

Un ottimizzatore per la gestione di reti attive di distribuzione

A. Borghetti, M. Bosetti, C.A. Nucci, M. Paolone

Università di Bologna

S. Grillo, S. Massucco, F. Silvestro

Università di Genova

S. Scalari

Enel Ingegneria e
Innovazione

Riassunto – *La presente memoria descrive la struttura di un sistema automatico di esercizio ottimizzato delle risorse di produzione/accumulo di energia e quelle di regolazione, disponibili in una rete di distribuzione. Tenendo conto delle difficoltà di previsione dei carichi e della produzione da fonte rinnovabile, il sistema automatico è organizzato su una struttura a due livelli: il primo, con orizzonte giornaliero, è dedicato all'applicazione di criteri di gestione economica; il secondo, con orizzonte temporale limitato al successivo quarto d'ora, è dedicato al raggiungimento degli obiettivi di qualità e sicurezza dell'esercizio della rete. Gli studi effettuati mostrano che la struttura proposta può consentire anche l'esercizio volontario in isola di carico, con riferimento sia a micro-reti di bassa tensione sia a parti di reti in media tensione.*

Parole chiave – **Generazione distribuita, Micro-reti, Gestione automatica, Ottimizzazione.**

I. INTRODUZIONE

Lo sviluppo di reti di distribuzione sia in bassa tensione sia in media tensione con capacità di esercizio flessibile e anche autonomo in isola di carico è uno degli aspetti che maggiormente caratterizza i progetti di Smart Grid (v. ad esempio [1]). L'esercizio flessibile delle reti di distribuzione o di parte di esse sia in bassa sia in media tensione richiede sistemi innovativi di gestione automatica, le cui caratteristiche e obiettivi sono descritti per esempio in [2-4]. I moderni Distribution Management System (DMS), caratterizzati da architetture di automazione, telecomunicazione e controllo di tipo innovativo [5], consentono l'implementazione di strategie di esercizio ottimizzate in grado di adattarsi continuamente alle condizioni di richiesta di carico e di produzione da fonte rinnovabile.

Questa memoria descrive la struttura di un sistema automatico di ottimizzazione delle condizioni operative delle risorse di produzione/accumulo di energia e di quelle di regolazione disponibili in una rete di distribuzione. Il sistema ha i requisiti per l'implementazione in un DMS.

Tenendo conto delle difficoltà di previsione dei carichi e della produzione da fonte rinnovabile, il sistema automatico è organizzato su una struttura a due livelli: il primo, con

orizzonte giornaliero, è dedicato all'applicazione di criteri di gestione economica; il secondo, con orizzonte temporale limitato al successivo quarto d'ora, è dedicato al raggiungimento degli obiettivi di qualità e sicurezza dell'esercizio della rete.

Gli studi effettuati mostrano come la struttura proposta possa consentire anche l'esercizio volontario in isola di carico, con riferimento sia a micro-reti di bassa tensione [6] sia a parti di reti in media tensione [7].

Una versione preliminare del sistema automatico è stata implementata nella test facility del CESI [8,9] ed è stata oggetto di prove per la verifica sperimentale del suo funzionamento [10].

Il sistema è stato dotato anche di una procedura per facilitare la manovra di disconnessione volontaria della rete, o di parte di questa, dal resto del sistema elettrico e il seguente esercizio in isola di carico [11].

La struttura della memoria è la seguente. Il capitolo 2 descrive i due livelli di ottimizzazione, giornaliera e a breve termine (15 min), definendo obiettivi e vincoli. Il capitolo 3 descrive la procedura introdotta per il passaggio al funzionamento volontario in isola di carico. Il capitolo 4 è dedicato ad alcuni esempi di prove effettuate con riferimento a una rete di distribuzione in media tensione caratterizzata da molti nodi e una forte penetrazione di generazione distribuita anche da fonte rinnovabile. Il capitolo 5 riporta le conclusioni.

II. STRUTTURA DEL SISTEMA AUTOMATICO PER L'ESERCIZIO OTTIMIZZATO

Il compito del sistema non è solo quello di permettere alla rete un'alta penetrazione di generazione distribuita, ma anche quello di sfruttare le caratteristiche delle risorse per aumentare l'affidabilità e migliorare la qualità del servizio.

Il sistema automatico di ottimizzazione delle risorse distribuite è concepito per essere inserito in una struttura il cui schema è illustrata in Fig. 1. Dalle informazioni rilevate con gli strumenti di misura si ottiene una indicazione delle condizioni operative attuali della rete (configurazione e flussi di potenza), mentre dai blocchi di previsione si ottiene una stima del carico e della produzione degli impianti da fonte rinnovabile nelle successive 24 ore e nel successivo quarto d'ora. L'ottimizzazione giornaliera tiene anche conto

della previsione dei prezzi di scambio con il resto del sistema elettrico.

