



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II
SCUOLA DI DOTTORATO IN INGEGNERIA INDUSTRIALE

Dipartimento di Ingegneria Industriale
Sezione Ingegneria Economico-Gestionale

DOTTORATO DI RICERCA IN
SCIENCE AND TECHNOLOGY MANAGEMENT
XXV CICLO

*La gestione di una microgrid nel mercato
liberalizzato dell'energia elettrica*

Dott. Ing. Gabriella Ferruzzi

Tutor
Ch.mo Prof. Federico Rossi

Coordinatore del Dottorato
Ch.mo Prof. Giuseppe Zollo

*Dedicato a chi ha voluto credere in me e nelle mie capacità,
a chi ha provato a mettere ordine nella mia testa,
a chi, sia professionalmente che umanamente,
ha condiviso con me questi tre anni intensi di dottorato.*

Al Professore Federico Rossi

Indice

<i>Introduzione</i>	5
Pubblicazioni e Tesi sull'argomento	7
Ringraziamenti	9
Capitolo primo	
<i>Verso un sistema elettrico intelligente</i>	10
1. Introduzione	10
2. Il sistema fisico.....	13
2.1 La produzione.....	14
2.2 La trasmissione.....	15
2.3 La distribuzione.....	16
2.3.1 Le reti di distribuzione a Bassa Tensione (BT)	17
Reti radiali.....	18
Reti ad anello	19
Reti a maglie	20
3. Criticità dell'attuale rete elettrica	21
4. Il nuovo sistema intelligente: le microgrid.....	23
5. Come la Microgrid risolve le criticità dell'attuale rete elettrica	26
6. Trasformazione dell'attuale rete elettrica in una SmartMicroGrid: azioni necessarie e stakeholders	28

Capitolo secondo

<i>La microgrid</i>	31
1. Introduzione	31
2. La microgrid e la generazione distribuita.....	33
2.1 Analisi della letteratura	33
2.2 Classificazione delle DG.....	35
2.3 Vantaggi e svantaggi connessi alla generazione distribuita.....	38
2.3.1 L'integrazione della GD nel sistema	39
2.3.2 L'interconnessione della GD nella rete di distribuzione	40
3. I componenti di una microgrid	43
3.1 Le unità di generazione distribuita.....	43
3.1.1 Le tecnologie dispacciabili	44
3.1.1.1 Tecnologie per la produzione di sola energia termica	44
Caldaie	44
Caldaie alimentate a biomassa	45
3.1.1.2 Tecnologie per la produzione di sola energia elettrica	47
Le microturbine a gas.....	47
Le celle a combustibile	48
I motori a combustione interna	50
Il motore Stirling.....	51
Impianti a biomassa.....	51
3.1.1.3 Impianti cogenerativi	51
3.1.2 Gli impianti non dispacciabili	55
3.1.2.1 Tecnologie per la produzione di sola energia termica	55
Pannelli solari.....	55
3.1.2.2 Tecnologie per la produzione di sola energia elettrica	56
Impianti eolici	56
Impianti solari fotovoltaici	57
Impianti solari termodinamici	58
3.2 Sistemi di accumulo di energia.....	59
3.2.1 Sistemi di accumulo elettrico	61
3.2.2 Sistemi di accumulo termico	64
3.3 I carichi.....	65

Capitolo terzo

<i>Il gestore della microgrid</i>	71
1. Introduzione	71
2. Il soggetto proprietario	71
2.1 La microrete privata.....	72
2.2 La microrete con l'obbligo di connessione a terzi	72

3.	Il rapporto tra la proprietà e la gestione della microrete	74
3.1	La configurazione DSO.....	75
3.2	Il Consorzio di Prosumer	76
3.3	Il sistema a mercato libero	78
4.	La proprietà e le architetture di controllo di una microrete.....	79
4.1	Il controllo centralizzato	81
4.2	Il controllo decentralizzato.....	82

Capitolo quarto

<i>I mercati elettrici</i>	84
1. Introduzione	84
2. Gli operatori del mercato.....	85
Consumatori	86
Produttori.....	87
Il gestore della rete di trasmissione.....	88
Distributori	88
3. Modalità di contrattazione.....	89
4. Alcune caratteristiche del mercato	91
5. Architetture di mercato.....	92
5.1 Mercato dei servizi primari	93
6. Il mercato senza rete.....	96
6.1 Le offerte	96
6.2 L'equilibrio nel caso di offerte a gradino	100
6.1.2 L'equilibrio nel caso di offerte con curve non a gradino.....	104
7. Il mercato e la rete	109
7.1 L'approccio centralizzato.....	110
7.2 L'approccio decentralizzato	111
8. Il prezzo unico per i consumatori	114
9. Il ripristino del buon funzionamento della rete	116
10. Il mercato organizzato dei servizi ausiliari	117
10.1 Le risorse necessarie	117
10.2 Sull'opportunità di prevedere mercati separati.....	118
10.3 La programmazione della disponibilità	121
10.4 Il recupero dei costi delle regolazioni.....	124

Capitolo quinto

<i>La gestione ottimale di una microgrid</i>	125
1. Introduzione	125
2. I modelli per la gestione di breve termine.....	128
2.1 Determinazione ottimale delle offerte nei mercati dell'energia.....	128
2.1.1 La funzione obiettivo	129
2.1.2 I vincoli.....	130
2.2 Determinazione dello stato della microgrid.....	134
2.3 Unit Commitment	135
2.4 Ripartizione delle potenze termoelettriche (OPF)	139
3. Struttura di controllo	142
3.1.2 Il Local Controller (LC) di un generatore (3).....	146
3.1.4 Il Local Controller (LC) di un carico (3').....	147
3.1.3 Il Local Controller (LC) di un accumulo	148

Capitolo sesto

<i>Caso studio</i>	151
1. Introduzione	151
2. Descrizione dei casi.....	151
2.1 Rete con produzione di sola energia elettrica	155
Caso 1a (generazione < carico)	155
Caso 1b (produzione > carico)	160
2.2 Produzione di energia sia elettrica che termica.....	165
Caso 2 (produzione < carico)	165
2.3 Produzione di sola energia elettrica con accumulo elettrico	170
Caso 3a (produzione < carico).....	170
Caso 3b (produzione > carico)	175
2.4 Produzione di energia sia elettrica che termica con accumulo elettrico	181
Caso 4 (produzione < carico)	181
<i>Conclusioni</i>	186
<i>Bibliografia</i>	189

Introduzione

Da sempre ad una evoluzione della società è stata accompagnata una evoluzione degli usi energetici.

L'uomo, infatti, sin dall'inizio della sua esistenza ha tentato di sfruttare le forme di energia prima per garantirsi la sopravvivenza, poi per migliorare la qualità della sua vita. Le uniche fonti che l'uomo primitivo aveva a disposizione erano la sua forza muscolare, capace di produrre energia meccanica, e la radiazione solare, dispensatrice di energia termica e luminosa; solo successivamente scoprirà il fuoco.

Ma le tappe storiche sono quelle segnate dall'invenzione della macchina a vapore, brevettata da Watt nel 1765, dall'invenzione della pila di Volta nel 1799 e, soprattutto, dall'induzione elettromagnetica di Faraday nel 1831, che porta alla costruzione dei primi modelli di generatori elettromeccanici. L'energia elettrica può così essere prodotta, in quantità enormemente superiori a quelle ottenibili con la pila.

Nel 1881 Edison presenta il primo sistema completo di produzione, trasporto e utilizzazione dell'energia elettrica: l'elettricità comincia la sua diffusione di massa. L'impiego crescente dell'energia elettrica segna un altro punto di svolta nella vita dell'uomo.

Gli inizi del Novecento segnano anche il periodo in cui il petrolio incomincia ad assumere un ruolo energetico di primaria importanza. È il settore dei trasporti che fornisce al petrolio quella domanda che ha largamente sostenuto l'industria petrolifera fino ai nostri giorni.

Verso la metà del secolo inizia anche lo sfruttamento su larga scala per usi multipli del gas naturale.

È con lo sfruttamento intensivo dei combustibili fossili che l'energia diviene uno dei fattori decisivi dell'accumulazione di capitale e quindi dello sviluppo economico.

L'utilizzo dell'energia ai giorni nostri, soprattutto nei Paesi industrializzati, è divenuta una necessità imprescindibile, ma molte sono le preoccupazioni e le incertezze sulla possibilità su come riuscire a soddisfare la crescente domanda di energia, proveniente soprattutto dai paesi in via di sviluppo, negli anni a venire.

In primis, per la riduzione della disponibilità dei combustibili fossili.

In aggiunta, la sensibilizzazione verso il problema ambientale stimola la necessità di incentivare lo sfruttamento di fonti di energia alternativa, che però si presentano come fonti aleatorie e, quindi, incapaci di erogare un servizio con continuità.

Infine, essendo il servizio elettrico un servizio universale, cioè garantito a tutti, nasce l'esigenza di investire nel ripotenziamento delle reti per soddisfare le richieste di energia degli utilizzatori.

Tutto questo ha condotto ad un interessamento da parte della comunità scientifica verso nuove strutture di reti, capaci di risolvere le problematiche sopra illustrate: nasce, così, il concetto di smart microgrid.

Il presente lavoro di tesi ha come scopo la ricerca dei modi e delle forme per gestire in maniera ottimale una microgrid in un contesto di mercato liberalizzato dell'energia. Gestire il sistema in maniera ottimale significa stabilire un piano di interventi delle unità di generazione distribuita (DER) e della quantità di potenza fornita dalla rete di produzione che assicuri il soddisfacimento dei carichi, supposti fissi e noti, e il buon funzionamento della rete.

La tesi, suddivisibile in 3 sezioni, è articolata in sei capitoli: i primi tre sono improntati sull'analisi della letteratura; gli altri, invece, sono indirizzati alla individuazione di un modello di gestione ottima della microgrid e all'implementazione di casi studio.

Nella prima parte del lavoro, attraverso l'analisi della letteratura esistente, vengono definiti il concetto di microgrid e le problematiche ad essa connessa; vengono, inoltre, individuati i modelli di gestione di rete già presenti.

Nella seconda sezione, approfondita nei capitoli tre e quattro, gli studi hanno portato ad individuare come gestione economica ottima della microgrid la gestione di breve termine. In genere, analogamente a quanto accade nella gestione monopolista del sistema di potenza, il problema della gestione di breve termine viene risolto suddividendolo in tre sottoproblemi: la determinazione degli stoccaggi e della potenza scambiata con la rete; *l'unit commitment*; la ripartizione termoelettrica.

L'ultima parte del lavoro, sviluppata negli ultimi due capitoli, invece, è stata incentrata sulla formulazione del modello di gestione ottima e sulla sua implementazione, analizzando i diversi casi possibili e le diverse composizioni tecnologiche della microrete.

Pubblicazioni e Tesi sull'argomento

In linea con le tematiche affrontate nel presente lavoro di tesi, possono ritenersi collegate le seguenti *pubblicazioni*:

- Bracale A., Caramia P., Carpinelli G., Di Fazio A.R., Ferruzzi G.: “A Bayesian Method for Short-Term Probabilistic Forecasting of Photovoltaic Generation in Smart Grid Operation and Control”, *Energies*, *Energies*, vol. 6(2), pp. 733-747, 2013.

- Carpinelli G., Ferruzzi G., Russo A.: “Trade-off Analysis to Solve a Probabilistic Multi-objective Problem for Passive Filtering System Planning”, *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, (manuscript ID: JEEPS.2013.0011).
- Carpinelli G., Ferruzzi G., Russo A.: “A Heuristic Multi-objective Approach with Trade off/Risk Analysis Issues for Passive Harmonic Filters Planning I. Problem Formulation and Solution Algorithm”, *8th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2012)*, Cagliari, October 1-3, 2012.
- Adinolfi G., Cigolotti V., Graditi G., Ferruzzi G.: “Grid integration of Distributed Energy Resources: technologies, potentials contributions and future prospects”, *ICCEP 2013 - International Conference*, on Clean Electrical Power, Alghero (Italia), June 11-13 2013.

e le seguenti *Tesi di Laurea*, svolte sotto la guida del prof. Federico Rossi, che mi hanno vista correlatrice:

- Capezzuto Mariangela, “Analisi tecnico economica dei sistemi di accumulo di energia termica integrati in impianti cogenerativi per applicazioni domestiche”, *Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Gestionale*, Università di Napoli Federico II, A.A. 2011-2012
- Leone Elisabetta, “Le opportunità per le celle a combustibile nelle smart grids”, *Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Gestionale*, Università degli Studi di Napoli Federico II, A.A. 2011-2012.
- Iommazzo Giovanna “La generazione distribuita nel nuovo contesto energetico nazionale”, *Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Gestionale*, Università degli Studi di Napoli Federico II, A.A. 2010-2011.
- Scognamiglio Ciro “Sviluppo della generazione distribuita”, *Tesi di Laurea Specialistica in Ingegneria Gestionale*, Università degli Studi di Napoli Federico II, A.A. 2008-2009.

Ringraziamenti

Il primo ringraziamento è per il Prof. ing. *Federico Rossi* che, con non poche difficoltà, mi ha supportata, moralmente e scientificamente, durante tutto lo svolgimento del lavoro di tesi.

Un sentito ringraziamento al Prof. ing. *Guido Carpinelli* e a tutto il suo gruppo di lavoro, in maniera particolare all'ing. *Antonio Bracale*, per avermi incuriosito e spinto ad ampliare le mie conoscenze in campi diversi dal mio settore di provenienza.

Un affettuoso ringraziamento all'ing. *Angela Russo*, per non avermi mai fatto mancare il suo supporto e per il contributo fondamentale che ha apportato a questa tesi.

Un ulteriore grazie devo dirlo ai colleghi dell'Enea, in particolare all'ing. *Giorgio Graditi*, all'ing. *Viviana Cigolotti* e all'ing. *Giovanna Adinolfi*, con i quali spesso mi sono confrontata su tematiche affini all'argomento di ricerca.

Un grazie di cuore ai miei migliori supporters, la mia famiglia, di cui sono davvero molto orgogliosa, e che con amore e con pazienza mi ha sostenuto in questa avventura.

Un ringraziamento più che dovuto va agli amici del laboratorio di ingegneria gestionale: *Carmen, Ivana, Maria, Mariella, Raffaella, Mario e Vincenzo*, per tutte le innumerevoli volte che mi sono lamentata, ma soprattutto per tutte le volte che gli ho procurato mal di testa con le mie chiacchiere infinite.

Un ultimo ringraziamento *a tutti* i componenti del Dipartimento di Ingegneria Economico-Gestionale (da Gennaio 2013 sezione del Dipartimento di Ingegneria Industriale) per avermi sempre incoraggiata e spronata a fare meglio.

Un grazie speciale va a *Giovanni Pastore*, per aver lavorato al mio fianco, nell'ultimo, anno 24 ore su 24, fine settimana e festivi compresi, e per aver trovato soluzione a tutti i problemi che gli ho posto.

In conclusione, questa tesi di dottorato è davvero la dimostrazione che il gioco di squadra è sempre vincente.

Capitolo primo

Verso un sistema elettrico intelligente

1. Introduzione

“Il sistema mondiale di produzione e di utilizzo dell’energia è ad un bivio. Le attuali tendenze sono ecologicamente, economicamente e socialmente insostenibili. Non è esagerato affermare che il futuro della prosperità umana dipenderà dal successo con cui affronteremo le due sfide energetiche centrali che abbiamo di fronte oggi: garantire l’approvvigionamento di energia in modo affidabile a prezzi accessibili ed effettuare una rapida trasformazione verso un sistema energetico a basso tenore di carbonio, efficiente ed ecosostenibile” [IEA, 2008].

Il rapporto annuale del 2008 rappresenta la prima volta in cui l’International Energy Agency assume una posizione così netta da non lasciare spazio ad interpretazioni: il sistema dell’energia mondiale ha raggiunto l’insostenibilità e sono necessarie correzioni e drastici cambiamenti per evitare imprevedibili ed irreversibili conseguenze al benessere e allo sviluppo umano.

L’attuale situazione energetica mondiale appare come segue.

In assenza di una nuova politica energetica la domanda mondiale di energia primaria crescerà in media del 1,3% all’anno nel periodo 2009-2035 [IEA, 2012a].

Il petrolio continuerà ad essere la fonte primaria di energia e lo rimarrà per molti anni, anche assumendo attendibile la più ottimistica ipotesi di sviluppo e diffusione di tecnologie alternative.

È prevista una crescita della domanda di petrolio pari all'1% annuo, imputabile soprattutto ad un aumento del fabbisogno elettrico stimato, al 2035, pari al 77%.

Aumenterà anche la domanda di carbone, con un tasso dell'1,7% annuo, determinando un aumento dal 26% al 28% della quota energetica totale. I maggiori responsabili di tale aumento saranno Cina e India.

Segue lo stesso trend degli altri combustibili anche il gas, con un tasso di crescita dell'1,6% annuo.

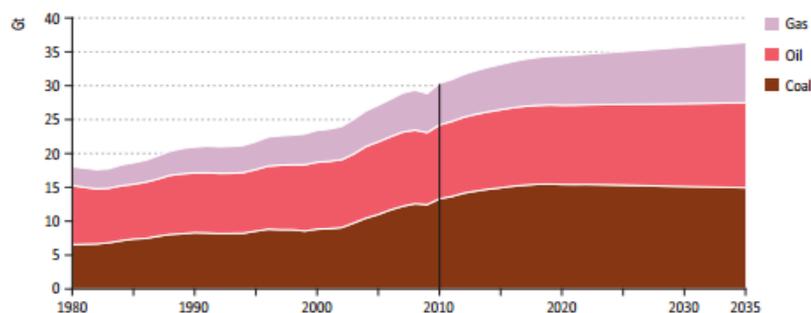
Un po' diversa appare la situazione dell'Europa.

Con riferimento al 2020, il contributo per fonte vede ancora una presenza preponderante delle fonti fossili, tuttavia in diminuzione fino al 77,6%: il contributo del gas continua a crescere fino al 28,2%, il petrolio diminuisce fino al 35,2%, il carbone diminuisce fino al 14,2% [Commissione europea, 2005].

Per quanto riguarda l'Italia, sempre con riferimento al 2020, il contributo per fonte vede ancora una presenza preponderante delle fonti fossili, tuttavia in diminuzione dal 91,4% all'89,3%. Il contributo di petrolio diminuisce fino al 41,3% circa, quello del gas diminuisce leggermente fino al 37,4% circa, il carbone, invece, aumenta fino al 10,6% circa [Commissione europea, 2005].

Una dipendenza così rilevante dai combustibili fossili, si concretizza in una crescita continua delle emissioni di CO₂ e di gas ad effetto serra relativa ai processi energetici. Mantenendo immutate le politiche energetiche attuali, le emissioni di CO₂ aumenteranno da 28,8 Gt nel 2009 a 30,4 Gt nel 2010 e 36,4 Gt nel 2035 (Fig. 1.1).

FIG. 1.1 *Trend 2009-2035 delle emissioni di CO2.*



FONTE: IEA [2012a].

Ancora una volta appare evidente la stretta relazione esistente tra energia, economia, ambiente e società [IEA, 2008].

Questa risulta ancora più tangibile se ci si sofferma sui consumi di energia elettrica, forma di energia utilizzata maggiormente.

È prevista, infatti, una crescita dei consumi netti pari al 2,5% annuo fino al 2030, con l'80% di tale incremento nei Paesi non-OCSE. L'aumento più importante (circa il 28% del totale) dovrebbe verificarsi in Cina. Crescono, ovviamente, anche i consumi elettrici netti in Europa che, già al 2020, dovrebbero portarsi intorno ai 3.116 TWh, aumentando, rispetto al 2007, di circa il 10% [Terna, 2010]. Per l'Italia, si stima che il consumo elettrico netto raggiunga, al 2020, il valore di circa 415 TWh [Clò e Verde, 2007].

Il quadro illustrato non è incoraggiante.

La prevenzione di danni gravi ed irreversibili per il clima globale richiede la definizione di nuove vie per una progressiva diminuzione del tenore carbonio dalle principali fonti di energia mondiale. Dovrà cambiare l'uso di energia nelle case, nelle imprese, nei trasporti, anche in un'ottica di aumento previsto dei consumi dell'energia elettrica.

Tuttavia, un sistema energetico sostenibile è ancora raggiungibile e può apportare grandi benefici [IEA, 2008].

Da qui il forte interesse per la ricerca verso soluzioni innovative, capaci di ottimizzare l'utilizzo delle diverse unità di generazione di energia, che siano ecocompatibili e che siano capaci di colmare le carenze dell'attuale sistema elettrico.

In risposta a queste esigenze, si sviluppa il concetto di rete intelligente, che sarà oggetto di approfondimento di tutto il lavoro di tesi.

Prima, però, in questo capitolo, sarà illustrato l'attuale sistema dell'energia elettrica, con i suoi punti di forza e di debolezza, e saranno presentate le azioni da intraprendere per facilitare il passaggio ad una rete più efficiente.

2. Il sistema fisico

Il sistema fisico attraverso il quale si fornisce elettricità si presenta, oggi, nei vari paesi, come un grande sistema infrastrutturale a rete, in cui l'energia complessivamente prodotta e immessa in rete dagli impianti di generazione per soddisfare le richieste dei consumatori si ripartisce secondo regole fisiche sostanzialmente non controllabili dall'esterno: il rapporto tra produttore e consumatore è quindi anonimo, nel senso che non è possibile dire da dove provenga l'energia elettrica prelevata in un certo punto della rete.

Caratteristica della rete è la sua articolazione in più reti contraddistinte da livelli di tensione diversi. Da una parte, infatti, ragioni tecniche ed economiche ben note impongono che il trasporto dell'energia dai luoghi della grande produzione a quelli di consumo avvenga a tensioni crescenti con la potenza e la distanza; dall'altra, la scelta del valore di tensione delle ramificazioni ultime del sistema, destinate a portare l'energia ai piccolissimi consumatori, deve essere compatibile con la sicurezza delle persone e delle cose.

Il sistema è protetto con dispositivi di vario tipo e natura (elettrici e non) per salvaguardare le varie sezioni e i vari componenti da possibili funzionamenti fisicamente non accettabili.

Nel seguito si faranno alcune considerazioni sui tre sottosistemi (di produzione, trasmissione e distribuzione) in cui il sistema può pensarsi suddiviso se ci si ferma ai morsetti degli utilizzatori [Rossi, 2007].

2.1 La produzione

Il sottosistema della produzione è costituito dal complesso degli impianti di produzione, variamente dislocati sul territorio. Componente fondamentale di ciascun impianto è la centrale, ove sono installati, in genere su più gruppi o unità di produzione, i generatori sincroni trifase con i relativi motori primi.

Una classificazione importante degli impianti di produzione è quella operata in base al livello di tensione della rete cui sono connessi [Mangoni e Russo, 2005].

Tale classificazione porta a distinguere tra impianti costituenti la cosiddetta produzione concentrata e impianti costituenti la cosiddetta produzione distribuita.

Con riferimento alla classificazione adottata in Italia, la produzione concentrata - quella largamente prevalente in termini quantitativi - comprende gli impianti connessi alle reti con tensioni maggiori di 30 kV (reti di III categoria). Tali impianti sono: gli impianti idroelettrici di grande taglia (impianti ad acqua fluente; impianti a serbatoio, a regolazione giornaliera, settimanale, stagionale e annuale a seconda della capacità di accumulo d'acqua; impianti di produzione e pompaggio); gli impianti termoelettrici di potenza da fonte convenzionale (impianti con turbina a vapore con combustibili tradizionali o nucleari, impianti con turbina a gas e impianti a ciclo combinato con turbina a gas e a vapore); gli impianti geotermoelettrici.

La produzione distribuita comprende, invece, gli impianti connessi a reti con tensione maggiore di 1000 V e minore di 30 kV (reti di II categoria) e a reti con tensione maggiore di 50 V e minore di 1000 V (reti di I categoria). Si tratta degli impianti idroelettrici e termoelettrici di potenza di piccola taglia, di molti impianti

che utilizzano fonti energetiche rinnovabili (quali gli impianti eolici, gli impianti solari termici e fotovoltaici, gli impianti termoelettrici da biomasse), degli impianti di cogenerazione [Rossi, 2007].

Le attività connesse alla fase produzione della filiera riguardano la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti e l'acquisto dei combustibili (per centrali non a fonte rinnovabile).

2.2 *La trasmissione*

Il sottosistema della trasmissione [Carpinelli e Mangoni, 2001] è costituito da una rete a 380 kV, a maglie larghe, attraverso la quale l'energia prodotta dai grandi impianti - quelli costituenti la produzione concentrata - viene trasferita verso un numero limitato di centri di consumo, ciascuno costituito da grandi aree geografiche spesso ubicate a distanze molto elevate, e verso i collegamenti di interconnessione con altri sistemi nazionali.

Nella Fig. 1.2 è riportato lo schema unifilare di principio della rete di trasmissione.

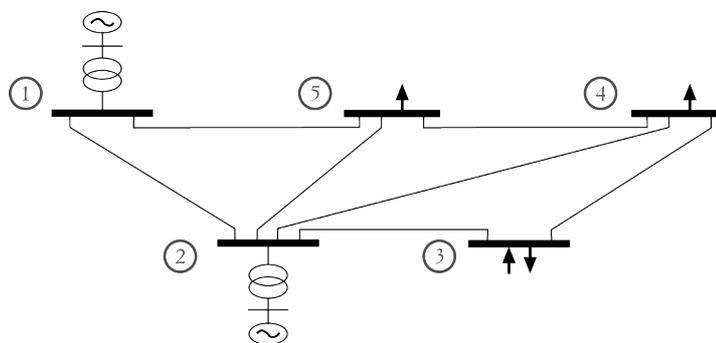


FIG. 1.2 *Rete di trasmissione: schema unifilare di principio*

I nodi 1 e 2 sono nodi di produzione in cui viene riversata l'energia prodotta dopo essere stata trasformata dalla tensione più adatta al funzionamento dei generatori sincroni (15-25 kV) alla tensione della rete di trasmissione. La trasformazione avviene nelle cosiddette stazioni annessi alle centrali at-traverso trasformatori elevatori a rapporto fisso [Rossi, 2007].

I nodi 4 e 5 sono rappresentativi di nodi di carico da cui viene trasferita l'energia al sottosistema della distribuzione dopo essere stata trasformata nella cosiddetta stazione primaria. La trasformazione nelle stazioni primarie avviene generalmente attraverso autotrasformatori abbassatori a rapporto variabile sotto carico, che, garantendo la costanza della tensione al secondario, svincolano la tensione della rete a 380 kV da quella del sottosistema di distribuzione.

Il nodo 3 è rappresentativo di un nodo di interconnessione con la rete di una nazione confinante, in cui viene immessa, o da cui viene prelevata, una certa quantità di energia.

Possono ovviamente esistere nodi caratterizzati dalla presenza contemporanea di produzione e consumo.

La rete di trasmissione è sede di perdite di energia.

Le attività connesse alla fase trasmissione della filiera consistono nella pianificazione e sviluppo della rete, nel suo esercizio e nella sua manutenzione.

2.3 La distribuzione

Il sottosistema della distribuzione [Carpinelli e Mangoni, 2001] è costituito da reti di distribuzione primaria, da reti di distribuzione a media tensione (MT) e da reti di distribuzione a bassa tensione (BT).

Ciascuna rete di distribuzione primaria, a maglie più fitte, gestita generalmente alla tensione di 150 o 130 kV, riceve energia da più nodi della rete di trasmissione attraverso le stazioni primarie ed alimenta le reti di distribuzione a MT tramite le cosiddette stazioni AT/MT.

Ciascuna rete di distribuzione a MT è gestita generalmente alla tensione di 20 kV, origina da più stazioni AT/MT e alimenta le reti di distribuzione a BT tramite numerosissime cabine MT/BT. Le configurazioni variano in relazione alla densità di carico, presentando i più disparati schemi che vanno dalla configurazione magliata a quella radiale in cui il flusso dell'energia è unidirezionale [Rossi, 2007].

Ciascuna rete di distribuzione a BT è gestita alla tensione di 380 V, origina da una cabina MT/BT e realizza l'ultima fase della distribuzione fino alla consegna alle piccole utenze.

Singole utenze, grosse e medie, in particolare quelle di stabilimenti industriali, sono collegate direttamente, in ragione della loro potenza, alle reti di distribuzione primaria o di distribuzione a MT, rispettivamente; nell'ambito dello stabilimento, poi, si avranno reti di distribuzione a MT e BT o solo reti di distribuzione a BT, rispettivamente.

Alle reti di distribuzione a MT e BT sono allacciati gli impianti di produzione costituenti la produzione distribuita (GD) [Rossi, 2007].

Il forte interesse mostrato recentemente per questi ultimi e la stretta correlazione esistente tra lo sviluppo della microrete e la diffusione delle piccole unità di produzione, spinge ad approfondire le caratteristiche delle reti in bassa tensione (BT).

2.3.1 Le reti di distribuzione a Bassa Tensione (BT)

Alle linee di bassa tensione sono allacciate le derivazioni per il collegamento al punto di consegna dell'energia all'utenza, dov'è installato il gruppo di misura, e la loro tensione di funzionamento è di 380 V [Franchetto, 2009].

Le reti in Bassa Tensione sono state progettate e costruite in configurazione radiale (nella maggioranza dei casi) e possono essere eseguite in linea aerea o in cavo sotterraneo. Nei grandi centri urbani le reti in bassa tensione vengono

eseguite in cavo sotterraneo, mentre i piccoli e medi centri urbani hanno di regola la rete di BT aerea, disposta lungo le facciate delle case, alimentata da una o più cabine di distribuzione poste in periferia e servite a loro volta da linee di media tensione aeree che si sviluppano per la maggior parte della campagna. Si è assai diffuso l'impiego di linee aeree in cavo isolato che sono più costose di quelle in conduttore nudo, ma hanno notevoli pregi di sicurezza e compattezza. Tipicamente i trasformatori presenti sono stella-triangolo con il neutro saldamente a terra. Normalmente la corrente di corto circuito trifase alla sbarra di BT viene tenuta sotto i 16 kA, ma in sottostazioni da palo la corrente di corto circuito trifase alla sbarra di BT è inferiore a 10 kA. Ogni dorsale di BT viene protetta con un relay di sovracorrente e tutti gli interruttori sono manovrati manualmente.

In termini di estensione della rete, una rete in bassa tensione alimentata da trasformatori MT/BT è mediamente lunga 2.5 km.

Dal punto di vista topologico, le reti in BT, nella maggioranza dei casi, si suddividono in reti radiali, reti ad anello e reti a maglie/magliate.

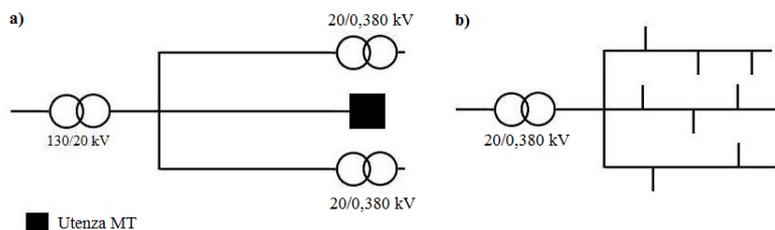
Di seguito verranno fornite le caratteristiche principali per queste diverse configurazioni.

Reti radiali

L'elemento base di una rete radiale è costituito essenzialmente da un centro di alimentazione (stazione o cabina di alimentazione) da cui si dipartono le linee principali con le rispettive derivazioni (Fig. 1.3).

I vantaggi di una rete di questo tipo si possono così riassumere: facilità di esercizio in quanto eventuali guasti sono rapidamente localizzabili; chiara distribuzione delle correnti di rete; semplicità costruttiva; economia nell'installazione. Nella struttura radiale, infatti, la rete di ciascuna cabina è separata e indipendente da quella delle altre e, in servizio normale, ciascun circuito è alimentato da una sola parte anche se sono previsti collegamenti di emergenza fra un circuito e l'altro per fronteggiare eventuali guasti.

FIG. 1.3 (a) Rete radiale MT, (b) Rete radiale BT



FONTE: Cataliotti [2004].

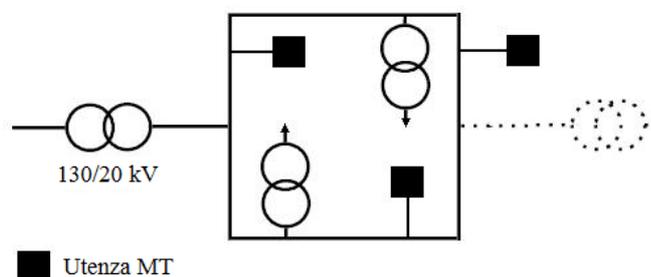
Gli svantaggi sono, invece: minima compensazione dei carichi; limitata possibilità di ampliamenti; modesta qualità del servizio.

Nelle reti radiali, infatti, una condizione di sovraccarico periferica comporta l'appesantirsi delle condizioni di utilizzazione di un solo tratto di rete peggiorando inoltre le condizioni di alimentazione dei carichi di tutta la rete. Questa mancanza di una possibile compensazione dei carichi si ripercuote anche nella difficoltà di realizzare semplici ampliamenti della rete. Per quanto riguarda lo schema di distribuzione è logico che, oltre a quello standard, se ne abbiano molteplici altri di conformazione più complessa che riescono in parte ad attenuare gli svantaggi caratteristici di questo tipo di struttura, ad esempio possiamo avere schemi radiali con possibilità di chiusura ad anello oppure reti radiali con doppia alimentazione.

Reti ad anello

L'adozione di configurazioni ad anelli (Fig. 1.4) per le reti BT è sempre limitata a distribuzioni a carattere locale che però presentano l'esigenza di piccoli cali di tensione e di maggiore sicurezza di alimentazione. È da ricordare che spesso per alcune reti radiali BT viene predisposta la possibilità di chiusura in anello a mezzo di un sezionatore che in condizione di esercizio normale rimane aperto.

FIG. 1.4 *Schema di rete ad anello*



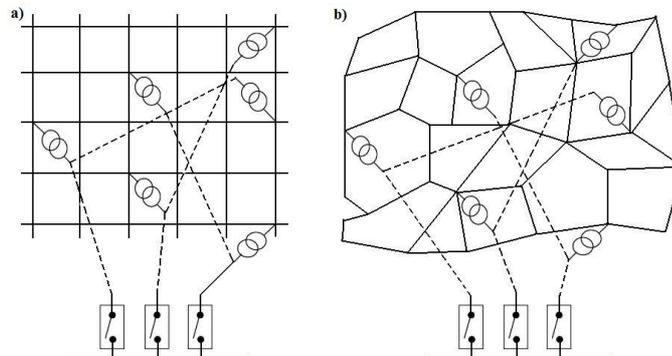
FONTE: Cataliotti [2004].

Reti a maglie

Le reti a maglie possono avere due origini: o nascere come tali o essere il risultato di una modifica di reti radiali già esistenti. Nel primo caso si parla di reti a maglie, nel secondo di reti magliate, ma nel proseguo dell'elaborato le due nomenclature verranno utilizzate indistintamente. La differenza sostanziale è dovuta al fatto che quando si modifica una rete radiale, aggiungendo dei collegamenti di chiusura, la magliatura risulta parziale ed irregolare e la rete presenta in genere elementi costruttivi uno diverso dall'altro (Fig. 1.5b). Nell'altro caso, invece, la rete è costituita da maglie fitte e regolari e realizzate con elementi costruttivi tutti uguali (Fig. 1.5a).

Le reti a maglie, che di solito sono a cavi sotterranei, vengono caratterizzate positivamente da: cadute di tensione praticamente indipendenti dal punto in cui avviene l'utilizzazione, contrariamente a quanto avviene nelle reti radiali; elasticità di funzionamento, in quanto hanno la possibilità di far fronte agli incrementi di carico senza introdurre grandi cambiamenti sulla rete di distribuzione; correnti di corto circuito, che nell'ipotesi di tensione rigidamente fissata al valore nominale, tendono a rimanere costanti indipendentemente dalla distanza da cui ci si trova rispetto alle cabine di alimentazione, mentre, nel caso radiale si ha una diminuzione lineare con l'aumentare della distanza dalla cabina.

FIG. 1.5 (a) *Schema di rete a maglie*, (b) *Schema di rete magliata*



FONTE: Cataliotti [2004].

Per quanto riguarda i costi, se ben progettate e costruite si ha una utilizzazione pressoché completa dei cavi (il cui dimensionamento viene quindi influenzato esclusivamente dalla portata) e dei trasformatori, elementi costruttivi uguali, minori perdite e più elevati carichi specifici da poter soddisfare.

In aggiunta, nella struttura magliata, essendo tutti i trasformatori contemporaneamente collegati sulla stessa rete, si ha la massima continuità di servizio, una migliore utilizzazione della potenza dei trasformatori e delle sezioni dei conduttori, si riducono le perdite di energia e le variazioni di tensione. Si deve anche dire, però, che sono più costose, aumentano le correnti di corto circuito e richiedono protezioni selettive.

3. *Criticità dell'attuale rete elettrica*

L'architettura dell'attuale rete elettrica risponde alle necessità di un sistema *basato sulla generazione centralizzata* di energia da fonti fossili [Napolano e Capuano, 2003; Rossi, 2011].

Tale impostazione risulta caratterizzata da una completa programmabilità della produzione alla quale si contrappongono una variabilità lato utenza ed una

aleatorietà nei confronti dei guasti che possono coinvolgere la rete di trasmissione o le centrali di generazione stesse.

L'incertezza lato utenza è gestita mediante modelli previsionali [Napolano e Capuano, 2003] che si propongono di definire con la massima precisione possibile l'andamento della richiesta di potenza.

L'aleatorietà nei confronti dei guasti è, invece, gestita mediante diversi criteri di sicurezza, che devono essere capaci di garantire la stabilità e a continuità del servizio in seguito al guasto di un qualsiasi componente della rete stessa [Napolano e Capuano, 2003].

Una sistema infrastrutturale di questo tipo presenta alcune criticità legate da una parte al marcato aumento della richiesta di energia elettrica e dall'altra alle richieste sempre più stringenti in termini di qualità ed affidabilità del servizio. Tra le principali criticità si identificano:

- inefficienze legate alla struttura. La struttura centralizzata introduce un elemento di inefficienza legato anche alle elevate perdite. Si stima che le lunghe reti ad alta tensione (AT) si perdano per strada circa il 7% dell'elettricità trasportata [Franchetto, 2009];
- inefficienze legate alla sicurezza. Il gestore della rete deve garantire sia la sicurezza del sistema sia l'affidabilità a fronte di errori nella previsione delle curve di domanda o di possibili guasti [Rossi 2007];
- limitata possibilità di penetrazione delle fonti non programmabili. A seguito dell'intrinseca complessità del sistema elettrico, risulta evidente come l'introduzione di un grado di aleatorietà lato produzione, possa essere di difficile gestione e generare diseconomie per la gestione in sicurezza del sistema. La non programmabilità della produzione costituisce d'altra parte una

caratteristica peculiare di molte fonti rinnovabili (eolico, solare in genere, idroelettrico ad acqua fluente) e della quasi totalità delle fonti rinnovabili di piccola taglia (mini eolico, mini idroelettrico, solare termico e solare fotovoltaico). Studi effettuati sull'attuale sistema elettrico indicano come la percentuale massima accettabile di potenza da fonti non programmabili non possa superare valori prossimi al 20% della domanda totale di potenza [AEEG, 2011]. Da queste considerazioni risulta evidente come uno sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili fino a raggiungere il traguardo del 20% fissato dagli obiettivi europei per il 2020, debba passare per una revisione dell'attuale sistema di distribuzione e trasporto dell'energia.

Le criticità evidenziate possono essere risolte o efficacemente limitate mediante l'implementazione di un sistema che permetta l'interazione tra rete, utenza e produzione.

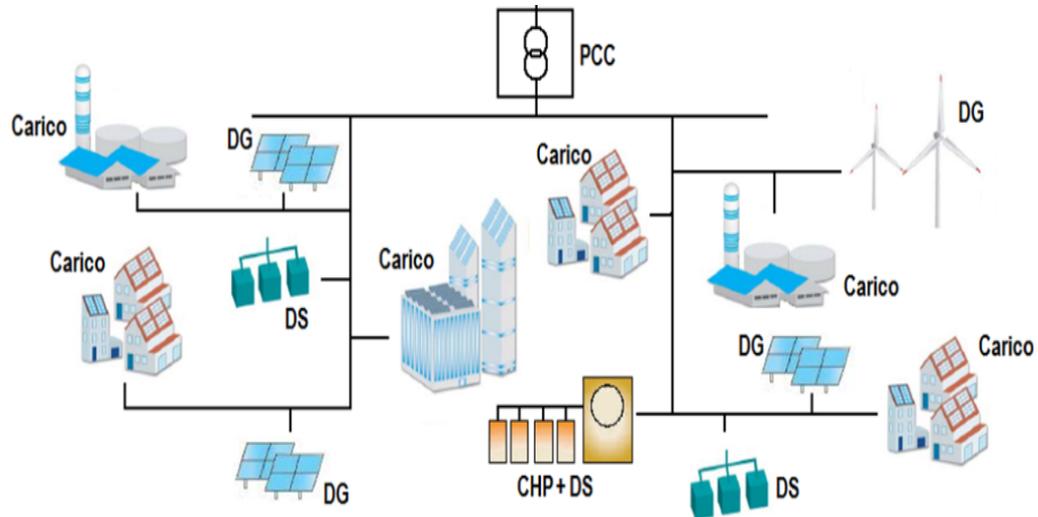
Emerge, chiaramente, il ruolo cruciale che rivestiranno in questa ottica le reti intelligenti.

4. Il nuovo sistema intelligente: le microgrid

Le criticità tecniche, economiche ed ambientali evidenziate, conducono alla nascita del nuovo concetto di "rete attiva", in cui coesistono generatori di media e piccola potenza, alimentati da fonti rinnovabili e convenzionali, nonché sistemi di accumulo (Fig. 1.6).

In una tale rete il rapporto gerarchico tra i nodi viene praticamente annullato, ottenendo quindi tutti nodi paritari, compresi i nodi *end-user* della rete di distribuzione che non fungono da semplici utilizzatori delle risorse di rete, ma costituiscono essi stessi nodi che condividono e scambiano informazioni. La rete attiva avrà, così, la capacità di gestire flussi bidirezionali, sia di energia che di informazioni, tra produttori ed utenti.

FIG. 1.6 *Rappresentazione di una microgrid*



FONTE: Adattamento da Li *et al.* [2010] e Ipakchi, Albuyeh [2009].

La gestione di flussi bidirezionali di energia consente di affiancare al normale flusso energetico che dai produttori fluisce verso le utenze, un flusso secondario mediante immissione di energia dai punti di utenza stessi, verso altri punti di utenza.

La gestione di flussi bidirezionali di informazioni consente invece un'interazione tra produttori, apparati di rete ed utenti finalizzata a rendere più flessibile ed efficiente la gestione in sicurezza della rete [De Bonis *et al.*, 2009; U.S. Department of Energy, 2009].

Conseguenza fondamentale dell'utilizzo di flussi informativi attraverso l'attuale infrastruttura della rete è la possibilità di gestire i picchi di massima richiesta con uno scheduling sui carichi in modo da evitare che essi siano attivati tutti nello stesso momento. Uno degli aspetti critici nella distribuzione energetica è il verificarsi di picchi di massima richiesta. Durante tali picchi, per garantire un flusso energetico costante senza interruzioni, si utilizzano generatori ausiliari in

standby che vengono messi in funzione per ovviare al calo di tensione dovuto ai numerosi carichi della rete che si presentano nella stessa finestra temporale [Rossi, 2007]. È chiaro che generatori di questo tipo costituiscono una risorsa economica gravosa che, se eliminata, aumenterebbe notevolmente l'efficienza generale del sistema. È possibile ridurre questi picchi di massima richiesta attuando una regolazione dei consumi con l'uso congiunto di smart meter (contatori digitali in grado di comunicare col resto della rete) e di sistemi di gestione automatizzata dei carichi al livello end-user [St. John, 2012].

Considerando l'utenza domestica, la gestione intelligente dei carichi come gli elettrodomestici, che possono essere avviati in un qualsiasi momento della giornata senza particolari ripercussioni sulle dinamiche casalinghe, avviene grazie alla comunicazione dello smart meter con la rete. Quest'ultima, infatti, utilizzando segnali di controllo e informazione, comunica, su richiesta del contatore digitale, se si è in presenza della fascia oraria di picco energetico. Lo smart meter a questo punto, agisce di conseguenza avviando i carichi solo dopo l'avvenuta conferma di assenza di picchi. In situazioni del genere non solo si appiattisce il picco di massima richiesta, ma avviene anche un risparmio sull'utilizzo di generatori di standby o persino una limitazione del numero di nuove centrali da costruire per sopperire al fabbisogno energetico. Considerando, poi, che la fascia oraria di picco è il momento in cui l'elettricità costa di più, risulta evidente anche un notevole risparmio economico lato end user.

Caratteristiche di queste reti sono: la flessibilità, nel soddisfare le esigenze del consumatore; l'accessibilità, nel permettere l'accesso alla generazione locale e specialmente a quella rinnovabile; l'affidabilità, assicurando e migliorando la sicurezza e la qualità del servizio; l'economicità, permettendo una adeguata gestione dell'energia in modo efficiente e competitivo.

Appartengono alla categoria delle reti attive, sia le reti intelligenti in bassa tensione (microgrid), sia le reti intelligenti in MT (smartgrid).

Una variante a queste due configurazioni è rappresentata dalle virtual power plan (VPP), una rete virtuale (non fisica) in cui sono collegati più generatori di piccola e media potenza, spesso alimentati da fonti rinnovabili, posti a distanza tra loro.

Noi focalizzeremo l'attenzione sulle microgrid, che rappresentano l'unità elementare allo sviluppo del sistema.

5. Come la Microgrid risolve le criticità dell'attuale rete elettrica

Rispetto ai problemi individuati nel sistema elettrico attuale, la microgrid consente di raggiungere i seguenti obiettivi:

- *Riduzione delle perdite di trasmissione:* la struttura modulare e non più centralizzata della rete consente di avvicinare i nodi di generazione ai punti di consumo, riducendo significativamente le perdite per Effetto Joule che rappresentano una delle principali inefficienze dell'attuale rete di distribuzione elettrica;
- *Gestione più efficiente delle necessità di regolazione del sistema:* l'introduzione di utenze "intelligenti" in grado di variare il proprio assorbimento in funzione delle esigenze contingenti del sistema, o addirittura di impianti di generazione distribuita in grado di fornire attivamente energia quando necessario, consentirà di effettuare un "peak shaving" o "power levelling", con grandi vantaggi in termini di riduzione del costo dell'energia nelle ore di punta, e quindi dei costi energetici per gli utenti finali;
- *Riduzione dei costi legati all'esercizio in sicurezza del sistema:* la capacità di regolazione delle utenze o di immissione distribuita di potenza nella rete, se correttamente gestita, consentirà di fornire parte delle risorse di riserva primaria e secondaria necessarie a garantire l'esercizio in sicurezza del sistema, ossia di

compensare gli effetti derivanti da guasti sulle linee di interconnessione o sulle grandi centrali di generazione, fino all'intervento della riserva terziaria (avviamento di altri grandi gruppi di generazione). Tale riserva potrà essere fornita mediante una garanzia di riduzione dei carichi in caso di necessità da parte delle utenze e mediante un'immissione attiva di energia in rete da parte dei cogeneratori distribuiti. La capacità di variazione del carico in tempi brevi rappresenta ad oggi un aspetto critico degli impianti di generazione di grande taglia (escluse le TG in ciclo semplice) a causa delle elevate inerzie termiche e dei tempi tecnici di transitorio richiesti, risultando invece di semplice attuazione per impianti di piccola taglia che non risentono di particolari problemi legati a inerzie termiche o tempi di avviamento [Rossi, 2007];

- *Ampia capacità di penetrazione della cogenerazione distribuita:* una rete in grado di gestire flussi bidirezionali di energia consentirà un'ampia penetrazione della generazione e cogenerazione distribuita che, grazie ad elevati coefficienti di utilizzo del combustibile, garantirà un utilizzo più razionale dei combustibili fossili. La corretta gestione degli angoli di fase di inverter e generatori di piccola taglia potrà inoltre contribuire a fornire la potenza reattiva necessaria al sistema, con conseguente riduzione del carico di rete e delle relative dispersioni;
- *Ampia capacità di penetrazione della generazione da fonti rinnovabili non programmabili:* grazie al contributo attivo di regolazione fornito dalle utenze, sarà possibile una maggiore penetrazione della generazione da fonti non programmabili quali solare, eolico, idroelettrico ad acqua fluente; le variazioni della potenza fornita da tali impianti al variare dell'irraggiamento, della velocità del vento o della portata idraulica potranno infatti essere compensate da una variazione attiva dei carichi delle utenze o dall'entrata in funzione dei generatori di piccola taglia [Rossi, 2007].

6. *Trasformazione dell'attuale rete elettrica in una SmartMicroGrid: azioni necessarie e stakeholders*

La trasformazione dell'attuale rete elettrica in una Smart MicroGrid avente le suddette caratteristiche, richiede una serie di attività schematizzabili nei seguenti punti:

- Individuazione ed implementazione di soluzioni tecniche che consentano di gestire flussi bidirezionali di energia attraverso la rete, a costi contenuti, garantendo al contempo la sicurezza e la flessibilità necessaria a futuri aggiornamenti tecnologici;
- Omogeneizzazione dei protocolli di regolazione e dei mercati elettrici europei per facilitare le transazioni a livello sovra-nazionale e dare massima possibilità di sviluppo al mercato elettrico libero;
- Definizione di standard tecnici condivisi a livello europeo per garantire la compatibilità della rete ed un mercato di libera concorrenza per la fornitura delle tecnologie necessarie all'adeguamento della rete;
- Sviluppo di un sistema informatico e di telecomunicazione dedicato, in grado di gestire in modo sicuro e trasparente la complessità del sistema elettrico.

Agli aspetti tecnici individuati si aggiunge l'esigenza di considerare le aspettative di un vasto numero di stakeholders per realizzare un progetto orientato alla *robustezza*, che conservi la propria validità anche in relazione alle necessità che un domani dovranno essere soddisfatte dal sistema elettrico. Questo è possibile mediante una progettazione partecipata che permetta di cogliere le sinergie ed opportunità che emergono dal confronto, individuando al contempo eventuali rischi e minacce in modo tempestivo.

I principali stakeholders coinvolti nel processo decisionale sono:

- *Utenti*: rappresentano i principali destinatari del servizio; oltre agli attuali interessi nei confronti della qualità del servizio, costo dell'energia e possibilità

di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero, presentano nuovi interessi nei confronti della cogenerazione distribuita e possibilità di immettere in rete il surplus energetico con adeguata remunerazione, della possibilità di usufruire di tariffe orarie, della partecipazione remunerata alla regolazione della rete mediante variazione attiva del carico;

- *Energy Service Company*: rappresenta un gruppo minore di investitori che riveste un'importanza strategica per la realizzazione di un sistema energetico ad elevata efficienza, realizzando soluzioni cogenerative e di ottimizzazione energetica ad hoc per grandi e medie utenze. Hanno interesse ad operare in un sistema che incentivi la cogenerazione mediante un quadro normativo stabile e chiaro, che consenta di vendere eventuali surplus energetici alla rete, scegliere liberamente il proprio fornitore e ricevere una remunerazione per la partecipazione alla regolazione della rete. Il loro interesse primario consiste nella fornitura di un servizio competitivo ai propri clienti, ottenendo un adeguato margine di ritorno rispetto agli investimenti realizzati;
- *Regolatori*: si troveranno ad operare in un quadro più complesso, nel quale sarà necessario gestire attivamente non solo l'attività dei grandi produttori, ma anche quella dei consumatori che a loro volta possono comportarsi come utenze o piccoli fornitori di energia. Hanno interesse ad operare mediante sistemi informatici in grado di gestire la maggiore complessità del sistema, garantendo la sicurezza, l'efficienza economica, energetica ed ambientale dello stesso. Richiedono, inoltre, un contesto legislativo allineato con le proprie esigenze (incentivi e leggi orientate al raggiungimento di obiettivi comuni).
- *Gli operatori della rete*: l'operatore del sistema di trasmissione (TSO) e l'operatore del sistema di distribuzione (DNO) hanno, tra i loro compiti quello di mantenere gli standard di qualità, sicurezza e affidabilità delle reti di

trasmissione e distribuzione, rispettivamente. Si evince, quindi, che i due operatori sono esterni alla microgrid.

L'operatore del sistema (DSO) ha il compito di garantire la sicurezza, qualità e affidabilità della microrete; sarà responsabile anche del servizio di bilanciamento e avrà come obiettivo il soddisfacimento delle richieste dei consumatori appartenenti alla sua rete [Jamassb e Pollitt, 2011].

- *Produttori e proprietari della rete:* rappresentano i principali investitori del sistema e hanno interesse ad operare in un contesto legislativo stabile e ben definito che permetta un'adeguata remunerazione nel lungo periodo degli investimenti sostenuti; hanno inoltre interesse a superare gli attuali vincoli tecnici che impongono condizioni di generazione poco efficiente (frequenti variazioni del carico, carichi molto parzializzati per garantire la riserva di sistema).

Capitolo secondo

La microgrid

1. Introduzione

Come già anticipato, il concetto di microgrid nasce in un contesto dinamico guidato da driver economici, tecnici e ambientali.

Tuttavia, solo negli ultimi anni la microgrid è stata oggetto di studio e, di conseguenza, non esiste una definizione univocamente accettata in letteratura.

Di seguito saranno elencate quelle più consolidate:

“La microgrid è un’aggregazione di carichi e micro generatori operanti come un sistema singolo capace di provvedere sia alle richieste termiche che elettrica”, [Lassater *et al.*, 2002];

“La microgrid è una rete in bassa tensione, dove sono presenti sia unità di generazione che stoccaggi, oltre che carichi. Può operare in maniera non autonoma, se connesso alla rete principale, o in modalità ad isola, se disconnesso” [Hatziargyriou, 2004];

“La microgrid è un sistema a servizio della rete principale proposto per gestire e integrare nella rete le diverse unità di micro generazione” [Barnes *et al.*, 2007].

Riassumendo, la microgrid è una porzione di rete in bassa tensione, composta da unità produttive, differenti per taglia e combustibile utilizzato, oltre che da unità di stoccaggio termico ed elettrico, capace di soddisfare i carichi interni o autonomamente (modalità ad isola), o prelevando energia dalla rete (modalità grid connected), (Fig. 2.1).

Per quanto detto, emergono tre elementi chiave:

1. la “vicinanza” tra siti di produzione e siti di consumo;
2. lo switching da una produzione centralizzata a una produzione distribuita;
3. la possibilità di operare in modalità grid connected o una ad isola.

