UNIVERSITÀ DI PISA

Dipartimento di Ingegneria dell'Energia, dei Sistemi, del Territorio e delle Costruzioni

Corso di Laurea Magistrale in

Ingegneria Elettrica

PROBLEMATICHE E COMPORTAMENTO DEI SISTEMI DI REGOLAZIONE DELLA TENSIONE IN CONDIZIONI DI RETI SCARICHE

Relatori:

Prof. Ing. Stefano Barsali

Ing. Fabio Bassi

Candidato:

Paolo Taddei

Anno Accademico 2013/2014

Indice

Indice delle tabelle XIII

Capitolo 1 1

La regolazione di tensione nei sistemi elettrici di potenza 1

1.1 Il sistema di controllo della tensione a struttura gerarchica 3

1.1.1 Regolatori Automatici di Tensione 4

1.1.2 Regolatori di centrale (SART) 5

1.1.3 Regolatori Regionali di Tensione 8

1.1.4 Regolatore Nazionale di Tensione 9

1.2 Regolazione di tensione mediante i generatori delle centrali tradizionali 10

1.2.1 Limiti di sovraeccitazione e sottoeccitazione di macchina 13

1.3 Regolazione di tensioni degli impianti a fonte rinnovabile 18

1.4 Regolazione della tensione mediante compensatori sincroni 19

1.5 Regolazione della tensione attraverso batterie di condensatori 21

1.6 Regolazione della tensione attraverso reattanze shunt 22

1.7 Regolazione della tensione mediante compensatori statici 23

1.8 Regolazione della tensione mediante autotrasformatori di interconnessione 25

1.9 Regolazione della tensione mediante trasformatori A.T./M.T. 26

1.10 Contributi indiretti alla regolazione di tensione 27

1.11 Cenni alla regolazione delle tensioni nelle reti di distribuzione 28

1.12 Dipendenza del carico dalla tensione 29

Capitolo 2 31
Analisi delle sovratensioni e considerazioni preliminari 31
2.1 Caratteristiche delle sovratensioni registrate 31
2.2 Modello della rete per lo studio del problema 34
2.3 Considerazioni preliminari 37
Capitolo 3 40
I trasformatori trifase a rapporto variabile sotto carico 40
3.1 Informazioni generali sui trasformatori a rapporto variabile sotto carico 40
3.2 Principio di funzionamento e caratteristiche dei Variatori Sotto Carico 44
3.3 Modello del trasformatore a rapporto variabile sotto carico 51
3.3.1 Circuito equivalente riportato al primario 51
3.3.2 Circuito equivalente riportato al secondario 59
3.3.3 Considerazioni sui modelli ottenuti 63
3.3.4 Calcolo dei parametri dei circuiti equivalenti in p.u. 67
3.3.5 Modello semplificato del trasformatore a rapporto variabile 71
3.4 Dipendenza della reattanza di dispersione dalla posizione del variatore sotto carico 75
3.4.1 Definizione del modello analitico della impedenza di macchina ... 78
3.5 Modello definitivo del trasformatore a rapporto variabile 83
Capitolo 4 85
Influenza dei trasformatori a rapporto variabile in condizioni di reti scariche 85
4.1 Modellazione dei componenti del sistema elettrico 87

4.1.1 Linee aeree 88
4.1.2 Trasformatore a rapporto variabile sotto carico 89
4.1.3 Trasformatori e autotrasformatori 93
4.1.4 Carichi 94
4.2 Definizione del carico e della G.D. 95
4.3 Risultati delle simulazioni 97
4.3.1 Risultati condizioni A 97
4.3.2 Risultati condizioni B 103
4.4 Osservazioni finali 105
Capitolo 5 109
Comportamento dinamico dei regolatori di tensione dei generatori sincroni 109
5.1 Sistema elettrico semplificato: caso studio 110
5.1.1 Modello del RTS 112
5.1.2 Modello del RPRG 113
5.1.3 Modello del RAT 115
5.2 Simulazioni dinamiche su Matlab-Simulink® 118
5.2.1 Impostazioni delle simulazioni 122
5.2.2 Risultati delle simulazioni 123
5.3 Osservazioni 135
Conclusioni 137
Appendice 1: Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore trifase a due avvolgimenti in valori relativi 139
Appendice 2: Applicazione dei valori relativi al trasformatore ideale 149

Appendice 3: Calcolo dei parametri in p.u. del modello di un trasformatore a rapporto variabile con VSC al primario 152

Bibliografia 157

Indice delle figure

Figura 1 – Schema del controllo di centrale in regolazione secondaria sotto il comando del RRT 5
Figura 2 - Schema del controllo di centrale in Regolazione della Tensione di Sbarra locale 6
Figura 3 - Generatore che alimenta un carico 10
Figura 4 - Esempio di curva di capability per una macchina sincrona 13
Figura 5 – Andamento dei limiti di sottoeccitazione in funzione di p e v 16
Figura 6 – Limite di sottoeccitazione al variare della tensione statorica 17
Figura 7 - Esempio di curva di capability richiesta ai generatori statici 18
Figura 8 - Caratteristica statica di un compensatore sincrono per una data tensione “v” ai suoi morsetti 20
Figura 9 – Schema di principio di un reattore saturabile e di un reattore controllato a tiristori 23
Figura 10 – Tensione registrata durante evento n°1 32
Figura 11 – Tensioni registrate durante evento n°2 32
Figura 12 – Schema unifilare del sistema elettrico equivalente 34
Figura 13 – Schema di un trasformatore con variatore spire al secondario 40
Figura 14 – Schema di un trasformatore con variatore spire al primario 41
Figura 15 - Vista d’insieme del trasformatore e del commutatore sotto carico 45
Figura 16 - Schema monofase equivalente del trasformatore con VSC (1°fase) 47
Figura 17 - Seconda fase della commutazione sotto carico 47
Figura 18 - Terza fase della commutazione sotto carico 48
Figura 19 - Quarta fase della commutazione sotto carico 48
Figura 20 - Quinta fase della commutazione sotto carico 48
Figura 21 - Sesta ed ultima fase della commutazione sotto carico 49
Figura 22 - Possibili disposizioni delle prese per una commutazione: a)lineare b)positiva/negativa c)grezza/fine 49

Figura 23 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore a “Γ” 51
Figura 24 – Circuito monofase equivalente di un trasformatore a rapporto variabile riportato al primario in p.u. 54
Figura 25 – Modello di doppio bipolo a pigreco - parametri utilizzati 57
Figura 26 – Doppio bipolo equivalente di un trasformatore a rapporto variabile riportato al primario, in p.u. 58
Figura 27 - Circuito monofase equivalente di un trasformatore a rapporto variabile riportato al secondario in p.u. 59
Figura 28 - Doppio bipolo equivalente di un trasformatore a rapporto variabile riportato al secondario, in p.u. 62
Figura 29 – Circuito monofase equivalente per un trasformatore a rapporto variabile con m =1, in p.u. 64
Figura 30 – Doppio bipolo equivalente di un trasformatore a rapporto variabile in condizioni nominali m=1 65
Figura 31 – Doppio bipolo equivalente del trasformatore a rapporto variabile con variatore al primario 68
Figura 32 - Doppio bipolo equivalente del trasformatore a rapporto variabile con variatore al secondario 69
Figura 33 - Schema riassuntivo parametri del doppio bipolo equivalente del trasformatore a rapporto variabile in p.u. 70
Figura 34 – Doppio bipolo equivalente semplificato del trasformatore a rapporto variabile in p.u. 72
Figura 35 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m=1 73
Figura 36 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m >1 73
Figura 37 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m <1 74
Figura 38 - Schema di principio del trasformatore a rapporto variabile 80

Figura 39 - Doppio bipolo equivalente semplificato del trasformatore a rapporto variabile in p.u. con reattanza funzione indice k 83
Figura 40 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile con x(k) per m =1 84
Figura 41 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile con x(k) per m >1 84
Figura 42 - Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile con x(k) per m <1 84
Figura 43 – Schema unifilare del sistema elettrico simulato 85
Figura 44 – Modello equivalente a π delle linee aeree 88
Figura 45 – Reattanza di cortocircuito in funzione della posizione del VSC..... 90
Figura 46 – Modello del trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m=1 91
Figura 47 – Modello del trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m=1,15 . 92
Figura 48 – Modello del trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m=0,85 . 92
Figura 49 – Modello del trasformatore a rapporto fisso utilizzato 93
Figura 50 – Andamento della Q_1 assorbita in funzione di V_1 – condizioni A 98
Figura 51 – Zoom dell'andamento Q_1 assorbita in funzione di V_1 – condizioni A 99
Figura 52 – Tensione sui nodi della rete con VSC attivi e bloccati – condizioni A 101
Figura 53 – Andamento della Q_1 assorbita in funzione di V_1 – condizioni B ... 103
Figura 54 - Tensione sui nodi della rete con VSC attivi e bloccati – condizioni B 104
Figura 55 – Confronto andamento della Q_1 nelle condizioni A e B con VSC attivi 105
Figura 56 – Confronto tra limite di sottoeccitazione e Q da assorbire nelle condizioni A..... 106
Figura 57 - Schema sistema elettrico usato nel caso studio..... 110
Figura 58 - Schema a blocchi di un RTS: simboli e sintesi del controllore 112
Figura 59 - Schema a blocchi del RPRG 114

Figura 60 – Schema a blocchi semplificato di un RAT 115
Figura 61 - Schema a blocchi completo di un regolatore di tensione primario . 116
Figura 62 – Schema a blocchi di un regolatore di tensione primario semplificato 117
Figura 63 – Schema a blocchi su Simulink del sistema di regolazione della tensione su sbarra A.T. 120
Figura 64 - Schema a blocchi su Simulink della rete elettrica simulata 121
Figura 65 - Andamento della tensione di sbarra A.T di centrale 123
Figura 66 - Andamento della tensione di riferimento di statore gruppo 1 124
Figura 67 - Andamento della tensione di riferimento generata dal RPRG 125
Figura 68 - Andamento della tensione generata dall'UEL 126
Figura 69 - Confronto tra qlimite e qassorbita per il gruppo 1 127
Figura 70 - Andamento dell'errore di reattivo in ingresso all'UEL 129
Figura 71 - Andamento della qlivello generata dal RTS 130
Figura 72 - Tensione di sbarra con VSC funzionante 132
Figura 73 - Particolari del transitorio di stabilizzazione della tensione 134
Figura 74 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta in un trasformatore trifase a “T” 139
Figura 75 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore a “Γ” 140
Figura 76 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore trifase in valori relativi 146
Figura 77 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore trifase in p.u. trascurando ramo trasversale 148
Figura 78 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore con la sola reattanza longitudinale in p.u. 148
Figura 79 – Trasformatore ideale con rapporto trasformazione N 149
Figura 80 – Applicazione dei valori relativi ad un trasformatore ideale 150

Indice delle tabelle

Tabella 1- Coefficienti di dipendenza della P e Q del carico dalla tensione .. 30
Tabella 2- Dati dei carichi e della produzione per le simulazioni effettuate .. 95
Tabella 3 – Risultati delle simulazioni di Load Flow - condizioni A 97
Tabella 4 - Risultati delle simulazioni di Load Flow - condizioni B 103
Tabella 5 – Dati di targa dei generatori elettrici G1 e G2 118
Tabella 6 - Dati di targa dei trasformatori elevatori 119
Tabella 7 - Valori assunti dal carico del nodo 4 122

Introduzione

La regolazione di tensione in un sistema elettrico ha l'obiettivo di mantenere, in tutti i nodi della rete, il valore efficace della tensione a valori non molto discosti da quelli nominali e compatibili con le esigenze di buon funzionamento dei carichi e dei componenti del sistema. Il sistema di regolazione deve perciò operare affinché a fronte di variazioni di carico e della configurazione della rete il livello di tensione sia entro la banda stabilita dalle normative. Durante il normale funzionamento perciò la tensione, se non vi sono eventi particolari, è variabile ma con una fluttuazione limitata rispetto al valore nominale. Facendo riferimento in particolare alla rete di trasmissione in A.T. si possono presentare alcuni casi estremi in cui il sistema di regolazione delle tensioni di rete può non risultare in grado di raggiungere una condizione stabile con valori di tensioni accettabili.
Per esempio il fenomeno dell'instabilità di tensione e del suo degrado irreversibile in forma di "Collasso di tensione", è stato focalizzato ormai da alcuni anni come si può desumere dall'ampia e varia letteratura in proposito e dalle contromisure adottate come la programmazione del blocco dei variatori sotto carico in presenza di degrado della tensione.

Negli ultimi 5-6 anni il sistema elettrico nazionale è sottoposto a delle modifiche significative che hanno ripercussioni su molti aspetti della sua gestione ed anche sulla regolazione di tensione. Il primo fattore di cui tener conto è sicuramente la crescita esponenziale delle fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), principalmente eolico e fotovoltaico, sia in termini di potenza installata che di producibilità e per secondo la crisi economico-finanziaria che ha prodotto una riduzione dei consumi domestici ma soprattutto di quelli industriali. Di fatto tutto ciò ha portato, specialmente in alcune zone di Italia, ad avere buona parte del carico elettrico coperto dalla

Generazione Distribuita in M.T.-b.t. per cui una diretta conseguenza è la modifica dei flussi di potenza transitanti nelle linee di trasmissione. Il sistema elettrico era stato pensato per funzionare con una produzione concentrata in grosse centrali e con una rete di trasmissione e distribuzione, a livelli di tensione decrescenti, con lo scopo di alimentare le utenze che quindi erano viste dalla rete a monte come dei semplici carichi passivi. Oggi di fatto con la G.D. la potenza assorbita dai carichi domestici non transita completamente dalle reti di trasmissione di A.T. ma si ha una parziale compensazione tra generazione e carico che avviene direttamente nella distribuzione. La conseguenza più immediata è perciò che le linee in alta tensione (specialmente quelle a 230 e 400kV), pensate per trasportare flussi di potenza rilevanti, si trovano a lavorare sotto la propria potenza caratteristica e quindi ad erogare potenza reattiva. Inoltre l'altra conseguenza dovuta alle FRNP, compreso i parchi eolici connessi in A.T., è quello di ridurre il numero di gruppi tradizionali che vengono dispacciati nel Mercato Elettrico. Questo, che avviene principalmente nelle ore di picco di produzione delle rinnovabili, può provocare problemi nella regolazione di frequenza ma anche nel corretto controllo della tensione. Nelle aree dove si ha quindi una penetrazione della generazione distribuita (GD) elevata, congiuntamente ad una rete di trasmissione con estensioni elevate in rapporto al numero di centrali tradizionali in giri, si intuisce che si possono avere problemi di sovratensioni. Infatti la potenza reattiva da assorbire per garantire valori di tensione entro i limiti può essere rilevante ma allo stesso tempo i gruppi in produzione capaci di regolare la tensione lavorando in sottoeccitazione sono pochi.

Nonostante il sistema di regolazione sia stato progettato per funzionare anche in condizioni di reti scariche, negli ultimi anni sono stati registrati dal Gestore della Rete dei transitori in cui l'ampiezza della tensione, a seguito di eventi imprevisti sulla rete, è progressivamente aumentata fino a valori elevatissimi. La peculiarità di questi fenomeni, che li distingue da quelli normalmente

associabili alla risposta dei regolatori di tensione in condizioni di sovratensione, è la dinamica lenta con cui sono avvenuti infatti la tensione registrata è passata dal valore nominale fino al 10% - 20% in più in un intervallo totale di 1-2 minuti. Durante questo intervallo di tempo si è assistito quindi ad una instabilità di tensione al rialzo in cui gli interventi automatici adottati non riuscivano a controllare la tensione.

L'obiettivo della tesi è perciò quello di studiare il comportamento dell'intero apparato di regolazione della tensione e cercare le possibili cause che hanno provocato i transitori di sovratensione e che hanno indotto disservizi sulle reti locali. In particolare è stata fatta una analisi completa di tutti i componenti che prendono parte alla regolazione di tensione con particolare riferimento a quello che accade quando sono in condizioni di reti estese e scariche e quindi i generatori elettrici si trovano a lavorare in sottoeccitazione. Tra i vari componenti di regolazione è stata posta particolare attenzione verso i trasformatori a rapporto variabile sotto carico A.T./M.T. di cui è stata fatta una attenta modellazione circuitale. La seconda parte della tesi ha invece lo scopo di modellare una rete elettrica equivalente di trasmissione e distribuzione con il fine di capire, attraverso simulazioni in condizioni di reti scariche, il comportamento del sistema di regolazione. Le simulazioni si sono concentrate in particolare sull'influenza dei variatori sotto carico sulla stabilità del sistema e sulla risposta dinamica dei regolatori di centrale in condizioni di sottoeccitazione. Le simulazioni hanno fornito risultati interessanti con sovratensioni simili a quelle rilevate da Terna; nelle conclusioni si è quindi individuato le possibili cause delle derive di tensione indicando alcune soluzioni adottabili per prevenirle e contrastarle.

Capitolo 1

La regolazione di tensione nei sistemi elettrici di potenza

La regolazione della tensione, intesa come quella effettuata dal Gestore di Rete, è l'insieme delle attività necessarie per contenere entro limiti prefissati le fluttuazioni di tensione in tutte le stazioni (nodi) della Rete Trasmissione Nazionale (RTN), in particolare nei nodi di collegamento con utenti (produttori, distributori, utilizzatori finali).
Facendo quindi riferimento al sistema di trasmissione in A.T., il problema del controllo delle tensioni è strettamente legato alla:

- ✓ *Sicurezza del sistema elettrico* per il miglioramento della stabilità di tensione e la riduzione delle sollecitazione in tensione del macchinario e degli impianti
- ✓ *Qualità del servizio elettrico* per mantenere le tensioni di tutta la rete nell'intorno dei valori previsti e per ridurre le ampiezze e la durata dei transitori di tensione

Il problema del mantenimento di tali variazioni entro limiti sufficientemente stretti è assai complesso in quanto le variazioni di tensione risentono dei disturbi (variazioni di carico e di struttura del sistema) e delle azioni di controllo sulle varie sorgenti di potenza reattiva. Infatti è noto che nelle reti di produzione e trasmissione i valori delle tensioni nei vari nodi sono sostanzialmente dipendenti dalle potenze reattive immesse in rete dai generatori, dalle potenze reattive assorbite dai carichi e dai flussi di potenza reattiva sui vari elementi del sistema (linee e

trasformatori). Quindi la gestione delle tensioni in un sistema elettrico di potenza è legato essenzialmente alla ripartizione delle potenze reattive necessarie a far fronte alle esigenze del carico ed alle perdite complessive dovute all'assorbimento nelle reattanze induttive delle linee e dei trasformatori e alla produzione nelle reattanze capacitive delle linee. L'adeguamento delle potenze reattive ai bisogni della rete e del carico si pone perciò l'obiettivo di mantenere, a regime permanente, le variazioni di tensione dei vari nodi entro limiti opportuni che normalmente sono del ± 5% il valore nominale nei nodi di carico mentre nei nodi di A.T. si possono tollerare anche variazioni comprese tra 0.9 e 1.1. p.u..

Per quanto detto si comprende come i mezzi di controllo disponibili per la regolazione delle tensioni di una rete siano i seguenti:

- La variazione dell'eccitazione dei generatori elettrici in giri grazie ai regolatori di tensione dei gruppi
- La variazione dell'eccitazione dei compensatori rotanti mediante i propri regolatori di tensione
- L'inserzione o la disinserzione di componenti statici come batterie di condensatori o reattori shunt
- L'utilizzo di compensatori statici (SVC)
- La variazione del rapporto di trasformazione dei variatori sotto carico degli autotrasformatori di interconnessione
- La variazione del rapporto di trasformazione dei variatori sotto carico dei trasformatori tra reti di subtrasmissione e distribuzione
- Il rifasamento del carico

Prima di analizzare le caratteristiche principali di ognuno di questi, si riporta di seguito la descrizione di come è organizzata la regolazione di tensione per la RTN.

1.1 Il sistema di controllo della tensione a struttura gerarchica

Per perseguire gli obiettivi di sicurezza del sistema elettrico ed di qualità del servizio, Terna ha realizzato un sistema di controllo a struttura gerarchica che ha l'obiettivo di regolare la tensione di alcuni importanti nodi della rete di trasmissione denominati Nodi Pilota. La rete elettrica infatti è stata suddivisa in aree elettricamente poco connesse tra di loro ed in ognuna di esse è stata individuata una stazione rappresentativa in quanto determina in modo sostanziale la tensione dei nodi "vicini". La tensione del nodo pilota viene quindi regolata automaticamente, in modo da mantenerla al suo valore di riferimento, attraverso il controllo della potenza reattiva di quei generatori che maggiormente influenzano i nodi stessi. Quindi oltre alla regolazione primaria, di tipo puramente locale, effettuata mediante i regolatori di tensione di tutti i gruppi tradizionali esiste una regolazione secondaria che è di tipo centralizzato ad aree. È presente infine una regolazione terziaria che ha la funzione di stabilire, per un certo arco di tempo, il profilo che la regolazione secondaria deve mantenere ovvero i valori di set point dei nodi pilota.