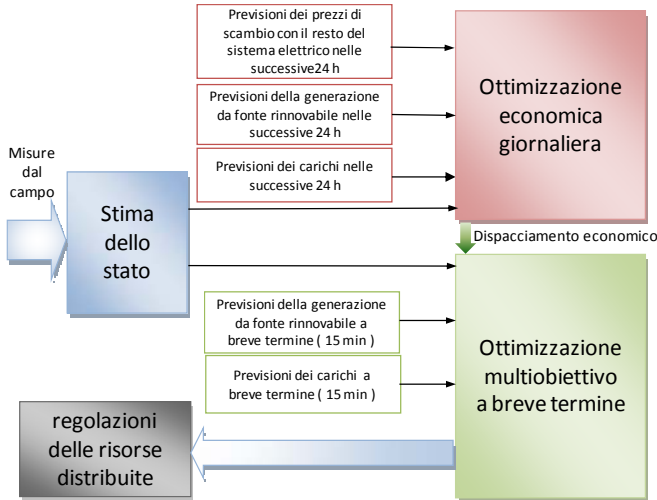


Fig. 1. Schema del sistema automatico per l'esercizio ottimo di una rete elettrica di distribuzione.

Il livello di ottimizzazione economica giornaliera fornisce per ogni quarto d'ora del giorno successivo il cosiddetto dispacciamento economico, ossia l'indicazione di quali unità di generazione controllabili tenere in servizio e a quale livello di potenza attiva, in modo da minimizzare una funzione obiettivo basata sui costi di esercizio della rete. Questa informazione è trasmessa al secondo livello che, sulla base delle previsioni aggiornate a breve termine e sullo stato del sistema, effettua un'ottimizzazione multi obiettivo, in cui compaiono anche criteri tecnici di affidabilità e qualità del servizio, coordinando i livelli di immissione di potenza attiva con le altre risorse di regolazione disponibili in rete (regolazione della potenza reattiva e della tensione).

A. Ottimizzazione economica giornaliera

Il livello di ottimizzazione economica giornaliera è stato concepito in modo da tenere in conto sia della presenza di risorse di energia elettrica non controllabili sia di quelle controllabili in termini di produzione di energia elettrica e anche di calore. L'orizzonte di ottimizzazione giornaliera è suggerito dalla presenza di tipici vincoli sul numero di accensioni e spegnimenti delle unità di produzione, sui tempi minimi fra manovre successive e dalla necessità di gestire in maniera ottimale le risorse di accumulo (di calore e di energia elettrica) eventualmente presenti.

La funzione obiettivo considerata per l'ottimizzazione economica giornaliera è:

$$\min_{P_j^r} \left(\sum_{r=1}^R \sum_{j=1}^N c_{j,r} P_j^r \Delta t + \pi P_s \right) \quad (1)$$

dove l'orizzonte temporale di 24 ore è suddiviso in $R=96$ periodi di durata $\Delta t=15$ minuti. N è il numero di risorse energetiche controllabili, P_j^r è il livello di produzione medio di ciascuna di loro nel periodo r e $c_{j,r}$ è il costo di

produzione associato. P_s è la potenza elettrica attiva scambiata con il sistema elettrico esterno e π il prezzo corrispondente.

In generale, l'insieme di unità controllabili contiene S unità di produzione di energia elettrica, C unità di cogenerazione elettrica e termica, e L unità di accumulo (termico L_{th} ed elettrico L_e). Risulta quindi conveniente definire il livello di produzione controllabile di ogni unità di produzione e accumulo mediante un indice h seguendo l'ordine $h = \{C, (S-C), L_e, L_{th}, (N-S-L)\}$, dove $(N-S-L)$ sono le produzioni delle unità di produzione di solo calore, essendo le produzioni di calore dalle unità di cogenerazione definite dal livello di produzione elettrica (in prima approssimazione mediante una relazione lineare $a_j P_j^r + b_j$).

Indicando con NP l'insieme di unità di produzione elettrica non controllabili dal sistema automatico e con E_j^r il livello energetico medio del sistema di accumulo j nel periodo r , i vincoli di soddisfacimento delle richieste di carico elettrico e termico (che includono anche una stima delle perdite)

P_{load_e} e $P_{load_{th}}$ sono

$$\sum_{j=1}^{S+L_e} P_j^r + P_s = P_{load_e}^r - \sum_{k \in NP} P_k^r \quad r=1, \dots, R \quad (2)$$

$$\sum_{j=S+L_e+1}^N P_j^r + \sum_{j=1}^C (a_j P_j^r + b_j) = P_{load_{th}}^r \quad r=1, \dots, R \quad (3)$$

e i vincoli delle risorse di accumulo sono

$$E_j^r = E_j^{r-1} - P_j^{r-1} \Delta t \quad r=1, \dots, R \quad j=S+1, \dots, S+L \quad (4)$$

essendo noti i livelli energetici iniziali E_j^0

A questi vincoli, si aggiungono quelli caratteristici di ogni unità, quali i valori di potenza massima e minima, il numero ammesso di accensioni e spegnimenti, i tempi minimi di funzionamento e fra uno spegnimento e la successiva rimessa in servizio, eventuali vincoli di rampa da prendere in considerazione con la discretizzazione temporale scelta (15 min), ecc.

Si è notato, dalle prove condotte, che in presenza di una importante generazione combinata di elettricità e calore, il vincolo di bilancio delle potenze termiche ha notevole influenza sul dispacciamento complessivo.