Per quanto riguarda quest’ultima caratteristica, la scelta dipende dalle funzioni che la microgrid deve assolvere, ossia dalle motivazioni che hanno portato alla sua creazione.

Una rete autonoma, infatti, può risultare conveniente in aree dove sia particolarmente carente la rete di trasmissione o di distribuzione, o comunque, in tutti quei siti dove il costo connesso alla distribuzione dell’energia ha un peso rilevante nella voce di costo. Tuttavia, una rete ad isola ha come grosso svantaggio quello di dover fornire alla microrete un livello di affidabilità comparabile con quello della rete principale.

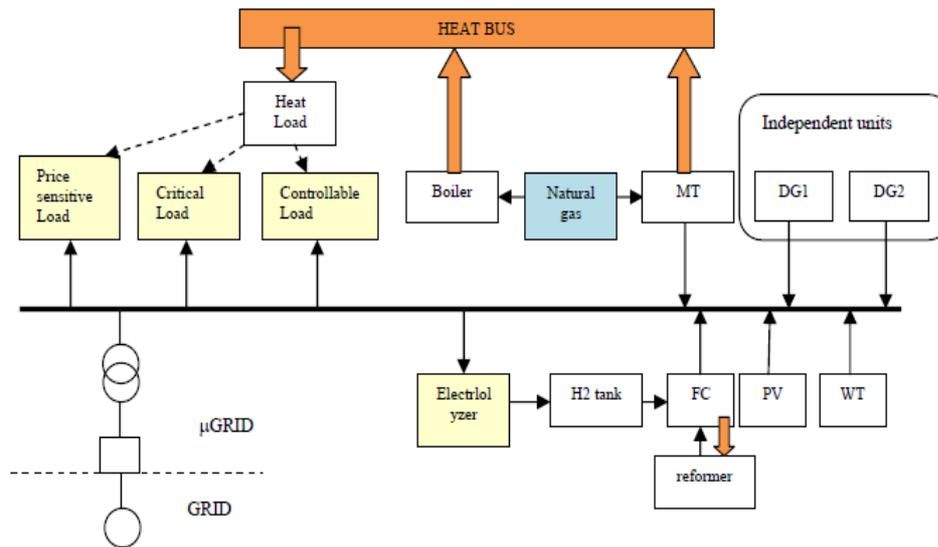
Le microgrid connesse alla rete di distribuzione, seppur vero che lasciano ai consumatori e ai produttori l’onere dello sviluppo della realizzazione e del mantenimento, presentano due grandi vantaggi: il primo è quello di poter considerare la rete principale come un grande serbatoio di energia elettrica sempre a disposizione; il secondo, è quello di poter avere fissate tensioni e frequenze di riferimento.

Si fa notare, inoltre, che anche per la rete in modalità grid-connected esiste la possibilità di funzionamento ad isola. Infatti, ogni volta che si presentano guasti alla rete di distribuzione a cui la MG è connessa, la microrete, al fine di assicurare il servizio di fornitura ai propri clienti, inizia a funzionare ad isola¹.

Quanto detto giustifica il perché, la quasi totalità delle microgrid è pensata in modalità grid connected (Fig. 2.1).

¹ Affinché il sistema possa essere efficiente, è necessario che la microrete possa passare dal funzionamento connesso alla rete a quello ad isola in intervalli temporali brevi.

FIG. 2.1 *Rappresentazione di una microrete in modalità grid connected*



FONTE: Bertini *et al.* [2011].

Il capitolo sarà strutturato nel seguente modo: utilizzando la definizione di microgrid più ricorrente in letteratura, verranno definiti prima, tutti gli elementi che la compongono, poi, tutti i benefici e le problematiche connessi al suo sviluppo e, infine, verrà illustrata l'architettura di controllo necessaria per una gestione ottima di una rete così fatta.

Prima, però, data la rilevanza che gli impianti di generazione distribuita ricoprono nello sviluppo della microgrid, saranno analizzate e relazioni intercorrenti tra la micro rete e i piccoli impianti.

2. *La microgrid e la generazione distribuita*

2.1 *Analisi della letteratura*

Con il termine generazione distribuita non si identificano tecnologie innovative, bensì unità di produzioni caratterizzate da potenze più basse e che, sebbene tecnologicamente simili alle macchine più grandi, risultano prive delle soluzioni tecnologiche sofisticate tipiche di queste ultime.

In letteratura sono presenti diverse definizioni di generazione distribuita. Di seguito sono riportate le principali:

- l'Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. (IEEE) definisce la DG come la generazione di elettricità attraverso unità sufficientemente più piccolo degli impianti centralizzati, solitamente di potenza massima di 10 MW, tali da consentire l'interconnessione al più vicino punto della rete del sistema elettrico;
- l'International Council on Large Electricity Systems (CIGRE) definisce le unità di generazione distribuita come unità di generazione non centralizzata, solitamente connesse al sistema di distribuzione e con potenza compresa tra 50kW-100 MW;
- l'International Energy Agency (IEA) definisce la DG come impianti di generazione situati vicino ai siti dei consumi o capaci di fornire un supporto alla rete di distribuzione, connessa alla rete di distribuzione in media tensione;
- l'U.S. Department of Energy (DOE) definisce la DG come l'insieme di unità di generazione elettrica modulare e/o unità di stoccaggio vicine al punto di utilizzazione. Il DOE include tutti gli impianti con potenze inferiori a 1 MW e gli stoccaggi localizzati vicino ai carichi;
- l'Electric Power Research Institute (EPRI) definisce la piccola generazione come le unità di produzione (termica/elettrica) con una potenza compresa tra qualche kW e 50 MW con la presenza o meno di impianti di stoccaggio tipicamente situati vicino ai consumatori;
- in Ackerman *et al.* [2001] la generazione distribuita è definita come l'insieme di impianti di produzione elettrica connessi direttamente alla rete di distribuzione o situati nei pressi dell'utente finale;
- la direttiva Europea 2003/54/EC definisce la generazione distribuita come gli impianti connessi al sistema di distribuzione.

Nel presente lavoro, con il termine generazione distribuita intenderemo, quindi, l'insieme di generatori di energia (elettrica e/o termica) e dei sistemi di stoccaggio, elettrici o termici, connessi alla rete di distribuzione, a diretto servizio dei consumatori, o connessi rete nazionale, e la cui produzione può variare dai pochi kW alle decina di MW.

2.2 Classificazione delle DG

Le unità di generazione distribuita possono essere classificate utilizzando diversi criteri.

Primo fra tutti, vengono distinte tra unità dispacciabili e non dispacciabili.

Le tecnologie di generazione si identificano, in base alla loro affidabilità, in dispacciabili e non dispacciabili. Appartengono alla prima categoria, tutti gli impianti per la produzione di calore (ad eccezione dei pannelli solari a bassa temperatura), tutti gli impianti alimentati da combustibili fossili, le celle a combustibile, gli impianti alimentati a biomassa e gli impianti cogenerativi. Per completezza, bisogna dire che sono inclusi anche gli impianti geotermici e gli idroelettrici che però, essendo vincolati al sito di installazione, non saranno oggetto di studio all'interno del lavoro.

Le tecnologie più diffuse sono, ancora, quelle alimentate con combustibili fossili ma la crescente sensibilizzazione ai problemi ambientali e le recenti normative sulle massime missioni inquinanti ammissibili in atmosfera, stanno incrementando l'utilizzo anche delle biomasse.

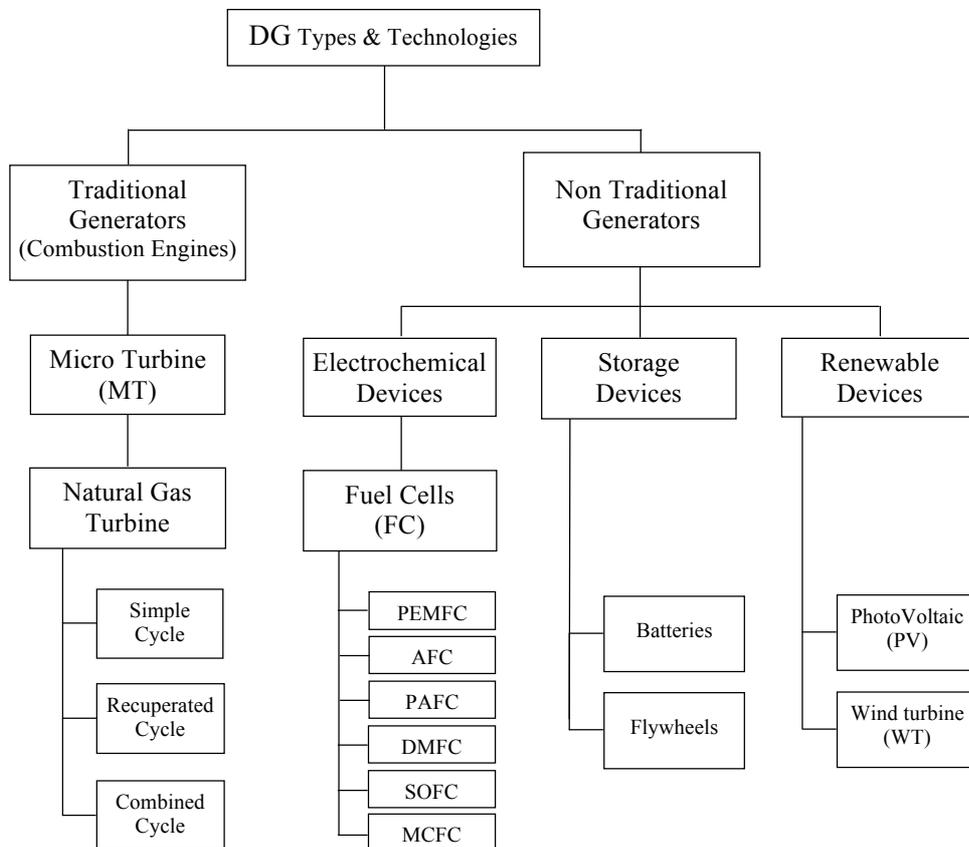
Appartengono alla categorie delle intermittenti, invece, tutte le tecnologie alimentate da fonti rinnovabili, eccezione fatta, come abbiamo detto, per gli impianti a biomassa, gli idroelettrici e i geotermici. A tal proposito, lo sviluppo delle microgrid diventa cruciale per queste tipologie di impianti.

Per quanto riguarda i costi, le unità intermittenti risultano ancora poco competitive, sia per quanto riguarda i costi di installazione, sia per quel che concerne il costo del kWh, sebbene nell'ultimo decennio entrambi abbiano subito

una forte riduzione. Il loro punto di forza resta, naturalmente, quello legato alla mancata emissione di CO₂, almeno in fase di produzione.

Una seconda classificazione può essere effettuata a seconda del generatore utilizzato. Dividiamo, così, gli impianti tra generatori tradizionali (prettamente microturbine) da quelli non tradizionali, quali celle a combustibili, impianti di stoccaggio, impianti rinnovabili (Fig. 2.2).

FIG. 2.2 *Classificazione delle DG in funzione della tipologia di generatore*

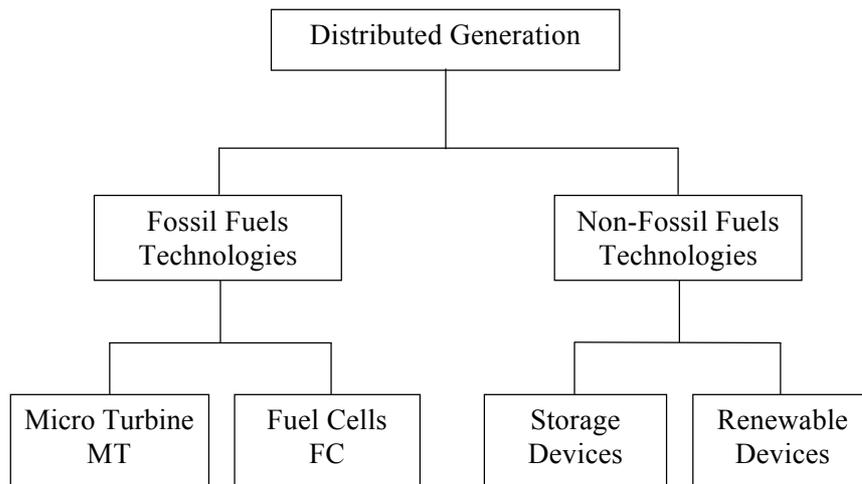


FONTE: Adattamento da El-Khattam e Salama [2004].

In questa suddivisione non saranno considerati, seppur appartenenti ai generatori alimentati a fonte rinnovabile, né gli impianti idroelettrici, né quelli geotermici, perché sito specifici.

Una terza classificazione è tra impianti alimentati da combustibili tradizionali e impianti alimentati da fonte rinnovabile; distinguiamo così, turbine a gas e celle a combustibili da impianti fotovoltaici, eolici, a biomassa (Fig. 2.3).

FIG. 2.3 *Classificazione delle DG in funzione del combustibile*

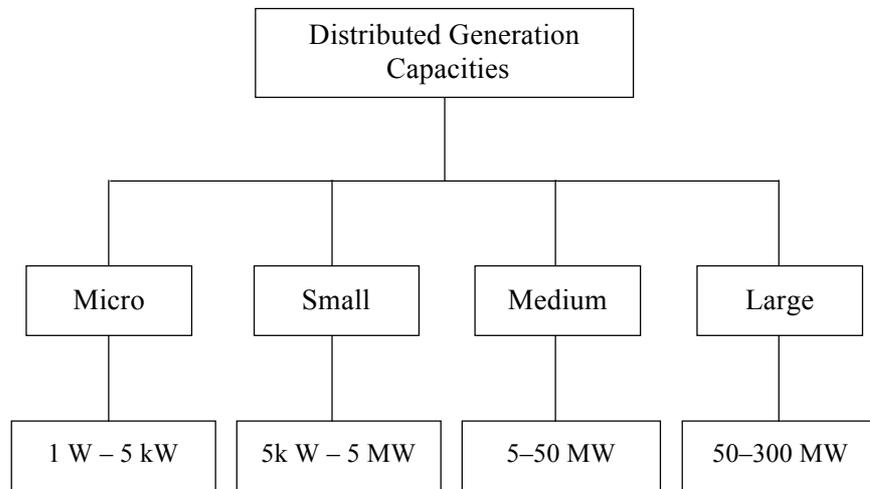


FONTE: Adattamento da El-Khattam e Salama [2004].

Infine gli impianti possono distinguersi, in base alla taglia², in impianti di micro generazione (1W-5kW), piccola generazione (5kW-5MW), media (5MW-50 MW) e larga generazione (50 MW-300MW) [El-Khattam e Salama, 2004] (Fig. 2.4)

² Questa classificazione risente della normativa specifica di ogni Paese.

FIG. 2.4 *Classificazione delle DG in funzione della taglia*



FONTE: Adattamento da El-Khattam e Salama [2004].

In merito a quest’ultima classificazione, nel lavoro di tesi saranno oggetto di studio solo gli impianti che fanno parte della micro e della piccola generazione.

2.3 *Vantaggi e svantaggi connessi alla generazione distribuita.*

La diffusione degli impianti di generazione distribuita porterà innumerevoli vantaggi, ma anche problematiche di natura sia economica, sia tecnologica sia ambientale. Pregi e svantaggi sono però tutti riconducibili a due aspetti: quello dell’*integrazione* e quello dell’*interconnessione* delle DG nella rete.

Con il termine *integrazione* si indicano, invece, un numero più ampio di aspetti, come la pianificazione della rete, le modalità di gestione in presenza di un livello elevato di penetrazione delle risorse energetiche distribuite (DER), i metodi di coordinamento delle risorse di generazione

Con il termine *interconnessione* si indicano tutti gli aspetti tecnici e le regole per il collegamento di un generatore in un punto della rete.

Di seguito saranno brevemente illustrati i vantaggi e le barriere legati sia all’*integrazione* che all’*interconnessione* delle DG.

2.3.1 L'integrazione della GD nel sistema

La costituzione delle microgrid, e il conseguente incremento della generazione distribuita, avrà degli impatti sia sulla rete di distribuzione (in termini di affidabilità del sistema), sia sull'ambiente circostante (in termini di emissioni), sia in termini economici.

Da un punto di vista ambientale, la maggiore utilizzazione di impianti alimentati a fonte rinnovabile, riduce l'emissione di gas ad effetto serra.

Da un punto di vista economico, il maggiore utilizzo delle FER ridurrà la dipendenza dai combustibili fossili, con un conseguente riduzione del costo dell'energia; inoltre, le GD possono contribuire al mercato dei servizi ancillari; la GD stimola la competizione all'interno del mercato dell'energia; un utilizzo più efficiente delle reti di distribuzioni ridurrebbe la possibilità di congestione della rete, con il conseguente mancato finanziamento per il potenziamento di alcune reti di collegamento.

Da un punto di vista tecnologico, le microgrid consentono una maggiore diffusione delle tecnologie cogenerative e trigenerative, più efficienti; le unità di generazione distribuita sono, inoltre, modulabili e di conseguenza consentono di soddisfare anche aumenti di carico.

Tuttavia, accanto a questi benefici, si accompagneranno anche delle problematiche.

Gli impatti più rilevanti possono ricondursi alle tecnologie che compongono la microrete e questo soprattutto a causa della massiccia presenza di impianti non dispacciabili.

In aggiunta, l'intensivo utilizzo delle unità di generazione distribuite comporterà necessariamente una ristrutturazione del sistema infrastrutturale esistente. Si può immaginare, infatti, che una limitata penetrazione della GD non apporti modifiche sostanziali al sistema; viceversa una diffusione sempre maggiore nella rete comporterà una graduale evoluzione delle reti di distribuzione che, a partire da una struttura prevalentemente passiva, evolveranno verso una struttura di tipo attivo, simile a quella della attuale rete di trasmissione.

L'utilizzo, poi, di tecnologie alimentate a gas, come le turbine o le unità a ciclo combinato, fa emergere un problema legato alla sicurezza degli approvvigionamenti. Sempre connesso a una maggiore richiesta di gas, potrebbero anche sorgere dei problemi di congestione delle reti di distribuzione.

Esistono, inoltre, anche problematiche di natura economica. Questo, sia perché le unità di generazione distribuita presentano dei costi variabili di produzione più alti di quelli delle grandi centrali e sia perché, l'utilizzo, di impianti rinnovabili fa aumentare i costi di sbilanciamento.

Esistono, infine, problematiche connesse anche all'integrazione della generazione distribuita nella rete di distribuzione.

2.3.2 *L'interconnessione della GD nella rete di distribuzione*

Tra i maggiori vantaggi connessi all'interconnessione delle DG, individuiamo lo sviluppo di reti anche ad isola per aumentare l'affidabilità del servizio in quelle zone dove è difficile o è troppo costoso l'allacciamento alla rete di distribuzione nazionale. La generazione distribuita è caratterizzata da flessibilità e capacità di rispondere velocemente ai cambiamenti di carico, l'utilizzo della DG all'interno della microgrid riduce le perdite di trasmissione; le unità distribuite riducono il rischio di congestione della rete.

Tra le maggiori problematiche connesse all'integrazione delle GD nella rete di distribuzione, si annoverano [Strbac *et al.*, 2009a]:

- *Problematiche di regolazione della tensione*: l'influenza della GD risulta essere contenuta in normali condizioni di esercizio, infatti si può avere un errore sul riferimento dell'ordine di qualche percento della tensione nominale anche con potenze di GD paragonabili alla taglia del trasformatore. Nelle reti future la GD presente potrebbe contribuire alla regolazione della tensione di rete se opportunamente gestita da sistemi di controllo. Studi effettuati dal CIGRE hanno dimostrato, inoltre, che l'effetto è ancora più rilevante se la rete di distribuzione è radiale;

- *Problematiche per le correnti di corto circuito:* l'allacciamento di una unità di generazione distribuita, specialmente se attraverso macchine sincrone o asincrono, alla rete di BT comporta l'aumento del livello delle correnti di corto circuito nella rete. È pertanto necessario, prima di procedere con l'installazione, effettuare il calcolo di tali correnti tenendo conto anche della presenza del nuovo generatore, per verificare che esse non superino i limiti utilizzati per il dimensionamento dei componenti della rete. Il problema invece non si pone per i generatori interfacciati con convertitori statici, in quanto la corrente di corto circuito è limitata dall'inverter stesso generalmente ad un valore massimo di due volte la corrente nominale;
- *Problematiche di selettività delle protezioni:* un livello di penetrazione della GD elevato comporta la necessità di rivedere e adeguare il sistema di protezioni e le relative tarature impiegate nella cabina e sulle linee in BT. Il problema riguarda in particolare le protezioni di massima corrente poste alla partenza delle linee BT, che possono essere soggette a scatti intempestivi, ed in misura minore le protezioni di massima corrente poste sul trasformatore di cabina MT/ BT;
- *Problematiche di funzionamento in isola indesiderata:* con il termine “isola indesiderata” o “Islanding” si intende quel fenomeno che si instaura quando uno o più impianti di produzione di energia elettrica continuano ad alimentare una porzione del sistema pubblico dopo che tale porzione di rete è stata disconnessa dalla rete principale di distribuzione. Il fenomeno dell'islanding può comportare problemi di varia natura: problemi di qualità dell'alimentazione, problemi di sicurezza, problemi correlati con le procedure di ricerca e selezione del tronco guasto, problemi connessi alla richiusura dell'interruttore di linea.
La possibilità di funzionamento in isola indesiderata è praticamente nulla sia per i generatori connessi con inverter, in quanto la sensibilità dei convertitori elettronici ai disturbi di rete e la necessità di evitare sollecitazioni pericolose ha

portato a scelte costruttive che prevedono la messa fuori servizio degli stessi, sia per i generatori asincroni che non sono in grado di mantenere un'isola perché manca loro la potenza reattiva fornita dalla rete per la magnetizzazione dei circuiti della stessa macchina rotante;

- *Profili di tensione:* la presenza di GD allacciata lungo la linea provoca un innalzamento della tensione nel punto di connessione, influenzando quindi il profilo di tensione rispetto alla condizione che vede la presenza di soli carichi passivi. L'entità di tale variazione può dipendere da vari fattori, tra cui la taglia del generatore, la posizione dello stesso lungo la linea, la presenza in linea di altri generatori e carichi, le caratteristiche della linea (a pari portata equivalente le linee aeree hanno un'impedenza superiore a quella delle linee in cavo, determinando quindi una maggiore variazione della tensione);
- *Problemi di frequenza:* il sistema elettrico europeo opera a una frequenza di 50 Hz e i consumatori elettrici (utenti e produttori) contano sul fatto che il sistema di frequenza è mantenuto molto vicino a questo livello.
Questa deviazione deve essere contenuta all'interno di un intervallo molto piccolo per consentire il buon funzionamento delle industrie e delle applicazioni domestiche. Quando la rete è eccessivamente caricata, la frequenza (e il voltaggio) potrebbe allontanarsi significativamente dai valori standard.
Quindi la connessione di un numero di impianti di generazione distribuita troppo elevati, potrebbe essere pianificata con accortezza;
- *Problematiche legate alla generazione:* alcune tecnologie di generazione distribuita come i pannelli fotovoltaici o le celle a combustibile producono direttamente in corrente continua. In tal caso, le unità connesse alla rete hanno bisogno di un convertitore DC/AC che contribuisce alla creazione delle armoniche. Speciali tecnologie sono anche richiesti per sistemi che producono a frequenza variabile.

Queste apparecchiature hanno lo svantaggio, tuttavia, che non hanno “inerzia”, capace di essere utilizzata come un piccolo buffer energetico capace di intervenire velocemente nel caso di problemi legati al bilanciamento. Questo problema aumenta con le macchine a velocità variabile come le turbine eoliche;

- *Sistema di bilanciamento e riserva:* per un funzionamento del sistema affidabile e sicuro, sia la potenza attiva che reattiva devono essere bilanciate. In questo modo, la potenza prodotta deve istantaneamente uguale alla somma delle potenze consumate più le perdite. La potenza prodotta dalle fonti rinnovabili intermittenti (specialmente l’eolico), rende difficile il bilanciamento dell’energia prodotta e consumata. Come conseguenza, sono necessarie ampie riserve di energia per mitigare la variazione di energia prodotta;
- *Black out:* in caso di grande disturbi, un certo numero di unità di GD deve essere capace di alimentare i carichi locali alimentando una piccola rete eventualmente queste unità devono essere capaci di risincronizzare questa parte del sistema con la rete principale, contribuendo alla restorazione del grande sistema. Questo è noto come black-start ed è strettamente connesso all’isola intenzionale. Le tecnologie DG a questo step sono in grado di raggiungere questo obiettivo.

3. I componenti di una microgrid

Partendo dalla definizione di microgrid, i successivi paragrafi analizzeranno le singole unità che la compongono.

3.1 Le unità di generazione distribuita

All’interno di questo paragrafo, in accordo a quanto precedentemente, le tecnologie saranno presentate a seconda che siano dispacciabili o non

dispacciabili. Una seconda suddivisione, sarà poi fatta in base al loro vettore di output: distingueremo, così, tecnologie per la produzione di solo calore, tecnologie per la sola produzione di energia elettrica, tecnologie cogenerative.

Di seguito saranno forniti cenni sui funzionamenti delle tecnologie di micro e mini generazione, appartenenti ad entrambe le categorie sopra illustrate.

3.1.1 Le tecnologie dispacciabili

3.1.1.1 Tecnologie per la produzione di sola energia termica

Per quanto riguarda gli impianti per la produzione di solo calore, questi comprendono caldaie, alimentate a combustibile fossile o a biomasse, gli impianti solari a bassa temperatura. Fanno parte di questa categoria anche gli scambiatori di calore geotermici, che tuttavia, come già detto, non saranno oggetto della nostra trattazione dato la loro specificità dipendenti dal sito in cui vengono installati.

Caldaie

Come è noto, con il termine caldaia si indica il dispositivo che, realizzando la conversione dell'energia chimica di un combustibile in energia termica attraverso una reazione esotermica di combustione con aria, permette il riscaldamento di un fluido termovettore, solitamente acqua³ [Rossi, 2011].

Le parti principali che costituiscono una caldaia sono, dunque, un bruciatore, una camera di combustione o focolare, uno scambiatore di calore e un involucro esterno di materiale isolante protetto da una lamiera.

³ Recentemente sono commercializzate anche caldaie che utilizzano come fluido termovettore olio diatermico, che ha il pregio di raggiungere alte temperature (fino a 300 °C) anche a basse pressioni e che è caratterizzato da una densità abbastanza elevata, una buona conducibilità termica, una buona resistenza all'ossidazione, nessuna aggressività nei confronti dei materiali metallici, buone proprietà antischiuma e rilascio d'aria, elevata temperatura di infiammabilità.

L'utilizzazione delle caldaie spazia dalla produzione di calore negli edifici fino alla produzione di calore negli impianti termoelettrici.

Con riferimento alle caldaie alimentate da combustibili fossili, il combustibile maggiormente utilizzato nel mondo è il metano (72%), seguito dal gasolio (20%) e dal carbone (6%)⁴.

Pur esistendo perdite al camino, perdite per incombusti e perdite attraverso l'involucro, i rendimenti, crescenti con la taglia della macchina, raggiungono valori fino al 90% per macchine di elevata potenza [Della Volpe, 2007].

Delle caldaie esistono svariatissime soluzioni costruttive.

Tra le caldaie alimentate a gas, si citano le cosiddette *caldaie a condensazione* che, grazie all'uso di nuovi materiali resistenti alla corrosione e all'impiego di uno speciale scambiatore di calore (in cui il vapore acqueo contenuto nei fumi di combustione viene raffreddato e si condensa), riescono ad ottenere elevati rendimenti (superiore al 100%), grazie alla loro capacità di recuperare gran parte del calore contenuto nei fumi di combustione⁵. L'efficienza delle caldaie a condensazione è assicurata inoltre da sofisticati dispositivi di modulazione della potenza e di gestione della temperatura, in grado di garantire un funzionamento automatizzato senza la necessità di continui interventi manuali.

Le caldaie a condensazione risultano particolarmente indicate in integrazione con impianti solari termici progettati per il riscaldamento degli edifici.

Caldaie alimentate a biomassa

Con riferimento alle caldaie alimentate da biomassa, a partire dagli anni Ottanta del secolo scorso la tecnologia delle caldaie che utilizzano pellet o cippato ha compiuto passi da gigante. L'efficienza media delle caldaie, che era a livelli

⁴ Il restante 2% è costituito da caldaie alimentate da energia elettrica.

⁵ La quantità di calore recuperabile con la condensazione è funzione della differenza che esiste tra il valore del potere calorifico superiore e quello del potere calorifico inferiore: quanto più grande è la differenza, tanto maggiore è la quantità di calore recuperabile.

molto bassi, attorno al 50÷60%, si attesta oggi intorno a valori anche superiori al 90%, del tutto comparabili con le prestazioni delle migliori caldaie a gas.

Le caldaie a pellet sono normalmente disponibili per potenze che vanno da pochi kW a circa 50 kW, anche se in alcuni casi possono raggiungere potenze superiori, anche fino a 1 MW. Sono caratterizzate dalla completa automazione del caricamento del combustibile, che viene trasportato da un serbatoio di stoccaggio alla camera di combustione tramite un estrattore pneumatico o una coclea.

Le caldaie a cippato sono normalmente disponibili per potenze che vanno da 30 kW fino a diversi MW. Come le caldaie alimentate a pellet, anche quelle a cippato sono alimentate in modo automatico.

A seconda della tecnologia di combustione utilizzata, le caldaie a cippato si possono dividere in due grandi categorie: caldaia a griglia fissa e a griglia mobile.

La prima rappresenta la tecnologia più comune ed è applicata a caldaie di piccola e media potenza, indicativamente da 25 kW fino a 500 kW. Le caldaie a griglia fissa devono essere alimentate con un cippato di qualità, con pezzatura uniforme e umidità inferiore al 30÷40%.

La seconda tecnologia è adottata per le caldaie di medie e grandi dimensioni, consentendo una loro utilizzazione anche laddove sono presenti elevati fabbisogni termici. A differenza della caldaia a griglia fissa, la caldaia a griglia mobile può utilizzare, come combustibile, diversi tipi di biomasse legnose non omogenee e con un maggiore grado di umidità: cippato umido, segatura, corteccia, residui di patate, scarti dell'industria del legno.

Le caldaie a biomassa possono essere utilizzate insieme ad altri generatori di calore, come ad esempio pannelli solari termici oppure un'altra caldaia ausiliaria a metano o gasolio. In tal caso, è necessaria la presenza di un serbatoio d'accumulo capace di gestire l'acqua calda sanitaria e il riscaldamento interno; a seconda delle esigenze, i serbatoi possono essere anche due, ognuno dei quali gestisce ciascuna delle utilizzazioni [Rossi, 2011].

Esistono anche caldaie con combustione a letto fluido.

La combustione consiste nel bruciare vari tipi di biomasse⁶, incluse ligniti, torbe, rifiuti solidi urbani selezionati, fanghi di varia natura, anche ad elevata percentuale di umidità (> 40%), all'interno di un letto reso fluido dall'immissione di aria, che può avvenire a pressione atmosferica (AFBC) o a pressioni più elevate (PFBC).

A seconda della velocità dell'aria, si distinguono impianti a letto bollente e impianti a letto circolante.

Esistono anche caldaie alimentate da biogas e bioliquidi, in particolare biodiesel, normalmente puro al 100%, che richiede però caldaie con bruciatori specifici.

3.1.1.2 Tecnologie per la produzione di sola energia elettrica

Le microturbine a gas

Con il termine microturbina a gas (MTG) si indica un sistema di generazione, di potenza compresa tra qualche decina e qualche centinaio di kW (con una potenza massima di 500 kW).

Gli elementi costruttivi fondamentali sono: il compressore, la turbina e il turboalternatore. Se in assetto cogenerativo, oltre a questi componenti sarà previsto anche un recuperatore di calore che preriscalda l'aria uscente dal compressore con il calore dei gas di scarico della turbina.

I rendimenti variano dal 25% per potenze di circa 30 KW, fino al 35% per potenze superiori ai 200 kW.

La ricerca è orientata al raggiungimento di rendimenti più elevati (anche prossimi al 40%) attraverso l'aumento della temperatura del ciclo di funzionamento: questo, però, presuppone l'utilizzo di materiali più resistenti (come i materiali ceramici) per la costruzione della girante della turbina.

Per quanto riguarda le emissioni, invece, questa tecnologia presenta ridottissime emissioni di CO₂ e di ossidi di azoto, con valori di circa un ordine di grandezza inferiore di quello dei motori alternativi a gas [Rossi, 2011].

⁶ La combustione a letto fluido si applica anche alla combustione del carbone.

Le celle a combustibile

La tecnologia delle celle a combustibile, o generatori elettrochimici, basa il suo funzionamento sulla trasformazione diretta di energia chimica in energia elettrica tramite reazioni elettrochimiche, similmente a quanto accade nelle comuni batterie. Il processo non necessita di una combustione e quindi non richiede la trasformazione di energia chimica in calore e del calore in lavoro meccanico. Questo processo determina, di conseguenza, minori perdite legate alle trasformazioni, consentendo di raggiungere elevati rendimenti comparabili a quelli delle tecnologie tradizionali.

La struttura di funzionamento prevede una disposizione a strati: anodo, elettrolita e catodo. Il principio di funzionamento è molto semplice: il combustibile in ingresso alla cella (idrogeno o metano) è alimentato con continuità al comparto anodico⁷, mentre il comburente, solitamente aria, può essere fornito al catodo: la reazione chimica avviene mediante scambio di ioni attraverso l'elettrolita e dà luogo al passaggio di corrente elettrica chiudendo il circuito tra gli elettrodi. La cella a combustibile è, quindi, un sistema statico di conversione dell'energia che può, almeno teoricamente, produrre energia elettrica finché gli elettrodi sono alimentati da combustibile e comburente.

Le celle a combustibile si possono classificare in base all'elettrolita utilizzato: le proprietà dell'elettrolita condizionano, infatti, le principali caratteristiche di funzionamento delle celle, come temperatura, tolleranza, taglia.

Si possono, così, distinguere celle alcaline (AFC) a membrana/matrice polimerica (PEM), ad acido fosforico (PAFC) a carbonati fusi (MCFC) e a ossido metallico (SOFC).

⁷ L'anodo è l'elettrodo negativo dove avvengono la reazione di ossidazione e la produzione di elettroni; il catodo è l'elettrodo positivo, dove avviene la riduzione dell'ossigeno con gli elettroni provenienti dal circuito esterno collegato con l'anodo.

La taglia della cella è compresa tra pochi kW delle AFC e delle PEM, fino a 300 kW per le SOFC⁸.

Il rendimento è compreso tra il 45%, per potenze piccole e produzione di sola energia elettrica, all'85-90% per celle di potenza maggiore e in assetto cogenerativo.

Possono essere impiegate in settori differenti, quali quello dei trasporti, quello della generazione e nel campo tecnologico.

Nella Tab. 2.1 si riportano le caratteristiche principali delle celle a combustibile.

TAB. 2.1 *Caratteristiche delle celle a combustibili*

<i>Tipo</i>	<i>Elettrolita</i>	<i>Potenza [kW]</i>	<i>Rendimento⁹</i>	<i>Tempo di avviamento</i>	<i>Campi Applicativi</i>
AFC	Soluzione alcalina	5-80	40-45%	Minuti	Applicazioni spaziali ed elettroniche
PEMFC	Membrana polimerica	1-200	50-55% in assetto non cogenerativo; 80% in assetto cogenerativo	Minuti	Trasporti e generazione
PAFC	Acido fosforico	10-1000	37-40% in assetto non cogenerativo; 85-90% in assetto cogenerativo	1-4 ore	Generazione elettrica e cogenerazione
MCFC ¹⁰	Carbonati fusi	100-1000	45-48% in assetto non cogenerativo; 90% in assetto cogenerativo	5-10 ore	
SOFC	Ossido metallico solido	1-300	35-45% in assetto non cogenerativo; 80-85% in assetto cogenerativo	5-10 ore	

Fonte: Rielaborazione da Treccani, volume III, Nuovi sviluppi energia trasporto e sostenibilità.

⁸ In realtà si possono raggiungere potenze più elevate sia per le celle a carbonati fusi (MCFC) che per quelle ad acido fosforico. Tuttavia, queste non saranno oggetto del nostro studio.

⁹ Il rendimento varia in un determinato range funzione della potenza.

¹⁰ Contrariamente a quanto accade per altri tipi di fuel cell, la MCFC non prevede, a breve, lo sviluppo commerciale di unità di generazione di potenza inferiore a qualche centinaio di kW.

I motori a combustione interna

I motori a combustione interna (MCI), nell'ambito della generazione distribuita, hanno una taglia compresa tra pochi kW per utenze residenziali, fino a qualche MW.

Tra le varie tecnologie disponibili per la micro generazione rappresentano una tecnologia matura ed affidabile con rendimenti elevati e costi contenuti; tra gli svantaggi l'elevato costo di manutenzione, la necessità di impiegare sistemi di abbattimento della CO₂ e la presenza di vibrazioni durante il funzionamento.

I motori a combustione interna si dividono in due categorie, in base al ciclo di funzionamento: motori a ciclo a otto e motori diesel.

Possono poi trovare applicazioni anche in ambito cogenerativo.

Sono caratterizzati da un'ampia flessibilità di utilizzazione e sono adatti a funzionare a carico variabile. I combustibili utilizzati sono gasolio e gas naturale, ma non è nuovo l'impiego anche di biocombustibili.

Le potenze sono comprese tra i 50 kW e i pochi MW, con rendimenti che possono oscillare dal 27 al 45%.

I vantaggi del motore otto rispetto al motore a diesel sono riconducibili a una maggiore leggerezza, una maggiore frequenza di rotazione una minore rumorosità. Tra gli svantaggi, minore rendimento globale, brusco calo delle prestazioni al diminuire del carico, utilizzazione dei combustibili più pregiati.

Nella Tab. 2.2 sono sintetizzate le caratteristiche principali dei motori.

TAB. 2.2 *Caratteristiche dei motori*

<i>Tipo</i>	<i>Potenza</i>	<i>Rendimento</i>	<i>Combustibile</i>	<i>Uso</i>
OTTO	1-1000 kW	20-25 %	Gas Naturale, Benzina, Propano, Gas da Discarica e Biogas	Residenziali
DIESEL	> 10 kW	30-50%	Gas Naturale + Gasolio	Trasporti

Il motore Stirling

Una caratteristica fondamentale dei motori Stirling è l'introduzione del calore dall'esterno tramite uno scambiatore di calore, alimentato, da un sistema di combustione esterna, consentendo di adattare il funzionamento a qualsiasi tipo di combustibile.

Il rendimento varia, in funzione della taglia e del tipo, tra l'8 e il 40%.

Le applicazioni spaziano da quella specificatamente domestiche di pochi kW al centinaio di kW per usi industriali

Impianti a biomassa

Gli impianti per la produzione di energia elettrica da biomasse oggi più diffusi sono quelli che utilizzano biomassa solida per alimentare un ciclo termodinamico a vapore. Oltre alle caldaie a griglia fissa o mobile, sono utilizzate anche le caldaie a letto fluido che permettono di adottare condizioni di vapore più spinte e quindi maggiori rendimenti del ciclo termodinamico.

Il range di potenza è compreso tra i 5 e i 50 MW.

I rendimenti sono più bassi di quelli degli impianti con turbina a vapore alimentata da combustibili fossili e sono mediamente del 25%, con un intervallo di variazione compreso tra il 16 e il 28%.

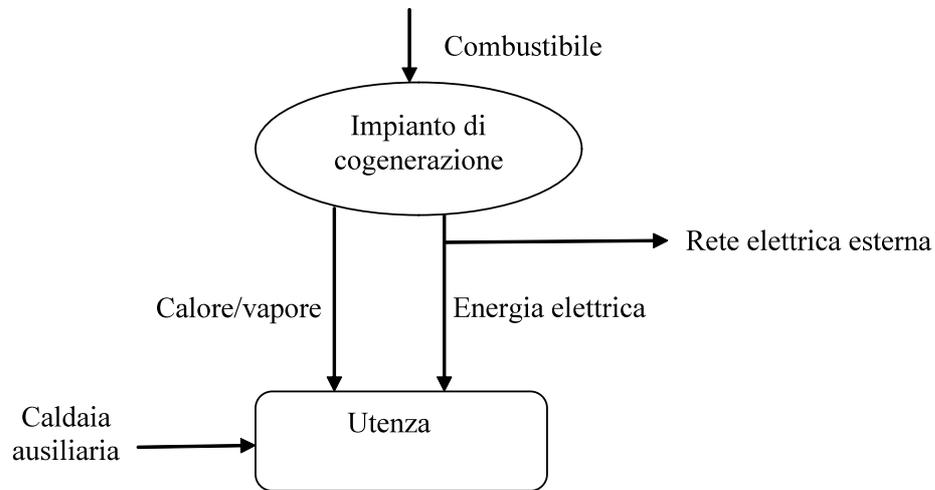
Nonostante la bassa efficienza, gli impianti alimentati a biomassa solida, date le caratteristiche di flessibilità e di costo, lavorano come impianti di base, con un fattore di carico valutato intorno all'80%.

3.1.1.3 Impianti cogenerativi

Gli impianti di cogenerazione sono impianti atti a produrre contemporaneamente energia elettrica ed energia termica con elevata efficienza (Fig. 2.5).

Sono, dunque, impianti integrati nei quali, a partire dall'immissione di un combustibile, si produce energia elettrica, ed il calore derivante da tale processo, invece di essere sprecato o riversato nell'ambiente circostante, viene riutilizzato all'interno di processi industriali o per usi civili.

FIG. 2.5 *Principio di funzionamento degli impianti cogenerativi*



FONTE: Rossi [2011].

L'allacciamento alla rete e la presenza della caldaia ausiliaria, di integrazione e riserva, trovano la loro giustificazione nel fatto che i carichi richiesti delle utenze variano nel tempo, spesso indipendentemente gli uni dagli altri, nell'arco della giornata, della settimana e della stagione dell'anno. Occorre, pertanto, prevedere e gestire condizioni operative di esubero o deficit di energia elettrica e di esubero o deficit di calore.

In genere si distingue tra:

- *grande cogenerazione*, con unità di capacità superiore ad 1 MW;
- *piccola cogenerazione*, con unità di capacità inferiore ad 1 MW e non inferiore a 50 kW;
- *microcogenerazione*, con unità di capacità inferiore a 50 kW.

Per un impianto cogenerativo è possibile definire una serie di indici prestazionali che danno informazioni oggettive circa la qualità dell'impianto e la sua capacità di sfruttamento dell'energia primaria media annua E_c del combustibile.

Il rendimento elettrico di cogenerazione η_{el} indica quanta energia del combustibile è effettivamente convertita in energia elettrica E_{el} :

$$\eta_{el} = \frac{E_{el}}{E_c} \quad (1)$$

Il rendimento termico di cogenerazione η_{ter} indica quanta energia del combustibile è convertita in energia termica utile E_{ter} :

$$\eta_{ter} = \frac{E_{ter}}{E_c} \quad (2)$$

L'Energy Utilization Factor (EUF) indica quanta energia del combustibile è effettivamente sfruttata in forma elettrica e termica:

$$EUF = \frac{E_{el} + E_{ter}}{E_c} = \eta_{el} + \eta_{ter} \quad (3)$$

Il rapporto di cogenerazione α_g è il rapporto tra l'energia elettrica e l'energia termica utile messa a disposizione dall'impianto:

$$\alpha_g = \frac{E_{el}}{E_{ter}} \quad (4)$$

Il risparmio energetico conseguente alla cogenerazione è definito come il rapporto tra il risparmio di energia primaria, conseguito dall'impianto rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore, e l'energia primaria E_s richiesta dalla produzione separata. È cioè espresso dalla relazione:

$$PES = \frac{E_s - E_c}{E_s} = 1 - \frac{E_c}{E_{es} + E_{ts}} = 1 - \frac{E_c}{\frac{E_{el}}{\eta_{es}} + \frac{E_{ter}}{\eta_{ts}}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{el}}{\eta_{es}} + \frac{\eta_{ter}}{\eta_{ts}}} \quad (5)$$

dove:

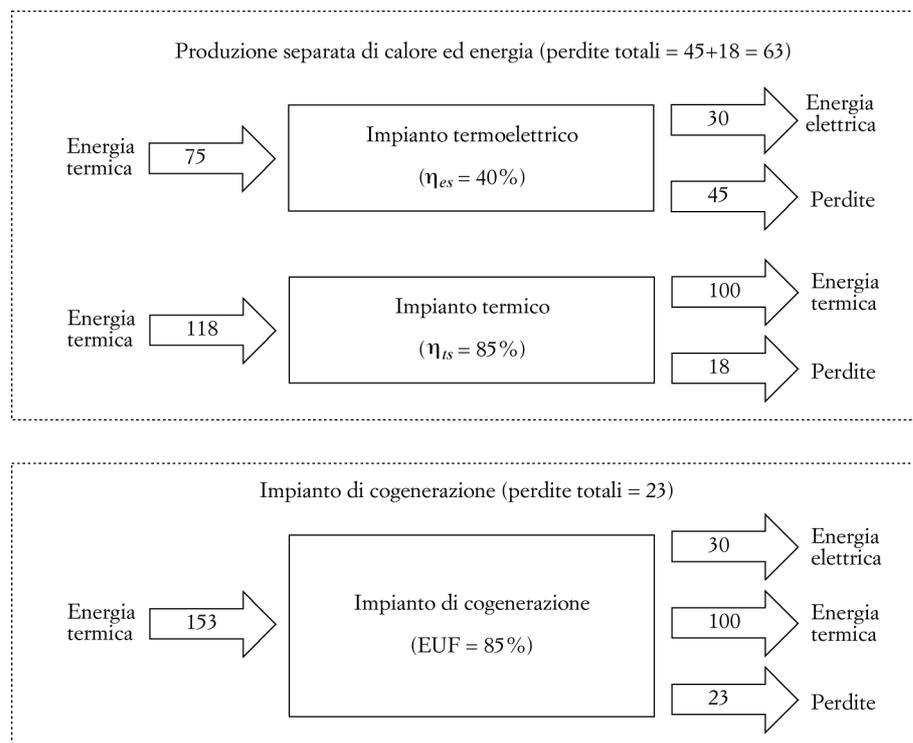
- $E_s = E_{es} + E_{ts}$ è l'energia primaria necessaria alla produzione separata di elettricità e calore per mezzo di impianti distinti, uno per la sola elettricità e l'altro per il solo calore mediante caldaia tradizionale;
- η_{es} è il rendimento elettrico netto di riferimento della modalità di pura generazione di energia elettrica;

- η_{ts} è il rendimento termico netto di riferimento della modalità di pura generazione di energia termica.

Se $PES=0$, la cogenerazione risulta equivalente, in termini di risparmio, alla generazione separata; se $PES>0$, significa che la cogenerazione è la soluzione più conveniente; se $PES<0$, risulta più vantaggiosa la produzione separata.

Un confronto tra produzione separata di energia elettrica e termica e produzione congiunta è riportato nella Fig. 2.6, ove si è supposto che l'EUF, dipendente dal tipo di impianto, è pari all'85%.

FIG. 2.6 *Diagramma di Sankey*



FONTE: Rossi [2011].

La scelta del tipo di impianto è legata principalmente al tipo di utenza a cui esso è destinato e all'andamento dei diagrammi di carico, elettrico e termico, che l'impianto è chiamato a soddisfare.

L'impianto deve essere progettato in modo che il suo α_g si avvicini il più possibile, mantenendosi comunque maggiore, all'indice di cogenerazione dell'utente α_u :

$$\alpha_u = \frac{E_{ue}}{E_{ut}} \quad (6)$$

dove E_{ue} e E_{ut} sono, rispettivamente, l'energia elettrica annua e l'energia termica annua richieste dall'utilizzatore.

In ogni caso, perché l'impianto sia fattibile, deve esistere un grado elevato di contemporaneità tra prelievi elettrici e termici.

3.1.2 *Gli impianti non dispacciabili*

3.1.2.1 *Tecnologie per la produzione di sola energia termica*

Pannelli solari

Il modo più semplice per utilizzare l'energia solare è quello di convertirla in energia termica.

Si accennerà qui soltanto alle tecnologie a bassa temperatura che sono essenzialmente costituite dai classici collettori solari¹¹, che si installano solitamente sui tetti delle abitazioni e che sono utilizzati per la produzione di acqua calda sanitaria e per il riscaldamento.

Molti di essi sono accoppiati a serbatoi che possono essere o meno separati dai collettori stessi. Il collegamento tra collettori e serbatoio è detto *circuito solare*, che può essere aperto o chiuso¹².

¹¹ Il collettore non è altro che una piastra captante che, grazie alla sua geometria e alla proprietà della sua superficie, assorbe energia solare e la converte in calore. Tale energia viene poi inviata ad un fluido termovettore che circola all'interno del collettore stesso.

¹² Nel circuito solare aperto il fluido termovettore che circola nei collettori è lo stesso del circuito di utilizzo; nel circuito solare chiuso, il fluido termovettore che circola nei collettori cede calore al fluido di utilizzo tramite uno scambiatore.

Come è noto, i collettori solari si distinguono in collettori a fluido e a tubo sotto vuoto: i primi, che sono vetrati o scoperti, raggiungendo temperature di circa 35 °C, trovano applicazione nella produzione di acqua calda sanitaria, mentre i secondi, raggiungendo temperature di circa 100 °C, trovano applicazione anche per il riscaldamento (impianto combinato).

Ulteriore distinzione è tra collettori a circolazione naturale e a circolazione forzata¹³.

I collettori sono utilizzati essenzialmente nel settore residenziale e terziario, mentre sono limitate le installazioni nel settore industriale, non riuscendo a fornire, per ora, le temperature adatte per produrre calore di processo.

Le prospettive di sviluppo della tecnologia si fondano sulla possibilità di utilizzare materiali polimerici avanzati, al fine di creare un'inerzia termica artificiale e programmabile sulla temperatura desiderata [JRC-SETIS, 2009].

3.1.2.2 Tecnologie per la produzione di sola energia elettrica

Impianti eolici

Sono impianti capaci di trasformare l'energia cinetica del vento in energia meccanica e, successivamente in energia elettrica.

Elemento fondamentale di un impianto eolico è l'aerogeneratore (o turbina eolica), costituito da un rotore, da un eventuale moltiplicatore di giri e da un alternatore.

La potenza meccanica ottenibile all'asse di un aeromotore dipende, oltre che dalla densità dell'aria, dal cubo della velocità del vento¹⁴, dalla superficie spazzata dalle pale e dal coefficiente di accoppiamento.

¹³ I collettori a circolazione forzata differiscono da quelli a circolazione naturale per il fatto che il fluido, contenuto nel collettore solare, scorre nel circuito chiuso per effetto della spinta fornita da una pompa, comandata da un termostato o da una centralina, attivata a sua volta da sonde poste sul collettore e nel serbatoio. Una tipologia di collettore a circolazione forzata è il collettore a svuotamento.

¹⁴ È necessario che il vento raggiunga un valore minimo v_0 di velocità (detto velocità di *cut-in*) perché l'aeromotore cominci a muoversi superando gli attriti e le resistenze di primo distacco. Tra il

La maggior parte degli aerogeneratori commerciali è del tipo ad asse orizzontale, con rotore a tre pale posto sopravento rispetto al sostegno, soluzione che si è dimostrata vincente sul mercato per le sue buone prestazioni in termini di rendimento e affidabilità.

Le potenze degli aerogeneratori possono variare in un ampio range, dalle decine di kW ai 5 MW; nel lavoro, come già detto, saranno trattati solo gli impianti microeolici, con potenza nominale minore a 20 kW, gli impianti minieolici, con potenze comprese tra 20 e 200 kW, e il grande eolico con potenze massimo di un MW. In corrispondenza, si passa da diametri e altezze di pochi metri nel caso del microeolico a diametri di 45÷50 metri e altezze di 30 metri nel campo del minieolico, fino a diametri di 100 metri e altezze che possono arrivare ai 180 metri nel campo del grande eolico.

Impianti solari fotovoltaici

La tecnologia fotovoltaica è caratterizzata da un processo di conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica.

Il dispositivo elettronico, prodotto industrialmente, in grado di sfruttare la conversione fotovoltaica della radiazione solare è chiamato cella fotovoltaica.

La maggior parte delle celle oggi commercializzate sono celle al silicio, mono o policristallino, o amorfo.

Le celle al silicio monocristallino hanno valori di efficienza che si attestano di solito intorno al 16%; quelle al silicio policristallino raggiungono valori massimi del 12%; quelle al silicio amorfo raggiungono valori inferiori al 10%.

valore v_0 ed il valore nominale v_n di velocità del vento, il diagramma di controllo segue una caratteristica crescente assumendo un andamento prossimo ad una parabola cubica. Per valori di velocità del vento superiori a v_n il controllo garantisce una potenza pressoché costante pari alla potenza nominale P_n . Infine, quando il vento supera un valore massimo v_m di velocità (detto velocità di *cut-out*), per evitare che le sollecitazioni superino i valori massimi ammissibili, l'asse dell'aeromotore viene disposto parallelamente alla direzione del vento e bloccato.

Per aumentare la potenza, è necessario, innanzitutto, assemblare insieme diverse celle, connesse in serie e/o in parallelo.

La quasi totalità degli impianti oggi installati è del tipo a piano fisso, mentre sono pochi, oggi, gli impianti fotovoltaici piani che usano strutture d'inseguimento del moto apparente del Sole.

Oltre ai sistemi fotovoltaici piani, esistono anche impianti fotovoltaici a concentrazione, nei quali la radiazione solare, prima di raggiungere la cella, viene concentrata da un opportuno sistema ottico. Tale soluzione tecnologica è poco sviluppata, comportando l'impiego sia di celle a maggiore efficienza, sia di un complesso sistema di movimentazione ad inseguimento.

Impianti solari termodinamici

L'energia elettrica può essere prodotta anche utilizzando la tecnologia del solare termico a media-alta temperatura.

Le diverse soluzioni tecnologiche (CSP) adottano, tutte, un sistema ottico, detto concentratore, capace di focalizzare i raggi solari allo scopo di ottenere temperature più elevate di quelle raggiungibili con i semplici pannelli. Il concentratore raccoglie e invia la radiazione solare su un componente, detto ricevitore, dove viene trasformata in energia termica, per poi passare alla forma meccanica, ed infine, alla forma elettrica, seguendo un tradizionale ciclo termodinamico convenzionale.

In relazione alla geometria e alla disposizione del concentratore rispetto al ricevitore, si possono distinguere tre principali tipologie di impianto: a disco parabolico a fuoco puntiforme, a torre centrale e a collettore parabolico a fuoco lineare. Di questi, solo il primo ha raggiunto la fase di commercializzazione ed è caratterizzato da rendimenti intorno al 30% e potenza limitata al diametro massimo del collettore [ENEA, 2007]. Attualmente, gli impianti maggiormente diffusi, sono quelli con potenze di circa 30 kW.