Quello descritto è il principio di funzionamento su cui si basa l'intera struttura ma nella pratica i livelli in cui fisicamente il sistema di controllo è organizzato sono 4 :

1) Regolatori Automatici di Tensione (RAT)
2) Regolatori di centrale (SART)
3) Regolatori Regionali di Tensione (RRT)
4) Regolatore Nazionale di Tensione (RNT)

1.1.1 Regolatori Automatici di Tensione

I regolatori automatici di tensione, abbreviati con RAT o AVR in inglese, costituiscono il primo e più basso livello gerarchico. Complessivamente i RAT attuano la *Regolazione Primaria di Tensione* di gruppo attraverso il controllo diretto dei sistemi di eccitazione degli alternatori. Agiscono con la massima rapidità permessa dalle caratteristiche dei sistemi di eccitazione che dipendono dal singolo gruppo.

1.1.2 Regolatori di centrale (SART)

I regolatori di impianto sono denominati anche SART ovvero Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione per centrali elettriche di produzione. Essi costituiscono il secondo livello gerarchico della regolazione e la loro funzione principale è quella di attuare la richiesta di potenza reattiva, proveniente dai regolatori al livello superiore RRT, attraverso la modifica del segnale di riferimento dei RAT:

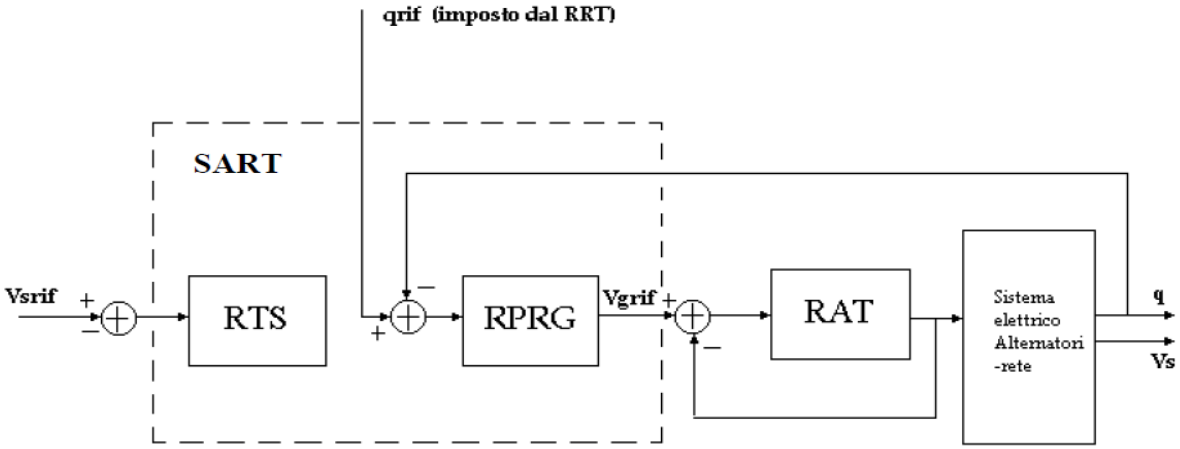


Figura 1 – Schema del controllo di centrale in regolazione secondaria sotto il comando del RRT

Quindi la funzione principale dell'apparato SART è quella di controllare la produzione di potenza reattiva di ogni gruppo della centrale agendo sul riferimento del RAT in funzione del livello di potenza reattiva (liv_q) richiesto dal regolatore regionale. I SART opportunamente coordinati dai regolatori regionali di tensione realizzano complessivamente la *Regolazione Secondaria* delle tensioni di rete.

Per fare fronte alle situazioni di indisponibilità del livello_q proveniente dal RRT, il SART deve avere la capacità di effettuare una regolazione di tensione anche in autonomia. Il SART è quindi predisposto anche per attuare una regolazione locale di tensione della sbarra A.T. della stazione di centrale o di un nodo di rete limitrofa; questa particolare condizione operativa è detta *Regolazione Primaria di Centrale* ed è riportata di seguito:

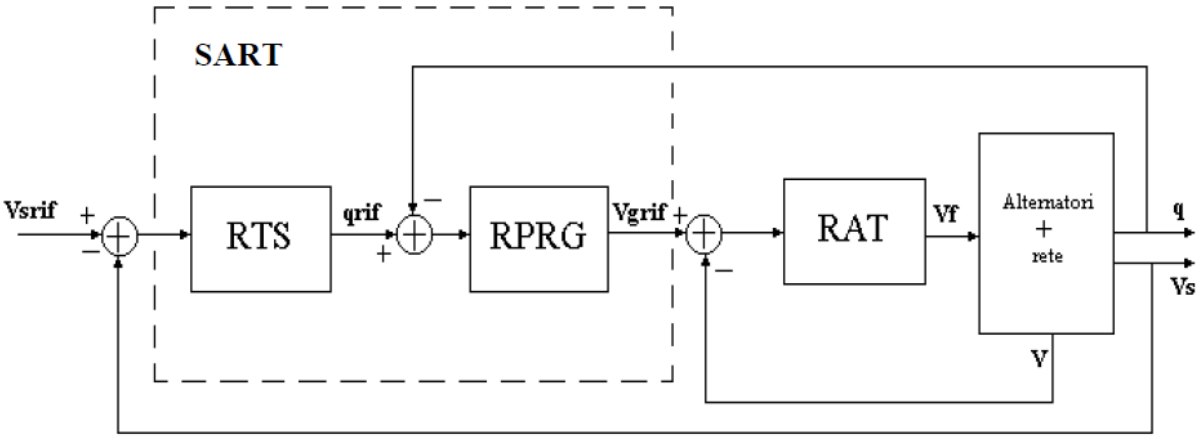


Figura 2 - Schema del controllo di centrale in Regolazione della Tensione di Sbarra locale

Il livello di riferimento di reattivo può dunque provenire dal RRT quando il SART partecipa alla regolazione secondaria oppure può essere generato localmente da un regolatore di tensione RTS, interno al SART, quando si regola autonomamente la tensione sulla sbarra A.T.

In entrambi i casi il SART sovrappone perciò al ciclo di regolazione primaria di ogni gruppo un ciclo di controllo della potenza reattiva; per ciascuno dei gruppi controllati, internamente al SART, è presente quindi un Regolatore di Potenza Reattiva di Gruppo RPRG.

Pertanto in una centrale sotto il controllo del SART sono operativi i seguenti cicli di regolazione:

- Un ciclo di regolazione della tensione di macchina per ciascuno dei gruppi di centrale, realizzato dal RAT

- Un ciclo di regolazione di potenza reattiva per ciascuno dei gruppi di centrale che si sovrappone a quello di regolazione primaria. Ogni RPRG attua la richiesta di livello di potenza reattiva, proveniente dal RRT o dal RTS, agendo sul riferimento del RAT. L'azione di controllo del RPRG risulta dinamicamente disaccoppiata rispetto al ciclo di regolazione più interno perché ha una dinamica più lenta.

- Il ciclo di regolazione più esterno è quello delle tensioni e può richiudersi all'esterno del SART attraverso il RRT oppure all'interno attraverso il RTS quando si regola la tensione sulle sbarre A.T. In entrambi i casi questo ciclo fornisce in uscita un valore di livello di reattivo comune a tutti i RPRG di centrale imponendo un allineamento. L'azione di controllo per entrambe le modalità di funzionamento ha una costante di tempo di alcune decine di secondi scelta in modo da garantire il disaccoppiamento dinamico con i cicli più interni.

1.1.3 Regolatori Regionali di Tensione

I Regolatori Regionali di Tensione RRT regolano le tensioni dei nodi pilota agendo sulla produzione di potenza reattiva di tutti i gruppi di generazione asserviti attraverso gli apparati SART. La regolazione è effettuata con un integratore che tende ad annullare un errore di tensione calcolato come differenza tra la tensione misurata in un nodo pilota ed il profilo di riferimento impostato. La regolazione avviene con una costante di tempo di circa 50 secondi, come per la regolazione primaria di centrale, e quindi con dinamiche molto più lente di quelle dei SART. I regolatori regionali di tensione sono installati presso i Centri Ripartizione di Terna.

1.1.4 Regolatore Nazionale di Tensione

Il Regolatore Nazionale di Tensione RNT, costituisce il quarto e superiore livello gerarchico della struttura per il controllo automatico delle tensioni. L'obiettivo di questo regolatore è quello di imporre dei profili ottimi per le tensioni dei nodi pilota e richiederne l'attuazione ai regolatori regionali in funzione delle effettive condizioni operative del sistema elettrico. L'elaborazione principale effettuata dal RNT consiste nell'ottimizzazione di una funzione obiettivo che, agendo sulla produzione di potenza reattiva di area, minimizzi le perdite di trasmissione e massimizzi il margine di potenza reattiva disponibile. L'azione del regolatore nazionale che coordina i regolatori regionali di area, gestito da Terna, costituisce la *Regolazione Terziaria* delle tensioni di rete.

1.2 Regolazione di tensione mediante i generatori delle centrali tradizionali

Per comprendere l'utilità della regolazione di tensione effettuata tramite i generatori sincroni delle centrali di produzione tradizionali ci si riferisce al caso semplice di un gruppo che alimenti un carico tramite una linea di reattanza x_L come in figura seguente:

Figura 3 - Generatore che alimenta un carico

Con le approssimazioni introdotte in precedenza, la caduta di tensione tra i vari nodi è possibile calcolarla come prodotto della reattanza longitudinale interposta e della potenza reattiva che vi transita. Per questo motivo la caduta di tensione tra i morsetti del generatore e quelli del carico è calcolata, in valori relativi, come:

$$\Delta v = v - v_L = (x_T + x_L)\cdot q_L = x_e \cdot q_L \quad \text{da cui:} \qquad 1$$

$$v_L = v - x_e \cdot q_L \qquad 2$$

dove q_L = potenza reattiva assorbita dal carico

x_e = reattanza totale interposta tra generatore e carico

Se quindi la v è mantenuta costante, grazie al sistema di regolazione di tensione del generatore, un aumento Δq_L del carico reattivo produce una diminuzione di tensione ai morsetti del carico stesso data da :

$$\Delta v_L = - x_e \cdot \Delta q_L \qquad 3$$

che quindi è tanto più grande quanto più lo è x_e cioè la distanza del carico dal punto in cui la tensione è mantenuta costante.

A questo riguardo è importante notare che in assenza di regolazione di tensione nel generatore, tale da mantenere costante v a regime, al variare del carico le variazioni della tensione v_L sarebbero più elevate che non nel caso considerato in precedenza. Infatti in assenza di regolazione la tensione che resta costante al variare delle condizioni di funzionamento non è più v ma piuttosto la tensione di eccitazione v_f. Perciò se si vuole calcolare nuovamente la caduta di tensione Δv_L si deve considerare v_f al posto di v ed $x_d + x_e$ al posto della x_e con x_d la reattanza sincrona dell'alternatore. Infatti se per semplicità si suppone che il carico sia puramente reattivo allora la tensione di eccitazione si può scrivere come:

$$v_f = v + x_d \cdot i \quad \text{da cui:} \qquad 4$$

$$\Delta v_L = - (x_d + x_e) \cdot \Delta q_L \qquad 5$$

Quindi poiché la x_d può essere molto più grande di x_e si intuisce che l'assenza della regolazione di tensione nella macchina può causare un cospicuo peggioramento nell'azione di sostentamento della tensione nel nodo di carico da parte del generatore.

Se invece l'azione di regolazione della tensione di macchina è attiva allora:

$$v = v_f - x_d \cdot i \qquad 6$$

per cui all'aumentare del carico reattivo, ovvero della componente reattiva della corrente erogata dal G.S., per mantenere a regime permanente la tensione v ai morsetti di macchina fissa occorre aumentare la tensione di eccitazione v_f. Se infatti restasse costante ogni aumento di potenza reattiva generata dalla macchina provocherebbe una diminuzione di tensione ai

morsetti e quindi anche sul carico. Inoltre in queste condizioni si intuisce che al fine di garantire buoni livelli di tensione sul carico occorre tenere sufficientemente alta la tensione v ai morsetti di macchina. Quanto finora esposto si riferisce al funzionamento in sovraeccitazione tipico di condizioni di carico massimo.

Quando invece per effetto dei modesti flussi di potenza attiva sulle linee di trasmissione queste generano potenza reattiva allora può accadere che il carico reattivo totale q_L diventi capacitivo per cui il flusso di potenza reattiva sulla reattanza x_e si inverte. La conseguenza è quindi che si inverte anche la caduta di tensione ovvero la tensione è più elevata sul nodo di carico che non ai morsetti di macchina. Per l'esempio considerato perciò, al fine di garantire buoni livelli di tensione sul carico, occorre che la tensione v ai morsetti di macchina sia mantenuta a valori inferiori al nominale. In tali condizioni si intuisce perciò che il generatore deve assorbire potenza reattiva cioè funzionare in sottoeccitazione.

La regolazione di tensione effettuata tramite i generatori rientra nel cosiddetto controllo dell'eccitazione che, oltre al compito della regolazione di tensione ed alle azioni di protezione tendenti a mantenere il punto di lavoro degli alternatori entro i limiti in sovra e sottoeccitazione, ha anche la funzione di contribuire al miglioramento della stabilità del sistema con particolare riguardo allo smorzamento delle oscillazioni elettromeccaniche.

È da osservare che i generatori contribuiscono in modo determinante alla regolazione di tensione in quanto possono generare o assorbire grandi quantità di potenza reattiva ed in maniera automatica. Questo è possibile solo se le centrali non sono troppo lontane dai carichi altrimenti non è più conveniente trasportare potenza reattiva a causa delle elevate c.d.t. ma conviene generarla/assorbirla localmente.

1.2.1 Limiti di sovraeccitazione e sottoeccitazione di macchina

La curva che sul piano p-q indica quali sono i punti in cui la macchina può lavorare a regime viene detta curva di capability o curva dei limiti di impiego; di seguito si riporta un esempio:

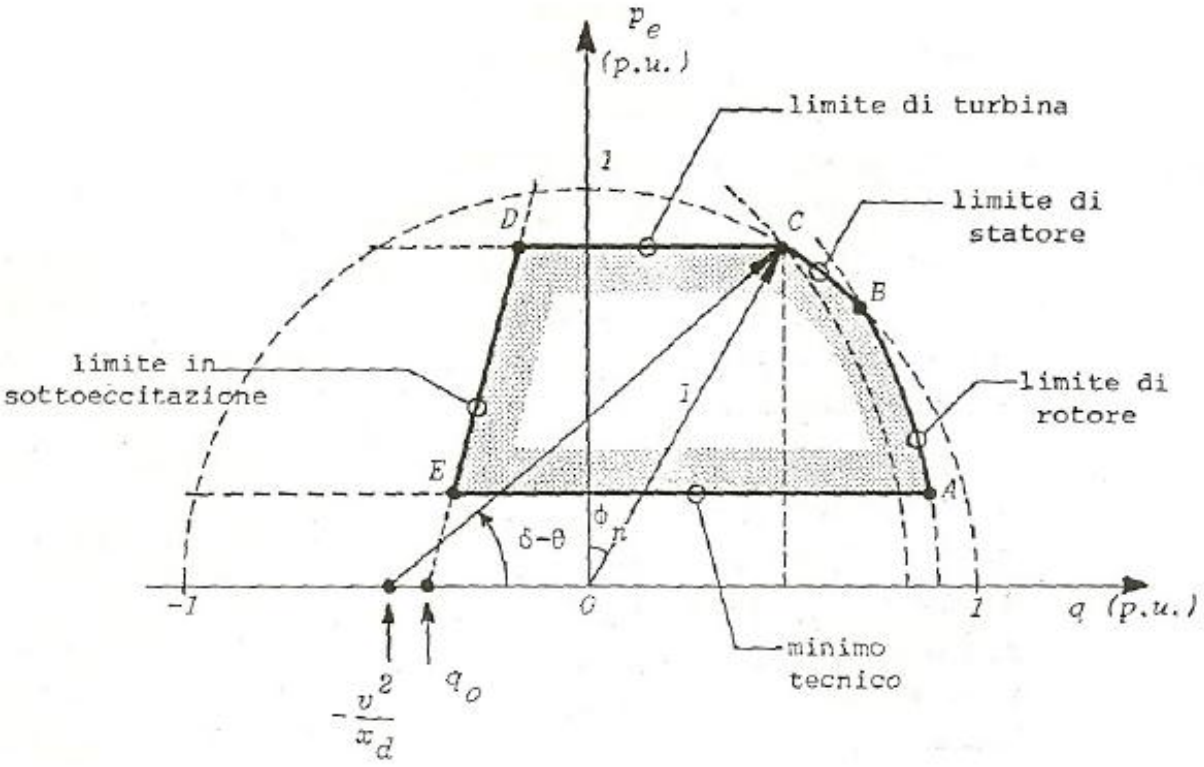


Figura 4 - Esempio di curva di capability per una macchina sincrona

La curva fornisce indicazioni perciò su quali sono le coppie di valori p,q, in p.u. della potenza apparente, che la macchina riesce a garantire in condizioni di regime in determinate condizioni ambientali e per i sistemi di raffreddamento considerati.

Come si può notare i limiti rappresentati nella curva sono 5:

1) Limite di turbina
2) Limite di statore
3) Limite di rotore
4) Minimo tecnico
5) Limite in sottoeccitazione

Come si intuisce il limite di turbina e il minimo tecnico dipendono dalle caratteristiche del motore primo a cui il generatore è collegato mentre i restanti 2, 3 e 5 sono propri dell'alternatore. Il limite di statore è un limite termico perché in tali condizioni la macchina sta funzionando al pieno delle proprie capacità ovvero alla potenza apparente nominale.

I limiti che invece riducono la capacità della macchina di partecipare alla regolazione di tensione, in particolare condizioni, sono quelli di sovraeccitazione e sottoeccitazione. Il limite di sovraeccitazione è quello indicato nella figura come limite di rotore infatti quando siamo in forte sovraeccitazione le tensioni e le correnti che circolano sul rotore sono elevate per cui si possono avere problemi di natura termica che ne limitano l'utilizzo.

Durante il funzionamento in sottoeccitazione accade che alle estremità del pacco statorico si ha un aumento concentrato delle perdite per correnti parassite che ha come conseguenza la formazione di zone circoscritte a temperatura elevata. Per evitare di avere danni alle testate è quindi necessario limitare la corrente statorica a un valore minore di quello che in normali condizioni è il proprio limite termico.

Visto che i limiti sono rappresentati sul piano p-q appare chiaro che il valore di Q che la macchina può assorbire o erogare dipende dalla potenza attiva che viene erogata in quel momento. In realtà anche se non

rappresentato nella figura 4, sia il limite di sottoeccitazione che quello di sovraeccitazione dipendono dalla tensione ai morsetti statorici.

