

Salvatore Cecere

FLUSSI DI POTENZA

2 September 2005

IL CONTROLLO DEI FLUSSI DI POTENZA NELLE RETI DI TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA

INTRODUZIONE

Il crescente fabbisogno di energia e gli aumentati vincoli ambientali per la costruzione di nuove linee di trasporto dell'energia impongono un migliore sfruttamento della rete elettrica esistente attraverso il controllo di grandezze elettriche adottando tecnologie innovative.

Il problema affrontato è quello di aumentare il transito di potenza attiva sulle linee di interconnessione nel rispetto delle portate al limite termico dei conduttori (Norme CEI 11-60) e della stabilità dell'interconnessione.

Una tecnica per controllare i flussi di potenza sulle linee utilizza i *Phase Shifting Transformers* (PST) ossia trasformatori a rapporto di trasformazione complesso in grado di variare, tramite opportuno controllo, modulo e fase della tensione secondaria.

Le maggiori società proprietarie delle reti di trasmissione dell'energia elettrica hanno già attivati diversi PST ed hanno in programma l'installazione di ulteriori macchine.

Un tipico PST ha una potenza passante di 1.63 GVA e pesa circa 780 tonnellate. (in fig. un PST durante il trasporto).



PST

TECNICHE DI REGOLAZIONE

Nell'ipotesi di regime stazionario sinusoidale, la potenza attiva transitante in una linea, priva di perdite, che collega due impianti alla tensione concatenata V_1 e V_2 è espressa da:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta) \quad (1)$$

δ è lo sfasamento fra le tensioni e X la reattanza di fase della linea; dalla possibilità di regolare le grandezze elencate dipende il controllo della potenza trasmessa dalla linea.

Analoga relazione sussiste per la potenza reattiva la cui regolazione permette di controllare le tensioni nell'intorno del loro valore nominale, incrementando la sicurezza nei confronti del collasso delle tensioni; tale regolazione rientra nei servizi ancillari resi ai gestori della rete di trasmissione.

L'angolo δ dipende dalla ripartizione dei flussi di potenza sull'intera rete e dall'eccitazione dei generatori sincroni delle centrali di produzione; quindi esso, senza ulteriori accorgimenti, non è una variabile manipolabile negli impianti di smistamento e trasformazione dell'energia elettrica.

In fig. 1 è riportato l'andamento di P in funzione di δ da cui si vede che il massimo si ha per $\delta = \pi/2$ e per angoli maggiori si ha funzionamento instabile. In genere δ non supera $\pi/4$.

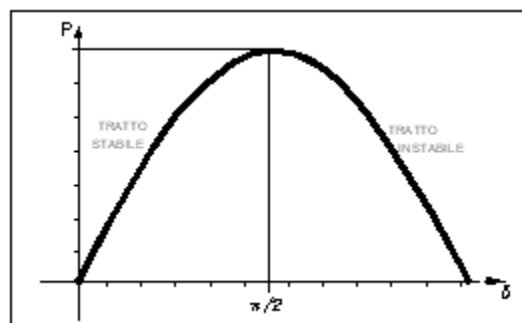


Fig. 1

Una tecnica per controllare i flussi di potenza svincolandosi dalla reattanza di linea e dallo sfasamento fra le tensioni è la trasmissione in corrente continua ad alta tensione (HVDC, High Voltage Direct Current) conveniente laddove le distanze da coprire sono elevate o quando si devono utilizzare cavi anziché linee aeree.

Laddove il collegamento è in cavo e in corrente alternata si ha eccesso di produzione di potenza reattiva induttiva da parte del cavo nelle ore di minor carico con conseguente innalzamento delle tensioni (effetto Ferranti); a questo si ovvia mediante l'installazione in derivazione alla linea nell'impianto importatore, di una reattanza induttiva. Nelle versioni moderne la compensazione di potenza reattiva induttiva o capacitiva avviene mediante convertitori statici che emulano una reattanza induttiva o capacitiva e consentono lo smorzamento delle oscillazioni di potenza sulla rete. I citati convertitori sono conosciuti come Static Var Compensators (SVC) e il più recente Static Synchronous Compensator (STATCOM) che ha soppiantato il compensatore sincrono rotante.

Un'altra tecnica ampiamente diffusa negli USA, dove le distanze da coprire sono elevate, è quella di inserire in serie alla linea un condensatore in modo da compensare la reattanza induttiva della linea stessa. In genere la reattanza capacitiva è ottenuta mediante un convertitore statico (TCSC, Thyristor Controlled Series Compensator) con il quale si realizza anche il controllo del transito di potenza e lo smorzamento delle oscillazioni dovute alla risonanza subsincrona.

IL PST

Il collegamento del PST alla linea è come illustrato in fig. 2a; si utilizza il trasformatore di eccitazione TE collegato al trasformatore serie TS che somma alle tensioni di fase una tensione DE di cui è possibile variare modulo e fase agendo sul variatore sottocarico del TE. In fig. 2b è riportato il diagramma vettoriale delle corrispondenti grandezze di fase.