3.2 *Sistemi di accumulo di energia*

I sistemi di accumulo dell'energia [Zorzoli, 2007; Urbani e Corsi 2006] svolgono un ruolo fondamentale nel migliorare la flessibilità e l'efficienza dei sistemi energetici e la fruibilità delle diverse fonti di energia.

Le tecnologie di accumulo differiscono fra loro a seconda dello scopo cui sono destinate: sopperire entro frazioni di secondo alle variazioni o alle interruzioni di erogazione dell'energia elettrica (*power quality*); assicurare la continuità del servizio, per esempio quando si passa da un generatore elettrico a un altro (*bridging power*); adeguare la fornitura elettrica alla domanda da parte degli utenti (*Energy management*).

Ovviamente il problema assume connotati diversi a seconda delle funzioni richieste.

In questi casi, l'introduzione di accumuli energetici consente di conseguire il livellamento dei picchi di assorbimento (*peak shaving*) permettendo di ridurre l'impegno di potenza richiesto al distributore, con vantaggi non trascurabili sui costi di produzione, sulla riduzione delle perdite a monte della sezione di prelievo, sul dimensionamento della stessa rete. I sistemi di accumulo di energia svolgono un ruolo fondamentale nei confronti della possibilità di uno sfruttamento diffuso e su larga scala di fonti energetiche rinnovabili, in particolare per quanto concerne l'eolico e il fotovoltaico, caratterizzate da aleatorietà della fonte primaria.

In aggiunta, in caso di funzionamento intenzionale della microgrid ad isola, lo stoccaggio può diventare il supporto migliore per stabilizzare le variazioni di frequenza oltre che garantire forniture di potenza per lunghi periodi.

Vantaggi notevoli si riscontrano anche per le microgrid in modalità grid connected. In questi casi, infatti, gli stoccaggi hanno la funzione sia di ridurre il costo dell'energia per gli utenti connessi alla microrete, sia assicurare la continuità del servizio ogni qual volta che, a causa di guasti, la microgrid passa da una configurazione grid connected a una ad isola.

In linea del tutto generale, i benefici derivanti dall'utilizzo degli impianti con accumulatori possono essere ottenuti in due modi: o tramite il livellamento del profilo di carico, realizzando un assorbimento dalla rete pari alla potenza media di quella istantanea assorbita, compensando con l'accumulo gli scostamenti da tale media; o tramite l'eliminazione dei picchi di potenza più elevati. La necessità di eliminare i picchi, nasce dal fatto che la fornitura di potenza, oltre quella dichiarata, non è garantita e questo potrebbe portare a frequenti interruzioni per sovraccarico della linea con la quale viene alimentato l'impianto

In funzione della taglia e della localizzazione, l'applicazione degli stoccaggi può essere centralizzata o decentralizzata.

Gli stoccaggi centralizzati sono normalmente installati nelle sottostazioni di trasformazione o in un nodo della microgrid.

In questi casi, essi potrebbero essere utilizzati sia per il bilanciamento di breve che per quello di lungo periodo.

Nell'approccio decentralizzato, le unità di stoccaggio sono a servizio delle singole unità di produzione. La loro diffusione potrebbe raggiungere picchi elevatissimi con l'avvento dei veicoli ibridi ed elettrici.

In termini economici, tecnici ed ambientali, possiamo dire che le unità di stoccaggio non hanno ancora raggiunto la maturità tecnologica necessaria, ma possono comunque ricoprire nella rete importanti funzioni come quella di bilanciamento; possono fornire potenza al sistema ogni volta che il prezzo di mercato dell'energia risulta troppo elevato; da un punto di vista ambientale, le considerazioni dovrebbero essere particolarizzate a seconda della unità di stoccaggio scelta. Tuttavia, in maniera più o meno omogenea per tutti gli impianti, possiamo dire che la presenza di stoccaggio controlla le emissioni in atmosfera, sia nella fase di costruzione che in quella di funzionamento.

Di seguito saranno illustrati i sistemi di accumulo, elettrico e termico, commercialmente maturi.

3.2.1 *Sistemi di accumulo elettrico*

Da un punto di vista tecnologico, gli stoccaggi si dividono in batterie e non batterie.

Attualmente, la prima classe è quella utilizzata maggiormente, sia perché più matura tecnologicamente, sia per i minori costi di impianto; fanno parte di questa categoria le batterie a piombo, le batterie a nichel e le batterie litio.

Tuttavia, caratteristica comune a molte batterie è una efficienza (in termini di capacità di accumulo e di capacità di ricarica) decrescente con il numero di cicli carica/scarica; inoltre, la capacità di accumulo è al quanto limitata: nelle consuete batterie al piombo non supera 50 Wh/kg, ma anche soluzioni più avanzate non consentono di innalzare di molto questo valore (nichel-cadmio 20-55 Wh/kg, nichel-idruri metallici 50-80 Wh/kg, litio-ossidi metallici 100 Wh/kg). Inoltre, anche il numero di cicli (scarica/ricarica) praticabili influenza la convenienza economica delle diverse soluzioni e i campi di applicazione [Bertini *et al.*, 2011].

Infine, presentano molti limiti da un punto di vista ambientale.

Per quanto riguarda le prospettive di ricerca, le batterie a elettrolita fluido sembrano avere prospettive promettenti, in quanto in grado di immagazzinare un notevole quantitativo di energia aumentando la quantità di elettrolita nel serbatoio; ciò consente di disaccoppiare potenza ed energia, così da rispondere rapidamente a cambiamenti di carico sulla rete. Attualmente, però, non sono ottimali né da un punto di vista di sicurezza del sistema né per gli elevati costi.

Oltre che con le batterie, l'energia può essere accumulata attraverso impianti idroelettrici, stoccaggi ad aria compressa, volani o super capacitori.

L'utilizzo dei primi due è vincolato al territorio di riferimento e necessità di spazi elevati, ma sono in grado di immagazzinare quantità di energia tanto elevate da garantire alla microgrid lunghi periodi di funzionamento ad isola.

Le altre due opzioni sono sistemi di stoccaggi di taglia inferiore, ma particolarmente utili per il sistema di bilanciamento di breve periodo o per le regolazioni di frequenza durante le emergenze.

Nel campo elettrico, per quantità di energia molto significative, la più comune forma di accumulo oggi realizzata è quella idraulica mediante impianti di pompaggio, anche eventualmente sfruttando, laddove le distanze lo consentano, l'energia intermittente della fonte eolica per pompare l'acqua dal serbatoio inferiore a quello superiore.

Altra soluzione che può essere sfruttata vantaggiosamente è costituita dall'accumulo di aria compressa in caverne o serbatoi interrati, realizzato mediante compressori alimentati da energia elettrica prodotta nelle ore di basso carico ad una pressione di 70-100 bar; l'aria così ottenuta viene inviata, ad esempio, ad un impianto turbogas tradizionale, permettendo di eliminare il lavoro del compressore e aumentando così notevolmente l'efficienza: si può risparmiare circa il 40% di gas per la produzione della stessa quantità di energia elettrica [Urbani e Corsi, 2006].

Esistono anche gruppi di accumulo integrati composti da serbatoio per l'aria compressa, compressore con motore/generatore, turbina e piccolo volano di avvio in caso di immediata richiesta di elettricità a causa di interruzioni di rete.

Altri sistemi di accumulo, di tipo meccanico, sono costituiti dai *volani*, una sorta di "batterie meccaniche" che trasformano l'energia cinetica accumulata sotto forma di massa rotante, in energia elettrica a tensione fissa, attraverso un generatore elettrico integrato al volano accoppiato ad un convertitore a frequenza variabile.

La funzione di alimentatore del volano per la ricarica dalla rete viene svolta dallo stesso convertitore, con possibilità di eseguire la carica in tempi più o meno brevi, in funzione della disponibilità di corrente sulla linea DC. Questi sistemi sono adatti per potenze da 2 kW e fino a 500 kW; rispetto alle batterie chimiche tradizionali presentano i vantaggi di minor peso a parità di energia accumulata; maggiore efficienza (bassissime perdite termiche); assenza di componenti chimici pericolosi; maggiore durata (non risente dei cicli di intervallo di tempo e quindi valori di energia relativamente modesti. Riescono a fornire potenza per il tempo

necessario a coprire il carico, magari per lunghe interruzioni, erogando in definitiva una significativa quantità di energia (accumulo di energia).

Materiali e film nanostrutturati potrebbero consentire anche la realizzazione di *supercapacitori*, condensatori elettrici di elevatissima capacità e di grande durata, in grado di immagazzinare energia con una densità di un ordine di grandezza superiore a quella delle batterie ed in modo più semplice e reversibile rispetto alle batterie convenzionali. I tempi di scarica delle batterie variano da pochi minuti ad alcune ore, mentre per i supercondensatori variano da decine di millisecondi fino ad alcune decine di secondi.

I dispositivi a *superconduttori magnetici* possono rilasciare correnti elevate e sono capaci di reagire a rapidi cambi di tensione pertanto, oltre ad accumulare energia aumentano la qualità dell'energia della rete. Le prospettive di immagazzinare energia elettrica in magneti superconduttori, per quanto molto promettenti, incontrano però ostacoli nei valori troppo bassi delle temperature a cui possono operare (prossime allo zero kelvin). Le ricerche dell'ultimo ventennio su materiali superconduttori a temperature più elevate, comunque inferiori a 100 K, non consentono al momento realizzazioni su scala significativa Zorzoli [2007].

Uno dei più promettenti mezzi di accumulo di energia in forma chimica è la *produzione di idrogeno*, (principalmente sotto forma liquida, gassosa o assorbito su materiali speciali), con il duplice scopo di vettore energetico in sostituzione dei combustibili fossili, e di sistema di accumulo per la regolazione della potenza erogata (usando le eccedenze di energia elettrica in ore di ridotta domanda per produrre idrogeno mediante elettrolisi). Rispetto ai combustibili tradizionali, l'idrogeno presenta maggiore efficienza e impatto ambientale trascurabile nel luogo di utilizzo, e rappresenta un componente chiave per un sistema energetico sostenibile.

Il suo principale prodotto di combustione è il vapore acqueo, realizzando quindi un ciclo energetico ad emissioni nulle nel caso in cui sia prodotto per elettrolisi utilizzando fonti energetiche rinnovabili. L'efficienza varia a seconda delle tecnologie: l'energia eolica, idroelettrica e geo-termoelettrica possono essere trasformate in idrogeno con una efficienza del 70% circa, mentre la produzione da biomasse è di circa 25-30%; la produzione di idrogeno dall'energia solare è al momento la meno conveniente, anche se sono in fase sperimentale diverse tecnologie abbastanza promettenti.

3.2.2 *Sistemi di accumulo termico*

Con riferimento agli accumulatori termici, sono dispositivi ad alta efficienza che permettono di mantenere l'impianto operativo durante i picchi della domanda e durante le ore notturne.

L'energia termica è immagazzinata attraverso la variazione dell'energia interna di un materiale. Essa può essere classificata come calore sensibile, calore latente, termochimica o una combinazione di queste.

In un sistema di accumulo di calore sensibile, l'energia termica è immagazzinata tramite il cambiamento di temperatura di un solido o di un liquido. La quantità di calore immagazzinato dipende dal calore specifico del mezzo, dalla variazione di temperatura e dalla quantità del materiale di accumulo. L'acqua sembra essere il miglior sistema disponibile, poiché poco costosa e ad alto calore specifico. Al di sopra della temperatura di ebollizione dell'acqua (100 °C), l'acqua viene sostituita da olio diatermico o metalli liquidi.

L'accumulo a calore latente, basa il suo funzionamento sulla capacità che un materiale ha di assorbire e rilasciare calore in presenza di un cambiamento di fase.

L'accumulo di energia termochimica, basa il principio di funzionamento sull'energia assorbita e rilasciata durante la rottura e formazione dei legami molecolari, in una reazione chimica completamente reversibile. In questo caso, il calore accumulato dipende dalla quantità di materiale stoccato, dal calore endotermico di reazione e dal grado di conversione.

Ad oggi, tra le diverse soluzioni sopracitate, quella più interessante quella a calore latente in quanto caratterizzata da capacità di accumulo elevate a temperature costanti.

Anche con riferimento agli impianti termosolari, l'energia prodotta può non essere limitata alle sole ore di insolazione e alle fluttuazioni dei passaggi nuvolosi, grazie all'impiego di sistemi di accumulo dell'energia termica: il calore prodotto viene usato per riscaldare un mezzo, dal quale, al momento opportuno, si estrae il calore per produrre l'energia elettrica. Questi dispositivi sono di basso costo, alta efficienza e permettono di mantenere l'impianto operativo durante i picchi della domanda e durante le ore notturne. Essi hanno anche il vantaggio di eliminare, in molti casi, le fluttuazioni dovute ai transienti (nubi).

Inoltre è possibile accumulare il calore solare per fini termici.

Per applicazioni in centrali termoelettriche, soprattutto ad energia solare, il sistema più adottato è costituito da serbatoi di sali fusi i quali hanno la proprietà di essere dei pessimi conduttori di calore e quindi lo trattengono fino al momento del suo prelievo per le necessità richieste dal sistema.

L'energia termica può essere immagazzinata anche mediante serbatoi di calore costituiti da semplice ghiaia e sassi.

3.3 I carichi

I carichi possono essere classificati in base alla tipologia di utenza (industriale, commerciale, domestica, dei servizi), alle sue caratteristiche di prelievo e, in caso di utenze industriali, alle caratteristiche del processo produttivo.

La classificazione più generale considera le caratteristiche di interrompibilità delle varie utenze: alcune tipologie di utenza, infatti, sono caratterizzate da una certa flessibilità nell'assorbimento di energia elettrica, mentre altre dipendono da tale assorbimento in maniera rigida. Di conseguenza, si definiscono controllabili quei carichi che possono essere sottoposti ad ogni tipo di azione di gestione del

carico e a tempo, quei carichi che assorbono potenza in periodi di tempo specifici e non possono essere controllati o sottoposti ad azioni di gestione del carico.

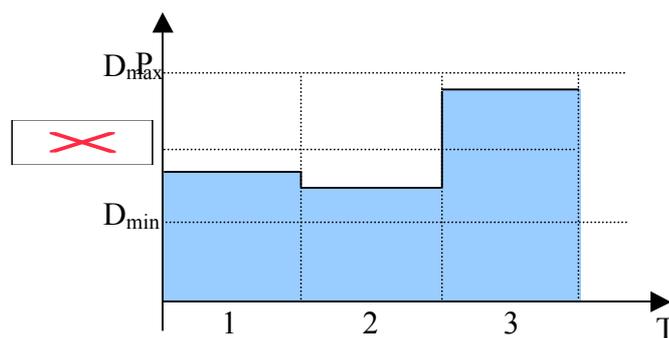
Tra i carichi controllabili individuiamo: carichi variabili, carichi shiftabili e carichi interrompibili.

Un carico *variabile* è un carico che è contenuto tra un limite minimo (D_{\min}) e massimo (D_{\max}), definiti dalle caratteristiche tecniche del processo da alimentare (Fig. 2.7). La potenza assorbita dal carico in ciascun periodo può variare entro i limiti prefissati, purché la richiesta complessiva di energia sia soddisfatta [Illerhaus e Verstege, 2000].

Il carico viene spostato da periodi di picco a periodi di fuori-picco, combinando gli effetti degli interventi relativi allo spianamento delle punte e al riempimento delle valli. Si ottengono:

- per la produzione, minore ricorso ad impianti di punta (turbogas), di minor rendimento ed utilizzanti combustibili pregiati;
- per la trasmissione e distribuzione, riduzione perdite in rete per abbattimento delle punte, a fronte di perdite di energia durante l'eventuale immagazzinamento in impianti di accumulo energetico.

FIG. 2.7 Carico variabile nel periodo di riferimento



Un carico *shiftabile* è un carico il cui assorbimento può essere traslato nel tempo [Venkatesh e Chankong, 1995]. L'andamento del carico rimane invariato in

ogni periodo rilevante i , mentre si controlla l'istante in cui il carico inizia ad essere alimentato (Fig. 2.8).

Un carico *interrompibile* è un carico che può essere distaccato per un certo intervallo di tempo (Fig. 2.9). Tipici esempi sono i sistemi di riscaldamento e di raffreddamento.

Le caratteristiche di interrompibilità di ciascun utilizzatore dipendono dal ciclo produttivo: alcuni carichi possono essere distaccati con un certo tempo di preavviso (più o meno breve), altri in tempo reale. Inoltre, ogni carico interrompibile può accettare distacchi parziali o totali, un numero massimo di interruzioni o per un numero massimo di ore.

FIG. 2.8 *Carico shiftabile*

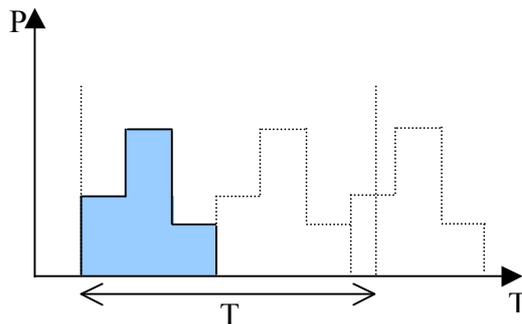
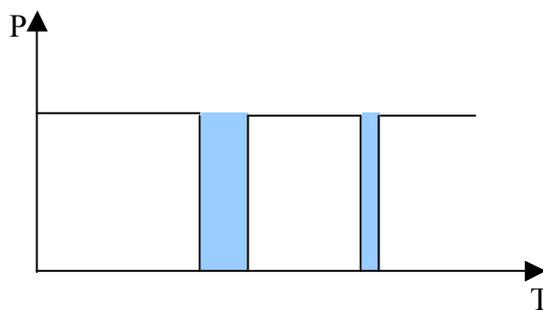


FIG. 2.9 *Carico interrompibile*



Uno dei criteri di classificazione maggiormente usati distingue, in relazione alle esigenze del servizio, tre classi di utilizzatori: a) ordinari; b) preferenziali; c) privilegiati.

Sono definiti *ordinari* tutti quegli utilizzatori che condizionano il regolare funzionamento di tutte le produzioni e di tutti i servizi, la cui mancanza non comporta situazioni di pericolo per il personale e per gli impianti, di grave disagio, perdite di prodotto di costo considerevole o l'impossibilità di svolgere un servizio di rilevante importanza. La loro mancata alimentazione, pur potendo determinare l'interruzione della produzione o del servizio o una riduzione della qualità, può essere tollerata anche per un tempo relativamente lungo (ordine delle ore). Rientrano in questa tipologia di utilizzatori:

- gli impianti con fermata notturna o a fine settimana;
- produzioni discontinue o secondarie;
- servizi generali che non riguardano attività specifiche di primaria importanza;
- illuminazione ordinaria di interni ed esterni;
- condizionamento generale;
- riscaldamento generale;
- prese di corrente per alimentazioni ordinarie;
- trattamento effluenti.

Sono definiti *preferenziali* quegli utilizzatori che condizionano il regolare funzionamento della produzione industriale¹⁵ e dei principali servizi, la cui mancata alimentazione non pregiudica la sicurezza delle persone né la sicurezza contro danni gravi agli impianti. In caso di interruzioni della fornitura elettrica, è necessario che l'alimentazione sia nuovamente disponibile entro tempi generalmente molto brevi, compatibili con il particolare processo produttivo o con il particolare servizio svolto.

¹⁵ In questo ambito, tali carichi influenzano le produzioni a ciclo continuo, o il loro permanere in servizio a regime ridotto, o il mantenimento della condizione "pronto a ripartire".

Rientrano in questa tipologia di utilizzatori:

- produzioni a ciclo continuo o di fondamentale importanza per le produzioni a valle;
- illuminazione di passaggi, scale e locali particolari;
- illuminazione di riserva di determinati locali;
- ascensori e montacarichi;
- impianti frigoriferi;
- carica batteria.

Gli utilizzatori *privilegiati* sono quei carichi dal cui corretto funzionamento dipendono direttamente la sicurezza del personale e la sicurezza contro danni gravi agli impianti e all'attività produttiva (ad esempio, determinare produzioni, elaborazione dati e così via). Si tratta, in generale, di utilizzatori di potenza ridotta, per i quali può anche essere conveniente ricorrere ad alimentazioni "dedicate", in grado di sopportare solo interruzioni brevi, fino a richiedere la continuità assoluta. In questa categoria possono rientrare anche utilizzatori che richiedono solo la disponibilità (non necessariamente la continuità) dell'alimentazione, purché questa sia garantita entro un tempo determinato, trascorso il quale l'impianto può subire danni irrimediabili (ad esempio indurimento dei prodotti, deformazioni termiche, ecc.). Rientrano in questa classe:

- sistemi di ventilazione, raffreddamento, pressurizzazione, lubrificazione;
- sistemi di supervisione e di controllo;
- illuminazione di sicurezza (scale, uscite, ascensori, cabine elettriche);
- calcolatori per raccolta, elaborazione e trasmissione dati;
- sistemi di telecomunicazione;
- cerca persone;
- sistemi di protezione, allarme, sorveglianza, monitoraggio;
- segnalazioni e sistemi antincendio;
- sistemi di controllo continuo con televisione a circuito chiuso;
- alcuni servizi ausiliari degli impianti tecnici.

In alcuni casi si adotta una classificazione ancora più articolata che definisce, oltre alle tre classi suddette, gli utilizzatori *essenziali*, aventi caratteristiche di interrompibilità intermedie rispetto agli utilizzatori preferenziali e privilegiati.

È da notare che l'assegnazione di un utilizzatore ad una determinata classe dipende da molteplici fattori ed il peso delle singole classi può essere molto diverso da impianto ad impianto: per un impianto a ciclo continuo, gli utilizzatori preferenziali hanno peso prevalente su quelli ordinari, mentre il contrario avviene per un impianto a ciclo discontinuo per cariche di prodotti o per turni di lavoro.

Per quanto riguarda le utenze domestiche, esse comprendono:

- *utilizzatori termo-dipendenti*: caratterizzati da un funzionamento tipicamente ciclico e dipendente strettamente da condizioni esterne (ad esempio la temperatura). I livelli di prestazione possono essere modificati dall'utente attraverso l'uso di termostati e regolatori. Appartengono a questa categoria: condizionatori, scaldacqua elettrici, climatizzatori, frigoriferi, congelatori.
- *utilizzatori a ciclo fisso*: caratterizzati da un funzionamento di durata fissa, frazionabile in sottocicli ben individuabili e regolabili secondo modalità opportunamente predisposte in fase costruttiva. Appartengono a tale categoria la lavatrice e la lavastoviglie.
- *utilizzatori di servizio*: il loro funzionamento in tempi di innesco, durata e livello di assorbimento è completamente determinato dalle necessità e dalle modalità di impiego, strettamente soggettive e difficilmente prevedibili, dell'utente. Rientrano in questa categoria televisione, forno elettrico, utensili per la pulizia, luce, computer.

Capitolo terzo

Il gestore della microgrid

1. Introduzione

Una microgrid può essere concepita come una rete da realizzarsi completamente ex novo (per una città già ben strutturata o una regione non elettrificata), oppure, può essere come un ampliamento ad una rete di distribuzione esistente dove i carichi sono sempre crescenti e le infrastrutture sono “vecchie”.

Ovviamente, durante la pianificazione tecnica della microrete bisogna considerare anche le funzioni che esse sono chiamate a svolgere; tali funzioni sono frutto di interessi diversi dei soggetti che gravitano intorno a queste reti intelligenti.

Come accade per la maggior parte degli investimenti, le finalità con cui la microrete viene progettata sono dettate in maniera preponderante dal soggetto proprietario della rete, che è anche il finanziatore della stessa: distingueremo, così tra microrete ottenuta con rete di distribuzione privata e microrete con obbligo di connessione a terzi. In funzione della proprietà, saranno inoltre determinati anche il modello di gestione e l’architettura di controllo.

Quanto brevemente esplicitato, sarà argomento dei successivi paragrafi.

2. Il soggetto proprietario

L’impiego delle microreti, nel mercato dell’energia elettrica, può essere valutato in base a due ipotetici scenari: microrete ottenuta con rete di distribuzione privata e microrete ottenuta con rete con obbligo di connessione a terzi.

In questo paragrafo saranno approfonditi gli aspetti connessi a queste due possibili configurazioni.

2.1 La microrete privata

La microrete privata presenta una serie di vantaggi e semplificazioni legate alla sua gestione, poiché tutte le scelte tecniche ed economiche sono prese dal singolo proprietario o, più plausibilmente, dell'eventuale consorzio fondatore.

Per quanto riguarda la circolazione dell'energia all'interno della microrete, sembrerebbe che non esista alcun vincolo legislativo o fiscale, in quanto la rete è privata e perciò la suddivisione dell'energia tra i vari soggetti è frutto delle decisioni del consorzio, scelte dettate nella maggior parte dei casi, da criteri di convenienza economica [Soma, 2009].

Un aspetto importante da definire è la modalità di organizzazione interna tra i vari soggetti che partecipano alla microgrid. In tal senso, una possibile implementazione, forse la più semplice, è quella dove le utenze passive pagano al consorzio l'energia richiesta attraverso contratti liberamente definibili; per le utenze, invece, che sono contemporaneamente produttori e consumatori (prosumers), invece, è possibile adottare con il consorzio un sistema di compensazione tra quanto prodotto e quanto, invece consumato, oppure avere due contratti distinti (uno in veste di produttore, l'altro di consumatore). Questi contratti dovrebbero essere liberamente definibili a qualsiasi prezzo proprio perché la rete di distribuzione è privata. È ovvio che il prezzo che il consorzio offre e/o garantisce all'utente deve essere tale da garantire sia ai consumatori sia al consorzio, un'adeguata contropartita economica.

2.2 La microrete con l'obbligo di connessione a terzi

Si parla di microrete con obbligo di connessione a terzi ogni volta che la rete di distribuzione che collega le varie utenze fra loro è pubblica. In linea generale,

possiamo suddividere le utenze all'interno della microrete in utenze passive (consumatori) e utenze attive (produttori locali). In questo caso non è possibile realizzare una vera e propria microrete, anche se questa esiste fisicamente tra tutti i soggetti interessati. La rete pubblica che collega i vari attori che costituiscono la microrete, infatti, è una rete "con obbligo di connessione a terzi", in cui i flussi sono imposti dal Gestore della rete, che, in quanto figura di controllo, tiene conto di tutti gli utenti connessi (non solo i partecipanti alla microrete); in altri termini, in questa situazione non è possibile, per un soggetto giuridico privato, imporre i flussi di potenza sulla microrete, nonostante questa esista fisicamente [Soma, 2009].

Per godere, comunque, dei benefici di una rete intelligente, soggetti che compongono la microrete, devono procedere, dal punto di vista giuridico, alla costituzione di due consorzi (o società) che, pur avendo in comune (o quasi) i soggetti proprietari, svolgono attività diverse. Queste società sono il Consorzio Acquirente e il Consorzio Produttore.

Nel caso di Consorzio Acquirente, il soggetto acquista energia da terzi (mediante contratti bilaterali o direttamente in Borsa) e vende tale energia ai clienti idonei che sottoscrivono un opportuno contratto di fornitura. Il consorzio acquirente è quindi il fornitore di energia dei consumatori presenti nella microrete, che sono ovviamente clienti idonei.

Nel caso di *Consorzio Produttore*, questo è il soggetto giuridico che si occupa, all'interno della microrete, di gestire (direttamente o per conto terzi, in veste di Energy Manager della microrete) i generatori all'interno della microrete. L'energia così prodotta è venduta a terzi (mediante contratti bilaterali o direttamente in Borsa) ai prezzi di mercato. Se tra i generatori sono presenti cicli combinati di energia elettrica e calore, inoltre, il consorzio produttore può essere visto anche come il fornitore di energia termica per i consumatori.

Da quanto detto, si comprende l'importanza rivestita dalla figura del consorzio e i vantaggi che le società consortili presentano.

Partecipare ad un consorzio, infatti, non significa solo avere la possibilità di diventare, insieme agli altri consorziati, cliente idoneo, possibilità altrimenti preclusa per mancanza di requisiti individuali. In realtà, una collaborazione strutturata e durevole comporta, se organizzata in maniera sinergica, una serie di importanti vantaggi:

- aumento della competitività all'interno del mercato, perché consente anche agli impianti di piccola taglia di una partecipazione attiva all'interno del mercato dell'energia [Schwaegerl *et al.*, 2009]. Allo stato attuale, infatti, un singolo proprietario di un impianto di generazione distribuita, non può permettersi il rischio di partecipare al mercato, specialmente in quelle sessioni di mercato dove gli oneri di sbilanciamento sono elevati.
- dà la possibilità di studiare un insieme di servizi integrati aggiuntivi all'interno del consorzio (ad esempio, fornitura aria compressa, installazione dispositivi di controllo carichi, costruzione di impianti di cogenerazione o fonti rinnovabili, installazione di UPS, ricorso ad operatori finanziari per la gestione integrata dei contratti finalizzati alla copertura delle fluttuazioni di borsa);
- permette di effettuare, in nome e per conto dei consorziati, la negoziazione contrattuale e la gestione del rapporto di fornitura con i fornitori energetici nazionali ed internazionali;
- favorisce audit e diagnosi energetiche;
- favorisce attività di formazione sull'uso razionale dell'energia elettrica e sull'impiego delle fonti rinnovabili nei riguardi dei propri consorziati;
- favorisce la promozione di azioni di ricerca e sviluppo e di trasferimento dell'innovazione tecnologica in campo energetico.

3. *Il rapporto tra la proprietà e la gestione della microrete*

Direttamente connesso alla proprietà della rete sono le funzioni di gestione e controllo.

Per le microreti, queste non sono, in linea di principio, molto differenti da quelle di una tradizionale centrale elettrica; tuttavia, la necessità di combinare

diverse tecnologie di generazione suggerisce di utilizzare un approccio più flessibile nella gestione e nel controllo dei sistemi distribuiti. È perciò necessario realizzare un sistema che sia in grado di decidere: quando utilizzare le unità di generazione distribuite installate, anche in termini di costi del combustibile, a quale carico adoperare le unità, in base alle previsioni della domanda basate anche sulla situazione meteorologica; quando caricare e quando scaricare le unità di accumulo; quando acquistare energia dalla rete; quando cedere energia alla rete, in base ai prezzi di mercato.

Tali compiti, in una microrete, sono affidati all'Energy Management System (EMS).

Nei paragrafi seguenti, saranno illustrate le diverse configurazioni gestionali applicabili ad una microrete in funzione dei diversi proprietari.

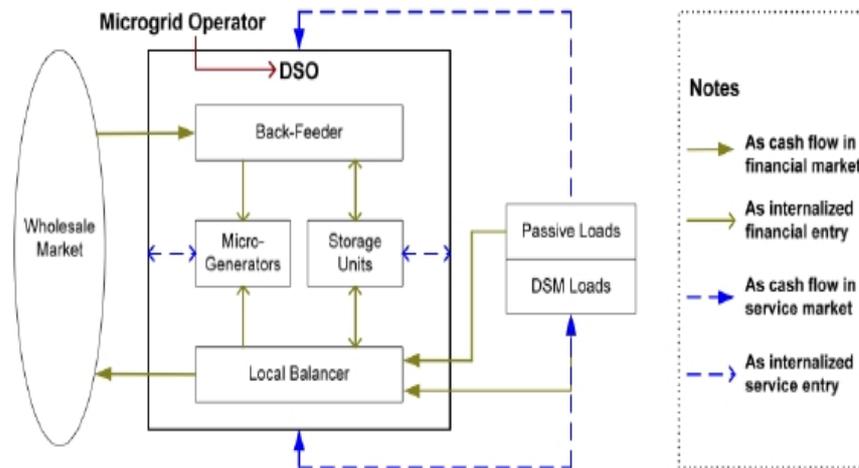
3.1 La configurazione DSO

Questo è l'esempio di una microrete pubblica il cui proprietario è il gestore della rete di distribuzione.

La tipologia di Microgrid basata sul Sistema Gerarchico DSO si può verificare in un ambiente dove la produzione di energia non è liberalizzata. I DSO non solo producono e distribuiscono l'energia nella rete, ma anche svolgono le funzioni di vendita al consumatore finale. In questo contesto basato su singole entità, l'integrazione e le operazioni delle unità DER sono intraprese solamente dai DSO che pertanto sono gli unici enti che riescono a sfruttare i benefici portati dalle microgrids. In questo modo il DSO assume il ruolo di indiscusso operatore monopolistico come si vede in Fig. 3.1. Tutti i flussi economici di ingresso e di uscita partono e escono dalla proprietà dei DSO.

In una microgrid così progettata, le unità di generazione distribuita tenderanno ad essere più grandi e le unità di accumulo saranno posizionate in sottostazioni.

FIG. 3.1 *Sistema Gerarchico DSO*



FONTE: Schwaegerl *et al.* [2009].

Con questo modello di Business, un grande distributore di energia assume il ruolo di intermediario sia fisico che finanziario tra la rete e il consumatore finale. Visto che il controllo delle risorse é sostanzialmente in mano ai DSO, non ci sarà spazio per il mercato locale di energia limitando così una grande potenzialità delle microgrids.

Il Sistema Gerarchico DSO si può verificare in una situazione in cui la rete di distribuzione é molto vecchia, o richiede molta manutenzione o ha problemi di qualità di fornitura; in questa situazione i DSO decidono di investire in unità di micro generazione come alternativa alle soluzioni dei problemi della rete. La vendita dell'energia prodotta dalle micro-generazioni gioverà solo ai DSO tagliando fuori dal mercato i consumatori finali.

3.2 *Il Consorzio di Prosumer*

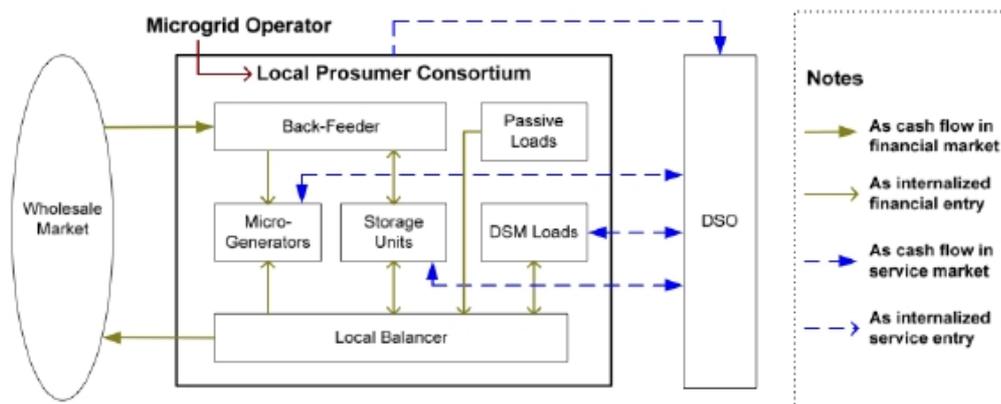
In questo caso la rete è privata e il soggetto proprietario è un consorzio di prosumers: in questo caso i consumatori acquisteranno e opereranno con le unità

di micro-generazione per minimizzare le spese sull'energia elettrica e massimizzare la rivendita dell'energia esportata prodotta dalla micro-generazioni.

È tipica di situazioni dove la vendita al dettaglio dell'elettricità è molto alta o i finanziamenti alle micro-generazioni sono molto elevati (situazioni che spesso si verificano insieme).

Nella Fig. 3.2 è evidenziato come il Consorzio di Prosumer comunichi con i DSO solo per scopi economici dovuti ai servizi di mercato.

FIG. 3.2 *Consorzio di Prosumer*



FONTE: Schwaegerl *et al.* [2009].

Questo tipo di Microgrid può incontrare ostacoli posti dai DSO visto che il consorzio tende a minimizzare l'uso della rete principale e trascura i vincoli imposti dalla rete durante la progettazione delle Microgrids. I DSO possono influenzare solo passivamente le operazioni del Consorzio di Prosumer con l'imposizione di obblighi e spese sui proprietari delle micro-generazioni, ma vengono tagliati fuori dal mercato locale. Nelle Microgrids a Consorzio di Prosumer le unità di generazione distribuita tendono ad essere più piccole e gli accumulatori sono piccoli e distribuiti in tutta la rete.

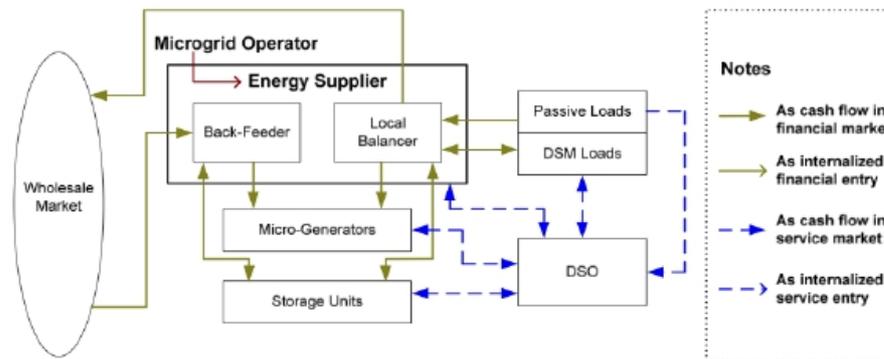
3.3 *Il sistema a mercato libero*

In questo caso, produttori, distributori e consumatore partecipano al finanziamento della microrete e sono, di conseguenza, tutti proprietari.

Il modello a mercato libero può essere spinto da diverse motivazioni (economiche, tecniche, ambientali) e da stakeholders diversi (DSO, consumatori etc.).

Nella Fig. 3.3 è illustrato il funzionamento del sistema.

FIG. 3.3 *Mercato Libero*



FONTE: Schwaegerl *et al.* [2009].

In questo caso il controllore della Microgrid opererà come un rivenditore di energia che è responsabile dell'equilibrio locale di importazione e esportazione, della manutenzione tecnica del rendimento, e del controllo del livello delle emissioni. Tutte le parti coinvolte gioveranno dei vantaggi delle microgrids.

Nelle microgrids a Mercato Libero, le unità di generazione distribuita e di accumulo possono variare in forma, dimensione e allocazione.

Per quanto riguarda le architetture adottate dall'EMS, due sono gli approcci identificati in letteratura:

- a) EMS centralizzato
- b) EMS decentralizzato.

Queste saranno oggetto del paragrafo seguente.

4. *La proprietà e le architetture di controllo di una microrete*

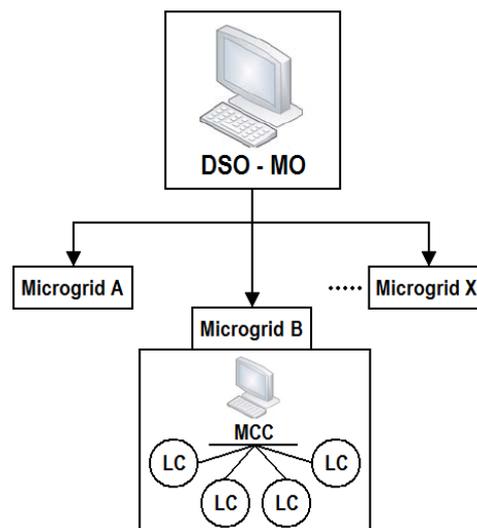
Da un punto di vista della rete, la microgrid può essere vista come una entità gestita con un sistema di generazione che può operare come un singolo carico aggregato.

Dal punto di vista del consumatore, la microgrid è una rete di distribuzione simile a quella esistente che, oltre a soddisfare carichi elettrici e termici, riduce le emissioni, aumenta la power quality e riduce i costi dell'energia.

Strumento fondamentale attraverso il quale una Microgrid riesce a portare avanti le attività per cui è stata progettata e costruita è il sistema di controllo.

Il suddetto sistema di controllo può essere di due tipi diversi: “centralizzato” e “decentralizzato”, ma in entrambi i casi la struttura di base prevede 3 livelli gerarchici come evidenziato dalla Fig. 3.4.

FIG. 3.4 *Struttura gerarchica del controllo di una Microgrid*



FONTE: Hatziargyriou [2004].

Naturalmente, questa sarà diversa se applicata ad una architettura centralizzata piuttosto che ad una decentralizzata: nel primo caso, come detto, tutto si accentrerà nella figura del gestore della microrete; nel secondo caso, al gestore della microgrid sarà lasciato solo il compito di ordinatore.

Un'architettura di controllo gerarchico si realizza su tre livelli ed è costituita da:

- Gestore della rete di distribuzione (DNO) e gestore del mercato (MO).
- Sistema centrale di controllo di una microgrid (MGCC);
- Controllori locali dei generatori (MC) e controllori dei carichi (LC);

Il primo livello, quello più in alto da un punto di vista gerarchico, è occupato dal DNO (Distribution Network Operator) e dall'MO (Market Operator). Di queste due figure, la prima si occupa della supervisione del funzionamento tecnico del sistema di distribuzione in un'area in cui sono contenute più Microgrid, mentre la seconda è la responsabile delle operazioni di mercato nella suddetta area. Da questa cosa si capisce che il DNO e l'MO non appartengono alla grid, ma sono elementi esterni ad essa.

L'elemento attraverso il quale Microgrid, DNO e MO si interfacciano tra di loro è, poi, l'MCC (Microgrid Central Controller) che si occupa di varie operazioni tra cui la massimizzazione dell'efficienza della grid e il coordinamento delle varie risorse distribuite. Al controllore centrale (MGCC) confluiscono le informazioni provenienti da tutte le risorse energetiche distribuite e le misure effettuate in alcuni punti critici del sistema elettrico [CESI, 2000].

Infine, c'è il livello gerarchicamente disposto più in basso che è occupato dagli LC (Local Controllers) ovvero quelle figure che controllano direttamente le singole risorse e i singoli carichi presenti nella grid. Questi LC, in funzione del particolare approccio di controllo utilizzato, possono essere caratterizzati da vari livelli di intelligenza. In particolare, in una struttura di tipo centralizzato gli LC

quasi si limitano a comunicare informazioni circa il funzionamento della risorsa che controllano al MCC e a mettere in atto le azioni da esso comunicate come risposta, mentre in una struttura di tipo decentralizzato tendono a prendere delle decisioni in maniera quasi completamente autonoma.

Di seguito saranno analizzati i due diversi approcci descritti.

4.1 Il controllo centralizzato

L'architettura centralizzata è tipica di una struttura poco aperta alle politiche di liberalizzazione richiamando, nel complesso, quella tipica adottata dal monopolista [Bertini *et al.*, 2011].

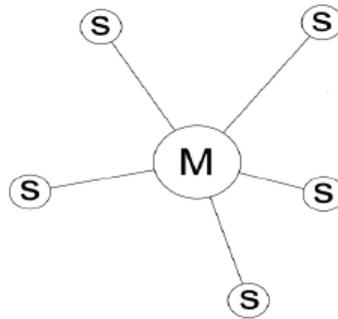
Il sistema può essere rappresentato con una topologia a stella in cui si ha un controllore centrale che è in comunicazione con tutti gli attuatori ed i sensori della rete (Fig. 3.5). Il controllore centrale, in questo caso, impartisce ordini a tutti gli altri dispositivi e riceve da essi informazioni sullo stato in base alle quali stabilisce le azioni di controllo.

Attraverso una filosofia di controllo centralizzato, l'MCC ottimizza lo scambio di potenza con la rete centrale mentre massimizza la produzione locale in funzione di quelli che sono i prezzi di mercato e i vincoli di sicurezza per la grid stessa. Tutto questo è possibile perché il controllore è in possesso sia delle informazioni più rilevanti delle DER appartenenti alla microgrid e sia le informazioni relative alla microrete.

Quanto detto si realizza attraverso l'assegnazione di adeguati set point alle varie risorse di generazione e ai carichi controllabili posti all'interno della Microgrid.

Un'architettura di questo tipo può essere adottata quando il numero di dispositivi da gestire ed il numero di informazioni scambiate è molto limitato e quando soltanto uno dei sistemi della rete ha autorità decisionale.

FIG. 3.5 *Architettura di un sistema di controllo del tipo centralizzato*



FONTE: Bertini *et al.* [2011].

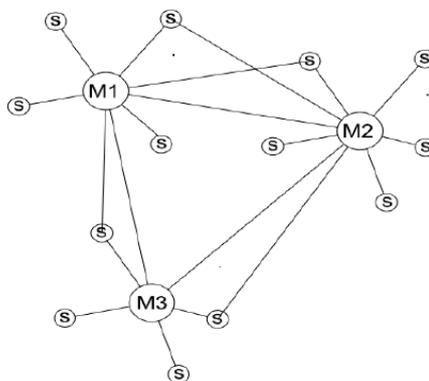
4.2 *Il controllo decentralizzato*

Nel coordinamento decentralizzato ogni unità di generazione è vista come una unità autonoma da un punto di vista decisionale.

La gran parte delle azioni di controllo avviene a livello locale, mentre solo le informazioni fortemente semplificate vengono inviate al coordinatore centrale, che verifica lo stato del sistema e svolge una azione di coordinamento e//o ottimizzazione globale.

Affinché questo processo possa essere applicato, ogni unità deve essere dotata di misuratori che istante per istante forniscono lo stato delle risorse (Fig. 3.6).

FIG. 3.6 *Architettura di un sistema di controllo decentralizzato*



FONTE: Bertini *et al.* [2011].

In ottica di mercato ogni unità presenterà una propria offerta, in acquisto o vendita, al gestore di mercato.

Un sistema di questo genere consente di suddividere gli oneri computazionali e la mole di dati scambiati tra più sistemi, ma manca di una regia presente invece nelle architetture di tipo centralizzato.

Capitolo quarto

I mercati elettrici

1. Introduzione

Da molti anni, sulla spinta dei sistemi produttivi dei vari paesi che competono sempre più in mercati globalizzati, i servizi di pubblica utilità stanno attraversando una fase di profonda trasformazione per l'affermarsi di meccanismi di mercato sempre più orientati all'abbattimento delle posizioni dominanti e alla ridefinizione dell'intervento dell'operatore pubblico.

Di particolare interesse sono i mutamenti e le trasformazioni che stanno avvenendo nei comparti dell'elettricità e del gas. Mutamenti e trasformazioni che appaiono tanto più rilevanti quanto più si pensa a quella sostanziale stabilità e uniformità che hanno caratterizzato, fino a qualche tempo fa, il comportamento delle imprese del settore, abituate, come erano, ad operare in mercati chiusi e protetti. Mutamenti e trasformazioni che investono il quadro regolamentare, gli assetti proprietari delle imprese, i comportamenti strategici ed organizzativi degli operatori, nonché i criteri tecnico-economici con cui i sistemi fisici che forniscono i servizi vengono ora gestiti.

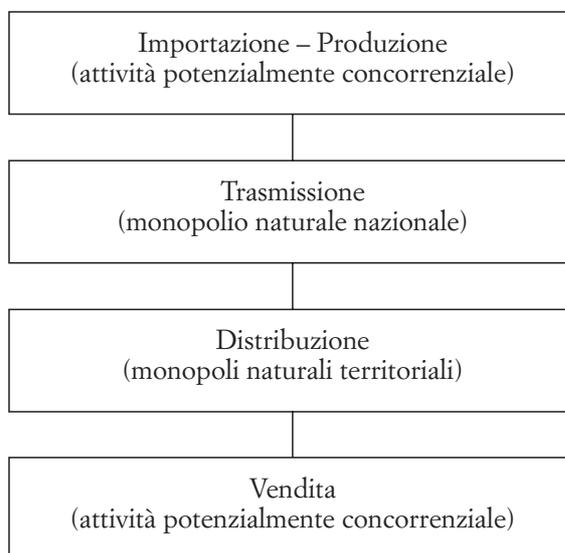
Tutto nasce quando si incomincia a mettere in discussione il modello monopolista, che pure aveva fornito un contributo determinante a che i sistemi fisici dell'elettricità e del gas raggiungessero un grado molto elevato di espansione e strutturazione.

La critica più forte guarda al monopolio come generatore di inefficienza, non tanto allocativa, quanto produttiva [De Paoli, 2002], e ciò a scapito dei consumatori.

Da qui la spinta, in tutti i paesi, nella direzione di un'apertura alle forze di mercato.

Aprire il mercato dell'energia elettrica significa promuovere e sostenere la concorrenza nelle attività, quali la produzione e la vendita, in cui risulta realizzabile, accettando l'esistenza di monopoli in altre attività, quali la trasmissione e la distribuzione (Fig. 4.1).

Fig. 4.1 *L'articolazione della filiera del mercato elettrico*



FONTE: Rossi [2007].

È delineato, così, un nuovo modello organizzativo-gestionale, che si impernia sul principio della trasparenza, neutralità e non discriminazione dell'accesso, dei venditori e degli acquirenti, alle reti di trasmissione e di distribuzione.

2. *Gli operatori del mercato*

Nel mercato sono certamente presenti i consumatori, i produttori e i gestori delle reti.

La presenza o meno di altri operatori dipende dalla forma organizzativa del mercato nel suo complesso. Come si vedrà in seguito, è quasi sempre presente, ad esempio, un gestore del mercato, che deve operare secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività.

La specificazione dei ruoli, le funzioni, i requisiti, anche in termini di assetto societario, di ciascun operatore possono variare a seconda della forma organizzativa di mercato adottata nei vari paesi.

Consumatori

I consumatori, detti ora *clienti*, sono persone fisiche o giuridiche che acquistano energia elettrica.

Possono acquistarla per uso proprio e sono detti, in tal caso, clienti finali. Ma possono acquistarla per rivenderla a propri clienti: è il caso, ad esempio, dei grossisti o rivenditori¹⁶, il cui ruolo è importante come aggregatori della domanda.

Se il mercato è completamente libero, tutti i clienti finali possono contrattare liberamente la propria fornitura; se esiste, come è avvenuto quasi ovunque nella fase iniziale, una quota di mercato vincolato, i clienti finali si distinguono in clienti *idonei* (o qualificati) e clienti *vincolati*.

I primi, come detto, possono acquistare a prezzi liberi da qualsiasi produttore, distributore o grossista; i secondi acquistano a tariffa, stipulando contratti di fornitura con il distributore che esercita il servizio nella loro area territoriale.

Il successo auspicato dal processo di liberalizzazione dipenderà molto dalla capacità dei clienti idonei di assumere oggi un ruolo diverso rispetto alla situazione precedente: mentre, in regime di monopolio, ciascuno di essi era un soggetto passivo che concorreva, insieme a tutti gli altri, soltanto a formulare una domanda aggregata che il monopolista era tenuto a soddisfare, ora ognuno è, almeno teoricamente, un soggetto attivo, avendo la possibilità, in alcune situazioni organizzative di mercato, non solo di scegliere da quale produttore fornirsi, ma

¹⁶La differenza tra grossisti e rivenditori è in funzione dei volumi di energia trattata.

anche di variare la propria richiesta in relazione al prezzo, ad esempio riducendola se questo è troppo alto¹⁷.

Il loro obiettivo è un obiettivo di profitto: quello di massimizzare la differenza tra i benefici connessi all'uso dell'energia e i costi che debbono sostenere per acquistarla.

Produttori

I produttori sono persone fisiche o giuridiche che producono energia elettrica, indipendentemente dalla proprietà o meno degli impianti.

Possono essere società indipendenti (Svezia, Norvegia, California, U.K.), aziende municipalizzate (Svezia, Norvegia, Finlandia) o enti di proprietà statale (Finlandia, Portogallo, U.K.). Possono coesistere, anche, a certe condizioni, con imprese verticalmente integrate (Portogallo, California).

Perché possano partecipare al mercato, hanno bisogno, in generale¹⁸, della relativa autorizzazione, rilasciata dall'organismo competente.

Anche l'obiettivo dei produttori è ovviamente un obiettivo di profitto: quello di massimizzare la differenza tra i ricavi connessi alla vendita e i costi necessari per produrre.

Poiché non esiste più una pianificazione centrale dello sviluppo dei mezzi di produzione, è il produttore ora che deve prendere le decisioni riguardanti la costruzione di nuovi impianti e il potenziamento o la dismissione di quelli esistenti, assumendosi il relativo rischio industriale.

¹⁷ Si fa notare che, contrariamente a quello che avviene in ogni altro campo in cui il prezzo di un bene è costante o decrescente con la quantità acquistata, in monopolio generalmente la tariffa stabilisce prezzi del kWh crescenti con la potenza del contatore installato. Questo tipo di tariffa fu adottato in Italia, paese povero di risorse proprie di combustibile, per incoraggiare il risparmio energetico.

¹⁸ Ciò non è richiesto nel mercato scandinavo.

Il gestore della rete di trasmissione

Il gestore della rete di trasmissione è responsabile della gestione, della manutenzione e dello sviluppo della rete.

Il suo compito principale è quello di assicurare un dispacciamento della produzione che garantisca la sicurezza del sistema.

L'accesso alla rete, che il gestore deve comunque permettere, può essere negoziato o regolamentato.

L'accesso negoziato rimette sostanzialmente all'autonomia contrattuale delle parti il compito di definire il prezzo che gli utilizzatori della rete (produttori e consumatori) devono pagare per poter vettoriare la propria energia.

L'accesso regolamentato rimette invece al competente organismo nazionale di regolazione il compito di fissare una tariffa non discriminatoria per l'utilizzazione della rete.

Il gestore deve essere una società neutrale. Può essere pubblica (Svezia, Norvegia, Finlandia) o mista pubblico-privata (Spagna) o ad azionariato diffuso (Regno Unito); può essere anche un'associazione no-profit (California).

La gestione della rete può essere anche separata dalla proprietà della stessa (California e altri Stati USA), ma la separazione può comportare problemi nel rapporto tra il soggetto gestore e il soggetto proprietario. In particolare, la non coincidenza tra chi ha la responsabilità della decisione e chi deve operativamente agire può rendere più complesso gestire l'esercizio della manutenzione e lo sviluppo della rete e, ancora, le attività operative finalizzate al ripristino della sicurezza.

Distributori

I distributori sono imprese o società responsabili della gestione, manutenzione e sviluppo della rete di distribuzione in una data area.

Il loro compito è quello di garantire comunque l'accesso (in questo caso sempre regolamentato) agli utenti allacciati alla propria rete.

Possono essere aziende municipalizzate (Norvegia, Svezia, Finlandia, California) o compagnie private (U.K.).

Possono operare in regime di concessione (Finlandia) o sotto particolari controlli (in Portogallo sono controllati dalla IVI, società verticalmente integrata presente in quel mercato).

3 *Modalità di contrattazione*

Sono due le modalità di contrattazione compatibili con il paradigma della domanda e dell'offerta [Zamagni, 1992]: la contrattazione competitiva e la contrattazione negoziale.

