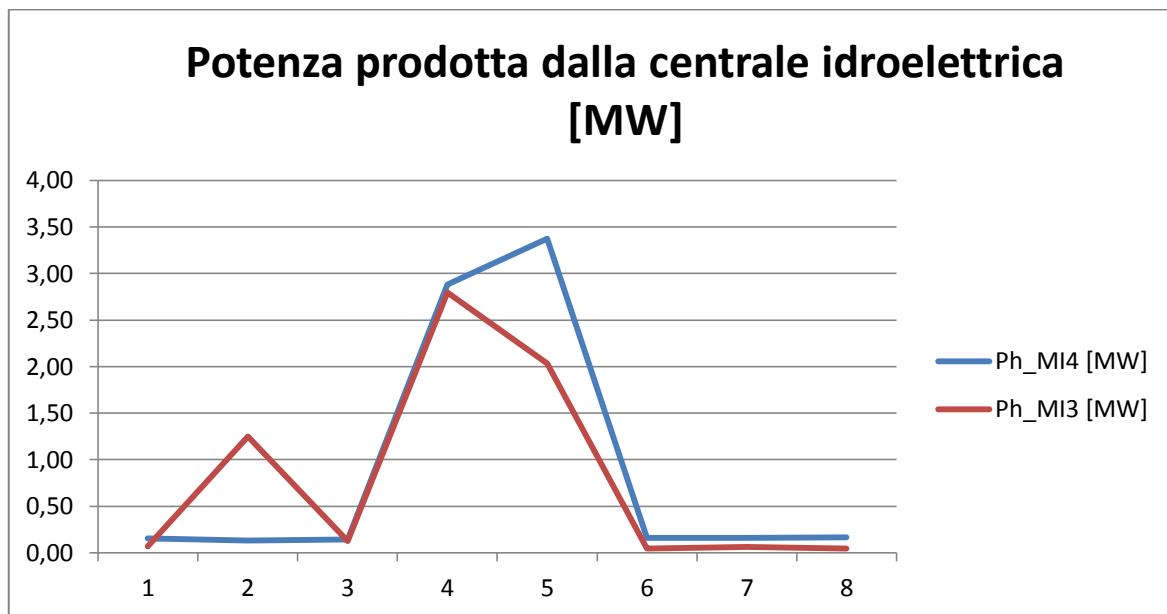


Figura 7.4-8: Potenze orarie prodotte dalla centrale idroelettrica per il MI3 e il MI4

La potenza Ph è massima, così come le offerte, all'ora 20-21: in corrispondenza del $\Delta Pv=6,73$ €/MWh, viceversa la Pp sarà massima nelle prime ore della giornata essendo il Δ prezzi negativo.

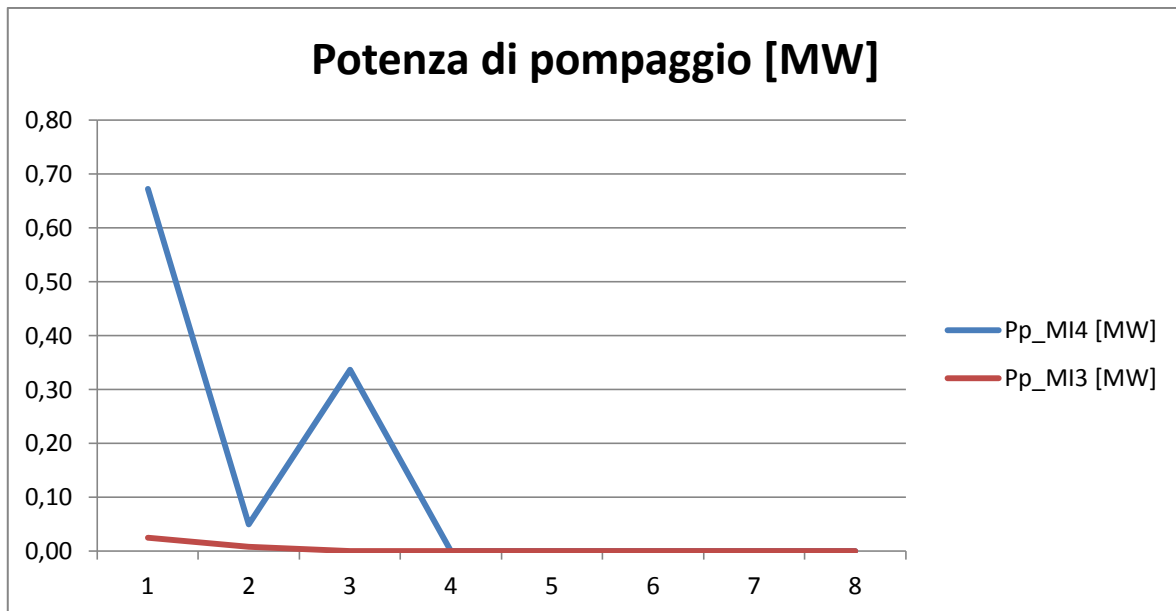


Figura 7.4-9: Potenze di pompaggio orarie della centrale idroelettrica per il MI3 e il MI4

I guadagni attesi, come ci si poteva attendere osservando i ΔP_V , sono negativi e del tutto trascurabili: -11,36 €.

7.4.5 Considerazioni sulle simulazioni stocastiche per il MI.

Nelle simulazioni di questo paragrafo si è potuto notare come i modelli suggeriscano di intraprendere azioni correttive una volta sopraggiunte nuove informazioni circa le potenze eoliche disponibili e i prezzi delle nuove sessioni.

Nei casi 7.4.1 e 7.4.2, in cui dalle nuove previsioni si stimava vi fossero maggiori potenze eoliche disponibili rispetto alle sessioni precedenti, i modelli hanno fornito guadagni attesi positivi andando a variare i profili di energia nel serbatoio a seconda delle stime dei prezzi. Nel caso 7.4.3, in cui le previsioni fornivano minori potenze eoliche disponibili, i guadagni attesi erano negativi ma comunque i minimi possibili in quelle situazioni.

Questi modelli, come scritto nel secondo capitolo, hanno lo scopo di massimizzare i guadagni agendo su sessioni del mercato successive a quella del MGP, senza però andare a creare differenze tra le potenze immesse e quelle offerte al mercato.

Anche in questo caso, le azioni correttive sono meno nette rispetto ai test mostrati nel terzo capitolo. Ciò è dovuto al fatto che le differenze tra le previsioni delle P_V , e le differenze tra le previsioni dei prezzi sono nettamente meno marcate (come accade nella realtà).

Non si è ritenuto di riportare altre simulazioni per i mercati infragiornalieri in quanto le considerazioni da fare in questa giornata sono esaustive circa gli scopi che questi modelli si prefiggono di raggiungere.

7.5 Analisi di sensitivity

In questo paragrafo si mostra come i guadagni attesi cambino al variare dei parametri della centrale idroelettrica.

Nella prima parte si andrà a mostrare come agendo sulla dimensione del serbatoio il produttore possa incrementare i propri guadagni attesi accumulando un'energia maggiore nelle ore a prezzi bassi per utilizzarla poi nelle ore in cui si stima che i prezzi siano più cospicui.

Nella seconda parte del paragrafo si mostra come agendo sulla massima potenza in fase di pompaggio PpM , e di produzione PhM , il produttore possa incrementare i propri profitti.

Infine, nell'ultima parte del paragrafo, verrà fatta l'ipotesi che un elettrodotto limitrofo all'impianto di produzione considerato si congestionerà: ciò comporterà una diminuzione della massima potenza trasmissibile. Sotto queste ipotesi si mostrerà come le potenze PhM , PpM e la capacità del serbatoio E_{max} consentano di far fronte a queste situazioni limitando la potenza eolica da tagliare massimizzando dunque i guadagni.

7.5.1 Capacità del serbatoio

Viene fatta l'ipotesi che gli impianti di produzione abbiano le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale della centrale eolica P_n : 20,5 MW;
- Massima potenza in fase di pompaggio PpM : 4 MW;
- Massima potenza in fase di produzione PhM : 4 MW;
- Capacità del serbatoio E_{max} : 8-20-40 MWh;
- Massima potenza trasmissibile P_{max} : 20,5 MW;
- Rendimento in fase di pompaggio e in fase di produzione $\eta_h = \eta_p$: 0,85.

Si considerano possibili taglie del serbatoio: 8 MWh, 20 MWh e 40 MWh. La prima considera un serbatoio di dimensioni ridotte che si riempie in poco più di due ore alla massima potenza di pompaggio (considerando i rendimenti). La seconda e la terza taglia sono più consistenti e ci si attende che consentano di gestire meglio l'aleatorietà della centrale eolica.

E' stata condotta una simulazione per il giorno 28 marzo 2012 considerando i parametri appena descritti e considerando il modello per il MGP. In tabella 7.5-1 sono riportati i risultati:

Ore	Offerte nel caso di Emax=8 MWh [MWh]	Offerte nel caso di Emax=20 MWh [MWh]	Offerte nel caso di Emax=40 MWh [MWh]	Prezzi [€/MWh]
Ora 0-1	6,251	5,836	5,160	68,14
Ora 1-2	6,124	5,075	5,075	55,32
Ora 2-3	6,343	5,215	5,215	56,39
Ora 3-4	4,797	4,647	4,647	52,32
Ora 4-5	4,665	4,665	4,665	50,75
Ora 5-6	5,621	5,125	5,125	52,69
Ora 6-7	7,228	6,272	6,037	65,76
Ora 7-8	7,151	7,052	6,993	83,65
Ora 8-9	7,007	7,045	7,045	94,40
Ora 9-10	7,407	7,399	7,446	103,05
Ora 10-11	7,776	7,754	7,740	100,12
Ora 11-12	8,797	8,513	8,457	86,11
Ora 12-13	8,985	8,564	8,454	79,12
Ora 13-14	8,715	8,508	8,440	74,46
Ora 14-15	9,488	9,167	9,086	76,09
Ora 15-16	9,591	9,289	9,226	86,78
Ora 16-17	8,515	8,437	8,499	101,07
Ora 17-18	8,512	8,863	9,724	124,12
Ora 18-19	7,785	9,375	9,375	150,33
Ora 19-20	9,628	9,628	9,628	168,83
Ora 20-21	8,648	9,169	9,169	168,07
Ora 21-22	7,767	9,454	9,454	151,32
Ora 22-23	7,320	7,380	7,398	98,91
Ora 23-24	7,052	7,070	7,070	79,71

Tabella 7.5-1: Offerte di energia nel caso di serbatoio con capacità di 8, 20 e 40 MWh

Nelle prime ore della giornata, maggiore la taglia del serbatoio, minori sono le offerte. Ciò è dovuto al fatto che, potendo accumulare maggiore energia, la fase di accumulo durerà più a lungo.

Si nota invece una sostanziale inversione di tendenza dall'ora 17-18 all'ora 21-22. Infatti, queste ore sono caratterizzate da prezzi elevati.

Osservando il grafici 7.5-1 e 7.5-2 si nota come all'aumentare delle dimensioni del serbatoio non varino significativamente le potenze con la quale si accumula e si produce energia ma varia il tempo di pompaggio e di produzione.

Come supposto guardando i dati sulle offerte di energia, grazie all'aumento del serbatoio si è in grado di incrementare le offerte nelle ore serali.

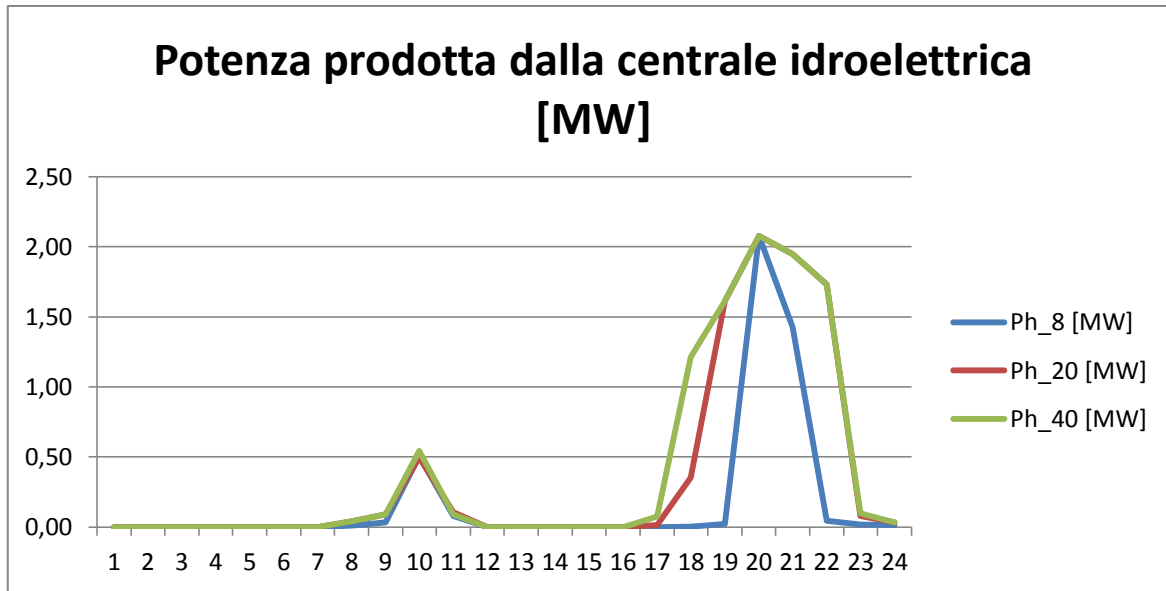


Figura 7.5-1: Potenze orarie Ph nel caso di serbatoio con capacità di 8, 20 e 40 MWh

Specularmente la fase di accumulo durerà per tempi maggiori nelle ore a prezzi bassi.

