

Controllo predittivo nella coproduzione di elettricità e idrogeno dal carbone

Riccardo Scattolini, Nicola Schiavoni, Valter Prandoni, Paolo Savoldelli, Michele Losito, Davide Zucchi

In questo articolo si presenta il progetto del sistema di controllo di un impianto innovativo per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno. L'impianto è costituito da varie unità, tra cui due turbine a gas, una delle quali può essere accesa o spenta in base a considerazioni economiche e a vincoli operativi. Dapprima si ricava un modello ibrido del sistema complessivo, cioè un modello nel quale interagiscono sia variabili a tempo continuo, sia variabili booleane necessarie per descrivere i vincoli operativi di tipo logico. Tale modello è quindi impiegato per determinare la strategia ottima di gestione secondo un approccio a orizzonte mobile tipico del controllo predittivo. Alcuni risultati di simulazione evidenziano le potenzialità dell'approccio proposto.

Keyword

Coproduzione di energia elettrica e idrogeno, controllo predittivo, gestione ottimale degli impianti.

Nel prossimo futuro, i sistemi di produzione dell'energia dovranno evolvere per rispondere a sfide sempre più complesse. In primo luogo, la deregolamentazione del mercato dell'energia ha elevato significativamente la competitività tra i produttori. Ciò implica che saranno richiesti livelli sempre più elevati di efficienza e di flessibilità nella gestione degli impianti di produzione, così da ottimizzarne le condizioni operative secondo criteri economici ben definiti. In secondo luogo, la legislazione internazionale in materia ambientale limiterà sempre più l'emissione di gas nocivi. Infine, il prezzo dei combustibili fossili è destinato ad aumentare a causa della domanda crescente dei paesi con economie in forte espansione e per la progressiva riduzione delle riserve, mentre le energie rinnovabili non sembrano essere in grado di soddisfare pienamente le esigenze energetiche mondiali.

Per tutti questi motivi, si prevede che nei prossimi anni entreranno in servizio numerosi impianti per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno dalla gassificazione del carbone, dotati di sistemi di sequestro della CO_2 , si veda per esempio il progetto europeo 2007- 2014 RWE per un impianto da 450 MW_e (www.rwe.com), [1], [2]. Impianti di questo tipo hanno molti potenziali vantaggi, come l'impiego di un combustibile largamente disponibile, la possibilità di catturare la CO_2 , che

altrimenti sarebbe immessa nell'atmosfera, e la flessibilità sufficiente per produrre, in base alle esigenze del mercato, sia energia elettrica sia idrogeno. Quest'ultimo potrebbe diventare un importante vettore energetico, impiegabile per esempio per l'autotrazione.

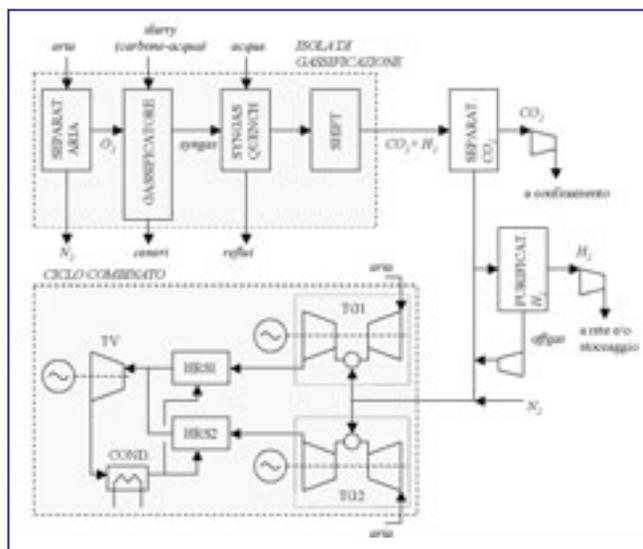


Figura 1 - Schema dell'impianto

Per tutti i motivi suddetti, CESI Ricerca ha realizzato uno studio di fattibilità relativo all'impianto di coproduzione che è oggetto dell'applicazione descritta in questo articolo, [3]. In questo impianto, il cui schema a blocchi è riportato nella figura 1, viene prodotto un gas ricco di idrogeno tramite un sistema di gassificazione del carbone con ossigeno. Tale gas, previa separa-

R. Scattolini, N. Schiavoni - Dipartimento di Elettronica e Informazione, Politecnico di Milano; V. Prandoni, P. Savoldelli - Cesi Ricerca, Milano; Michele Losito, Davide Zucchi - Ingegneria dell'Automazione, Politecnico di Milano

zione della CO₂ da inviare a confinamento, può essere usato sia per alimentare due turbine a gas di un impianto a ciclo combinato (indicate con TG1 e TG2), sia per essere ulteriormente purificato per produrre idrogeno per usi commerciali. La turbina TG1 è sempre attiva per soddisfare anzitutto i fabbisogni energetici dell'impianto medesimo e quindi della domanda esterna di energia elettrica, mentre la TG2 può essere avviata o arrestata in funzione sia del carico esterno (di energia elettrica e/o di idrogeno) sia di considerazioni economiche e tecnologiche.