La contrattazione competitiva vede i mercati organizzati attraverso aste, la cui gestione è affidata ad un soggetto terzo, detto *gestore del mercato*, che deve operare secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività.

Nel caso più generale, partecipano all'asta sia i produttori che i consumatori, questi ultimi direttamente, o indirettamente tramite i grossisti.

Se venditori e acquirenti manifestassero solo l'intenzione di vendere o acquistare una certa quantità di energia, il gestore dovrebbe avviare un processo di transazioni successive che si concluderebbe con la determinazione della condizione in cui tutti gli eccessi di domanda e di offerta si annullano.

La determinazione dell'equilibrio di mercato non richiede successivi aggiustamenti se venditori e acquirenti, oltre a manifestare l'intenzione di vendere o acquistare certe quantità di energia, indicano nelle loro offerte anche i relativi prezzi che intendono accettare.

Esistono aste di tipo discriminatorio e non.

Nell'asta non discriminatoria, ciascun venditore o acquirente, la cui offerta sia stata accettata, riceve o paga il prezzo determinato in corrispondenza della condizione di equilibrio; nell'asta discriminatoria, invece, il pagamento ricevuto da ciascun venditore (o quello effettuato da ciascun acquirente) è pari al prezzo specificato nell'offerta presentata (criterio del *pay-as-bid*).

Gli organismi che regolano in modo organizzato le transazioni di compravendita competitiva sono detti *borse dell'energia*.

Come si vedrà in seguito, esistono vari tipi di borse elettriche.

Per ciascuna tipologia, possono essere diversi i partecipanti, il loro ruolo di acquirenti o venditori, il modo di presentare le offerte.

La contrattazione negoziale prevede la stipula di contratti bilaterali fisici tra due operatori del mercato a prezzi liberamente negoziati (contratti liberi).

L'offerta del contratto è la fornitura, per un certo tempo e a un certo prezzo, di una certa quantità di energia elettrica avente determinate caratteristiche, definite, per esempio, dal diagramma orario in alcuni giorni tipici, da eventuali possibilità di interrompibilità, etc.

La concorrenza si basa sul prezzo, sulle garanzie di fornitura e sull'attenzione al cliente in caso di problemi di esercizio.

I contratti sono in genere a medio e a lungo termine, essendo considerati strumenti di stabilità negoziale, capaci di contemperare l'esigenza dei venditori, che nel fare investimenti desiderano acquisire certezza di copertura, e quella degli acquirenti, che desiderano prezzi non volatili.

Ma può esistere anche una forma di negoziazione bilaterale continua secondo cui acquirenti e venditori possono contrarre in qualsiasi momento impegni reciproci di immissione e prelievo di energia. Una soluzione, questa, recentemente adottata in Inghilterra nell'ambito del NETA¹⁹ e, fino alla sua fusione con il mercato di Lipsia, dal mercato tedesco EEX.

I contratti bilaterali devono essere in generale autorizzati dall'autorità di regolazione.

Si fa notare che, nell'ambito della definizione complessiva delle transazioni negoziali, con la contrattazione bilaterale si verrà a formare un'intera sequenza di

¹⁹ Il sistema *NETA* (*New Exchange Trading Arrangements*) è divenuto operativo nel marzo 2001 sostituendo l'ex Pool inglese operante dal 1990. Nel 2005, a seguito dell'adesione della Scozia, si è dato vita al *BETTA* (*British Electricity Trading and Transmission Arrangements*).

prezzi di mercato, con il risultato che una stessa quantità con le stesse caratteristiche può essere scambiata a prezzi diversi. A differenza del prezzo competitivo - il prezzo cioè che si stabilisce alla fine del processo di contrattazione competitiva - il prezzo negoziale non è, in generale, un prezzo per cui, in tempi ragionevolmente brevi, domanda e offerta si eguagliano così da sgombrare il mercato.

Da qui deriva un grosso pregio della contrattazione competitiva. L'altro è che questa ha la capacità di svolgere il ruolo fondamentale di selezionare le imprese più efficienti, cioè quelle con il costo più basso ovvero con la produttività più alta.

4. Alcune caratteristiche del mercato

Partendo da una condizione di monopolio, la presenza di elevati costi fissi prefigura il permanere, per molto tempo, di un regime di oligopolio. Quasi ovunque, infatti, l'offerta è oggi concentrata nelle mani di un numero ristretto di imprese, ciascuna delle quali controlla una parte considerevole della quantità totale, influenzando, in tal modo, le variabili di mercato.

In questo caso i produttori si comportano cioè da price-maker.

Spesso, poi, l'offerta è concentrata in modo asimmetrico, determinando situazioni di dominanza singola.

Sul versante della domanda è presente un numero rilevante di acquirenti, appartenenti a categorie diverse di utilizzatori, molti dei quali coprono una quota percentualmente importante della richiesta complessiva senza avere, comunque, un peso economico tale da influenzare le variabili di mercato.

I consumatori, al contrario dei produttori, sono dunque price-takers.

Rispetto alla situazione monopolistica essi diventano soggetti attivi, ma saranno in pochi ad incidere veramente su un punto che è fondamentale per ridurre le asimmetrie tra soggetto di offerta e soggetto di domanda: la capacità di esprimere, nel breve periodo, una domanda non rigida, sensibile cioè al prezzo.

In realtà, il fattore da cui dipende l'elasticità della curva di domanda rispetto al prezzo, ovvero il cosiddetto determinante del grado di elasticità, è essenzialmente l'esistenza o meno di beni sostituti.

La domanda sarà tanto più elastica quanto più ampia è la disponibilità di proprie alternative di alimentazione (centrali di autoproduzione, sistemi di accumulo, gruppi di generazione di emergenza); al limite, se l'utilizzatore possedesse molte alternative e con queste riuscisse a soddisfare tutta la sua richiesta nel periodo di tempo di riferimento, l'elasticità della domanda sarebbe infinita e l'utilizzatore, sulla base del costo delle alternative, fisserebbe il prezzo che è disposto a pagare e a quel prezzo comprerebbe qualunque quantità

Naturalmente, l'interesse ad avere una domanda elastica è maggiore per quegli utilizzatori per i quali il costo dell'energia elettrica costituisce una parte consistente del costo complessivo del prodotto finale (imprese meccaniche, siderurgiche, metallurgiche e chimiche).

Ed è su tale loro interesse che tutti i consumatori puntano: è sufficiente infatti che almeno qualcuno di essi sia in grado di presentare in borsa una curva di offerta non rigida perché la curva di domanda complessiva assuma un certo grado di elasticità e tutti ne beneficino.

La partecipazione attiva della domanda costituisce in ogni caso l'unica alternativa percorribile per limitare l'effetto dell'alta concentrazione esistente sul lato dell'offerta.

5. *Architetture di mercato*

Si intende per *architettura di mercato* la mappa dei sottomercati componenti il mercato nel suo complesso, insieme con i legami che tra essi intercorrono.

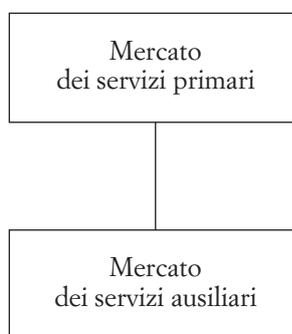
Le soluzioni organizzative adottate, o in via di adozione nei vari paesi, portano ad architetture molto diverse tra loro, condizionate, così come sono, anche da specifici fattori locali - quali, ad esempio, la forma del territorio, la concentrazione di risorse energetiche prevalenti (ad esempio idrauliche), la tecnologia produttiva

più rilevante posseduta, il mix della produzione e la sua dislocazione -, ma condizionate, soprattutto, da aspetti storici e socio-politici che hanno favorito, a seconda dei casi, strutture più accentrate o più decentrate.

Il primo elemento di diversità deriva dal modo con cui si soddisfa l'evidente necessità di affidare al gestore di rete, responsabile della verifica tecnica della compatibilità degli scambi con il buon funzionamento della rete, anche il compito esclusivo della gestione di brevissimo termine: nel tempo reale, infatti, la rapidità di intervento è fattore cruciale per il bilanciamento.

In quasi tutti i mercati è previsto la cosiddetta soluzione a *mercato decomposto*: le risorse per il bilanciamento sono acquisite in un apposito mercato detto *mercato dei servizi ausiliari*, collocato temporalmente a valle del mercato all'ingrosso, che in questo caso è chiamato più propriamente *mercato dei servizi primari* (Fig. 4.2).

FIG. 4.2 *Soluzione a mercato decomposto*



FONTE: Rossi [2007].

5.1 Mercato dei servizi primari

Il mercato dei servizi primari è il mercato attraverso cui si programmano gli scambi rilevanti di energia tra venditori e acquirenti. Date le caratteristiche di variabilità della domanda, i cosiddetti programmi di immissione e prelievo

devono determinarsi con riferimento ad intervalli temporali relativamente brevi, tipicamente l'ora; la presenza di vincoli tecnico-economici per i processi produttivi, ma soprattutto per gli impianti di generazione (in particolare, quelli relativi al problema dell'*unit commitment*²⁰), richiede, poi, che la programmazione si estenda su un periodo relativamente lungo, assunto pari alla giornata.

L'opportunità, infine, che il gestore di rete abbia disponibili quanto prima tali programmi per poter organizzare al meglio il suo lavoro, impone che il mercato si svolga il giorno precedente al momento dell'effettivo scambio.

Gli esiti del cosiddetto *mercato del giorno prima* (nel seguito MGP) sono, dunque, costituiti da ventiquattro programmi orari di immissione e prelievo.

La tipologia di dispacciamento adottata in quasi tutti i paesi è quella che ammette la coesistenza di contratti bilaterali e di una borsa facoltativa, nella quale l'energia scambiata al prezzo di borsa costituisce, quindi, solo una parte, più o meno significativa, del volume totale dell'energia in gioco.

I contratti bilaterali – di cui comunque il gestore di rete deve tener conto per la verifica dei vincoli tecnici – sono dunque fisici, cioè passanti al prezzo di contratto (Fig. 4.3).

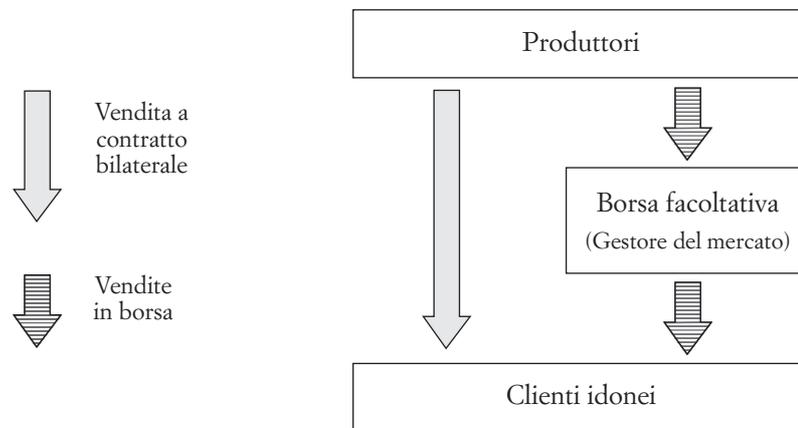
Rispetto a un modello a borsa obbligatoria²¹, il mercato a borsa facoltativa presenta una più alta volatilità del prezzo e una liquidità e un grado di collusione più bassi.

Il mercato dei servizi primari, oltre che dal mercato del giorno prima, è frequentemente costituito anche da una o più sessioni di un mercato infragiornaliero, detto *mercato di aggiustamento* (MA), svolto in sequenza temporale rispetto al MGP (Fig. 4.4).

²⁰ È la programmazione delle unità termoelettriche a ciclo on-off da porre in servizio, ora per ora, nell'arco della giornata.

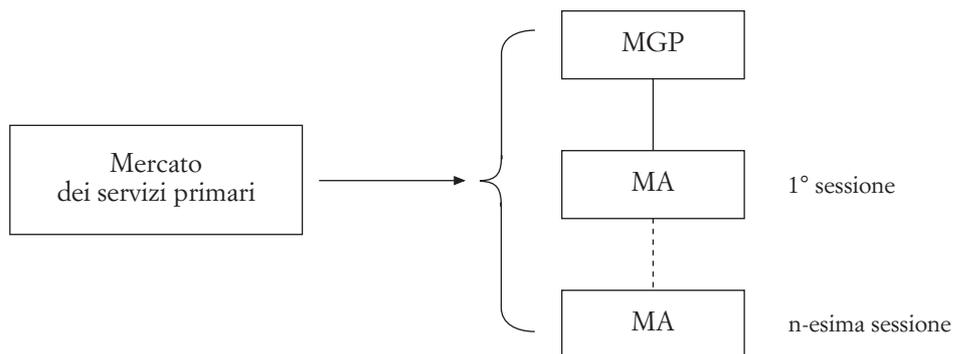
²¹ Il modello a borsa obbligatoria è stato quello utilizzato nell'ex Pool Inglese e nell'ex mercato PJM, strutturati in base alla soluzione a *mercato unico*, in cui le risorse necessarie al bilanciamento si acquisiscono all'interno del mercato del giorno prima.

FIG. 4.3 *Modello a borsa facoltativa*



FONTE: Rossi [2007].

FIG. 4.4 *Articolazione del mercato dei servizi primari*



FONTE: Rossi [2007].

In ciascuna di tali sessioni è consentito di modificare, ora per ora, l'entità della produzione e del prelievo stabilita nel MGP, e ciò comporta che il ruolo di venditore e acquirente può anche invertirsi rispetto a quello assunto precedentemente.

L'introduzione del mercato di aggiustamento consente agli operatori di affinare i loro piani di produzione e consumo alla luce di necessità o eventi maturati dopo la chiusura del mercato del giorno prima, minimizzando il ricorso al più costoso mercato dei servizi ausiliari; fornisce poi, ai produttori, la possibilità di trarre vantaggio dalla flessibilità della propria offerta e, ai consumatori, la possibilità di

trarre beneficio dal controllo della propria domanda, contribuendo alla riduzione dei costi totali di generazione e all'aumento della sicurezza del sistema.

Un mercato infragiornaliero è previsto in molti Paesi (Svezia, Finlandia, Danimarca, California, Spagna, Italia). Non è previsto, invece, nel mercato norvegese dal momento che il sistema di produzione è totalmente idraulico e, quindi, caratterizzato da un bassissimo tasso di indisponibilità; inoltre, in tale mercato, i prezzi in tempo reale non si discostano molto da quelli del mercato giornaliero. Non è presente nel mercato PJM e non era presente ovviamente nell'ex-mercato inglese.

Come è stato detto, possono essere previste una o più sessioni; ad esempio, sono previste ventiquattro sessioni nel Nord Pool e nel mercato della California, sei sessioni nel mercato spagnolo, due²² sessioni nel mercato italiano.

6. Il mercato senza rete

6.1 Le offerte

La determinazione delle condizioni di equilibrio del mercato dei servizi primari senza considerare la rete, supponendo cioè che questa possa rappresentarsi attraverso un sistema sbarra²³, dipende dal formato delle offerte.

La soluzione generalmente adottata è quella che prevede la presentazione di offerte semplici, formulate su base oraria, per singola unità (o gruppo) di produzione o di consumo²⁴.

²² Il passaggio da una a due sessioni è stato deciso nel novembre 2009. Da allora il mercato di aggiustamento ha preso il nome di Mercato Infragiornaliero (MI).

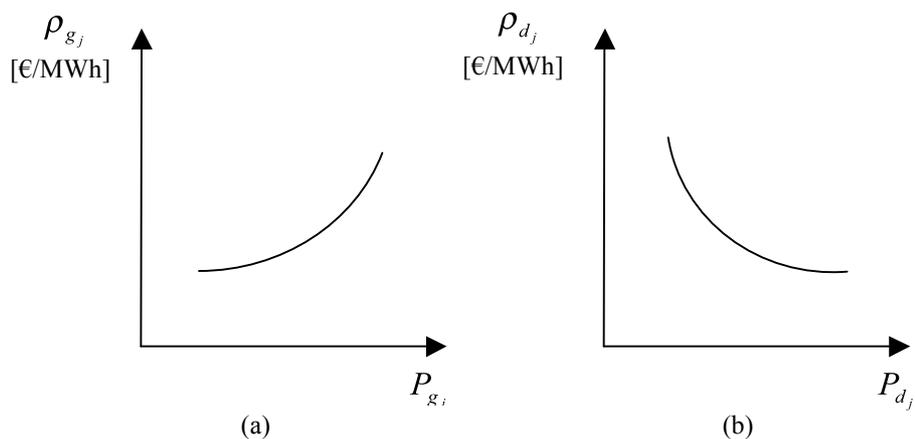
²³ Si ipotizza che tutto il sistema di produzione alimenti direttamente il carico totale, riducendosi così la struttura del sistema di trasmissione ad un'unica sbarra alla quale sono pensati collegati in parallelo tutte le unità generatrici e tutti i carichi.

²⁴ L'offerta, disaggregata per unità, rispetto a quella aggregata per produttore, cioè quella per portafoglio impianti, dà, nella situazione oligopolistica attuale, maggiore liquidità al mercato; l'offerta su base oraria, rispetto a quella su base multioraria, è ritenuta poi preferibile perché consente di dare corretti segnali sull'efficienza del sistema.

A seconda delle regole di borsa, le offerte possono essere costituite da curve generiche o da punti prezzo-quantità. E questo sia nel mercato del giorno prima che nel mercato di aggiustamento.

Nel caso di offerte di curve generiche, ogni punto della curva di offerta, in vendita (Fig. 4.5a) o in acquisto (Fig. 4.5b), esprime la disponibilità del produttore o del consumatore a vendere o ad acquistare una certa potenza P_{g_j} o P_{d_j} , rispettivamente, in corrispondenza al prezzo specificato ρ_{g_j} o ρ_{d_j} , rispettivamente.

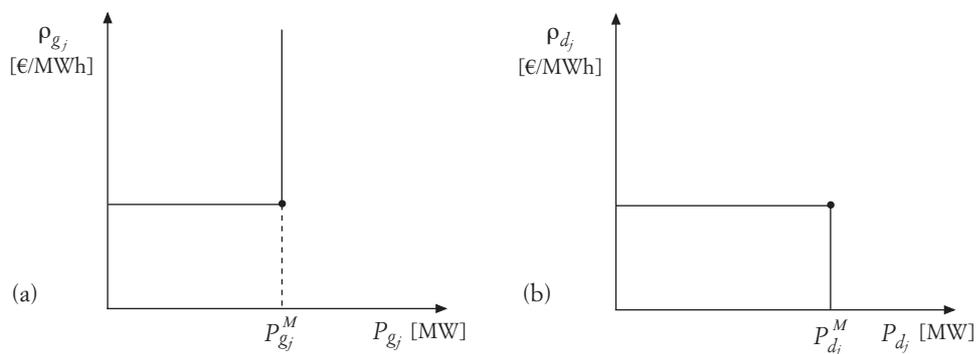
FIG. 4.5 *Curva generica di offerta in vendita (a) e in acquisto (b)*



FONTE: Rossi [2007].

Nel caso in cui si offre una coppia prezzo-quantità, le offerte di vendita sono interpretate come offerte che esprimono la disponibilità del produttore a vendere una potenza non superiore a quella indicata nell'offerta, ad un prezzo unitario non inferiore a quello indicato (Fig. 4.6a), e le offerte di acquisto sono interpretate come offerte che esprimono la disponibilità del consumatore ad acquistare una potenza non superiore a quella indicata nell'offerta, ad un prezzo unitario non superiore a quello indicato, qualora lo sia (Fig. 4.6b).

FIG. 4.6 *Offerta unica di vendita (a) e di acquisto (b)*



FONTE: Rossi [2007].

Questo nel MGP. Nel MA le offerte di vendita possono esprimere anche la disponibilità, da parte dei consumatori, a rivendere una quota, non superiore a quella indicata nell'offerta, della potenza già acquistata nel MGP ad un prezzo unitario non inferiore a quello di offerta, e le offerte di acquisto possono esprimere anche la disponibilità, da parte dei produttori, a riacquistare una quota, non superiore a quella indicata nell'offerta, della potenza già venduta nel MGP ad un prezzo unitario non superiore a quello di offerta.

Si tratta in ogni caso di offerte costituite da curve a gradino.

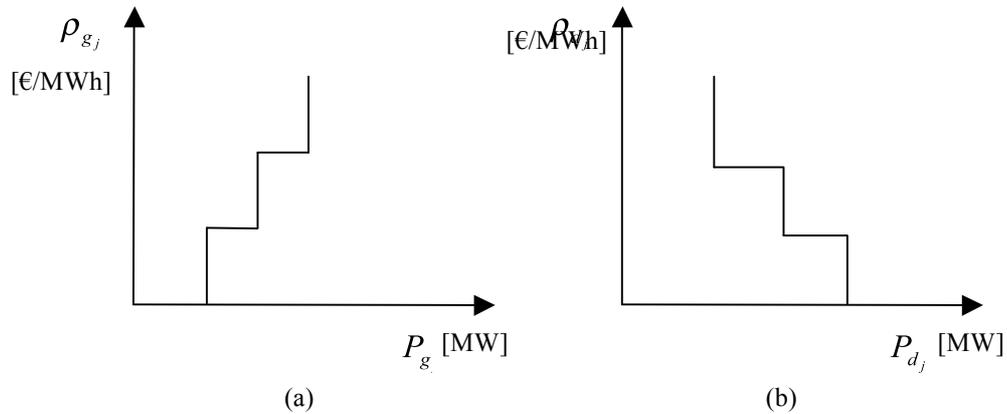
Sia nel MGP che nel MA, le offerte possono essere uniche (una sola quantità ad un certo prezzo unitario) o multiple, cioè costituite da più coppie prezzo-quantità.

Le offerte multiple sono dunque caratterizzate da una serie di gradini che individuano una curva di offerta costante a tratti, monotona non decrescente o non crescente a seconda che si tratti, rispettivamente, di offerte di vendita (Fig. 4.7a) o di acquisto (Fig. 4.7b).

Il numero massimo delle coppie offerte è definito dalle regole della borsa²⁵.

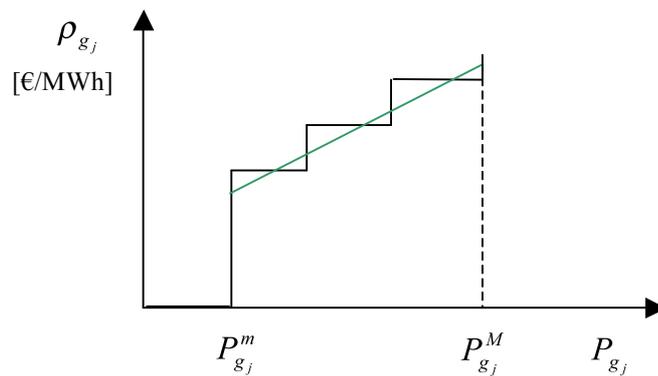
²⁵ Ad esempio, in Spagna si possono offrire venticinque coppie; in Italia quattro.

FIG. 4.7 *Offerta multipla di vendita (a) e di acquisto (b)*



FONTE: Rossi [2007].

FIG. 4.8 *Curva di offerta del produttore con garanzia di accettazione del minimo tecnico*



FONTE: Rossi [2007].

La possibilità di presentare offerte multiple per la stessa unità consente agli operatori una certa flessibilità, permettendo di approssimare l'offerta di una curva generica. Permette anche di offrire una parte della produzione a prezzo nullo: avendo tale offerta la certezza, tranne che nei casi di eccesso di generazione, di essere accettata dal mercato, questa modalità garantisce il dispacciamento di un quantitativo almeno pari al minimo tecnico del gruppo (Fig. 4.8). La presentazione di offerte multiple non modifica di per sé la procedura di risoluzione del mercato,

in quanto un'offerta multipla a n gradini può essere sempre interpretata come n offerte uniche, aventi valori di prezzo e quantità pari a quelli del singolo gradino considerato. In altre parole, le offerte multiple si possono considerare come offerte uniche fatte da produttori o consumatori diversi.

6.2 L'equilibrio nel caso di offerte a gradino

Si considerino offerte di acquisto, ciascuna costituita da una coppia $(P_{d_j}^M, \rho_{d_j})$ con $j \in \Omega_d$, e offerte di vendita, ciascuna costituita da una coppia $(P_{g_j}^M, \rho_{g_j})$ con $j \in \Omega_g$, avendo indicato con Ω_d l'insieme delle unità di consumo e con Ω_g l'insieme delle unità di produzione. I valori $P_{d_j}^M$ e $P_{g_j}^M$ sono da intendersi come le massime quantità offerte, non coincidenti in generale con i massimi tecnici, dovendo, o potendo, gli operatori riservarsi una quota di energia da offrire nel mercato dei servizi ausiliari.

Si può mostrare che il punto di equilibrio si ricava massimizzando il surplus generato dallo scambio, ovvero risolvendo il seguente problema di ottimizzazione nelle incognite costituite dalle quantità che possono essere accettate, P_{d_j} e P_{g_j} :

$$\max_{\substack{P_{d_j} \\ P_{g_j}}} \left[\sum_{j \in \Omega_d} B_{d_j}(P_{d_j}) - \sum_{j \in \Omega_g} C_{V_j}(P_{g_j}) \right] = \max_{\substack{P_{d_j} \\ P_{g_j}}} \left[\sum_{j \in \Omega_d} \rho_{d_j} P_{d_j} - \sum_{j \in \Omega_g} \rho_{g_j} P_{g_j} \right] \quad (1)$$

nel rispetto dei vincoli:

$$\sum_{j \in \Omega_g} P_{g_j} - \sum_{j \in \Omega_d} P_{d_j} = 0 \quad (2)$$

$$0 \leq P_{g_j} \leq P_{g_j}^M \quad j \in \Omega_g \quad (3)$$

$$0 \leq P_{d_j} \leq P_{d_j}^M \quad j \in \Omega_d \quad (4)$$

Il modello è lineare; esso può essere risolto, in tempi coerenti con le esigenze del mercato, utilizzando algoritmi basati sul metodo del simplesso. La risoluzione del modello, per come è costruito, comporta che ogni offerta, eccetto l'ultima in

vendita o in acquisto, è accettata per intero o respinta; l'ultima offerta accettata è normalmente frazionata, ossia non selezionata interamente.

La risoluzione ha un'immediata interpretazione grafica.

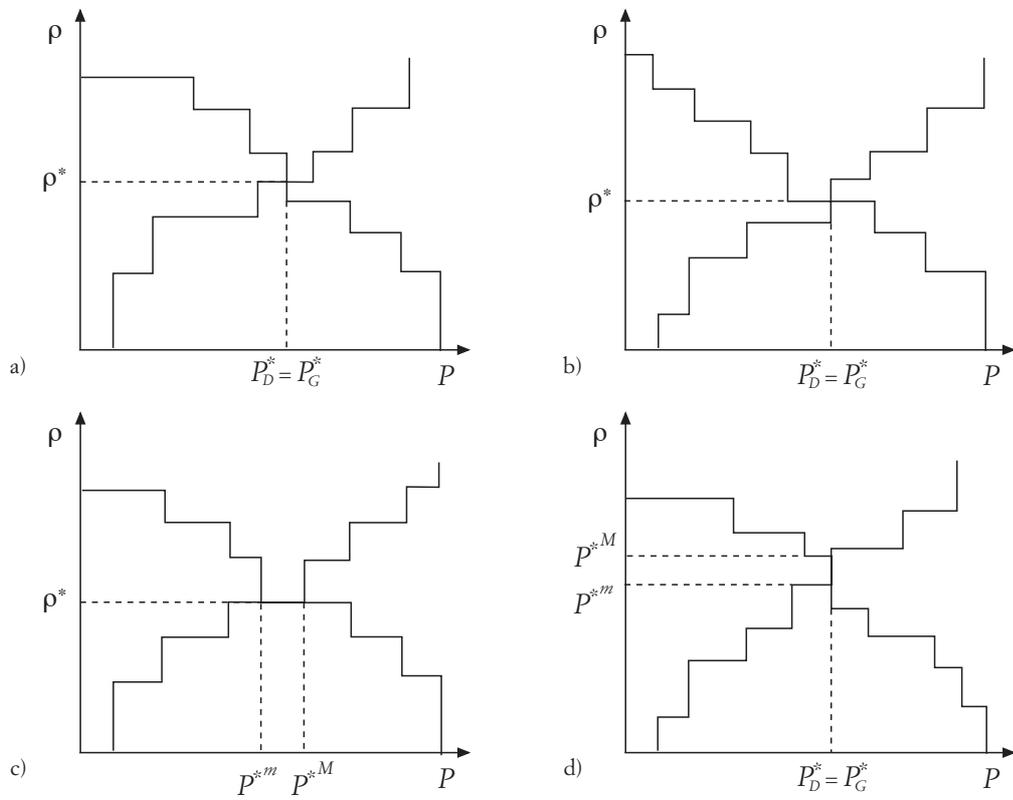
Si tratta di ricavare le curve aggregate delle offerte di vendita e di acquisto e di trovarne l'incrocio. Per ricavare le curve aggregate, occorre sommare orizzontalmente, a parità di prezzo, le singole curve di offerta in acquisto delle unità di consumo e le singole curve di offerta in vendita delle unità di produzione. Ciò corrisponde a costruire la curva di offerta aggregata in vendita cumulando, sul piano (P_G, ρ) , le offerte singole ordinate per prezzo non decrescente, a partire da quelle con prezzo unitario nullo, e la curva di offerta aggregata in acquisto cumulando, sul piano (P_D, ρ) , le offerte singole ordinate per prezzo unitario non crescente, a partire da quelle prive di indicazione di prezzo.

Le situazioni che generalmente si presentano sono quelle dei casi a) e b) della Fig. 4.9. Si possono presentare anche altre situazioni: nel caso c) si sceglie come soluzione quella corrispondente alla massima quantità P^{*M} scambiabile a parità di prezzo ρ^* ; nel caso d) si sceglie come soluzione quella corrispondente a ρ^{*m} .

In tutti i mercati, tranne che in quello attualmente in vigore in Inghilterra-Scozia-Galles, la valorizzazione dell'energia scambiata nel MGP e nei mercati successivi di aggiustamento avviene al prezzo di equilibrio (*Market Clearing Price*): ciascun venditore o acquirente, la cui offerta sia stata accettata, riceve o paga il prezzo determinato in corrispondenza della condizione di equilibrio.

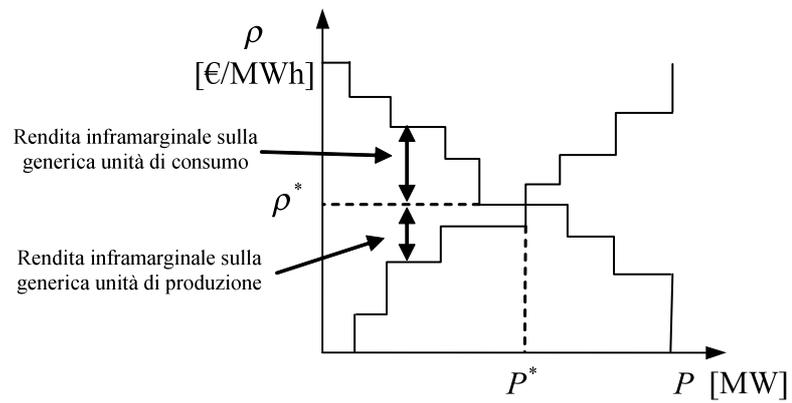
Si tratta dunque di un'asta non discriminatoria: il prezzo ricevuto o pagato è indipendente da quello specificato nell'offerta. In tal caso, l'ultima offerta accettata, ossia quella che fissa il prezzo di equilibrio, è detta offerta *marginale*; tutte le altre offerte accettate sono dette *inframarginali*; tutte le offerte rifiutate sono dette *extramarginali*. È evidente che tutte le unità di produzione e tutte le unità di consumo che, rispettivamente, hanno presentato offerte più basse e più alte rispetto al prezzo di equilibrio, hanno una *rendita inframarginale*, che è pari, per ogni MWh, alla differenza tra il prezzo di equilibrio e il prezzo specificato nella propria offerta (Fig. 4.10).

FIG. 4.9 *Incroccio domanda-offerta nel caso di curva di offerta a gradini*



FONTE: Rossi [2007].

FIG. 4.10 *Rendita inframarginale*



FONTE: Rossi [2007].

L'asta non discriminatoria è preferita all'asta discriminatoria per una serie di motivi:

- spinge, in virtù della presenza delle rendite inframarginali, a presentare le offerte ai veri costi marginali, laddove l'asta discriminatoria incentiva la distorsione verso il basso del prezzo offerto da ciascun acquirente rispetto alla propria disponibilità a pagare e la distorsione verso l'alto del prezzo offerto da ciascun produttore rispetto alla remunerazione ritenuta accettabile. Inoltre dal lato della generazione, la rendita a favore degli impianti di base e intermedi favorisce l'entrata di nuovi competitori, assicurando così un rinnovo del parco di generazione;
- rende più facile e più efficace l'utilizzo di strumenti finanziari di copertura del rischio contro la volatilità dei prezzi sul mercato, in quanto consente di ottenere un unico prezzo di riferimento in ciascun periodo di tempo, utilizzabile come base nell'individuazione di un indice a cui legare gli strumenti finanziari derivati che si sviluppano in parallelo al mercato dell'energia.

Si fa notare che nel caso di asta discriminatoria, contrariamente a quanto avviene nel caso di asta non discriminatoria, il surplus dello scambio²⁶ non è dato soltanto dalla somma del surplus dei consumatori e del surplus dei produttori (Fig. 4.11), ma è rappresentato dal cosiddetto *surplus di mercato*²⁷, dato da:

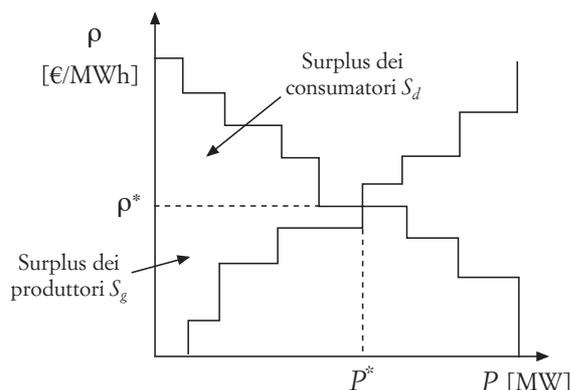
$$S_M = \sum_{j \in \Omega_d} \rho_{d_j} \cdot P_{d_j}^* - \sum_{j \in \Omega_g} \rho_{g_j} \cdot P_{g_j}^* \quad (5)$$

²⁶ Si fa notare che la massimizzazione del surplus dello scambio non coincide con la massimizzazione del benessere sociale, dato che i prezzi offerti non corrispondono, in genere, ai veri prezzi marginali. Il *sincere bidding* è impossibile, per altro, quando si dispone di impianti caratterizzati da curve dei costi marginali inferiori alle curve dei costi variabili specifici per tutto il campo di normale funzionamento.

²⁷ Il surplus dello scambio è rappresentato dall'espressione più generale $S = S_g + S_d + S_M$, dove S_g è il surplus dei produttori, S_d è il surplus dei consumatori e S_M è il surplus di mercato.

ossia dalla differenza tra i pagamenti che il gestore del mercato ottiene dagli acquirenti e gli esborsi a favore dei produttori.

FIG. 4.11 *Surplus dello scambio*



FONTE: Rossi [2007].

Ciò comporta che se tale surplus viene estratto dal sistema, se cioè è destinato ad impieghi di cui i partecipanti all'asta non beneficiano, ciascuna delle coppie consumatore-produttore trova preferibile non partecipare all'asta e stipulare un contratto bilaterale diretto ad un prezzo intermedio tra quelli di acquisto e di vendita offerti nel mercato dalle due controparti, appropriandosi così di una parte del suddetto surplus. Evidentemente, se si redistribuisse il surplus a tutti i partecipanti al mercato, si ripristinerebbe la situazione determinata dalle regole dell'asta non discriminatoria.

Nel seguito, salvo diversa specificazione, ci si riferirà sempre alla regola di prezzo marginale.

6.1.2 *L'equilibrio nel caso di offerte con curve non a gradino*

Anche nel caso di presentazione di offerte con curve non a gradino, la soluzione del problema si ricava massimizzando il surplus generato dallo

scambio, ovvero risolvendo il seguente problema di ottimizzazione nelle incognite costituite dalle quantità che possono essere accettate, P_{d_j} e P_{g_j} :

$$\max_{\substack{P_{d_j} \\ P_{g_j}}} \left[\sum_{j \in \Omega_d} B_{d_j}(P_{d_j}) - \sum_{j \in \Omega_g} C_{V_j}(P_{g_j}) \right] \quad (6)$$

nel rispetto dei vincoli:

$$\sum_{j \in \Omega_g} P_{g_j} - \sum_{j \in \Omega_d} P_{d_j} = 0 \quad (7)$$

$$P_{g_j}^m \leq P_{g_j} \leq P_{g_j}^M \quad j \in \Omega_g \quad (8)$$

$$P_{d_j}^m \leq P_{d_j} \leq P_{d_j}^M \quad j \in \Omega_d \quad (9)$$

ove $P_{d_j}^M$ e $P_{g_j}^M$ sono, come è stato già rimarcato, le massime quantità offerte.

Dalle condizioni del primo ordine del problema descritto, si osserva che esiste ora un unico prezzo di equilibrio – corrispondente al valore del moltiplicatore λ^* – solo nel caso in cui i vincoli (8) e (9) non sono attinti come uguaglianza.

Se ciò non è, la soluzione del problema conduce a prezzi diversi.

Il tal caso, il surplus di mercato, dato da:

$$S_M = \sum_{j \in \Omega_d} \rho_{d_j}(P_{d_j}^*) \cdot P_{d_j}^* - \sum_{j \in \Omega_g} \rho_{g_j}(P_{g_j}^*) \cdot P_{g_j}^* \quad (10)$$

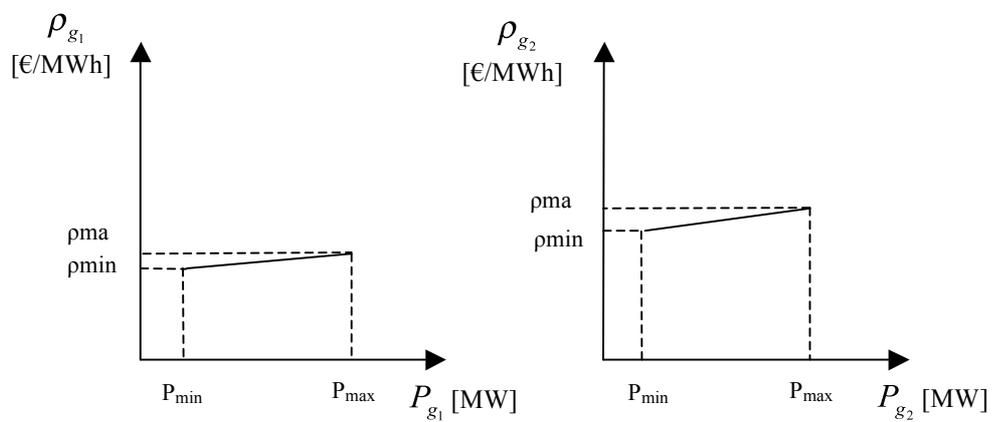
è sempre diverso da zero.

Ovviamente anche ora la massimizzazione del surplus dello scambio determinato dalla soluzione non coincide con la massimizzazione del benessere sociale in quanto, come è stato detto, la curva aggregata delle offerte di vendita non è detto che sia rappresentativa dei veri costi marginali.

La risoluzione del modello ha anche in questo caso un'immediata interpretazione grafica.

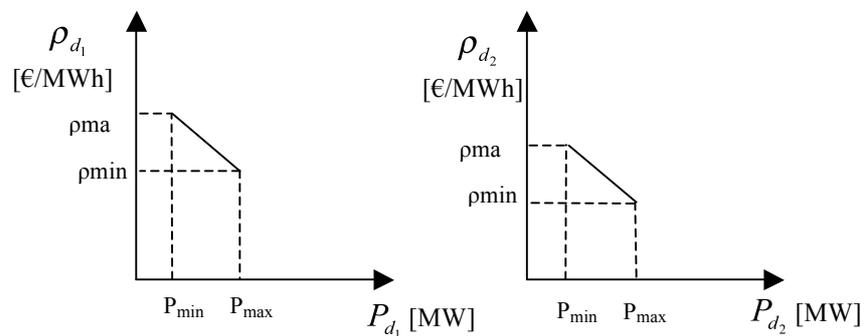
Siano le curve di offerta in vendita e in acquisto rappresentate in Fig. 4.12 e Fig. 4.13 e siano le curve aggregate di offerta in vendita e in acquisto (ricavate sommando orizzontalmente, a parità di prezzo, le singole curve di offerta delle unità di produzione e delle unità di consumo) quelle riportate in Fig. 4.14.

FIG. 4.12 *Offerte di vendita*



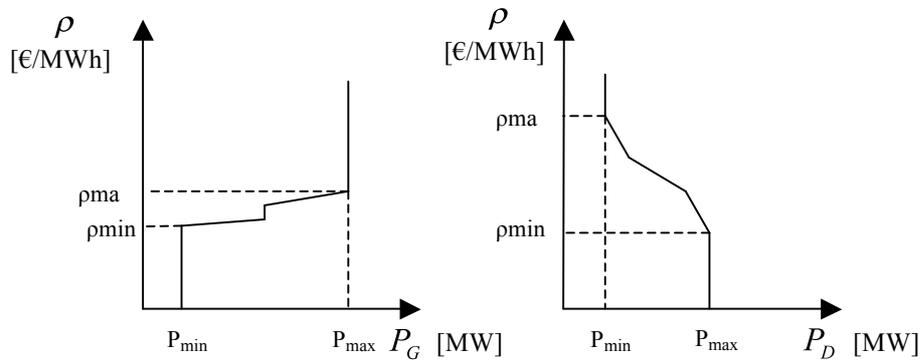
FONTE: Rossi [2007].

FIG. 4.13 *Offerte di acquisto*



FONTE: Rossi [2007].

FIG. 4.14 *Curva aggregata di offerta in vendita e in acquisto*

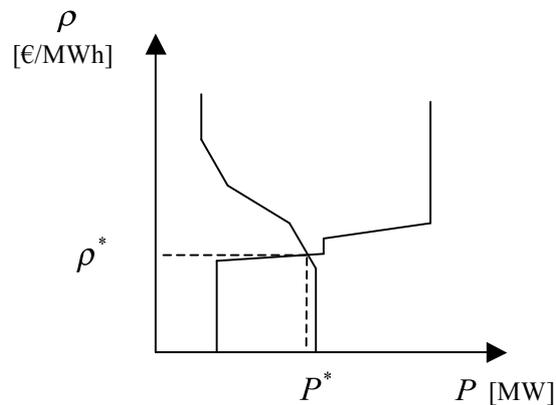


FONTE: Rossi [2007].

La determinazione grafica del punto di equilibrio è riportata nella Fig. 4.15.

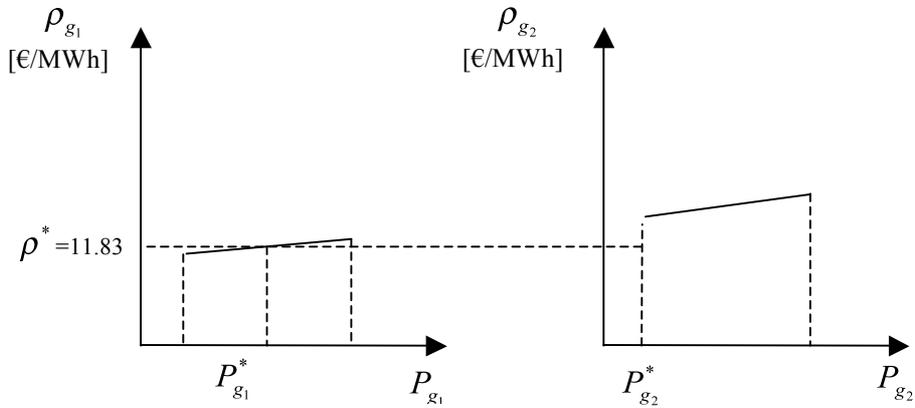
Per ricavare il valore ottimo della potenza da generare o consumare per ciascuna unità, occorre intersecare la retta $\rho = \rho^*$ con la singola curva di offerta (Fig. 4.16 e Fig. 4.17). Evidentemente, gli scarti tra i prezzi riconosciuti ai produttori e ai consumatori sono pari ai moltiplicatori associati alle disuguaglianze attinte come uguaglianze.

FIG. 4.15 *Determinazione del punto di equilibrio*



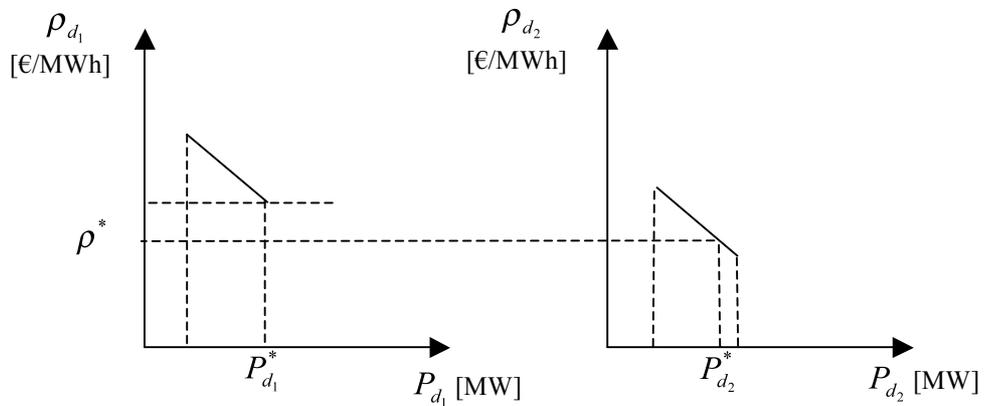
FONTE: Rossi [2007].

FIG. 4.16 Determinazione delle $P_{g_j}^*$



FONTE: Rossi [2007].

FIG. 4.17 Determinazione delle $P_{d_j}^*$



FONTE: Rossi [2007].

Come si vede, nel caso di offerte con curve non a gradino, entrano nel mercato tutti gli operatori, perché il modello impone il rispetto dei vincoli sui valori minimi delle offerte, ed entrano indipendentemente dalla loro efficienza economica.

In realtà, il modello non riesce ad imporre la condizione di disponibilità, da parte del produttore (consumatore), ad accettare un prezzo inferiore (superiore) al prezzo indicato in corrispondenza della potenza minima. Così come, del resto, non riesce ad imporre la condizione di disponibilità, da parte del produttore (consumatore), ad accettare un prezzo superiore (inferiore) al prezzo indicato in corrispondenza della potenza massima.

7. Il mercato e la rete

Se non ci fosse la rete, il prezzo determinato dall'equilibrio su sbarra sarebbe quello riconosciuto ai venditori e pagato dagli acquirenti.

Ma la rete esiste²⁸. Esiste con i suoi vincoli strutturali, vincoli che ogni ipotesi di soluzione di mercato deve necessariamente rispettare; ed esiste poi come sede di perdite di energia, che qualcuno deve pure generare.

La presenza certa delle perdite e quella eventuale di congestioni comportano, rispetto alla soluzione trovata per il sistema sbarra, una riduzione del surplus generato dallo scambio, riduzione che va minimizzata.

Si tratta ora di vedere quale sia il modo più appropriato di considerare la rete all'interno del meccanismo di mercato. Due sono gli approcci teoricamente possibili: uno di tipo centralizzato, che tratta il funzionamento della rete contestualmente alla determinazione degli scambi; l'altro, di tipo decentralizzato, che affida a soggetti diversi, ancorché coordinati, la responsabilità di assumere le decisioni di mercato, da un lato, e quelle tecniche a garanzia del buon funzionamento della rete, dall'altro.

²⁸ Si tratta della cosiddetta *rete rilevante*, in genere costituita dalla rete di trasmissione nazionale e dalla rete di distribuzione primaria.

7.1 *L'approccio centralizzato*

Il primo approccio presuppone che un unico soggetto, disponendo di informazioni sia tecniche che economiche, abbia la responsabilità di gestire, contestualmente, il mercato e la rete, cioè di definire gli accordi economici e verificare le condizioni di buon funzionamento del sistema.

L'approccio conduce alla formulazione del modello dei *prezzi nodali* adottato in molti paesi degli Stati Uniti, in Australia e in Nuova Zelanda [Rossi, 2007].

Laddove adottato, il modello utilizza la rappresentazione della rete in corrente alternata, considerando generalmente curve di offerta non a gradino.

Il modello nodale, anche se si volesse utilizzare la rappresentazione dalla rete in corrente continua²⁹, comporterebbe oneri computazionali particolarmente gravosi.

Esso è, pertanto, spesso sostituito dal cosiddetto *modello zonale*.

Con tale modello, il sistema di trasmissione è rappresentato attraverso una struttura a zone (o aree), tra loro interconnesse da collegamenti equivalenti la cui capacità di trasporto è da determinare.

L'individuazione delle zone non può essere ovviamente un'operazione discrezionale ed arbitraria. Particolarmente complessa per reti fortemente magliate, essa deve essere effettuata in base a precisi criteri, partendo dall'identificazione di linee che presentano una capacità di trasporto limitata nelle situazioni di funzionamento ritenute più frequenti e che interconnettono aree ben distinte all'interno delle quali le congestioni sono poco probabili [CESI, 2003].

L'individuazione delle zone non è univoca. Una volta, poi, che esse siano state individuate attraverso tagli opportuni della rete reale, rimane l'ulteriore problema di determinare a priori la massima capacità di trasporto ammissibile tra le varie zone.

²⁹ Il modello in corrente continua non tiene conto delle perdite di rete.

Ad ogni possibile suddivisione della rete in zone corrisponde un diverso limite di transito tra le zone stesse. Tale limite deve essere calcolato dal gestore di rete tenendo in considerazione la distribuzione dei flussi di potenza sulla rete reale (nelle condizioni di funzionamento ritenute più probabili), la topologia della rete, i limiti termici di transito delle singole linee ed il margine di sicurezza desiderato fra limiti termici e limiti operativi³⁰[CESI, 2003].

Una volta segmentata la rete nelle varie zone, il modello zonale può essere formulato allo stesso modo del modello nodale, considerando ciascuna zona come un'aggregazione di nodi.

Ancorché in linea di principio sia possibile anche ora la rappresentazione in corrente alternata della rete di collegamento tra le varie zone, i modelli zonali utilizzati fanno riferimento alla rappresentazione della rete in corrente continua.

7.2 L'approccio decentralizzato

In realtà, la gestione centralizzata che deriva dall'applicazione dei diversi modelli, porta con sé il rischio che un mercato teoricamente libero degeneri in un monopolio, ancorché necessariamente e profondamente regolamentato.

È chiara quindi l'opportunità di abbandonare la logica della gestione centralizzata, separando le decisioni riguardanti il mercato, da affidare alla responsabilità dei soggetti economici, dalle decisioni riguardanti la sicurezza del sistema elettrico, da affidare alla responsabilità dell'operatore di rete.

³⁰ Vista la magliatura della rete, il limite operativo di transito fra zone non corrisponde alla somma dei limiti operativi di trasporto delle singole linee che uniscono tali aree, perché il caricamento di tali linee non è generalmente uniforme. La determinazione dei limiti di transito tra zone deve essere effettuata quindi mediante opportuni calcoli di load flow. Si effettua un primo calcolo di load flow partendo da una condizione di basso carico; si procede poi ad aumentare uniformemente il carico sulla rete, fino a che una singola linea del collegamento tra le zone considerate raggiunge il proprio limite massimo di transito. Si procede quindi al calcolo del limite di transito del collegamento equivalente tra le zone come somma dei flussi di potenza sulle varie linee interessanti il collegamento in tale condizione di funzionamento.

D'altra parte, il modello nodale con la rappresentazione in corrente alternata è da considerarsi il modello *ideale*, perché capace di raggiungere il valore ottimale degli scambi tenendo conto di tutti i vincoli presenti.

Come operare dunque per tendere alla soluzione ottimale del modello nodale in una logica decentralizzata?

È necessario innanzitutto decomporre il problema generale in due sottoproblemi distinti, il *sottoproblema di mercato* e il *sottoproblema di rete*, affidati alla responsabilità di due soggetti diversi, il gestore di mercato e il gestore di rete, rispettivamente [Rossi, 2007].

È necessario poi fare interagire, attraverso un processo ciclico, i due sottoproblemi, definendo un'adeguata struttura per lo scambio di informazioni tra i due gestori.

Il sottoproblema economico deve portare in conto soltanto i vincoli di mercato, cioè i vincoli propri degli operatori economici, ponendosi, come obiettivo, il raggiungimento dell'ottimo economico complessivo.

Il sottoproblema tecnico deve portare in conto soltanto la rete con i suoi vincoli, cercando di limitare, per quanto possibile, gli interventi sulla soluzione indicata nel sottoproblema di mercato.

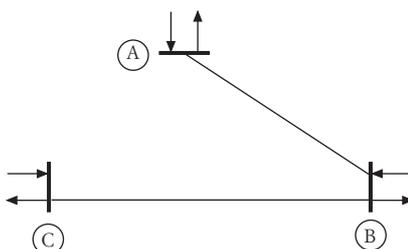
In realtà non esistono ancora studi sufficientemente attendibili su come formulare i due problemi in modo che essi convergano, alla fine del processo iterativo, verso soluzioni ottimali che, considerate congiuntamente, coincidano con la soluzione del problema originario. La difficoltà consiste nel fornire al gestore del mercato indicazioni sufficientemente esatte sui vincoli del sistema di trasmissione, espressi solo in funzione delle variabili manipolabili dal gestore di mercato.

Non c'è alcuna criticità, invece, se il risultato a cui si vuole tendere è quello del modello nodale in corrente continua, modello che non porta ai risultati ottimali del modello in corrente alternata, ma che comunque fornisce una soluzione più realistica di quella ottenuta con il modello su sbarra. In tal caso, infatti, non è necessario impostare un processo iterativo: il gestore del mercato riesce a determinare prezzi e quantità sulla base dell'informazione preliminare di

coefficienti legati soltanto alla struttura di rete³¹, e dei limiti di potenza sulle varie linee.

Ancora più semplice è la risoluzione del mercato se la rete si presenta ad albero³² (Fig. 4.18).

FIG. 4.18 *Rete ad albero*



FONTE: Rossi [2007].

La soluzione del problema può essere ricercata facilmente attraverso una procedura iterativa (*Market Splitting*), che prevede di intervenire eliminando via via le congestioni che si riscontrano.

Così, con riferimento alla Fig. 4.18, per risolvere la congestione sulla linea A-B, è possibile procedere separando la rete in due macrozone, quella a monte della linea congestionata, ossia la zona A, e quella a valle, ossia la zona B+C, e determinando l'equilibrio per ciascuna di esse³³.