Per esprimere la variazione dei limiti di sovra e sottoeccitazione in funzione della tensione di macchina e della potenza attiva erogata, normalmente vengono utilizzate le seguenti espressioni:

$$Q_{max} = Q_0^{+} + Q_v^{+}\cdot(v-v_0) + Q_p^{+}\cdot(p-p_0) + Q_{vv}^{+}\cdot(v-v_0)^2 + Q_{pp}^{+}\cdot(p-p_0)^2 + Q_{pv}^{+}\cdot(v-v_0)\cdot(p-p_0) \quad 7$$

$$Q_{min} = Q_0^{-} + Q_v^{-}\cdot(v-v_0) + Q_p^{-}\cdot(p-p_0) + Q_{vv}^{-}\cdot(v-v_0)^2 + Q_{pp}^{-}\cdot(p-p_0)^2 + Q_{pv}^{-}\cdot(v-v_0)\cdot(p-p_0) \quad 8$$

dove

- Qmax è la potenza reattiva massima erogabile dall'alternatore, in p.u. di An
- Qmin è la potenza reattiva massima che il generatore può assorbire ed è un valore negativo in p.u. di An
- v è la tensione di statore in p.u. della Vn
- p è la potenza attiva erogata in p.u. della An
- Q_0^{+}, Q_v^{+},Q_p^{+}, Q_{vv}^{+}, Q_{pp}^{+}, Q_{pv}^{+} sono i coefficienti relativi alla curva di sovraeccitazione e dipendono dal gruppo considerato
- Q_0^{-}, Q_v^{-},Q_p^{-}, Q_{vv}^{-}, Q_{pp}^{-}, Q_{pv}^{-} sono i coefficienti relativi alla curva di sottoeccitazione e dipendono dal gruppo considerato; tranne rari casi i coefficienti Q_{vv}^{-}, Q_{pp}^{-}, Q_{pv}^{-} sono nulli per cui il limite di sottoeccitazione ha una semplice dipendenza lineare sia dalla tensione che dalla potenza attiva
- p_0 = coefficiente che dipende dal gruppo
- v_0 = coefficiente che dipende dal gruppo

A questo punto note le equazioni precedenti è possibile capire sul piano p-q come si spostano i limiti di sovra e sottoeccitazione al variare della tensione statorica. Essendo interessati nel proseguo della tesi alle condizioni di funzionamento con reti scariche e quindi ai limiti di sottoeccitazione, supponiamo di conoscere i coefficienti della equazione 8 per un alternatore da 290MVA a 20 kV:

$Q_0^- = -0{,}32$; $Q_v^- = -0{,}45$; $Q_p^- = 0{,}2$; $Q_{vv}^- = 0$; $Q_{pp}^- = 0$; $Q_{pv}^- = 0$;

Facendo variare la v da 0.9÷1.1 e la p erogata nel range 0÷1 si ottiene sul piano p-q l'andamento dei limiti di sottoeccitazione, del gruppo preso in esame, per valori di tensione statorici diversi:

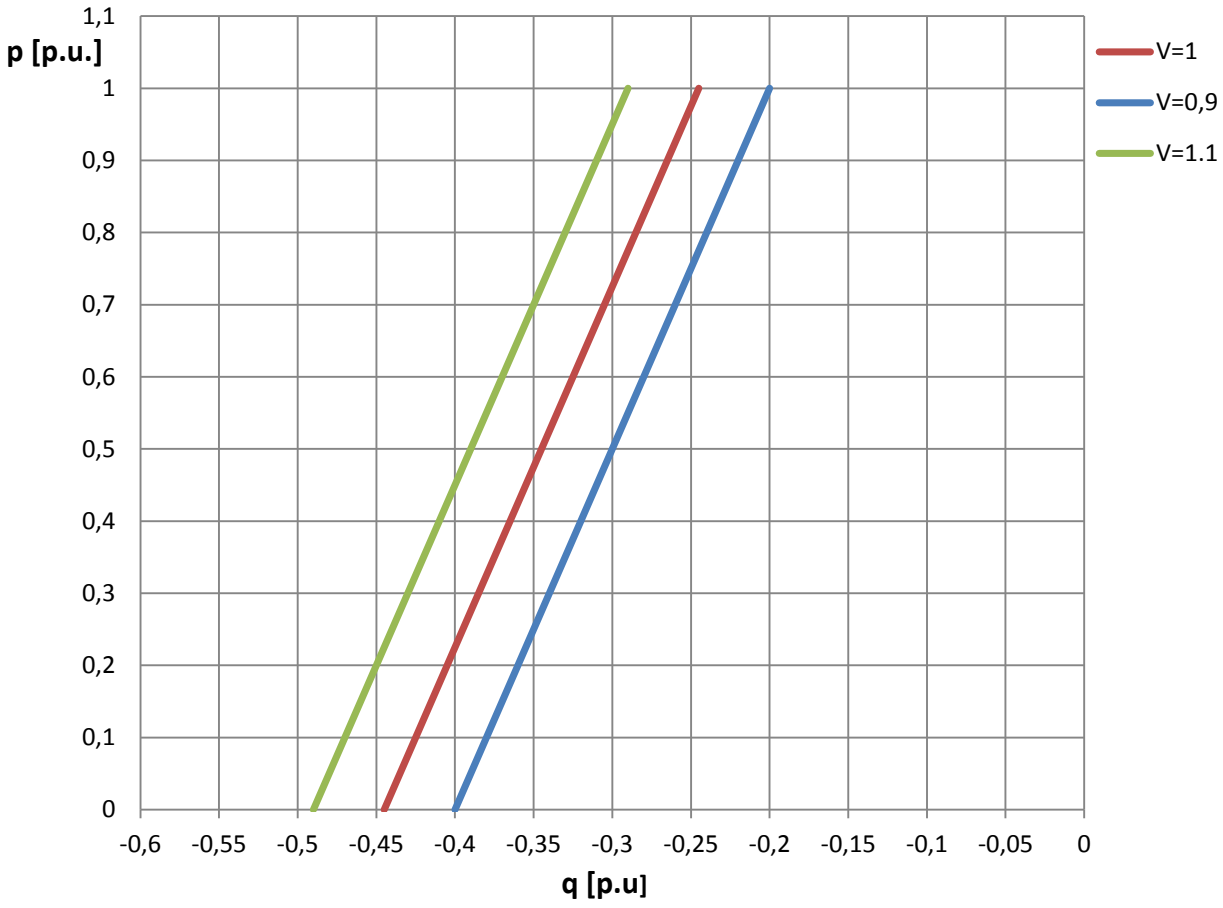


Figura 5 – Andamento dei limiti di sottoeccitazione in funzione di p e v

Si può facilmente osservare quindi che il limite si sottoeccitazione:

- ✓ Decresce all'aumentare della potenza attiva erogata
- ✓ Cresce all'aumentare della tensione di statore

A questo punto può essere interessante riportare il limite di sottoeccitazione anziché sul piano p-q direttamente su un piano q-v. Per fare ciò si può usare sempre l'equazione 8 in cui stavolta si tiene fissa la p e si fa variare la tensione; il risultato, sempre per lo stesso alternatore, è il seguente: (Qmin ottenuto dal calcolo è un valore negativo ma nel grafico si è inserito il suo modulo per una migliore comprensione)

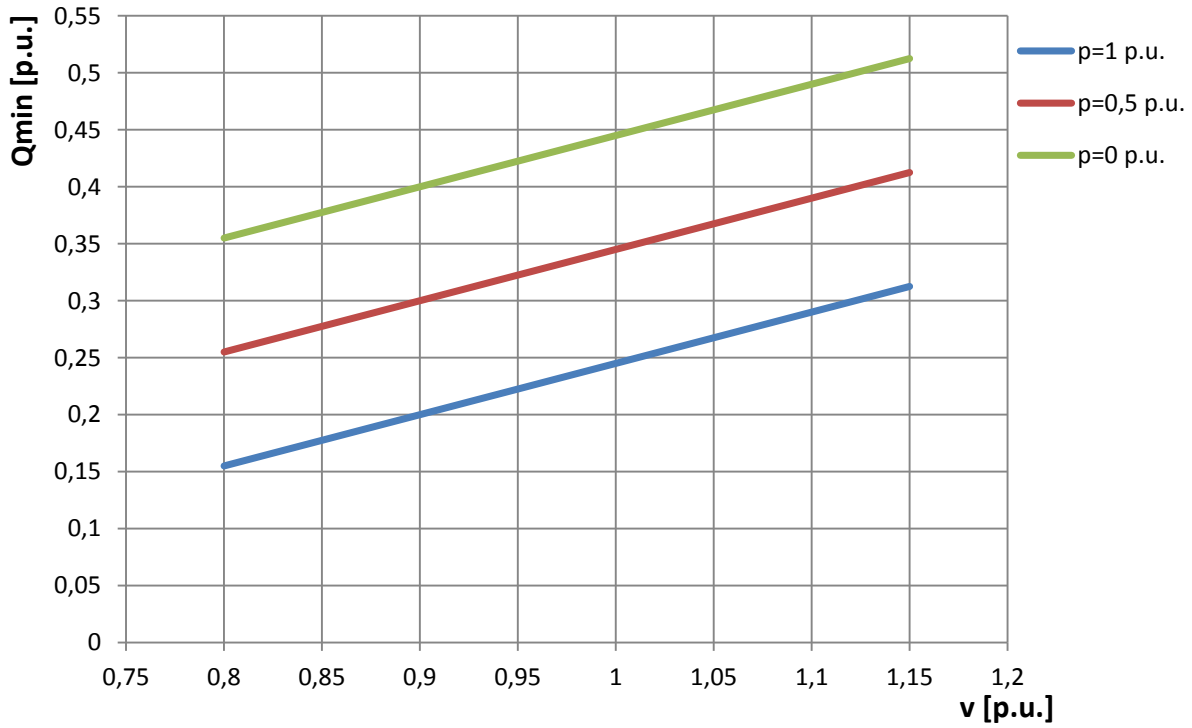


Figura 6 – Limite di sottoeccitazione al variare della tensione statorica

Si osserva perciò che all'aumentare della tensione statorica il limite di sottoeccitazione cresce in maniera lineare con una pendenza che dipende dal tipo di alternatore.

1.3 Regolazione di tensioni degli impianti a fonte rinnovabile

Per regolazione di tensione mediante i generatori si intende il contributo al sistema di regolazione della tensione a cui ad oggi partecipano esclusivamente gli alternatori delle centrali di produzione tradizionali.

Gli impianti di produzione da FR infatti non contribuiscono alla regolazione di tensione ma erogano la massima potenza attiva disponibile finché non intervengono i limiti di massima e minima tensione. Esistono allegati tecnici del Gestore di Rete e normative CEI che definiscono le prescrizioni che i nuovi impianti devono rispettare, per allacciarsi alla rete A.T., M.T e b.t. e fornire un contributo alla regolazione di tensione. Non sono state rese obbligatorie attività di retrofitting per gli impianti precedentemente in servizio.

Di seguito si riporta come esempio la curva di capability per i generatori statici in impianti di potenza ≥400kW:

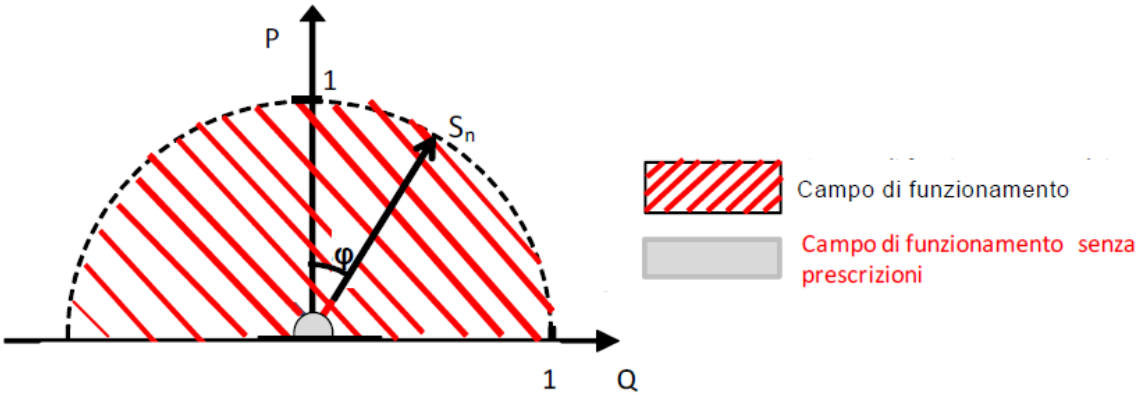


Figura 7 - Esempio di curva di capability richiesta ai generatori statici

1.4 Regolazione della tensione mediante compensatori sincroni

I compensatori sincroni (detti anche compensatori rotanti) sono macchine sincrone che non forniscono potenza attiva alla rete e che a regime non sono accoppiate né a turbine né cedono potenza meccanica ad utilizzatori; la potenza attiva necessaria per fare fronte alle perdite nella parte elettromagnetica e nella parte meccanica viene assorbita dalla rete. In pratica i compensatori sincroni possono essere considerati come dei motori sincroni funzionanti a vuoto dato il piccolo valore delle perdite di potenza attiva. A regime permanente la corrente statorica è quindi in quadratura con la tensione e variando semplicemente la tensione di eccitazione si riesce a farlo funzionare sia in erogazione che assorbimento di potenza reattiva.

È possibile infatti dimostrare che la potenza reattiva erogata in rete, in valori relativi di macchina, vale :

$$q = v \cdot i = v \cdot \frac{v_f - v}{x_d} \qquad 9$$

- Quando il compensatore eroga potenza reattiva in rete, funzionamento in sovraeccitazione, allora si ha:

$$\begin{cases} q > 0 \\ v_f = v + x_d \cdot i > v \end{cases} \qquad 10$$

- Quando il compensatore assorbe potenza reattiva dalla rete, funzionamento in sottoeccitazione, si ha

$$\begin{cases} q < 0 \\ v_f = v - x_d \cdot i < v \end{cases} \qquad 11$$

La variazione di potenza reattiva viene ottenuta variando l'eccitazione della macchina mediante un regolatore di tensione esattamente come nel caso dei generatori. In condizioni di regime, cioè per v mantenuta costante dal

regolatore, la potenza reattiva q varia linearmente con la tensione di eccitazione v_f secondo una caratteristica riportata nella figura seguente:

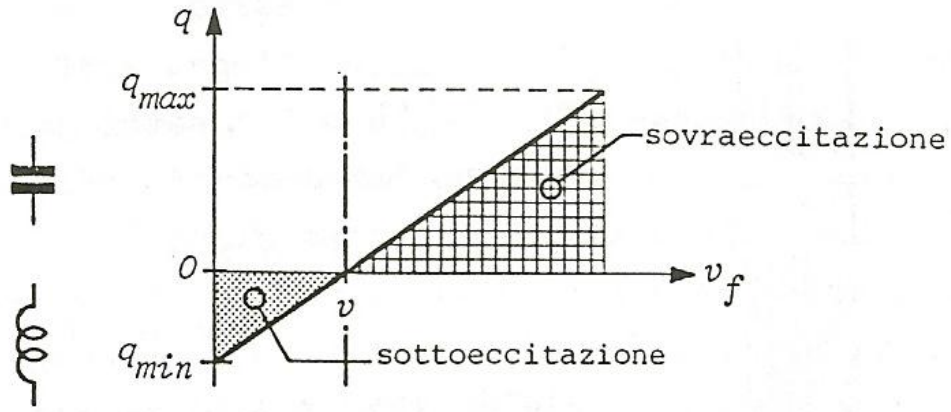


Figura 8 - Caratteristica statica di un compensatore sincrono per una data tensione "v" ai suoi morsetti

Si può perciò concludere che il compensatore rotante ha un comportamento da condensatore in sovraeccitazione e da reattore in sottoeccitazione.

Essendo una macchina sincrona a tutti gli effetti presenta dei valori massimi di potenza reattiva; normalmente accade che la potenza massima che può essere erogata è circa il doppio del limite in assorbimento:

$$\begin{cases} q_{max} \approx 0.8 \text{ p.u.} \\ q_{min} \approx -0.4 \text{ p.u.} \end{cases}$$

I compensatori sincroni sono, come i generatori, la sorgente ideale per la produzione o l'assorbimento di potenza reattiva. Si tratta però di macchine molto costose per cui il loro utilizzo può risultare conveniente economicamente solo in alcuni nodi importanti della rete di trasmissione.

1.5 Regolazione della tensione attraverso batterie di condensatori

Nelle reti di subtrasmissione e di distribuzione vengono usate batterie di condensatori statici in derivazione per erogare potenza reattiva in loco riducendo il transito di potenza reattiva sulle linee e quindi anche le cadute di tensione. Su queste reti infatti non si presenta l'esigenza di assorbire la potenza reattiva prodotta dalle capacità delle linee in quanto molto modesta.

La potenza erogata da tali batterie normalmente viene espressa direttamente in Mvar calcolata con questa formula:

$Q_c = \omega \cdot C \cdot V^2$ dove: 12

V= modulo della tensione concatenata

C = capacità di una fase

ω = pulsazione elettrica della rete

Trattandosi di componenti passivi la potenza reattiva erogata da tutta la batteria o da un singolo elemento dipende soltanto dalla tensione applicata e non anche dalla tensione di eccitazione come per le macchine sincrone. La Q_c aumenta perciò con legge quadratica al crescere della tensione applicata e viceversa per cui si ha un effetto opposto a quello del sincrono dove se la tensione aumentava veniva invece ridotta la potenza erogata. Per tale motivo i condensatori statici esercitano una azione destabilizzante sulla tensione.

Il valore di Q_c può essere variato con discontinuità ed a gradini inserendo, o disinserendo, un certo numero di elementi della batteria mediante appropriati dispositivi di manovra gestiti in remoto dal Gestore di Rete e dai distributori.

1.6 Regolazione della tensione attraverso reattanze shunt

Nel caso di reti di trasmissione in A.T. di lunghezze rilevanti può essere utile invece installare batterie di reattori in derivazione alla rete per compensare la potenza reattiva, prodotta dalle capacità delle linee in condizioni di funzionamento a bassi carichi attivi o a vuoto (Effetto Ferranti), che può essere rilevante. Per ovvi motivi le reattanze di compensazione trasversale non possono essere uniformemente distribuite lungo le linee come le capacità da bilanciare ma si trovano in una o in entrambe le stazioni di estremità della linea stessa.

La potenza reattiva assorbita dai reattori shunt può essere calcolata come :

$$Q_L = \frac{V^2}{\omega \cdot L} \quad \text{dove:} \qquad 13$$

V= modulo della tensione concatenata

L = induttanza di una fase

ω = pulsazione elettrica della rete

I reattori, a differenza delle batterie di condensatori, hanno invece un'azione stabilizzante sulla tensione. Infatti all'aumentare della tensione, dovuto per esempio alla diminuzione del carico, essi assorbono una potenza crescente con il quadrato della tensione ovvero iniettano in rete una potenza minore. La potenza totale di un reattore è in genere suddivisa in una parte costante ed in una quota di cui si può fare una regolazione più fine attraverso dei commutatori che selezionano le prese; si riesce così a variare la potenza in base alle necessità. I reattori sono comunque elementi passivi come i condensatori e quindi non adatti ad una regolazione rapida della tensione.

1.7 Regolazione della tensione mediante compensatori statici

I compensatori statici sono apparati che possono generare o assorbire potenza reattiva di valore variabile con grande rapidità e di conseguenza possono effettuare, a differenza delle batterie di condensatori e dei reattori, una vera e propria regolazione della tensione. Di fatto quindi garantiscono una regolazione continua della tensione come i compensatori sincroni e i generatori ma senza avere nessuna parte in movimento. Trovano impiego essenzialmente nel caso di linee di trasmissione molto lunghe e ad altissima tensione per consentire la trasmissione a grande distanza sia in condizioni di regime permanente sia in condizioni perturbate. Grazie alla loro rapida e continua regolazione sono utili anche per controllare le sovratensioni da effetto Ferranti in quanto possono compensare, almeno in parte, le capacità delle linee.

Tra le varie realizzazioni esistenti dei compensatori statici le principali sono costituite dai reattori saturabili e dai reattori controllati con tiristori:

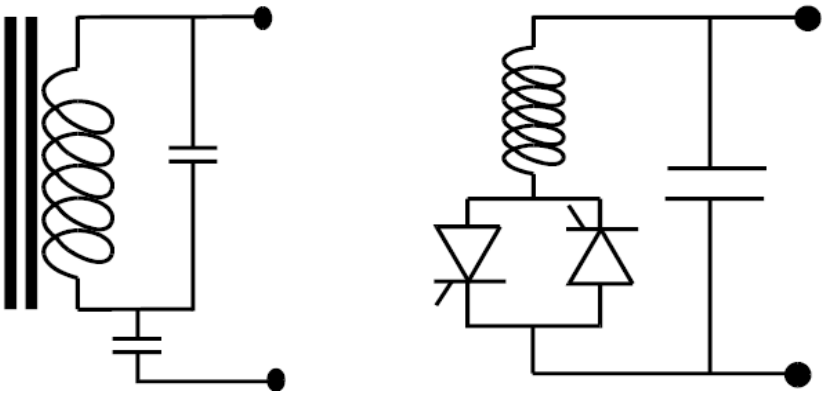


Figura 9 – Schema di principio di un reattore saturabile e di un reattore controllato a tiristori

I sistemi a reattori saturabili, abbinati a capacità, sono autoregolanti e non hanno quindi necessità di un sistema di regolazione della potenza reattiva.

I reattori controllati a tiristori con capacità in parallelo, comunemente chiamati anche Static Var Compensator, necessitano ovviamente di un sistema di regolazione dell'angolo di accensione dei tiristori e quindi della potenza reattiva erogata o assorbita. La presenza dei tiristori è causa di generazione di armoniche di corrente che verrebbero iniettate in rete per cui per limitarle è necessario l'impiego di appropriati filtri in parallelo al reattore.

1.8 Regolazione della tensione mediante autotrasformatori di interconnessione

Tra la rete di trasmissione a 230-400 kV e quella a 132-150 kV sono installati autotrasformatori a rapporto variabile sotto carico che consentono di variare la tensione secondaria nell'intervallo V_n ±10%. Salvo accordi diversi con Terna i variatori sono dotati di 11 posizioni, numerate da -5 a +5, in cui la posizione 0 corrisponde alla tensione nominale.