Le caratteristiche dinamiche delle unità che precedono il separatore di CO₂ sono tali per cui si può considerare che la portata di idrogeno prodotta dal separatore sia costante. Ne segue che il problema fondamentale nella gestione del sistema consiste nell'ottimizzare dinamicamente la gestione di accensione e spegnimento di TG2 e di suddividere la portata di H₂ tra TG1, TG2 e il purificatore di idrogeno in modo da ottimizzare le prestazioni dell'impianto di coproduzione su un orizzonte temporale di breve periodo (sino a un giorno) sulla base della previsione del carico elettrico.

La messa a punto delle strategie ottime di gestione delle risorse in impianti a ciclo combinato (CCPP) è stata trattata in numerosi articoli: si vedano per esempio [4], [5]. In [6] è stato esaminato e risolto un problema relativo alla gestione ottima di un sistema di cogenerazione formato da una turbina a gas e da una turbina a vapore. In questo lavoro si è mostrato come risulti molto opportuno formulare matematicamente il problema nell'ambito del controllo predittivo dei sistemi ibridi, cioè dei sistemi caratterizzati sia da una dinamica a tempo continuo sia da una dinamica discreta, nonché da regole logiche che specificano i vincoli operativi da considerare. Più precisamente, è stato sviluppato un modello "Mixed Logical Dynamical", o MLD, dell'impianto ed è stato utilizzato l'algoritmo di controllo predittivo di sistemi ibridi proposto in [7].

Seguendo un approccio simile a quello descritto in [6], nel seguito si introduce una modellizzazione MLD dell'impianto qui considerato. Quindi, si propone un metodo di controllo predittivo per sistemi MLD che consiste nel risolvere in linea, a ogni istante di campionamento, un problema di programmazione matematica mista-intera che consente di determinare sia il segnale logico di accensione e spegnimento di TG2, sia la percentuale di idrogeno da utilizzare per alimentare TG1, TG2 e l'unità di produzione di idrogeno. Il periodo di campionamento adottato, di 15 minuti, corrisponde al periodo base impiegato nel mercato dell'energia.

L'articolo è organizzato come segue. Nel prossimo paragrafo si deriva il modello ibrido dell'impianto e si forniscono alcune indicazioni sulla tecnica di modellizzazione MLD. Il terzo paragrafo è dedicato a formulare il problema di controllo ottimo e a illustrare alcuni risultati di simulazione. Infine, il lavoro si chiude con alcune considerazioni finali e con indicazioni su possibili sviluppi futuri.

Il modello dell'impianto

Componenti e variabili

Le unità dell'impianto di coproduzione qui considerato sono

schematicamente riportate nella figura 2, dove H2 è il purificatore di idrogeno, HRSG1 e HRSG2 sono gli Heat Recovery Steam Generators e TV è la turbina a vapore dell'impianto a ciclo combinato CCPP.

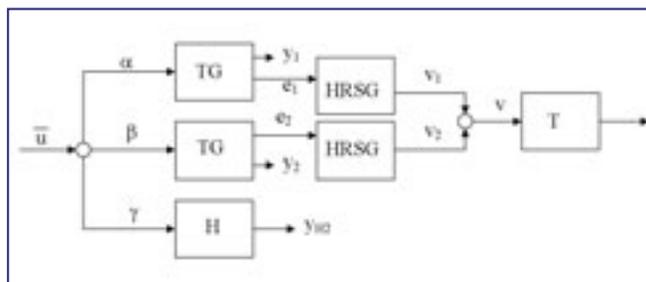


Figura 2 - Sistema sotto controllo

L'ingresso \bar{u} è la potenza totale che alimenta l'impianto (146.2 MW_{th}), prodotto della portata di combustibile (2.156 kg/s) e dell'entalpia (67.811 MJ/kg), mentre $\alpha\bar{u}$, $\beta\bar{u}$ e $\gamma\bar{u}$ sono le sue frazioni che alimentano rispettivamente TG1, TG2 e H2, con il vincolo $\alpha + \beta + \gamma = 1$.