B. Ottimizzazione multiobiettivo a breve termine

Il dispacciamento economico calcolato dall'ottimizzatore giornaliero è fornito in ingresso all'ottimizzatore a breve termine che aggiorna i valori di riferimento delle regolazioni delle risorse energetiche e di controllo disponibili con il seguente obiettivo multiplo: minimizzazione degli scarti rispetto ai valori ottimi di iniezione di potenza attiva calcolati dall'ottimizzazione giornaliera, minimizzazione degli scarti delle tensioni rispetto al valore nominale e riduzione delle perdite di rete.

In particolare si assume di poter variare i riferimenti delle regolazioni delle produzioni di potenza attiva P_{DER} e di

potenza reattiva \mathbf{Q}_{DER} degli N generatori controllabili dal sistema automatico e i riferimenti \mathbf{n}_{OLTC} dei variatori sotto carico dei trasformatori.

Indicando con α , β , and γ i pesi predefiniti dei tre componenti della funzione multi obiettivo, il problema di ottimizzazione è:

$$\min_{\Delta \mathbf{x}} \left\{ \sum_{j=1}^N \alpha s_p + \beta P_{loss} + \sum_{i=1}^{N_{bus}} \gamma s_v \right\} \quad (5)$$

dove N_{bus} indica il numero dei nodi della rete di distribuzione, s_p indica il vettore delle variabili matematiche che rappresentano i valori assoluti delle differenze fra il livello di potenza attiva P_j di ogni generatore controllabile rispetto al livelli di produzione calcolato dall'ottimizzatore giornaliero \bar{P}_j e (ossia $s_{p_j} = |P_j - \bar{P}_j|$), s_v indica il vettore delle variabili matematiche che rappresentano i valori assoluti delle differenze fra la tensione V_i di ogni nodo i della rete e il valore nominale \bar{V} (ossia, $s_{v_i} = |V_i - \bar{V}|$); P_{loss} è il valore delle perdite di rete.

Il problema di ottimizzazione richiede di rappresentare le relazioni non lineari che la rete stabilisce fra tensioni/perdite e le variabili di ottimizzazione. Per questo motivo, nel problema (5) le variabili di ottimizzazione sono le variazioni dei valori dei riferimenti dei regolatori disponibili $\Delta \mathbf{x} = [\Delta \mathbf{P}_{DER} \ \Delta \mathbf{Q}_{DER} \ \Delta \mathbf{n}_{OLTC}]$. Le relazioni non lineari summenzionate sono quindi linearizzate attorno alla soluzione del calcolo della ripartizione dei flussi di potenza nella rete di distribuzione trifase. Tali relazioni, che costituiscono altrettanti vincoli di uguaglianza del problema di ottimizzazione, sono:

$$\begin{aligned} |\Delta V_i| &= \mathbf{K}_{iP} \Delta \mathbf{P}_{DER} + \mathbf{K}_{iQ} \Delta \mathbf{Q}_{DER} + \mathbf{K}_{in} \Delta \mathbf{n}_{OLTC} \quad \forall i \\ \Delta P_{loss} &= \mathbf{L}_{P_{loss}P} \Delta \mathbf{P}_{DER} + \mathbf{L}_{P_{loss}Q} \Delta \mathbf{Q}_{DER} + \mathbf{L}_{P_{loss}n} \Delta \mathbf{n}_{OLTC} \end{aligned} \quad (6)$$

dove \mathbf{K}_{iP} , \mathbf{K}_{iQ} e \mathbf{K}_{in} indicano i vettori dei coefficienti di sensitività delle variazioni di tensione al nodo i rispetto alle variazioni delle variabili di ottimizzazione $\Delta \mathbf{P}_{DER}$, $\Delta \mathbf{Q}_{DER}$ e $\Delta \mathbf{n}_{OLTC}$, rispettivamente. $\mathbf{L}_{P_{loss}P}$, $\mathbf{L}_{P_{loss}Q}$, e $\mathbf{L}_{P_{loss}n}$ indicano i corrispondenti i vettori dei coefficienti di sensitività della variazione delle perdite in rete.

Anche gli usuali vincoli sul massimo valore di corrente in ogni linea b sono tenuti in conto mediante analoghi coefficienti di sensitività \mathbf{H}_{bP} , \mathbf{H}_{bQ} , e \mathbf{H}_{bn} :

$$|\Delta I_b| = \mathbf{H}_{bP} \Delta \mathbf{P}_{DER} + \mathbf{H}_{bQ} \Delta \mathbf{Q}_{DER} + \mathbf{H}_{bn} \Delta \mathbf{n}_{OLTC} \quad \forall b \quad (7)$$

Tenendo conto che alcune variabili possono assumere solo valori discreti (ad es. la posizione dei variatori sotto carico, lo stato acceso o spento dei generatori, i livelli di distacco di carico), il problema (6) è un problema di programmazione lineare misto a interi (MILP), per il quale sono disponibili vari solutori efficienti.

Per calcolare i valori aggiornati dei riferimenti, la soluzione del problema linearizzato alle variazioni è inserita all'interno di una procedura iterativa. Come mostrato in Fig.