³¹ Si tratta dei coefficienti $PTDF_{zk,m}$, fattori di distribuzione del trasferimento di potenza, ciascuno dei quali rappresenta il flusso di potenza sul collegamento $z-k$ in conseguenza di un'iniezione di potenza unitaria nel nodo m , mentre le iniezioni negli altri nodi permangono costanti.

³² La suddivisione della rete in zone presenta una struttura ad albero quando, date due zone, esiste un solo percorso che le collega.

³³ Graficamente, l'equilibrio si trova traslando la curva di domanda nella zona A di una quantità pari all'ammontare massimo delle esportazioni e la curva di offerta nella zona B + C di una quantità pari all'ammontare massimo delle importazioni.

Rispetto alla soluzione su sbarra, ovviamente nella zona che esporta diminuisce la differenza tra produzione e consumo: può solo diminuire la produzione o solo aumentare il carico o, insieme, diminuire la produzione e aumentare il carico. Nella zona che importa aumenta la differenza tra produzione e consumo: può solo aumentare la produzione o solo diminuire il carico, o, insieme, aumentare la produzione e diminuire il carico.

Tutto ciò dipende da come si relazionano tra loro i prezzi offerti.

Generalmente, salvo situazioni molto particolari in cui l'offerta marginale rimane comunque la stessa, il prezzo di equilibrio nella zona che importa e quello nella zona che esporta sono, rispettivamente, maggiore e minore del prezzo che si ha considerando il sistema sbarra.

Nel caso in cui, dopo aver risolto, come descritto, la congestione sulla linea A-B, risultasse congestionata la linea B-C, si procederebbe a suddividere la macrozona B+C nelle singole zone B e C e, per ciascuna di esse, si determinerebbe l'equilibrio.

Il modello zonale ad albero è usato in paesi che hanno una struttura geografica sviluppata secondo una direttrice prevalente, come, ad esempio, in Norvegia (tre-quattro zone a seconda delle ore della giornata) e in California (venticinque zone).

È utilizzato anche in Italia, dove è applicato ad una rete con sei zone geografiche nazionali (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna).

8. Il prezzo unico per i consumatori

La valorizzazione dell'energia ai prezzi zonali, tipica di moltissimi mercati, non è in realtà esente da critiche. Essa ha l'importante vantaggio di stimolare investimenti in generazione efficiente nelle zone a deficit di energia, ma comporta discriminazioni nei riguardi di quei consumatori che operano in territori già penalizzati da mancati investimenti non sostenuti precedentemente dal monopolista.

Così, a fronte di prezzi di vendita differenziati per zona, può essere prevista, come avviene solo in Italia³⁴, l'applicazione di un prezzo unico di acquisto su base nazionale (PUN).

L'adozione del prezzo unico per i consumatori e di prezzi differenziati zonalmente per i produttori comporta sussidiazione dei consumatori situati nelle zone ad elevato costo da parte di quelli situati nelle zone a basso costo: il prezzo pagato dai consumatori che prelevano l'energia elettrica in una zona di mercato ad alto costo di produzione risulterà inferiore a tale costo; simmetricamente, il prezzo pagato dai consumatori che prelevano l'energia elettrica in una zona di mercato a basso costo di produzione risulterà superiore a tale costo.

Nel caso in cui è applicato il PUN, la soluzione non può essere ricavata da quella zonale solo tramite un'operazione di media, ma è necessario ricercarla attraverso la risoluzione di un opportuno modello di ottimizzazione, non lineare e a numeri interi, capace di contestualizzare la determinazione del prezzo unico e dei prezzi zonal³⁵ [GME, 2002].

Le isole continuano ad avere prezzi più elevati rispetto a quelli del continente a causa della loro limitata interconnessione con lo stesso, che impone di equilibrare domanda e offerta su base locale, e della limitata dimensione del mercato interno, che ostacola lo sviluppo dell'offerta mantenendo elevato il livello di concentrazione.

Nel 2009 il valore medio del PUN si è attestato intorno ai 64 €/MWh³⁶.

³⁴ È una disposizione transitoria che ancora permane.

³⁵ Infatti, nulla assicura, a meno che tutti i consumatori non esprimano la disponibilità ad acquistare a qualsiasi prezzo, che tutte le offerte di acquisto possano essere accettate, in quanto lo possono essere solo quelle il cui prezzo è non inferiore al PUN. Potrebbe capitare, così, che offerte accettate nel caso di applicazione dei prezzi zonal³⁵ debbano essere poi escluse.

³⁶ È un valore simile a quello registrato nel 2005 e inferiore del 27% a quello osservato nel 2008. La riduzione è dovuta a vari fattori: la crisi economica, il crollo delle quotazioni del Brent, gli investimenti in nuova capacità produttiva [GME 2010].

9. *Il ripristino del buon funzionamento della rete*

Una volta risolto il mercato nell'ultima sessione di aggiustamento, rimangono aperti alcuni importanti problemi che interessano la rete reale.

La soluzione prospettata dal mercato non è, infatti, fisicamente realizzabile, essendo una soluzione che considera nulle le perdite di rete e non fornisce alcuna indicazione sulla potenza reattiva occorrente.

Rimane inoltre da risolvere il problema delle congestioni. Congestioni che sono probabili se, come è stato visto, si utilizza per la determinazione dei programmi di immissione e prelievo dell'energia all'ingrosso il metodo zonale: il rispetto dei vincoli di scambio tra le zone della rete non garantisce infatti il rispetto del limite massimo di trasporto su ciascuna linea all'interno di ciascuna zona o sulle singole linee che costituiscono una sezione di collegamento tra zone.

Per ripristinare le reali condizioni di buon funzionamento della rete, è necessaria l'organizzazione di un mercato *ad hoc*, a cui partecipano produttori e consumatori con proprie specifiche offerte.

Le offerte, formulate su base oraria, sono costituite da coppie quantità (MWh)-prezzo unitario (€/MWh); esse sono frazionabili.

Le offerte di vendita esprimono la disponibilità dell'unità di produzione ad aumentare l'immissione in rete e dell'unità di consumo a ridurre il prelievo rispetto a quanto previsto dai programmi preliminari orari.

Le offerte di acquisto esprimono la disponibilità dell'unità di produzione a ridurre l'immissione in rete e dell'unità di consumo ad aumentare il prelievo rispetto a quanto previsto dai programmi preliminari orari.

Ricevute le offerte raccolte dal gestore del mercato, il gestore di rete, per risolvere il problema, può utilizzare un opportuno modello di ottimizzazione, che ha come obiettivo quello di discostarsi il meno possibile dagli esiti dell'ultima sessione del mercato di aggiustamento [Rossi, 2007].

La valorizzazione delle offerte avviene spesso al prezzo di offerta (*pay as bid*) e gli oneri sostenuti dal gestore dovrebbero essere ripartiti tra tutti gli operatori.

10. Il mercato organizzato dei servizi ausiliari

10.1 Le risorse necessarie

Come si è visto, il gestore di rete deve acquisire, attraverso meccanismi di mercato organizzato, le risorse necessarie per bilanciare il sistema in tempo reale, cioè per bilanciare le differenze tra quanto previsto nel programma di produzione/consumo determinato alla fine del mercato di aggiustamento e quanto si viene effettivamente a determinare. Tutto ciò nel rispetto delle regole di buon funzionamento della rete.

Le risorse da acquisire nel mercato da parte del gestore di rete sono essenzialmente quelle che occorrono per costituire la riserva necessaria alle varie regolazioni, in particolare la regolazione secondaria e terziaria della frequenza, essendo quelle per la regolazione primaria, così come quello per il servizio della regolazione della tensione, reperite attraverso accordi obbligatori esterni³⁷.

In alcuni paesi, come in Italia, data la tipologia del parco impianti e la localizzazione delle centrali abilitate, si può rendere necessario acquisire, per il

³⁷ L'offerta di *riserva rotante primaria* consiste nel rendere disponibile al gestore della rete una banda di potenza asservita ad un dispositivo automatico di regolazione in grado di modulare la potenza erogata da un gruppo di generazione. Tale offerta serve a contrastare le variazioni di frequenza causate da squilibri istantanei che si possono verificare tra generazione e carico. L'obiettivo della riserva primaria è di stabilizzare la frequenza di sistema nell'arco di pochi secondi dopo il verificarsi di una qualsiasi contingenza. La banda di regolazione deve poter essere pienamente utilizzata entro alcune decine di secondi. Essa è richiesta in genere a poche centrali particolarmente adatte dal punto di vista tecnico e opportunamente dislocate. L'offerta di *riserva rotante secondaria* consiste nel rendere disponibile al gestore della rete una banda di potenza asservita ad un dispositivo automatico in grado di modulare l'immissione di energia elettrica di un gruppo di generazione sulla base di un segnale di livello elaborato ed inviato dal gestore. L'obiettivo della riserva secondaria è di ricondurre il livello di frequenza al suo valore prestabilito. Di norma la banda di regolazione secondaria deve poter essere pienamente utilizzata in un lasso di tempo che va da pochi secondi ad un massimo di quindici minuti.

L'offerta di *riserva terziaria* consiste nel rendere disponibile un margine di potenza al gestore della rete attivabile in tempo reale tramite un suo ordine di dispacciamento. La regolazione terziaria, a differenza delle precedenti, viene eseguita manualmente. Esistono diverse tipologie di regolazione terziaria. In relazione alle caratteristiche del gruppo considerato (tempo di avviamento, gradiente di presa di carico, etc.), la potenza di riserva, infatti, è classificata come *pronta* oppure come *fredda*. La riserva pronta è costituita dalla potenza che può essere immessa in rete entro pochi minuti; la riserva fredda è costituita dalla potenza che può essere immessa in rete entro una o più ore.

bilanciamento, ulteriore energia al di là di quella terziaria. In Italia è pure previsto che sia oggetto di transazione nel mercato dei servizi ausiliari anche l'acquisizione di risorse per risolvere le congestioni, laddove in altri paesi tale problema viene risolto precedentemente attraverso il mercato atto a ripristinare il buon funzionamento della rete, così come già accennato.

La disponibilità delle risorse necessarie per la riserva e per il bilanciamento deve essere assicurata preliminarmente alla loro effettiva utilizzazione. Il processo di accettazione delle offerte si svolge così in due tempi: a programma e nel tempo reale.

È evidente che la disponibilità delle risorse nelle quantità ritenute necessarie deve essere certa: il gestore di rete, infatti, non può rischiare di non bilanciare il sistema in tempo reale e di non garantire il rispetto dei vincoli operativi. Pertanto, qualora non siano prestabilite delle quote obbligatorie di risorse a carico delle unità ritenute idonee, occorre introdurre nel mercato elementi fortemente incentivanti che spingano le suddette unità a presentare adeguate offerte.

10.2 Sull'opportunità di prevedere mercati separati

I requisiti tecnici che devono essere soddisfatti dalle unità di produzione e di consumo per essere abilitate alla fornitura dei servizi richiesti non sono omogenei tra loro: nel caso più generale, un'unità abilitata ad offrire risorse per la riserva secondaria sarà contestualmente abilitata ad offrire risorse per la riserva terziaria, per il bilanciamento e per l'eventuale risoluzione delle congestioni; un'unità abilitata alla fornitura di risorse per la riserva terziaria non avrà invece necessariamente i requisiti per l'abilitazione alla fornitura della riserva secondaria, ma sarà senz'altro contestualmente abilitata alla fornitura di risorse per il bilanciamento e per la risoluzione delle congestioni; infine, un'unità abilitata alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni non disporrà necessariamente dei requisiti per la fornitura di tutti gli altri servizi.

É per questo motivo che in molti paesi è stato ritenuto opportuno costituire più mercati separati, in ciascuno dei quali le unità possono competere per la fornitura di una specifica risorsa, consentendo semmai loro, se sono abilitate ad offrire più servizi, di competere contestualmente su più mercati.

In tal modo, evitando la presentazione di una stessa offerta indifferenziata per tutte le tipologie di risorse, si offre ai partecipanti al mercato un segnale trasparente del valore economico delle risorse necessarie, differenziandolo in base alle diverse prestazioni che ciascuna tipologia rende al sistema; si permette di formulare offerte che riflettano la struttura dei relativi costi; si consente l'identificazione dei costi di approvvigionamento imputabili alle varie tipologie di risorse [AEEG, 2005].

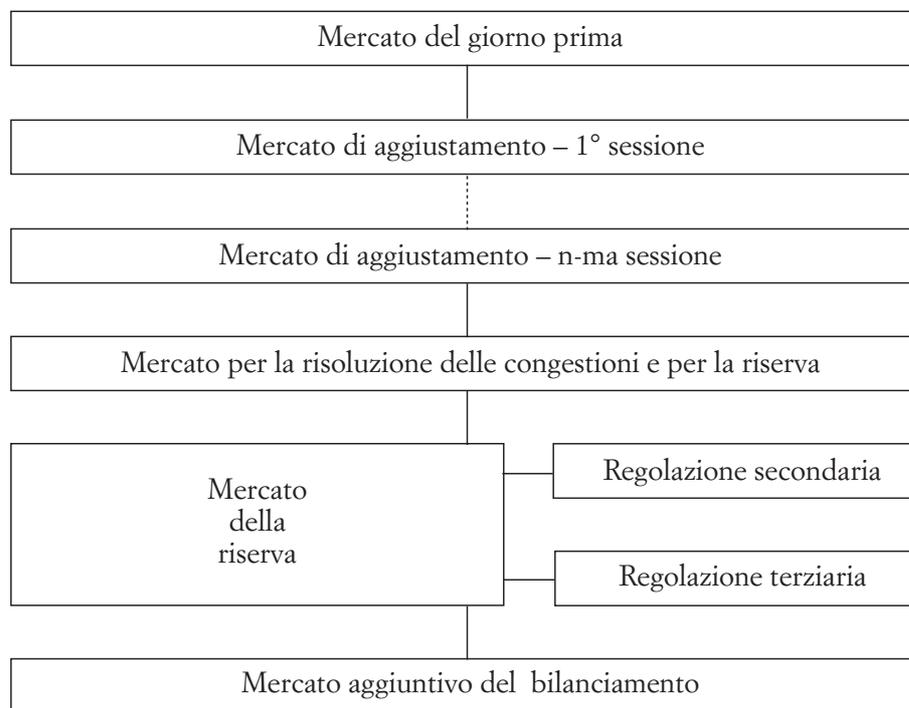
Allora, nel caso più generale, nel mercato dei servizi ausiliari sono organizzati, in sequenza temporale, tre mercati specifici: *il mercato per la risoluzione delle congestioni*; *il mercato della riserva* organizzato in due sessioni distinte (la prima per l'approvvigionamento dei servizi di regolazione secondaria, la seconda per l'approvvigionamento dei servizi di regolazione terziaria); *il mercato aggiuntivo per il bilanciamento*.

Ne risulta che l'insieme dei possibili sottomercati costituenti un mercato elettrico è quello riportato nella Fig. 4.19.

In Italia, fino all'inizio del 2010, nonostante fosse riconosciuta la necessità di separare i mercati, è stata adottata in via transitoria la soluzione di un mercato unico, il cosiddetto *Mercato per il servizio di dispacciamento* (MSD) istituito con Delibera 168/03 dell'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas, in seguito chiamata AEEG o semplicemente Autorità, e gestito da Terna, gestore della rete elettrica.

Solo successivamente il mercato del servizio di dispacciamento è stato articolato in una sessione ex-ante, che si svolge il giorno precedente al giorno di consegna, finalizzata al reperimento delle risorse necessarie per la risoluzione delle congestioni e per la riserva, e in cinque sessioni di mercato del bilanciamento, gran parte delle quali si svolgono nel giorno di consegna.

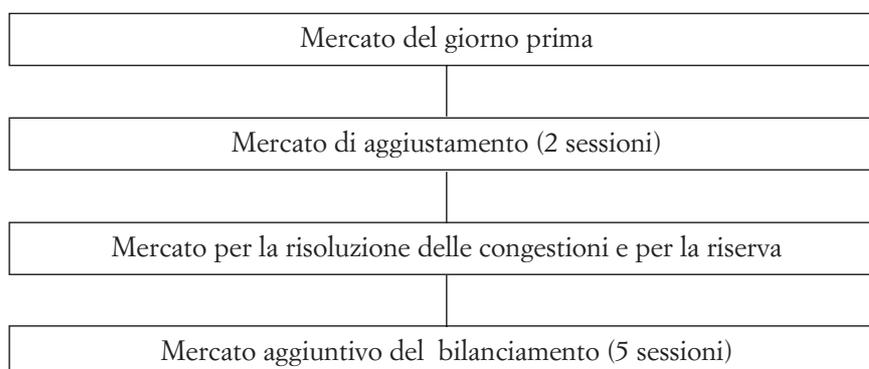
FIG. 4.19 *I possibili sottomercati di un mercato elettrico*



FONTE: Rossi [2007].

Ne deriva che l'insieme dei sottomercati previsti oggi in Italia è quello riportato in Fig. 4.20.

FIG. 4.20 *I sottomercati del mercato elettrico italiano allo stato attuale*



FONTE: Rossi [2007].

10.3 La programmazione della disponibilità

Come è stato detto, l'impegno a rendere disponibili le risorse occorrenti avviene a programma, prevedendo che i mercati abbiano inizio subito dopo l'ultima sessione del mercato di aggiustamento e che si svolgano in un periodo di tempo sufficientemente distante dal tempo reale.

Ai mercati possono partecipare solo produttori, come avviene normalmente per il mercato della regolazione secondaria, o produttori e consumatori³⁸, come avviene normalmente per gli altri mercati [Gallanti e Manzoni, 2002].

A seconda del tipo di mercato, gli operatori presentano offerte per la disponibilità a vendere variazioni di potenza e/o per la disponibilità a vendere o acquistare energia.

Le offerte sono corredate di informazioni sulle caratteristiche tecniche delle unità e sulla loro localizzazione geografica.

Nel mercato della riserva secondaria il bene scambiato è la potenza. Le offerte, formulate su base oraria, sono costituite da coppie di valori che specificano la quantità di potenza (MW) offerta a salire e a scendere (detta semibanda di regolazione) ed il prezzo unitario per la potenza offerta (€/MW).

Nel mercato della riserva terziaria il bene scambiato è quasi sempre la potenza. Anche qui le offerte, formulate su base oraria nelle modalità a salire e a scendere per le varie tipologie di riserva terziaria, sono in genere costituite da coppie quantità di potenza (MW)-prezzo unitario (€/MW); esse sono frazionabili.

Per la regolazione terziaria a salire, la quantità rappresenta, per le unità di produzione, l'aumento di potenza e, per le unità di consumo, la riduzione del prelievo messi, rispettivamente, a disposizione. Per la regolazione terziaria a scendere, la quantità rappresenta, per le unità di produzione, la riduzione di potenza, e, per le unità di consumo, l'aumento di prelievo, messi, rispettivamente, a disposizione.

³⁸ La partecipazione dei consumatori può essere anche indiretta, attuata attraverso impegni preventivi di interrompibilità dei carichi.

Il formato delle offerte di potenza può contenere, nel caso in cui è previsto sia remunerata oltre che la disponibilità anche l'energia eventualmente utilizzata, l'indicazione del prezzo unitario (€/MWh) richiesto per l'energia messa a disposizione.

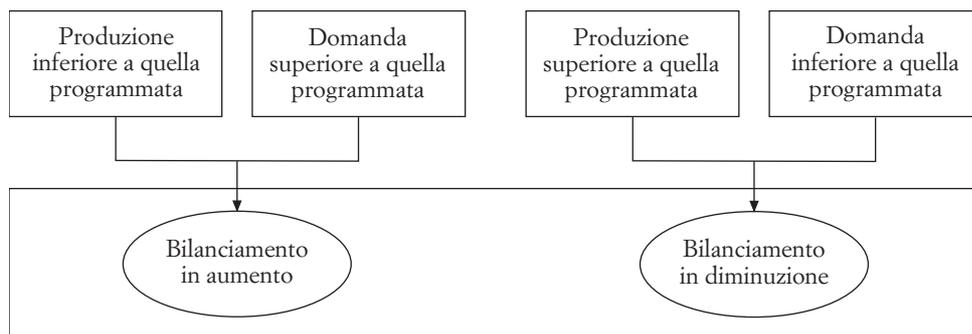
Nel mercato aggiuntivo del bilanciamento il bene scambiato è l'energia. Le offerte, sempre formulate su base oraria, sono costituite da coppie quantità di energia (MWh)-prezzo unitario dell'energia (€/MWh); esse sono frazionabili.

Le offerte si distinguono a salire e a scendere.

Per il bilanciamento in aumento (Fig. 4.21), ovvero in previsione di una diminuzione della produzione e/o di una crescita della domanda rispetto ai valori programmati, le offerte dei produttori esprimono la disponibilità a vendere un'ulteriore quantità di energia e le offerte dei consumatori esprimono la disponibilità a rivendere una quota dell'energia oraria già acquistata.

Per il bilanciamento in diminuzione (Fig. 4.21), ovvero in previsione di una crescita della produzione e/o di una diminuzione della domanda rispetto ai valori programmati, le offerte dei produttori indicano la disponibilità a riacquistare una quota dell'energia oraria già venduta e le offerte dei consumatori esprimono la disponibilità ad acquistare un'ulteriore quantità di energia.

FIG. 4.21 *Tipologie di bilanciamento*



FONTE: Rossi [2007].

Nei mercati della riserva, la domanda, anelastica, del fabbisogno di riserva secondaria e di quello di riserva terziaria per le diverse tipologie è esplicitamente

definita, su base oraria, dal gestore di rete, utilizzando opportuni indici di rischio, determinati anche in relazione alla probabilità di sopravvenienza di guasti sulla rete. La localizzazione delle unità è un elemento determinante ai fini della costituzione dei margini di riserva: le risorse sono generalmente approvvigionate dal gestore di rete per zona o nodo, o per aggregati di zone o nodi, in quanto, se così non fosse, si rischierebbe, in caso di necessità, di non potersi avvalere della riserva senza violare i limiti di trasmissione.

Il vincolo sulla riserva oraria da rispettare impone che nei mercati della riserva sia determinato il punto di equilibrio tra domanda ed offerta.

La tecnica di formazione del prezzo di equilibrio è quella marginale.

Nel mercato del bilanciamento, aggiuntivo, la domanda non è esplicita. Il gestore prepara soltanto liste orarie di merito per il bilanciamento in aumento (offerte ordinate sulla base di prezzi non decrescenti) e per il bilanciamento in diminuzione (offerte ordinate per prezzi non crescenti). Tali liste includono, oltre alle offerte presentate nel mercato del bilanciamento, anche le quantità di energia a salire e a scendere relative alle offerte selezionate per il servizio di regolazione terziaria, ciascuna con il prezzo dell'energia offerto. L'incrocio tra domanda e offerta avviene a seconda della situazione effettiva che si presenta in tempo reale.

Per la valorizzazione delle offerte, si adottano soluzioni assolutamente diverse tra di loro.

Per la valorizzazione delle offerte nel mercato della riserva secondaria, in alcuni paesi, come Svezia, Norvegia e PJM, viene remunerata solo l'energia utilizzata, in altri viene remunerata la disponibilità e l'energia utilizzata. Tra questi ultimi, in Spagna, ad esempio, a tutti i gruppi che sono stati accettati viene pagato il prezzo marginale della banda di potenza più l'energia al prezzo di regolazione terziaria relativo a quell'ora [Berizzi e Bovo, 2005].

Per quanto riguarda la valorizzazione delle offerte nel mercato della riserva terziaria, se è remunerata la disponibilità di potenza, ciascuna offerta accettata può essere valorizzata al prezzo offerto dall'unità più costosa o al prezzo unitario della potenza offerta da ciascuna unità (*pay as bid*). L'energia invece, qualora venga

effettivamente utilizzata, viene generalmente pagata al prezzo offerto o, come avviene in Svezia, al prezzo del mercato del giorno prima.

Per quanto riguarda l'energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale, la tecnica di formazione del prezzo potrebbe ancora essere quella marginale, ma molto spesso si preferisce la regola del *pay as bid*.

10.4 Il recupero dei costi delle regolazioni

Generalmente i costi sopportati dal gestore di rete al fine di eliminare il differenziale tra flussi programmati e flussi reali sono fatti gravare sugli utenti responsabili dello sbilanciamento. La quota di oneri eventualmente non recuperata è in genere ripartita tra tutti i soggetti che prelevano energia in base alla quantità assorbita.

In Italia, ad esempio, il gestore di rete calcola un opportuno corrispettivo di sbilanciamento, differenziato a seconda che sia stato necessario un bilanciamento in aumento o in diminuzione [AEEG, 2005].

Nel caso di bilanciamento in aumento, gli utenti che hanno contribuito allo sbilanciamento, ovvero i consumatori che hanno consumato di più e/o i produttori che hanno prodotto di meno, pagano il maggior valore tra il prezzo del MGP per la medesima ora e il prezzo più alto tra quelli delle offerte (di aumento della produzione o di riduzione dei consumi) selezionate sul mercato di bilanciamento per la medesima ora.

Nel caso di bilanciamento in diminuzione, gli utenti che hanno contribuito allo sbilanciamento, ovvero i consumatori che hanno consumato di meno e/o i produttori che hanno prodotto di più, ricevono il prezzo minore tra quello del MGP per la medesima ora e il prezzo più basso tra quelli delle offerte (di riduzione della produzione o di aumento dei consumi) selezionate sul mercato di bilanciamento per la medesima ora.

Capitolo quinto

La gestione ottimale di una microgrid

1. Introduzione

Per quanto detto nei capitoli precedenti, la microgrid è, dal punto di vista gestionale, assimilabile a un sistema di potenza gestito in regime monopolio: l'interconnessione con la rete di distribuzione sostituisce, ora, l'insieme delle interconnessioni con i paesi esteri e l'energia elettrica immagazzinata direttamente nelle piccole unità di stoccaggio sostituisce, ora, l'energia immagazzinata indirettamente attraverso i volumi d'acqua contenuti nei bacini degli impianti idroelettrici a serbatoio.

Nel seguito ci si riferirà alla gestione di breve e brevissimo termine¹.

La gestione di breve termine copre l'arco di tempo di un giorno; l'intervallo elementare è di solito l'ora.

Con essa si determina, ora per ora, lo stato della microgrid (in termini di produzione di ciascuna unità dispacciabile, interscambio con la rete di distribuzione, quantità di energia prelevata/immessa negli stoccaggi, richiesta dei carichi controllabili), che ottimizza un determinato obiettivo nel rispetto di tutti i vincoli tecnici presenti, ivi compresi i vincoli relativi al funzionamento della rete elettrica interna. Strettamente collegata a tale determinazione è la scelta delle unità termoelettriche a ciclo on-off, tra quelle non in manutenzione, da tenere in servizio.

¹ Non si considera la gestione di medio termine perché essa copre un arco di tempo dell'ordine dell'anno con intervallo elementare che è, solitamente, la settimana. La gestione di medio termine porta, come è noto, a determinare i piani di manutenzione e di approvvigionamento dei combustibili.

Il ristretto orizzonte temporale induce ad assumere completamente noti i carichi non controllabili, elettrici e termici, ritenendo pienamente attendibili le previsioni che se ne fanno. Discorso analogo vale per la produzione di tutte le unità non dispacciabili che appartengono alla microgrid.

In genere, analogamente a quanto accade nella gestione monopolistica del sistema di potenza, il problema della gestione di breve termine viene risolto suddividendolo in tre sottoproblemi.

Con il primo, si rappresenta la rete elettrica interna con un sistema sbarra² e si determina, ora per ora, l'interscambio con la rete di distribuzione la quantità di energia prelevata/immessa negli stoccaggi e la richiesta dei carichi controllabili.

Con il secondo sottoproblema, sempre considerando il sistema sbarra, si procede all'individuazione delle unità da porre in servizio, ora per ora. (Unit Commitment).

Con il terzo, si effettua, in ciascuna ora, la ripartizione della produzione tra le diverse unità termoelettriche tenendo conto della rete elettrica interna (OPF).

Nella procedura, la difficoltà di trattare obiettivi diversi, interagenti e contrastanti, non riconducibili alla stessa dimensione, viene risolta assumendone uno a livello funzione da ottimizzare (in genere, la minimizzazione dei costi di gestione) e trattando gli altri a livello di vincolo³.

Come nel secondo sottoproblema dove si tiene dell'ambiente imponendo un limite alle emissioni, mentre si tiene della sicurezza conto imponendo che ciascuna unità garantisca un margine di riserva di potenza secondo le sue

²Si ipotizza che tutto il sistema di produzione della microgrid alimenti direttamente il carico totale, riducendosi, così, la struttura del sistema di distribuzione interna ad una unica sbarra alla quale sono pensati collegati in parallelo tutte le unità generatrici e tutti i carichi.

³È il modo classico per affrontare un problema di programmazione multiobiettivo. Infatti, non esistendo metodi e tecniche di programmazione capaci di dare risposte complete e rigorose, il modo di procedere è proprio quello di considerare come obiettivo la somma di quei benefici-costi per i quali sia possibile o accettabile una stima sulla base dei prezzi di mercato, traslando gli altri obiettivi non monetari in vincoli *politici*, intesi come *targets* da rispettare. I moltiplicatori associati a tali vincoli - diversi da zero se la soluzione del problema vede tali vincoli attinti come uguaglianza - hanno il significato di *prezzi ombra*, fornendo, pertanto, una valutazione indiretta degli effetti non monetizzati.

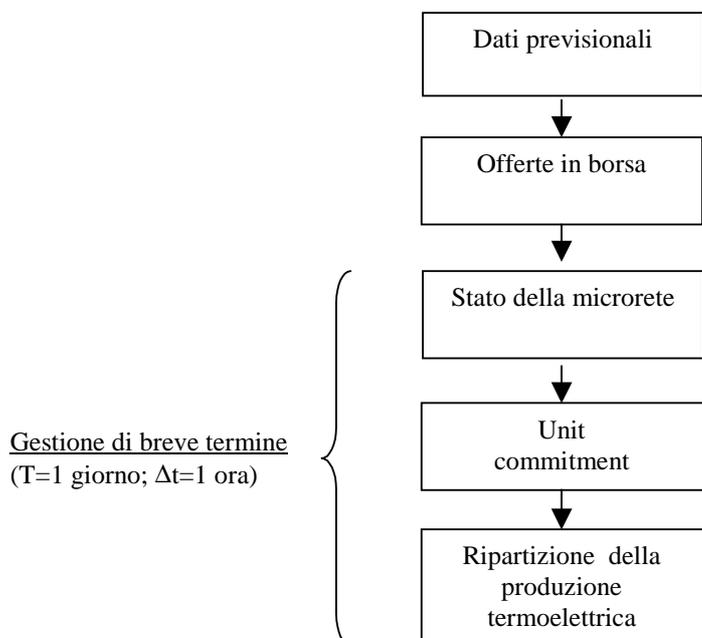
caratteristiche; come nel terzo sottoproblema dove si tiene conto della sicurezza imponendo il rispetto di limiti di sovraccaricabilità termica delle linee e il rispetto di limiti di stabilità, rappresentati da margini sugli sfasamenti tra le tensioni nodali di nodi contigui.

Se l'interscambio con la rete non è regolato da contratti bilaterali, è parte integrante della gestione anche la determinazione delle curve di offerta da presentare nel mercato del giorno prima (MGP), ed eventualmente nel mercato di aggiustamento (MA).

La sequenza temporale delle determinazioni relative alla gestione di breve termine è, così, quella riportata nella Fig 5.1.

Come si vede, non è stata prevista la partecipazione della microgrid al mercato dei servizi ausiliari, che pure costituirebbe, certamente, una opportunità di remunerazione. Ancora, infatti, esistono requisiti di potenza minima per la partecipazione, attualmente non posseduti dalle microgrid [Yuen *et al.*, 2011].

FIG. 5.1 *Sequenza temporale delle determinazioni di breve termine*



Il gestore della microgrid deve, comunque, assicurarsi una disponibilità interna da utilizzare, eventualmente, per i servizi ausiliari (risoluzione delle congestioni, servizi di riserva primaria secondaria e terziaria e servizio di bilanciamento) nel funzionamento a isola.

Disponendo degli esiti della procedura di breve termine, il gestore della microgrid affronta il problema della gestione di brevissimo termine, che opera in linea. Egli aggiorna la previsione della potenza richiesta e della producibilità delle unità non dispacciabili ad intervalli di pochi minuti - quelli determinati dal tempo di risposta agli ordini del di spacciatore interno delle unità che si sono rese disponibili per il servizio di riserva terziaria e per quello del bilanciamento aggiuntivo - ed esegue il ridispacciamento delle unità di produzione con l'obiettivo di minimizzare i costi di produzione. L'OPF in ciascuno intervallo, deve ovviamente tener conto che la potenza scambiata con la rete di distribuzione varia da un'ora all'altra.

Le risorse disponibili per la regolazione primaria e secondaria sono, invece, utilizzate, all'interno di ciascun intervallo, per correggere gli squilibri istantanei rispetto alle previsioni effettuate.

2. I modelli per la gestione di breve termine

2.1 Determinazione ottimale delle offerte nei mercati dell'energia

Siano Ω_C l'insieme delle unità CHP, Ω_B l'insieme delle unità di sola generazione di calore e Ω_G l'insieme delle unità termoelettriche di sola generazione elettrica. Siano, poi, Ω_{ST} e Ω_{SE} gli insiemi degli stoccaggi termici ed elettrici, rispettivamente. Siano, infine, $\Omega_{D_{th}}$ e Ω_{D_e} gli insiemi dei carichi termici ed elettrici, rispettivamente, supposti per il momento tutti non controllabili.

La microgrid è supposta non isolata. Esiste, quindi, la possibilità di scambiare con la rete di distribuzione la potenza elettrica $P_{grid,t}$, assunta positiva se immessa nella microgrid e negativa se riversata dalla microgrid nella rete.

Il gestore della microrete, se in possesso della qualifica di cliente idoneo, avrà così la possibilità di acquistare o vendere energia nel mercato ad un prezzo che si suppone uniforme nelle due fasi.

Il suo modo di operare dipenderà da come si relazionano tra loro tutte le grandezze in gioco. Così quando la richiesta interna oraria è più elevata della massima generazione interna, presumibilmente si auto produce e si presenta una offerta di acquisto nel mercato; non si può escludere, tuttavia, che per prezzi bassi sia conveniente non produrre e acquistare soltanto; quando la richiesta oraria interna è inferiore alla massima generazione interna, presumibilmente si contribuirà a soddisfare il carico interno, ma si presenterà anche una offerta di vendita nel mercato oppure di acquisto se i prezzi sono bassi.

Poiché le curve di offerta in ciascuna ora coincidono con le curve della potenza, scambiata con la rete di distribuzione in funzione del prezzo zonale, per la migliore determinazione delle curve bisogna formulare un problema di ottimizzazione da risolvere per diversi valori di prezzo orario appartenenti ad un intervallo, più o meno ampio, il cui valore centrale, ρ_t^e , è determinato tramite tecniche previsionali.

2.1.1 *La funzione obiettivo*

Si divida, allora, il periodo di gestione in ventiquattro intervalli di durata oraria T_t , in ciascuno dei quali tutte le grandezze di interesse si assumono costanti, di valore pari a quello assunto alla fine di ciascuno intervallo.

Si assuma che la j -ma potenza cogenerativa dispacciata nel tempo t sia la potenza termica, $P_{C_{th,t,j}}$, con la corrispondente potenza elettrica calcolata attraverso la relazione:

$$P_{C_{e,t,j}} = \eta_j \cdot P_{C_{th,t,j}} \quad t = 1, \dots, 24$$

ove η_j è il rendimento di cogenerazione della j -esima unità, dato dal rapporto tra rendimento elettrico (η_{e_j}) e rendimento termico (η_{th_j}).

Si indichi con $P_{G_{t,j}}$ la potenza della j -esima unità di produzione di sola elettricità nell'ora t e con $P_{B_{t,j}}$ la potenza termica della j -esima unità di produzione di solo calore nell'ora t -esima.

Assumendo come obiettivo il costo totale di gestione, il problema di ottimizzazione consiste nel minimizzare la funzione:

$$\sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{j \in \Omega_C} C_{C_j} (P_{C_{th,t,j}}) + \sum_{j \in \Omega_B} C_{B_j} (P_{B_{t,j}}) + \sum_{j \in \Omega_G} C_{G_j} (P_{G_{t,j}}) \pm \rho_t^e P_{grid,t} \right] \quad (1)$$

nel rispetto di tutti i vincoli tecnici e gestionali presenti.

Nella (2), i costi di produzione sono esprimibili attraverso le relazioni funzionali:

- costo di produzione orario delle unità CHP

$$C_{C_j} (P_{C_{th,t,j}}) = \alpha_{C_{th,j}} P_{C_{th,t,j}}^2 + \beta_{C_{th,j}} P_{C_{th,t,j}} + \gamma_{C_{th,j}}$$

- costo di produzione orario delle unità di produzione di solo calore

$$C_{B_j} (P_{B_{t,j}}) = \alpha_{B_j} P_{B_{t,j}}$$

- costo di produzione orario delle unità termoelettriche di sola elettricità

$$C_{G_j} (P_{G_{t,j}}) = \alpha_{e_j} (P_{G_{t,j}})^2 + \beta_{e_j} P_{G_{t,j}} + \gamma_{e_j}$$

con $\alpha_{C_{th,j}}$, $\beta_{C_{th,j}}$, $\gamma_{C_{th,j}}$, α_{B_j} , α_{e_j} , β_{e_j} , γ_{e_j} , coefficienti dipendenti dalle particolari tecnologie utilizzate.

2.1.2 I vincoli

I vincoli di uguaglianza sono, innanzitutto, costituiti dai vincoli di bilancio termico e bilancio elettrico.

Si indichino con $P_{SE_{t,j}}$ e con $P_{ST_{t,j}}$ la potenza elettrica e la potenza termica dello j -esimo stoccaggio nell'ora t , potenze che assumono valore positivo nella fase di scarica e negativo nella fase di carica e si indichino con $P_{D_{th_{t,j}}}$ e $P_{D_{e_{t,j}}}$ i valori del j -esimo carico non controllabile, termico ed elettrico, rispettivamente, nell'ora t .

I vincoli di bilancio possono, così, esprimersi:

$$\sum_{j \in \Omega_C} P_{C_{th_{t,j}}} + \sum_{j \in \Omega_B} P_{B_{t,j}} = \sum_{j \in \Omega_{D_{th}}} P_{D_{th_{t,j}}} \pm \sum_{j \in \Omega_{ST}} P_{ST_{t,j}} \quad t = 1, \dots, 24 \quad (2)$$

$$\sum_{j \in \Omega_C} \eta_j \cdot P_{C_{th_{t,j}}} + \sum_{j \in \Omega_G} P_{G_{t,j}} \pm P_{grid_t} = \sum_{j \in \Omega_{D_e}} P_{D_{e_{t,j}}} \pm \sum_{j \in \Omega_{SE}} P_{SE_{t,j}}$$

ove i termini relativi ai carichi si intendono depurati della produzione prevista per le FER, sia termiche che elettriche, ad esclusione della biomassa.

Ulteriori vincoli di uguaglianza derivano dalla modellazione delle unità di stoccaggio. È necessario, infatti, esprimere: le variazioni di livello degli stoccaggi:

$$\begin{aligned} W_{SE_{t,j}} &= W_{SE_{(t-1),j}} + P_{SE_{t,j}} & t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_E \\ W_{ST_{t,j}} &= W_{ST_{(t-1),j}} - k_{S_j} P_{ST_{t,j}} & t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_{ST} \end{aligned} \quad (3)$$

ove k_{S_j} è il coefficiente di efficienza dell'attività di carica e scarica, e le condizioni di ripristino dei livelli iniziali al termine della giornata.

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^{24} W_{ST_{t,j}} &= 0 & t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_E \\ \sum_{t=1}^{24} W_{SE_{t,j}} &= 0 & t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_{ST} \end{aligned} \quad (4)$$

Vanno considerati, infine, i seguenti vincoli di disuguaglianza:

- limiti sulla quantità di calore generabile dagli impianti di tipo CHP:

$$P_{C_{thj}}^m \leq P_{C_{thj}} \leq P_{C_{thj}}^M \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_C \quad (5)$$

- limiti sulla quantità di calore generabile dagli impianti di produzione di solo calore:

$$P_{Bj}^m \leq P_{Bj} \leq P_{Bj}^M \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_B \quad (6)$$

- limiti sulle potenze dei generatori di sola energia elettrica:

$$P_{Gj}^m \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^M \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_G \quad (7)$$

- limiti sulla quantità di potenza da scambiare con la rete di distribuzione:

$$-P_{grid}^M \leq P_{grid_t} \leq P_{grid}^M \quad t = 1, \dots, 24 \quad (8)$$

- vincoli sul livello degli stoccaggi termici:

$$0 \leq W_{ST_{t,j}} \leq W_{ST_j}^M \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_{ST} \quad (9)$$

- vincoli sul livello degli stoccaggi elettrici:

$$0 \leq W_{SE_{t,j}} \leq W_{SE_j}^M \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_{SE} \quad (10)$$

- limiti sulla massima potenza degli stoccaggi termici:

$$-P_{STj}^M \leq P_{ST_{t,j}} \leq P_{STj}^M \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_{ST} \quad (11)$$

- limiti sulla massima potenza degli stoccaggi elettrici:

$$-P_{SEj}^M \leq P_{SE_{t,j}} \leq P_{SEj}^M \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_{SE} \quad (12)$$

I valori di $P_{C_{thj}}^M$ e P_{Gj}^M sono da intendersi come le massime quantità offerte, non coincidenti, in generale, con i massimi tecnici: il gestore della microgrid deve, infatti, riservarsi, come è stato detto, una quota di energia per i servizi ausiliari, da distribuire tra le unità produttrici tenendo conto delle loro caratteristiche dinamiche.

Il modello può trattare anche carichi controllabili.

Si supponga, per semplicità, di trattare solo carichi elettrici.

Sia Ω_{DV} l'insieme dei carichi variabili e Ω_{DSH} l'insieme dei carichi shiftabili.

Se Ω_{DF} è l'insieme dei carichi non controllabili, l'insieme di tutti i carichi rimane Ω_{De} unione degli insiemi Ω_{DV} , Ω_{DSH} e Ω_{DF} .

Nelle equazioni di bilancio elettrico (2) è, allora:

$$\sum_{j \in \Omega_{De}} P_{De_{t,j}} = \sum_{j \in \Omega_D} P_{DF_{t,j}} + \sum_{j \in \Omega_D} P_{DV_{t,j}} + \sum_{j \in \Omega_D} P_{DSH_{t,j}} \quad (13)$$

con

$$t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_D$$

ove $P_{DV_{t,j}}$ e $P_{DSH_{t,j}}$ sono la potenza del j-mo carico variabile e del j-mo carico shiftabile, rispettivamente, nell'ora t.

Se il modello considera carichi variabili

$$P_{DV_j}^m \leq P_{DV_{t,j}} \leq P_{DV_j}^M \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_{DV} \quad (14)$$

$$\sum_{t=1}^{24} P_{DV_{t,j}} = P_{DV_j}$$

ove $P_{DV_j}^m$ e $P_{DV_j}^M$ sono i limiti di variabilità e P_{DV_j} è la richiesta di energia complessivamente consumata.

Più complesso è il modello se presenta carichi shiftabili.

Se esso ha un profilo DSH_s per ciascuna ora del sottoinsieme S , contenuto in T , in cui è definito, è:

$$P_{DSH_{t,j}} = \sum_{s=1}^S DSH_s \cdot u_{(t-s+1),j}^{SH}$$

$$t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_{DSH} \quad (15)$$

$$\sum_{t=1}^{T-(S-1)} u_{t,j}^{SH} = 1$$

con $u_{t,j}^{SH}$ variabile binaria che assume il valore unitario se il carico incomincia ad essere alimentato all'inizio dell'ora t per le successive T ore, e valore nullo altrimenti.

Come è stato detto, il modello descritto, consente di ricavare le curve di offerta da presentare, ora per ora, nel mercato, corrispondenti con gli andamenti della potenza elettrica oraria scambiata con la rete di distribuzione in funzione del prezzo.

2.2 Determinazione dello stato della microgrid

Se le offerte presentate in borsa sono tutte accettate, gli esiti del mercato forniscono i valori $P_{grid_t}^*$ e ρ_t^* in ogni ora del giorno.

Lo stato della microrete per ciascuna ora è ricavato facilmente dalla lettura dei risultati del modello precedentemente descritto corrispondente al prezzo di borsa.

I livelli degli stoccaggi e la richiesta dei carichi controllabili sono assunti come dati del successivo sottoproblema.

2.3 Unit Commitment

Si devono stabilire, adesso, le unità da mettere in servizio ora per ora assumendo come domanda:

$$P'_{D_{th,t,j}} = \sum_{j \in \Omega_{D_{th}}} P_{D_{th,t,j}}^* \pm \sum_{j \in \Omega_{ST}} P_{ST,t,j}^* \quad t = 1, \dots, 24 \quad (16)$$

$$P'_{D_{e,t,j}} = \sum P_{D_{e,t,j}}^* \pm P_{grid}^* \pm \sum P_{SE,t,j}^*$$

La funzione obiettivo deve tener conto, ora, anche dei costi connessi all'avviamento e all'arresto delle unità.

I costi di avviamento rappresentano la spesa necessaria per portare on-line l'unità di produzione. Essi comprendono il costo del combustibile necessario per avviare la turbina, il costo di manutenzione per l'avviamento ed il costo del combustibile per avviare la caldaia, questo ultimo funzione del numero di ore per cui l'unità è stata spenta prima dell'avviamento stesso.

Detto $\Omega = \Omega_G \cup \Omega_C$ l'insieme di tutte le unità di generazione elettrica, i costi di avviamento, all'ora t , per l'unità j -ma possono, pertanto, così esprimersi:

$$C_{t,j}^{avv} = k_j^1 + k_j^2 \left[1 - \exp\left(-\frac{x_{g_{t-1,j}}}{\tau_{d_j}}\right) \right] \quad (17)$$

con

$$k_j^1 = TS_j \cdot c_{comb} + MS_j \quad (18)$$

$$k_j^2 = BS_j \cdot c_{comb} \quad (19)$$

essendo:

- TS_j energia di avviamento della turbina (Turbine Start-up Energy);
- $x_{g_{t-1},j}$ numero di ore per cui l'unità j -ma è stata spenta prima dell'avviamento;
- $\tau_{d,j}$ coefficiente di raffreddamento della macchina termica (caldaia);
- c_{comb} costo unitario del combustibile;
- BS_j energia di avviamento della caldaia (Boiler Start-up Energy);
- MS_j costo di manutenzione per l'avviamento (Start-up Maintenance Cost).

Per piccole unità di generazione, con tempi di raffreddamento ($\tau_{d,j}$) trascurabili, il costo può essere considerato indipendente dalla durata del tempo di spegnimento ($x_{g_{t,j}}$).

I costi di spegnimento, $C_{t,j}^{arr}$, comprendenti fondamentalmente gli oneri di manutenzione e di refrigerazione per lo spegnimento, sono invece modellabili con delle costanti, indipendenti dalle ore per cui l'unità è rimasta accesa. Spesso assumono valori molto più bassi dei costi di avviamento e potrebbero essere trascurati.

Il problema di ottimizzazione può essere, allora, così formulato:

$$\min \sum_{t=1}^{24} \left\{ \begin{array}{l} \sum_{j \in \Omega} [C_j(P_{t,j}) \cdot u_{t,j} + C_j^{arr}(x_{t-1,j}) \cdot (1 - u_{t-1,j}) \cdot u_{t,j} + \\ + C_j^{arr}(1 - u_{t,j}) \cdot u_{t-1,j}] + \sum_{j \in \Omega_B} C_{B_j}(P_{B_{t,j}}) \cdot u_{B_{t,j}} \end{array} \right\} \quad (20)$$

ove $u_{t,j}$ e $u_{B_{t,j}}$ sono variabili binarie, che assumono il valore unitario se l'unità j -ma è accesa nell'ora t e valore nullo se è spenta.

La funzione è ottimizzata nel rispetto dei seguenti vincoli:

- vincoli di bilancio:

$$\sum_{j \in \Omega_C} P_{C_{th,t,j}} \cdot u_{C_{t,j}} + \sum_{j \in \Omega_B} P_{B_{t,j}} \cdot u_{B_{t,j}} = P'_{D_{th,t,j}} \quad t = 1, \dots, 24 \quad (21)$$

$$\sum_{j \in \Omega_C} \eta_j \cdot P_{C_{th,t,j}} \cdot u_{C_{t,j}} + \sum_{j \in \Omega_G} P_{G_{t,j}} \cdot u_{G_{t,j}} = P'_{D_{e,t,j}}$$

ove $u_{G_{t,j}}$ e $u_{C_{t,j}}$, sono ancora variabili binarie, con lo stesso significato delle precedenti;

- limiti di capacità per le unità di generazione elettrica:

$$P_j^M \cdot u_{t,j} - P_{t,j} \geq 0 \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega \quad (22)$$

$$P_{t,j} - P_j^m \cdot u_{t,j} \geq 0$$

- limiti di capacità per le caldaie:

$$P_B^M \cdot u_{B_{t,j}} - P_{B_{t,j}} \geq 0 \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega_B \quad (23)$$

$$P_{B_{t,j}} - P_{B_j}^m \cdot u_{B_{t,j}} \geq 0$$

- limiti sulla disponibilità di potenza per i servizi ausiliari

$$\sum_{j \in \Omega} R_{S_j}^M \cdot u_{t,j} \geq R_t \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega \quad (24)$$

ove $R_{S_j}^M = P_j^M - P_j$ è il massimo contributo della j -ma unità e R_t è la disponibilità richiesta nell'ora t ;

- limiti sulle emissioni

$$\sum_{t=1}^{24} E_{t,j} \cdot u_{t,j} \leq E' \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega \quad (25)$$

$$E_{t,j}(P_{g_{t,j}}) = \sum_{j \in \Omega_g} 10^{-2}(\alpha_j + \beta_j P_{t,j} + \gamma_j P_{t,j}^2) + \zeta_j e^{\lambda_j P_{j,t}} \quad (26)$$

ove $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \zeta_j$ sono coefficienti dipendenti dalle caratteristiche emissive di ciascuna unità

- limiti di rampa

$$R_{up_j} - (P_{t,j} - P_{t-1,j}) \geq 0 \quad t = 1, \dots, 24; j \in \Omega \quad (27)$$

$$R_{dn_j} - (P_{t,j} - P_{t-1,j}) \geq 0$$

dove R_{up_j} rappresenta il gradiente di presa di carico da un'ora alla successiva e R_{dn_j} il gradiente di perdita di carico da un'ora alla successiva per la j -ma unità;

- limiti sui tempi di minimo funzionamento (minimum up time) e spegnimento (minimum down time):

$$\begin{aligned} (T_j^{on} - y_{g_{t-1,j}}) \cdot (u_{t,j} - u_{t-1,j}) &\geq 0 \\ t=1, \dots, 24; j \in \Omega & \quad (28) \\ - (T_j^{off} - x_{g_{t-1,j}}) \cdot (u_{t,j} - u_{t-1,j}) &\geq 0 \end{aligned}$$

che esprimono, rispettivamente, il fatto che l'unità si può spegnere nell'ora corrente se ha funzionato per un certo tempo T_j^{on} e che si può avviare per averla in funzione nell'ora corrente se è stata ferma per un tempo minimo T_j^{off} .

Per le variabili esprimenti il numero di ore per cui l'unità è rimasta spenta prima dell'avviamento ($x_{g_{t-1,j}}$) ed il numero di ore per cui l'unità è rimasta accesa prima dello spegnimento ($y_{g_{t-1,j}}$), devono ovviamente valere le seguenti relazioni:

$$\begin{aligned} x_{g_{t,j}} &= (x_{g_{t-1,j}} + 1) \cdot (1 - u_{t,j}) \\ t=1, \dots, 24; j \in \Omega & \quad (29) \\ y_{g_{t,j}} &= (y_{g_{t-1,j}} + 1) \cdot u_{t,j} \end{aligned}$$

2.4 Ripartizione delle potenze termoelettriche (OPF)

Avendo considerato il sistema sbarra, la soluzione prospettata non è fisicamente realizzabile. È una soluzione, infatti, che non considera le perdite di rete e non fornisce alcuna indicazione sul reattivo occorrente. È necessario⁴, inoltre, verificare la presenza di congestioni e risolverle.

⁴Si ha una situazione di *congestione* quando il sistema si porta a funzionare in corrispondenza di qualche suo limite operativo.

Si deve, allora, note che siano le unità termoelettriche in servizio, effettuare, ora per ora, la ripartizione della produzione delle varie unità termoelettriche portando in conto la rappresentazione della rete.

Si indichi con Ω_N l'insieme degli N nodi della rete oltre il neutro, tra i quali è compreso il nodo di connessione alla rete di distribuzione in cui risulta nota la potenza attiva scambiata. $P_{grid,t}^*$ e in cui è fissato il modulo della tensione.

Si indichi, inoltre, con Ω_{N_g} l'insieme degli N_g nodi ove esiste generazione, con P_{g_i} la potenza generata nel nodo i -esimo e con P_{d_i} il carico di nodo che, nel caso più generale, è :

$$P_{d_i} = P_{De_i} \pm P_{SE_i} - P_{FER_i} \quad (30)$$

essendo:

- P_{g_i} e Q_{g_i} potenza attiva e reattiva di generazione nel nodo i , rispettivamente;
- P_{d_i} e Q_{d_i} potenza attiva e reattiva di carico nel nodo i , rispettivamente;
- V_i e δ_i modulo e fase della tensione nel nodo i ;
- Y_{ik} e Θ_{ik} modulo e fase dell'elemento (i, k) della *matrice delle ammettenze nodali*;

il problema di ottimizzazione può essere così formulato:

$$\min \sum_{i=1}^{N_g} C_{V_i} (P_{g_i}) \quad (31)$$

sottoposto ai vincoli di uguaglianza costituiti dalle equazioni di rete:

$$P_{g_i} - P_{d_i} = V_i \sum_{k=1}^N V_k Y_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k - \Theta_{ik}) \quad i \in \Omega_N \quad (32)$$

$$Q_{g_i} - Q_{d_i} = V_i \sum_{k=1}^N V_k Y_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k - \Theta_{ik}) \quad i \in \Omega_N \quad (33)$$

e ai seguenti vincoli di disuguaglianza:

- limiti sulle tensioni nodali:

$$V_i^m \leq V_i \leq V_i^M \quad i \in \Omega_N \quad (34)$$

- limiti sulle potenze attive, reattive ed apparenti di generazione:

$$P_{g_i}^m \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^M \quad i \in \Omega_{N_g} \quad (35)$$

$$Q_{g_i}^m \leq Q_{g_i} \leq Q_{g_i}^M \quad i \in \Omega_{N_g} \quad (36)$$

$$(P_{g_i}^2 - Q_{g_i}^2) \leq (S_{a_i}^M)^2 \quad i \in \Omega_{N_g} \quad (37)$$

- limiti sulle correnti di linea:

$$\frac{\sqrt{V_i^2 + V_k^2 - 2V_i V_k \cos(\delta_i - \delta_k)}}{z_{ik}} \leq I_{ik}^M \quad i \in \Omega_N, k \in \Omega_{l_i} \quad (38)$$

ove z_{ik} è il modulo dell'impedenza del collegamento i-k e Ω_{l_i} rappresenta l'insieme dei nodi collegata direttamente al nodo i-esimo.