Inoltre, l'impianto ha le seguenti caratteristiche:

- le turbine a gas sono identiche, così come i generatori di vapore;
- ogni turbina a gas può essere alimentata al più dalla metà della potenza totale disponibile e, in base alle caratteristiche di efficienza e ad altre considerazioni economiche ed energetiche, ogni turbina a gas deve essere alimentata almeno da metà della potenza disponibile, cioè $0.25 \leq \alpha \leq 0.5$, $0.25 \leq \beta \leq 0.5$;
- TG1 è sempre operativa, mentre TG2 può essere accesa o spenta: ne segue che $0 \leq \gamma \leq 0.75$.

Le variabili e_1 ed e_2 rappresentano la potenza termica recuperata dalle turbine a gas grazie a HRSG1 e HRSG2.

La portata vapore prodotta dai due generatori è indicata rispettivamente da v_1 e v_2 [MW_{th}], la cui somma $v = v_1 + v_2$ è l'ingresso della turbina a vapore TV. In altri termini, v è la potenza associata al calore recuperato dalle turbine a gas tramite il sistema HRSG.

Le uscite del sistema sono le potenze elettriche y_1 e y_2 [MW_e] prodotte rispettivamente da TG1 e TG2, la potenza elettrica y_3 [MW_e] prodotta da TV, la potenza termica y_{H_2} associata all'idrogeno prodotto da H2. La portata di idrogeno è dunque $Q_{H_2} = y_{H_2} / H_{H_2} = y_{H_2} / 120.067$ [kg/s], dove H_{H_2} [MJ/kg] è l'entalpia dell'idrogeno.

Modello di regime dell'impianto

Ipotizzando che l'efficienza delle turbine dipenda linearmente dalla portata di gas che le alimenta, la relazione tra la potenza termica di ingresso a TG1 e TG2 e la potenza elettrica prodotta dovrebbe essere descritta dalle equazioni

$$y_1 = (k_a \alpha + h_a) \alpha \bar{u}$$

e

$$y_2 = (k_b \beta + h_b) \beta \bar{u}$$

che sono relazioni non lineari rispetto agli ingressi α e β . Tuttavia, è possibile determinare una soddisfacente approssimazione di queste relazioni, con un errore massimo solo del 2.6%, ponendo

$$y_1 = k_\alpha \alpha \bar{u} + h_\alpha = 0.4 \alpha \bar{u} - 4.16$$

$$y_2 = k_\beta \beta \bar{u} + h_\beta = 0.4 \beta \bar{u} - 4.16$$

Per quanto riguarda il sistema HRSG, le potenze termiche e_1 ed e_2 sono date da

$$e_1 = \alpha \bar{u} - y_1$$

$$e_2 = \beta \bar{u} - y_2$$

mentre, indicando l'efficienza con η_{HRSG} , le portate di vapore sono

$$v_1 = e_1 \eta_{HRSG} = 0.88(\alpha \bar{u} - y_1)$$

$$v_2 = e_2 \eta_{HRSG} = 0.88(\beta \bar{u} - y_2)$$

Nel caso della turbine a vapore è possibile procedere in modo analogo e, notando che y_3 è lineare in v , si può porre

$$y_3 = k_v v + h_v = k_v 0.88[\alpha \bar{u} - y_1 + \beta \bar{u} - y_2] + h_v =$$

$$= 0.325 \cdot 0.88[\alpha \bar{u} - y_1 + \beta \bar{u} - y_2] - 1.26$$

Infine, la potenza termica dell'idrogeno è proporzionale alla potenza di ingresso tramite l'efficienza η_γ :

$$y_{H2} = \eta_\gamma \bar{u} = 0.98(1 - \alpha - \beta) \bar{u}$$

Modello dinamico

Un modello dinamico dell'impianto, consistente con il modello statico descritto nel paragrafo precedente, può essere dedotto facilmente utilizzando il periodo di campionamento $T_c = 15$ minuti scelto in base alle considerazioni seguenti:

- salvo che nella fase di avviamento, tutte le componenti d'impianto raggiungono il loro valore di regime, per ingressi costanti nell'intervallo T_c , in meno di 15 minuti;
- 15 minuti è esattamente il tempo di campionamento adottato dal mercato italiano dell'energia;