2, ad ogni iterazione, sono determinati i coefficienti di sensitività utilizzando i risultati del calcolo della ripartizione dei flussi trifase ed è risolto il problema multi obiettivo linearizzato (6). La sua soluzione $\Delta \mathbf{x}$ è corretta mediante un fattore $\zeta \in [0,1]$ ottenuto dalla soluzione del problema di minimizzazione della funzione multiobiettivo lungo la direzione $\Delta \mathbf{x}$, problema di ottimizzazione nonlineare unidimensionale. La procedura è ripetuta partendo dalla nuova soluzione $\zeta \Delta \mathbf{x}$ ed è interrotta quando la funzione obiettivo o il valore della soluzione non cambia in modo significativo fra una iterazione la successiva, oppure si è raggiunto il massimo numero di iterazioni.

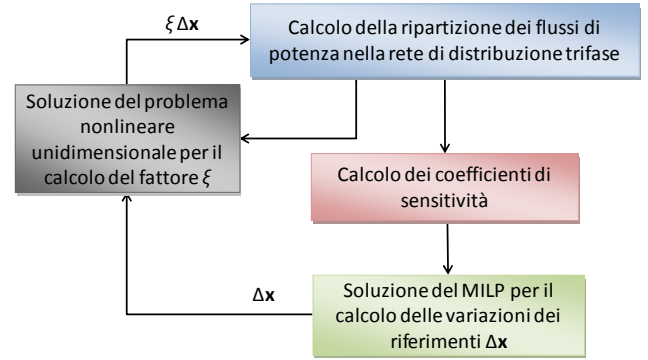


Fig. 2. Schema a blocchi della procedura iterativa dell'ottimizzatore a breve termine

Nelle prove effettuate, l'algoritmo illustrato in Fig. 2 converge in genere rapidamente. I tempi richiesti dall'algoritmo appaiono adeguati al funzionamento in-linea sfruttando la possibilità di determinare tutti i coefficienti di sensitività dalla soluzione di un singolo calcolo della ripartizione dei flussi di potenza (v. per esempio, [13,14]). Infatti, i coefficienti di sensitività delle variazioni di tensione \mathbf{K}_{iP} , \mathbf{K}_{iQ} in coordinate cartesiane sono ottenuti invertendo la matrice Jacobiana:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}_R} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}_X} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}_R} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}_X} \end{bmatrix} \quad (9)$$

dove \mathbf{P} , \mathbf{Q} e \mathbf{V} indicano le potenze attive, reattive e le tensioni nodali, con esclusione del nodo di saldo. I coefficienti di sensitività \mathbf{K}_{in} sono ottenuti dalla sommatoria dei prodotti fra i coefficienti di sensitività delle variazioni di potenza attiva e reattiva ai nodi rispetto alle variazioni di rapporto dei variatori sotto carico e i corrispondenti coefficienti \mathbf{K}_{iP} , \mathbf{K}_{iQ} , già calcolati. Infine, i coefficienti \mathbf{H}_{bP} , \mathbf{H}_{bQ} , \mathbf{H}_{bn} corrispondenti alla variazione $|\Delta I_b|$ della corrente nel ramo b -esimo sono ottenuti dai corrispondenti coefficienti \mathbf{K} delle tensioni ai terminali tenendo conto dei parametri noti del circuito equivalente del ramo.

III. PROCEDURA PER IL PASSAGGIO INTENZIONALE AL FUNZIONAMENTO IN ISOLA DI CARICO

Quando la rete di distribuzione è connessa al sistema elettrico esterno, nei calcoli della ripartizione dei flussi di potenza il nodo di connessione assume il ruolo di nodo di saldo. Nella condizione di funzionamento in isola di carico occorre scegliere un nodo di saldo fra quelli a cui sono connesse le unità di generazione elettrica. Tale scelta influisce sull'ottimizzazione dell'esercizio in isola di carico, come descritto, per esempio in [12].

Per effettuare questa scelta, nel sistema automatico è stata implementata una procedura che partendo da una configurazione iniziale già ottimizzata - denominata condizione O0 - nella quale la rete di distribuzione è connessa alla rete esterna (configurazione di rete dipendente), effettua due ottimizzazioni successive, indicate nel seguito come O1 e O2, entrambe effettuate seguendo lo schema di Fig. 2 e con funzione obiettivo corrispondente alla (5). La possibilità di distacco di alcuni carichi è rappresentata nell'algoritmo come un insieme di risorse controllabili di potenza attiva e reattiva.

O1 è l'ottimizzazione del sistema di distribuzione in esercizio indipendente, ossia imponendo un transito di potenza trascurabile al nodo di saldo mediante l'aggiunta al problema MILP dei seguenti vincoli di uguaglianza:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{S+L_g} \Delta P_j - \Delta P_{loss} &= P_{ini,s} \\ \sum_{j=1}^{S+L_g} \Delta Q_j - \Delta Q_{loss} &= Q_{ini,s} \end{aligned} \quad (8)$$

dove $P_{ini,s}$ e $Q_{ini,s}$ sono i valori iniziali delle potenze iniettate nel nodo di saldo.