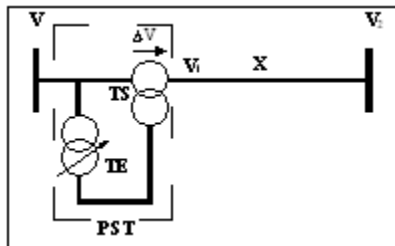


fig. 2a

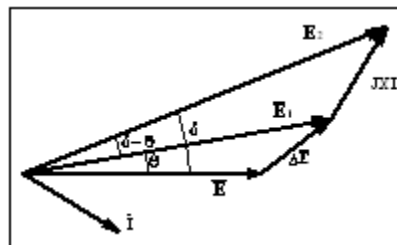


fig. 2b

L'utilizzo del PST permette di variare l'angolo fra le tensioni di fase e quindi P; infatti si ha:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta - \theta) \quad (2)$$

essendo θ lo sfasamento introdotto dal PST. Dalla relazione scritta si vede che anche nel caso limite di $d=0$ si ha comunque transito di potenza per θ diverso da 0.

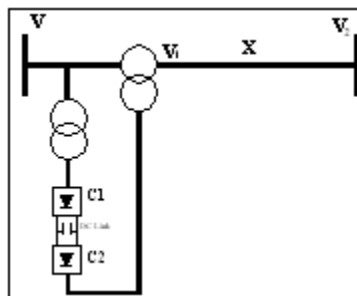
Nelle prime versioni di PST la regolazione era discreta tramite variatori sottocarico ed aveva il solo scopo di cambiare i flussi di potenza attiva in regime stazionario; successivamente il variatore sotto carico fu sostituito con variatori elettronici basati su SCR (Silicon Controlled Rectifier) ottenendo variazioni ancora discrete ma più numerose e comunque lente; le moderne versioni di tali macchine sono in grado di funzionare anche in regime dinamico migliorando i margini di stabilità transitoria introducendo fattori di smorzamento addizionali (v. oltre).

I FACTS

I progressi fatti nel campo dell'elettronica di potenza e in particolare l'introduzione dei GTO (Gate Turn Off thyristor) hanno reso possibile la costruzione di dispositivi FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) che, per la loro alta velocità di risposta, riescono a controllare la dinamica della rete elettrica. Alla famiglia dei FACTS appartengono i citati VSC, STATCOM e TCSC.

Un dispositivo FACTS che svolge anche le funzioni del PST ed economicamente più vantaggioso è il UPFC (Unified Power Flow Controller) fig.3, in particolare esso racchiude le compensazioni considerate.

La sua azione avviene regolando, in modulo e fase, la tensione in uscita tramite il controllo dei convertitori statici C1 (raddrizzatore) e C2 (invertitore).



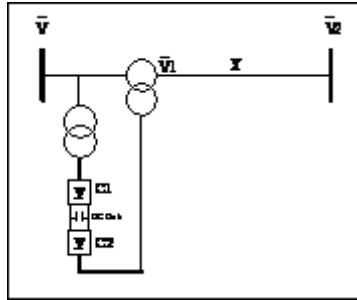


fig. 3

COMPORTAMENTO DINAMICO

A titolo esplicativo si considera la rete in fig.4. L'equazione di equilibrio elettromeccanico (swing equation) è

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_m - \frac{V \cdot V_a}{X'_d + X_L} \sin(\delta') \quad \text{con} \quad \omega = \frac{d\delta}{dt}$$

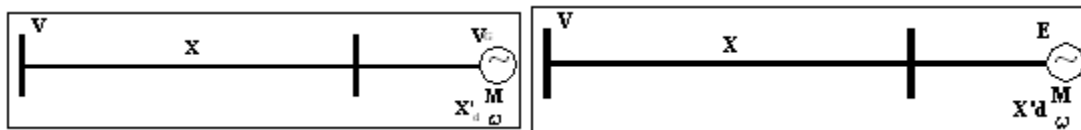


Fig. 4

Assumendo la potenza meccanica P_m costante e linearizzando intorno ad un punto di funzionamento stabile δ_0, ω_0 le suscritte equazioni si ottiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\delta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{K_r}{M} \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \end{bmatrix}$$

Essendo

$$K_r = \frac{V \cdot V_a}{X'_d + X_L} \cos(\delta^0)$$

il coefficiente di potenza sincronizzante.

Gli autovalori della matrice dinamica suscritta sono puramente immaginari:

$$\lambda_{1,2} = \pm j \sqrt{\frac{K_r}{M}}$$

quindi l'andamento di d , w è puramente oscillatorio (a seguito di "disturbi" come guasti, cambiamenti di configurazione di rete, cambiamenti di carico, ecc.).

In realtà considerando le cause dissipative come la resistenza dei conduttori e l'effetto delle gabbie smorzatrici degli alternatori, l'andamento di d , w è oscillatorio smorzato avente frequenza che può essere superiore ad 1 Hz, il valore dello smorzamento non è però in generale soddisfacente.