Ipotizzando di non essere nella fase di avviamento, il sistema complessivo può quindi essere descritto dalle seguenti equazioni:

$$y_1(k+1) = k_\alpha \alpha(k) \bar{u} + h_\alpha$$

$$y_2(k+1) = k_\beta \beta(k) \bar{u} + h_\beta$$

$$y_3(k+1) = k_v \eta_{HRSG} [\alpha(k) \bar{u} - y_1(k) + \beta(k) \bar{u} - y_2(k)] + h_v$$

$$y_{H2}(k+1) = \eta_\gamma (1 - \alpha(k) - \beta(k)) \bar{u}$$

Inoltre, notando che la potenza elettrica y_{el} è la somma delle

potenze erogate da TG1, TG2 e TV, cioè $y_{el} = y_1 + y_2 + y_3$, le equazioni complessive diventano

$$y_{el}(k+1) = k_\alpha \alpha(k) \bar{u} + h_\alpha + k_\beta \beta(k) \bar{u} + h_\beta +$$

$$+ k_v \eta_{HRSG} [\alpha(k) \bar{u} - y_1(k) + \beta(k) \bar{u} - y_2(k)] + h_v$$

$$y_{H2}(k+1) = \eta_\gamma (1 - \alpha(k) - \beta(k)) \bar{u}$$

che è un modello a tempo discreto del secondo ordine con ingressi α e β e uscite y_{el} e y_{H2} .

Vincoli operativi

Oltre ai già citati vincoli su α e β è necessario considerare i vincoli dovuti al fatto che TG2 può essere in servizio o no e che le modalità di transizione tra le sue diverse condizioni operative dipendono dal tempo in cui rimane spenta. Infatti, in un avviamento "a freddo", i suoi elementi meccanici sono molto sollecitati e, se i gradienti termici sono elevati, i materiali possono subire dei danni considerevoli. Ne consegue che le componenti meccaniche della turbina devono essere portate gradualmente a temperature elevate, evitando stress termici, e quindi il tempo richiesto per l'avviamento è maggiore di quello necessario nel caso di un avviamento "a caldo". Per questo motivo sono considerati due diversi tipi di accensione:

hot switch on se $t_{off} \leq temp$
cold switch on se $t_{off} > temp$

dove t_{off} è il numero di periodi di campionamento successivi in cui TG2 rimane spenta e $temp$ è un parametro da scegliersi opportunamente (nel caso in esame si è posto uguale a 8, cioè si è ipotizzato che si abbia un avviamento "a freddo" se la turbina rimane spenta per più di due ore).

In seguito al comando di accensione, TG2 non può produrre immediatamente potenza elettrica, ma è necessario attendere un periodo di campionamento T_c se l'accensione è avvenuta "a caldo" o due periodi di campionamento se l'accensione è stata "a freddo".

Inoltre, non è opportuno modificare lo stato della TG (in servizio/ferma) troppo frequentemente: una volta avviata, deve rimanere operativa almeno per un tempo T_{up} (posto pari a $5T_c$), analogamente, se ferma, deve rimanere in questo stato almeno per un tempo T_{down} (scelto pari a T_{up}).

Modello ibrido e ambiente MLD

Il modello dinamico ricavato nel paragrafo omonimo è stato dedotto nell'ipotesi che TG2 sia accesa e produca potenza, mentre non tiene conto dei vincoli operativi illustrati nel paragrafo precedente. Per descrivere formalmente lo stato di TG2 e i vincoli, è necessario introdurre nuove variabili, anche di tipo logico (variabili booleane, a differenza delle altre variabili in gioco che sono continue). In questo modo, si arriva a ottenere un modello ibrido del sistema complessivo. Tale modello non viene riportato nel seguito, in quanto piuttosto complesso. Si preferisce invece descrivere nel dettaglio alcune sue equazioni per fornire indicazioni su come impo-



stare la procedura generale di derivazione e, in particolare, descrivere i vincoli di tipo logico presenti.

In primo luogo, si introduce una variabile booleana φ che descrive lo stato di TG2: $\varphi=1$ se TG2 è accesa, mentre $\varphi=0$ se è spenta. Inoltre, sono necessari alcuni contatori:

- la variabile t_{on} conta i periodi di campionamento in cui TG2 produce potenza elettrica. La sua dinamica è descritta da $t_{on}(k+1)=t_{on}(k)+1$ se TG2 è operativa e produce potenza ($\varphi=1$), altrimenti $t_{on}=0$;
- la variabile t_{off} conta i periodi di campionamento in cui TG2 non produce potenza elettrica. La sua dinamica è descritta da $t_{off}(k+1)=t_{off}(k)+1$ se TG2 non è operativa ($\varphi=0$), altrimenti $t_{off}=0$;
- la variabile t_{lat} rappresenta il ritardo tra il comando di accensione di TG2 e la produzione effettiva di potenza. Quando la turbina è accesa ($\varphi=1$), t_{lat} evolve secondo l'equazione $t_{lat}(k+1)=t_{lat}(k)-1$ e la produzione di potenza inizia quando è verificata la condizione $t_{lat}<0$. Quando la turbina non è operativa, il valore di t_{lat} dipende da t_{off} : se $\varphi=0$ e $t_{off}\leq temp$ si pone $t_{lat}=1$, se $\varphi=0$ e $t_{off}>temp$ si pone $t_{lat}=2$;
- la variabile x_l è significativa quando $\varphi=1$ e TG2 non produce energia a causa del ritardo tra accensione e produzione, cioè quando $t_{on}(k)=0$: in questo caso si pone $x_l(k+1)=1$. Questa variabile è necessaria per evitare che si ponga $\varphi=0$ nella fase di accensione di TG2.

Mediante l'inserimento di altre variabili, sia continue sia booleane, sfruttando le proprietà del calcolo proposizionale che consente di formulare in termini di disequazioni le proposizioni logiche, è possibile ricavare il modello MLD dell'impianto e dei suoi vincoli logici; si veda [7] per una descrizione più dettagliata delle modalità da seguire. In termini generali, un modello MLD è descritto dalle equazioni:

$$\begin{aligned} x(k+1) &= Ax(k)+B_1u(k)+B_2\delta k+B_3z(k) \\ y(k) &= Cx(k)+D_1u(k)+D_2\delta k+D_3z(k) \\ E_2\delta k+E_3z(k) &\leq E_1u(k)+E_4x(k)+E_5 \end{aligned}$$

dove

$$x(k) = \begin{bmatrix} x_c(k) \\ x_l(k) \end{bmatrix}, \quad x_c \in R^{n_c}, \quad x_l \in \{0,1\}^{n_l}, \quad n = n_c + n_l$$

è il vettore di stato partizionato in componenti continue (x_c) e componenti logiche (x_l).

Analogamente

$$y(k) = \begin{bmatrix} y_c(k) \\ y_l(k) \end{bmatrix}, \quad y_c \in R^{p_c}, \quad y_l \in \{0,1\}^{p_l}, \quad p = p_c + p_l$$

è il vettore delle uscite partizionato in componenti continue (y_c) e componenti logiche (y_l) e

$$u(k) = \begin{bmatrix} u_c(k) \\ u_l(k) \end{bmatrix}, \quad u_c \in R^{m_c}, \quad u_l \in \{0,1\}^{m_l}, \quad m = m_c + m_l$$

è il vettore degli ingressi partizionato in componenti continue (u_c) e componenti logiche (u_l). I vettori

$$\delta \in \{0,1\}^t \quad e \quad z \in R^c$$

rappresentano variabili ausiliarie logiche e continue.

Il formalismo dei sistemi MLD consente di descrivere una gran parte dei sistemi ibridi e dei vincoli logici utili ai fini della descrizione di numerosissimi casi applicativi. Inoltre, è la base per risolvere molti problemi di controllo mediante l'approccio del controllo predittivo, basato sulla minimizzazione vincolata di un opportuno funzionale di costo. Infine, va sottolineato che esistono linguaggi che consentono la generazione automatica del modello a partire da una descrizione ad alto livello del sistema e dei vincoli operativi; si veda [8].

Controllo predittivo dell'impianto

Il modello MLD ricavato nel paragrafo precedente è stato usato per il controllo predittivo dell'impianto. Secondo questo approccio, a ogni istante di campionamento k si minimizza, rispetto alla sequenza di ingressi presenti e futuri, un opportuno funzionale di costo che tiene conto dell'evoluzione dell'impianto lungo un intervallo di predizione di lunghezza M . Di questa sequenza si utilizza soltanto il primo termine, cioè il valore delle variabili di controllo all'istante corrente. All'istante successivo $k+1$ tutta la procedura viene ripetuta, sempre con un orizzonte di predizione pari a M . Nel seguito, si descrive dapprima il problema di ottimizzazione considerato, quindi si mostrano alcuni risultati di simulazione ritenuti particolarmente significativi per illustrare le potenzialità dell'approccio proposto.