Le modalità di controllo del singolo variatore sotto carico sono molteplici e tutte hanno lo scopo di inviare un segnale al sistema di movimentazione del selettore prese che è meccanizzato; ovviamente devono essere previsti meccanismi di mutua esclusione tra le diverse tecniche di esercizio. Normalmente gli autotrasformatori di interconnessione non sono gestiti da un proprio regolatore automatico di tensione ma le manovre sono eseguite da remoto secondo disposizioni che vengono impartite di volta in volta dal Gestore della RTN.

1.9 Regolazione della tensione mediante trasformatori A.T./M.T.

Tra le reti di subtrasmissione a 132-150 kV e le reti di distribuzione in M.T. sono installati trasformatori a rapporto variabile sotto carico che hanno l'obiettivo di mantenere la tensione sul lato secondario costante al variare delle condizioni di funzionamento. Normalmente sono caratterizzati da un numero elevato di prese che garantisce di regolare la tensione nell'intervallo V_n ±15%.

Questo tipo di trasformatore ha un sistema di variazione del rapporto spire completamente automatico ovvero è dotato di un proprio regolatore di tensione che comanda la movimentazione del selettore prese per cercare di annullare l'errore di tensione lato M.T. In questo caso perciò si ha un vero sistema di regolazione della tensione in cui il variatore sotto carico segue con la propria dinamica (dell'ordine di 5-10s a step legato ai componenti meccanici ed alle logiche di controllo) la variazione di tensione lato primario. La regolazione quindi è di tipo lento e ad azione integrale per cui garantisce a regime un valore di tensione pari a quello desiderato se la variazione del rapporto spire richiesta è compresa nei limiti consentiti.

.

1.10 Contributi indiretti alla regolazione di tensione

Facendo riferimento alla sola rete di trasmissione, contribuiscono in maniera indiretta alla regolazione di tensione, gli impianti utilizzatori allacciati in A.T. e le reti di distribuzione. Alle reti di distribuzione ed agli impianti utilizzatori direttamente connessi alla RTN, che non forniscano il servizio di regolazione della tensione, viene infatti richiesto di adottare opportuni provvedimenti per mantenere il fattore di potenza (in ciascun punto di consegna e per ogni condizione di carico) ai valori stabiliti.

1.11 Cenni alla regolazione delle tensioni nelle reti di distribuzione

Fino ad ora sono state analizzate le possibili tecniche per la regolazione di tensione principalmente per le reti di trasmissione ad alta tensione. Infatti la tesi ha lo scopo di studiare il comportamento del sistema di controllo in condizioni di sottoeccitazione, individuando le cause che hanno portato ad avere sulle reti A.T. tensioni elevate.

In generale però il mantenimento delle tensioni delle utente entro i dovuti limiti è ottenuto, oltre che regolando le tensioni della rete A.T., anche limitando il più possibile le c.d.t nelle reti di distribuzione e regolando ulteriormente le tensioni. È da osservare che nelle reti di distribuzione, a differenza di quelle in A.T., non è più lecito considerare le cadute di tensione legate solo alle reattanze e al flusso di reattivo ma si deve tenere conto anche della parte resistiva e dei transiti di attivo. Di conseguenza i provvedimenti atti a contenere le cadute ed a regolare la tensione sono i seguenti:

- Aumento della sezione dei conduttori
- Limitazione del raggio di azione delle cabine primarie e secondarie
- Rifasamento del carico
- Inserzione di condensatori serie nelle linee in M.T.
- Regolazione automatica sotto carico dei trasformatori A.T./M.T.
- Regolazione manuale a vuoto dei trasformatori M.T./b.t.

1.12 Dipendenza del carico dalla tensione

I carichi elementari presenti in una rete elettrica sono di vario tipo e natura e concorrono a formare i carichi equivalenti visti dalla rete di produzione e trasmissione tramite la rete di distribuzione. Mentre per i carichi elementari è nota con precisione la dipendenza della potenza assorbita dalla tensione, più complicato diventa sapere come si comportano i carichi compositi e misti alimentati dalla rete di produzione e trasmissione che comprendono carichi residenziali, illuminazione pubblica, carichi industriali ecc…

Normalmente i modelli utilizzati per i carichi che hanno una dipendenza dalla tensione, ovvero per cui P=f(V) e Q=f(V), sono quello esponenziale e quello polinomiale.

Nel modello polinomiale la potenza attiva e reattiva dipendono dalla tensione, secondi opportuni coefficienti, con queste leggi:

$$\begin{cases} P = P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\alpha} \\ Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{\beta} \end{cases} \qquad 14$$

dove P_0 e Q_0 sono rispettivamente la potenza attiva e reattiva nominali assorbite dal carico quando la tensione è uguale al valore di progetto V_0.

Nella tabella seguente vengono riportati alcuni valori dei coefficienti α e β relativi ad alcuni tipi di carico:

Tipo di carico	α	β
Lampade ad incandescenza	1.54	-
Condizionatori	0.50	2.5
Ventilatori del forno	0.08	1.6
Caricatori di batterie	2.59	4.06
Lampade a fluorescenza elettroniche	0.95 – 1.03	0.31 – 0.46
Lampade a fluorescenza convenzionali	2.07	3.21
Attrezzature da ufficio 1	0.36	0.00

Tabella 1- Coefficienti di dipendenza della P e Q del carico dalla tensione

Nell'altra rappresentazione invece il carico è visto come la somma di aggregati di carico caratterizzati da 3 coppie distinte di valori di α e β; si ottiene quindi un polinomio in funzione di V descrivibile con una equazione algebrica di questo tipo:

$$P = P_0 \left[a_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_p \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_p \right] \quad 15$$

$$Q = Q_0 \left[a_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_q \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_q \right] \quad 16$$

Il carico è dato dalla somma di tre termini: una impedenza costante, un termine a corrente costante ed una potenza costante. Per garantire che quando $V=V_0$ le potenze siano uguali al valore nominale deve valere la condizione:

$$a_p + b_p + c_p = a_q + b_q + c_q = 1 \quad 17$$

Capitolo 2

Analisi delle sovratensioni e considerazioni preliminari

2.1 Caratteristiche delle sovratensioni registrate

Prima di procedere ad uno studio più approfondito del sistema di regolazione della tensione, visto la quantità e la complessità della azioni di controllo presenti, è necessario analizzare i transitori di tensione avvenuti in alcune porzioni della Rete di Trasmissione Nazionale. Questo infatti ha lo scopo di indirizzare lo studio del problema verso quelle che, in modo più plausibile, possono essere le cause o quantomeno per riuscire ad escluderne alcune.

Di seguito si riporta due grafici che rappresentano l'evolversi delle sovratensioni nei due eventi registrati dal Gestore di Rete, in periodi diversi, nella stessa area; per semplicità si denominano evento "1" e "2". Ovviamente le grandezze disponibili su cui si potrebbe fare una analisi sono molteplici e riferite a più nodi (tensioni, potenze attive e reattive, frequenza, tensione di eccitazione ecc…). Quelle più significative, e dalle quali si può trarre informazioni generali che esulano dal caso specifico, sono l'andamento temporale delle tensioni durante i transitori sulle sbarre a 230 e 400 kV, alle quali sono collegati direttamente impianti di produzione idroelettrici e termoelettrici.

Il grafico di fig. 10 si riferisce alla tensione rilevata su una stazione a 400kV mentre la figura 11 raffigura il secondo evento del quale si sono riportate le tensioni misurate su più nodi di generazione a 230 e 400kV:

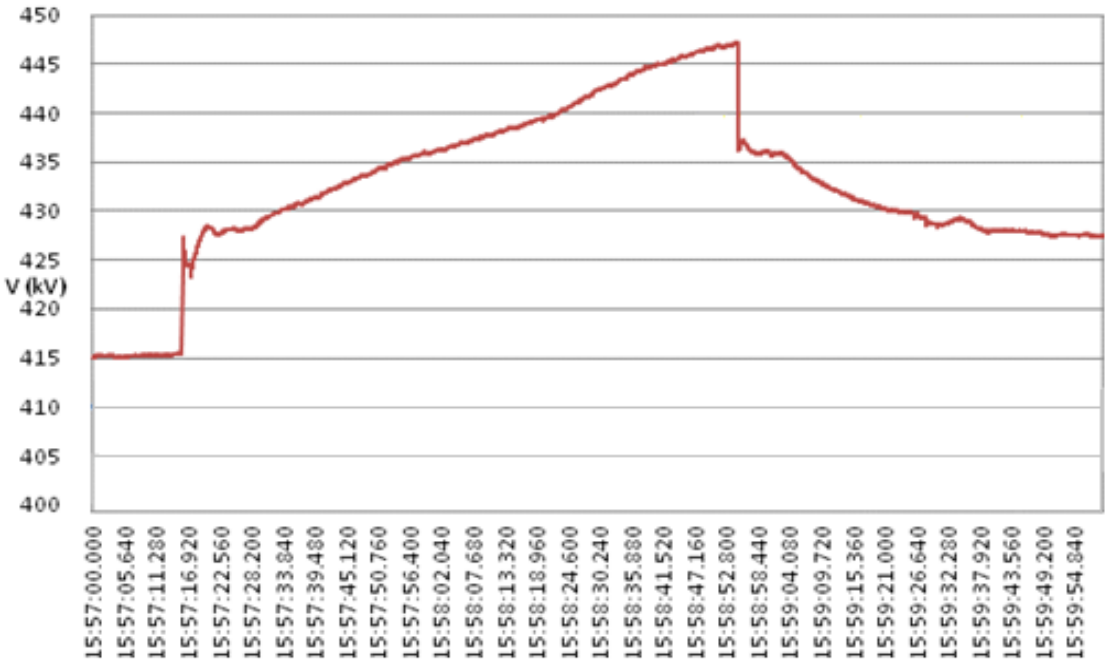


Figura 10 – Tensione registrata durante evento n°1

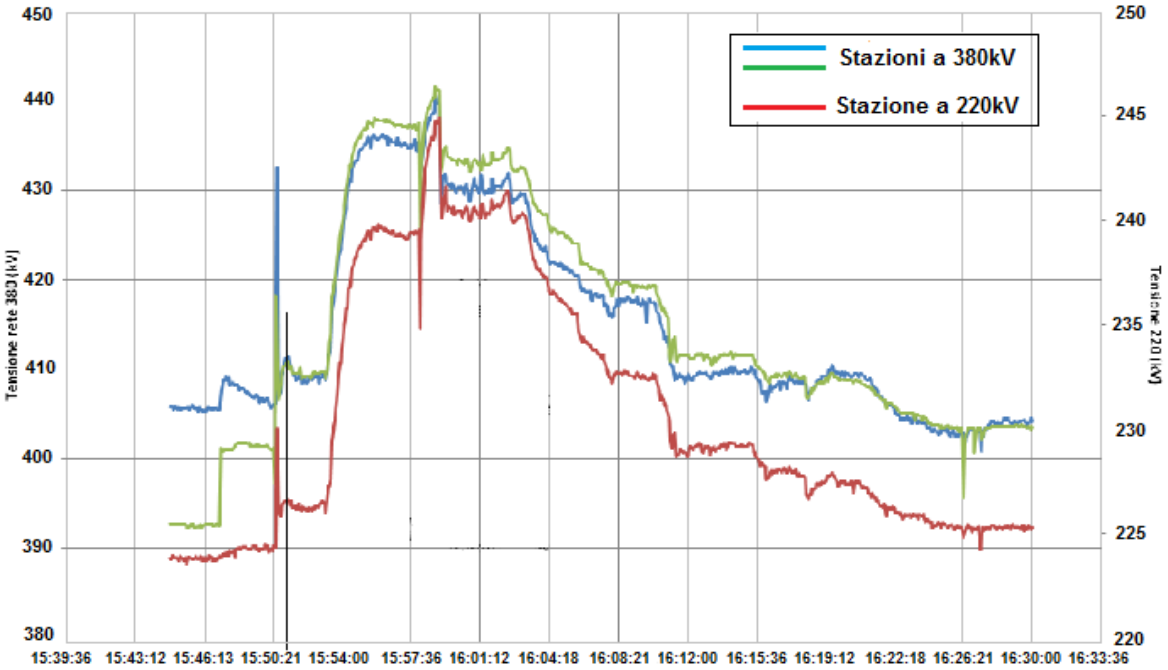


Figura 11 – Tensioni registrate durante evento n°2

Anche se i due grafici sono riportati su scale temporali diverse, le osservazioni che si possono fare sugli elementi a comune sono le seguenti:

- ✓ Entrambi i transitori non sono avvenuti di notte
- ✓ Entrambi sono avvenuti nel primo pomeriggio con un contributo alla produzione da fotovoltaico
- ✓ La tensione partendo da un valore di regime ha avuto, dopo alcune fluttuazioni trascurabili, una crescita progressiva arrivando a valori di circa 440-445 kV e 245 kV con un transitorio durato circa 1÷3 minuti
- ✓ Dal valore massimo raggiunto la tensione inizia a scendere e, con una dinamica altrettanto lenta dell'ordine dei minuti, ritorna al valore iniziale

Inoltre per entrambi i casi è noto che i generatori elettrici in giri al momento dell'inizio della sovratensione, innescata da un evento imprevisto sulla rete, stavano funzionando in forte sottoeccitazione.

2.2 Modello della rete per lo studio del problema

Gli elementi presenti in un sistema elettrico di potenza che svolgono una azione di regolazione della tensione sono quelli introdotti nel capitolo precedente e quindi sono molteplici. Un metodo di procedere è quello di studiare il comportamento di una rete equivalente semplificata, dal punto di vista del numero di elementi e nodi, ma in cui sono presenti quasi tutti gli elementi che determinano il profilo di tensione. Inoltre è necessario utilizzare una rete composta da una quantità rilevante di linee aeree a 400kV e 132kV ed un solo generatore elettrico in giri. Questo ha lo scopo di simulare il comportamento di zone in cui ho una rete estesa, e con pochi generatori dispacciati, per cui se le linee sono scariche ho elevate probabilità che questi siano in sottoeccitazione.

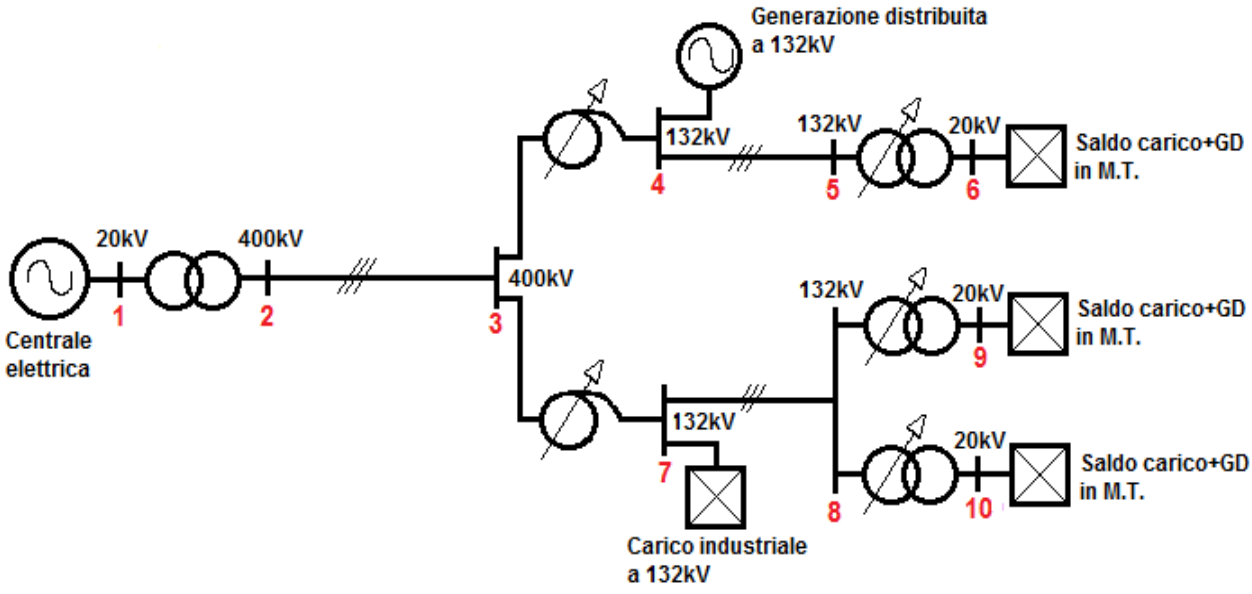


Figura 12 – Schema unifilare del sistema elettrico equivalente

Il sistema elettrico rappresentato nella fig. 12 è costituito da:

- Un generatore di P e Q che simula una centrale elettrica
- Un trasformatore elevatore di macchina 20kV/400kV
- Una linea aerea a 400kV, singola terna, lunga 150km
- Due autotrasformatori a rapporto variabile 400kV/132kV
- Due linee aeree a 132kV, singola terna, ognuna di 25km
- Tre trasformatori a rapporto variabile 132kV/20kV
- Carico industriale allacciato al 132kV
- Generazione distribuita allacciata alla rete a 132kV
- Tre carichi equivalenti in M.T. di valore uguale al saldo tra la potenza assorbita dai carichi e quella generata dalla G.D. allacciata su quel nodo.

Nel paragrafo 2.1 si è visto allo stesso tempo che le sovratensioni si sono registrate di giorno per cui il fatto che le linee fossero scariche non è da associarsi solo alla bassa richiesta di carico, come potrebbe essere di notte, ma bensì anche ad una produzione da FRNP elevata. Per simulare questo si è inserito sul nodo 4 un generatore elettrico che rappresenta la produzione degli impianti rinnovabili di media-grossa taglia che sono allacciati in A.T. come per esempio parchi eolici. La rete di distribuzione invece non è stata modellata in quanto quello che ci interessa non è studiare la regolazione di tensione sui punti di consegna di M.T.- b.t. ma sulla rete di trasmissione. Per questo motivo il modo più semplice per tenere conto del carico e della G.D. è stato quello di mettere nei nodi 6, 9 e 10 un carico equivalente in cui viene fatta la differenza tra il consumo e la produzione sullo stesso feeder in M.T..

Mettendo perciò un valore piccolo di potenze su questi nodi si simula in modo automatico sia una condizione di bassi consumi oppure anche di elevati carichi ma di cui le FRNP ne producono una quota rilevante.

2.3 Considerazioni preliminari

Prendendo in analisi la rete equivalente introdotta in precedenza, gli elementi presenti che contribuiscono alla regolazione di tensione sono i seguenti:

a) Il generatore elettrico di centrale del nodo 1
b) I due autotrasformatori a rapporto variabile 400kV/132kV
c) I tre trasformatori a rapporto variabile 132kV/20kV

La generazione da FRNP allacciata alla rete a 132kV non è stata considerata in quanto normalmente questi impianti, interfacciati tramite inverter, non contribuiscono alla regolazione di tensione. Infatti sono eserciti a cosφ costante (normalmente =1) per cui di fatto la loro produzione di reattivo dipende dalla quantità di potenza attiva di quel momento e quindi dalla disponibilità della fonte primaria. Inoltre visto che non sempre sono presenti, per avere un risultato più generico possibile, si trascura il loro possibile contributo.

Dall'analisi dei transitori di fig. 10 e 11, il fatto che la tensione abbia una crescita progressiva ma con una dinamica lenta inoltre fa escludere il fatto che questa instabilità di tensione possa essere dovuta a sistemi di regolazione istantanei o comunque molto rapidi. In pratica apparati di controllo delle potenza reattiva come batterie di condensatori/reattanze shunt, compensatori sincroni e statici, anche se eventualmente presenti e attivati non comporterebbero dinamiche di minuti perché il loro effetto è immediato.

Un'altra azione di controllo della tensione è svolta dagli autotrasformatori a rapporto variabile sotto carico che però di fatto non attuano una regolazione automatica perché non asserviti ad un regolatore. La modifica del rapporto di trasformazione è infatti impartita dal centro di controllo di area di Terna, nel caso ne rilevi la necessità, attraverso dei segnali di telecontrollo; da quando si verifica una tensione superiore ai limiti a quando il selettore spire si muove passano perciò alcuni minuti. Si intuisce dunque che tempi di intervento così lunghi non sono compatibili con quelli dell'eventi accaduti. Possiamo quindi escludere che la instabilità di tensione registrata sia dovuta ad una modifica ripetuta del rapporto spire degli autotrasformatori perché la dinamica con cui effettuo tale azione è molto più lenta dell'intero fenomeno.

La conclusione è pertanto che gli unici mezzi di controllo della tensione che potrebbero portare, in condizioni di reti scariche, ad avere fenomeni di sovratensioni "lente" sono i trasformatori a rapporto variabile sotto carico A.T./M.T. e il sistema di regolazione della tensione di centrale. Il problema è stato scisso quindi in due parti nelle quali si analizza separatamente l'effetto dei due elementi sul controllo della tensione in sistemi con reti scariche:

- Studio del comportamento statico della rete (flussi di potenza reattiva e tensioni) per valori crescenti di tensione di macchina con il variatore sotto carico che regola la tensione sulle sbarre M.T.