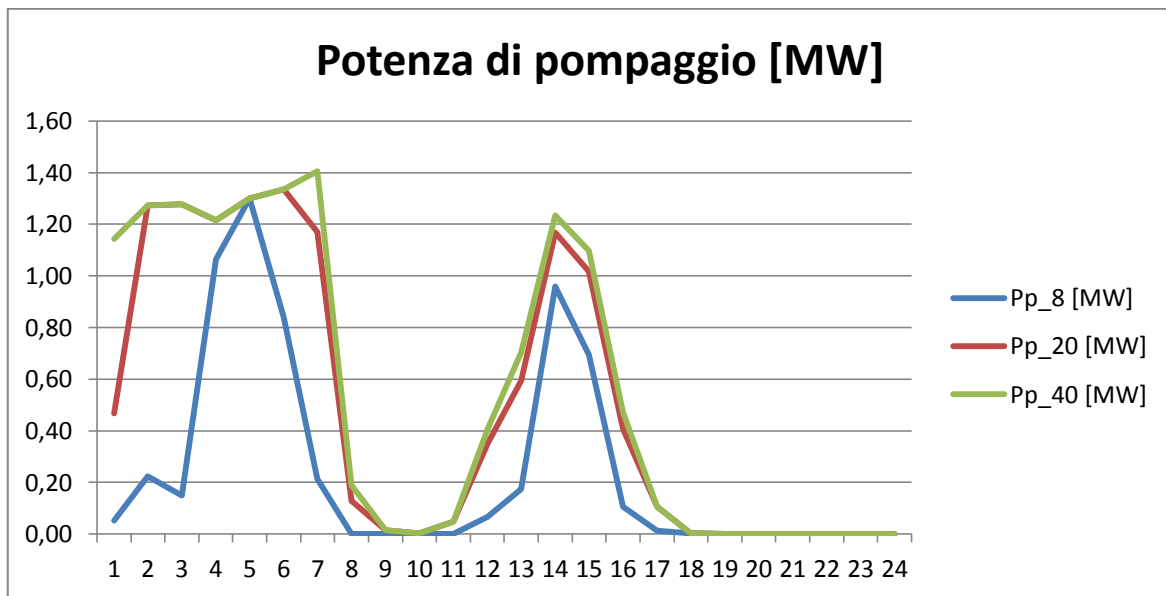


Figura 7.5-2: Potenze orarie Pp nel caso di serbatoio con capacità di 8, 20 e 40 MWh

Il serbatoio, come mostrato in figura 7.5-3, viene riempito maggiormente all'aumentare della sua capacità. Potrebbe stupire il fatto che, a parità di potenza, non saturando il serbatoio nel caso di E_{max} di 8 MWh si accumuli una energia maggiore nel caso di E_{max} superiori.

In un approccio deterministico ciò non sarebbe corretto, in figura 7.5-4 sono riportati i livelli di energia nel serbatoio nei tre casi: si nota che ad un aumento da 20 a 40 MWh non corrisponde un aumento di energia accumulata. Nel caso di un approccio stocastico questa situazione potrebbe verificarsi. Potrebbero infatti esservi degli scenari, con elevate potenze eoliche disponibili P_V , in cui il serbatoio viene riempito completamente. Se la distribuzione di probabilità della velocità del vento fosse ampia, ed è il caso dei dati d'ingresso utilizzati in questo lavoro di tesi, vi saranno anche scenari

con potenze basse o addirittura nulle. In corrispondenza di questi scenari il problema di ottimizzazione fornirà energie nel serbatoio ottime minori che nel caso di scenari con P_v elevate. Il risultato finale, come spiegato nel capitolo 4, è dato dalla media pesata dei risultati ottenuti per ogni scenario, con peso pari alla probabilità degli scenari. Dunque, all'aumentare della E_{max} ci può essere un aumento dell'energia accumulata anche se con la taglia precedentemente utilizzata il serbatoio non veniva completamente riempito.

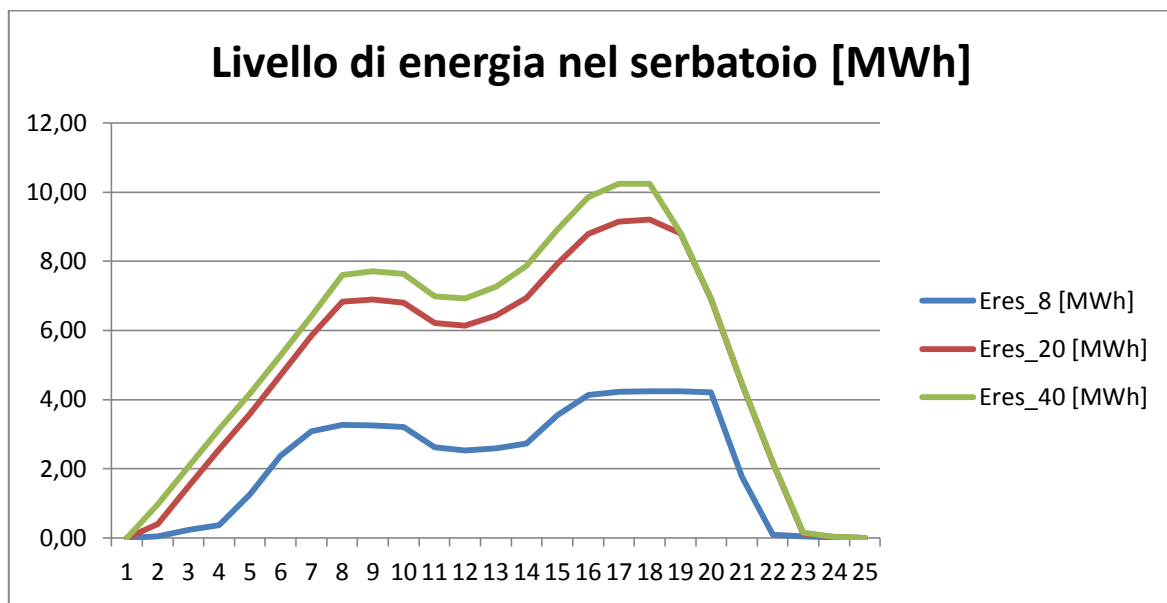


Figura 7.5-3: Livello di energia per ogni ora nel caso di serbatoio con capacità di 8, 20 e 40 MWh

Si nota comunque che l'aumento della capacità del serbatoio da 8 a 20 MWh è maggiormente sfruttato rispetto all'aumento da 20 a 40 MWh: ciò era prevedibile osservando i valori di potenza eolica disponibile in tabella 7.3-2.

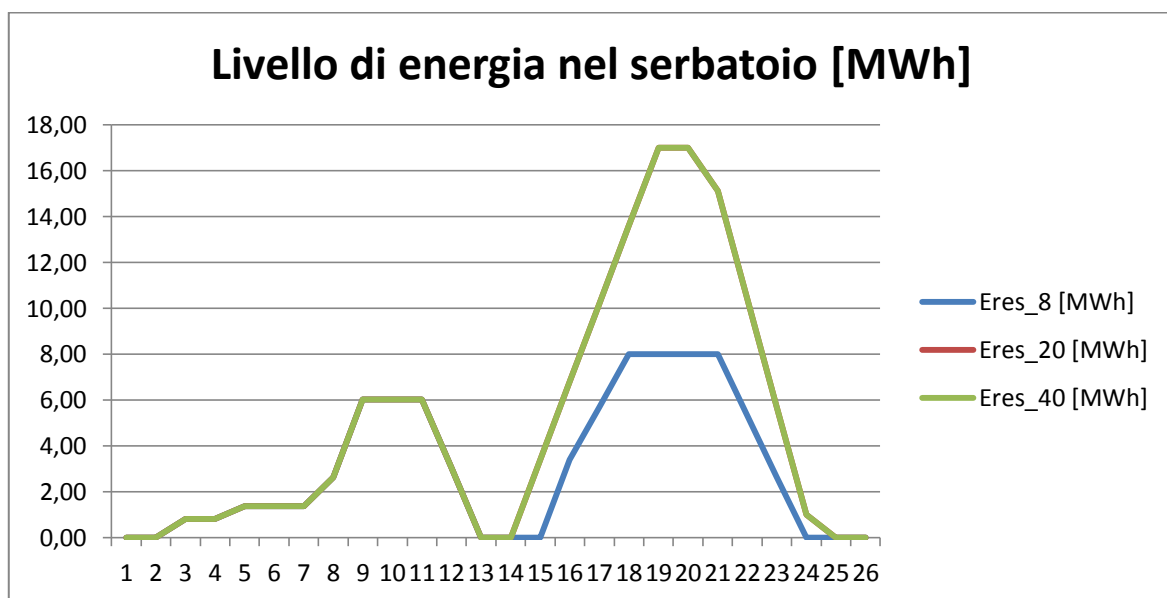


Figura 7.5-4: Livello di energia per ogni ora nel caso di serbatoio con capacità di 8, 20 e 40 MWh con approccio deterministico

I guadagni attesi, con la simulazione stocastica, in caso di serbatoio di 8 MWh sono di 17.474 €, nel caso di E_{max} pari a 20 MWh sono di 17.708 €, nel caso 40 MWh di 17.727 €.

In questo lavoro di tesi ci si è concentrati su una coordinazione giornaliera tra una centrale eolica e una centrale idroelettrica. Risulta quindi difficile fare considerazioni economiche sul dimensionamento del serbatoio dato che queste richiederebbero studi con archi temporali di gran lunga maggiori. In letteratura esistono studi su queste problematiche, ad esempio in [3] viene spiegato come il dimensionamento del serbatoio dovrebbe tener conto dell'incertezza sulle previsioni del vento: tanto più larga è la distribuzione di probabilità, tanto maggiore sarà la dimensione del serbatoio. Nella sezione IV di [4] è stato condotto uno studio in cui, al variare delle dimensioni del serbatoio e delle potenze P_{hM} e P_{pM} , sono stati calcolati i guadagni attesi.

7.5.2 Massima potenza in fase di pompaggio e in fase di produzione

Viene fatta l'ipotesi che gli impianti di produzione abbiano le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale della centrale eolica P_n : 20,5 MW;
- Massima potenza in fase di pompaggio P_{pM} : 2-4-8 MW;
- Massima potenza in fase di produzione P_{hM} : 2-4-8 MW;
- Capacità del serbatoio E_{max} : 20 MWh;
- Massima potenza trasmissibile P_{max} : 20,5 MW;
- Rendimento in fase di pompaggio e in fase di produzione $\eta_h = \eta_p$: 0,85;

In questa fase si analizzerà come al variare della massima potenza in fase di produzione e di pompaggio varino le offerte di energia e dunque i guadagni attesi.

Similarmente con quanto fatto nell'analisi di sensitivity precedente, si ipotizzano tre taglie differenti per i gruppi idroelettrici, con potenze uguali in fase di pompaggio e di produzione. La simulazione è stata condotta per il 15 ottobre 2011.

Ore	Offerte nel caso di PpM=PhM=2 MW [MWh]	Offerte nel caso di PpM=PhM=4 MW [MWh]	Offerte nel caso di PpM=PhM=8 MW [MWh]	Prezzi [€/MWh]
Ora 0-1	7,369	6,823	7,426	70,50
Ora 1-2	6,187	5,516	5,710	61,06
Ora 2-3	5,607	4,836	3,844	56,75
Ora 3-4	7,279	6,457	5,833	60,54
Ora 4-5	5,571	4,893	4,182	60,13
Ora 5-6	4,920	4,581	5,315	66,95
Ora 6-7	6,555	6,780	6,934	81,92
Ora 7-8	7,858	7,926	7,767	101,87
Ora 8-9	6,368	6,786	7,160	130,14
Ora 9-10	7,992	8,561	9,869	146,41
Ora 10-11	11,438	11,459	11,493	131,77
Ora 11-12	11,869	11,827	11,813	119,41
Ora 12-13	12,883	12,828	12,787	120,24
Ora 13-14	13,391	12,659	11,602	100,84
Ora 14-15	13,746	12,823	11,211	100,51
Ora 15-16	13,946	13,307	12,827	102,26
Ora 16-17	12,904	12,884	12,847	122,74
Ora 17-18	11,720	11,611	11,463	139,88
Ora 18-19	11,008	11,595	10,521	157,47
Ora 19-20	10,586	11,769	13,827	175,17
Ora 20-21	11,644	12,605	14,009	171,41
Ora 21-22	12,795	13,396	12,428	162,42
Ora 22-23	10,835	10,837	10,822	120,09
Ora 23-24	11,830	11,830	11,830	93,13

Tabella 7.5-2: Offerte di energia nel caso di PhM e PpM di 2, 4 e 8 MW

Osservando la tabella 7.5-2 si può vedere come ad un incremento della potenza *PhM*, possa corrispondere un incremento delle offerte di energia nelle ore a prezzi più alti.

Osservando le figure 7.5-5 e 7.5-6 si vede come effettivamente nelle ore più opportune si abbia la possibilità di incrementare la potenza prodotta dalla centrale idroelettrica. Quei guadagni potrebbero o meno rendere conveniente l'installazione di un gruppo con potenza maggiore.

Anche in questa situazione non è possibile fare considerazioni economiche sul dimensionamento ottimo dell'impianti idroelettrico.

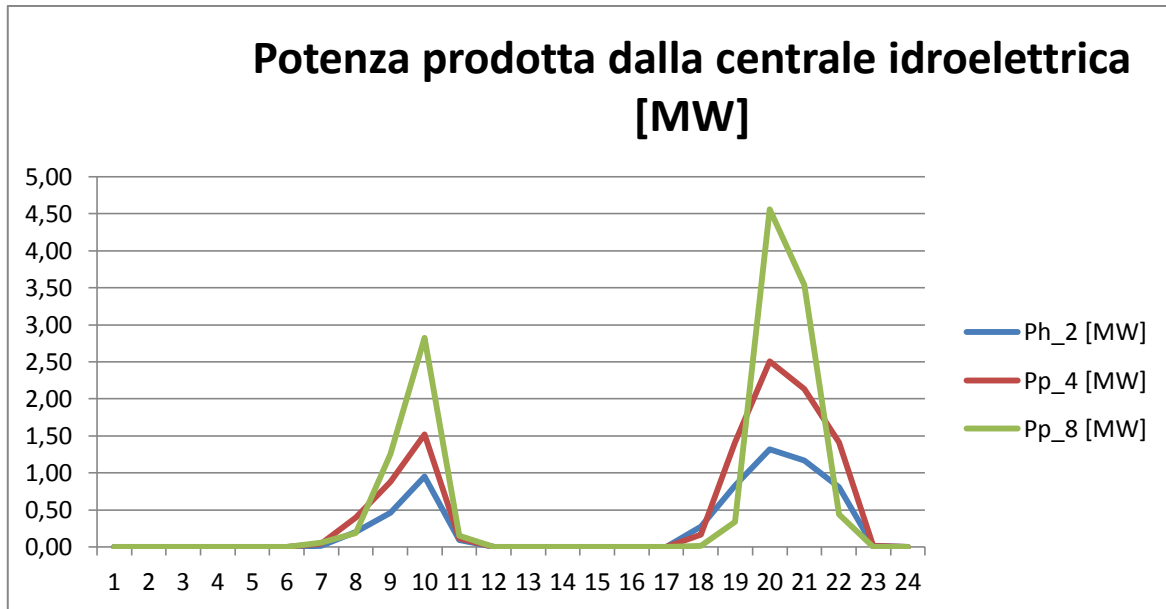


Figura 7.5-5: Potenze orarie Ph nel caso di PhM e PpM di 2, 4 e 8 MW

Dalla tabella 7.5-2 si vede come alla prima ora le offerte siano minime nel caso di *PhM* e *PpM* di 4 MW. Infatti, in quella situazione, alla prima ora si comincerà ad accumulare più energia rispetto al caso con *PhM* e *PpM* di 2 MW: quindi a parità di potenza eolica disponibile *Pv* si offrirà di meno. Nel caso di *PhM* e *PpM* di 8 MW, si andrà ad accumulare energia prevalentemente nelle ore 2-3, 3-4 e 4-5 perché hanno prezzi inferiori rispetto all'ora 0-1 e in appena tre ore, con quella potenza di pompaggio, si è in grado di far raggiungere al serbatoio il livello di energia necessario. Si evince quindi che un dimensionamento di questo tipo consente non solo di massimizzare la produzione nelle ore più remunerative, ma anche di accumulare più energia nelle ore con prezzi più bassi.