Il problema di ottimizzazione

In modo simile a quanto già descritto in [6], il funzionale di costo J da minimizzare è costituito da vari termini, ognuno dei quali rappresenta un obiettivo di controllo. Si è quindi posto

$$J = C_d + C_c + C_{TG2} + C_a + C_f$$

dove il significato dei vari termini è il seguente:

- C_d è il costo associato a una produzione di potenza elettrica inferiore o superiore alla domanda del lungo l'orizzonte di predizione

$$C_d = \sum_{t=k+1}^{k+M-1} k_d \|y_d(t) - d_d(t)\|_1$$

dove k_d è un coefficiente opportuno da scegliersi in fase di progetto. Si osservi che si fa implicitamente l'ipotesi che la domanda $d_d(t)$, $t=k+1, k+2, \dots, k+M-1$ lungo l'orizzonte di predizione sia nota;

- C_c è il costo associato a una modifica, lungo l'orizzonte di

predizione, delle condizioni operative di TG1 e TG2, valutato in funzione delle variazioni dei rispettivi ingressi

$$C_c = \sum_{t=k}^{k+M-2} k_{\Delta\alpha} \|\alpha(t+1) - \alpha(t)\|_1 + k_{\Delta\beta} \|\beta(t+1) - \beta(t)\|_1$$

dove, anche in questo caso, $k_{\Delta\alpha}$ e $k_{\Delta\beta}$ sono coefficienti opportuni;

- C_{TG2} è il costo associato all'uso di TG2, che può essere descritto da una variabile ausiliaria continua z_2 :

$$C_{TG2} = \sum_{t=k}^{k+M-1} k_{TG2} z_2(t)$$

dove k_{TG2} è un coefficiente opportuno;

- C_a è il costo associato all'avviamento di TG2, cioè descrive il costo da pagare per accendere la seconda turbina. Ovviamente è diverso da zero soltanto in fase di accensione:

$$C_a = \sum_{t=k}^{k+M-2} k_a [\max(\varphi(t+1) - \varphi(t), 0)]$$

dove un valore elevato del parametro di progetto k_a si traduce nel fatto che TG2 sarà accesa solamente quando strettamente necessario per soddisfare la domanda;

- C_f è il costo fisso associato all'uso di TG2:

$$C_f = \sum_{t=k}^{k+M-1} k_f \varphi(t)$$

dove ancora k_f è un parametro di progetto.

I vincoli da considerare nel problema di ottimizzazione sono dati dalle equazioni del modello MLD precedentemente descritto e dalla necessità di linearizzare il funzionale di costo, come descritto in [9], per ottenere un problema di programmazione matematica "mista-intera", che è possibile risolvere per mezzo di potenti software commerciali.

Esperimenti di controllo

Per valutare le prestazioni dell'approccio proposto, sono stati considerati dei profili tipici di domanda di potenza elettrica lungo le 24 ore. L'algoritmo di controllo predittivo è stato usato con l'orizzonte di predizione $M=4$, che corrisponde a considerare una finestra temporale di un'ora nel futuro. Gli ingressi da calcolare sono i valori di α e β , così come la variabile booleana φ . Si ricorda che α e β (quando $\varphi=1$ possono variare tra 0.25 e 0.5, quindi ogni turbina a gas può produrre una potenza minima di 10.49 [MW_e] e una potenza massima di 25.146 [MW_e]. In corrispondenza, la turbina a vapore può produrre da 6.192 [MW_e] (quando soltanto TG1 è operativa) a 26.164 [MW_e]. Ne segue che, in funzione del valore di φ , la potenza elettrica che si può produrre è nell'intervallo

$$[16.682-37.010]-[55.544-76.456] \text{ [MW}_e\text{]}$$

Infine, l'impianto può produrre una potenza termica tra zero a un valore massimo di 107.457 [MW_{th}] per la purificazione dell'idrogeno.

Nelle simulazioni riportate nel seguito, i coefficienti del funzionale di costo sono stati scelti nel modo seguente: $k_d=10$ [MW_e], $k_{\Delta\alpha}=0.01$ [%], $k_{\Delta\beta}=1$ [%], $k_{TG2}=0.2$ [MW_e], $k_a=50$, $k_f=1$.

Esperimento 1

Gli andamenti della domanda di potenza elettrica, di quella prodotta, della variabile logica φ e della potenza termica prodotta sono riportati nella figura 3. Si noti in particolare l'azione anticipatrice dell'algoritmo di controllo: al tempo $k=25$ il valore di φ è posto pari a 1 (TG2 viene accesa) per soddisfare la variazione della domanda che avviene al tempo $k=28$ e che non potrebbe essere soddisfatta utilizzando solamente TG1. Nel far questo si considera anche il tempo richiesto da TG2 per produrre effettivamente potenza: infatti a $k=25$ si ha $t_{off}=30$ e $t_{lat}=2$, come mostrato nella figura 4, cosicché è richiesta un'accensione a freddo.