O2 è l'ottimizzazione del sistema disconnesso, nel quale il ruolo di nodo di saldo è attribuito al nodo al quale è connesso il generatore j' caratterizzato dai più ampi margini di regolazione nella soluzione di O1.

Nella scelta, appare utile privilegiare i generatori di grossa taglia che funzionano nell'intorno della metà della loro capacità di generazione complessiva sia in termini di potenza attiva che reattiva. Pertanto l'attitudine a funzionare come nodo di saldo è quantificata sulla base dei risultati di O1 calcolando i seguenti quattro coefficienti per ogni generatore j :

$$\begin{aligned} cp_j &= \frac{(P_j - P_{min,j})}{(P_{max,j} - P_{min,j})}, \quad cp_{max,j} = \frac{(P_{max,j} - P_{min,j})}{\max_h (P_{max,h} - P_{min,h})} \\ cq_j &= \frac{(Q_j - Q_{min,j})}{(Q_{max,j} - Q_{min,j})}, \quad cq_{max,j} = \frac{(Q_{max,j} - Q_{min,j})}{\max_h (Q_{max,h} - Q_{min,h})} \end{aligned} \quad (9)$$

dove, per il generatore j , $P_{min,j}$, $P_{max,j}$, $Q_{min,j}$, $Q_{max,j}$ indicano i limiti operativi e P_j , Q_j sono i riferimenti di potenza attiva e reattiva calcolati da O1.

Per la scelta del nodo di saldo, i valori di tali coefficienti,

tutti compresi nell'intervallo $[0,1]$, sono combinati per ricavare un unico parametro:

$$ct(j) = f(cp_j) \cdot cp_{max,j} + f(cq_j) \cdot cq_{max,j} \quad (10)$$

dove la funzione f favorisce il funzionamento nell'intorno della metà della capacità produttiva, per esempio secondo la relazione lineare illustrata in Fig. 3.

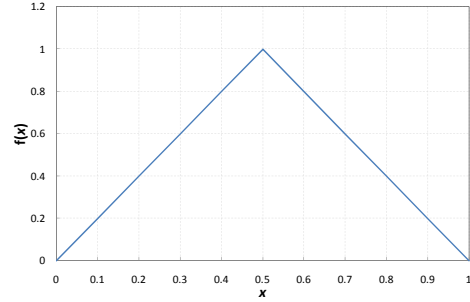


Fig. 3. Funzione f considerata nel calcolo del parametro ct per la scelta del generatore j' .

Il nodo al quale è connesso il generatore j' caratterizzato dal maggiore valore ct è scelto come nuovo nodo di saldo. Per assicurare una soluzione con un margine predefinito rispetto ai limiti di produzione nel nodo di saldo, si ripete l'ottimizzazione O2 con l'aggiunta dei corrispondenti vincoli di disuguaglianza di massimo e minimo ai valori di $cp_{j'}$ e $cq_{j'}$.

IV. APPLICAZIONI DI OTTIMIZZAZIONE

L'ottimizzatore è stato implementato al calcolatore in Matlab, con l'interfacciamento con l'ambiente di calcolo EMTP-rv [15] per la realizzazione dell'algoritmo illustrato in Fig. 2.

Per illustrare il funzionamento del sistema di ottimizzazione, nel seguito si riassumono alcuni dei risultati recentemente ottenuti dallo studio di applicazione a una rete di distribuzione test a 119 nodi, descritta in [7]. La rete è costituita da quattro 'feeder' di diversa configurazione, due con caratteristiche tipiche di una alimentazione urbana (ossia linee in cavo e di lunghezza abbastanza uniforme), e due con caratteristiche rurali (ossia linee aeree, più varie e complessivamente più lunghe). I feeder urbani e i rurali sono alimentati da due sbarre separate a 20kV ognuna connessa alla rete a 132kV tramite un trasformatore a rapporto variabile sotto carico $\pm 8 \times 1,5\%$, con potenza nominale T1=25 e T2=16 MVA rispettivamente.

Oltre a vari generatori da fonte eolica e solare localizzati in tutta la rete, è stata assunta la presenza di 10 generatori controllabili:

- 4 connessi al feeder urbano 1, indicati nel seguito, tenendo conto del nodo di connessione, come GD_04, GD_18, GD_19, and GD_20 (di potenza massima in MW pari rispettivamente a 3,5, 0,5, 3 e 5,5);
- 3 al feeder urbano 2, denominati GD_21, GD_23, GD_31 (di potenza massima in MW pari rispettivamente a 5, 1 e 5);

- 3 al feeder rurale 1, denominati GD_40, GD_49, GD_54 (di potenza massima in MW pari rispettivamente a 1,5, 3 e 3).

Nessun generatore controllabile è connesso al feeder rurale 2.

La Fig. 4 mostra un esempio di risultato ottenuto per una giornata (96 periodi di 15 min) da parte dell'ottimizzatore giornaliero per un particolare profilo previsto del carico, della produzione degli impianti da fonte rinnovabile e dei prezzi di scambio con il resto del sistema elettrico. La Fig. 5 mostra i corrispondenti livelli di potenza scambiata con il resto del sistema elettrico, considerati positivi se la potenza è importata.