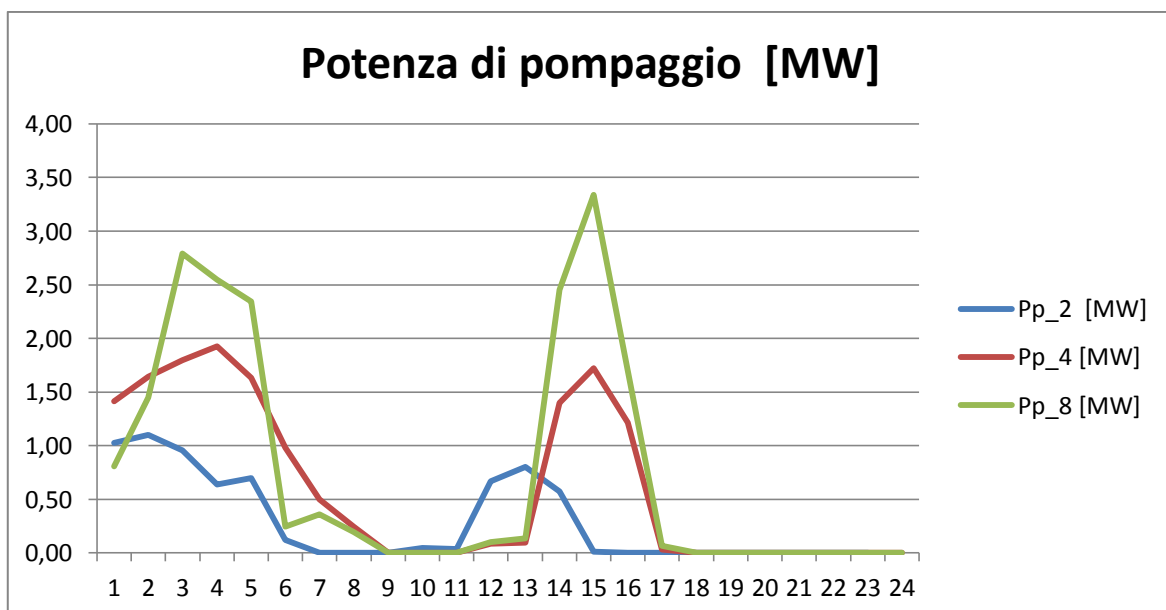


Figura 7.5-6: Potenze orarie Pp nel caso di PhM e PpM di 2, 4 e 8 MW

Come ci si poteva attendere, il livello di energia aumenta all'aumentare delle massime potenze in fase di produzione e di pompaggio.

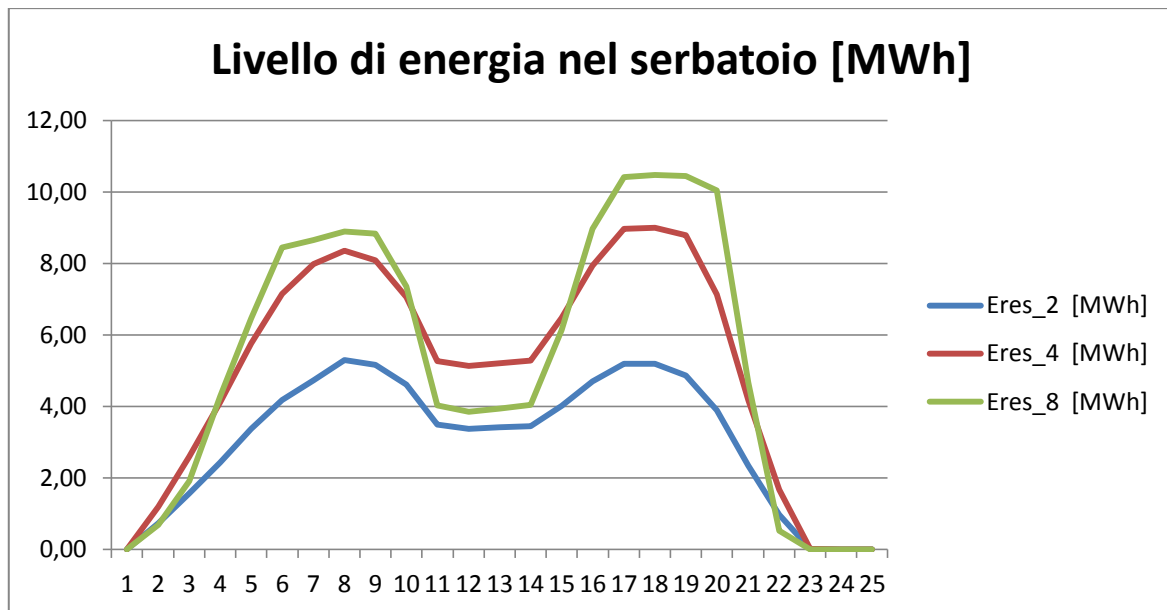


Figura 7.5-7: Livello di energia per ogni ora nel caso di PhM e PpM di 2, 4 e 8 MW

I guadagni attesi nel caso di $PhM=PpM=2$ MW sono di 27.564 €, nel caso di 4 MW sono di 27.786 € e con 8 MW di 27.916 €.

7.5.3 Influenza del serbatoio e delle potenze PhM e PpM in caso di riduzione della Pmax

In questa analisi di sensitivity si ipotizza una riduzione della massima potenza trasmissibile in rete a causa di una congestione ad un elettrodotto limitrofo all'impianto di produzione.

Si è ipotizzato che questa riduzione della P_{max} sia da 20,5 a 15 MW e avvenga dall'ora 16-17 all'ora 19-20.

Si vuole analizzare il comportamento dell'impianto col dimensionamento della centrale idroelettrica proposto nei paragrafi 7.3 e 7.4, e con un dimensionamento potenziato con $E_{max}=40$ MWh e $PhM=PpM=8$ MW. La simulazione è stata condotta prendendo in considerazione il 17 maggio 2012.

Viene fatta l'ipotesi che gli impianti di produzione abbiano le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale della centrale eolica P_n : 20,5-15 MW;
- Massima potenza in fase di pompaggio P_{pM} : 4-8 MW;
- Massima potenza in fase di produzione P_{hM} : 4-8 MW;
- Capacità del serbatoio E_{max} : 20-40 MWh;
- Massima potenza trasmissibile P_{max} : 20,5 MW;
- Rendimento in fase di pompaggio e in fase di produzione $\eta_h=\eta_p$: 0,85;

La simulazione ha fornito i seguenti risultati:

Ore	Offerte nel caso dimensionamento normale [MWh]	Offerte nel caso dimensionamento potenziato [MWh]	Prezzi [€/MWh]	Potenze eoliche [MW]
Ora 0-1	12,811	12,811	62,30	12,81
Ora 1-2	9,547	9,547	52,68	9,55
Ora 2-3	9,935	9,811	48,07	10,05
Ora 3-4	7,067	6,757	46,93	7,67
Ora 4-5	7,271	6,966	47,28	7,78
Ora 5-6	6,126	6,101	49,31	6,17
Ora 6-7	6,782	6,782	55,95	6,78
Ora 7-8	8,664	8,678	64,02	8,55
Ora 8-9	7,861	8,344	67,06	7,09
Ora 9-10	9,172	9,172	60,21	9,17
Ora 10-11	15,945	15,903	55,26	15,97
Ora 11-12	15,758	14,561	38,81	16,82
Ora 12-13	16,116	14,791	35,95	17,33
Ora 13-14	16,111	14,639	33,06	17,63
Ora 14-15	16,259	14,871	33,70	17,68
Ora 15-16	16,965	16,236	49,02	17,61
Ora 16-17	12,808	14,244	56,36	16,67
Ora 17-18	12,570	14,339	62,55	16,29
Ora 18-19	12,145	13,825	67,63	15,59
Ora 19-20	12,947	15,307	74,86	15,44
Ora 20-21	16,259	17,546	89,40	14,60
Ora 21-22	16,077	17,276	84,36	14,42
Ora 22-23	15,582	16,106	72,04	14,52
Ora 23-24	14,422	14,521	65,01	13,64

Tabella 7.5-3: Offerte di energia nel caso di dimensionamento normale e potenziato

Nelle ore in cui si è ipotizzata una riduzione della P_{max} le offerte non corrispondono a 15 MW, anche se la potenza eolica disponibile è superiore a tale valore, per il fatto che quelle ore non sono di picco e per le solite considerazioni sulla ricombinazione degli scenari.

Come si può osservare dalle figure 7.5-8 e 7.5-9, con la centrale dimensionata in modo più oneroso è possibile produrre/accumulare maggiore energia nelle ore più remunerative/a prezzi bassi.

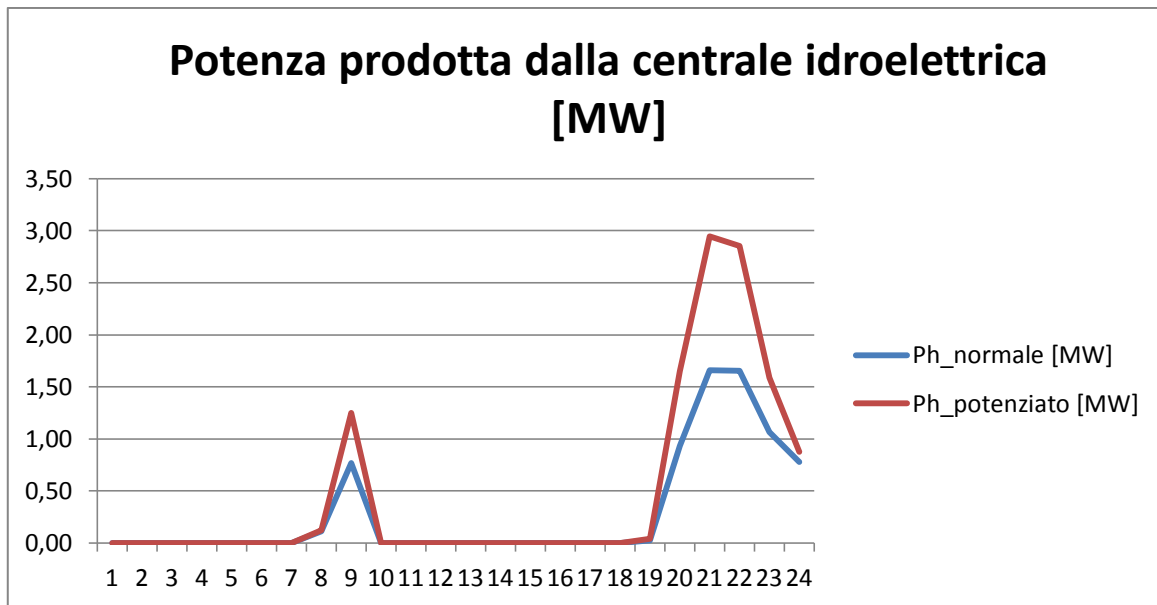


Figura 7.5-8: Potenze orarie Ph nel caso di dimensionamento normale e potenziato

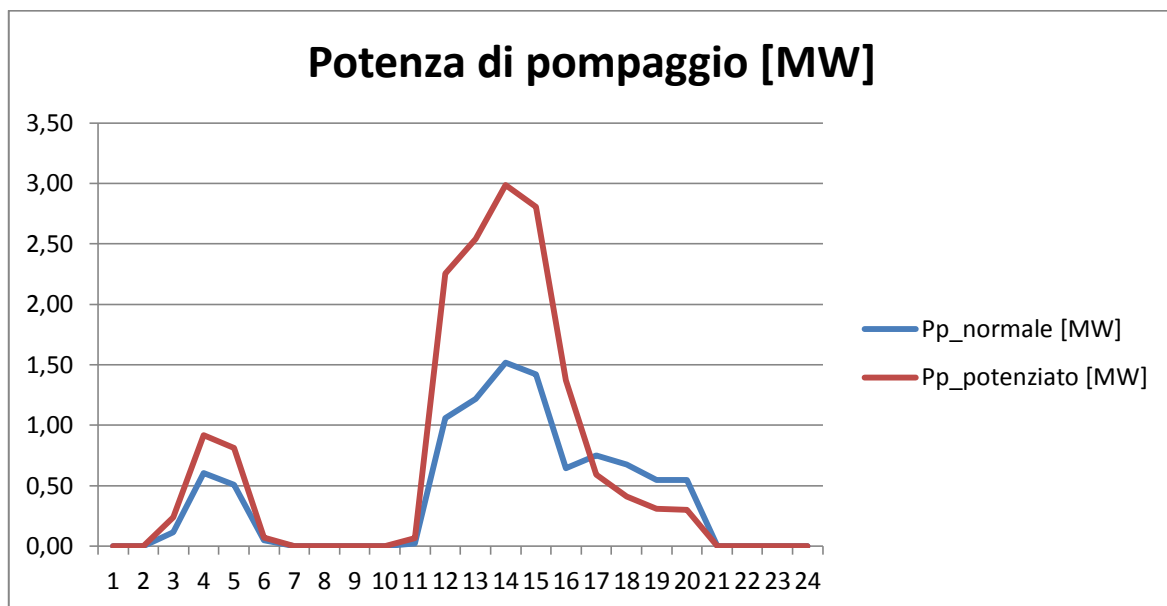


Figura 7.5-9: Potenze orarie Pp nel caso di dimensionamento normale e potenziato

In figura 7.5-10 sono riportate potenze eoliche tagliate nei due casi. Nelle altre simulazioni le potenze tagliate erano sempre nulle per il fatto che, per ogni scenario, la potenza eolica disponibile era minore o uguale alla massima potenza trasmissibile.

Non dovrebbe stupire che la potenza tagliata sia non nulla nel caso di dimensionamento “normale” della centrale idroelettrica: infatti, per alcuni scenari vi sarà una potenza eolica disponibile massima e una potenza PpM di 4 MW non è sufficiente a immagazzinare tutta la potenza disponibile che non è possibile trasmettere in questa situazione.

Si nota però che anche nel caso di dimensionamento potenziato, la potenza eolica tagliata non è nulla. Essendo la massima potenza in fase di pompaggio PpM pari a 8 MW, e quindi maggiore della riduzione della potenza trasmissibile, ci si attenderebbe una potenza tagliata nulla.