- Comportamento dinamico della rete con regolatore di tensione di centrale attivo e variatore sotto carico bloccato

Il primo obiettivo è perciò quello di modellare tutti i componenti della rete equivalente di fig. 12 e, scelta una configurazione di carico per cui le linee sono scariche, vedere quale è il contributo del trasformatore A.T./M.T. al profilo della tensione ed alla potenza reattiva che il generatore deve assorbire. Per fare questo è necessario modellare anche il trasformatore a rapporto variabile sotto carico del quale però in letteratura sono rare le trattazioni. Nel prossimo capitolo si riporta perciò una descrizione dettagliata, e la completa modellazione in valori relativi, del trasformatore con variatore sotto carico.

Capitolo 3

I trasformatori trifase a rapporto variabile sotto carico

3.1 Informazioni generali sui trasformatori a rapporto variabile sotto carico

I trasformatori a rapporto variabile si distinguono in due categorie :

- ✓ trasformatori con sistema di commutazione “a vuoto”
- ✓ trasformatori con sistema di commutazione “a carico”

In entrambi i casi il trasformatore è dotato di uno avvolgimento, o in alcuni rari casi anche entrambi, provvisto di più prese intermedie in modo da poter effettuare variazioni del numero di spire e di conseguenza del rapporto di trasformazione. La modifica del numero di spire può perciò essere effettuata sull’avvolgimento primario o secondario; di seguito si riporta una schematizzazione monofase equivalente, anche se questo vale per ognuna delle tre fasi, dei due possibili casi:

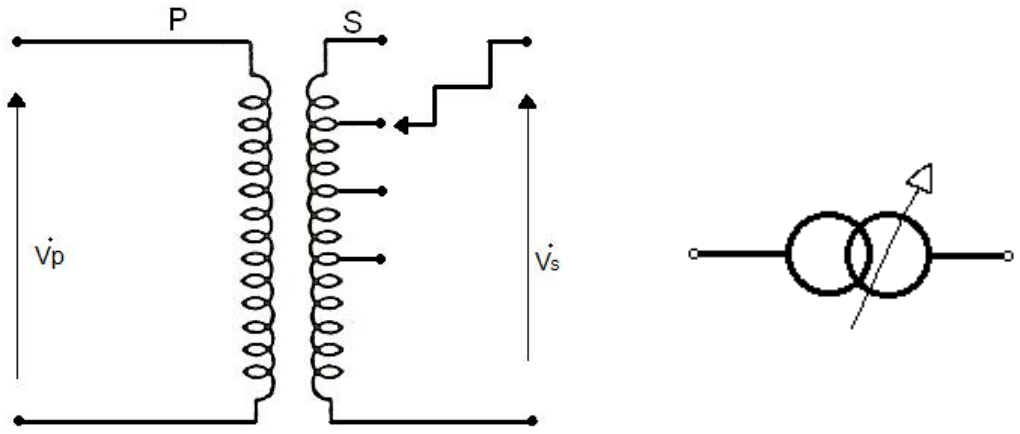


Figura 13 – Schema di un trasformatore con variatore spire al secondario

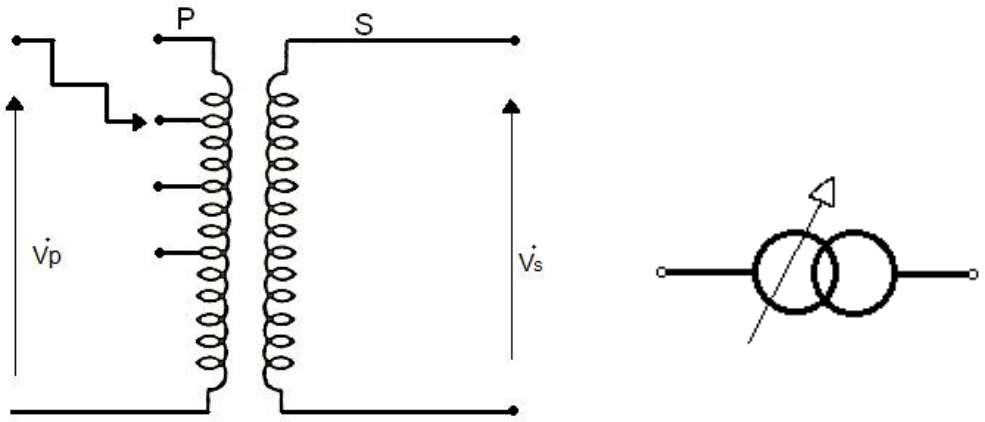


Figura 14 – Schema di un trasformatore con variatore spire al primario

In realtà, visto che di solito i trasformatori con rapporto di trasformazione variabile sono abbassatori di tensione, allora l'avvolgimento primario è quello dei due che lavora con tensioni più alte; per tale ragione sul lato primario ho correnti minori ed inoltre si ha un numero di spire maggiore. Questi due fattori hanno come conseguenza che molto spesso la variazione delle spire viene fatta sull'avvolgimento primario infatti tutti i componenti interessati sono sottoposti a minore corrente e ho la possibilità di fare una variazione più fine del rapporto spire.

Il sistema di commutazione a vuoto prevede che prima di effettuare la commutazione del rapporto spire il trasformatore venga completamente scollegato dalla rete di alimentazione e dal carico se è in parallelo con altri trasformatori. Si capisce perciò che questo è un sistema di regolazione del rapporto di trasformazione, e quindi di tensione, che non viene usato durante il normale funzionamento in modo automatico ma solo (raramente) in maniera manuale. Un esempio sono i trasformatori M.T./b.t. delle cabine secondarie dove appunto la scelta del rapporto spire viene fatta alla prima installazione ed eventualmente viene modificato se cambiano in maniera radicale le caratteristiche del carico alimentato o della rete a monte.

E’ evidente quindi che molto più interessanti ai fini della regolazione della tensione sono invece i trasformatori a rapporto variabile sotto carico di cui quindi ci si occuperà in seguito. In ambito internazionale i trasformatori che consentono di variare il rapporto spire con trasformatore inserito sono detti OLTC Transformer ovvero On–Load Tap-Changer Transformers oppure anche TCUL Transformers che sta per Tap Changers Under Load Transformers; nella abbreviazione inglese infatti con Tap-Changer si intende solamente il dispositivo meccanico che permette di selezionare un diverso numero di spire. In italiano si utilizza invece l’abbreviazione VSC ovvero Variatori Sotto Carico con cui si indica il congegno necessario a fare la commutazione tra una presa e l’altra del trasformatore durante il normale funzionamento.

La variazione del rapporto di trasformazione viene fatta perciò inserendo o escludendo le diverse prese dell’avvolgimento di regolazione attraverso le quali è possibile ottenere una modifica del rapporto di trasformazione che può variare normalmente del ± 10% ÷ 20% . Nel caso di trasformatori con VSC, rispetto ai trasformatori con meccanismo a vuoto, il range di variazione massimo del rapporto di trasformazione è maggiore cosi come il numero di prese; essendo infatti un sistema più complesso, ma anche più efficace per la regolazione on-line della tensione, si cerca di avere una regolazione allo stesso tempo più fine ed estesa. L’entità della variazione di tensione possibile è generalmente espressa mediante una indicazione del tipo:

$V_n \pm n \times \Delta\%$ dove: 18

$2n$ = numero totale di gradini del commutatore

$2n + 1 = N$ = numero totale di tensioni disponibili

$\Delta\%$ = tensione relativa ad un gradino in % della tensione nominale

Valori ricorrenti per i VSC sono ad esempio ± 7 x 1,43% , ± 10 x 1,5%, ± 12 x 1,5%, ±16 x 0,625% ecc…; si hanno valori diversi a seconda dei livelli di tensione in cui opera il trasformatore (stazione primaria, stazione secondaria ecc…).

N.B.:

Nel prossimo paragrafo viene fatta una breve introduzione dei variatori sotto carico senza la pretesa di dare una descrizione esaustiva e precisa del loro funzionamento per il quale si rimanda a testi e manuali specifici. L'obiettivo è infatti semplicemente quello di fornire le indicazioni principali sul loro funzionamento per riuscire a fare una corretta modellazione circuitale del trasformatore a rapporto variabile sotto carico.

3.2 Principio di funzionamento e caratteristiche dei Variatori Sotto Carico

Nel caso di trasformatore a rapporto variabile a vuoto la modifica della presa è fatta mediante un dispositivo detto commutatore, posto all'interno della cassa, e manovrabile dall'esterno a mano o a motore. Essendo il trasformatore disalimentato allora, durante la fase del cambio della presa dell'avvolgimento, non nasce nessun fenomeno transitorio di natura elettrica; questo è il motivo per cui il sistema di commutazione è semplice ed economico.

Totalmente diversa è invece la situazione nel caso in cui si deve fare una commutazione tra due prese diverse quando il trasformatore è funzionante ovvero sotto carico. Infatti se la stessa manovra, con cui passo in maniera diretta da una presa alla successiva, avvenisse con la macchina a carico allora si avrebbe una discontinuità nella erogazione del servizio. Inoltre vista l'interruzione del percorso della corrente si avrebbe la formazione di archi elettrici oppure, se la spazzola è più estesa dell'intervallo fra due contatti, un cortocircuito netto della sezione di avvolgimento facente capo alle due prese considerate.

Quindi le condizioni che deve rispettare un dispositivo per la variazione del rapporto spire sotto carico sono:

- Durante il cambiamento della presa la corrente di carico negli avvolgimenti del trasformatore non deve essere interrotta
- La commutazione delle prese deve concludersi senza che si abbiano cortocircuiti netti tra sezioni dell'avvolgimento
- La durata dell'arco deve essere minima per minimizzare la erosione dei contatti e la contaminazione dell'olio

I commutatori sotto carico disponibili sul mercato, che rispettano questi requisiti, sono numerosi e funzionano sfruttando principi diversi. Gli elementi fondamentali che lo costituiscono, realizzati con tecnologie differenti, ma presenti in tutti i modelli sono:

- Selettore prese
- Interruttore di commutazione
- Impedenze di commutazione
- Meccanismo di manovra
- Comando a motore

Nella figura seguente si riporta un esempio di vista d'insieme della cassa esterna del trasformatore e del variatore sotto carico con i rispettivi comandi :

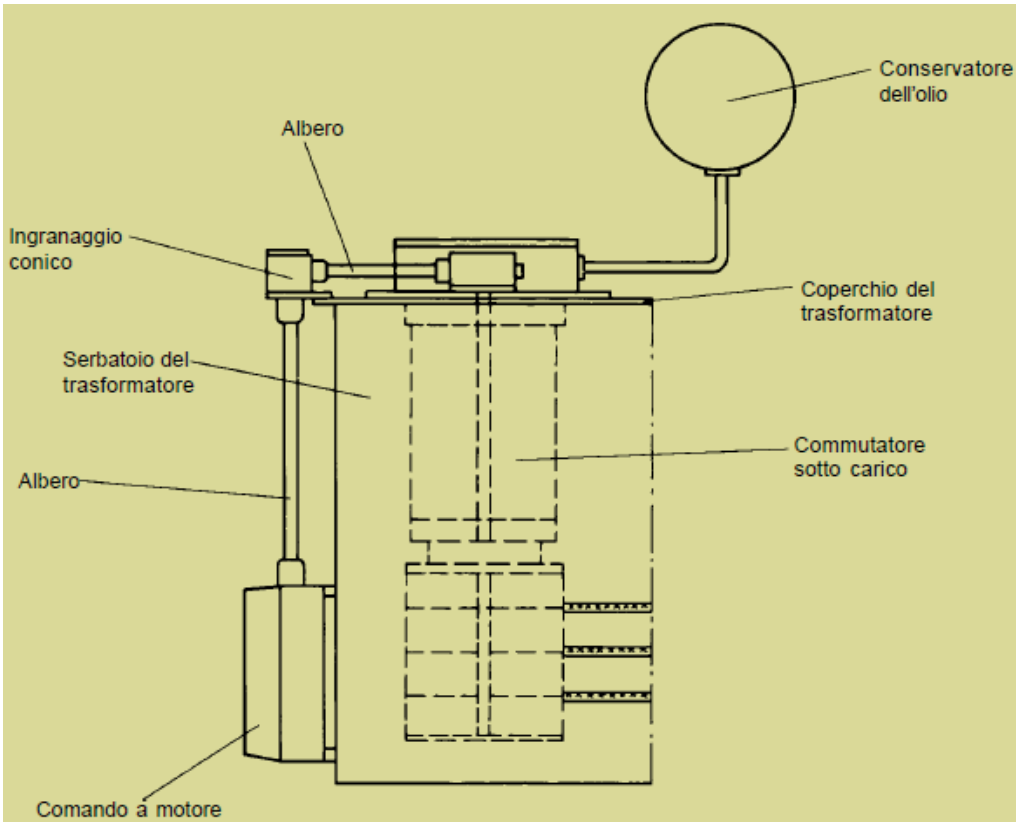


Figura 15 - Vista d'insieme del trasformatore e del commutatore sotto carico

In genere, come si vede in figura, i commutatori sotto carico sono montati all'interno del serbatoio del trasformatore sospesi dal coperchio del trasformatore stesso. Durante il funzionamento nell'interruttore di commutazione si verifica un arco per cui per evitare la contaminazione dell'olio del trasformatore l'interruttore si trova in un contenitore separato dal resto del trasformatore. Nella maggior parte dei casi infatti il commutatore sotto carico è costituito da due sezioni separate: interruttore di commutazione e al di sotto il selettore prese a cui fanno capo i vari terminali dell'avvolgimento. La manovra necessaria per azionare il commutatore sotto carico viene fornita dal comando a motore montato all'esterno del serbatoio del trasformatore a distanza dal commutatore stesso; la potenza viene trasmessa mediante alberi ed ingranaggi conici.

In commercio esistono sostanzialmente due tipologie principali di commutatori sotto carico: quelli che utilizzano resistenze (resistance type tap changer) o induttanze per la commutazione (reactance type tap changer); gli schemi e i componenti usati nei due casi sono di conseguenza diversi.

Il più utilizzato, e che descriveremo brevemente, è quello a commutazione rapida (tipo flag cycle) che utilizza due resistori di commutazione. Viene detto rapido perché l'interruttore manovra in pochi periodi in modo da non sollecitare termicamente i due resistori, testati per resistere comunque ad un numero illimitato di commutazioni, e rendere minima la durata dell'arco elettrico. Il VSC è composto due selettori, H e V, collegati rispettivamente alle prese "dispari" e "pari" dell'avvolgimento primario; l'interruttore di commutazione rapido ruotando seleziona tra i 4 morsetti due dei quali sono connessi alle spire attraverso le resistenze di commutazione Ry e Ru come rappresentano nella figura seguente:

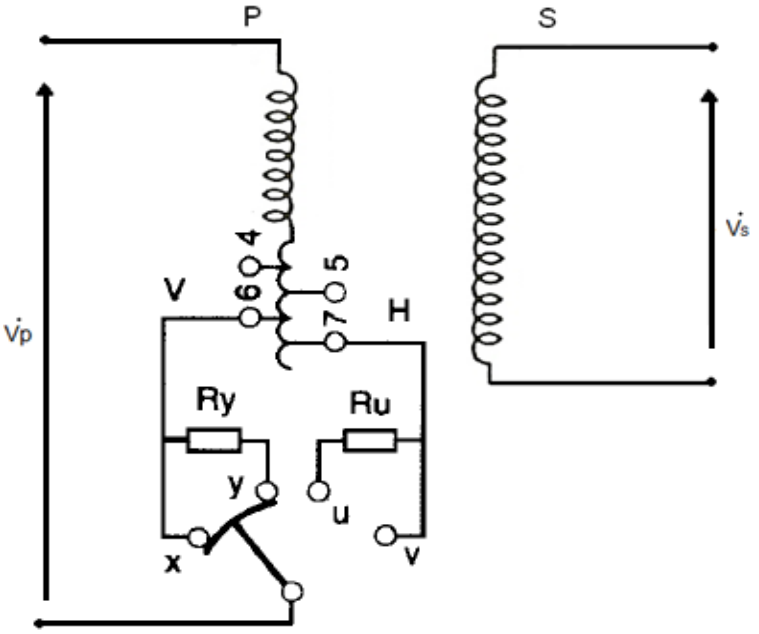


Figura 16 - Schema monofase equivalente del trasformatore con VSC (1°fase)

Di seguito si descrivono tutte le sequenze intermedie necessarie al VSC per fare una commutazione dalla posizione 6, quella mostrata nella figura precedente, fino al funzionamento sulla presa n° 5.

Nella condizione iniziale il contatto principale x trasporta la corrente di carico mentre il contatto del selettore H si può muovere a vuoto dalla presa 7 alla presa 5; se si visualizza, dell'intero schema, solamente la parte relativa alla variazione del rapporto spire si ha quindi:

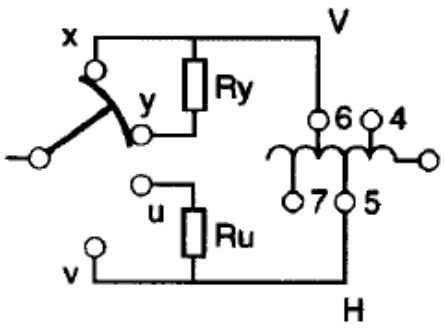


Figura 17 - Seconda fase della commutazione sotto carico

A questo punto il contatto principale x si apre e la corrente di carico passa attraverso il resistore Ry ed il contatto y:

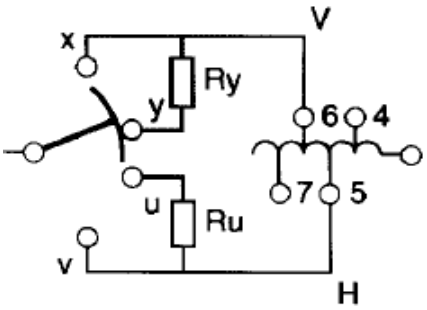


Figura 18 - Terza fase della commutazione sotto carico

Successivamente l'interruttore chiude il contatto u per cui la corrente di carico è condivisa tra Ry e Ru; la corrente di circolazione nel loop, che si ha durante questo intervallo temporale, è limitata invece da Ry + Ru:

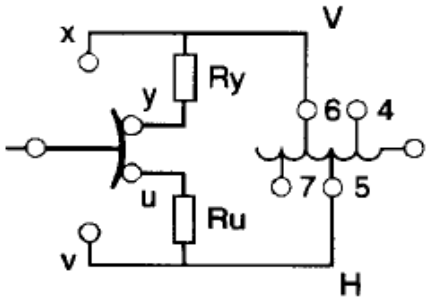


Figura 19 - Quarta fase della commutazione sotto carico

Si apre quindi il contatto y del resistore di commutazione Ry e la corrente di carico passa attraverso Ru ed il contatto u:

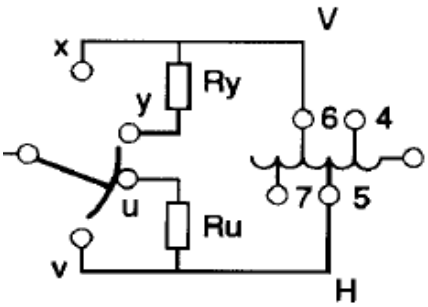


Figura 20 - Quinta fase della commutazione sotto carico

Infine l'interruttore continuando la sua corsa chiude il contatto principale v; il resistore Ru è quindi bypassato e la corrente di carico passa attraverso il solo contatto v. Ora quindi il commutatore sotto carico è posizionato sulla presa n° 5 in maniera stabile per cui si è concluso un'intera sequenza di commutazione:

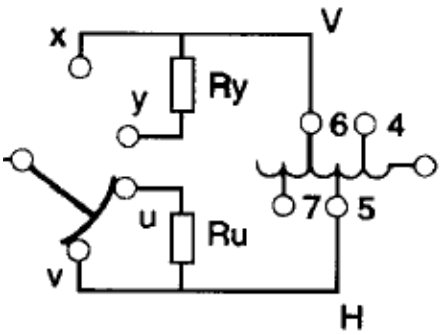


Figura 21 - Sesta ed ultima fase della commutazione sotto carico

Osservazioni: In tutti i disegni riportati in precedenza si è modellato l'avvolgimento, sul quale sono inserite le diverse prese, con una distribuzione lineare dei punti di contatto; nella realtà esistono altre 2 tipologie, anche se meno utilizzate, di disposizione delle prese per le quali valgono comunque tutti i ragionamenti fatti fino a qui:

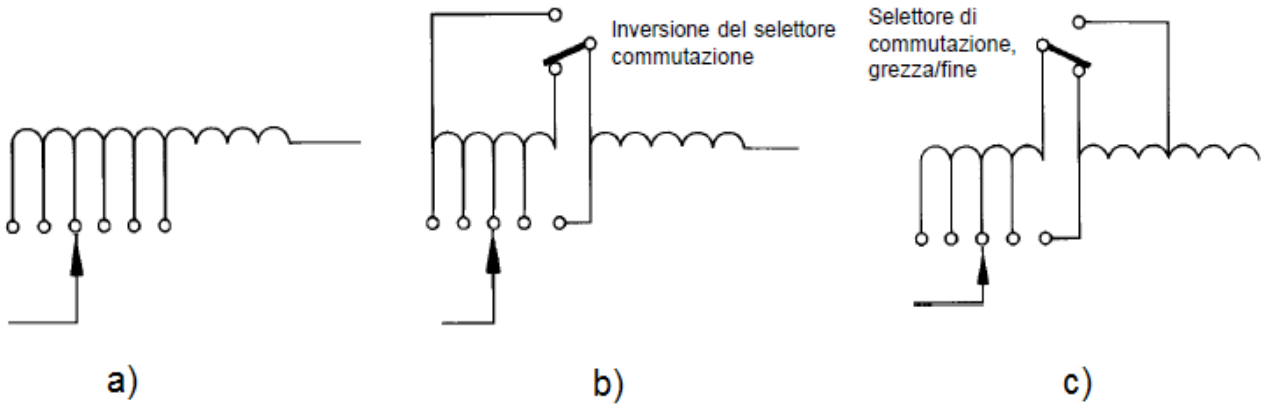


Figura 22 - Possibili disposizioni delle prese per una commutazione: a)lineare b)positiva/negativa c)grezza/fine

Per quanto riguarda i tempi di commutazione tra due prese successive questo può cambiare a seconda della tecnologia utilizzata e delle tecniche di controllo implementate. In generale comunque il tempo medio è di circa 5÷15 secondi per ogni step; tale valore è determinato essenzialmente dal tempo di manovra del selettore prese con comando a motore che impiega circa 5÷10 secondi per fase infatti il tempo totale medio di una sequenza completa del solo interruttore è di circa 50 millisecondi.