Nel seguito sono mostrati i risultati dell'ottimizzazione a breve termine per i due periodi di massimo e minimo carico, ossia il periodo n. 17 (corrispondente alle ore 4 del mattino) e il periodo n. 77 (corrispondente alle ore 7 della sera). Come mostrato in Fig. 5. in entrambi i periodi la rete esporta potenza verso il sistema esterno.

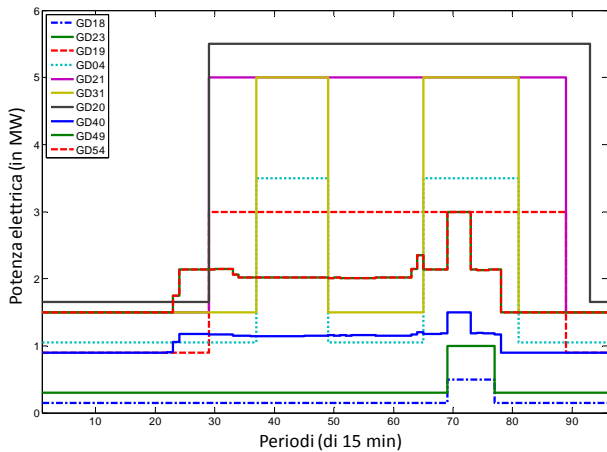


Fig. 4 Esempio dei livelli di produzione elettrica dei generatori controllati, calcolati dall'ottimizzazione economica giornaliera.

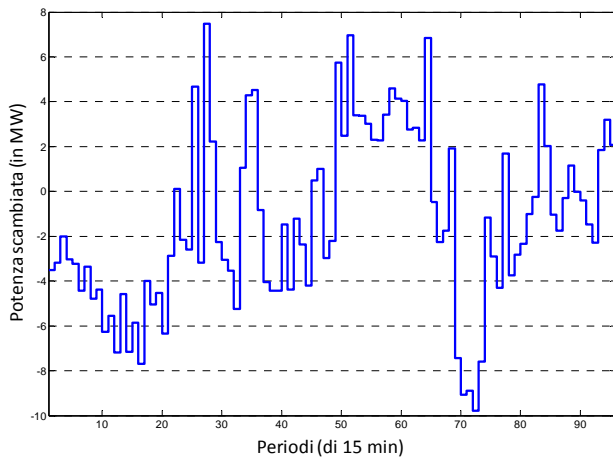


Fig. 5 Livelli di potenza scambiata con il resto del sistema elettrico corrispondenti ai risultati di Fig. 4.

I riferimenti iniziali dei generatori sono mostrati in tabella 1. I riferimenti delle potenze attive sono quelli calcolati mediante l'ottimizzazione giornaliera per i corrispondenti periodi (Fig.) e i riferimenti di potenza reattiva sono assunti pari a quelli che corrispondono ad una produzione con fattore di potenza pari a 0.8. La condizione iniziale dei variatori di rapporto dei due trasformatori è quella centrale (posizione 0).

TABELLA 1.

Valori dei riferimenti iniziali dei generatori controllabili nei due periodi di minimo e massimo carico.

| feeder | generatore | Carico minimo | | Carico massimo | |
|----------|------------|---------------|--------|----------------|--------|
| | | P (kW) | Q (kW) | P (kW) | Q (kW) |
| Urbano 1 | DG_04 | 1050 | 788 | 3500 | 2625 |
| | DG_18 | 150 | 113 | 150 | 113 |
| | DG_19 | 900 | 675 | 3000 | 2250 |
| | DG_20 | 1650 | 1238 | 5500 | 4125 |
| Urbano 2 | DG_21 | 1500 | 1125 | 5000 | 3750 |
| | DG_23 | 300 | 225 | 300 | 225 |
| | DG_31 | 1500 | 1125 | 5000 | 3750 |
| Rurale 1 | DG_40 | 900 | 675 | 1172 | 879 |
| | DG_49 | 1500 | 1125 | 2141 | 1606 |
| | DG_54 | 1500 | 1125 | 2141 | 1606 |

Sono riportati i risultati ottenuti considerando tre diverse terne di valori dei parametri α, β, γ in (5):

Opt1) $\alpha=0, \beta=0, \gamma=1$

Opt2) $\alpha=1, \beta=0, \gamma=1$

Opt3) $\alpha=50, \beta=0, \gamma=1$

Con la terna di valori Opt1, l'ottimizzatore tiene in conto solo della minimizzazione degli scostamenti delle tensioni rispetto al valore nominale. I valori non nulli di α in Opt2 e Opt3 permettono di tenere in conto anche dell'obiettivo di rendere piccoli gli scarti rispetto ai riferimenti di Potenza calcolati dall'ottimizzazione giornaliera. Il valore di $\alpha=50$ (Opt3) è talmente grande da bloccare i valori delle potenze attive sui riferimenti calcolati dall'ottimizzatore giornaliero. β è sempre considerato nullo in modo tale da non tenere in conto in maniera esplicita delle perdite.