Per la proprietà strutturale del sistema elettrico di essere completamente controllabile, ossia essendo possibile fissare ad arbitrio gli autovalori mediante la retroazione delle variabili di stato d e w , è possibile avere gli autovalori con parte reale negativa; ciò si ottiene sommando alla potenza data dalla (1) una combinazione lineare delle variabili di stato:

$$\Delta P = K_w \Delta w + K_\delta \Delta \delta = \Delta P_w + \Delta P_\delta$$

In tal caso la matrice dinamica diventa:

$$A = \begin{bmatrix} K_\omega & \frac{K_s + K_\delta}{M} \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

i cui autovalori sono

$$\lambda_{1,2} = \frac{K_\omega}{M} \pm j \left(\frac{4(K_s + K_\delta)}{M} - \frac{K_\omega^2}{M^2} \right)^{\frac{1}{2}}$$

quindi con coefficiente di smorzamento funzione di K_w e K_d che può essere determinato scegliendo opportuni valori per questi parametri.

AZIONE DEL UPFC

Riprendendo l'espressione della potenza trasmessa (2) si vede che il UPFC, fig.5-6, introduce un ulteriore termine DP infatti linearizzando P si ha:

$$\Delta P = \frac{V_1 V_2}{X'_d + X_L} \cos(\delta - \Theta)^0 \Delta(\delta - \Theta) = K'_s \Delta\delta - K'_s \Delta\Theta = \Delta P_s + \Delta P_\Theta$$

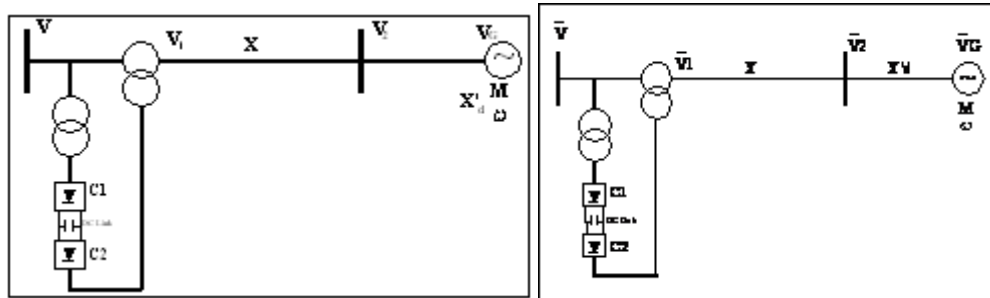


Fig. 5

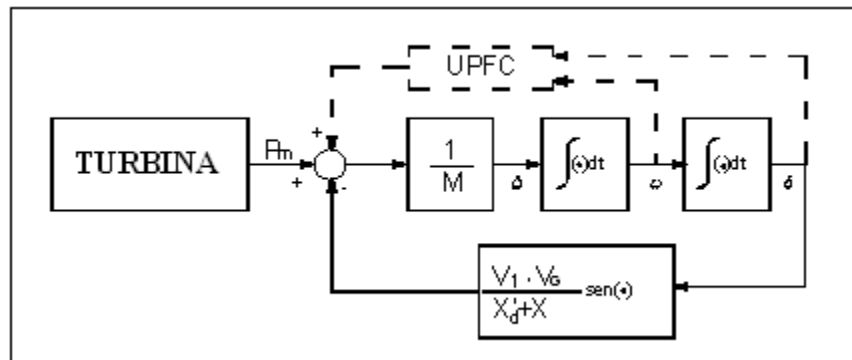


Fig.6

Facendo in modo che $DQ = -K_w D_w$ la matrice dinamica del sistema diviene

$$A = \begin{bmatrix} \frac{K'_s K_s}{M} & \frac{K'_s}{M} \\ 1 & 0 \end{bmatrix}$$

Che è del tipo (3) quindi con autovalori a parte reale negativa. L'aliquota DP_q deve essere proporzionale alla variazione di velocità D_w occorre perciò avere disponibile, nell'impianto dove è installato il UPFC, la sua misura. Per evitare la trasmissione a distanza della misura di velocità effettuata sul generatore, si adottano tecniche di stima basate sulla misura locale della tensione e potenza attiva.

CONCLUSIONI

Sono state considerate le tecniche per il controllo dei flussi di potenza ed è stato preso in considerazione il PST illustrandone il funzionamento e lo scopo di impiego, si è considerato inoltre il dispositivo FACTS più moderno ed economico per il controllo dei flussi di potenza: il UPFC che oltre ad agire come il PST interviene in tempo reale per modificare i flussi di potenza, migliorando la stabilità del collegamento e incrementando la capacità di trasporto.

BIBLIOGRAFIA

L. Gyugyi, "Unified Power Flow Controller concept for flexible AC transmission systems" IEE Proceedings-C Vol. 139, N. 4, July 1992.

POWER TECHNOLOGY - Giugno 2002 "Linea HVDC Italia-Grecia"

L'ENERGIA ELETTRICA - Settembre-Ottobre 2002 "Il nuovo collegamento HVDC Italia-Grecia"

J. Machowski, W. Bialek, R. Bumby - Power System Dynamics and Stability - ed. Wiley

J. Grainger, D. Stevenson - Power System Analysis - ed. McGraw-Hill

R. Marconato - Sistemi Elettrici di Potenza - ed. CLUP