- limiti sugli sfasamenti fra tensioni di nodi contigui:

$$\delta_i - \delta_k \leq \Delta^M \quad i \in \Omega_N, k \in \Omega_{l_i} \quad (39)$$

3. *Struttura di controllo*

Il controllore centrale (dispacciatore), in comunicazione con tutti gli attuatori e i sensori della rete, impartisce ordini a tutti gli altri dispositivi e riceve da essi informazioni sullo stato in base alle quali stabilisce le azioni di controllo.

L'applicazione del modello richiede una struttura di controllo del tipo indicata nella Fig. 5.2.

Deve essere previsto un database (di seguito DB, **blocco 2**) in cui si raccolgono le informazioni che provengono dalla grid (per esempio da sistemi di misura distribuiti sulla rete), dati numerici (ad esempio, i prezzi dei combustibili, i prezzi dell'energia elettrica) ed altri dati utili agli operatori al fine di prendere delle decisioni. Il database possiede le funzioni che consentono il calcolo di grandezze derivate (come medie orarie di grandezze). Inoltre possono essere inseriti i dati tecnici relativi alle diverse sorgenti distribuite (ad esempio dati quali P_m , PM di un generatore come ad esempio una microturbina).

Al database arrivano sia la previsione del carico orario su un orizzonte temporale di 24 ore sia la previsione di brevissimo termine (15 minuti o eventualmente anche meno).

Al database arrivano le previsioni di produzione orarie sull'orizzonte temporale delle 24 ore (aggiornate per il tempo reale) delle fonti rinnovabili non programmabili ed intermittenti come il vento o il sole.

Il **blocco 3** è composto dalle DER (tra cui ricordiamo esserci anche carichi e stoccaggi oltre che generatori) con i rispettivi controlli locali (LC). Gli LC hanno il compito di fornire informazioni aggiornate sulla disponibilità dei generatori, sui riferimenti tecnici (P_m , PM), lo stato corrente degli accumuli (ad esempio, la carica degli accumulatori, la massima energia erogabile nel successivo quarto d'ora).

Tutte queste informazioni passano, poi, al **blocco 1** che è il dispacciatore economico delle DER.

Dal dispacciatore economico, come risultato dell'ottimizzazione, escono innanzitutto le curve di offerta che vengono inviate ad una interfaccia che invia

informazioni e/o richieste ai controllori locali e agli operatori di mercato; successivamente escono i set point (da 2° e 3° modello), la lista delle unità da dispacciare, ora per ora, sulle 24 ore e (e poi sui 15 minuti) a cui si affiancano i set point di potenza.

FIG. 5.2 *Struttura di controllo*

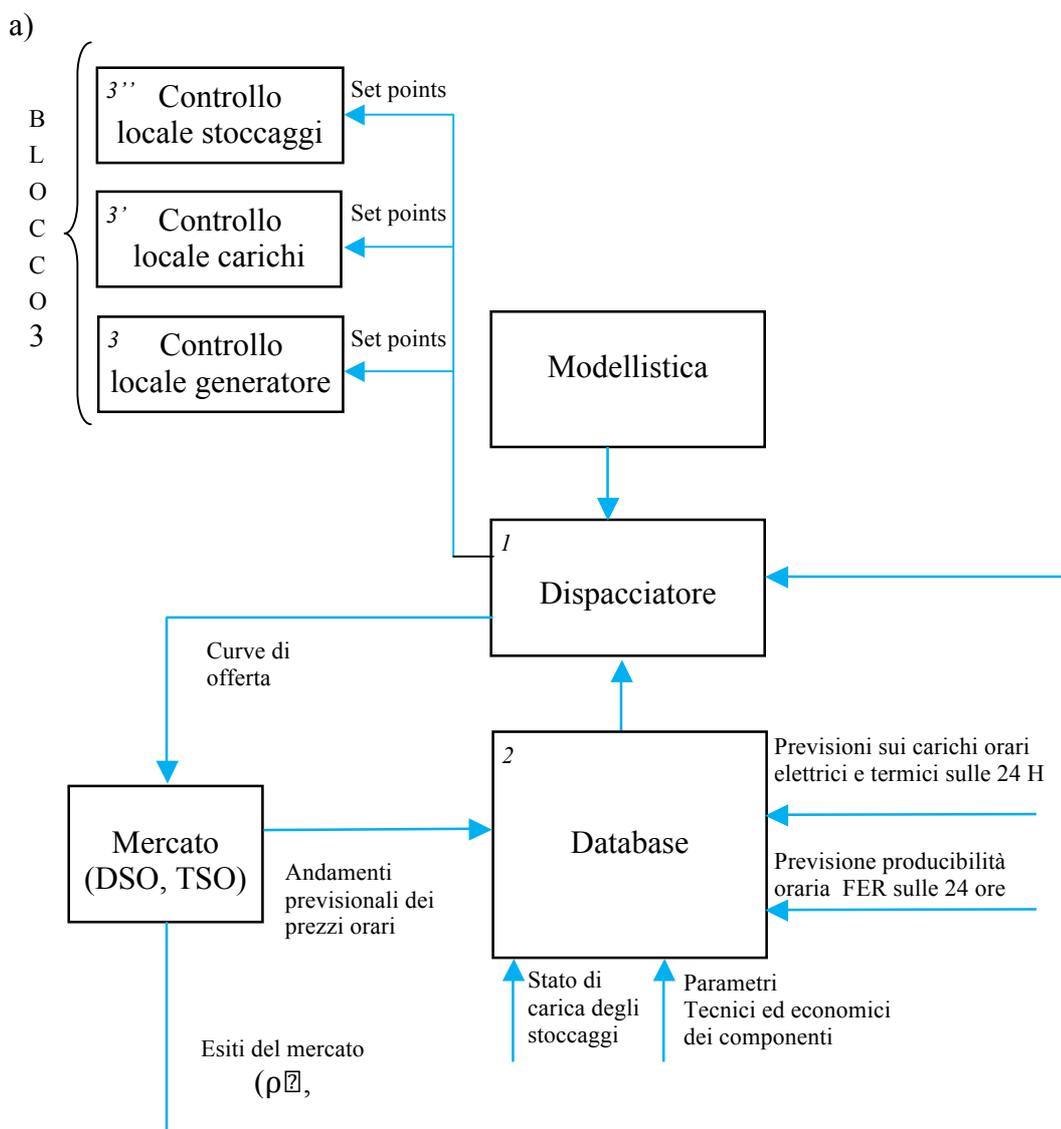


FIG. 5.2 *Struttura di controllo*

b)

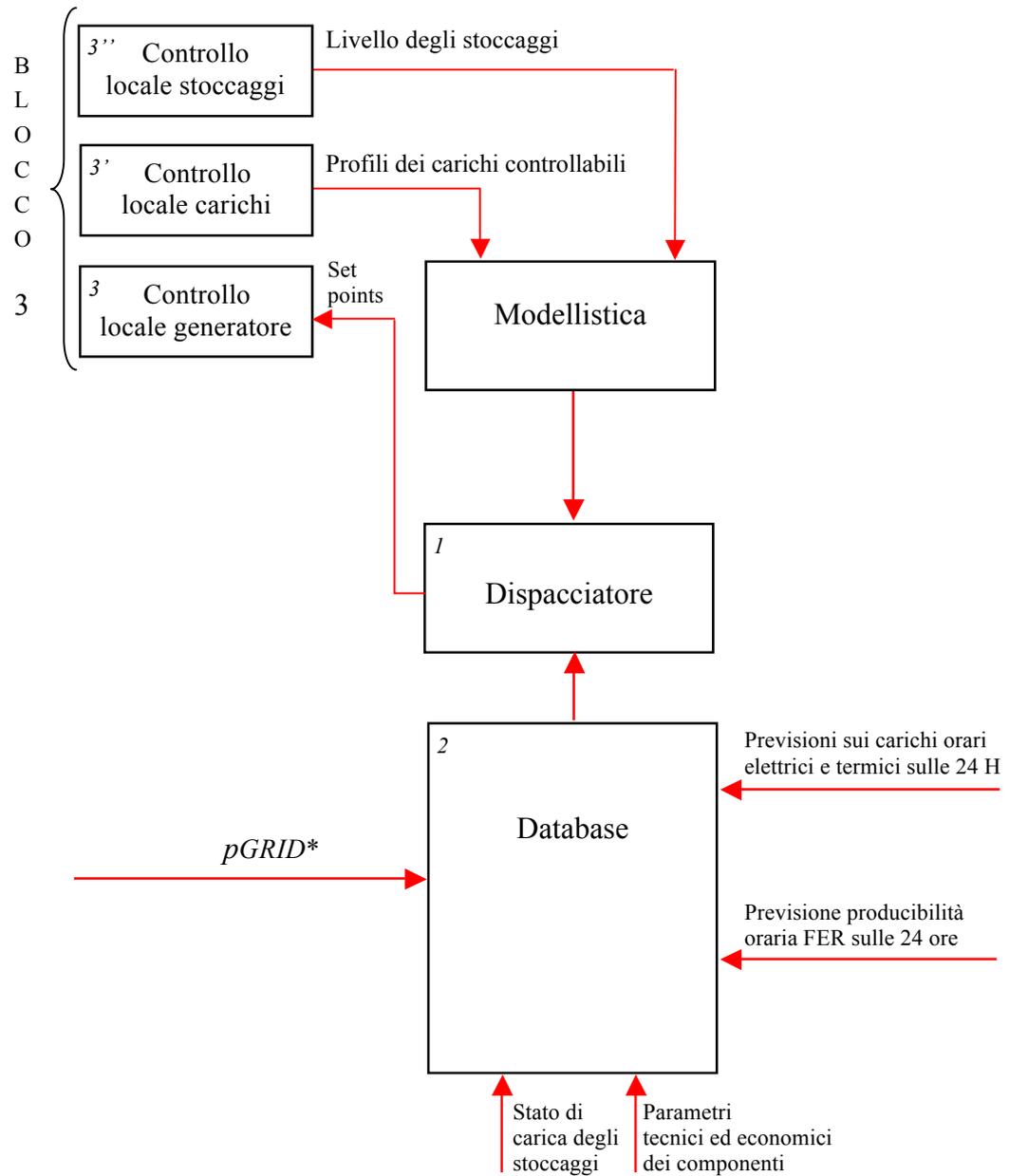
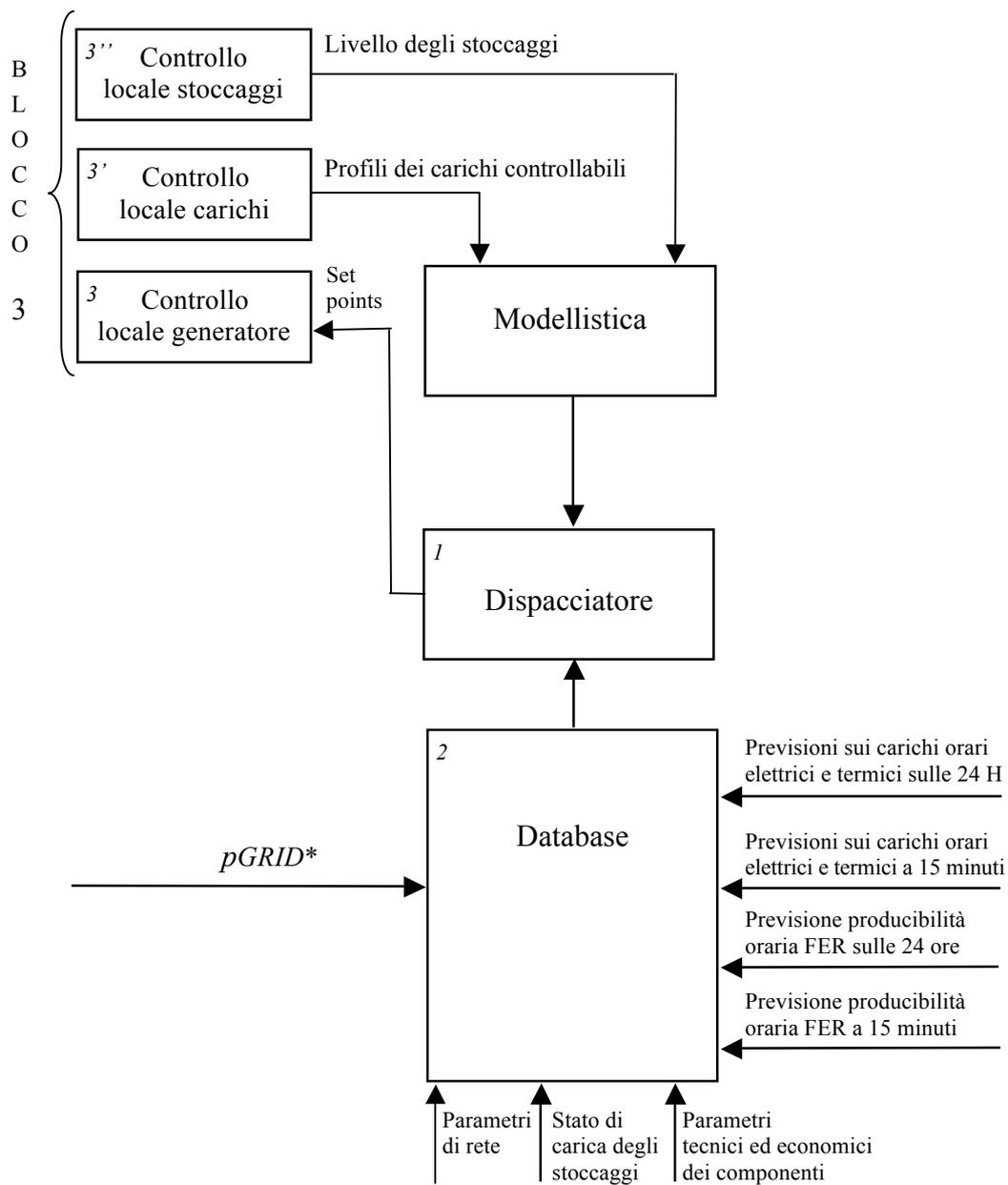


FIG. 5.2 *Struttura di controllo*

c)

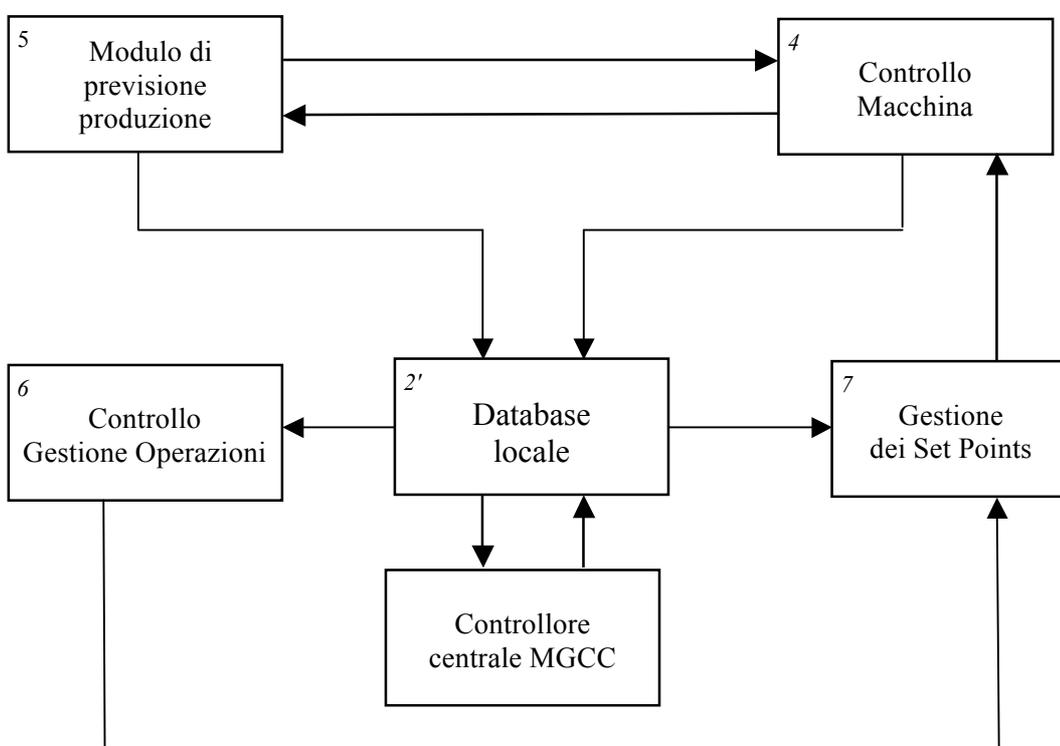


5.1.2 *Il Local Controller (LC) di un generatore (3)*

La struttura di un Local Controller associato ad un'unità di generazione è riportata nella Fig. 5.3.

Il controllo locale di una risorsa di generazione riceve dal controllo centrale i set point e invia eventuali allarmi e fornisce dati al controllore centrale.

FIG. 5.3 *Esempio di struttura di un LC di un'unità di generazione (3)*



Tutte queste informazioni provenienti dall'esterno vengono archiviate all'interno di un data base locale che, come per il controllore centrale, funge da fulcro informativo attorno al quale vengono svolte tutte le attività. Nel data base vengono anche archiviate tutte le misurazioni circa lo stato di funzionamento del

generatore locale provenienti dal **blocco 4**, le previsioni elaborate dal **blocco 5** ed eventuali segnali per modifiche nei set-point provenienti dal **blocco 7**.

Il **blocco 4** comprende il controllo di macchina dedicato, già inserito dal costruttore, con funzioni di regolazione, diagnostica ed allarmistica. Inoltre il controllo a bordo fornisce lo stato e le misurazioni del generatore.

Il **blocco 5**, invece, elabora le previsioni di generazione a partire dai dati circa il funzionamento del generatore inviatigli dal **blocco 4**. In base alle suddette previsioni sulle 24 h, si possono calcolare i margini di produzione della DER.

Il blocco controllo di gestione (**blocco 6**) riceve gli eventuali allarmi provenienti dal generatore ed in funzione di questo invia dei segnali al gestore dei set point (**blocco 7**). Il suddetto gestore, a sua volta, altera i set point indirizzati verso la macchina e/o verso il resto dell'impianto. Il blocco 6 consente di impostare una certa modalità di funzionamento per il DER (per esempio: inseguimento termico o elettrico per una microturbina). Questo comando proveniente dal **blocco 8** può essere inibito dal gestore dei set point in caso di:

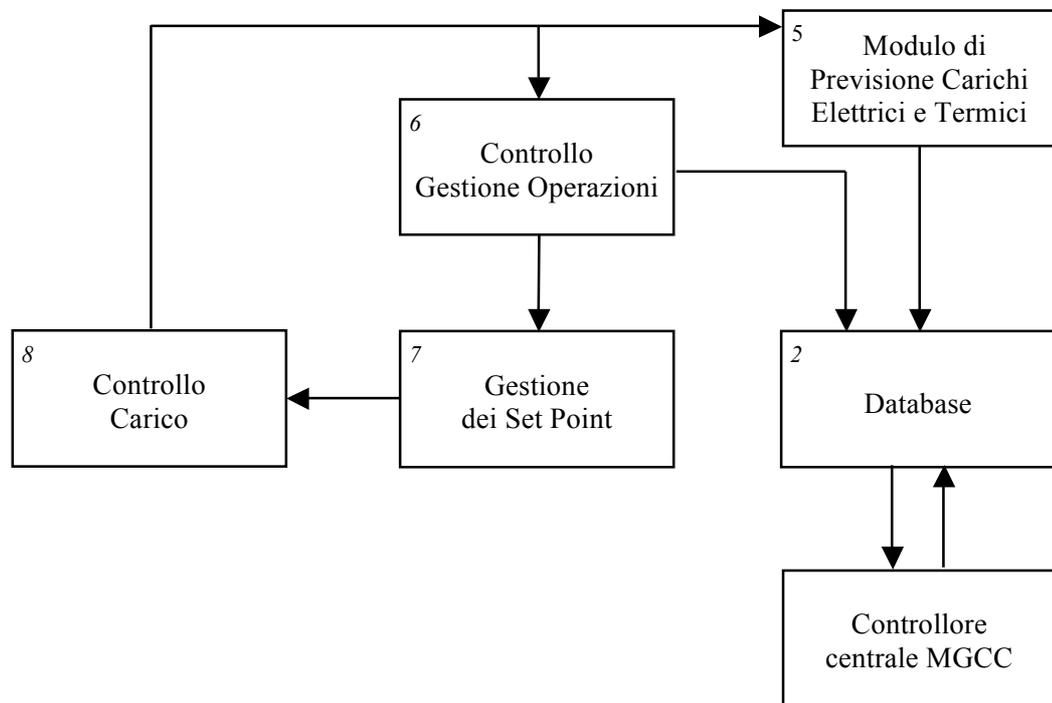
- un aggiornamento dei set point provenienti dal controllo centrale;
- allarmi provenienti dal controllo macchina dell'impianto locale.

Il gestore dei setpoint deve quindi possedere una lista di priorità tra i segnali che riceve in ingresso. Infatti, un allarme ha la precedenza su qualunque altro ingresso, il set point proveniente dall'MCC ha la precedenza sul comando proveniente dal **blocco 8**, in quanto modifica i riferimenti avendo come obiettivo la sicurezza globale della microrete (ad esempio aggiusta i set point per migliorare il profilo di tensione della microgrid).

5.1.4 Il Local Controller (LC) di un carico (3')

Per quanto riguarda, infine, la struttura del controllo di un carico possiamo dire che questa è veramente molto simile a quella di un generatore (Fig. 5.4).

FIG. 5.4 *Esempio di struttura di un LC di un carico 3'*

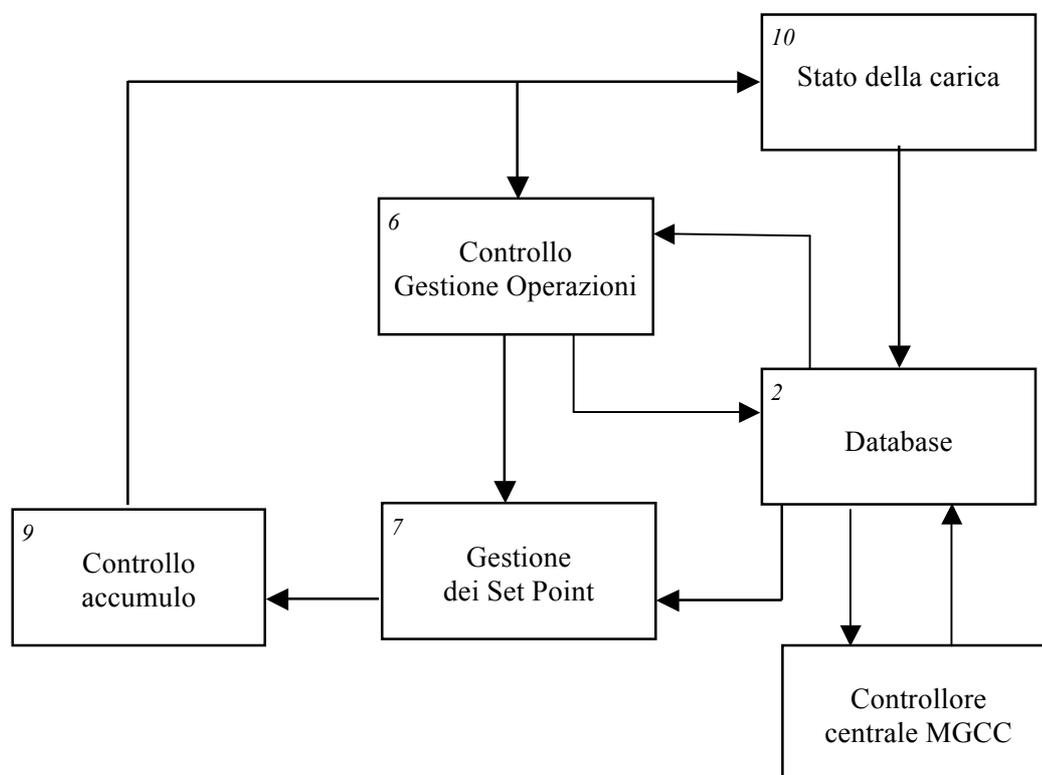


Gli elementi presenti all'interno dell'LC, infatti, sono praticamente gli stessi con la differenza di avere un controllo di carico al posto di quello di macchina, l'eliminazione di informazioni in ingresso circa i prezzi dei combustibili e la mancanza di previsioni di produzione. Per il resto tutto rimane uguale. Naturalmente, l'ottimizzatore economico non presenterà all'MCC delle offerte di produzione ma di eventuale taglio dei carichi.

5.1.3 *Il Local Controller (LC) di un accumulatore*

Il controllo locale degli accumuli presenta alcuni aspetti peculiari rispetto al caso precedente, per cui è conveniente introdurre un nuovo schema di controllo locale per gli accumuli (Fig. 5.5).

FIG. 5.5 Esempio di struttura di un accumulo (3'')



Assume un ruolo determinante il **blocco 10** che fornisce lo stato di carica attuale degli accumuli, l'energia disponibile ed accumulabile. Il **blocco 7** del controllo di un generatore relativo alla previsione del carico non serve nel caso degli accumuli. Infatti gli accumuli, pur dotati di un controllore locale, hanno un compito di supporto alla rete, assumendo un ruolo particolarmente importante nel passaggio al funzionamento in isola. In questa prospettiva, l'accumulo (per esempio, una batteria) attraverso il proprio sistema di misura acquisisce lo stato di carica ed invia l'informazione del proprio stato di carica al controllo centrale. A questo punto, se quest'ultimo rileva che lo stato di carica è inaccettabilmente basso, invia un opportuno set-point al data base locale e ordina la ricarica dell'accumulo.

Il blocco controllo gestione operazione (blocco 6), oltre a sopperire alle funzioni già richiamate in precedenza, svolge anche una funzione di ottimizzazione locale, ossia esegue gli ordini che gli impartisce il controllore centrale, effettuando nel contempo l'ottimizzazione di una certa funzione obiettivo nel rispetto dei vincoli imposti dalle caratteristiche dell'accumulo (per esempio al fine di minimizzare l'usura dei componenti, oppure il costo della manovra stessa, ecc.). Si tratta quindi di un ottimizzatore locale tecnico-economico.

Nel caso di applicazioni di peak-shaving saranno sempre i **blocchi 6 e 7** a schedulare e gestire le operazioni attraverso i dati provenienti dal **blocco 10**, i prezzi dell'elettricità e le richieste del controllo centrale.

Capitolo sesto

Caso studio

1. Introduzione

In questo capitolo saranno presentati i risultati ottenuti dall'implementazione del primo modello (determinazione delle curve di offerta) per diversi possibili scenari.

Per la simulazione è stato utilizzato il programma MATLAB, e più specificatamente la funzione *fmincon*.

Nell'implementazione i carichi sono stati considerati fissi e noti.

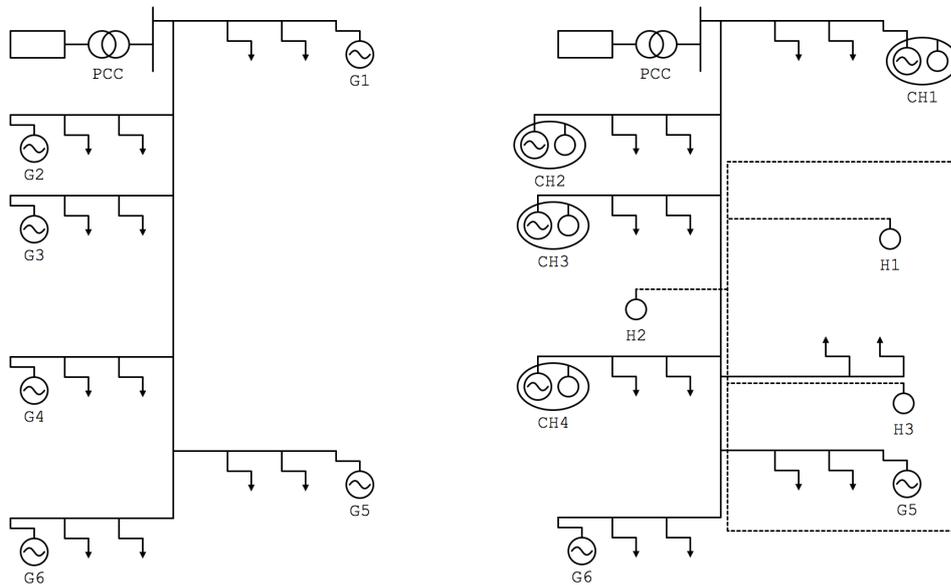
2. Descrizione dei casi

Nel lavoro di tesi sono stati analizzate quattro possibili situazioni:

- Caso 1: nella rete sono presenti unità di generazione per la produzione di sola energia elettrica (Fig. 6.1a);
- Caso 2: nella rete sono presenti unità di generazione per la produzione di energia sia elettrica che termica (Fig. 6.1b);
- Caso 3: nella rete sono presenti unità di generazione per la produzione di sola energia elettrica (Fig. 6.1c) e sistemi di accumulo elettrico;
- Caso 4: nella rete sono presenti unità di generazione per la produzione di energia sia elettrica che termica. In aggiunta al caso precedente, sono inseriti anche i sistemi di accumulo elettrico (Fig. 6.1d).

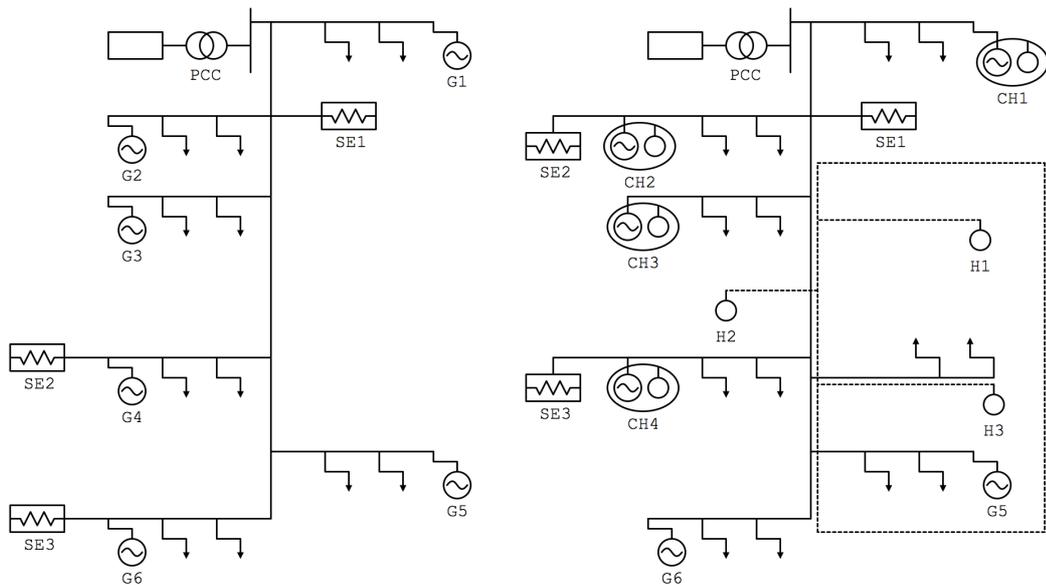
Quanto detto è rappresentato in Fig. 6.1.

FIG. 6.1 *I quattro casi analizzati*



a) Produzione di sola energia elettrica

b) Produzione di energia elettrica e termica



c) Produzione di sola energia elettrica con accumulo

d) Produzione di energia elettrica e termica con accumulo

Legenda

	Impianto di produzione di sola energia elettrica		Sistema di accumulo elettrico		Punto di interconnessione con la rete di distribuzione in MT
	Impianto di produzione di sola energia termica		Impianto cogenerativo		Carico
					Rete in MT

Nei primi due casi, la gestione viene fatta ora per ora (24 gestioni nella giornata), nel terzo, gli stoccaggi, introducendo vincoli di intertemporalità, comportano una sola risoluzione per le 24 ore.

Nel sistema sono presenti sei unità di generazione, le cui caratteristiche tecniche sono riportate nella Tab. 6.1.

Si fa notare che in presenza di rete sia termica che elettrica, tutte le unità di generazione funzioneranno in assetto cogenerativo, ad eccezione delle due turbine da 180 kW di potenza (rappresentate, nella Fig. 6.1, dai generatori 5 e 6).

TAB. 6.1 *Dati tecnici dell'impianto*

	<i>Bus</i>	<i>P_{min}</i> (kW)	<i>P_{max}</i> (kW)	(m€)	β (m€/kWh)	α (m€/kWh ²)
Impianto 400 kW	1	80	400	1054	21.63	0.0005
Impianto 400 kW	2	80	400	1054	21.63	0.0005
Microturbina tipo A (60 kW)	3	10	60	800	45.81	0.22222
Microturbina tipo B (60 kW)	4	10	60	461	51.6	0.1000
Impianto 180 kW	5	36	180	892	34.4	0.0021
Impianto 180 kW	6	36	180	892	34.4	0.0021

Nella Tab. 6.2 sono riportati i carichi orari sulle 24 ore; nella Tab. 6.3 sono, invece, riportati i prezzi del kWh zonali, minimi massimi e medi, ottenuti nelle diverse sessioni di mercato, ora per ora. I valori sono stati ottenuti attraverso l'analisi delle serie storiche.

Nella Fig. 6.2 sono, poi, rappresentati gli andamenti dei prezzi minimi massimi e medi nelle 24 ore.

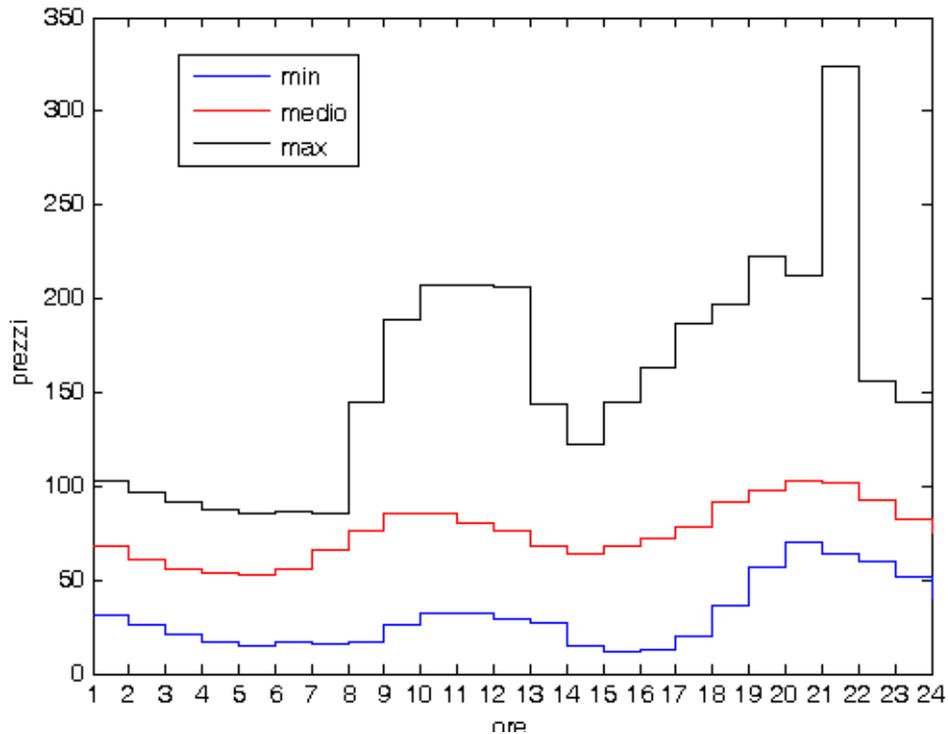
TAB. 6.2 *Carichi orari elettrici e termici*

<i>Ora</i>	<i>[kW]</i>	<i>[kW]</i>
1	440	320
2	440	295
3	440	275
4	440	275
5	440	495
6	740	605
7	1200	1350
8	1905	3560
9	2345	3570
10	2405	3690
11	2420	3625
12	2440	4095
13	2470	4125
14	2465	4300
15	2450	4255
16	2395	3950
17	2360	3905
18	2335	2605
19	1695	1695
20	1425	1680
21	1295	1425
22	955	1020
23	530	520
24	425	390

TAB. 6.3 *Range orario del prezzo zonale*

<i>Ora</i>	<i>Prezzo minimo [€/MWh]</i>	<i>Prezzo medio [€/MWh]</i>	<i>Prezzo massimo [€/MWh]</i>
1	30.7	68.5	102.6
2	25.7	60.6	96.6
3	21.4	56.1	92.0
4	17.3	53.3	87.0
5	14.9	52.9	85.7
6	16.6	56.2	86.8
7	16.1	65.8	85.5
8	16.6	76.6	145.1
9	26.4	85.3	188.8
10	32.7	85.7	207.0
11	32.2	80.5	207.1
12	29.5	75.8	206.5
13	27.2	68.2	143.9
14	15.2	64.5	121.9
15	12.1	67.6	144.5
16	12.8	72.0	163.7
17	20.2	78.7	186.6
18	36.5	91.1	196.6
19	56.9	98.0	222.3
20	69.9	103.0	211.9
21	64.1	101.9	324.2
22	60.0	92.9	156.3
23	52.0	82.5	144.4
24	39.1	73.9	101.7

FIG. 6.2 *Andamenti dei prezzi nelle 24 ore*



I casi, discussi nel seguito, sono stati analizzati tutti in situazione di produzione interna alla microgrid inferiore al carico.

Tuttavia, nei casi 1b e 3b, vengono presi in considerazione anche i casi in cui la produzione è superiore al carico richiesto.

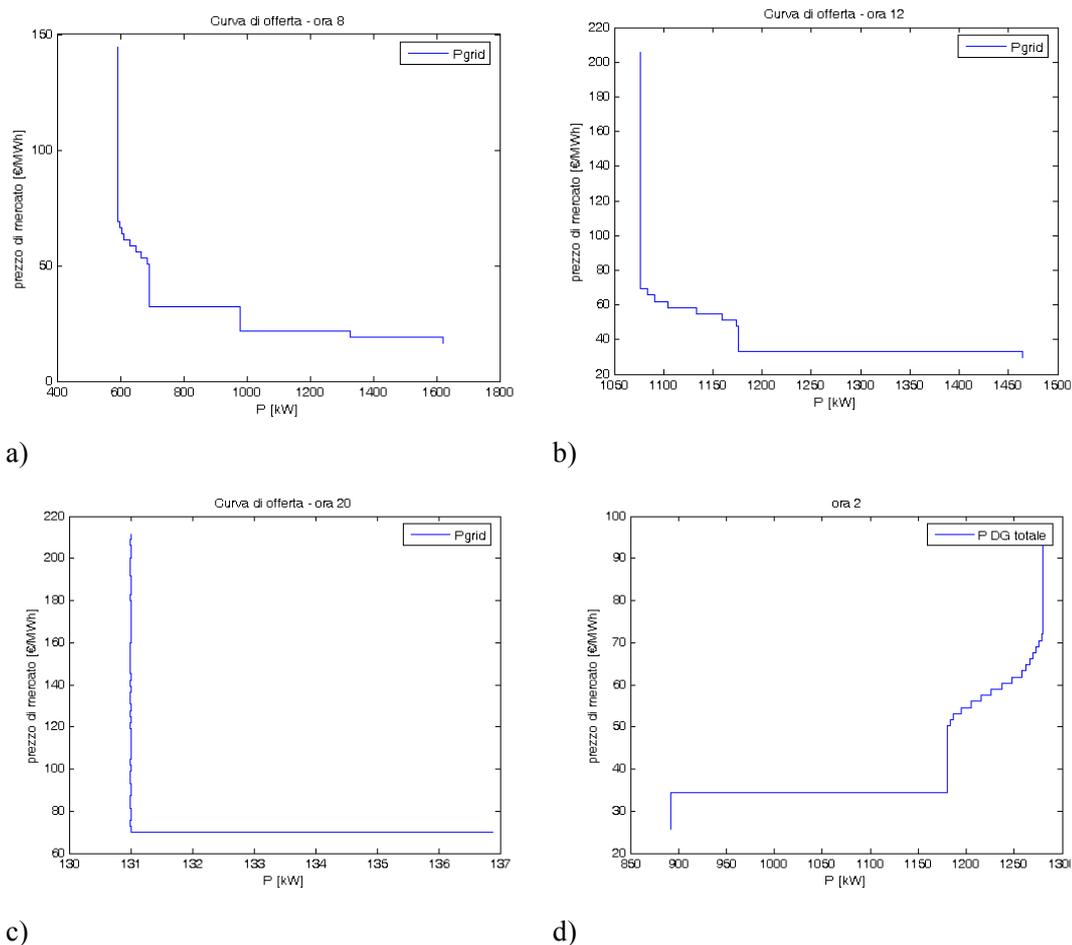
2.1 Rete con produzione di sola energia elettrica

Caso 1a (generazione < carico)

Vengono presentate curve di acquisto e vendita per quattro diversi bootstrap della giornata: alle ore 8, alle ore 12, alle ore 20 e alle ore 2.

La scelta non è stata casuale, ma siamo andati ad analizzare come si comporta il sistema in condizioni di massimo carico (ore piene) e in condizioni di minimo carico (ore vuote), oltreché in situazioni intermedie.

FIG. 6.3 *Curve di offerta nelle ore 8, 12, 20, 2.*



Le curve di offerta coincidono con gli andamenti della *Pgrid* in funzione del tempo, come mostrato in Fig. 6.3.

Nell'ora 8, nelle ore 12 e nelle 20 si hanno offerte in acquisto; nell'ora 2 si ha una offerta in vendita.

In corrispondenza della soluzione, si hanno le curve di offerta della DG totale (Fig. 6.4) e della potenza generata dalle singole unità (Fig. 6.5). In particolare, per quel che riguarda la potenza generata dalle unità, è interessante notare come i diversi impianti diano origine a curve molto diverse tra loro. Infatti, gli impianti più grandi presentano andamenti delle curve più dolci rispetto a quelli dei due impianti a 60 kW, che, invece, risentono molto delle variazioni dei prezzi.

FIG. 6.4 *Curve di offerta della DG nelle ore 8, 12, 20,*

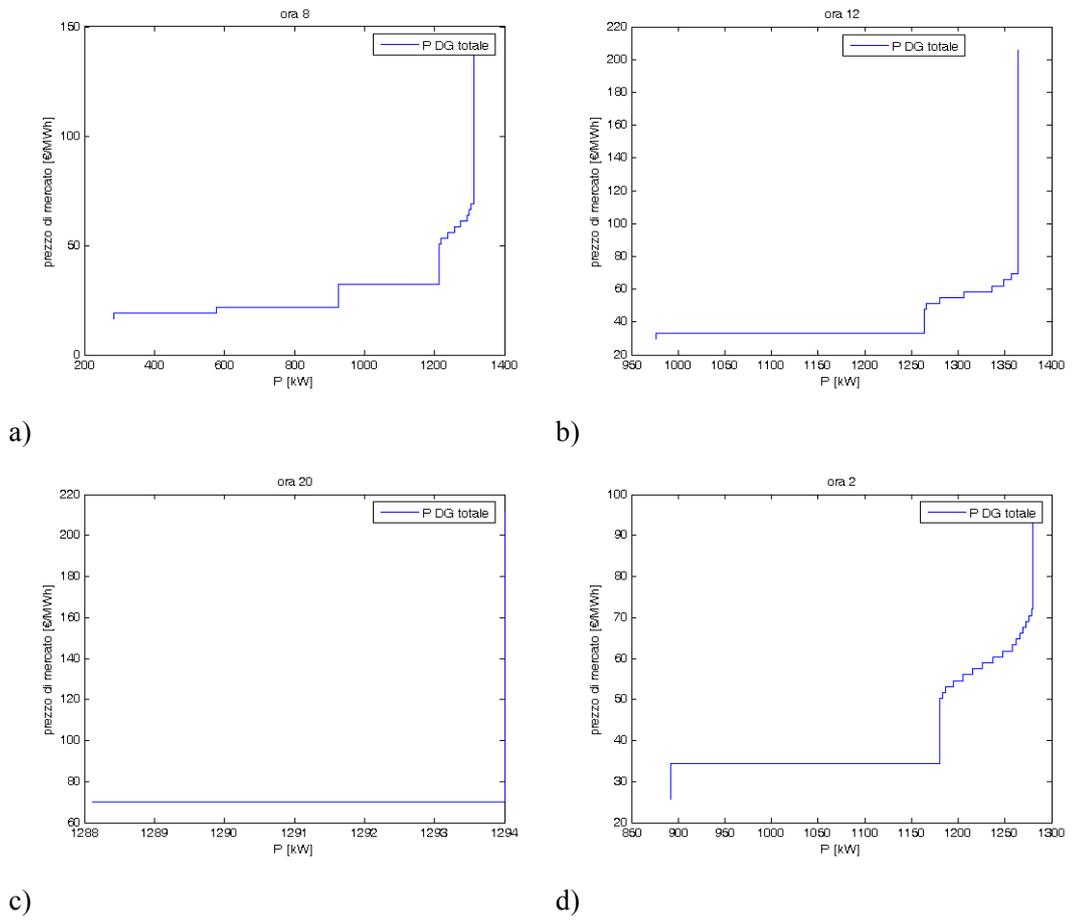
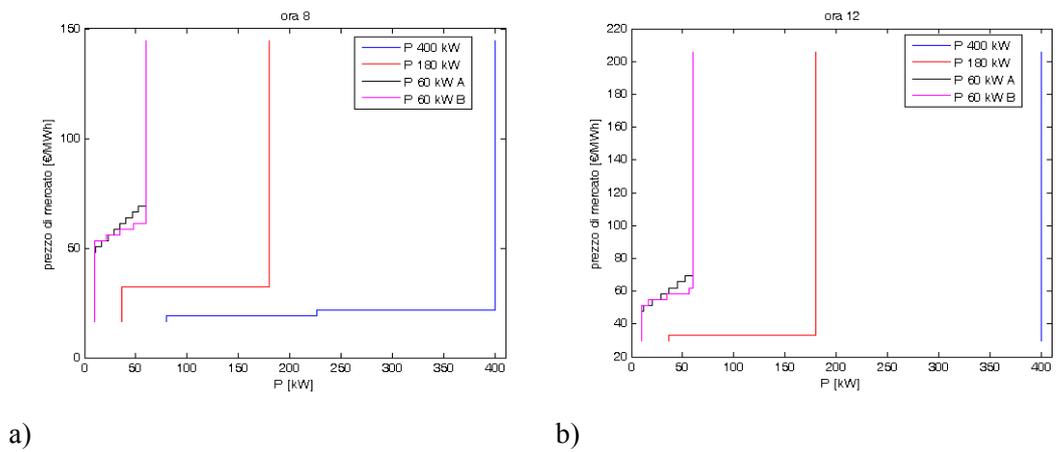
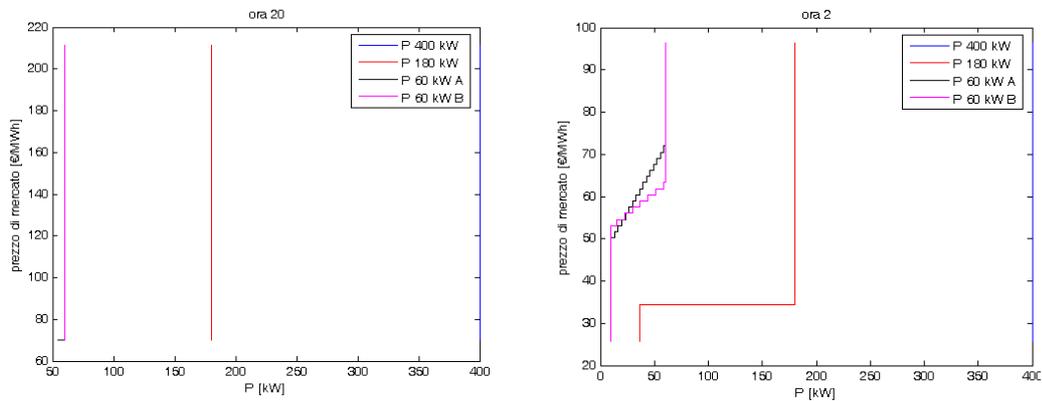


FIG. 6.5 *Potenza generata dalle singole unità nelle ore 8, 12, 20, 2*



segue FIG. 6.5 *Potenza generata dalle singole unità nelle ore 8, 12, 20, 2*



c)

d)

L'applicazione del modello, come si evince nella Tab. 6.4, genera una variazione del costo compreso tra 921 euro e 2385 euro, in corrispondenza di prezzo di mercato minimo e massimo, rispettivamente.

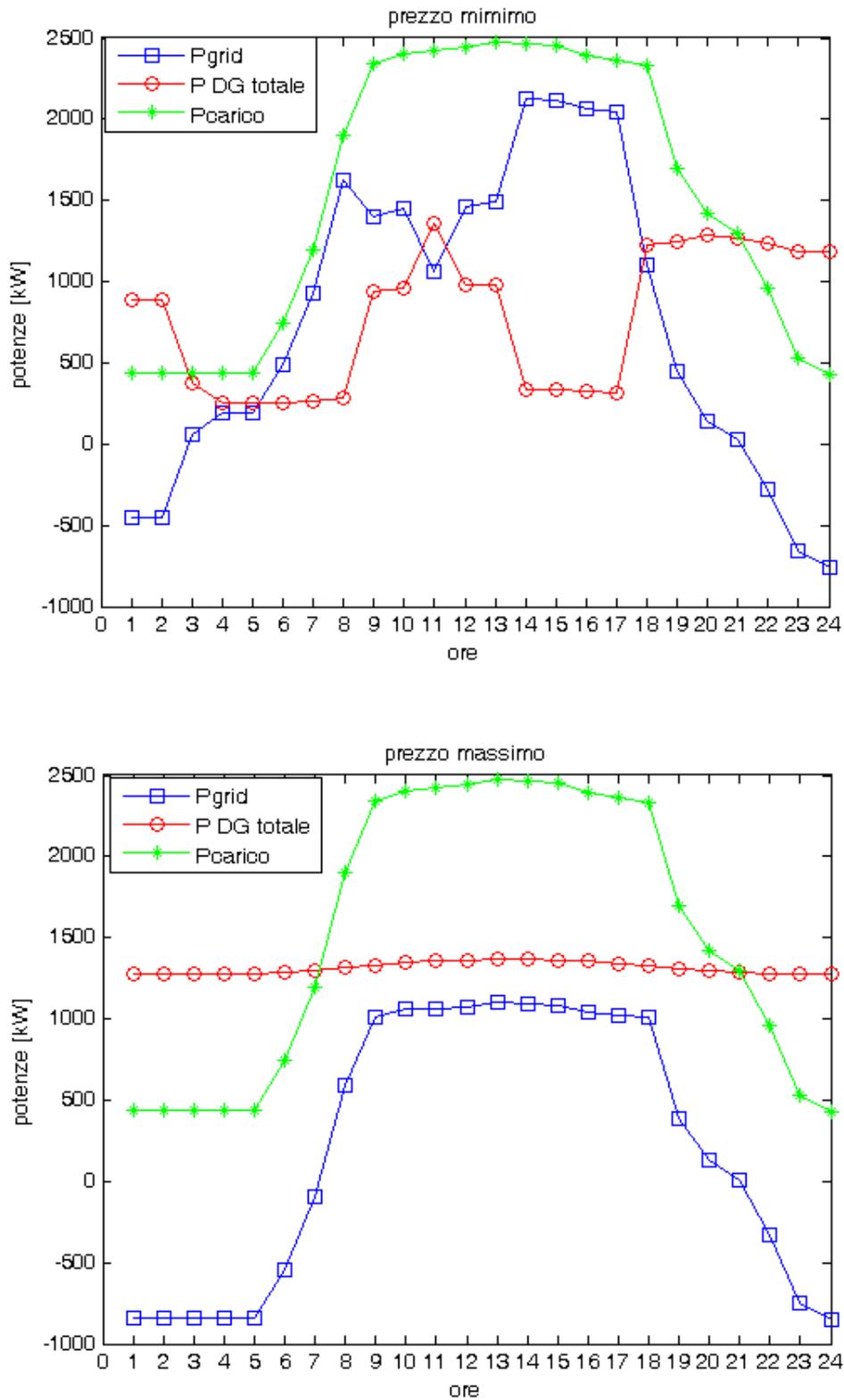
TAB. 6.4 *Valore della funzione obiettivo*

<i>Profilo di prezzo</i>	<i>Costo totale (funzione obiettivo) [€]</i>
Minimo	921
Massimo	2385

I prezzi sono positivi perché normalmente la microgrid acquista data la relazione tra carichi e capacità produttiva.

Nella Fig. 6.6 sono, inoltre, riportati gli andamenti nelle 24 ore, delle curve di costo in corrispondenza del prezzo minimo e del prezzo massimo.

FIG. 6.6 *Andamenti delle curve di costo*



Caso 1b (produzione di sola energia elettrica, produzione > carico)

Nel caso 1b valgono le stesse ipotesi del caso precedenti, ma questa volta la produzione interna alla microgrid supera il carico richiesto dalle utenze.

Si supporrà, infatti, una potenza massima di 1000 kW, con una produzione interna, invece, pari a 1380 kW. Nella Tab. 6.5 sono riportati i carichi orari sulle 24 ore.