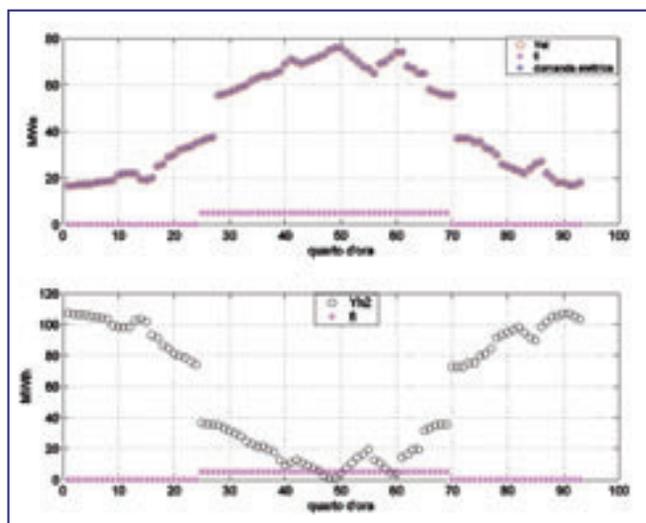


Figura 3 - Esperimento 1: domanda di potenza elettrica e produzione, produzione di potenza termica, segnale logico di ingresso φ

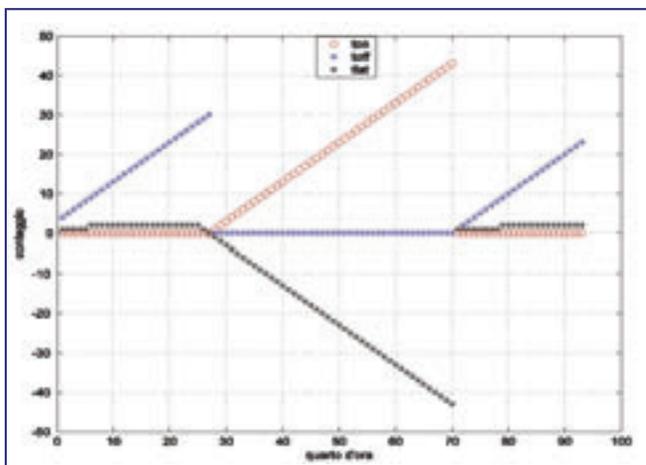


Figura 4 - Esperimento 1: andamento di t_{on} , t_{off} , t_{lat}

La figura 5 mostra l'andamento delle variabili di controllo α e β . Da questa figura e dai risultati precedenti si può notare che TG2 viene accesa soltanto quando TG1 non è in grado di soddisfare da sola la domanda elettrica, come è lecito attendersi in base alla presenza dei termini C_a e C_f nel funzionale di costo.

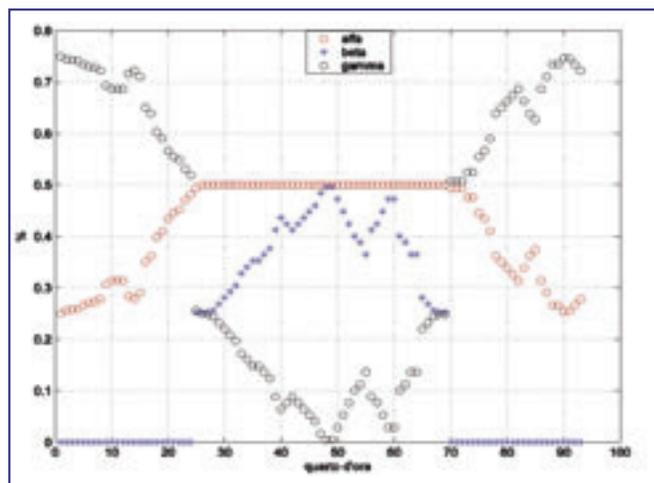


Figura 5 - Esperimento 1: andamento delle variabili di ingresso

Esperimento 2

Per verificare che TG2 rimanga operativa (o non operativa) per un tempo $T_{up}=5$ ($T_{down}=5$), si è considerato un diverso profilo della domanda. Dai risultati ottenuti, riportati nella figura 6, risulta evidente che al tempo $k=38$ l'impiego di TG2 non è necessario e quindi è possibile procedere allo spegnimento. Tuttavia, a $k=42$ il profilo della domanda cambia repentinamente, ma TG2 non può essere riavviata a causa dei vincoli operativi; l'accensione si ha poi soltanto a $k=44$. Una situazione duale si ha a $k=79$, quando TG2 rimane operativa anche se non indispensabile per soddisfare la domanda. Infine si noti che a $k=43$ e $k=85$ si ha un'accensione a caldo, $t_{off} < temp$ e $t_{lat}=1$. Al contrario, a $k=73$ si ha un'accensione a freddo e la produzione inizia dopo quattro periodi di campionamento (un'ora), $t_{off} > temp$ e $t_{lat}=2$.