3.3 Modello del trasformatore a rapporto variabile sotto carico

3.3.1 Circuito equivalente riportato al primario

Il circuito monofase equivalente di sequenza diretta di un variatore sotto carico trifase, per ogni valore del rapporto di trasformazione, si deduce immediatamente da quello del trasformatore trifase a rapporto fisso da cui deriva. Le espressioni dalle quali si parte nella analisi sono quelle che descrivono il comportamento dei due doppi bipoli che realizzano il noto modello equivalente a Γ del trasformatore, con solo i due parametri Z_{cc1} e Y_{v1}: (*Per chiarimenti è possibile consultare l'appendice 1 dove è riportata la modellazione del trasformatore trifase a rapporto fisso in valori relativi)*:

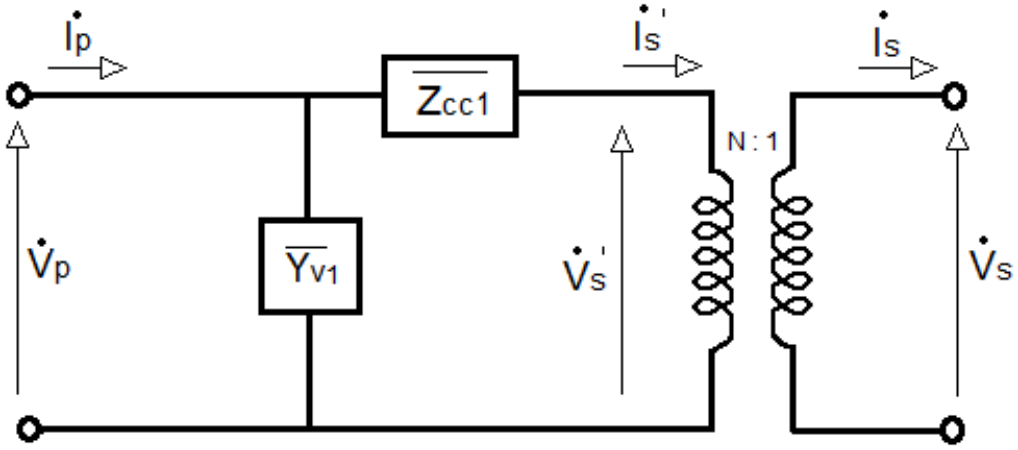


Figura 23 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore a "Γ"

$$\begin{cases} \dot{V}_p = \bar{Z}_{cc1} \cdot \dot{I}_s{}' + \dot{V}_s{}' \\ \dot{I}_p = \bar{Y}_{v1} \cdot \dot{V}_p + \dot{I}_s{}' \end{cases} + \begin{cases} \dot{V}_s{}' = N \cdot \dot{V}_s \\ \dot{I}_s{}' = \frac{1}{N} \cdot \dot{I}_s \end{cases} \qquad 19$$

La prima osservazione da fare è che il rapporto spire effettivo durante il funzionamento può essere diverso da quello nominale; si definiscono perciò appositamente due grandezze diverse:

$$n = \frac{N_1}{N_2} \quad : \text{Rapporto di trasformazione effettivo} \tag{20}$$

$$N = \frac{V_{n1}}{V_{n2}} = \frac{I_{n2}}{I_{n1}} \quad : \text{Rapporto di trasformazione nominale} \tag{21}$$

Le equazioni che descrivono il comportamento del trasformatore ideale, durante il funzionamento del variatore sotto carico, diventano perciò:

$$\begin{cases} \dot{V}_s{}' = n \cdot \dot{V}_s \\ \dot{I}_s{}' = \frac{1}{n} \cdot \dot{I}_s \end{cases} \tag{22}$$

L'obiettivo è però quello di realizzare il modello equivalente in valori relativi e per fare ciò si sceglie come potenza base quella nominale di macchina e le tensioni di riferimento per i due lati uguali alle nominali. Si cercano quindi le relazioni del trasformatore ideale in p.u. dividendo le equazioni per le relative grandezze base ottenendo:

$$\begin{cases} \frac{\dot{V}_s{}'}{V_{n1}} = n \cdot \frac{V_{n2}}{V_{n1}} \cdot \frac{\dot{V}_s}{V_{n2}} \\ \frac{\dot{I}_s{}'}{I_{n1}} = \frac{1}{n} \cdot \frac{I_{n2}}{I_{n1}} \cdot \frac{\dot{I}_s}{I_{n2}} \end{cases} \tag{23}$$

$$\begin{cases} \dot{v}_s{}' = n \cdot \frac{V_{n2}}{V_{n1}} \cdot \dot{v}_s \\ i_s{}' = \frac{1}{n} \cdot \frac{I_{n2}}{I_{n1}} \cdot i_s \end{cases} \tag{24}$$

$$\begin{cases} \dot{v}_s{}' = n \cdot \frac{1}{N} \cdot \dot{v}_s \\ i_s{}' = \frac{1}{n} \cdot N \cdot i_s \end{cases} \tag{25}$$

Definendo inoltre

$$m = \frac{n}{N} \quad : \text{Rapporto di trasformazione effettivo in p. u.} \tag{26}$$

allora le due equazioni che descrivono il trasformatore ideale con rapporto variabile diventano:

$$\begin{cases} \dot{v}_s{}' = m \cdot \dot{v}_s \\ i_s{}' = \frac{1}{m} \cdot i_s \end{cases} \tag{27}$$

Le equazioni della parte reale del trasformatore rimangono invece le stesse che si avevano nel caso di rapporto costante. Si cerca quindi anche in questo caso la loro espressione in valori relativi:

$$\begin{cases} \dot{V}_p = \bar{Z}_{cc1} \cdot \dot{I}_s{}' + \dot{V}_s{}' \\ \dot{I}_p = \bar{Y}_v \cdot \dot{V}_p + \dot{I}_s{}' \end{cases} \tag{28}$$

$$\begin{cases} \frac{\dot{V}_p}{V_{n1}} = \bar{Z}_{cc1} \cdot \frac{I_{n1}}{V_{n1}} \cdot \frac{\dot{I}_s{}'}{I_{n1}} + \frac{\dot{V}_s{}'}{V_{n1}} \\ \frac{\dot{I}_p}{I_{n1}} = \bar{Y}_v \cdot \frac{V_{n1}}{I_{n1}} \cdot \frac{\dot{V}_p}{V_{n1}} + \frac{\dot{I}_s{}'}{I_{n1}} \end{cases} \tag{29}$$

$$\begin{cases} \dot{v}_p = \bar{Z}_{cc1} \cdot \frac{I_{n1}}{V_{n1}} \cdot i_s{}' + \dot{v}_s{}' \\ i_p = \bar{Y}_v \cdot \frac{V_{n1}}{I_{n1}} \cdot \dot{v}_p + i_s{}' \end{cases} \tag{30}$$

Se si definisce:

$$\bar{z}' = \bar{Z}_{cc1} \cdot \frac{I_{n1}}{V_{n1}} = \frac{\bar{Z}_{cc1}}{Z_{n1}} \qquad 31$$

$$\bar{y}' = \bar{Y}_v \cdot \frac{V_{n1}}{I_{n1}} = \frac{\bar{Y}_v}{Y_{n1}} \qquad 32$$

allora le equazioni di equilibrio elettrico diventano:

$$\begin{cases} \dot{v}_p = \bar{z}' \cdot i_s{}' + \dot{v}_s{}' \\ i_p = \bar{y}' \cdot \dot{v}_p + i_s{}' \end{cases} \qquad 33$$

Le equazioni 27 e 33 descrivono quindi completamente il comportamento di un variatore sotto carico in valori relativi, per ogni valore di m.

Ad esse può essere facilmente associato il seguente circuito monofase equivalente che evidenzia come un variatore possa pensarsi costituito da due doppi bipoli in cascata:

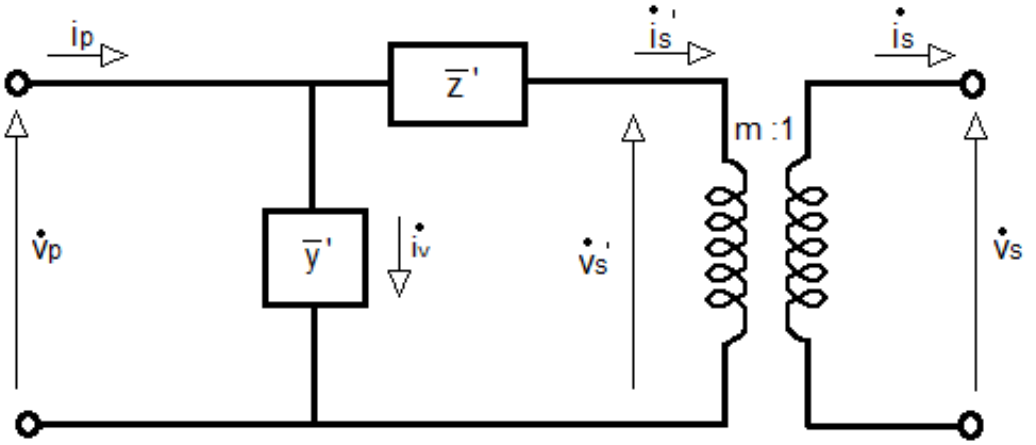


Figura 24 – Circuito monofase equivalente di un trasformatore a rapporto variabile riportato al primario in p.u.

In questo caso si osserva che, anche nel modello in p.u., il trasformatore ideale non è "trasparente". Volendo ottenere un circuito equivalente del variatore sotto carico che sia privo del trasformatore ideale si può pensare di trasformare i due doppi bipoli in cascata in un unico equivalente. La descrizione dei due doppi bipoli più conveniente per cercare una rappresentazione corrispondente è quella con le matrice di trasmissione [T]. Infatti due doppi bipoli in cascata, descritti dalle proprie matrici di trasmissione, sono equivalenti ad uno solo ottenuto dal prodotto delle due matrici: $[T_p] = [T_1] \cdot [T_2]$

Il primo doppio bipolo viene descritto dalla matrice di trasmissione $[T_1]$ che lega tra di loro le seguenti grandezze:

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_p \\ i_p \end{bmatrix} = [T_1] \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s{}' \\ i_s{}' \end{bmatrix} \qquad \rightarrow \qquad \begin{bmatrix} \dot{v}_p \\ i_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A}_1 & \bar{B}_1 \\ \bar{C}_1 & \bar{D}_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s{}' \\ i_s{}' \end{bmatrix} \qquad 34$$

Le equazioni di riferimento del doppio bipolo sono le 33; per poter individuare però le 4 costanti di trasmissione è necessario riscrivere le equazioni in un'altra forma:

$$\begin{cases} \dot{v}_p = \bar{z}' \cdot i_s{}' + \dot{v}_s{}' \\ i_p = \bar{y}' \cdot \dot{v}_p + i_s{}' \end{cases} \qquad \begin{cases} \dot{v}_p = \bar{z}' \cdot i_s{}' + \dot{v}_s{}' \\ i_p = \bar{y}' \cdot (\bar{z}' \cdot i_s{}' + \dot{v}_s{}') + i_s{}' \end{cases} \qquad 35$$

$$\begin{cases} \dot{v}_p = \bar{z}' \cdot i_s{}' + \dot{v}_s{}' \\ i_p = (\bar{y}'\bar{z}' + 1) \cdot i_s{}' + \bar{y}' \cdot \dot{v}_s{}' \end{cases} \qquad 36$$

da cui si ottiene:

$$[T_1] = \begin{bmatrix} 1 & \bar{z}' \\ \bar{y}' & 1 + \bar{y}'\bar{z}' \end{bmatrix} \qquad 37$$

Il secondo doppio bipolo invece è quello relativo al trasformatore ideale con rapporto di trasformazione m che lega le seguenti variabili:

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_s{}' \\ i_s{}' \end{bmatrix} = [T_2] \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} \qquad \rightarrow \qquad \begin{bmatrix} \dot{v}_s{}' \\ i_s{}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{A}_2 & \overline{B}_2 \\ \overline{C}_2 & \overline{D}_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} \qquad 38$$

Le equazioni di riferimento del doppio bipolo sono le 27 perciò in questo caso le costanti di trasmissione si riconoscono immediatamente:

$$\begin{cases} \dot{v}_s{}' = m \cdot \dot{v}_s \\ i_s{}' = \frac{1}{m} \cdot i_s \end{cases} \qquad 39$$

da cui:

$$[T_2] = \begin{bmatrix} m & 0 \\ 0 & \frac{1}{m} \end{bmatrix} \qquad 40$$

Il doppio bipolo risultante ha quindi una matrice di trasmissione che vale:

$$[T_p] = [T_1] \cdot [T_2] = \begin{bmatrix} 1 & \overline{z}' \\ \overline{y}' & 1 + \overline{y}'\overline{z}' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} m & 0 \\ 0 & \frac{1}{m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m & \frac{\overline{z}'}{m} \\ \overline{y}' \cdot m & \frac{1+\overline{y}'\overline{z}'}{m} \end{bmatrix} \qquad 41$$

La matrice calcolata lega quindi le variabili di ingresso, primarie, con quelle a valle del trasformatore ideale dette appunto secondarie:

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_p \\ i_p \end{bmatrix} = [T_p] \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{A}_p & \overline{B}_p \\ \overline{C}_p & \overline{D}_p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} \qquad 42$$

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_p \\ i_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m & \frac{\overline{z}'}{m} \\ \overline{y}' \cdot m & \frac{1+\overline{z}'\overline{y}'}{m} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} \qquad 43$$

Partendo dalla matrice $[T_p]$, per trovare l'equivalente circuitale che la soddisfa, si deve fare il processo inverso. Il modello che si cerca è relativo

ad un doppio bipolo e tra i possibili si sceglie di usare l'equivalente a π dove i parametri incogniti sono 3: una impedenza e due ammettenze.

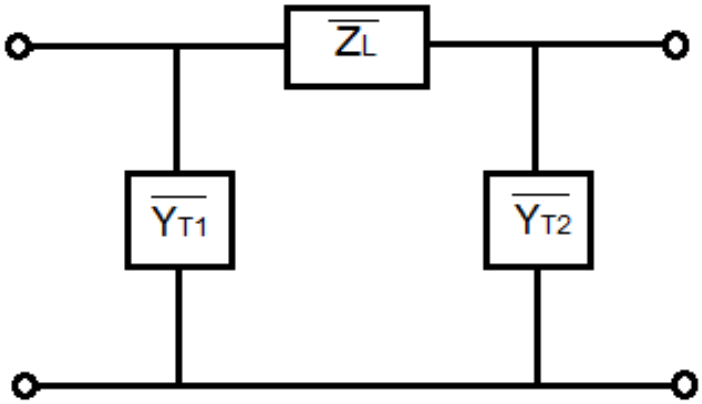


Figura 25 – Modello di doppio bipolo a pigreco - parametri utilizzati

Utilizzando i legami noti, per i doppi bipoli, tra le costanti di trasmissione e gli elementi del modello a pigreco allora è possibile calcolare quanto valgono esattamente i parametri del circuito di figura 25:

$$\bar{Z}_L = \bar{B}_p = \frac{\bar{z}'}{m} \qquad 44$$

$$\bar{Y}_{T1} = \frac{\bar{D}_p - 1}{\bar{B}_p} = \frac{\frac{1 + \bar{z}'\bar{y}'}{m} - 1}{\frac{\bar{z}'}{m}} = \frac{\frac{1 + \bar{z}'\bar{y}' - m}{\cancel{m}}}{\frac{\bar{z}'}{\cancel{m}}} = \frac{(1-m)}{\bar{z}'} + \bar{y}' \qquad 45$$

$$\bar{Y}_{T2} = \frac{\bar{A}_p - 1}{\bar{B}_p} = \frac{m-1}{\frac{\bar{z}'}{m}} = \frac{m \cdot (m-1)}{\bar{z}'} \qquad 46$$

Di conseguenza il doppio bipolo equivalente, in valori relativi, che si ottiene è il seguente:

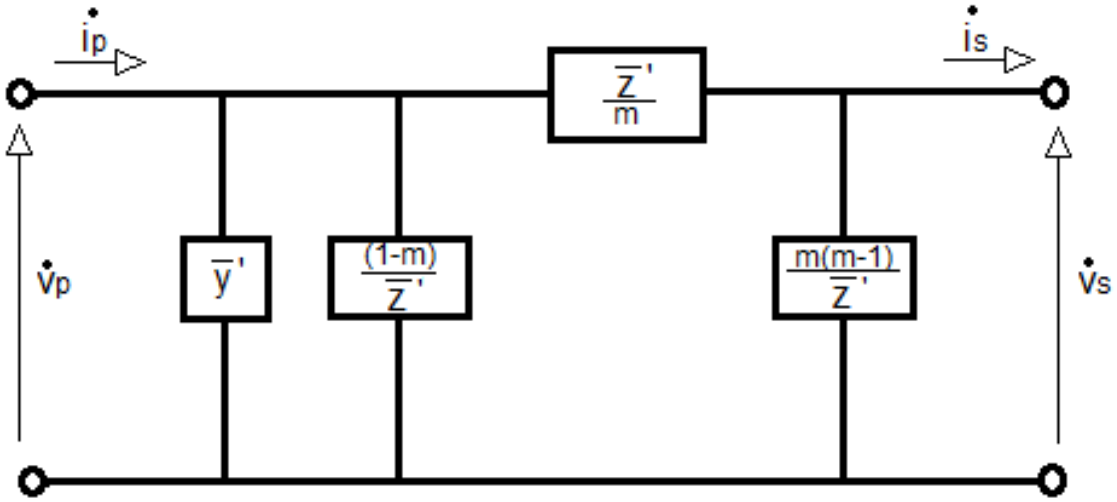


Figura 26 – Doppio bipolo equivalente di un trasformatore a rapporto variabile riportato al primario, in p.u.

3.3.2 Circuito equivalente riportato al secondario

Nelle equazioni 35 si osserva che le impedenze e ammettenze in valori relativi sono state indicate con un apice per mettere in risalto il fatto che queste dipendono dall'avvolgimento a cui le si riferisce e quindi, nel caso considerato, esse sono riferite al primario. Infatti nel caso di trasformatore a rapporto fisso si è osservato che i parametri espressi in valori relativi erano indipendenti dal lato di macchina su cui li consideravo proprio perché il trasformatore ideale, con le scelte delle basi opportune, è trasparente. Il variatore sotto carico invece se funziona con un rapporto di trasformazione diverso da quello nominale, che significa $m \neq 1$, non consente di eliminare il trasformatore ideale nel circuito equivalente in p.u; la conseguenza è appunto che, anche in p.u., il valore dei parametri di macchina riportati al primario o secondario sono diversi.