A. Periodo di minimo carico

Per ognuna delle tre terne di valori (Opt1, Opt2 e Opt3), la Tabella 2?? riporta i riferimenti calcolati per ogni generatore e la Tabella 3?? per i due trasformatori dotati di variatori di rapporto. La Tabella 4?? mostra i valori delle perdite e dell'errore medio assoluto delle tensioni nodali rispetto al valore nominale.

TABELLA 2

Valori dei riferimenti dei generatori controllabili al termine delle tre ottimizzazioni per il periodo di minimo carico.

| DER | Opt1 | | Opt2 | | Opt3 | |
|--------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|
| | P (kW) | Q (kvar) | P (kW) | Q (kvar) | P (kW) | Q (kvar) |
| DER_54 | 28 | 200 | 1024 | -2248 | 1500 | -2249 |
| DER_49 | 681 | 43 | 1500 | 565 | 1500 | 202 |
| DER_40 | 1313 | 990 | 900 | 1125 | 900 | -141 |
| DER_18 | 499 | 374 | 150 | 375 | 150 | 375 |

| | | | | | | |
|--------|------|-------|------|-------|------|-------|
| DER_19 | 2 | 1127 | 900 | 196 | 900 | 474 |
| DER_20 | 975 | -2793 | 1650 | -4124 | 1650 | -4124 |
| DER_23 | 0.6 | 473 | 300 | 750 | 300 | 750 |
| DER_21 | 3 | 14 | 1500 | -3095 | 1500 | -2295 |
| DER_31 | 2189 | 2295 | 1500 | 3749 | 1500 | 3749 |
| DER_04 | 1873 | -2164 | 1050 | 1364 | 1050 | 2625 |

TABELLA 3

Riferimenti dei variatori di rapporto nel periodo di minimo carico.

| Trasformatore | Opt1 | Opt2 | Opt3 |
|---------------|------|------|------|
| T1 | +1 | +1 | 0 |
| T2 | -1 | 0 | +1 |

TABELLA 4

Perdite in rete e errore medio assoluto delle tensioni nel periodo di minimo carico.

| | Condizione iniziale | Opt1 | Opt2 | Opt3 |
|--|---------------------|-------|-------|-------|
| Perdite (kW) | 339 | 205 | 379 | 425 |
| Errore medio assoluto delle tensioni (V) | 568 | 132.3 | 132.6 | 136.4 |

Come ci si aspettava, un grande valore di α , che vincola i livelli di produzione ai valori calcolati dall'ottimizzazione economica, porta a un peggioramento, seppur limitato, dei profili di tensione, rispetto a quanto si ottiene con la terna Opt1 che prevede di ridurre notevolmente la produzione dei generatori. La riduzione di potenza comporta anche perdite più contenute.

B. Periodo di massimo carico

Analogamente al caso di carico minimo, i valori dei riferimenti ottenuti sono mostrati in Tabella 5 e in Tabella 6, per i generatori e i trasformatori, rispettivamente. La Tabella 7 riporta i valori e i valori delle perdite e dell'errore medio assoluto delle tensioni nodali rispetto al valore nominale.

TABELLA 5

Valori dei riferimenti dei generatori controllabili al termine delle tre ottimizzazioni per il periodo di massimo carico.

| DER | Opt1 | | Opt2 | | Opt3 | |
|--------|--------|----------|--------|----------|--------|----------|
| | P (kW) | Q (kvar) | P (kW) | Q (kvar) | P (kW) | Q (kvar) |
| DER_54 | 2234 | -1865 | 2141 | -2250 | 2141 | -2250 |
| DER_49 | 0.2 | -2243 | 318 | -1880 | 2141 | -2250 |
| DER_40 | 0.2 | -1117 | 0.3 | -1116 | 1172 | -716 |
| DER_18 | 500 | 375 | 150 | 375 | 150 | 375 |
| DER_19 | 3000 | 2250 | 3000 | 2250 | 3000 | 2250 |
| DER_20 | 1573 | 2396 | 5500 | -547 | 5500 | -1888 |
| DER_23 | 999 | 750 | 300 | 750 | 300 | 750 |
| DER_21 | 2021 | -925 | 5000 | -1354 | 5000 | -2539 |
| DER_31 | 5000 | 3749 | 5000 | 3750 | 5000 | 3750 |
| DER_04 | 3500 | 2625 | 3500 | 2625 | 3500 | 2625 |

TABELLA 6

Riferimenti dei variatori di rapporto nel periodo di massimo carico.

| Trasformatore | Opt1 | Opt2 | Opt3 |
|---------------|------|------|------|
| T1 | -3 | -2 | -1 |
| T2 | +6 | +6 | +6 |

TABELLA 7

Perdite in rete e errore medio assoluto delle tensioni nel periodo di massimo carico.

| | Condizione iniziale | Opt1 | Opt2 | Opt3 |
|--|---------------------|------|------|------|
| Perdite (kW) | 630 | 534 | 652 | 740 |
| Errore medio assoluto delle tensioni (V) | 640 | 87 | 96 | 125 |

Rispetto al periodo di minimo carico, nel periodo di carico massimo l'azione coordinata sui variatori dei trasformatori è più importante, in modo da ridurre il valore delle tensioni nei feeder urbani mantenendo contemporaneamente abbastanza elevate la tensione nel feeder rurale 2, a cui non è connessa generazione controllabile. Come mostrato dai valori degli errori degli scarti di tensione, l'ottimizzatore consente di raggiungere una condizione di profilo quasi piatto. Anche per questo periodo, si possono ripetere le stesse osservazioni sugli effetti della limitazione di controllo della potenza attiva dei generatori che determina un incremento delle perdite in rete.