Ciò si verificherebbe in caso di una programmazione deterministica.

La solita ricombinazione degli scenari porta ad un risultato in apparenza illogico: esiste una potenza tagliata non nulla nonostante la potenza offerta sia inferiore alla massima trasmissibile.

Questo si verifica perché esistono degli scenari, caratterizzati da forti venti, in cui già nelle ore precedenti alla riduzione di P_{max} il serbatoio è pieno (risulta conveniente accumulare energia nelle ore a prezzi inferiori) e dunque, non per i vincoli della massima potenza in fase accumulo, ma per il fatto che il serbatoio sia saturo, la potenza tagliata in quegli scenari risulta non nulla.

Come già spiegato nelle altre simulazioni, a valle della ricombinazione, la media pesata dei risultati con peso probabilità degli scenari farà sì che la P_{cur} sia non nulla.

Si vede che con l'impianto dimensionato in modo più oneroso la potenza tagliata è comunque minore rispetto al caso precedente.

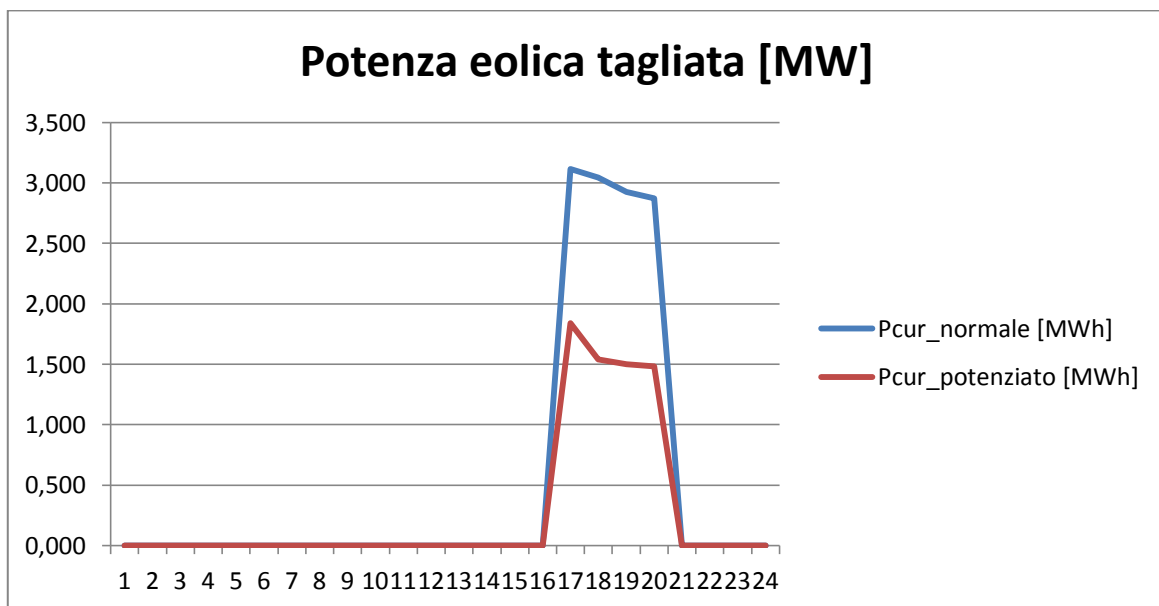


Figura 7.5-10: Potenze orarie P_{cur} nel caso di dimensionamento normale e potenziato

Si nota come, in caso di impossibilità a trasmettere tutta la potenza disponibile, con un impianto idroelettrico dotato di serbatoio con capacità maggiore, maggiori potenze PhM e PpM si possa ottenere una maggiore versatilità che consente di gestire al meglio queste situazioni.

7.6 Considerazioni sulle simulazioni stocastiche

In questo capitolo è stato mostrato che con dati di input poco attendibili, l'approccio stocastico a due fasi può suggerire azioni lontane da quelle che si intraprenderebbero avendo una conoscenza perfetta sulle variabili aleatorie. In questa trattazione le variabili stocastiche sono date dai prezzi dell'energia elettrica e le velocità del vento, ossia le potenze eoliche disponibili P_v .

Come descritto nel capitolo 5, la tecnica dell'ARIMA non è particolarmente indicata per prevedere le velocità del vento. Applicando la tecnica dell'ARIMA alla serie storica degli errori delle potenze eoliche, ipotizzando che siano disponibili, e utilizzando un valore atteso di velocità del vento fornito da un centro NWP, i risultati dell'approccio stocastico sarebbero più attendibili.

Un inconveniente che questo tipo di approccio presenta consiste nel fatto che alcuni dati potrebbero non avere senso fisico. Ad esempio, potrebbe accadere che in un'ora vi siano delle potenze P_h e P_p entrambe non nulle (avendo supposto una discretizzazione oraria ciò non è ammissibile).

Potrebbe capitare, ad esempio, che per uno scenario vi siano potenze P_v elevate e prezzi contenuti. Probabilmente la soluzione di quello scenario sarebbe $P_p > 0$ e $P_h = 0$ (si accumula e non si produce dalla centrale idroelettrica, l'eolica immette abbastanza da sola). Se però la maggior parte degli altri scenari sono caratterizzati da P_v meno intense e prezzi maggiori, la loro soluzione potrebbe essere del tipo $P_h > 0$ e $P_p = 0$ (si produce e non si accumula). A valle della ricombinazione si avrebbe una P_h nettamente maggiore di zero e una P_p piccola, probabilmente trascurabile, ma non nulla.

Questo fenomeno si acuisce utilizzando gli algoritmi di riduzione degli scenari: per questo motivo si è deciso di non applicare la riduzione. Infatti, come spiegato nel capitolo 6, quando uno scenario viene eliminato, lo scenario a lui statisticamente più vicino vedrà incrementata la propria probabilità. A valle della riduzione dunque, gli scenari periferici, responsabili dei risultati appena descritti, che non sono stati eliminati hanno una probabilità maggiore di quella che avrebbero senza aver effettuato la riduzione.

Ciò non rappresenta un problema quando si è chiamati a fare delle offerte di energie alle varie sessioni del mercato, infatti il produttore non è obbligato a decidere che profili di energia nel serbatoio dovrà avere, o che come gestire il proprio impianto, deve solamente offrire un quantitativo di energia.

L'approccio stocastico a due fasi consiste nel considerare più valori della distribuzione di probabilità invece che il solo valore atteso. Infatti in [5] è dimostrato che questo approccio porta a decisioni (prese sotto incertezza) migliori di quelle ottenibili usando il solo valore atteso.

Detto ciò, le offerte da effettuare alle varie sessioni del mercato elettrico sono quelle determinate dai modelli stocastici, che tengono conto anche degli scenari che causano apparenti discordanze nei dati.

Per la gestione in tempo reale dell'impianto, ovvero per la gestione effettiva delle potenze P_h , P_p , P_w , P_{cur} è necessario fare una post elaborazione che ridia un senso fisico ai dati.

La post elaborazione dei dati verrà spiegata nel capitolo 8, in cui si implementeranno degli algoritmi di gestione in tempo reale dell'impianto.

Senza alcuna rilevanza statistica (servirebbero migliaia di simulazioni che per ovvi motivi non sono state fatte in questo lavoro di tesi) si riportano i risultati di alcune simulazioni risolte con l'approccio stocastico a due fasi, con un approccio deterministico utilizzando il valore atteso dei prezzi e delle velocità, e infine, un approccio deterministico utilizzando i dati reali dei prezzi e delle velocità.

In tabella 7.6-1 viene fatto un confronto tra il valore della funzione obiettivo tra le varie simulazioni. Queste sono state effettuate a parità di parametri degli impianti di produzione.

Dati	Guadagni attesi con dati di ingresso reali [€]	Guadagni attesi con valore atteso previsioni [€]	Guadagni attesi con approccio stocastico a due fasi [€]
5/06/2012	24.201	20.312	17.922
31/08/2012	18.506	21.997	18.346
27/03/2011	12.198	24.888	13.196
15/10/2011	37.346	27.539	27.786
23/10/2012	9.236	3.254	7.817
16/08/2011	19.314	17.898	15.908
22/04/2012	19.964	16.884	9.531
28/03/2012	15.325	9.956	17.708
17/05/2012	11.585	19.881	17.754
22/02/2012	10.656	2.526	9.926

Tabella 7.6-1: Confronto tra valori delle funzioni obiettivo con tre differenti approcci

Ci si dovrebbe attendere che i programmi stocastici a due forniscano risultati migliori di quanto non facciano quelli deterministici utilizzando il valore atteso. Dalla tabella 7.6-1 e dalla figura 7.6-1, si vede che questo non sempre è verificato e in alcune circostanze, come ad esempio la simulazione del 15/10/2012, i risultati sono alquanto deludenti. Ciò accade per via della forte aleatorietà delle previsioni del vento, non solo per quanto concerne il valore atteso, ma anche e soprattutto per l'errore standard. Nei precedenti paragrafi è già stato scritto come la distribuzione di probabilità estremamente ampia del vento influenzi i risultati.

C'è da aggiungere che a medesimi errori percentuali delle previsioni del vento, non sempre corrispondono identici errori di potenza eolica. Se la velocità nominale della turbina fosse 6 m/s e la velocità di cut-off di 12 m/s, e si prevedessero velocità di 12 m/s ma si verificassero velocità di 6 m/s, l'errore della previsione sarebbe del 100% senza però avere differenze tra le potenze previste e le potenze reali: in questo caso risulta difficile fare considerazioni sulla bontà dell'approccio al variare dei dati d'ingresso.

Sono stati riportati i risultati mostrati in tabella 7.6-1 nell'istogramma di figura 7.6-1, con lo scopo di facilitarne la lettura.

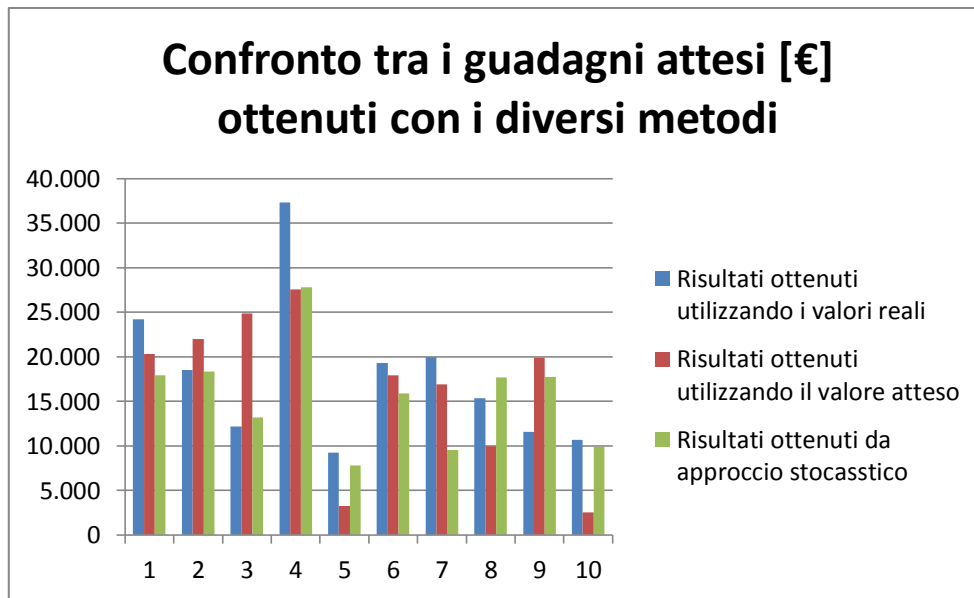


Figura 7.6-1: Valori della funzione obiettivo ottenuti utilizzando i valori reali, il valore atteso e l'approccio stocastico per ognuna delle simulazioni riportate in tabella 7.6-1

7.7 Bibliografia del capitolo

- [1] <http://www.ewtdirectwind.com/wind-turbines/ewt-wind-turbines/dw5254-250kw.html>
- [2] E. Rosenthal, *GAMS - A user's guide*, Washington, DC, USA, Maggio 2013.
- [3] P. Pinson, G. Papaefthymiou, B. Klockl e J. Verboomen, *Dynamic sizing of energy storage for hedging wind power forecast uncertainty*, IEEE Power & energy society General meeting, 2009.
- [4] J. Garcia-Gonzalez, R. M. R. de la Muela, L. M. Santos, A. M. Gonzales, *Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market*, IEEE, Trans. Power Syst., vol. 23, 2008.
- [5] J. R. Birge, F. Louveaux, *Introduction to stochastic programming*, New York: Springer 1997.

Capitolo 8

Regolazione in tempo reale

8.1 Introduzione

Nei precedenti capitoli è stato mostrato come prendere decisioni ottimali sotto incertezza.

Le potenze da impegnare al mercato del giorno prima e ai mercati infragionali sono state decise senza conoscere i prezzi dell'energia elettrica e le velocità del vento, la cui incertezza non è affatto trascurabile. Tuttavia è improbabile che i prezzi e le velocità che si realizzano corrispondano ai valori degli scenari ricombinati tra loro: i profili ottimi di energia nel serbatoio, della potenza di pompaggio e di produzione idroelettrica, una volta verificati gli eventi, saranno diversi da quelli forniti dai modelli di ottimizzazione.

Per questo motivo si è deciso di implementare degli algoritmi che consentano di gestire i due impianti di produzione una volta noti i prezzi dell'energia e le potenze eoliche disponibili.

Il primo algoritmo, corrispondente alle regole in vigore fino a ottobre 2013 che non penalizzavano i produttori da fonte rinnovabili non programmabile che si discostavano dalle potenze offerte, cercherà di mantenere, quando possibile, il livello di energia nel serbatoio fornito dai programmi di ottimizzazione stocastici.

Il secondo, attinente alle regole attualmente in vigore, cercherà di far sì che le potenze trasmesse corrispondano a quelle impegnate nei mercati.

Le potenze fornite da questi algoritmi non sono potenze ottime, come nel caso dei programmi presentati nel secondo capitolo, ma sono frutto di semplici decisioni prese a priori.

D'altronde, nella regolazione in tempo reale non c'è il tempo di eseguire un programma di ottimizzazione.

Nella prima parte del capitolo si parlerà della post elaborazione dei dati forniti dai programmi di ottimizzazione stocastici, successivamente verranno descritti gli algoritmi di gestione in tempo reale con alcuni semplici casi che ne facilitano la comprensione.

8.2 Post elaborazione dei dati

Alcuni dati forniti dai programmi stocastici non hanno significato fisico. Nel capitolo precedente è stato mostrato che alcuni dati sono incongruenti con ciò che avviene nella realtà. Ad esempio si è visto che in alcune ore la potenza impiegata per riempire il serbatoio Pp e la potenza prodotta dalla centrale idroelettrica Ph sono entrambe non nulle: ciò non ha senso dato che è stata effettuata una discretizzazione oraria.