Si cerca perciò il modello del variatore sotto carico, in valori relativi, con i parametri riportati al secondario. Il circuito di partenza è sempre quello 23 spostando però il trasformatore ideale all'ingresso del doppio bipolo:

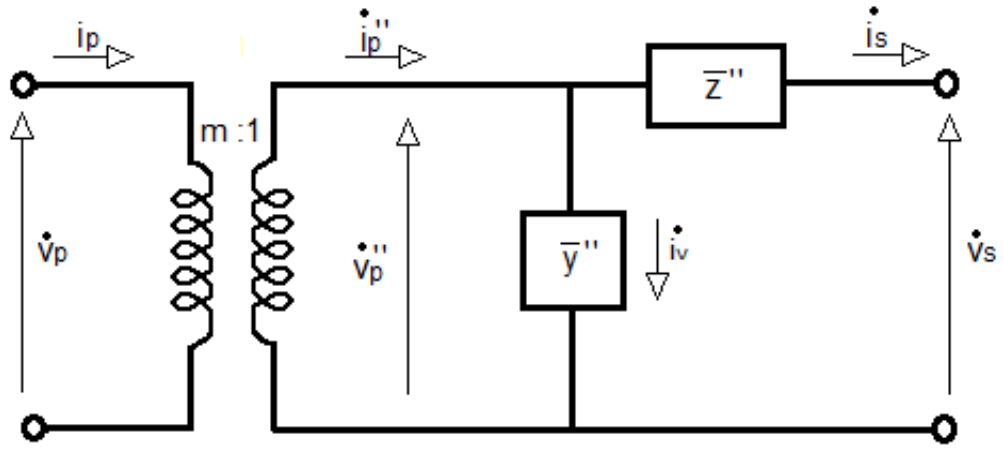


Figura 27 - Circuito monofase equivalente di un trasformatore a rapporto variabile riportato al secondario in p.u.

In questo caso le equazioni associate ai due doppi bipoli, rappresentati nella figura precedente, sono le seguenti:

$$\begin{cases} \dot{v}_p = m \cdot \dot{v}_p'' \\ i_p = \frac{1}{m} \cdot i_p'' \end{cases} \quad 47$$

$$\begin{cases} \dot{v}_p'' = \bar{z}'' \cdot \bar{i}_s + \dot{v}_s \\ i_p'' = \bar{y}'' \cdot \dot{v}_p'' + i_s \end{cases} \quad 48$$

Cercando un circuito equivalente senza trasformatore ideale, come fatto in precedenza, si determinano per i due doppi bipoli le matrici di trasmissione e poi essendo in cascata se ne fa il prodotto:

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_p \\ i_p \end{bmatrix} = [T_3] \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_p'' \\ i_p'' \end{bmatrix} \quad \rightarrow \quad \begin{bmatrix} \dot{v}_p \\ i_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A}_3 & \bar{B}_3 \\ \bar{C}_3 & \bar{D}_3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_p'' \\ i_p'' \end{bmatrix} \quad 49$$

da cui, secondo l'equazione 47, si ottiene:

$$[T_3] = \begin{bmatrix} m & 0 \\ 0 & \frac{1}{m} \end{bmatrix} \quad 50$$

Mentre per il secondo doppio bipolo:

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_p'' \\ i_p'' \end{bmatrix} = [T_4] \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} \quad \rightarrow \quad \begin{bmatrix} \dot{v}_p'' \\ i_p'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A}_4 & \bar{B}_4 \\ \bar{C}_4 & \bar{D}_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} \quad 51$$

Per cui se la espressione 48 della i_p'' si modifica per poter riscrivere tutto in funzione della $\dot{v}_s$ e i_s:

$$i_p'' = \bar{y}'' \cdot \dot{v}_p'' + i_s = \bar{y}'' \cdot (\bar{z}'' \cdot \bar{i}_s + \dot{v}_s) + i_s = \bar{y}'' \cdot \dot{v}_s + (1 + \bar{y}''\bar{z}'') \cdot i_s$$

(52) per cui la $[T_4]$ diventa:

$$[T_4] = \begin{bmatrix} 1 & \bar{z}'' \\ \bar{y}'' & (1 + \bar{y}''\bar{z}'') \end{bmatrix} \quad 53$$

Il doppio bipolo risultante ha quindi una matrice di trasmissione, chiamata $[T_s]$ perché gli elementi sono riportati al secondario, che vale:

$$[T_s] = [T_3] \cdot [T_4] = \begin{bmatrix} m & 0 \\ 0 & \frac{1}{m} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \bar{z}'' \\ \bar{y}'' & (1 + \bar{y}''\bar{z}'') \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m & m \cdot \bar{z}'' \\ \frac{\bar{y}''}{m} & \frac{1+\bar{y}''\bar{z}''}{m} \end{bmatrix} \quad 54$$

La matrice calcolata lega quindi le variabili di ingresso con quelle secondarie in questo modo:

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_p \\ i_p \end{bmatrix} = [T_s] \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A}_s & \bar{B}_s \\ \bar{C}_s & \bar{D}_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} \quad 55$$

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_p \\ i_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m & m \cdot \bar{z}'' \\ \frac{\bar{y}''}{m} & \frac{1+\bar{y}''\bar{z}''}{m} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{v}_s \\ i_s \end{bmatrix} \quad 56$$

Partendo dalla matrice di trasmissione $[T_s]$ nota si ricavano quindi i valori corrispondenti dei tre parametri che compongono il circuito equivalente a π di figura 25.

Si ottiene dunque:

$$\bar{Z}_L = \bar{B}_s = m \cdot \bar{z}'' \quad 57$$

$$\bar{Y}_{T1} = \frac{\bar{D}_s - 1}{\bar{B}_s} = \frac{\frac{1 + \bar{y}''\bar{z}''}{m} - 1}{m \cdot \bar{z}''} = \frac{\frac{1 + \bar{y}''\bar{z}'' - m}{m}}{m \cdot \bar{z}''} = \frac{\bar{y}''}{m^2} + \frac{(1 - m)}{m^2 \cdot \bar{z}''} \quad 58$$

$$\bar{Y}_{T2} = \frac{\bar{A}_s - 1}{\bar{B}_s} = \frac{(m - 1)}{m \cdot \bar{z}''} \quad 59$$

Il doppio bipolo equivalente a π, in valori relativi, che si ottiene è il seguente:

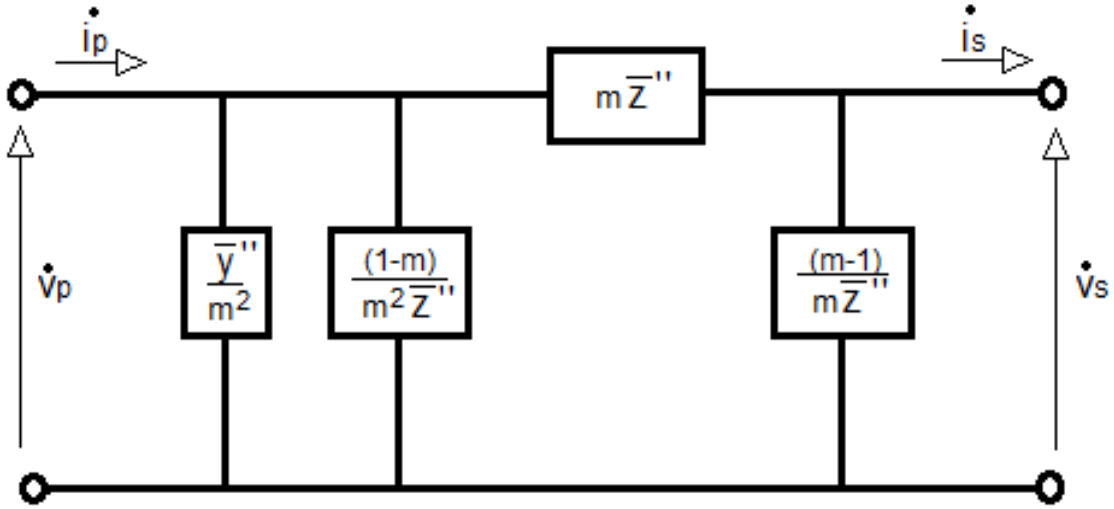


Figura 28 - Doppio bipolo equivalente di un trasformatore a rapporto variabile riportato al secondario, in p.u.

Osservazione:

Confrontando i circuiti equivalenti 27 e 28, ottenuti entrambi riportando i parametri al secondario, si nota che si è passati da avere il trasformatore ideale con soli due elementi ad un doppio bipolo con 4. Infatti, mentre la impedenza di cortocircuito e la ammettenza sono presenti in entrambi, le due ammettenze Y_{T1} e Y_{T2} servono nel secondo caso per tenere conto del trasformatore ideale a rapporto m.

3.3.3 Considerazioni sui modelli ottenuti

Come già osservato nel paragrafo precedente, nel caso di variatore sotto carico che lavora con un rapporto di trasformazione diverso da quello nominale, il circuito monofase equivalente prevede che vi sia anche un trasformatore ideale a rapporto m. Questo causa perciò, anche in p.u., un diverso valore della impedenza e ammettenza valutata su i due lati di macchina e che appunto vengono identificati con uno o due apici.

Il legame tra le due impedenze di cortocircuito $\bar{z}'$ e $\bar{z}''$ può essere dedotto semplicemente attraverso alcuni passaggi matematici. Se indichiamo con $\bar{Z}_{cc1}$ e $\bar{Z}_{cc2}$ i valori assoluti delle impedenze di cortocircuito riportate al primario e al secondario allora risulta che:

$$\bar{z}'' = \frac{\bar{Z}_{cc2}}{Z_{n2}} = \bar{Z}_{cc2} \cdot \frac{1}{Z_{n2}} = \frac{\bar{Z}_{cc1}}{n^2} \cdot \frac{I_{n2}}{V_{n2}} = \bar{Z}_{cc1} \cdot \frac{1}{n^2} \cdot \frac{I_{n2}}{V_{n2}} =$$

$$= \bar{z}' \cdot Z_{n1} \cdot \frac{1}{n^2} \cdot \frac{I_{n2}}{V_{n2}} = \bar{z}' \cdot \frac{V_{n1}}{I_{n1}} \cdot \frac{1}{n^2} \cdot \frac{I_{n2}}{V_{n2}} = \bar{z}' \cdot \frac{1}{n^2} \cdot \frac{V_{n1}}{V_{n2}} \cdot \frac{I_{n2}}{I_{n1}} =$$

$$= \bar{z}' \cdot \frac{1}{n^2} \cdot N \cdot N = \bar{z}' \cdot \frac{1}{n^2} \cdot N^2 = \bar{z}' \cdot \frac{N^2}{n^2} \qquad 60$$

per cui si ottiene:

$$\bar{z}'' = \bar{z}' \cdot \frac{1}{m^2} \qquad 61$$

Naturalmente per le ammettenze a vuoto si può ripetere gli stessi passaggi arrivando quindi a :

$$\bar{y}'' = \bar{y}' \cdot m^2 \qquad 62$$

Dalle precedenti espressioni ottenute si constata perciò che i valori dell'impedenza di cortocircuito e dell'ammettenza a vuoto sono, in valori relativi, indipendenti dall'avvolgimento considerato solo se m=1 infatti in questa particolare situazione vale :

$$\bar{z}'' = \bar{z}' = \bar{z} \qquad 63$$

$$\bar{y}'' = \bar{y}' = \bar{y} \qquad 64$$

La condizione m=1 si ha quando il rapporto di trasformazione effettivo del variatore sotto carico coincide con quello nominale ovvero:

$$n = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{n1}}{V_{n2}} = \frac{I_{n2}}{I_{n1}} = N \qquad 65$$

Le equazioni sono coerenti con il caso di trasformatore a rapporto fisso; per quest'ultimo infatti l'impedenza (e l'ammettenza) in valori relativi sono indipendenti dall'avvolgimento considerato. Questa ultima considerazione permette anche di verificare se i modelli che realizzati sono coerenti con quelli del trasformatore trifase a rapporto fisso. Se si prende infatti i modelli del trasformatore a rapporto variabile in valori relativi riportati al primario e secondario e poniamo m=1 allora il trasformatore ideale diventa trasparente e le impedenze (e ammettenze) per le equazioni 61 e 62 risultano uguali a $\bar{z}$ e $\bar{y}$:

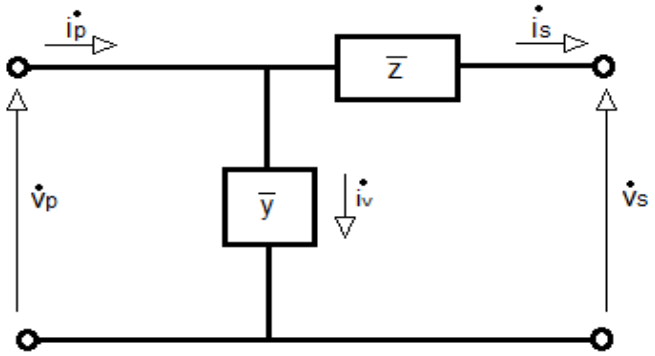


Figura 29 – Circuito monofase equivalente per un trasformatore a rapporto variabile con m =1, in p.u.

Di conseguenza si può concludere che un trasformatore a rapporto variabile che lavora in condizioni nominali ha lo stesso comportamento di quello a rapporto fisso con gli stessi dati di targa.

Ovviamente anche i doppi bipoli equivalenti di figura 26 e 28, ottenuti dalle matrici di trasmissione $[T_p]$ e $[T_s]$, nel caso in cui il rapporto di trasformazione in p.u. sia unitario (m=1), si semplificano in modo da ricondursi a quello della figura precedente. Infatti, nel caso di parametri riportati al primario, si ottiene:

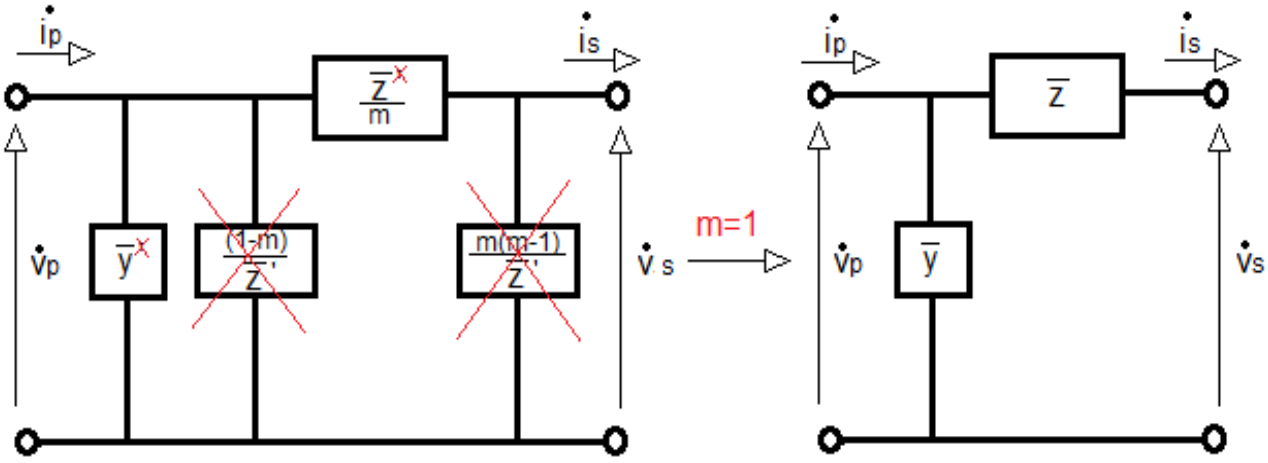


Figura 30 – Doppio bipolo equivalente di un trasformatore a rapporto variabile in condizioni nominali m=1

Adesso che si è visto i legami tra le impedenze (e ammettenze) dei due circuiti equivalenti si possono fare anche delle valutazioni riguardo ai modelli stessi. I circuiti equivalenti di figura 26 e 28 sono derivati dalle matrici di trasmissione $[T_p]$ e $[T_s]$ per cui si può osservare cosa accade se si sostituisce i legami X e X in una delle due matrici:

$$[T_s] = \begin{bmatrix} m & m \cdot \bar{z}'' \\ \frac{\bar{y}''}{m} & \frac{1+\bar{z}''\bar{y}''}{m} \end{bmatrix} \qquad 66$$

e sostituendo

$$\bar{z}'' = \bar{z}' \cdot \frac{1}{m^2} \quad \text{e} \quad \bar{y}'' = \bar{y}' \cdot m^2 : \tag{67}$$

$$[T_s] = \begin{bmatrix} m & \cancel{m} \cdot \frac{\bar{z}'}{m^2} \\ \frac{\bar{y}' \cdot m^2}{\cancel{m}} & \frac{1+\frac{\bar{z}'}{\cancel{m^2}} \cdot \bar{y}' \cancel{m^2}}{m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m & \frac{\bar{z}'}{m} \\ \bar{y}' \cdot m & \frac{1+\bar{z}' \cdot \bar{y}'}{m} \end{bmatrix} \tag{68}$$

Si può osservare che la matrice ottenuta è esattamente uguale a $[T_p]$ per cui $[T_p] = [T_s]$ e questo vale, per ogni valore di m, grazie al legame trovato in precedenza tra $\bar{z}''$ e $\bar{z}'$ ed $\bar{y}''$ e $\bar{y}'$. La conseguenza di ciò è quindi che anche i circuiti equivalenti di figura 26 e 28 sono coincidenti ovvero si può rappresentare indifferentemente il trasformatore a rapporto variabile riportando i parametri al primario o secondario senza che il comportamento del doppio bipolo cambi.

3.3.4 Calcolo dei parametri dei circuiti equivalenti in p.u.

Rimane il problema di capire come legare i parametri del modello del trasformatore a rapporto variabile, in valori relativi, con i dati ricavabili dalle prove di collaudo. Infatti nel caso del trasformatore a rapporto fisso esiste un legame diretto tra i dati di targa e i parametri di macchina in p.u. Il problema nel caso del rapporto variabile è che, quando m≠1, si hanno due valori diversi per ogni grandezza (impedenza e ammettenza) riferiti ai due lati di macchina perciò si deve capire a quale associare i dati di targa.

Nel caso del trasformatore a rapporto fisso si ha :

$$z_{cc} = z = \frac{V_{cc}\%}{100} \qquad 69$$

$$y_v = y = \frac{I_v\%}{100} \qquad 70$$

Nel caso del variatore sotto carico, considerando i moduli, si ha invece:

$$z'' = z' \cdot \frac{1}{m^2} \quad e \quad y'' = y' \cdot m^2 \qquad 71$$

Perciò si deve stabilire se associare $\frac{V_{cc}\%}{100}$ ad z'' o z' e la $\frac{I_v\%}{100}$ ad y''o y' e calcolare di conseguenza l'altro parametro passando dal rapporto di trasformazione m.

Si può dimostrare che il discriminante per cui si sceglie se associare il valore della ammettenza a vuoto e impedenza di cortocircuito (derivanti dai dati di targa) ai parametri riportati al primario o secondario è la disposizione fisica del variatore spire ovvero se installato sull'avvolgimento primario o secondario.

La dimostrazione analitica è riportata nell'appendice 3; di seguito si riporta solamente le conclusioni necessarie alla modellazione.