TAB. 6.5 *Carichi orari elettrici e termici*

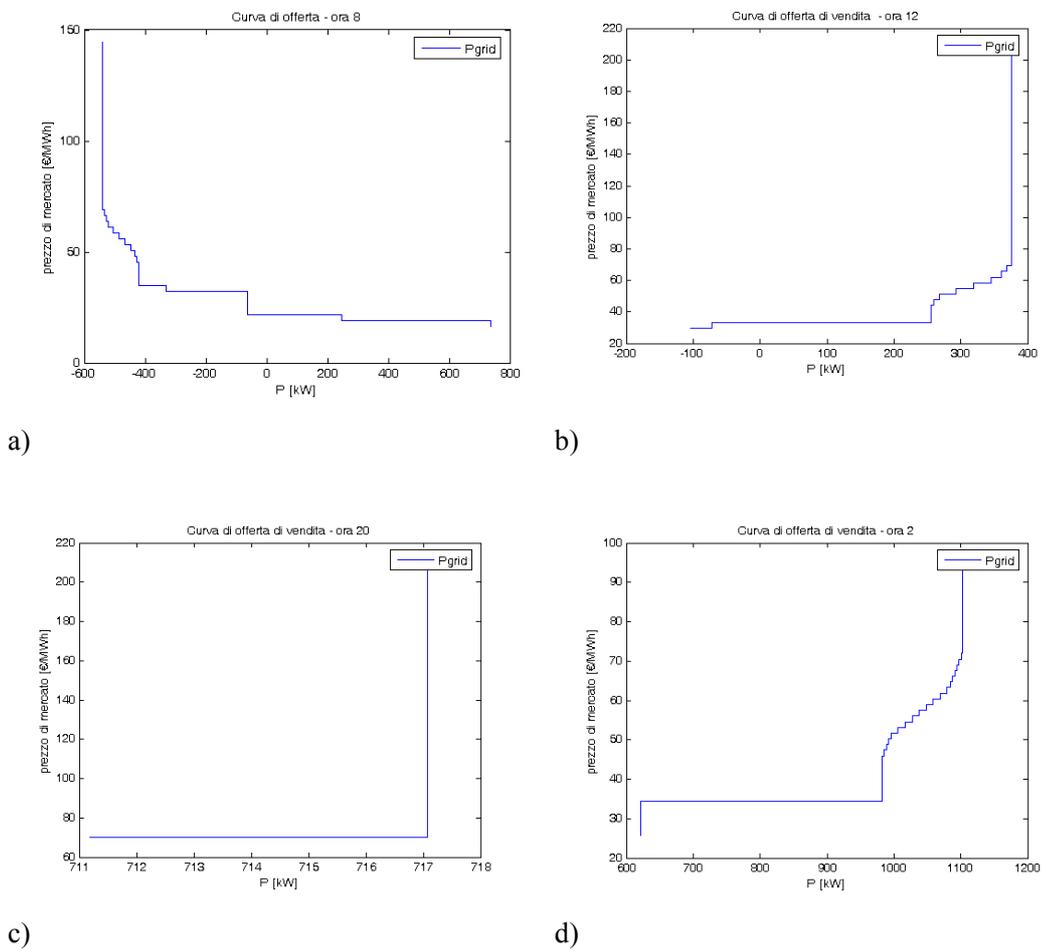
<i>Ora</i>	<i>P [kW]</i>	<i>Q [kW]</i>
1	178	320
2	178	295
3	178	275
4	178	275
5	178	495
6	740	605
7	300	1350
8	771	3560
9	949	3570
10	974	3690
11	980	3625
12	988	4095
13	1000	4125
14	998	4300
15	992	4255
16	970	3950
17	955	3905
18	945	2605
19	686	1695
20	577	1680
21	524	1425
22	387	1020
23	215	520
24	172	390

Anche in questo caso, vengono presentate curve di acquisto e vendita per quattro diversi bootstrap della giornata: alle ore 8, ore 12, ore 20 e alle ore 2.

Le curve di offerta coincidono con gli andamenti della *Pgrid* in funzione del tempo, come mostrato in Fig. 6.6.

Nell'ora 8, nelle ore 12 si possono avere offerte in acquisto; alle 20 e alle 2 si hanno offerte di vendita.

FIG. 6.7 *Curve di offerta nelle ore 8, 12, 20, 2*



In corrispondenza della soluzione, si hanno le curve di offerta della DG totale (Fig. 6.8) e alla potenza generata dalle singole unità (Fig. 6.9).

FIG. 6.8 *Curve di offerta della DG nelle ore 8, 12, 20, 2*

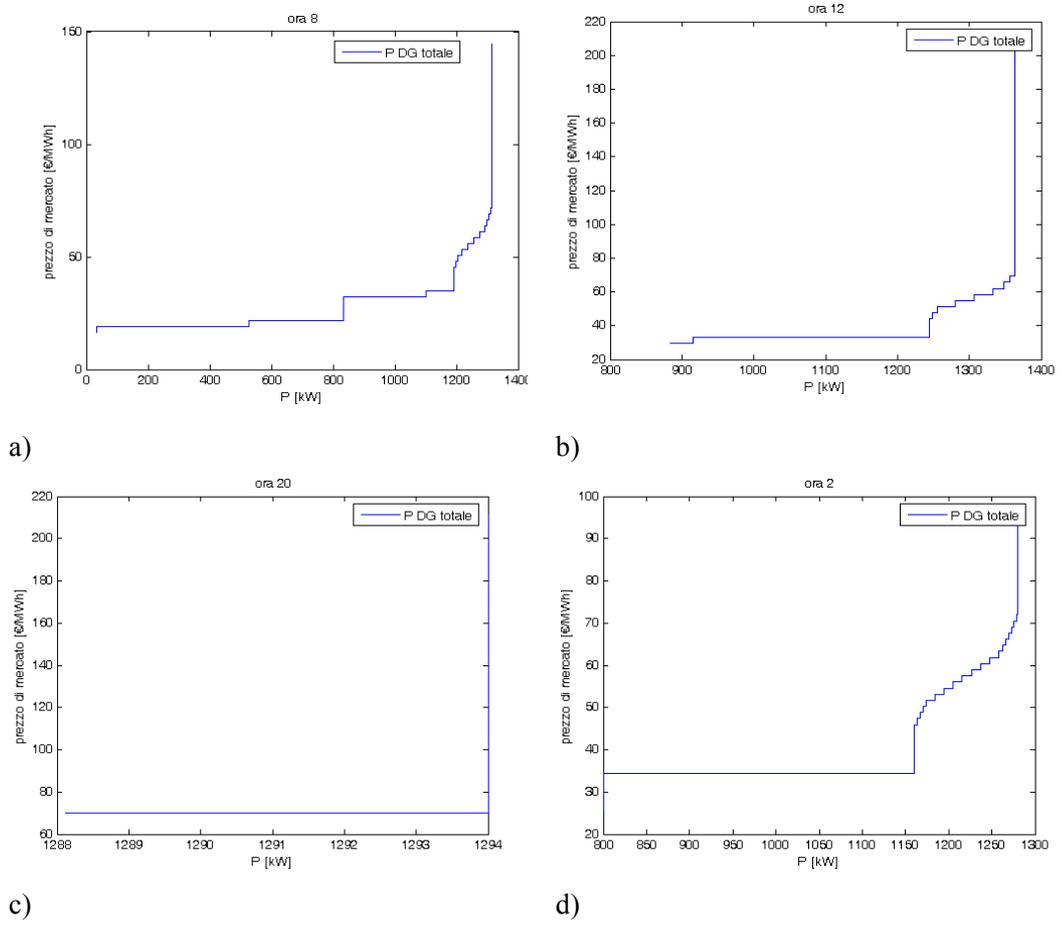
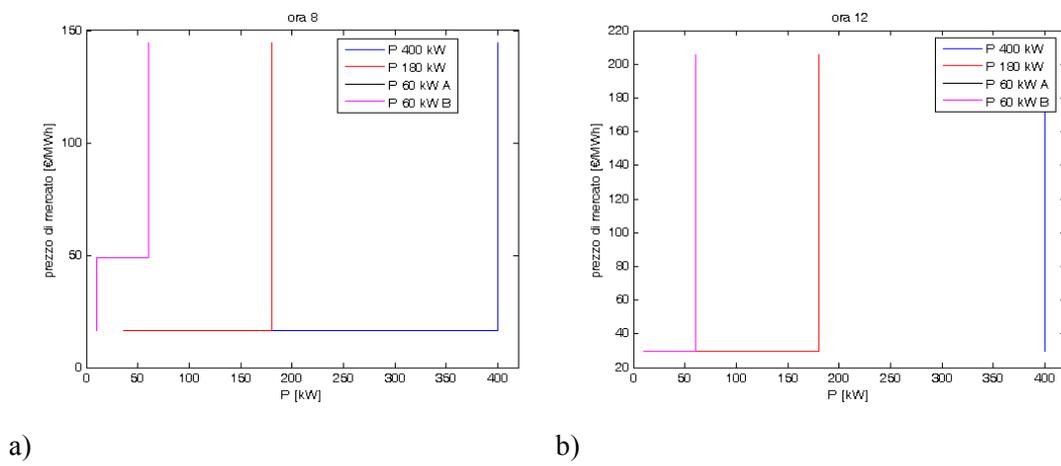
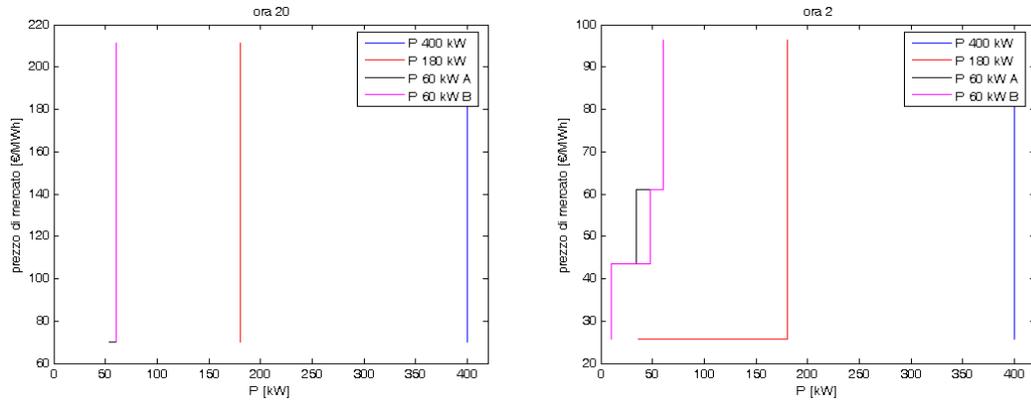


FIG. 6.9 *Potenza generata dalle singole unità nelle ore 8, 12, 20, 2*



segue FIG. 6.9 *Potenza generata dalle singole unità nelle ore 8, 12, 20, 2*



c)

d)

TAB. 6.6 *Valore della funzione obiettivo*

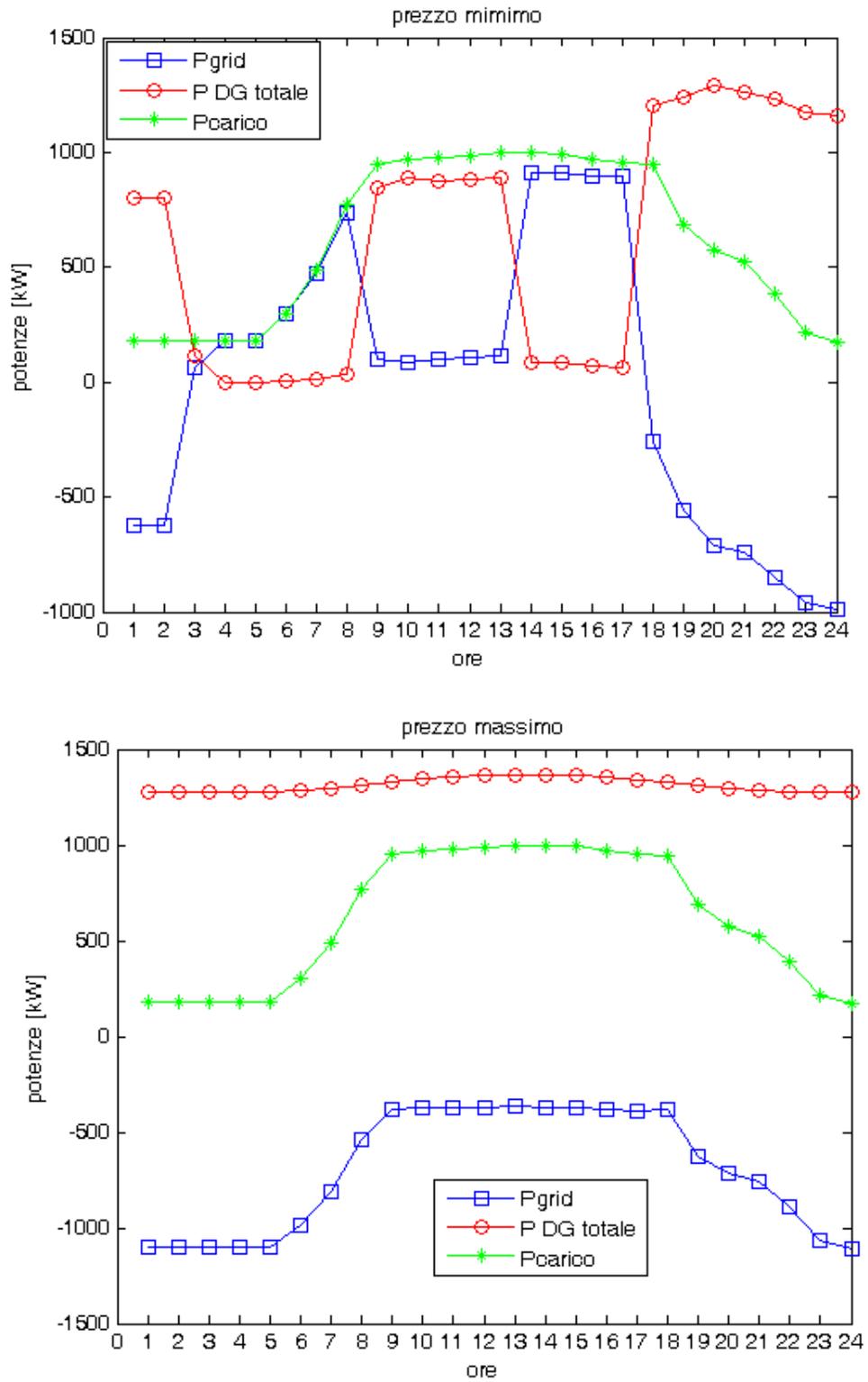
<i>Profilo di prezzo</i>	<i>Costo totale (funzione obiettivo) [€]</i>
Minimo	267
Massimo	- 1342

L'applicazione del modello, come si evince nella Tab. 6.6, genera una variazione del costo compreso tra 267 euro e -1342 euro, in corrispondenza di prezzo di mercato minimo e massimo, rispettivamente.

I prezzi sono positivi quando la microgrid acquista una quantità maggiore di quella che vende, negativi viceversa.

Nella Fig. 6.10 sono, inoltre, riportati gli andamenti nelle 24 ore, delle curve di costo in corrispondenza di prezzo minimo e prezzo massimo.

FIG. 6.10 *Andamenti delle curve di costo (dei prezzi)*



2.2 Produzione di energia sia elettrica che termica

Caso 2 (produzione < carico)

Nel caso 2, si considerano sia i carichi elettrici che quelli termici, anche in questo caso siamo in assenza di unità di stoccaggio.

In questo secondo scenario, esistendo la rete del calore, alcune unità prima descritte sono presenti in modalità cogenerativa. In particolare tutti gli impianti prima illustrati, ad eccezione delle microturbine da 180 kW, saranno in cogenerazione con un rendimento cogenerativo pari a 0,7. Il calore viene fornito oltre che dagli impianti cogenerativi anche da una caldaia le cui caratteristiche sono sintetizzate in Tab. 6.7.

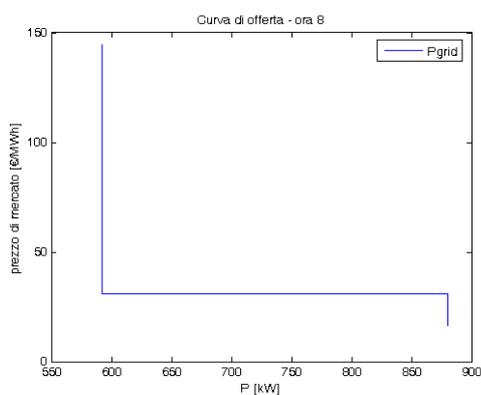
Le curve di offerta coincidono con le *Pgrid* in funzione del tempo, come mostrato in Fig. 6.11.

In corrispondenza della soluzione, si hanno le curve di offerta della DG totale e la potenza generata dalle singole unità (Fig. 6.12).

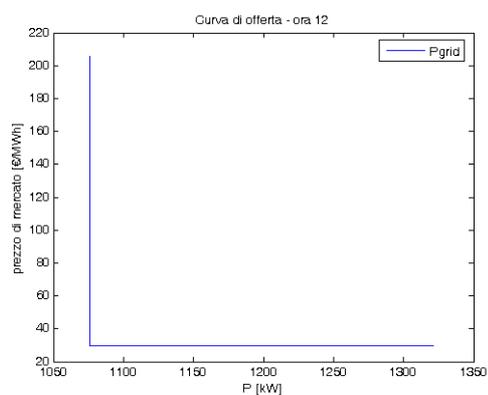
TAB. 6.7 *Parametri tecnici della caldaia*

	(kW)	(kW)	(m€/h)
Caldaia	0	4000	0,063

FIG. 6.11 *Curve di offerta nelle ore 8, 12, 20, 2*

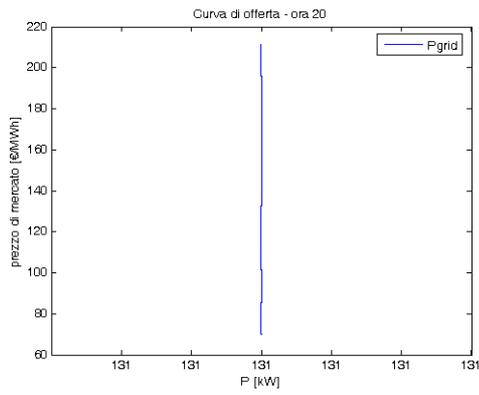


a)

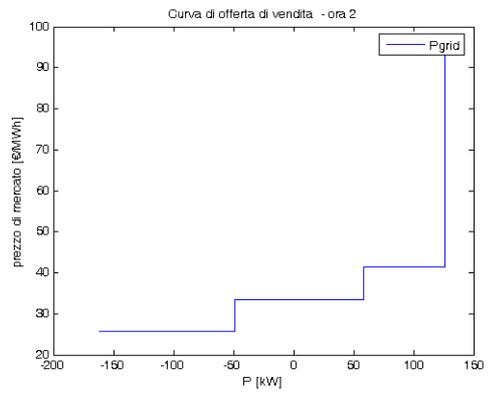


b)

segue FIG. 6.11 *Curve di offerta nelle ore 8, 12, 20, 2*

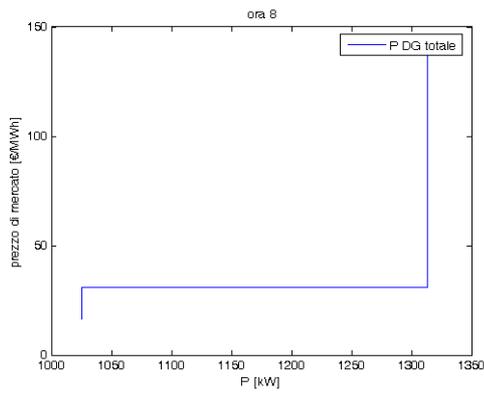


c)

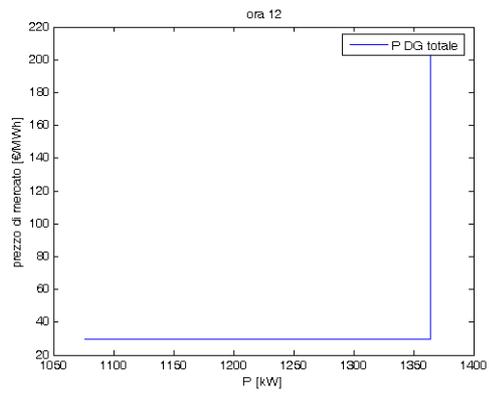


d)

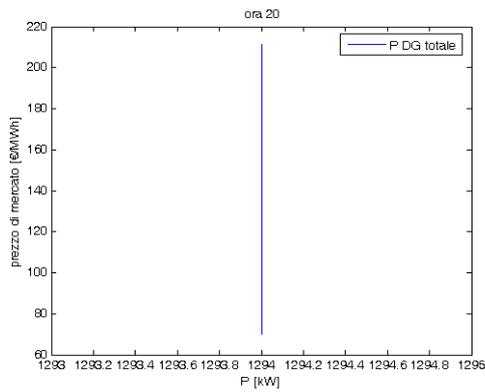
FIG. 6.12 *Curve di offerta della DG nelle ore 8, 12, 20, 2*



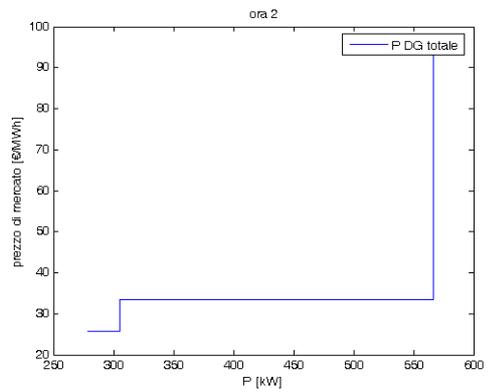
a)



b)

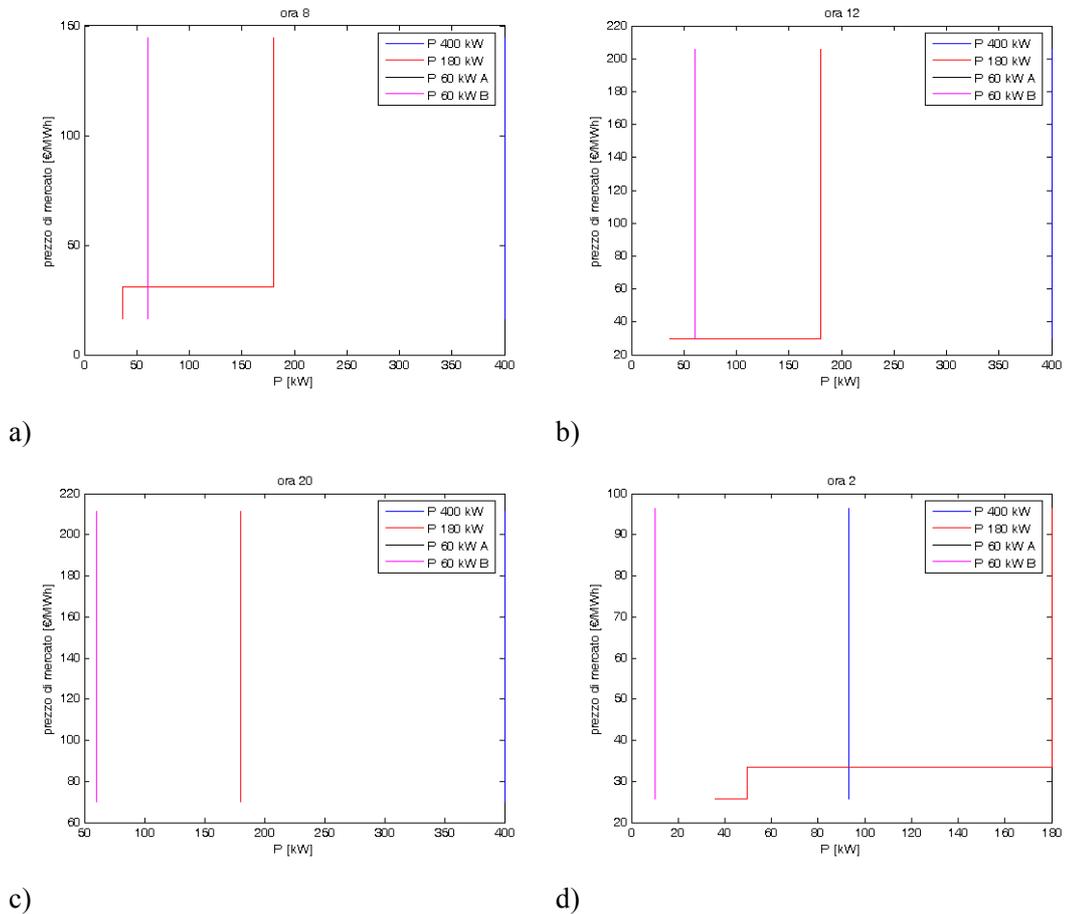


c)



d)

FIG. 6.13 *Potenza generata dalle singole unità nelle ore 8, 12, 20,2*



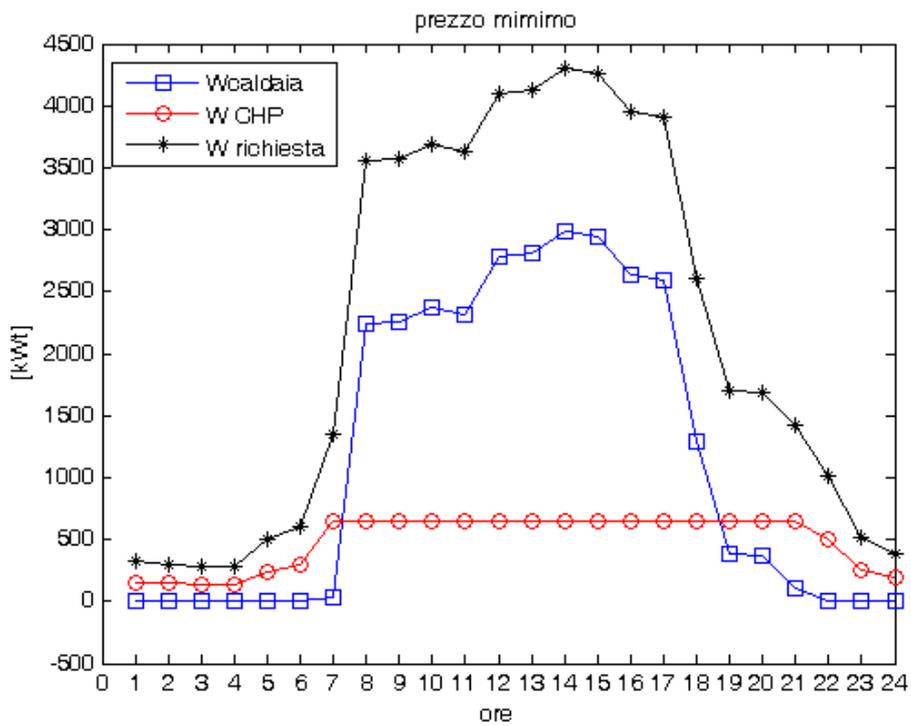
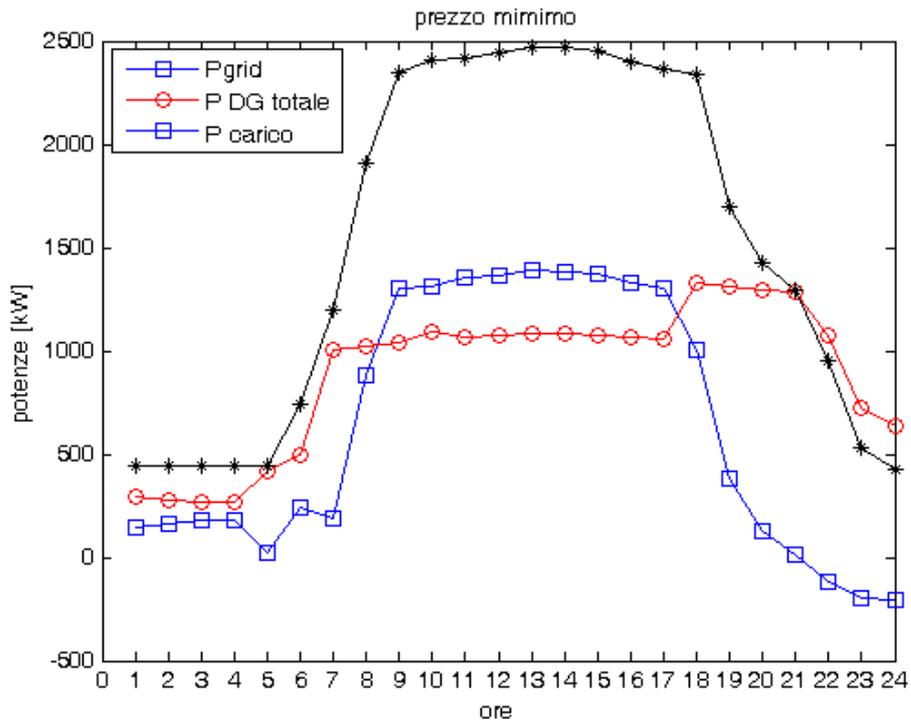
TAB. 6.8 *Valore della funzione obiettivo*

<i>Profilo di prezzo</i>	<i>Costo totale (funzione obiettivo) [€]</i>
Minimo	2823
Massimo	4546

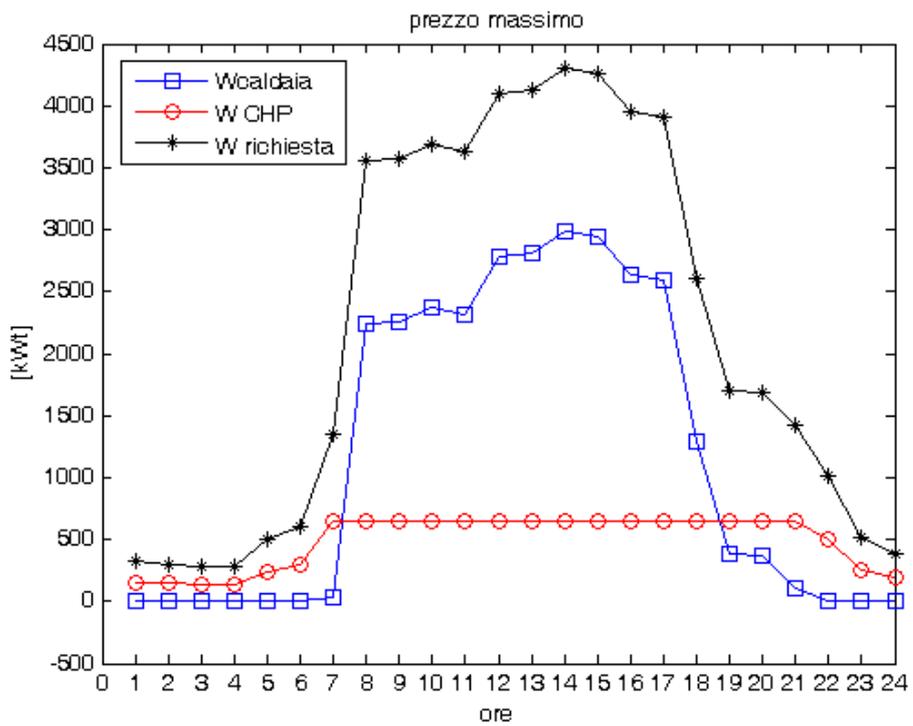
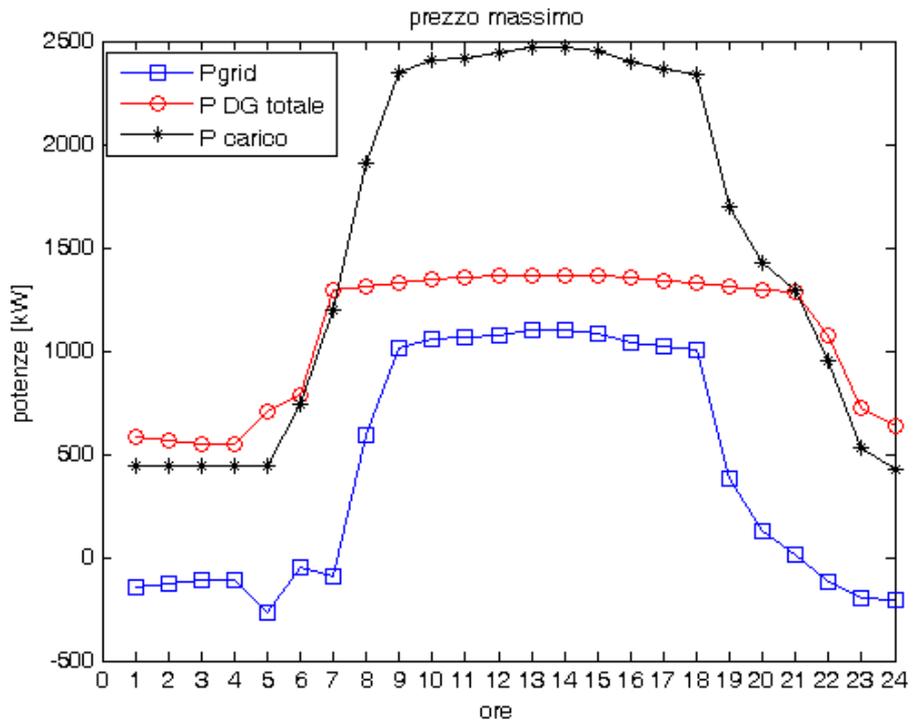
L'applicazione del modello, come si evince nella Tab. 6.8, genera una variazione del costo compreso tra 2823 e 4546 euro in corrispondenza del prezzo di borsa minimo e massimo, rispettivamente. La presenza degli impianti termici influenza, come si evince, il costo totale.

Nella Fig. 6.14 sono, inoltre, riportati gli andamenti nelle 24 ore, delle curve di costo in corrispondenza di prezzo minimo e prezzo massimo.

FIG. 6.14 *Andamenti delle curve di costo in corrispondenza di prezzo minimo e massimo*



segue FIG. 6.14 *Andamenti delle curve di costo in corrispondenza di prezzo minimo e massimo*



Analizzando questo secondo caso, ci si rende conto di quanto la presenza della rete termica influenzi il funzionamento e, quindi, la gestione della microgrid.

La necessità di calore, infatti, impatta sui prezzi di mercato, spingendoli verso l'alto, con conseguente aggravio di costi per la microgrid.

Tuttavia, se si analizza la Fig. 6.14, ci si renderà conto di come, proprio il prezzo di borsa più alta, addolcisce gli andamenti delle curve di produzione: questo perché, in corrispondenza di prezzo di borsa alto, le unità di generazione si porteranno a lavorare quasi in prossimità della potenza massima.

2.3 Produzione di sola energia elettrica con accumulo elettrico

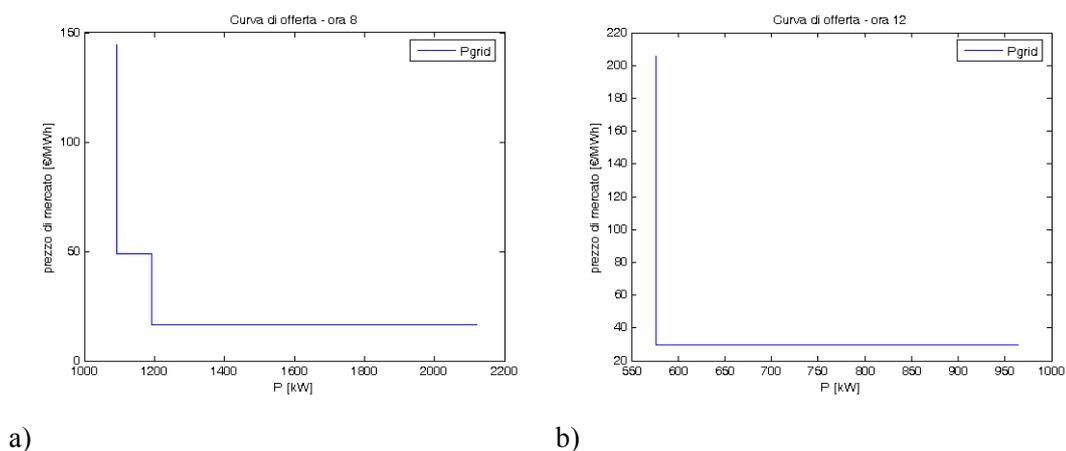
Caso 3a (produzione < carico)

Nel terzo caso, si considera solo la produzione di energia elettrica, ma avremo anche la presenza di uno stoccaggio elettrico da 500 kW.

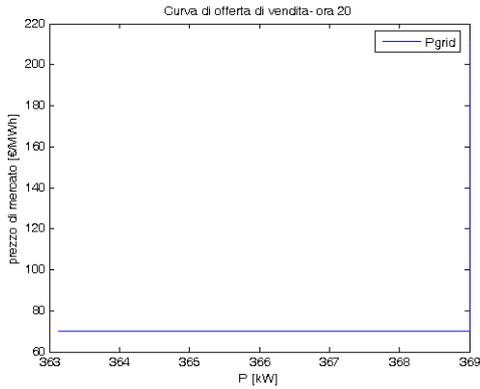
Anche in questo caso vengono presentate curve di offerte in acquisto e in vendita per le ore 8, 12, 20 e 2.

Le curve di offerta coincidono con gli andamenti della *Pgrid* in funzione del tempo, come mostrato in Fig. 6.15.

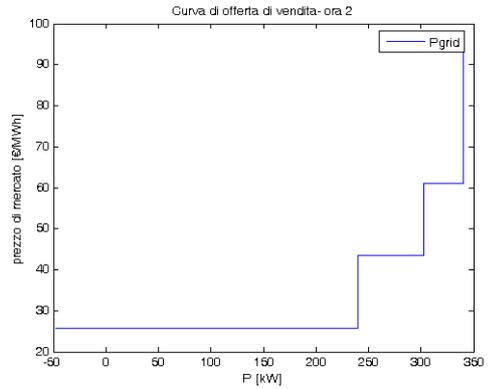
FIG. 6.15 Curve di offerta nelle ore 8, 12, 20,2



segue FIG. 6.15 *Curve di offerta nelle ore 8, 12, 20,2*



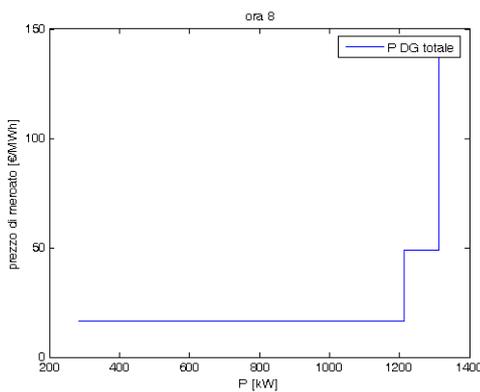
c)



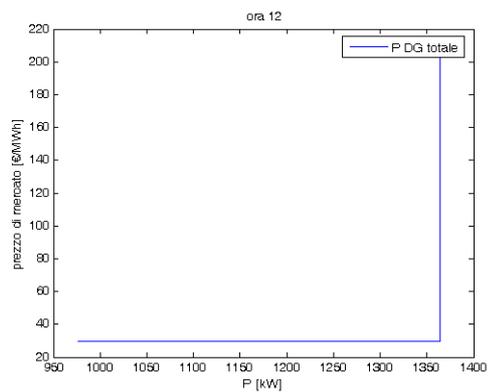
d)

Nelle ore 8 e 12 si hanno offerte in acquisto; nelle ore 20 e 2, invece, offerte in vendita. In corrispondenza della soluzione, si hanno le curve di offerta della DG totale e la potenza generata dalle singole unità.

FIG. 6.16 *Curve di offerta della DG totale e dell'ore 8, 12, 20, 2*

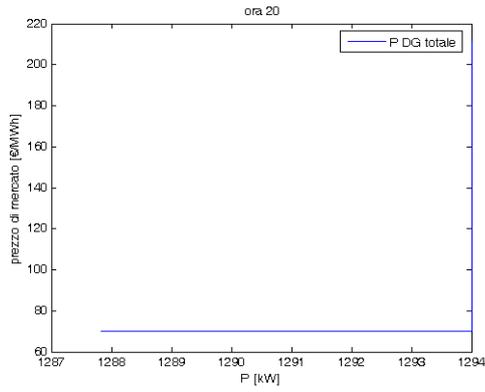


a)

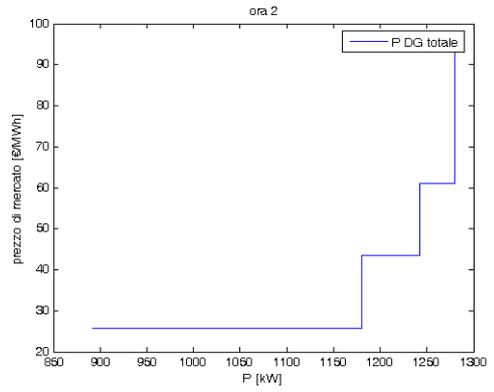


b)

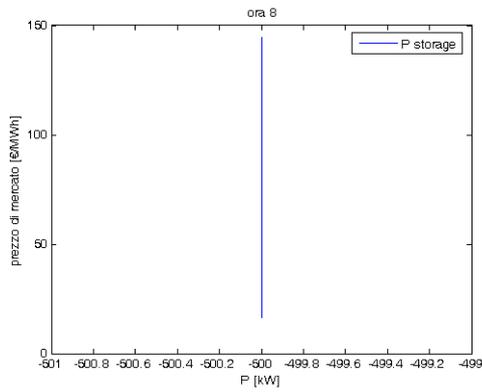
segue FIG. 6.16 *Curve di offerta della DG nelle ore 8, 12, 20,2*



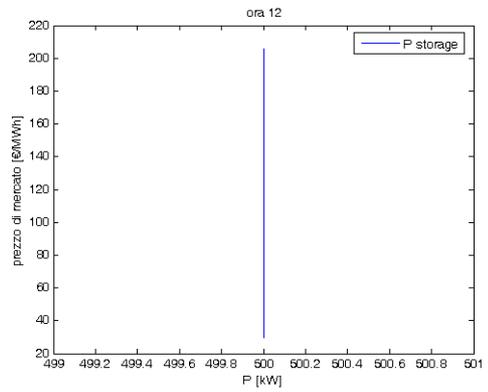
c)



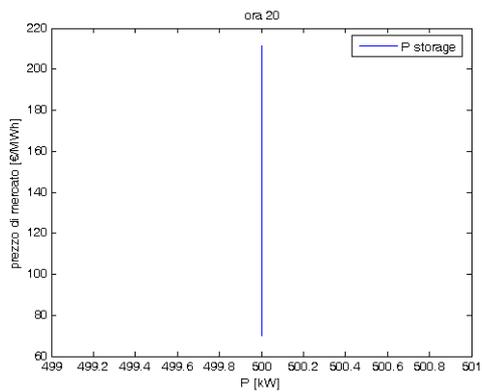
d)



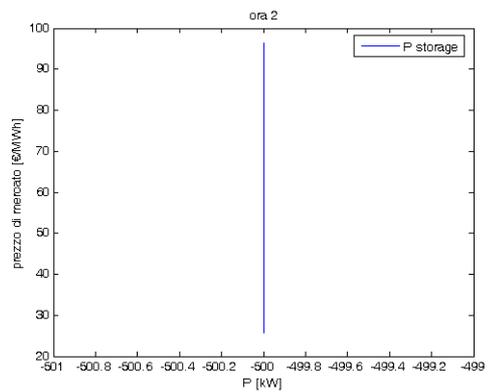
a')



b')

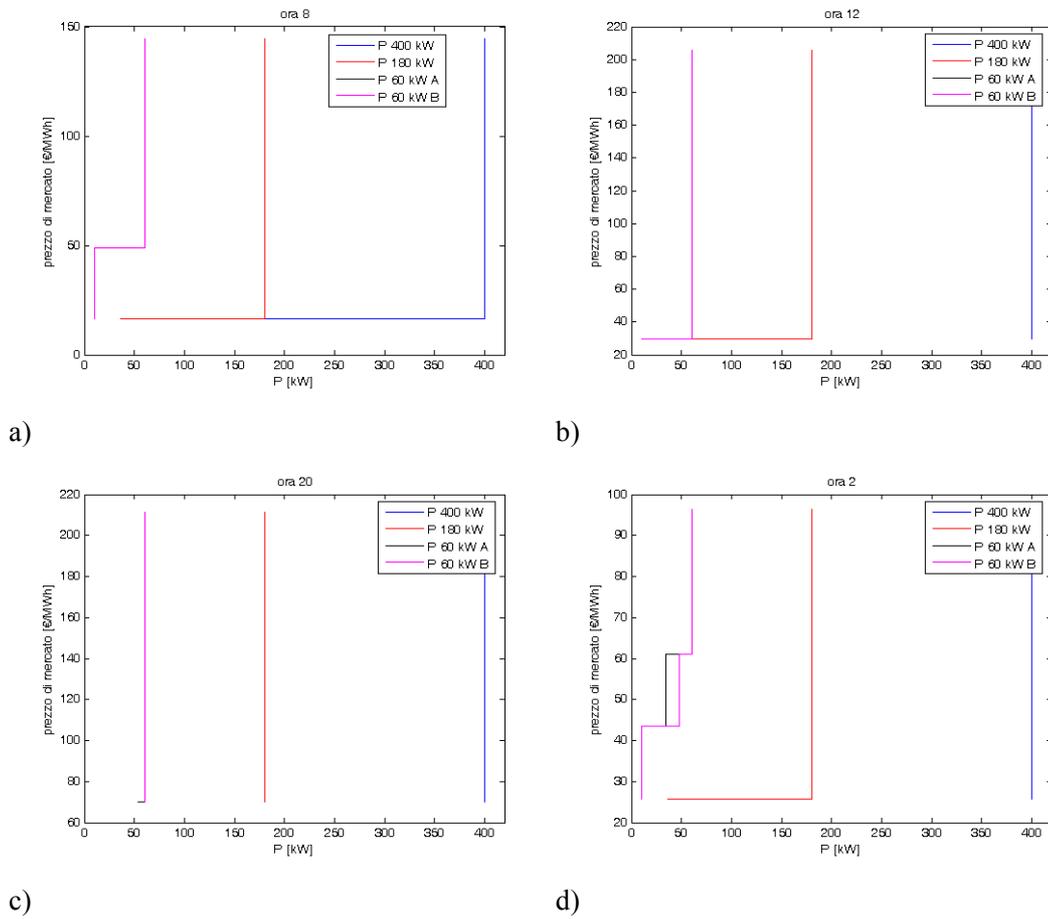


c')



d')

FIG. 6.16 *Potenza generata dalle singole unità nelle ore 8, 12, 20, 2*



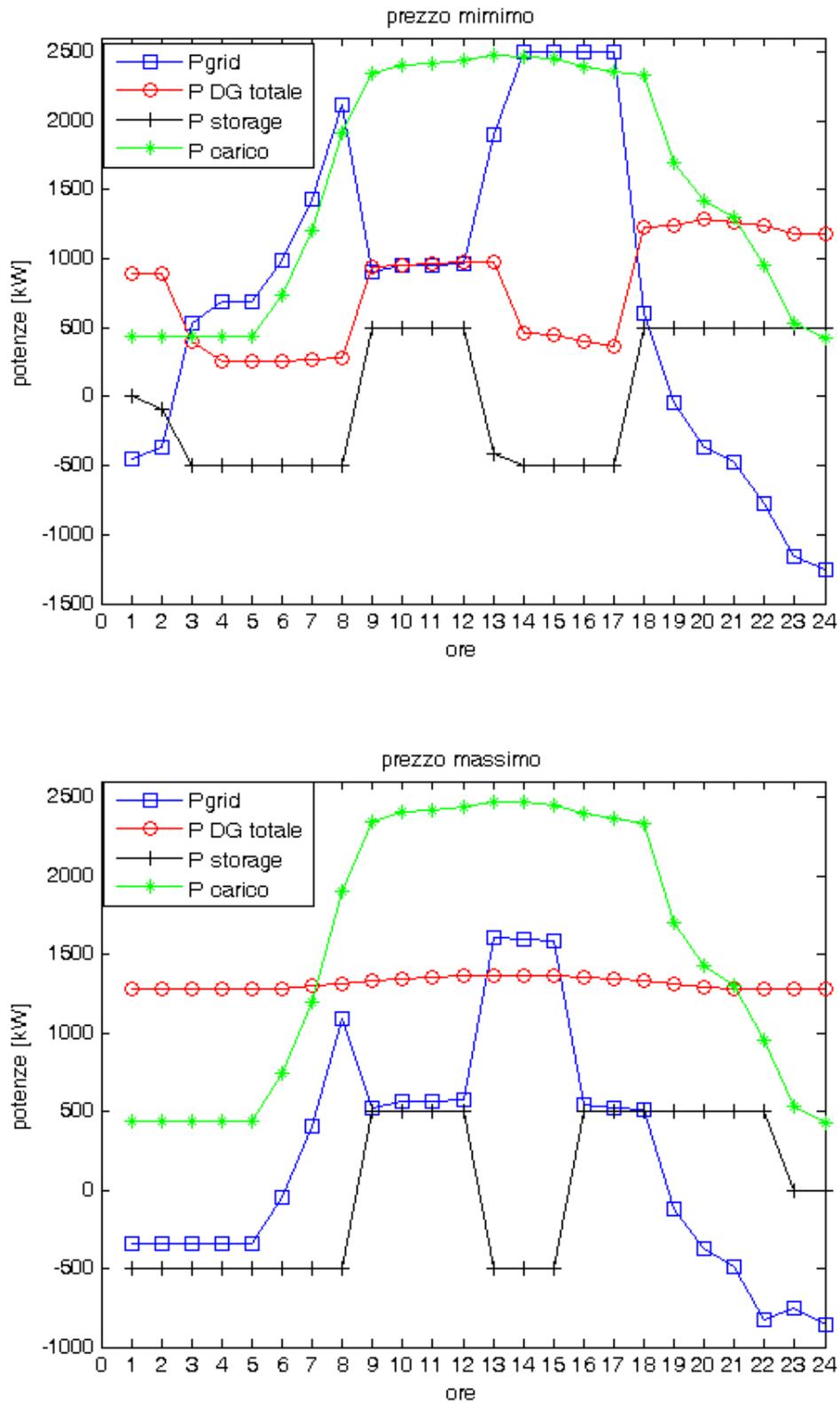
TAB. 6.9 *Valore della funzione obiettivo*

<i>Profilo di prezzo</i>	<i>Costo totale (funzione obiettivo) [€]</i>
Minimo	793
Massimo	1845

L'applicazione del modello, come si evince nella Tab. 6.9, genera una variazione di costo compreso tra 793 e 1845 in corrispondenza del prezzo di mercato minimo e massimo, rispettivamente.

Nella Fig. 6.17 sono, inoltre, riportati gli andamenti nelle 24 ore delle curve di costo in corrispondenza del prezzo minimo e del prezzo massimo.

FIG. 6.17 *Andamenti delle curve di costo in corrispondenza di prezzo minimo e massimo*



Caso 3b (produzione > carico)

Nel caso 3b, valgono le stesse ipotesi fatte nel caso precedente.

In questo caso analizzeremo sempre uno scenario in cui esiste solo produzione elettrica con accumulo elettrico, ma stavolta il carico da soddisfare sarà più basso della produzione interna.

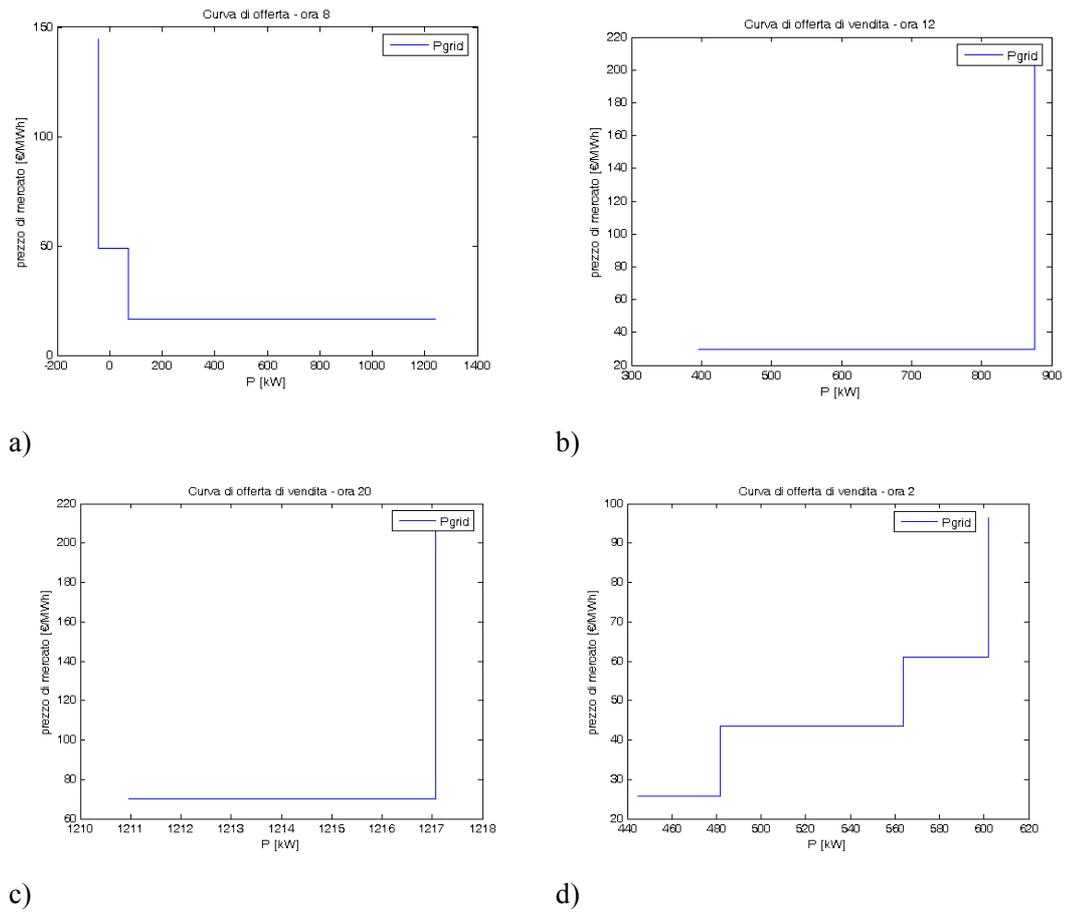
I carichi orari termici ed elettrici sono presentati in Tab. 6.10.

TAB. 6.10 *Carichi orari elettrici e termici*

<i>Ora</i>	<i>P [kW]</i>	<i>Q [kW]</i>
1	178	320
2	178	295
3	178	275
4	178	275
5	178	495
6	740	605
7	300	1350
8	771	3560
9	949	3570
10	974	3690
11	980	3625
12	988	4095
13	1000	4125
14	998	4300
15	992	4255
16	970	3950
17	955	3905
18	945	2605
19	686	1695
20	577	1680
21	524	1425
22	387	1020
23	215	520
24	172	390

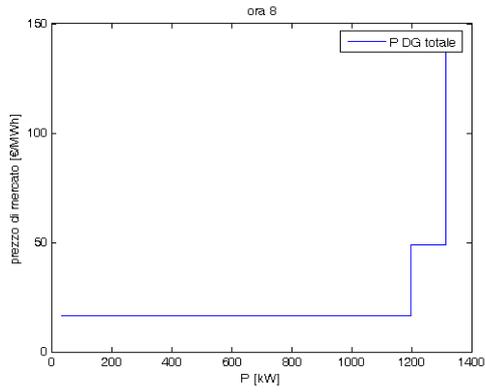
Le curve di offerta coincidono con gli andamenti della *Pgrid* in funzione del tempo, come mostrato in Fig. 6.18.