Un altro caso in cui è necessario post elaborare i dati è quello in cui la potenza tagliata in una certa ora sia non nulla ma la potenza offerta in quell'ora sia minore della massima trasmissibile.

Queste incongruenze sono dovute alla ricombinazione degli scenari. Se si considera uno scenario con probabilità esigua, caratterizzato da prezzi molto bassi e potenze eoliche disponibili molto alte, con la maggior parte degli altri scenari caratterizzate da variabili stocastiche opposte, il programma di ottimizzazione per quello scenario fornirà un valore nullo della Ph e non nulla per la potenza di pompaggio Pp . Se la maggior parte degli altri scenari fornirà invece una Ph non nulla e $Pp=0$, a valle della ricombinazione, Pp avrà un valore esiguo per via della probabilità degli scenari periferici con Pv alta e prezzi bassi, ma non nullo!

Se questo non rappresentava un problema nel momento in cui si era chiamati a formulare un'offerta di energia al mercato dell'energia elettrica, senza prendere però impegni definitivi sulla gestione dei profili di potenza del proprio impianto, la gestione in tempo reale deve invece tener conto di tutti questi fattori.

Nel caso in cui dai programmi stocastici ci fosse una $Pp=3$ MW e una $Ph=0,05$ MW, pare chiaro che la Ph dovrà essere posta nulla e dovrà essere assegnato un nuovo valore alla Pp .

Con la post elaborazione si è voluto mantenere il livello di energia nel serbatoio costante rispetto a quello previsto dai programmi stocastici. Questo è l'unico modo di garantire che a valle della post elaborazione il livello di energia sia maggiore o uguale a zero e non maggiore della capacità E_{max} .

Usando i valori dell'esempio precedente e supponendo che nell'ora in questione ci fosse una $E_{res}=1$ MWh, nell'ora successiva sarebbe di:

$$E_{res_{t+1}} = E_{res_t} + Pp * np - Ph/nh = 1 + 3 * 0,85 - 0,05/0,85 = 3,49 \text{ MWh} \quad (8.2.1)$$

Ponendo la $Ph=0$ l'equazione diventa:

$$E_{res_{t+1}} = E_{res_t} + Pp * np \quad (8.2.2)$$

e la nuova Pp assume il valore:

$$P_{pump} = \frac{(E_{res_{t+1}} - E_{res_t})}{np} = (3,49 - 1)/0,85 = 2,92 MW \quad (8.2.3)$$

Il livello di energia rimane invariato ma la potenza trasmessa no. Infatti se prima si usavano 3 MW per pompare e 0,05 MW per produrre e, dopo la post elaborazione, se ne usano solo 2,92 MW per l'accumulo, pare evidente che manchino all'appello 0,03 MW.

Questi andranno aggiunti alla potenza eolica trasmessa P_w : se non si usano per accumulare energia si trasmettono.

$$P_w' = P_w + (P_{turb} - P_h) - (P_{pump} - P_p) \quad (8.2.4)$$

Per quanto concerne la potenza tagliata, potrebbe accadere che in alcuni scenari si prevedano elevate potenze eoliche disponibili e, magari per problemi di congestione della rete elettrica, la potenza trasmissibile si riduca. Se in quelle situazioni, e in quegli scenari, non fosse possibile accumulare tutta quell'energia (limiti P_{pM} o di serbatoio) la potenza tagliata sarebbe non nulla e, dopo la ricombinazione degli scenari la potenza tagliata totale sarebbe non nulla anche se le offerte fossero comunque inferiori alla potenza trasmissibile. In quel caso la potenza tagliata P_{cur} verrà aggiunta alla potenza eolica trasmessa P_{wind}' che ha già subito una prima post elaborazione.

$$P_{curt} = 0 \text{ se } Bid + P_{cur} \leq P_{max} \quad (8.2.5)$$

oppure

$$P_{curt} = P_{cur} - (P_{max} - Bid) \text{ se } Bid + P_{cur} > P_{max} \quad (8.2.6)$$

La potenza eolica trasmessa diventa dunque:

$$P_{wind} = P_w' + P_{cur} \quad (8.2.7)$$

Queste saranno le potenze orarie preventivate da utilizzare poi nella regolazione in tempo reale. Queste potenze andranno a far variare la stima della potenza trasmessa che si discosterà lievemente dalla potenza offerte alle varie sessioni del mercato dell'energia elettrica. Ad ogni modo le offerte da effettuare ai mercati rimangono quelle determinate da programmi stocastici e non quelle post elaborate.

8.3 Algoritmi per la regolazione in tempo reale

Gli algoritmi di regolazione in tempo reale contemplano tutti i possibili casi in cui le centrali potrebbero trovarsi: potenze eoliche disponibili maggiori di quelle previste mentre si accumula energia, minore potenza mentre si produce dalla centrale idroelettrica e così via.

Questi algoritmi non consentono di trovare le potenze ottime da trasmettere/accumulare ma sono il frutto di decisioni, circa la gestione dell'impianto, prese a priori.

Si riporta la simbologia impiegata da questi algoritmi.

Dati di ingresso:

Pfor: Potenza eolica prevista [MW]

Pv: Potenza eolica disponibile [MW]

$\Delta P_v = P_v - P_{for}$ [MW]

Bid = *Pwind* + *Pturb*: Potenza impegnata ai mercati dell'energia elettrica a valle della post elaborazione [MW]

Pturb: Previsione potenza da produrre dalla centrale idroelettrica a valle della post elaborazione [MW]

Ppump: Previsione potenza utilizzata dai motori elettrici a valle della post elaborazione [MW]

E_{t+1}: Previsione energia nel serbatoio idraulico nell'ora successiva [MWh]

Pcurt: Previsione potenza tagliata a valle della post elaborazione [MW]

Pmax: Massima potenza trasmissibile [MW]

E_{max}: Capacità del serbatoio idraulico [MWh]

PhM: Massima potenza del generatore idroelettrico [MW]

PpM: Massima potenza del motore idroelettrico [MW]

np: Rendimento del ciclo di pompaggio

nh: rendimento del ciclo di produzione

Dati di output:

ΔP_{turb} : Variazione potenza prodotta dalla centrale idroelettrica [MW]

ΔP_{pump} : Variazione potenza di pompaggio [MW]

ΔP_{tran} : Variazione della potenza trasmessa [MW]

Ptran = *Bid* + ΔP_{tran} : Potenza trasmessa in rete [MW]

ΔP_{curt} : Variazione della potenza tagliata [MW]

8.3.1 Algoritmo 1

Questo algoritmo fornisce la potenza trasmessa in rete (dall'operazione congiunta delle due centrali), la potenza prodotta dalla centrale idroelettrica, la potenza utilizzata dalle pompe idrauliche, l'energia nel serbatoio e la potenza tagliata per ogni ora, nota la potenza eolica disponibile. Si cerca di mantenere il profilo di energia nel serbatoio costante andando a trasmettere eventuali surplus; questa scelta è dovuta al fatto che, con quel livello di energia nel serbatoio, i modelli stocastici indicano una massimizzazione dei guadagni attesi. I risultati di questo algoritmo forniranno una variazione della potenza trasmessa. Questo algoritmo può dunque essere utilizzato in quei contesti in cui gli sbilanciamenti prodotti da impianti rinnovabili non programmabili non vengono penalizzati; come accadeva in Italia fino ad ottobre 2013.

Nel caso i surplus di potenza eolica ΔP_v non fossero completamente trasmissibili, si andrà ad agire sulla centrale idroelettrica aumentando il pompaggio o riducendo la produzione.

La logica è analoga in caso di ΔP_v negativi.

L'algoritmo tiene conto delle possibili situazioni che si discostano da quella prevista dai processi stocastici.

A titolo di esempio, e per comprendere meglio gli algoritmi, si riportano degli istogrammi realizzati tramite Microsoft Excel Starter 2010 [1] rappresentanti le variazioni delle grandezze in gioco in alcuni semplici casi.

1.1) $\Delta P_v > 0$ e $P_{turb} > 0$:

In questo caso è preferibile trasmettere la potenza ΔP_v (caso 1.1.a); se ciò non fosse possibile si riduce la potenza prodotta dalla centrale idroelettrica (1.1.b). Nel caso in cui l'annullamento della potenza P_{turb} non bastasse alla completa trasmissione di ΔP_v si effettua un inevitabile taglio di potenza eolica (1.1.c).

1.1.a $IF(P_{max} \geq Bid + \Delta P_v)$

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v, \Delta P_{turb} = 0.$$

1.1.b $IF[(P_{max} < Bid + \Delta P_v) \text{ AND } (P_{max} - Bid + P_{turb} \geq \Delta P_v)]$

$$\Delta P_{tran} = P_{max} - Bid, \Delta P_{turb} = -\Delta P_v + (P_{max} - Bid).$$

1.1.c $IF[(P_{max} < Bid + \Delta P_v) \text{ AND } (P_{max} - Bid + P_{turb} < \Delta P_v)]:$

$$\Delta P_{tran} = P_{max} - Bid, \Delta P_{turb} = -P_{turb}, \Delta P_{curt} = \Delta P_v - (P_{max} - Bid + P_{turb}).$$

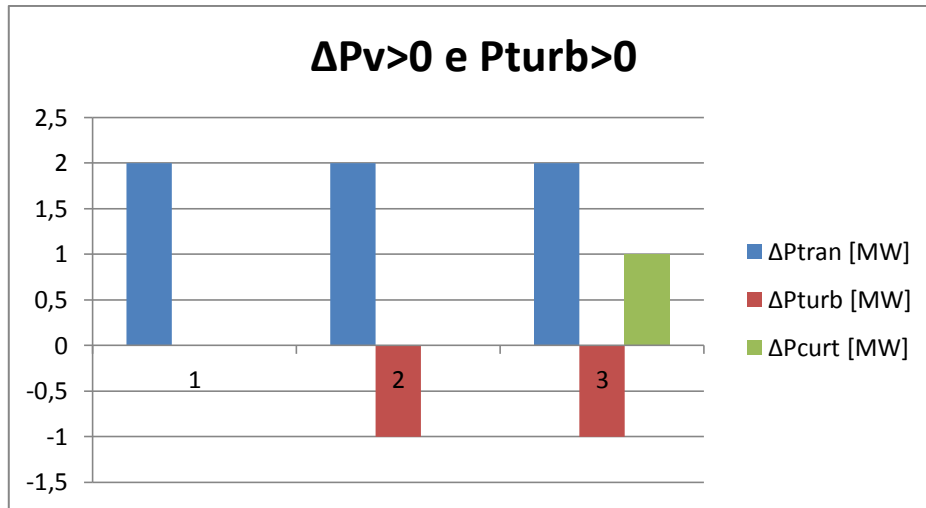


Grafico 8.3-1: Variazioni ΔP_{tran} , ΔP_{turb} e ΔP_{curt} nei casi 1.1.a, 1.1.b e 1.1.c

Nell'istogramma precedente sono riportate le variazioni di potenza trasmessa, potenza prodotta dalla centrale idroelettrica e di potenza tagliata nel caso di ΔP_v pari a 2, 3 e 4 MW in 1.1.a, in 1.1.b e 1.1.c. rispettivamente, con $P_{max-Bid}=2$ MW in tutti i casi e P_{turb} pari a 2, 1 e 1 MW.

Mel primo caso si trasmetterà tutto il surplus senza ridurre la P_{turb} , nel secondo potendo trasmettere solo 2 MW si andrà a ridurre la potenza P_{turb} di 1 MW.

Nel terzo caso, del surplus di 4 MW ne verranno trasmessi 3, di cui 2 incideranno su ΔP_{tran} , 1 sarà dovuto alla diminuzione di P_{turb} e uno verrà inevitabilmente tagliato.

1.2) $\Delta P_v > 0$ e $P_{pump} > 0$:

In caso di una maggiore potenza eolica disponibile si preferisce trasmettere il surplus (1.2.a); nel caso ciò non fosse possibile (per i limiti di potenza della linea) si impiegherà la parte non trasmissibile per incrementare l'energia nel serbatoio (caso 1.2.b). Se anche ciò non fosse pienamente possibile, per limiti della potenza d'albero della pompa o per le dimensioni del serbatoio idraulico, una quota parte verrà tagliata (1.2.c).

1.2.a IF [$P_{max} \geq \Delta P_v + Bid$]:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v, \Delta P_{pump} = 0.$$

1.2.b IF { ($P_{max} < \Delta P_v + Bid$) AND ($P_{max} - Bid + P_p M - P_{pump} \geq \Delta v$) AND [$(E_{max} - E_{t+1}) / t^* n_p \geq \Delta P_v - (P_{max} - Bid)$] }:

$$\Delta P_{tran} = P_{max} - Bid, \Delta P_{pump} = \Delta P_v - (P_{max} - Bid).$$

1.2.c IF { ($P_{max} < \Delta P_v + Bid$) AND [$(P_{max} - Bid + P_p M - P_{pump} < \Delta v$) OR ($(E_{max} - E_{t+1}) / t^* n_p < \Delta P_v - (P_{max} - Bid)$] }:

$$\Delta P_{tran} = P_{max} - Bid, \Delta P_{pump} = \text{Min}[P_p M - P_{pump}, (E_{max} - E_{t+1}) / t^* n_p], \Delta P_{curt} = \Delta P_v - \Delta P_{tran} - \Delta P_{pump}.$$

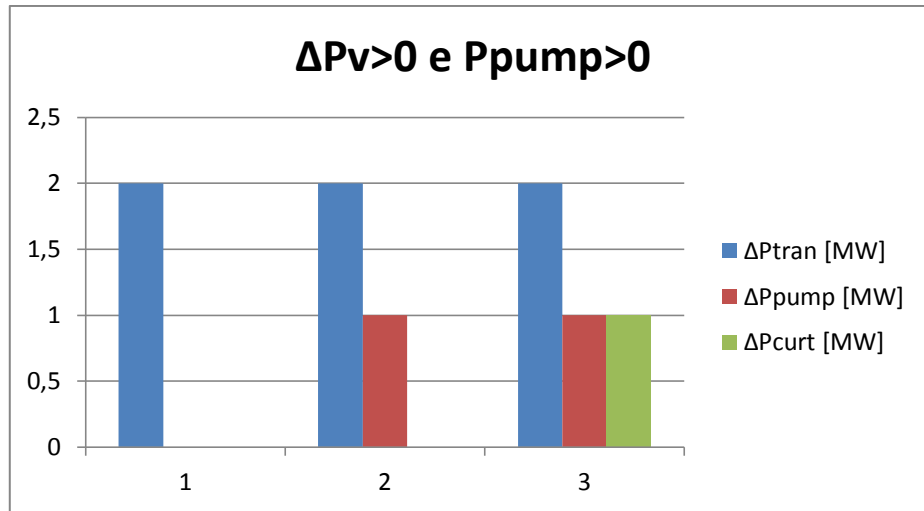


Grafico 8.3-2: Variazioni ΔP_{tran} , ΔP_{pump} e ΔP_{curt} nei casi 1.2.a, 1.2.b e 1.2.c

Analogamente al caso precedente si riporta un esempio in cui si mostrano le variazioni delle grandezze in gioco.