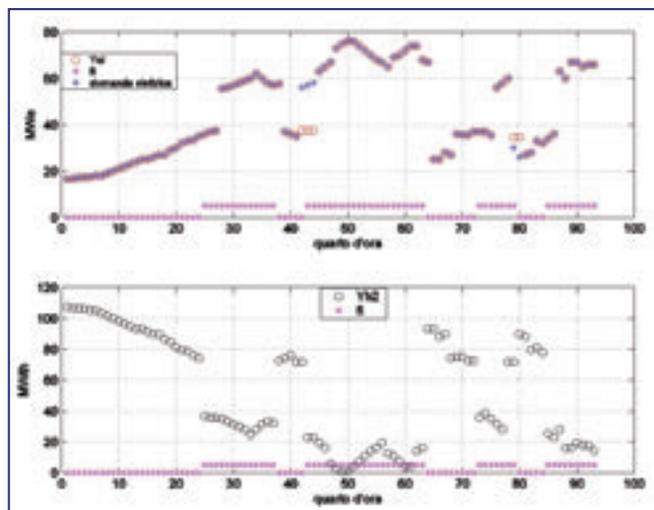


Figura 6 - Esperimento 2: domanda di potenza elettrica e produzione, produzione di potenza termica, segnale logico di ingresso φ

Conclusioni

In questo articolo si è considerato il problema della conduzione ottima di un impianto per la coproduzione di energia elettrica e idrogeno. L'approccio risolutivo proposto si basa sulla teoria dei sistemi MLD e sul controllo predittivo, il cui uso congiunto consente al progettista di considerare sia obiettivi economici sia vincoli operativi. I risultati ottenuti, molto promettenti, mostrano che questo approccio può essere di grande utilità nella soluzione di numerosi problemi relativi alla co-generazione, inclusa quella distribuita, in un mercato dell'energia sempre più flessibile.

Bibliografia

- [1] E. Shoko, B. McLellan, A.L. Dicks, J.C. Diniz da Costa, "Hydrogen from coal: production and utilisation technologies", *Int. Journal of Coal Geology*, Vol. 65, pp. 213-222, 2006.
- [2] G.J. Stiegel, M. Ramezan, "Hydrogen from coal gasification: an economical pathway to a sustainable energy future", *Int. Journal of Coal Geology*, Vol. 65, pp. 173-190, 2006.
- [3] V. Fantini, L. Augello, E. Caracciolo, *Progetto di base dell'impianto di coproduzione elettricità-idrogeno*, Rapporto RdS 2007 n. 08001154, (Disponibile sul sito: www.cesiricerca.it), 2007.
- [4] C.A. Frangopoulos, A.I. Lygeros, C.T. Markou, P. Kaloritis, "Thermoeconomic operation optimization of the ellenic Aspropyrgos refinery combined-cycle cogeneration system", *Applied Thermal Energy*, Vol. 12, pp. 949-958, 1996.
- [5] K. Ito, R. Yokoyama, "Operational strategy for an industrial gas turbine cogeneration plant", *Int. Journal Global Energy Issues*, Vol. 7, pp. 162-170, 1995.
- [6] G. Ferrari Trecate, E. Galleste, P. Letizia, M. Spedicato, M. Morari, M. Antoine, "Modeling and control of co-generation power plants: a hybrid system approach", *IEEE Trans. on Control System Technology*, Vol. 12, pp. 694-705, 2004.
- [7] A. Bemporad, M. Morari, "Control of systems integrating logic, dynamics and constraints", *Automatica*, Vol. 35, pp. 407-427, 1999.
- [8] F.D. Torrisi, A. Bemporad, D. Mignone, "Hysdel - a tool for generating hybrid models", *Int. Report IFA*, AUT00-03, ETH, 2000.
- [9] M. Losito, D. Zucchi, *Modellizzazione e controllo ottimo di un impianto di cogenerazione mediante sistemi ibridi*, Tesi di Laurea Specialistica (relatore R. Scattolini), Politecnico di Milano, 2007.

L'attività di Cesi Ricerca è stata finanziata dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito di un Accordo di Programma tra Cesi Ricerca e Ministero per lo Sviluppo Economico ai sensi del Decreto MAP 23 marzo 2006.