IV. CONCLUSIONI

La memoria ha illustrato come l'ottimizzatore proposto possa essere applicato per l'esercizio di una rete di distribuzione con molti nodi e una elevata penetrazione di generazione distribuita, anche nel caso di produzione intermittente da fonte rinnovabile.

Infatti, l'ottimizzatore basato sulla soluzione di problemi di programmazione lineare mista a interi consente di utilizzare solutori di provata efficienza sia in termini di qualità della soluzione sia in termini di calcolo, che appaiono adeguati per l'applicazione in linea se i coefficienti di sensitività sono direttamente ottenuti da un singolo calcolo della ripartizione dei flussi di potenza.

Appare particolarmente interessante la possibilità di poter gestire anche l'esercizio in isola.

BIBLIOGRAFIA

- [1] The Smart Grid: An introduction, publication sponsored by US DOE's Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, 2009, <http://www.doe.energy.gov/1165.htm>
- [2] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Meliopoulos, R. Yinger, and J. Eto, "White paper on integration of distributed energy resources. The CERTSmicrogrid concept," Tech. Rep. LBNL-50829, 2002, <http://certs.lbl.gov/pdf/50829-app.pdf>, 2002.
- [3] A. G. Tsikalakis, N.D. Hatziaargyriou, Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation, IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 23, no. 1, March 2008.
- [4] R.Caldon, G.Celli, R.Cicoria, B.Colombo, A.Invernizzi, F.Pilo, G. Pisano, S. Pugliese, M. Venturino, "Le reti di distribuzione attive e la loro applicabilità nello scenario italiano", Atti Giornata Studio AEIT, Milano, 25 Maggio 2005.
- [5] S. Grillo, S. Massucco, A. Morini, S. Scalari, P. Scalera, F. Silvestro, "Distribution Management System (DMS) per la gestione intelligente di reti elettriche", Convegno Nazionale AEIT, Catania, Settembre 2009.
- [6] A. Bertani, A. Borghetti, C. Bossi, L. De Biase, O. Lamquet, S. Massucco, A. Morini, C.A. Nucci, M. Paolone, E. Quaia, F. Silvestro, "Management of Low Voltage Grids with High Penetration of Distributed Generation: concepts, implementations and experiments", Proc. of CIGRE general session, Paris, 2006.
- [7] A. Borghetti, M. Bosetti, C.A. Nucci, M. Paolone, S. Massucco, F. Silvestro, S. Scalari, "A procedure for the automatic scheduling of

distributed energy resources in medium voltage networks”, Proc. of CIREN, Prague, 2009.

[8] A. Bertani, “Realizzazione del Sistema di Controllo centralizzato della Test Facility CESP”, Rapporto A5035166, Ricerca di Sistema 2005, Progetto GENDIS21/CONGEDI, www.ricercadisistema.it.

[9] A. Borghetti, M. Bosetti, C. Bossi, S. Massucco, E. Micolano, A. Morini, C.A. Nucci, M. Paolone, F. Silvestro, “An Energy Resource Scheduler Implemented in the Automatic Management System of a Microgrid Test Facility”, International Conference on Clean Electrical Power, Capri 21-23 Maggio 2007.

[10] M. Marciandi, D. Moneta, P. Mora, “Gestione ottimizzata della Test Facility di generazione distribuita per il controllo del profilo di tensione e prove sperimentali”, Rapporto CESI Ricerca 08000650, Febbraio 2008, www.ricercadisistema.it

[11] A. Borghetti, M. Bosetti, C.A. Nucci, M. Paolone, “Dispersed energy resources scheduling for the intentional islanding operation of distribution systems”, Proc. of Power Systems Computational Conference, PSCC 08, Glasgow, Luglio 2008.

[12] E. Riva Sanseverino, G. Pecoraro, A. Borghetti, M. Bosetti, M. Paolone, “Optimal Operating Point Calculation for Medium Voltage Distribution Systems”, Proc. of 2007 IEEE Lausanne Power Tech Conference, Lausanne, Switzerland, 1 - 5 July 2007.

[13] Q. Zhou, J. W. Bialek, “Simplified calculation of voltage and loss sensitivity factors in distribution networks”, Proc. of the 16th Power Systems Computation Conference (PSCC2008), Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008.

[14] A. Borghetti, M. Bosetti, S. Grillo, M. Paolone, F. Silvestro, “Short-term scheduling of active distribution systems”, Proc. of 2009 IEEE Power Tech Conference, Bucharest, June 28 –July 3, 2009.

[15] J. Mahseredjian, S. Denetière, L. Dubé, B. Khodabakhchian, and L. Gérin-Lajoie, “On a new approach for the simulation of transients in power systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 11, pp. 1514–1520, September 2007.