La $P_{max-Bid}$ è sempre pari a 2 MW, ΔP_v è pari a 2, 3 e 4 MW e la P_{pump} è pari a 2, 2 e 3 MW nei tre casi. Nel primo caso si trasmette tutto il surplus, nel secondo si aumenterà il pompaggio ($P_{pM}=4$ MW), nel terzo caso essendo il massimo incremento della potenza di pompaggio pari a 1 MW, del ΔP_v 2 MW verranno trasmessi, 1 MW andrà a rimpinguare il serbatoio e 1 MW verrà tagliato.

1.3) $\Delta P_v < 0$ e $P_{turb} > 0$:

In questo caso si preferisce cercare di mantenere costante la potenza trasmessa, il fatto che la potenza prodotta idraulicamente non sia nulla induce a pensare che l'ora in questione sia un'ora di "picco": è quindi conveniente non ridurre la potenza trasmessa alla rete elettrica (1.3.a). Nel caso ciò non fosse possibile, per i vincoli d'albero, della turbina idraulica, o dell'energia disponibile nel serbatoio, una riduzione della P_{tran} sarà inevitabile (1.3.b).

1.3.a $IF[(|\Delta P_v| \leq PhM - P_{turb}) \text{ AND } (|\Delta P_v| \leq E_{t+1} * nh/t)]:$

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{turb} = -\Delta P_v.$$

1.3.b $IF[(|\Delta P_v| > PhM - P_{turb}) \text{ OR } (|\Delta P_v| > E_{t+1} * nh/t)]:$

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v + \Delta P_{turb}, \Delta P_{turb} = \text{Min}(E_{t+1} * n/t, PhM - P_{turb}).$$

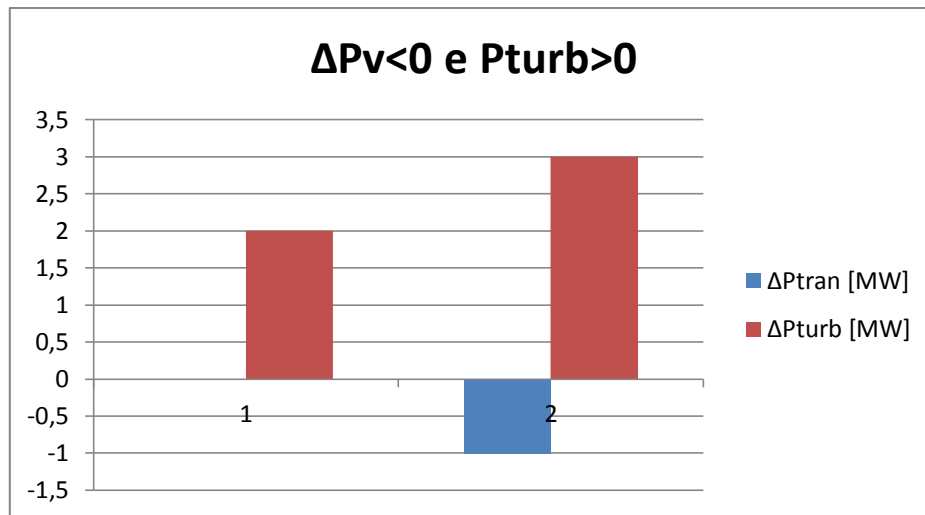


Grafico 8.3-3: Variazioni ΔP_{tran} , ΔP_{turb} nei casi 1.3.a e 1.3.b

In questo esempio la ΔP_v è pari a -2 e a -4 MW, la P_{turb} è pari a 2 e 1 MW. Nel caso 1.3.a si fa fronte a ΔP_v aumentando la P_{turb} di 2 MW (possibile perché $P_{hM}=4$ MW).

Nel caso 1.3.b invece l'incremento di potenza prodotta dalla centrale idroelettrica non copre completamente ΔP_v , di conseguenza sarà necessaria una riduzione della P_{tran} di 1 MW.

1.4) $\Delta P_v < 0$ e $P_{pump} > 0$:

Questo caso considera la possibilità in cui dagli algoritmi stocastici sia stata prevista una potenza eolica tagliata nulla, e non nulla.

Nel primo caso si ha la certezza che l'ora in questione non sia di picco. Di conseguenza si cercherà di mantenere costante il profilo di pompaggio a discapito della potenza trasmessa in rete (1.4.a e 1.4.b).

Nella seconda ipotesi invece, se la potenza che si stimava di tagliare è maggiore della riduzione di potenza eolica, la P_{tran} e P_{pump} non varierebbero (caso 1.4.c).

Potrebbe però accadere che la ΔP_v sia maggiore della P_{curt} : ciò potrebbe comportare una variazione della potenza trasmessa senza variare il pompaggio (1.4.d), o una diminuzione di entrambe (caso 1.4.e).

1.4.a $IF[(P_{curt}=0) \text{ AND } (P_v \geq P_{pump})]$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v, \Delta P_{pump} = 0.$$

1.4.b $IF[(P_{curt}=0) \text{ AND } (P_v < P_{pump})]$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v - (P_{pump} - P_v), \Delta P_{pump} = P_v - P_{pump}.$$

1.4.c $IF[(P_{curt} > 0) \text{ AND } (|\Delta P_v| \leq P_{curt})]$:

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{pump} = 0, \Delta P_{curt} = \Delta P_v.$$

1.4.d $IF[(P_{curt}>0) \text{ AND } (|\Delta P_v|>P_{curt}) \text{ AND } (P_v \geq P_{pump})]$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v + P_{curt} + P_{pump}, \Delta P_{pump} = 0, \Delta P_{curt} = -P_{curt}$$

1.4.e $IF[(P_{curt}>0) \text{ AND } (|\Delta P_v|>P_{curt}) \text{ AND } (P_v < P_{pump})]$:

$$\Delta P_{tran} = -Bid, \Delta P_{pump} = P_v - P_{pump}, \Delta P_{curt} = -P_{curt}$$

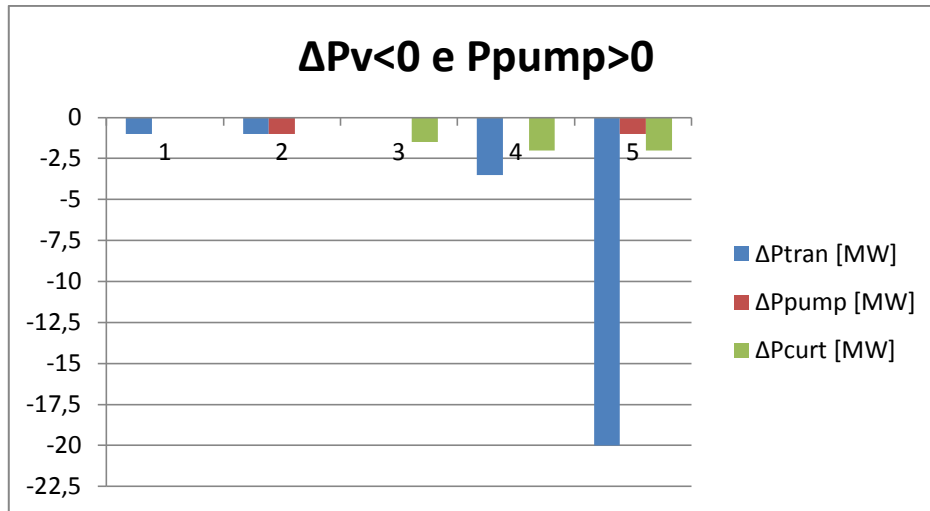


Grafico 8.3-4: Variazioni ΔP_{tran} , ΔP_{pump} e ΔP_{curt} nei casi 1.4.a, 1.4.b, 1.4.c, 1.4.d e 1.4.e

Nel caso 1.4.a, $\Delta P_v = -1$ MW e $P_v = 19$ MW $> P_{pump} = 1$ MW e si accetta di trasmettere meno potenza senza intaccare il profilo di energia nel serbatoio. Nel caso 1.4.b, la $\Delta P_v = -2$ MW, $P_v = 3$ MW $< P_{pump} = 4$ MW. I 3 MW disponibili vengono usati per accumulare energia non consentendo comunque di mantenere la potenza di pompaggio preventivata, la $\Delta P_{tran} = -1$ MW.

Nel caso 1.4.c, la $\Delta P_v = -1,5$ MW, la $P_{curt} = 2$ MW, di conseguenza la P_{tran} e la P_{pump} non variano, la $\Delta P_{curt} = -1,5$ MW.

In 1.4.d, la $\Delta P_v = -9,5$ MW, la $P_{curt} = 2$ MW, e la $P_v = 16,5$ MW $> P_{pump} = 4$ MW, di conseguenza, essendoci abbastanza potenza eolica disponibile, non si varierà la potenza di pompaggio e la $\Delta P_{tran} = \Delta P_v + P_{curt} + P_{pump} = -3,5$ MW.

Nel caso 1.4.e la $P_v = 3$ MW $< P_{pump} = 4$ MW, la potenza trasmessa sarà nulla quindi $\Delta P_{tran} = -Bid$ (in questo caso supposta pari a 20 MW) e la $\Delta P_{pump} = P_{pump} - P_v = -1$ MW.

5) $\Delta P_v > 0$ e $P_{turb} = P_{pump} = 0$:

In questa situazione, si cercherà di trasmettere il surplus di potenza ΔP_v senza agire sull'accumulo (caso 1.5.a); se ciò non fosse possibile si riempirà il serbatoio con una quantità maggiore di acqua rispetto a quella prevista dai processi stocastici (1.5.b). Nel caso i vincoli di massima potenza in fase di pompaggio, o di energia disponibile nel serbatoio non fossero rispettati, una quota parte della potenza eolica disponibile verrà tagliata (1.5.c).

1.5.a $IF[P_{max} \geq Bid + \Delta P_v]$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v, \Delta P_{pump} = 0.$$

1.5.b $IF\{(P_{max} < Bid + \Delta P_v) \text{ AND } [(E_{max} - E_{t+1})/t * np \geq \Delta P_v - (P_{max} - Bid)] \text{ AND } [P_p M \geq \Delta P_v - (P_{max} - Bid)]\}$:

$$\Delta P_{tran} = P_{max} - Bid, \Delta P_{pump} = \Delta P_v - \Delta P_{tran}.$$

1.5.c $IF\{(P_{max} < Bid + \Delta P_v) \text{ AND } [(E_{max} - E_{t+1})/t * np < \Delta P_v - (P_{max} - Bid)] \text{ OR } [P_p M \geq \Delta P_v - (P_{max} - Bid)]\}$:

$$\Delta P_{tran} = P_{max} - Bid, \Delta P_{pump} = \text{Min}[P_p M, E_{max} - E_{t+1}/t * np], \Delta P_{curt} = \Delta P_v - \Delta P_{tran} - \Delta P_{pump}.$$

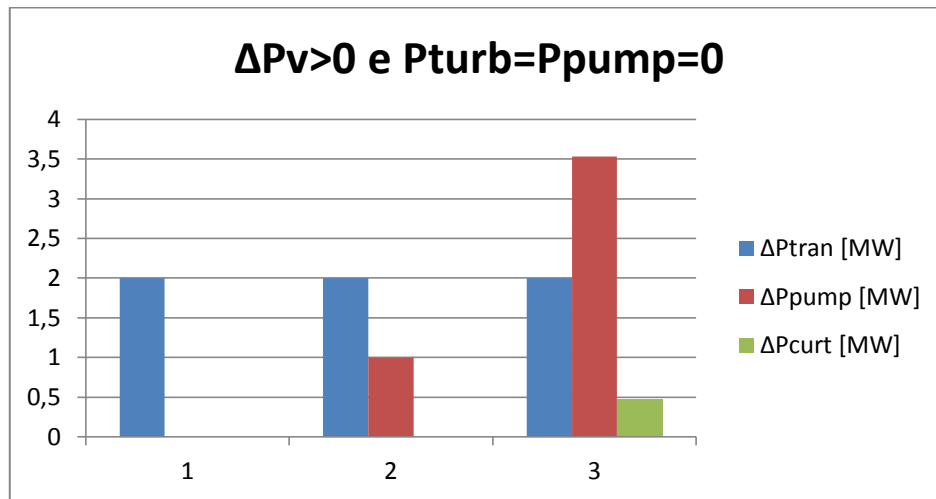


Grafico 8.3-5: Variazioni ΔP_{tran} , ΔP_{pump} e ΔP_{curt} nei casi 1.5.a, 1.5.b e 1.5.c

Nel caso 1.5.a, $\Delta P_v = 2$ MW, come nei successivi casi $P_{max} - Bid = 2$ MW e si trasmette il surplus. In 1.5.b, $\Delta P_v = 3$ MW, 2 MW vengono trasmessi e 1 MW verrà impiegato per riempire il serbatoio. In 1.5.c, invece, $\Delta P_v = 6$ MW, 2 MW verranno trasmessi, 3,53 MW verranno utilizzati dalle pompe (nel serbatoio sono disponibili 3 MWh e il $np = 0,85$) e 0,47 MW verranno dunque tagliati.

1.6) $\Delta P_v < 0$ e $P_{turb} = P_{pump} = 0$:

Se la potenza eolica tagliata in una data ora è nulla, e la $P_{turb} = 0$, l'ora in questione non sarebbe di "picco": trasmettere meno potenza non comporterebbe grosse perdite economiche (1.6.a).

Se la potenza tagliata preventivata fosse non nulla, la riduzione di potenza eolica potrebbe far non discostare la potenza trasmessa da quella preventivata (1.6.b), oppure no (caso 1.6.c).