FIG. 6.18 *Curve di offerta nelle ore 8, 12, 20, 2*

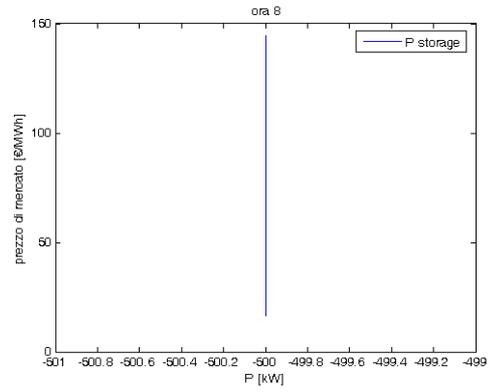


In corrispondenza della soluzione, si hanno le curve di offerta della DG totale (6.19) e la potenza generata dalle singole unità (Fig. 6.19).

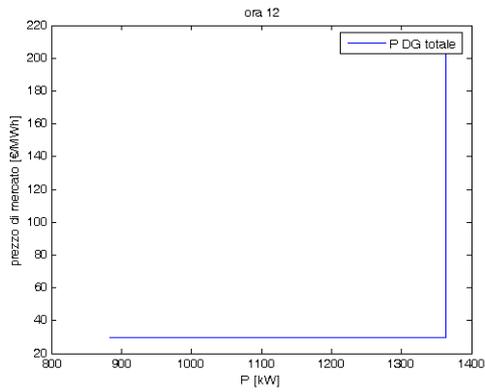
FIG. 6.19 *Curve di offerta della DG nelle ore 8, 12, 20, 2*



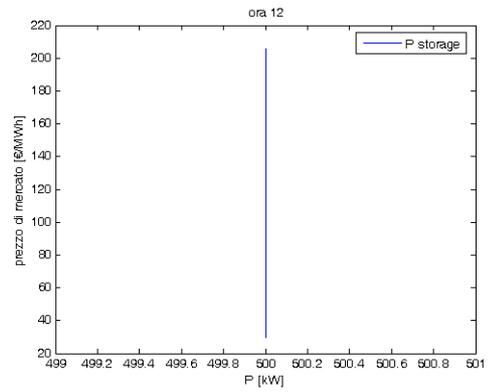
a)



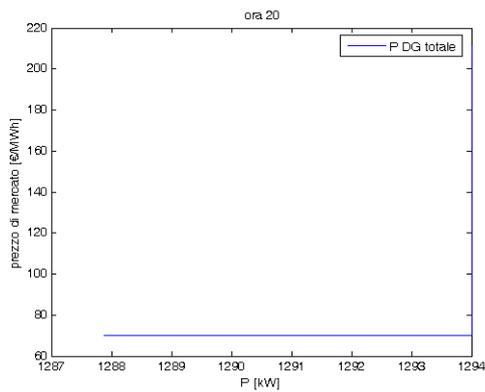
b)



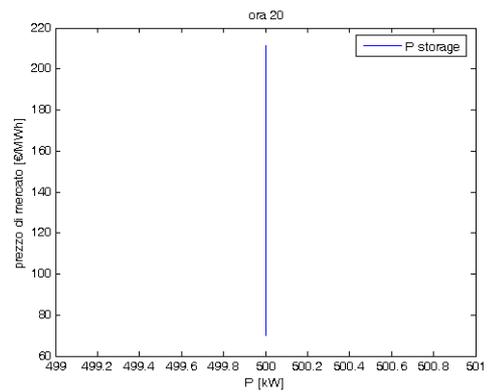
c)



d)

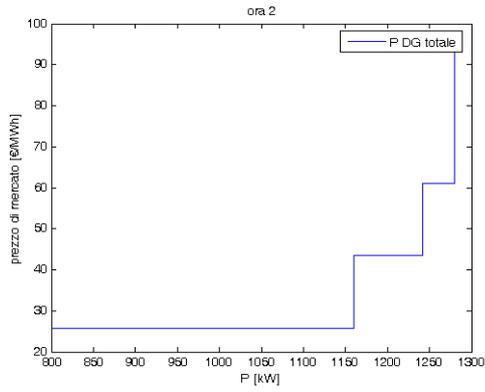


a')

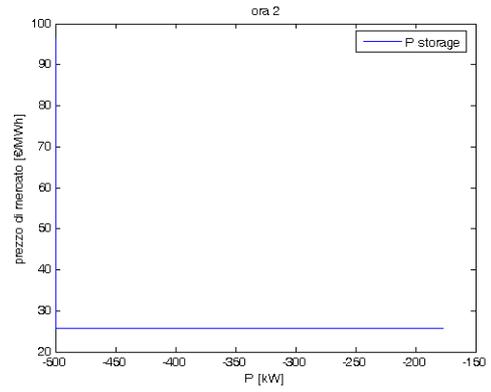


b')

segue FIG. 6.19 *Curve di offerta della DG nelle ore 8, 12, 20, 2*

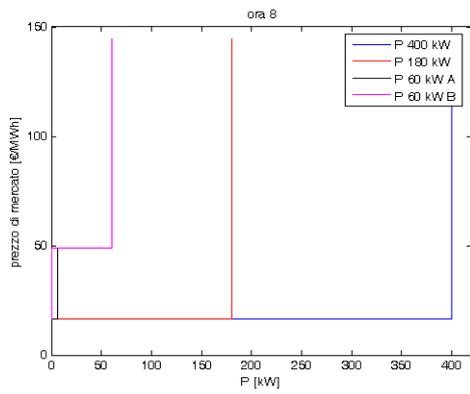


c')

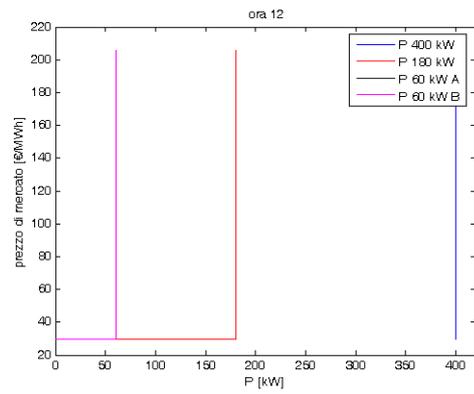


d')

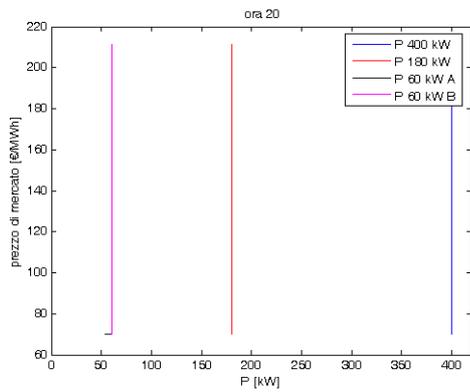
FIG. 6.20 *Potenza generata dalle singole unità nelle ore 8, 12, 20, 2*



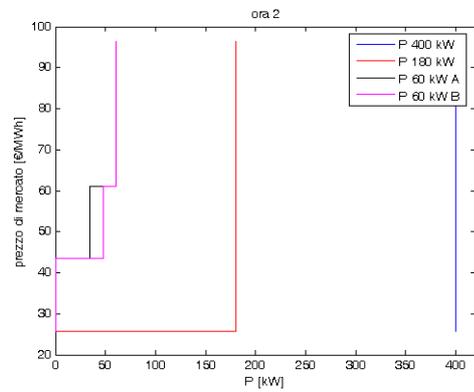
a)



b)



c)



d)

L'applicazione del modello, come si evince, genera una variazione di costo compreso tra 113 e -1881 euro, in corrispondenza di prezzo di mercato minimo e massimo, rispettivamente (Tab. 6.11).

TAB. 6.11 *Valore della funzione obiettivo*

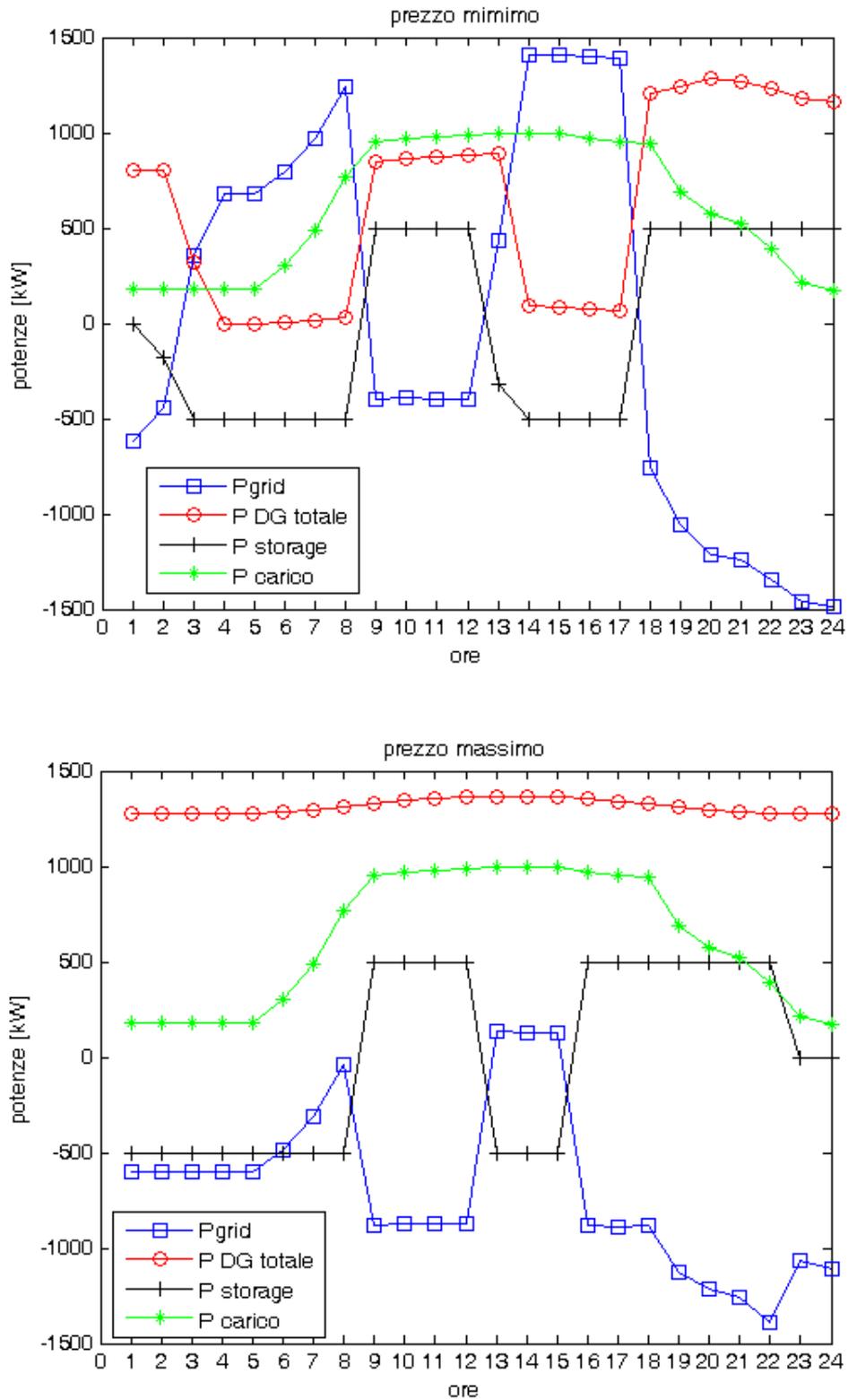
<i>Profilo di prezzo</i>	<i>Costo totale (funzione obiettivo) [€]</i>
Minimo	113
Massimo	- 1881

I prezzi sono positivi quando la microgrid acquista più di quello che vende e negativi nella situazione inversa.

Nella Fig. 6.21 sono, inoltre, riportati gli andamenti nelle 24 ore, delle curve di costo in corrispondenza del prezzo minimo e del prezzo massimo.

Come si vede dai risultati della funzione obiettivo, lo stoccaggio ricopre davvero un ruolo strategico nella minimizzazione dei costi per la microrete. Grazie a queste unità, infatti, si potrà accumulare l'energia prodotta durante la notte ed utilizzarla, invece di giorno, con le decurtazioni di costo di cui sopra.

FIG. 6.21 *Andamenti delle curve di costo in corrispondenza di prezzo minimo e massimo*



2.4 Produzione di energia sia elettrica che termica con accumulo

Caso 4 (produzione < carico)

Nel quarto caso, si soddisfano sia i carichi termici che i carichi elettrici, come nel caso precedentemente descritto. In aggiunta, adesso, ci sarà anche l'unità di uno stoccaggio elettrico da 500 kW.

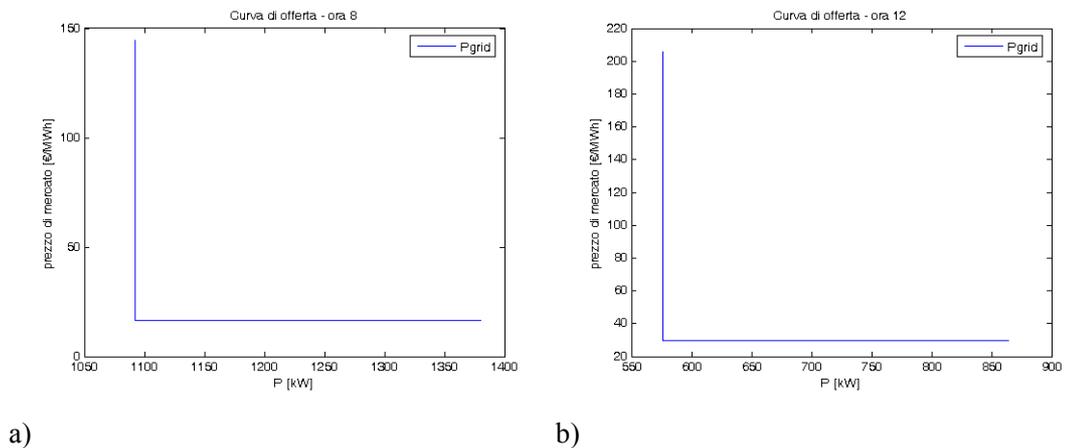
Di seguito sono presentate le curve di acquisto e vendita per le ore 8, 12, 20 e per le ore 2.

Le curve di offerta coincidono con gli andamenti della *Pgrid* in funzione del tempo, come mostrato in Fig. 6.22.

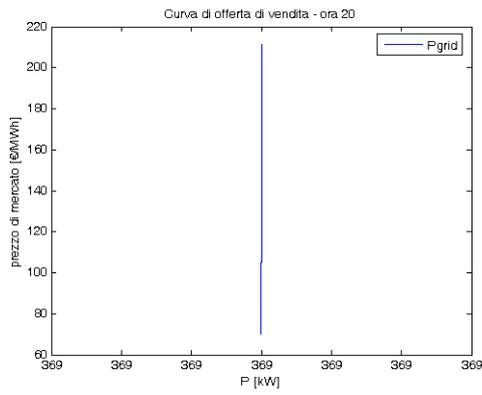
In tutte le ore, tranne che alle ore 8, ci saranno offerte di acquisto (Fig. 6.22).

In corrispondenza della soluzione, si hanno le curve di offerta della DG totale e la potenza generata dalle singole unità (Fig. 6.23).

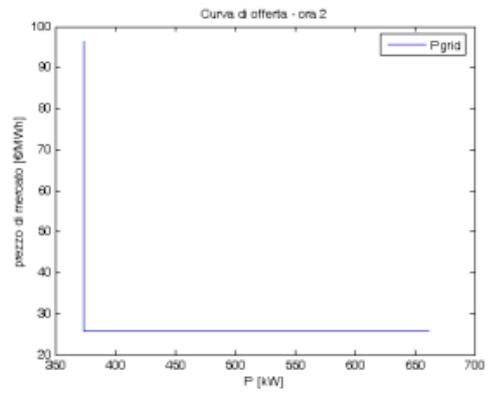
FIG. 6.22 *Curve di offerta nelle ore 8, 12, 20, 2*



segue FIG. 6.22 *Curve di offerta nelle ore 8, 12, 20, 2*

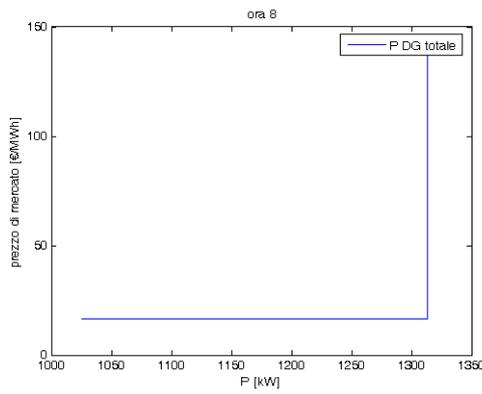


c)

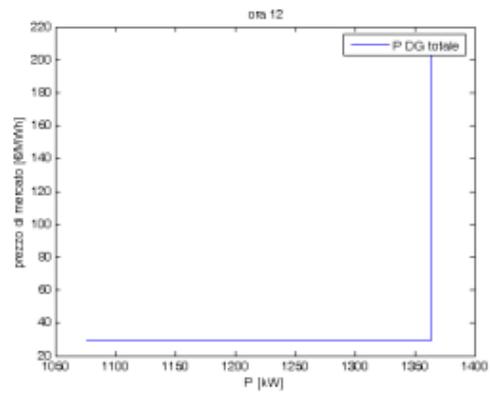


d)

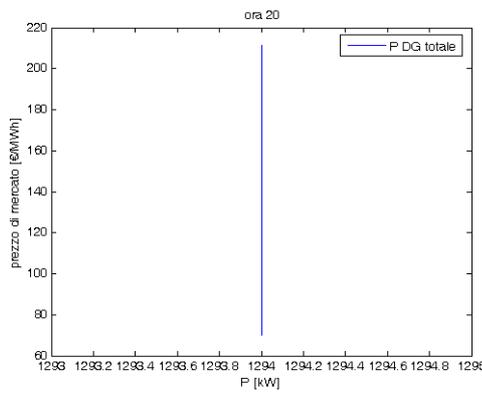
FIG. 6.23 *Curve di offerta della DG nelle ore 8, 12, 20, 2*



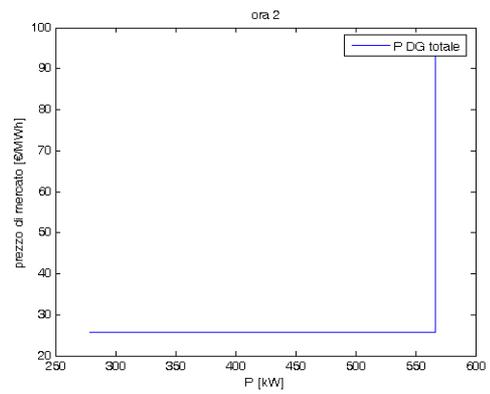
a)



b)

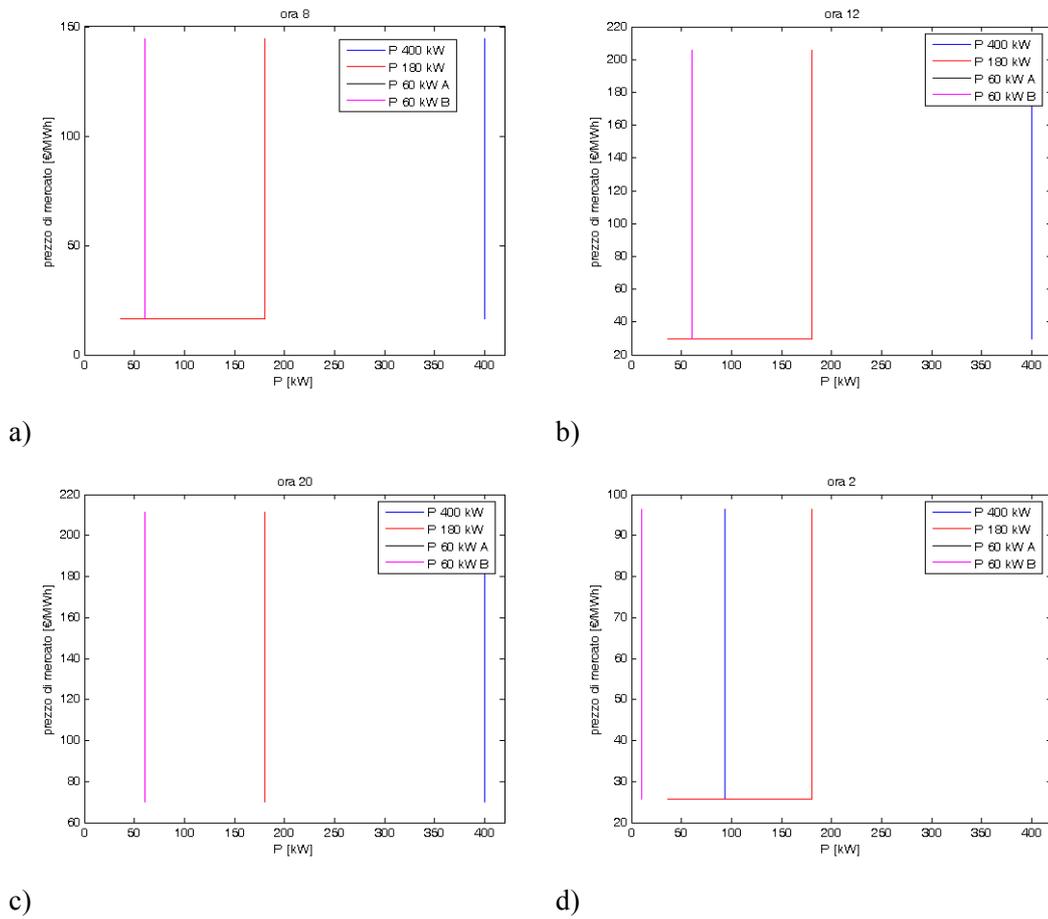


c)



d)

FIG. 6.24 *Potenza generata dalle singole unità nelle ore 8, 12, 20, 2*



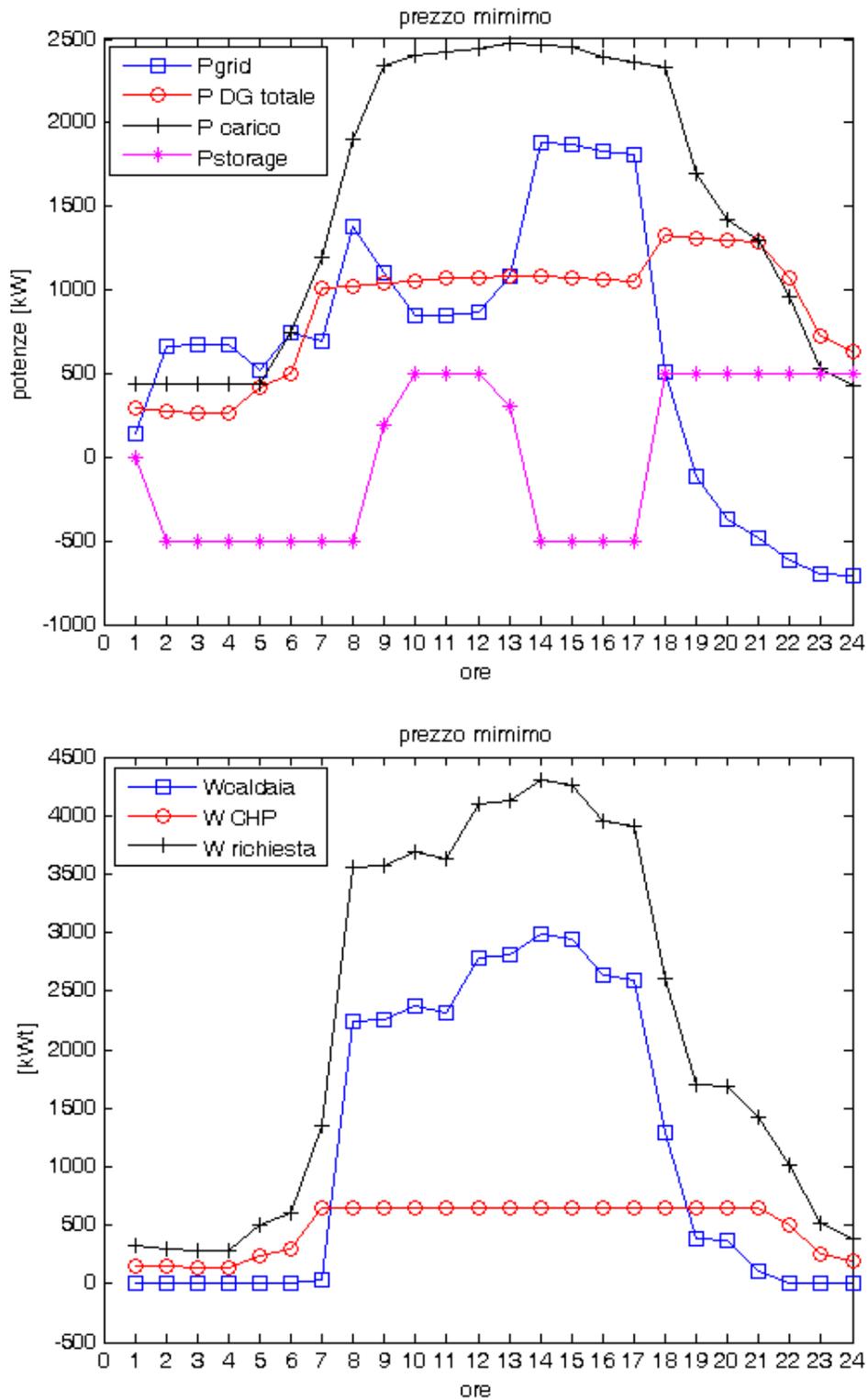
TAB. 6.11 *Valore della funzione obiettivo*

<i>Profilo di prezzo</i>	<i>Costo totale (funzione obiettivo) [€]</i>
Minimo	2677
Massimo	4007

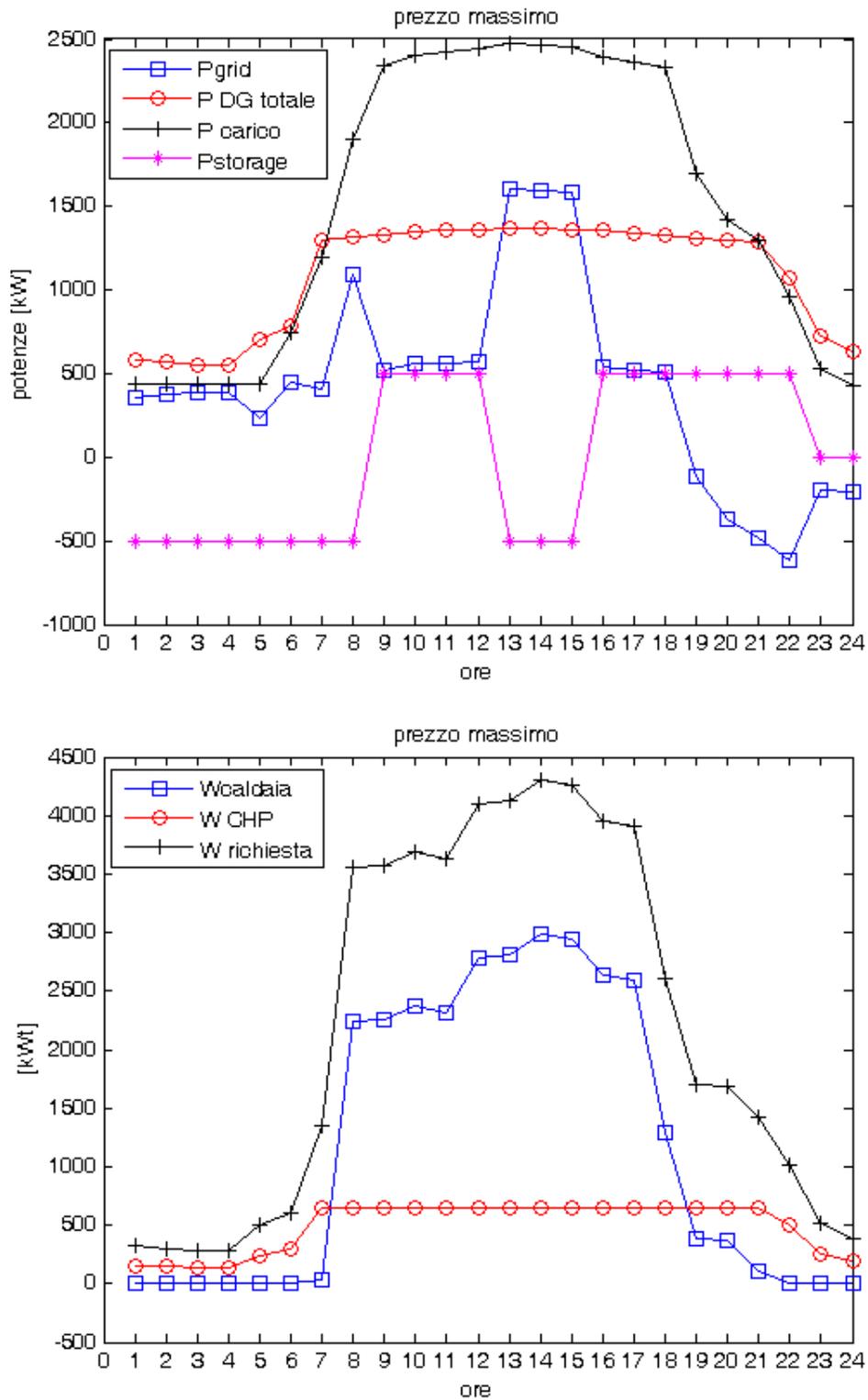
L'applicazione del modello, come si evince nella Tab. 6.12, genera una variazione di costo compresa tra 2677 euro e 4007 euro, in corrispondenza del prezzo di mercato minimo e massimo, rispettivamente.

Nella Fig. 6.25 sono, inoltre, riportati gli andamenti nelle 24 ore, delle curve di costo in corrispondenza del prezzo minimo e del prezzo massimo.

FIG. 6.25 *Andamenti delle curve di costo in corrispondenza di prezzo minimo e massimo*



segue FIG. 6.25 *Andamenti delle curve di costo in corrispondenza di prezzo minimo e massimo*



Conclusioni

L'obiettivo della tesi è stato quello di individuare la gestione ottimale di una microgrid privata nel mercato liberalizzato dell'energia elettrica.

Lo studio è stato condotto ipotizzando che la rete sia gestita da un prosumers, che il controllo sia centralizzato e che sia prevista la partecipazione al mercato dell'energia e non a quello dei servizi ausiliari. L'obiettivo del gestore è di carattere economico.

Attraverso l'analisi della letteratura si è individuata, come gestione economica ottima, la gestione di breve termine, composta dai tre sottoproblemi della determinazione degli stoccaggi e della potenza scambiata con la rete, dello unit commitment e della ripartizione termoelettrica.

Tuttavia, ancor prima di risolvere il primo sottoproblema, bisognava risolvere il problema della determinazione delle curve di offerta, in acquisto e in vendita, da presentare nel mercato del giorno prima (MGP).

Per giungere alla corretta formulazione dell'offerta bisogna implementare un modello di ottimizzazione statica non lineare (quadratico), ora per ora, con diversi valori di prezzo (ρ) appartenente ad un intervallo il cui valore centrale è determinato tramite tecniche previsionali. Le offerte in vendita rappresentano la disponibilità del produttore a vendere una quantità di energia non superiore e ad un prezzo non inferiore a quelli indicati nell'offerta. Analogamente, ogni consumatore presenta un'offerta che esprime la sua disponibilità ad acquistare un certa quantità di energia ad un prezzo non superiore a quello indicato nell'offerta.

Nel capitolo sesto, sono stati formulate le curve di offerta, analizzando quattro possibili situazioni: rete con sola produzione di energia elettrica, rete con

produzione di energia elettrica e termica, rete con sola produzione di energia elettrica con stoccaggi elettrici e rete con produzione di energia elettrica e termica, con stoccaggi elettrici.

I risultati ci hanno confermato l'importanza che gli stoccaggi ricoprono nella gestione ottima di una microrete. La possibilità di accumulare energia consente, sia di ridurre i costi del kWh per i consumatori ma, qualora la produzione di energia dovesse essere superiore alla richiesta degli utenti, il gestore della rete potrebbe vendere l'energia eccedente al gestore della rete nazionale. La presenza dello stoccaggio consente di vendere l'energia accumulata quando conviene maggiormente e, cioè, quando il prezzo dell'energia è alto, aumentando il profitto per il prosumers.

Per quanto riguarda le casistiche in cui sono presenti sia la rete elettrica che la rete termica, analizzando i risultati sembrerebbe essere un'alternativa poco conveniente. In realtà, non è così. Infatti, per quanto alti siano i costi di una gestione simultanea dei due vettori energetici (produzione con assetto cogenerativo), considerare la rete elettrica e termica come due sistemi separati genererebbe costi complessivi ancora più alti.

Per quanto riguarda l'avanzamento del lavoro, lo step successivo potrà essere quello di andare a comparare i risultati ottenuti con il modello proprietario del prosumers, con quelli che si otterrebbero con un'altra forma proprietaria tra quelle illustrate nel capitolo 3. Questo permetterebbe sia di individuare la migliore tra le forme possibili di gestioni della microrete (pubblica o privata), sia di approfondire il funzionamento dei mercati locali interni alla microgrid (struttura non prevista nel caso di prosumers).

Un altro sviluppo del lavoro potrebbe prevedere l'analisi della possibilità, per il gestore della microrete, di partecipare al mercato dei servizi ausiliari.

In particolare, ad oggi, la normativa europea consente la partecipazione al mercato dei servizi ausiliari solo agli impianti con una potenza di generazione almeno pari a 2 MW. Questo limite esclude dal mercato le piccole reti.

Conclusioni

Una possibilità ad oggi ammissibile, è quella di costituire delle multigrig, ossia delle strutture che raggruppino più microreti e la cui potenza complessiva rispetterebbe il limite imposto da normativa. La partecipazione al mercato dei servizi ausiliari rappresenta una possibilità per le microgrid di aumentare il proprio profitto. Sarebbe interessante individuare la combinazione ottima che ciascun generatore dovrebbe offrire nel mercato dell'energia e la quantità, invece, che dovrebbe essere disponibile nel mercato dei servizi ausiliari.

Questo sarà oggetto di studi futuri.

Bibliografia

- Ackermann T., Andersson G., Soder L. [2001], "Distributed generation: a definition", *Electric Power System Research*, Vol. 57, no. 3, pp. 195-204.
- AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) [2005], *Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica*, Allegato A, Roma, AEEG.
- AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) [2011], *Quinto rapporto annuale sul meccanismo dei titoli di efficienza energetica*, PAS 7/11, Roma, AEEG.
- Akkermans H., Gordinjn J. [2007], "Business models for distributed generation in liberalized market environment", *Electric Power System Research*, Vol. 77, no. 9, pp. 1178-188.
- Allegranza V., Celli G., Cicoria R., Iaria A., Pilo F., Pisano G. [2004], "Meshed vs. Radial MV distribution network in presence of large amount of DG", *IEEE Power Systems Conference and Exposition*, New York, 10-13 October, pp. 709 - 714.
- Aringhieri R., Malucelli F. [2003], "Optimal Operations Management and Network Planning of a District Heating System with a Combined Heat and Power Plant", *Annals of Operations Research*, Vol. 120, no. 1-4, pp. 173-199.
- Azmy A.M., Erlich I. [2005], "Impact of distributed generation on the stability of electrical power system in power energy system", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, San Francisco, 12-16 June, Vol. 2, pp. 1056-1063.
- Bagherian A., Moghaddas Tafreshi S.M. [2009], "A developed energy management system for a microgrid in the competitive electricity market", *IEEE Power Tech Conference*, Bucharest, June 28th - July 2nd.
- Barnes M., Kondoh J., Asano H., Oyarzabal J., Ventakaramanan G., Lasseter R., Hatziargyriou N., Green T. [2007], "Real-World MicroGrids-An Overview", *IEEE International Conference on System of Systems Engineering*, San Antonio, TX, 16-18 April.
- Bayod Ruja A.A. [2009], "Future development of the electricity system with distributed generation", *Energy*, Vol. 34, no. 3, pp. 377-383.

- Belmans R., Driesen J. [2006], "Distributed generation: challenges and possible solutions", *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, 18-22 June.
- Berizzi A., Bovo C. [2005], "I servizi ancillari e la remunerazione del reattivo nei mercati elettrici liberalizzati", *Forum sull'affidabilità della fornitura di energia elettrica in un sistema economico aperto alla competizione*, Milano, Fondazione Politecnico.
- Bertini I., Graditi G., Di Silvestre M.L., Ippolito M.G., Riva Sanseverino E. [2011], *Architetture e logiche di controllo ottimale di microreti per la razionalizzazione energetica*, Report RdS n. 103.
- Bopp T., Shafiu A., Cobelo I., Chilvers I., Jenkinson N., Strbac G., Li H., Crossley P. [2003], "Commercial and technical integration of distributed", *CIREN 17th International Conference on Electricity Distribution*, Barcelona, 12-15 May.
- Caldon R., Rossipatria A., Turri R. [2004], "Optimization algorithm for a virtual power plant operation", *UPEC 39th International Universities Power Engineering Conference*, Bristol, 6-8 September.
- Carpinelli G., Mangoni V. [2001], *Introduzione ai sistemi elettrici per l'energia*, Cassino, Università di Cassino.
- Carradore L., Bignucolo F. [2008], "Distributed multi-generation and application of the energy hub concept in the future networks", *UPEC 43rd International Universities Power Engineering Conference*, Padova, 1-4 September.
- Cataliotti V. [2004], *Impianti elettrici - Analisi dei sistemi di distribuzione a media e bassa tensione*, Vol. 3, Manuali, Palermo, Flaccovio.
- Celli G., Cicoria R., Colombo B., Faranda R., Lissandrin M., Pilo F., Poreta S., Sfondrin L., Tironi E., Valtorta G. [2003], "La generazione distribuita e le tendenze delle evoluzioni della rete di distribuzione", *Atti della Giornata di Studio su 'Generazione Distribuita: evoluzione e prospettive'*, organizzata da AEI Gruppo Specialistico Distribuzione Pubblica, Milano, 8 maggio.
- Celli G., Mocchi S., Pilo F., Loddo M. [2009], "Optimal Integration of Energy Storage in Distribution Networks", *IEEE Power Tech Conference*, Bucharest, June 28th - July 2nd, pp. 1-7.
- Celli G., Pilo F., Pisano G., Soma G.G. [2008], "Optimal planning of active networks", *PSCC 16th Power Systems Computation Conference*, Glasgow, 14-18 July, pp. 1-8.
- CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) [2000], *Analisi delle tecnologie per la generazione distribuita ed individuazione dei settori di mercato più idonei*, Rapporto CESI, Milano, CESI.

- CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) [2003], *Confronto tra meccanismi per la determinazione del prezzo su base nodale e zonale*, Rapporto A3/008667, Milano, CESI.
- Chakraborty A., Ili'c M.D. [2011], *Control and Optimization Methods for Electric Smart Grids*, New York, Springer.
- Chao H. [2010], "Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World", *The Electricity Journal*, Vol. 23, no. 1, pp. 7–20.
- Chicco G., Mancarella P. [2009], "Distributed multigeneration. A comprehensive review", *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, no. 3, pp. 535-551.
- Chowdhury S., Chowdhury S.P., Crossley P. [2009], *Microgrids and Active Distribution Networks*, Renewable Energy Series 6, IET, London.
- Chuang A., McGranagan M. [2008], "Functions of a local controller to coordinate distributed resources in a smartgrid", *UPEC 43rd International Universities Power Engineering Conference*, Padova, 1-4 September.
- Clò A., Verde S. [2007], "20-20-20: il Teorema della politica energetica europea", *Energia*, Vol. 4, pp. 2-14.
- Commissione Europea [2005], *ExternE*, Lussemburgo, Bickel and Rainer.
- Daly P.A., Morriso J. [2001], "Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery system", *Rural Electric Power Conference*, Little Rock, Arkansas, 29 April-1 May, pp. A2/1- A2/13.
- De Bonis R., Bellifemine F.L., Borean C. [2009], "Smart Grids: Energia e ICT", *Notiziario tecnico Telecom Italia*, n.3.
- De Paoli L. [2002], "La riforma dei settori dell'elettricità e del gas in Italia e in Europa", *Economia delle fonti e dell'ambiente*, n. 1, pp. 129-155.
- Della Volpe R. [2007], *Macchine*, Napoli, Liguori.
- Divan D., Johal H. [2007], "Distributed FACTS. A new concept for realizing grid power flow control", *IEEE Trans. on Power Electronics*, Vol. 22, no. 6, pp. 2253-2260.
- Dugan R.C., McDermott T.E., Ball G.J. [2001], "Planning for distributed generation", *IEEE Industry Applications Magazine*, Vol. 7, no. 2, pp. 80-88.
- El Hage F.S., Kagan N., [2005], "An evolutionary algorithm for the optimization of the distributed generation dispatch", *CIREN 18th International Conference on Electricity Distribution*, Torino, 6-9 June.

- El Khatam W., Salama M.M.A. [2004], “Distributed generation technologies, definition and benefits”, *Electric Power System Research*, Vol. 71, no. 2, pp. 119-128.
- ENEA [2007], *Rapporto energia e ambiente 2006, Vol. I - L'analisi*, Roma, ENEA.
- FIRE Italia (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) [2010-2011], “Obiettivi del 20-20-20”, www.fire-italia.it.
- Franchetto F. [2009], “La generazione distribuita di energia: decentramento, smart grid e democrazia energetica”, *Nextville, Energie rinnovabili ed efficienza energetica*, www.nextville.it.
- Gallanti M., Manzoni G. [2002], “Il modello del mercato elettrico italiano”, *L'Energia Elettrica*, pp. 13-24.
- Geidl M., Andersson G. [2005], “A modeling and optimization approach for multiple carrier power flow”, *IEEE Power Tech Conference*, St. Petersburg (Russia), 27-30 June, pp. 1-7.
- Geidl M., Andersson G. [2005], “Operational and structural optimization of multi-carrier energy systems”, *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 16, no. 5, pp. 463–477.
- Geidl M., Andersson G. [2007], “Optimal power flow of multiple energy carriers”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, no. 1, pp. 145-155.
- GME (Gestore dei Mercati Energetici) [2002], *Determinazione dell'equilibrio del mercato del giorno prima con prezzo uniforme per i consumatori e prezzi zonali per i produttori*, Analisi Tecnica n. 05/02, Roma, GME.
- GME (Gestore dei Mercati Energetici) [2010], *Relazione annuale 2009*, Roma, GME.
- Hammons T.J. [2008], “Integrating renewable energy sources into European grids”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 30, no. 8, pp. 462-475.
- Handschin E., Uphaus F. [2005], “Simulation System for the coordination of decentralized energy conversion plants on basis of a distributed database system”, *IEEE Power Tech Conference*, St. Petersburg (Russia), 27-30 June, pp. 1-6.
- Hatziaargyriou N.D., [2004], “MICROGRIDS – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids First International Conference on “Integration of RES and DER”, Brussels, 1-3 December.
- Hatziaargyriou N.D., Dimeas A., Tsikalakis G., Pecoslopes, G. Kariniotakis, J.Oyarzabalj [2005], “Management of microgrids in market environment”,

- International Conference on Future Power Systems*, Amsterdam, 16-18 November.
- IEA (International Energy Agency) [2008], *Rapporto Annuale 2008*.
- IEA (International Energy Agency) [2012], *Technology Road map Solar Heating and Cooling*.
- IEA (International Energy Agency) [2012a], *Energy Technology Perspectives 2012 – Pathways to a Clean Energy System*.
- IEA (International Energy Agency) [2012a], *World Energy Outlook 2012*.
- Ipakchi A., F. Albuyeh [2009], “Grid of the future”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 7, no. 2, pp. 52-62.
- Jamasb T., Pollitt M.G. (Eds.) [2011], *The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens, and Loads*, Cambridge, Cambridge University Press.
- Jiayi H., Chuanwen J., Rong X. [2008], “A review on distributed energy resources and microgrid”, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, no. 9, pp. 2472-2483.
- JRC-SETIS Work Group [2009], *Technology map of the European strategic energy technology plan (Set-Plan), Part-I: technology description*, Lussemburgo, Ufficio pubblicazioni dell’Unione Europea.
- Katiraei F., Iravani M.R. [2006], “Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generator units”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 21, no. 4, pp. 1821-1831.
- Kueck J.D., Staunton R.H., Labinov S.D., Kirby B.J. [2003], *Microgrid Energy Management System*, CERTS Report, Berkeley, CERTS, January.
- Lampropoulos I., Vanhalme G.M.A., Kling W.L. [2010], “A methodologies for modeling the behavior of electricity prosumers within the smart grid”, *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Gothenburg, 11-13 October.
- Lasseter R., Akhil A., Marnay C., Stephens FJ., Dagle J., Guttromson R., Meliopoilois A.S., Yionger R., Eto J. [2002], *The CERTS MicroGrid concept*, White Paper on Integration of distributed energy resources, Berkeley, CERTS, April.
- Lasseter R.H., Piagi P. [2004], “Microgrid: a conceptual solution”, *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, Aachen (Germany), 20-25 June .
- Li F., Qiao W., Wan H., Wang J., Xia Y, Xu Z, Zhang P. [2010], “Smart transmission grid: vision and framework”, *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 1, no. 2, pp. 168-177.

- Liew S.N., Strbac G. [2002], “Maximizing penetration of wind generation in existing distribution networks”, *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 149, no. 3, pp. 256-262.
- Lisserre M., Sauter T., Hung J.Y. [2010], “Future Energy system. Integrating renewable energy sources into the smart power grid through industrial electronics”, *IEEE Industrial Electronics Magazine*, Vol. 4, no. 1, pp. 18-37.
- Mangoni V., Russo M. [2005], *Impianti di produzione dell’energia elettrica*, Cassino, Università di Cassino.
- Marnay C., Asano H., Papathanassiou S., Strbac G. [2008], “Policymaking for microgrids”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 6, no. 3, pp. 66–77.
- Méndez Quezada H.V., Abbad J.R., San Román T.J. [2006], “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 21, no. 2, pp. 533-540.
- Mohsenian-Rad A.h., Wong Vincent W.S., Jatskevich Juri, Schober Robert [2010], “Optimal and Autonomous Incentive-based Energy Consumption Scheduling Algorithm for Smart Grid”, *1st Conference on Innovative Smart Grid Technologies*, Gaithersburg, Maryland, 19-21 January.
- Molderink A., Bakker V., Bosman M.G.C., Hurink J.L., Smith G.J.M. [2010], “Management and control of domestic smart grid technology”, *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 1, no. 2, pp. 109-119.
- Molderink A., Bosman M.G.C., Bakker V., Hurink J.L., Smit G.J.M. [2009], “Simulating the effect on the energy efficiency of smart grid technologies”, *Winter Simulation Conference (WSC)*, Austin, Texas, 13-16 December, pp. 1530-1541.
- Momoh J.A. [2009], “Smart grid design for efficiency and flexible power networks operation and control”, *IEEE Power Systems Conference and Exposition*, Atlanta, 15-18 March.
- Napolano L., Capuano A. [2003], *La Rete di Trasmissione Nazionale*, Studio di settore, Banca Intesa, Maggio.
- Nasrolahpour E., Doostizade M., Hassan G. [2012], “Optimal Management of Micro Grid in Restructured environment”, *Second Iranian Conference on Renewable Energy and Distributed Generation*, Teheran, 6-8 March, pp. 116-120.
- Palma–Behnke R., Cerda J.L., Vargas L.S., Jofrè A. [2005], “A distribution company energy acquisition market model with integration of distributed generation and load curtailment options”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, no. 4, pp. 1718-1727.

- Papadopoulos P., Cipcigan L.M., Jenkins N., Grau I. [2009], “Distribution Networks with Electric Vehicles”, *UPEC 44th International Universities Power Engineering Conference*, Glasgow, 1-4 September, pp.1-5.
- Pecas Lopes J.A., Hatziargyriou N., Mutale J., Djapic P., Jenkins N. [2007], “Integrating distributed generation into electric power system research: a review of drivers, challenges and opportunities”, *Electric Power System Research*, Vol. 77, no. 9, pp. 1189-1203.
- Peikherfeh M., Seifi H., Sheikh-El-Eslami M.K. [2011], “Active Management of Distribution Networks in Presence of Distributed Generations”, *ICCEP International Conference on Clean Electrical Power*, Ischia, 14-16 June.
- Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx P., Belmans R., D’Haeseleer W. [2005], “Distributed generation, benefits and issues”, *Energy Policy*, Vol. 33, no. 6, pp. 787-798.
- Pipattanasamporn M., Willingham M., Rahnnman S. [2005], “Implication of on site distributed generation for commercial/industrial facilities”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, no. 1, pp. 206-212.
- Pudjianto D., Djapic P., Aunedi M., Kim Gan V., Strbac G., Huang S., Infield D. [2013], “Smart control for minimizing distribution network reinforcement cost due electrification”, *Energy Policy*, Vol. 52, pp. 76–84.
- Rossi F. [2007], *Gestione dei sistemi elettrici nei mercati liberalizzati*, Napoli, Edizioni Scientifiche Italiane.
- Rossi F. [2011], *Energia. Quale futuro?*, Napoli, Edizioni Scientifiche Italiane.
- Rossi F., Russo A. [2004], “Optimal management of an industrial power plant in a deregulated market”, *UPEC 39th International Universities Power Engineering Conference*, Bristol, 6-8 September.
- Rugthaicharoencheep N., Auchariyamet S. [2012], “Technical and Economic Impacts of Distributed Generation on Distribution System”, *World Academy of Science, Engineering and Technology Conference (WASET)*, Venice, 11-13 April, pp. 288-292.
- Saffre F., Gedge R. [2010], “Demand-Side Management for the Smart Grid”, *Network Operations and Management Symposium Workshops*, Osaka, 19-23 April, pp. 300-303.
- Samadi P., Mohsenian-Rad A.H., Schober R., Wong V.W.S., Jatskevich J. [2010], “Optimal real-time pricing algorithm based on utility maximization for a smart grid”, *SmartGridComm, First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, Gaithersburg, USA, 4-6 October, pp. 415 – 420.
- Schroeder A. [2011], “Modeling storage and demand management in power distribution grids”, *Applied Energy*, Vol. 88, no. 12, pp. 4700–4712.

- Schwaegerl C. (eds.), [2009a], *Definition of future Microgrid scenarios and performance indices*, MORE MICROGRIDS Project DG1, Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids, Project Contract No: SES6 -019864.
- Schwaegerl C., Tao L., Mancarella P., Strbac G. [2009b], “Can a microgrids provide a new paradigm for a network operation? An evaluation of their technical, commercial and environmental benefits”, *CIREN 20th International Conference on Electricity Distribution*, Prague, 8-11 June, pp. 2202-2205.
- Schwaegerl C., Tao L., Mancarella P., Strbac G. [2011], “A multi-objective optimization approach for assessment of technical, commercial and environment performance of microgrids”, *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 21, no. 2, pp. 1269-1288.
- Sinsukthavorn W., Ortjohann E., Lingemann M., Jaloudi S., Morton D. [2010], “Grid integration strategy for multifunctional grid fronted based distributed generation”, *14th International Power Electronics and Motion Control Conference*, Ohrid, Macedonia, 6-8 September.
- Soma G. [2009], *Microrreti di distribuzione per il miglioramento dell'efficienza energetica e della qualità del servizio nel terziario e dell'industria*, Tesi di dottorato, Università degli Studi di Cagliari.
- St. John J. [2012], “Making the case for Smart Grid to shave peak power”, Greentechmedia/GreentechGrid.
- Strachan N., Dowlatabadi H. [2002], “Distributed generation and distribution utilities”, *Energy Policy*, Vol. 30, no. 8, pp. 649-661.
- Strbac G. (eds), [2009a], *Microgrid evolution roadmap in EU*, MORE MICROGRIDS Project Deliverable DH1, Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids, Project Contract No: SES6 -019864.
- Strbac G. [2007], “Electric Power system research on dispersed generation”, *Electric Power System Research*, Vol. 77, no. 9, pp. 1143-1147.
- Strbac G. (eds), [2009b], *Report on economic, technical and environmental benefits of Microgrids in typical EU electricity systems*, MORE MICROGRIDS Project Deliverable DH2, Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids, Project Contract No: SES6 -019864.
- Strbac G. (eds), [2009c], *Business case for Microgrid*, MORE MICROGRIDS Project Deliverable, Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids, Project Contract No: SES6 -019864.

- Terna [2010], *Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessari. Anni 2010–2020*, Direzione Affari Regolatori - Statistiche, Roma, Terna.
- Tsikalakis A.G., Hatziargyriou N.D. [2008], “Centralized control for optimizing microgrids operation”, *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 23, no. 1, pp. 241-248.
- U.S. Department of Energy [2009], *The Smart Grid: An Introduction*.
- Urbani M., Corsi N. [2006], “Confronto tra diversi sistemi di accumulo di energia”, *Atti del 6° Congresso Nazionale CIRIAF*, Perugia 7/8 aprile.
- Vahedi H., Noroozian R., Hosseini S.H. [2010], “Optimal Management of MicroGrid Using Differential Evolution Approach”, *7th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Madrid, 23-25 June.
- Yuen C., Oudalov A., Timbus A. [2011], “The Provision of Frequency Control Reserves From Multiple Microgrids”, *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, Vol. 58 (1).
- Zamagni S. [1992], *Economia Politica*, Roma, NIS.
- Zamora I., San Martín J.I, Mazon A.J, San Martín J.J., Aperribay V., Arrieta J.M. [2006], “Cogeneration in electrical microgrid”, *International Conference on Renewable Energy and Power Quality*, Las Palmas, 13-15 April.
- Zamora R., Srivastava A.K. [2010], “Controls for a microgrids with storage. Review, Challenges and research needs”, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, Vol. 14, no. 7, pp. 2009-2018.
- Zoka Y., Sugimoto A., Yorino N., Kawahara K., Kubokawa J. [2007], “An economic evaluation for autonomous independent networks of distributed energy resources”, *Electric Power System Research*, Vol. 77, no. 11, pp. 831-838.
- Zorzoli G.B., [2007], “Trasporto, distribuzione e accumulo di energia elettrica”- *Enciclopedia degli idrocarburi - Istituto della enciclopedia italiana Fondata da Giovanni Treccani*; Vol. III, Cap.5.7.