1.6.a $IF[P_{curt} = 0]$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v.$$

1.6.b $IF[(P_{curt} > 0) \text{ AND } (|\Delta P_v| \leq P_{curt})]$:

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{curt} = \Delta P_v.$$

1.6.c $IF[(P_{curt} > 0) \text{ AND } (|\Delta P_v| > P_{curt})]$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v + P_{curt}, \Delta P_{curt} = -P_{curt}.$$

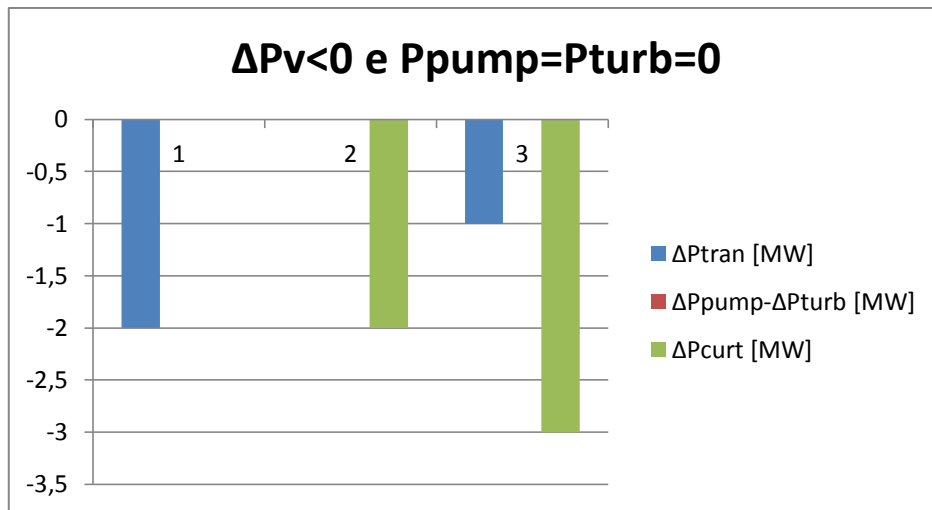


Grafico 8.3-6: Variazioni ΔP_{tran} , ΔP_{pump} e ΔP_{curt} nei casi 1.6.a, 1.6.b e 1.6.c

Nel caso 1.6.a, $\Delta P_v = -2$ MW e la ΔP_{tran} è anch'essa pari a -2 MW. In 1.6.b, $|\Delta P_v| = |-2|$ MW $\leq P_{curt} = 2$ MW e in 1.6.c, $|\Delta P_v| = |-4| > P_{curt} = 3$ MW.

8.3.2 Algoritmo 2

Questo algoritmo, al contrario del precedente, cercherà di far sì che i quantitativi di potenza trasmessa corrispondano a quelli impegnati nei mercati. Di conseguenza la potenza offerta che si cercherà di mantenere non sarà la *Bid* post elaborata ma quella determinata dai programmi stocastici.

Questo algoritmo tiene conto di regole di mercato in cui i produttori da fonte rinnovabile non programmabile debbano andare in contro a penalità in caso producano sbilanciamenti.

Anche l'algoritmo 2 considera sei casi, ogni caso è a sua volta strutturato in diverse situazioni.

2.1) $\Delta P_v > 0$ e $P_{turb} > 0$:

In questo caso il surplus di potenza eolica disponibile comporterà una diminuzione della potenza prodotta dalla centrale idroelettrica in modo da rispettare i quantitativi offerti (caso 2.1.a).

Nel caso il surplus sia tale da non poter rispettare tale condizione, una quantità di potenza maggiore verrà trasmessa (2.1.b), ed eventualmente tagliata (2.1.c).

2.1.a $IF(\Delta P_v \leq P_{turb})$:

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{turb} = \Delta P_v.$$

2.1.b $IF[(\Delta P_v > P_{turb}) \text{ AND } (P_{max-Bid} + P_{turb} \geq \Delta P_v)]$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v - P_{turb}, \Delta P_{turb} = -P_{turb}.$$

2.1.c $IF[(\Delta P_v > P_{turb}) \text{ AND } (P_{max-Bid} + P_{turb} < \Delta P_v)]$:

$$\Delta P_{tran} = P_{max-Bid} - P_{turb}, \Delta P_{turb} = -P_{turb}, \Delta P_{curt} = \Delta P_v - \Delta P_{tran}.$$

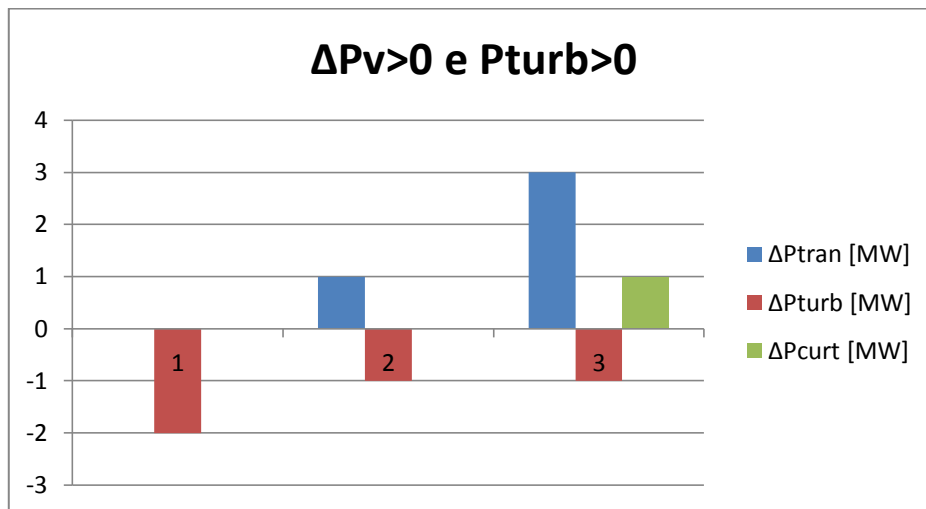


Grafico 8.3-7: Variazioni ΔPtran, ΔPturb e ΔPcurt nei casi 2.1.a, 2.1.b e 2.1.c

La ΔPv nei tre casi è pari a 2, 2 e 4 MW, la Pturb è 2, 1 e 1 MW e la Pmax-Bid è sempre pari a 2 MW.

2.2) ΔPv > 0 e Ppump > 0:

Per cercare di rispettare le immissioni programmate si aumenterà la potenza in fase pompaggio (2.2.a). Ciò potrebbe non essere possibile nel caso la massima potenza della pompa o la disponibilità del serbatoio non lo consentano: in tal caso si trasmetterà una parte del surplus (2.2.b); in caso ciò non fosse possibile si taglierà una parte della ΔPv (2.2.c).

2.2.a IF[(ΔPv ≤ PpM - Ppump) AND (ΔPv ≤ (Emax - E_{t+1})/np*t)]:

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{pump} = \Delta P_v.$$

2.2.b IF{(ΔPv > Pmax - Ppump) OR (ΔPv > (Emax - E_{t+1})/np*t) AND [ΔPv ≤ Pmax - Bid + Min(PpM - Ppump, (Emax - E_{t+1})/np*t)]}:
 Min(PpM - Ppump, (Emax - E_{t+1})/np*t):

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v - \Delta P_{pump}, \Delta P_{pump} = \text{Min}[P_{pM} - P_{pump}, (E_{max} - E_{t+1})/np * t].$$

2.2.c IF{[(ΔPv > Pmax - Ppump) OR (ΔPv > (Emax - E_{t+1})/np*t)] AND [ΔPv > Pmax - Bid + Min(PpM - Ppump, (Emax - E_{t+1})/np*t)]}:
 Min(PpM - Ppump, (Emax - E_{t+1})/np*t):

$$\Delta P_{tran} = P_{max} - Bid, \Delta P_{pump} = \text{Min}[P_{pM} - P_{pump}, (E_{max} - E_{t+1})/np * t], \Delta P_{curt} = \Delta P_v - \Delta Bid - \Delta P_{pump}.$$

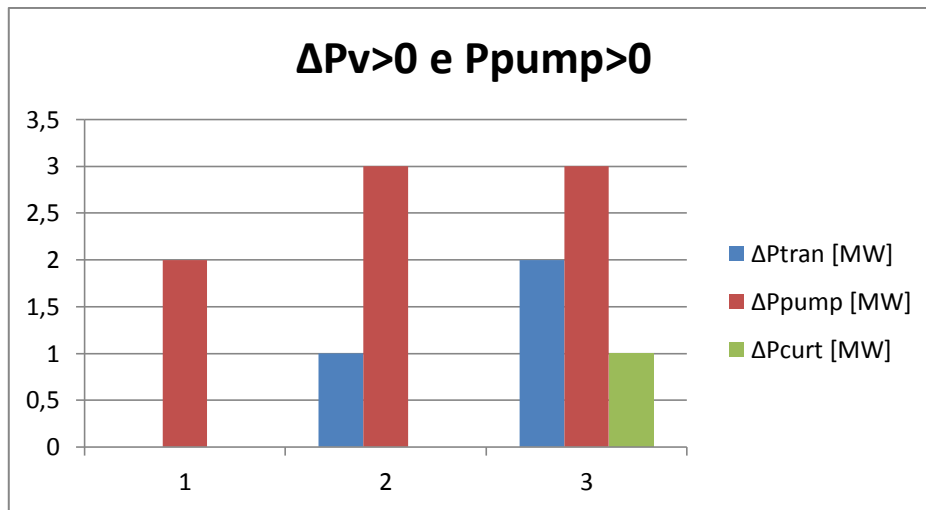


Grafico 8.3-8: Variazioni ΔP_{tran} , ΔP_{pump} e ΔP_{curt} nei casi 2.2.a, 2.2.b e 2.2.c

In questi tre casi la ΔP_v è pari a 2, 4 e 6 MW, la P_{pump} è sempre pari a 1 MW, la $P_{pM} = 4$ MW e $P_{max-Bid}$ è sempre uguale a 2 MW.

2.3) $\Delta P_v < 0$ e $P_{turb} > 0$:

In questo caso la potenza prodotta dalla centrale idroelettrica viene aumentata in modo da compensare la riduzione di potenza eolica disponibile (2.3.a). Se ciò non fosse possibile, nel caso l'aumento di potenza o l'energia nel serbatoio non lo consentano, si accetterà di trasmettere una potenza inferiore (2.3.b).

2.3.a IF[($|\Delta P_v| \leq P_{hM} - P_{turb}$) AND ($|\Delta P_v| \leq E_{t+1} * nh$)]:

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{turb} = -\Delta P_v.$$

2.3.b IF[($|\Delta P_v| > P_{hM} - P_{turb}$) OR ($|\Delta P_v| > E_{t+1} / nh * t$)]:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v + \Delta P_{turb}, \Delta P_{turb} = \text{Min}[P_{hM} - P_{turb}, E_{t+1} / nh * t].$$

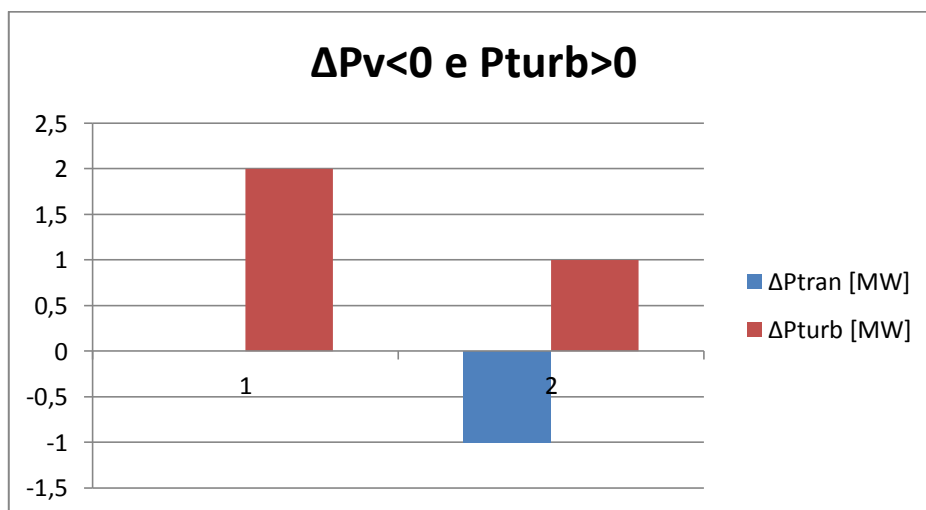


Grafico 8.3-9: Variazioni ΔP_{tran} e ΔP_{turb} nei casi 2.3.a e 2.3.b

La ΔP_v nei due casi è -2 MW, P_{turb} è di 2 e 3 MW e $P_{hM} = 4$ MW.

2.4) $\Delta P_v < 0$ e $P_{pump} > 0$:

Con una minore potenza disponibile si rende necessario ridurre il pompaggio affinché la potenza trasmessa sia costante; anche in questo caso l'operazione potrebbe non garantire il rispetto delle immissioni.

Viene considerata la possibilità che la potenza tagliata prevista sia non nulla, in quel caso, una riduzione della potenza disponibile potrebbe non comportare una riduzione della potenza trasmessa e della potenza impiegata per riempire il serbatoio.

Nel caso 2.4.a, si considera una ΔP_v che possa essere inglobata da una riduzione della potenza di pompaggio senza impattare la potenza trasmessa, in 2.4.b una ΔP_{tran} sarà inevitabile.

Nel caso 2.4.c, viene presa in considerazione l'ipotesi che la potenza tagliata sia maggiore della ΔP_v : non ci sarà alcuna variazione della potenza trasmessa e di quella usata per accumulare energia.

Nel caso 2.4.d, la potenza tagliata è inferiore alla riduzione di potenza eolica disponibile, ciò comporterà una riduzione della potenza di pompaggio, nel caso la riduzione della P_{pump} non bastasse si ridurrà la potenza trasmessa (2.4.e).

2.4.a $IF\{(|\Delta P_v| \leq P_{pump}) \text{ AND } (P_{curt} = 0)\}$:

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{pump} = \Delta P_v.$$

2.4.b $IF\{(|\Delta P_v| > P_{pump}) \text{ AND } (P_{curt} = 0)\}$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v - \Delta P_{pump}, \Delta P_{pump} = -P_{pump}.$$

2.4.c $IF\{(|\Delta P_v| \leq P_{curt}) \text{ AND } (P_{curt} > 0)\}$:

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{pump} = 0, \Delta P_{curt} = \Delta P_v.$$

2.4.d $IF\{(|\Delta P_v| > P_{curt}) \text{ AND } (P_{curt} > 0) \text{ AND } (|\Delta P_v| \leq P_{curt} + P_{pump})\}$:

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{pump} = \Delta P_v + P_{curt}, \Delta P_{curt} = -P_{curt}.$$

2.4.e $IF\{(|\Delta P_v| > P_{curt}) \text{ AND } (P_{curt} > 0) \text{ AND } (|\Delta P_v| > P_{curt} + P_{pump})\}$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v + P_{pump} + P_{curt}, \Delta P_{pump} = -P_{pump}, \Delta P_{curt} = -P_{curt}.$$

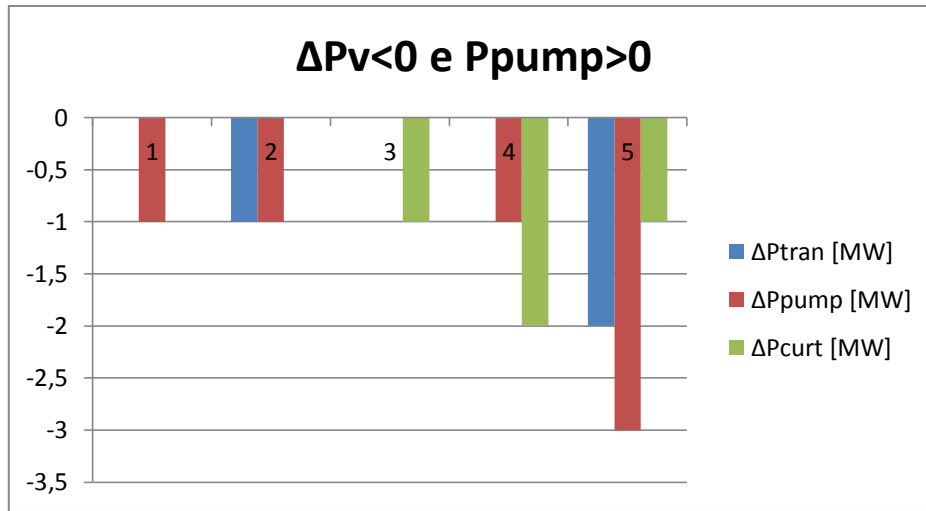


Grafico 8.3-10: Variazioni ΔP_{tran} , ΔP_{turb} e ΔP_{curt} nei casi 2.4.a, 2.4.b, 2.4.c, 2.4.d e 2.4.e

Nei primi due casi ΔP_v è pari a -1 e -2 MW, P_{pump} corrisponde a 2 e 1 MW.

Nel caso 2.4.c, $|\Delta P_v|=1 \leq P_{curt}=2$, in 2.4.d $|\Delta P_v|=3$ e $P_{curt}=2$ MW, $P_{pump}=4$ MW. Nell'ultimo caso $|\Delta P_v|=6 > P_{curt}=1$ e $P_{pump}=3$ MW.

2.5) $\Delta P_v > 0$ e $P_{turb} = P_{pump} = 0$:

Sotto queste ipotesi l'algoritmo cercherà di accumulare il surplus di energia utilizzando le pompe idrauliche (2.5.a), nel caso in cui la massima potenza in fase di pompaggio, o la massima energia accumulabile nel serbatoio limitassero questa operazione, come nei casi già descritti, una quantità maggiore di potenza verrà comunque trasmessa (2.5.b) o addirittura tagliata (2.5.c).

2.5.a $IF\{(\Delta P_v \leq P_{pM}) AND [\Delta P_v \leq (E_{max} - E_{t+1})/t * np]\}$:

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{pump} = \Delta P_v.$$

2.5.b $IF\{[(\Delta P_v > P_{pM}) OR (\Delta P_v \leq (E_{max} - E_{t+1})/t * np)] AND (P_{max} - Bid + \Delta P_{pump} \geq \Delta P_v)\}$:

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v - \Delta P_{pump}, \Delta P_{pump} = \text{Min}[P_{pM}, (E_{max} - E_{t+1})/np * t].$$

2.5.c $IF\{[(\Delta P_v > P_{pM}) OR (\Delta P_v \leq (E_{max} - E_{t+1})/t * np)] AND (P_{max} - Bid + \Delta P_{pump} < \Delta P_v)\}$:

$$\Delta P_{tran} = P_{max} - Bid, \Delta P_{pump} = \text{Min}[P_{pM}, (E_{max} - E_{t+1})/np * t], \Delta P_{curt} = \Delta P_v - Bid - \Delta P_{pump}.$$

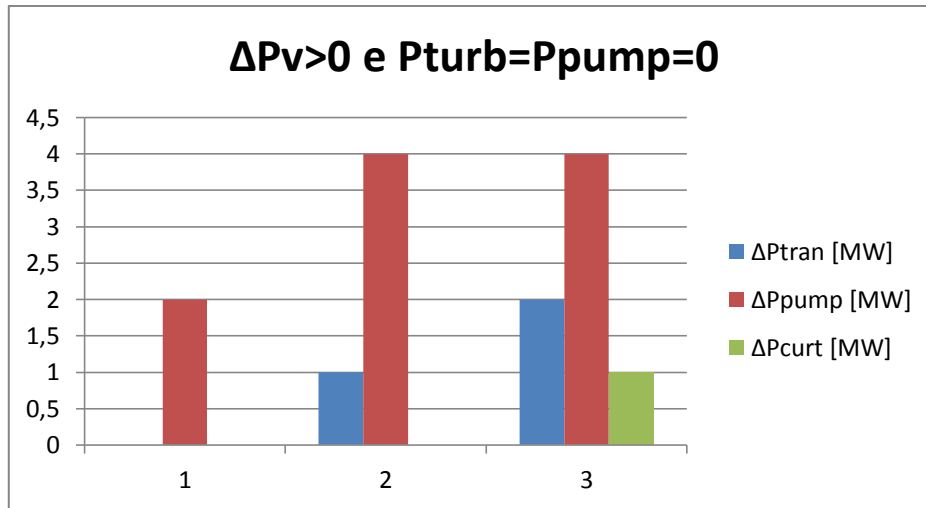


Grafico 8.3-11: Variazioni ΔPtran, ΔPpump e ΔPcurt nei casi 2.5.a, 2.5.b e 2.5.c

In 2.5.a $\Delta P_v=2$ MW, nel secondo caso $\Delta P_v= 5$ MW, in 2.5.c $\Delta P_v= 7$ MW, in tutti i casi $P_{pM}=4$ MW e $P_{max-Bid}=2$ MW (si è supposto che nel serbatoio ci sia sempre la possibilità di accumulare energia).

2.6) $\Delta P_v < 0$ e $P_{turb} = P_{pump} = 0$:

Per compensare la carenza di potenza eolica disponibile si può utilizzare la centrale idroelettrica, ammesso che nel serbatoio ci sia abbastanza energia e che la potenza P_{hM} lo consenta (2.6.a), se così non fosse ci sarà una riduzione della potenza trasmessa (2.6.b).

Come nel quarto caso si considera la possibilità che la potenza tagliata sia non nulla e le situazioni sono del tutto analoghe.

2.6.a $IF[(|\Delta P_v| \leq P_{hM}) AND (|\Delta P_v| \leq (E_{t+1} * nh/t) AND (P_{curt} = 0))]:$

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{turb} = -\Delta P_v.$$

2.6.b $IF[(|\Delta P_v| > P_{hM}) OR (|\Delta P_v| > (E_{t+1} * nh/t) AND (P_{curt} = 0))]:$

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v + \Delta P_{turb}, \Delta P_{turb} = \text{Min}[P_{hM}, E_{t+1} * nh/t].$$

2.6.c $IF[(|\Delta P_v| \leq P_{curt}) AND (P_{curt} > 0)]:$

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{turb}, \Delta P_{curt} = \Delta P_v.$$

2.6.d $IF[(|\Delta P_v| > P_{curt}) AND (P_{curt} > 0) AND (|\Delta P_v| \leq P_{curt} + \text{Min}(P_{pM}, E_{t+1} * nh/t))]:$

$$\Delta P_{tran} = 0, \Delta P_{turb} = -\Delta P_v - P_{curt}, \Delta P_{curt} = -P_{curt}.$$

2.6.e $IF[(|\Delta P_v| > P_{curt}) AND (P_{curt} > 0) AND (|\Delta P_v| > P_{curt} + \text{Min}(P_{pM}, E_{t+1} * nh/t))]:$

$$\Delta P_{tran} = \Delta P_v + \Delta P_{turb} + P_{curt}, \Delta P_{turb} = \text{Min}(P_{hM}, E_t * nh/t), \Delta P_{curt} = -P_{curt}.$$

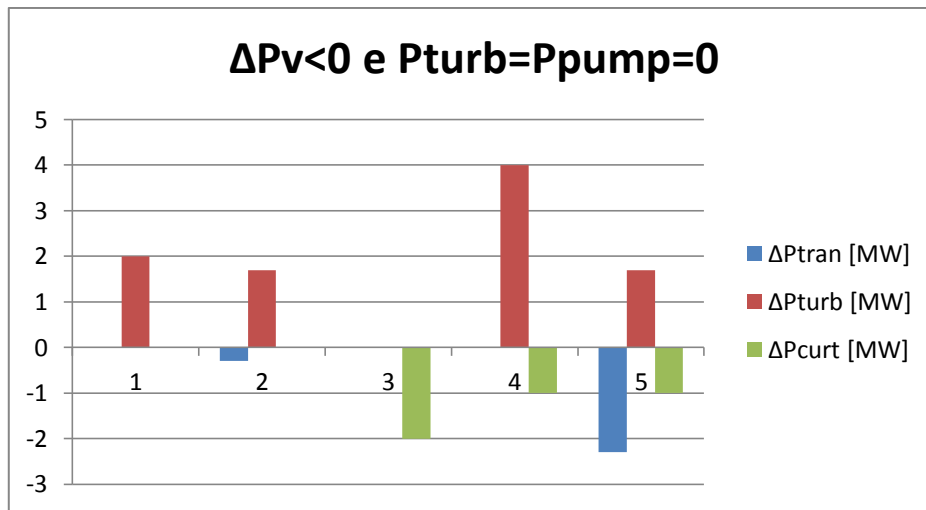


Grafico 8.3-12: Variazioni ΔP_{tran} , ΔP_{turb} e ΔP_{curt} nei casi 2.6.a, 2.6.b, 2.6.c, 2.6.d e 2.6.e

Nel primo caso, $\Delta P_v = -2$ MW e $E_{t+1} = 6$ MWh (sufficiente a sopprimere il ΔP_v negativo), nel secondo, ΔP_v è uguale e $E_{t+1} = 2$ MWh, $P_{hM} = 4$ MW in entrambi in casi (il "collo di bottiglia" è dato dall'energia nel serbatoio).

Nel caso 2.6.c, $\Delta P_v = -2$ MW e $P_{curt} = 3$ MW, in 2.6.d $|\Delta P_v| = 5 > P_{curt} = 1$, $E_{t+1} = 8$ MWh.

Nell'ultimo caso, ΔP_v e P_{curt} sono uguali al caso precedente ma l'energia nel serbatoio è 2 MWh (con $nh = 0,85$).

8.4 Bibliografia del capitolo

[1] <http://office.microsoft.com/it-it/?CTT=97>

Conclusioni

In questo lavoro di tesi è stata implementata una metodologia per coordinare in modo ottimale una centrale idroelettrica reversibile con una centrale eolica.

I modelli di ottimizzazione per il Mercato del Giorno Prima e per il Mercato Infragiornaliero hanno fornito risultati soddisfacenti. Infatti, nei test deterministici riportati nel terzo capitolo, è stato mostrato che i modelli forniscono risultati coerenti con i dati d'ingresso.

Le tecniche di previsione ARIMA, utilizzate per prevedere i dati d'ingresso dei modelli stocastici, hanno fornito buoni risultati nel caso dei prezzi dell'energia elettrica e risultati poco attendibili nel caso delle velocità del vento. Come descritto nel quinto capitolo, l'analisi delle serie storiche mal si concilia con la previsione di grandezze come il vento, la cui serie storica presenta frequenti e intensi shock. In particolare, la previsione si è rivelata inattendibile sia per quanto riguarda le stime dei valori attesi, sia per le stime degli errori standard.

L'algoritmo di riduzione fornisce risultati soddisfacenti; infatti, è stato mostrato nel sesto capitolo che in termini di guadagni giornalieri attesi, e di offerte di energia, i risultati cambiavano di poco (e comunque in percentuali inferiori rispetto agli errori da cui erano affette le previsioni).

I risultati forniti dai programmi stocastici a due fasi sono pesantemente influenzati dai dati d'ingresso. Nel settimo capitolo è stato mostrato come le ampie distribuzioni di probabilità delle velocità del vento rendano i risultati ottenuti abbastanza diversi da quelli che si otterrebbero avendo una conoscenza esatta sui prezzi e sulle velocità che si determineranno. Ad ogni modo, con dei dati d'ingresso più affidabili, la programmazione stocastica a due fasi fornirebbe risultati migliori.

Le analisi di sensitivity riportate nel settimo capitolo, mostrano che ad un aumento della massima potenza in fase di produzione, e in fase di pompaggio, della centrale idroelettrica, corrispondono guadagni maggiori rispetto ad incrementi delle dimensioni del serbatoio. È stato anche mostrato che, in certe situazioni, aumentando le dimensioni del serbatoio oltre un certo valore, i guadagni attesi subiscono variazioni minime: cosa del tutto razionale vista la mancata saturazione del serbatoio per taglie minori.

Nell'ottavo capitolo, sono descritti gli algoritmi di gestione in tempo reale della centrale idroelettrica. Questi, tenendo conto di tutte le situazioni che si possono venire a creare, consentono di gestire in tempo reale i profili di energia nel serbatoio idraulico agendo sulle potenze dei gruppi idroelettrici in fase di accumulo e di produzione.

Come descritto nel primo capitolo, con gli sviluppi alle turbine idrauliche si stima che le centrali idroelettriche saranno in grado di commutare il proprio funzionamento da fase di produzione a fase di accumulo, e viceversa, in tempi brevi. Questi miglioramenti tecnologici dovrebbero quindi portare ad

Conclusioni

un utilizzo delle centrali di pompaggio atto a rendere meno aleatoria la produzione da fonte rinnovabile intermittente.

Quella implementata in questo lavoro di tesi è solo una delle tante metodologie per coordinare questi tipi di centrali. Ad esempio, l'accumulo idraulico potrebbe essere unicamente destinato alla compensazione della differenza tra la potenza immessa da fonte rinnovabile non programmabile, e la potenza offerta al mercato elettrico.

Come operare sui sistemi di accumulo dipenderà, oltre che dagli sviluppi tecnologici, dalle politiche energetiche che verranno intraprese dai paesi dell'Unione Europea.

Ringraziamenti

Al termine degli studi universitari mi sento di dover ringraziare mia mamma per avermi dato l'opportunità, a costo di non pochi sacrifici, di raggiungere questo importante traguardo e per avermi sopportato durante tutti questi anni.

Un ringraziamento va a mia sorella, agli zii e ai cugini che mi hanno aiutato nei primi mesi della mia avventura milanese rendendo l'impatto con la city meno ostico.

È doveroso ricordare Alberto, Dario, Fabrizio, Francesco, Leo, Luca, Pasqualino, e Virgilio, con i quali ho trascorso tanti bei momenti e senza i quali il Poli sarebbe stato solo studio ed esami. All'inizio eravate dei compagni di banco, ora siete degli amici; comunque vada, è stato un onore fare questo tratto di strada assieme a voi.

Infine voglio ringraziare il mio paese, l'Italia, che seppur non priva difetti, da l'opportunità a tutti i ragazzi volenterosi di raggiungere i gradi più alti degli studi; non so dove mi porterà il futuro, ma le sarò sempre riconoscente per ciò che mi ha dato.