È possibile dimostrare che:

→Se il meccanismo di variazione del rapporto spire si trova sugli avvolgimenti primari allora:

$$z'' = \frac{V_{cc}\%}{100} = z \qquad 72$$

$$y'' = \frac{I_v\%}{100} = y \qquad 73$$

$$\text{mentre } z' = z'' \cdot m^2 = \frac{V_{cc}\%}{100} \cdot m^2 \qquad 74$$

$$y' = \frac{y''}{m^2} = \frac{I_v\%}{100} \cdot \frac{1}{m^2} \qquad 75$$

In questo caso si utilizza perciò il doppio bipolo equivalente a π con i valori riportati al secondario e che coincidono con quelli ricavabili dai dati di targa che per semplicità si indicano senza apici:

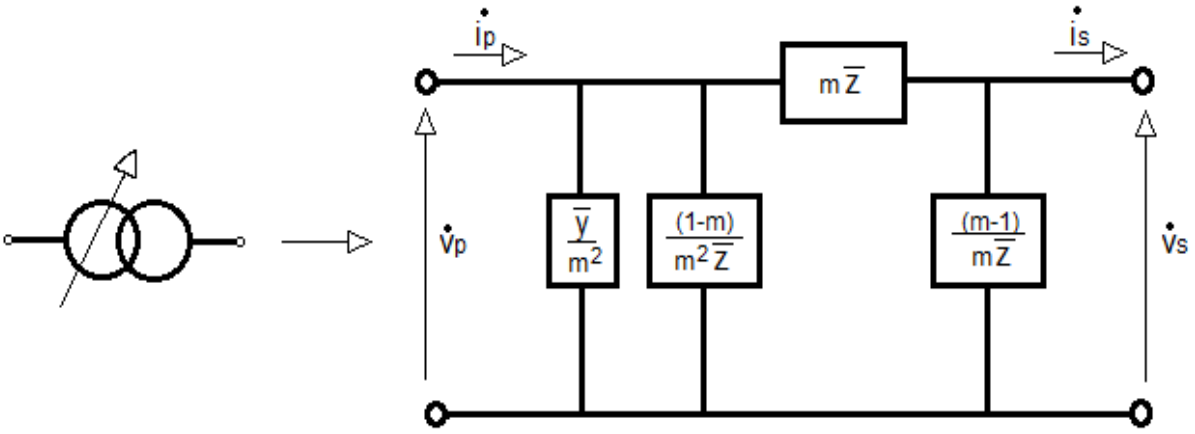


Figura 31 – Doppio bipolo equivalente del trasformatore a rapporto variabile con variatore al primario

→Se il variatore del rapporto spire si trova sugli avvolgimenti secondari invece:

$$z' = \frac{V_{cc}\%}{100} = z \qquad 76$$

$$y' = \frac{I_v\%}{100} = y \qquad 77$$

$$\text{mentre} \quad z'' = \frac{z'}{m^2} = \frac{V_{cc}\%}{100} \cdot \frac{1}{m^2} \qquad 78$$

$$y'' = y' \cdot m^2 = \frac{I_v\%}{100} \cdot m^2$$

Di conseguenza il doppio bipolo equivalente è quello di figura 26 dove quindi posso togliere l'apice ai parametri di macchina:

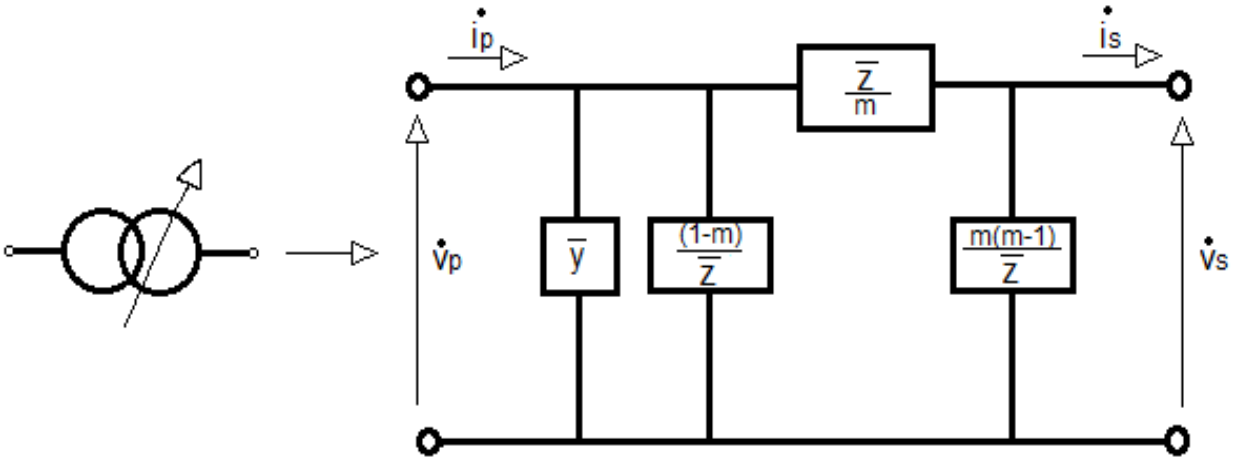


Figura 32 - Doppio bipolo equivalente del trasformatore a rapporto variabile con variatore al secondario

Volendo si può utilizzare per i due casi lo stesso circuito equivalente, per esempio quello riportato al secondario, in cui ciò che cambia è solamente il valore dei parametri :

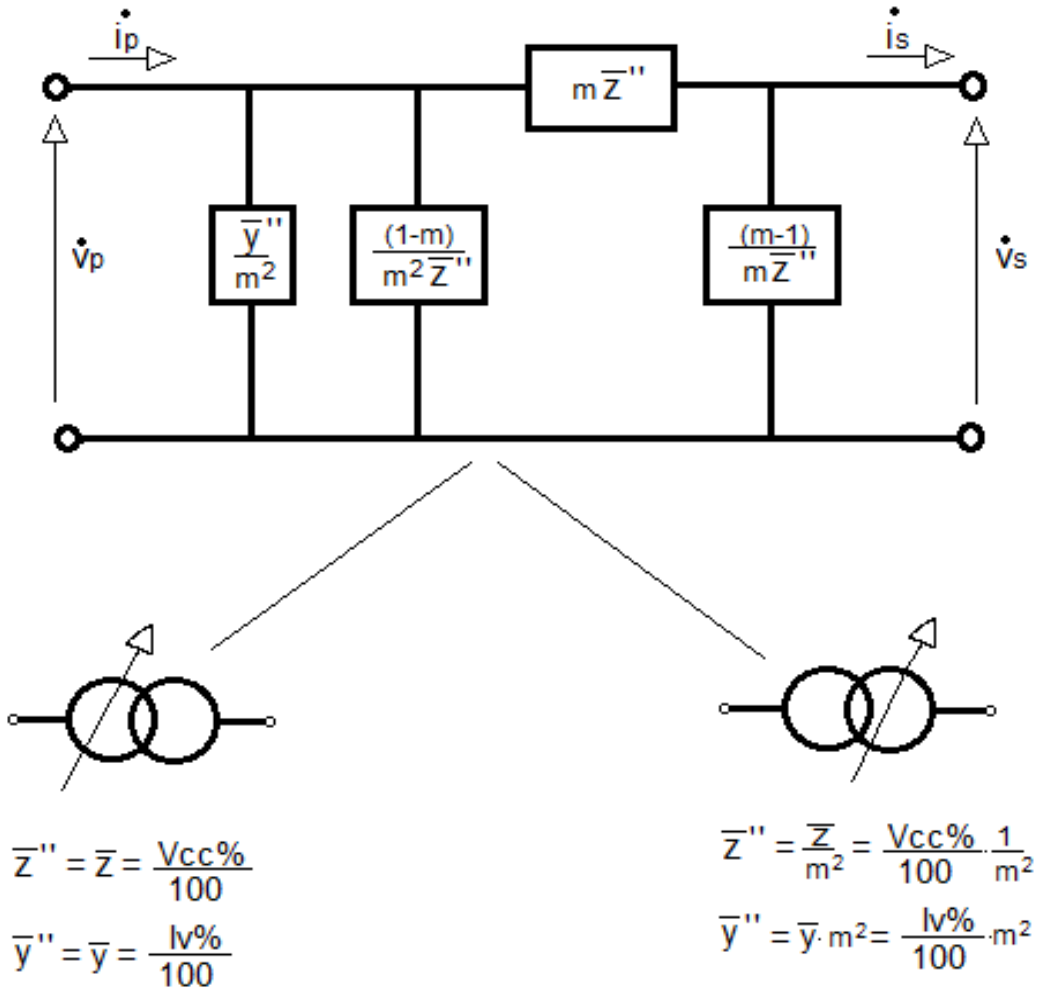


Figura 33 - Schema riassuntivo parametri del doppio bipolo equivalente del trasformatore a rapporto variabile in p.u.

Quindi si è dimostrato che è possibile rappresentare un trasformatore a rapporto variabile con un circuito monofase equivalente riportando i parametri al primario o al secondario in cui però la configurazione reale del VSC influenza il valore dei parametri stessi.

3.3.5 Modello semplificato del trasformatore a rapporto variabile

Adesso che si sono fatte tutte le considerazioni generali sui modelli equivalenti del variatore sotto carico l'obiettivo è quello di definire un circuito semplificato che si possa usare nella modellazione del sistema elettrico per lo studio del problema del Load Flow, correnti di cortocircuito ecc…

Per ridurre la casistica dei modelli che si possono utilizzare si fa l'ipotesi che il trasformatore a rapporto variabile abbia il VSC al primario, come è nella maggior parte dei casi reali, per cui il modello equivalente di partenza è quello di figura 31.

Rispetto al modello introdotto le ipotesi semplificative che si fanno sono 3:

1) Si trascurano le perdite nel rame per cui di fatto l'impedenza di cortocircuito coincide con la sola reattanza di dispersione; infatti significa considerare nulla la R_{cc} e quindi $\bar{Z}_{cc} \cong JX_{cc} = JX$.

2) Si trascurano le perdite nel ferro per cui la parte reale della ammettenza a vuoto Gv è nulla.

3) Si trascura la corrente a vuoto per cui la ammettenza Y_v è nulla; l'ipotesi 2 e 3 hanno perciò come conseguenza che il ramo trasversale può essere eliminato dal modello equivalente.

Fatte queste ipotesi allora il circuito equivalente in p.u. che si ottiene per il trasformatore con variatore sotto carico al primario è il seguente:

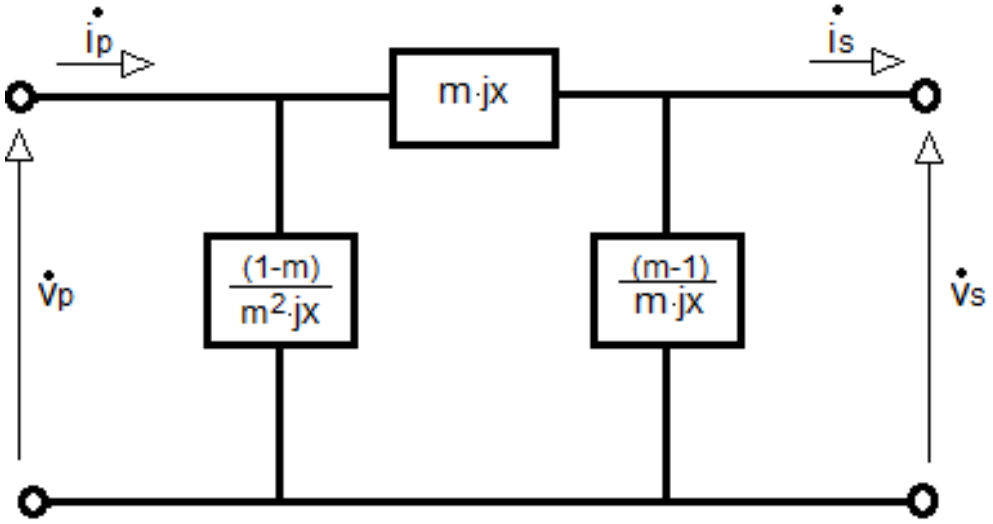


Figura 34 – Doppio bipolo equivalente semplificato del trasformatore a rapporto variabile in p.u.

L'unico parametro di macchina che deve essere inserito nel modello equivalente è perciò la reattanza di cortocircuito in p.u. che per l'ipotesi 1 viene fatta corrispondere alla impedenza di cortocircuito:

$$x_{cc\,pu} = x \cong \frac{V_{cc}\%}{100} = v_{cc\,pu} = z \qquad 79$$

Il doppio bipolo equivalente è perciò composto da due ammettenze trasversali e da una reattanza longitudinale; per semplificare ancora di più il modello, e capire il comportamento dei diversi parametri, di seguito si riporta il circuito di figura 34 al variare del rapporto di trasformazione m.

Si può suddividere l'analisi del modello, al variare di m, in tre casi a cui corrispondono strutture di doppio bipolo diverse; associando ad ogni elemento la sua rappresentazione fisica si ottiene:

- m = 1 :

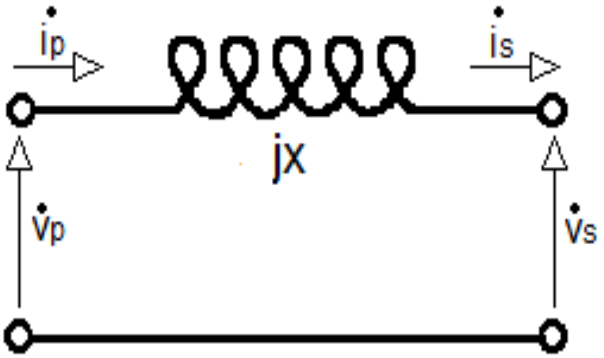


Figura 35 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m=1

- m > 1 :

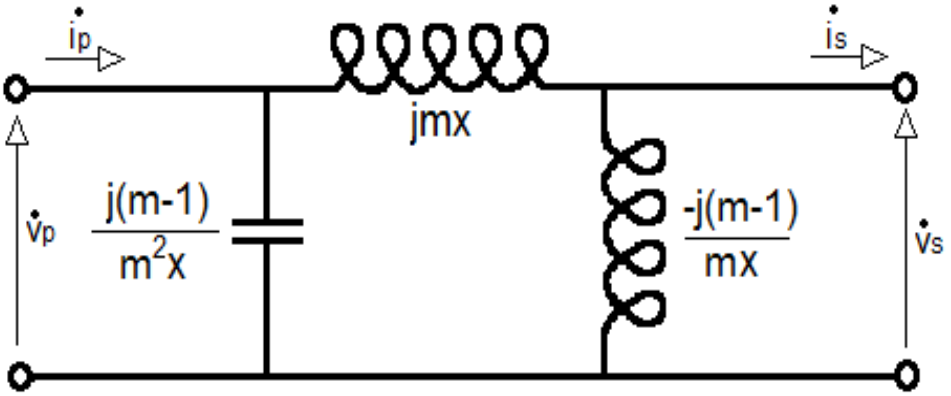


Figura 36 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m >1

❖ m < 1 :

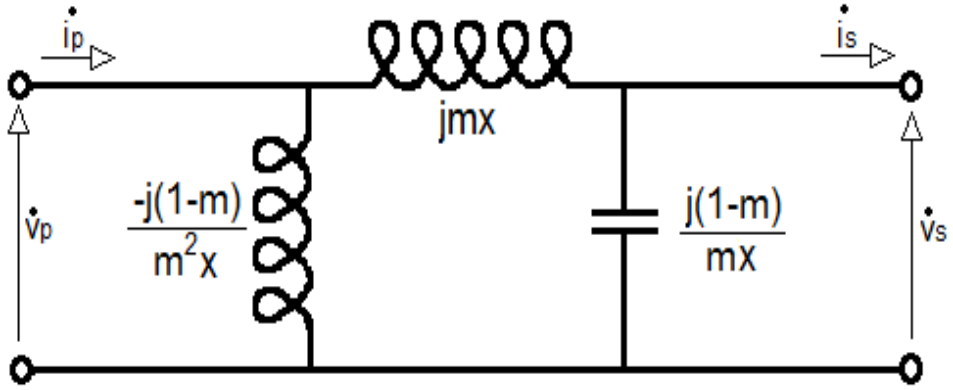


Figura 37 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m <1

Si osserva che se m=1 il circuito equivalente del trasformatore con VSC si riduce alla sola reattanza longitudinale come il modello elementare del trasformatore trifase a rapporto fisso.

Nel caso invece in cui m≠1 le due ammettenze trasversali assumono un valore positivo o negativo a seconda che il rapporto di trasformazione effettivo in p.u. sia maggiore o minore di 1. Essendo puramente immaginarie allora sono rappresentabili o con una suscettanza induttiva, se negativa, o con una suscettanza capacitiva quando è positiva.

3.4 Dipendenza della reattanza di dispersione dalla posizione del variatore sotto carico

Nel paragrafo precedente si è definito un modello equivalente semplificato, in valori relativi, del trasformatore a rapporto variabile sotto carico; come si osserva dalle figure 35,36 e 37 gli elementi che lo descrivono si possono calcolare conoscendo la reattanza di dispersione x ed il rapporto di trasformazione m.

Si può osservare che i tre elementi sono funzione del rapporto di trasformazione m perché il doppio bipolo equivalente è stato ottenuto "eliminando" il trasformatore ideale a rapporto m. Questo però non si deve confondere con il fatto che si abbia invece una dipendenza del valore assoluto dei parametri di macchina dalla condizione operativa considerata.

Infatti per quanto descritto nel paragrafo 3.1 la regolazione della tensione, avviene attraverso la inclusione o esclusione di alcune prese di un avvolgimento rispetto alla condizione di riferimento che è quella che definisce il rapporto di trasformazione nominale. Perciò aumentare o diminuire il numero di prese di un avvolgimento nel quale vi scorre corrente la corrente di carico significa di fatto far crescere o decresce fisicamente il valore della impedenza longitudinale rispetto alla nominale.

Quindi per l'analisi che segue si considerano i parametri di macchina in p.u. ottenibili dai dati di targa come quelli riferiti al rapporto di trasformazione nominale; si hanno perciò quando il variatore sotto carico seleziona la presa corrispondente al rapporto spire nominale:

$$n = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{n1}}{V_{n2}} = \frac{I_{n2}}{I_{n1}} = N \quad \rightarrow \quad m = \frac{n}{N} = 1 \qquad 80$$

Per tener conto della variazione dei parametri di macchina con le condizioni operative del VSC, la grandezza che si può utilizzare è il rapporto di trasformazione in p.u. m. Infatti dalla formula precedente, essendo N costante, una variazione di m corrisponde ad una modifica del rapporto spire effettivo n da cui dipende fisicamente la variazione della impedenza.

Perciò quando m = 1, per quanto stabilito in precedenza, la impedenza longitudinale assume il valore uguale a quello dei dati di targa.

Per stabilire invece il legame tra m e la Z_{cc} , nelle condizioni diverse da quelle nominali, si devono fare alcune ulteriori ipotesi. Si suppone che il trasformatore a rapporto variabile sia esercito in modo da mantenere costante il livello di tensione sul lato secondario (definito come quello a tensione minore). Il legame generico tra le tensioni primarie e secondarie vale in p.u.:

$$v_1 = m \cdot v_2 \qquad 81$$

Per cui volendo mantenere costante la tensione v_2:

- Se la tensione al primario cresce allora il rapporto di trasformazione m deve aumentare dello stesso valore in p.u.; questo significa perciò che n deve crescere.
- Se la tensione al primario scende allora il rapporto di trasformazione m deve diminuire, ovvero diventare < 1; in termini di n significa che questo deve essere ridotto.

Fino ad ora tutte le considerazioni sono indipendenti dalla reale disposizione nel trasformatore delle prese (sia sull'avvolgimento primario o secondario) per cui la variazione di m, e quindi di n, è la stessa a fronte di una perturbazione di tensione al primario. Per tener conto però della variazione dei parametri di macchina si deve conoscere su quale dei due avvolgimenti si agisce per il controllo di tensione. Infatti essendo $n = \frac{N_1}{N_2}$ allora un aumento di n nel caso in cui il variatore sotto carico sia al primario comporta un aumento di N_1 mentre se è sul secondario ho una esclusione del numero di prese e quindi una riduzione di N_2. Quindi a parità di variazione del rapporto spire effettivo n, i due casi si comportano in maniera opposta perché si riduce o aumenta il valore della impedenza di cortocircuito.

3.4.1 Definizione del modello analitico della impedenza di macchina

Anche in questo caso per non appesantire la trattazione si fa riferimento al caso più comune di trasformatore con variatore di rapporto spire al primario per cui si possono stabilire i seguenti legami:

- $m > 1 \rightarrow N_1 > N_{1\,nominale}$ 82
- $m < 1 \rightarrow N_1 < N_{1\,nominale}$ 83

Questo significa perciò che se la tensione al primario cresce allora sia il rapporto di trasformazione m che le spire incluse dal VSC aumentano; viceversa accade invece se la tensione V_1 decresce.

Adesso che si è visto come si comporta fisicamente un trasformatore, l'obiettivo è quello di definire il legame che c'è tra la variazione del rapporto spire ed il valore della impedenza di cortocircuito. Nel paragrafo 3.1, si sono indicati quali sono i valori plausibili di funzionamento per un trasformatore a rapporto variabile; in media si ha un range di regolazione del ±10% realizzato con un numero di step variabile. La variazione assoluta è quindi del 20% e in valori relativi questo significa che il rapporto di trasformazione m è compreso tra 0,9 e 1,1 p.u. ovvero:

$$0{,}9 = m_{min} < m < m_{max} = 1{,}1 \qquad 84$$

Ovviamente sono molti i fattori di cui tener conto per stabilire un preciso legame tra il valore della Z_{cc} ed il rapporto spire come ad esempio il tipo di commutare, tensione per spira, lunghezza assiale avvolgimento, ecc... Volendo però ottenere un modello semplificato, e utilizzabile per tutti i trasformatori a rapporto variabile indipendentemente dal tipo di

commutatore e di struttura dell'avvolgimento, allora si tiene conto solo del fenomeno principale che influisce sul valore della impedenza ovvero del fatto che aumenta o diminuisce il numero di spire con cui si opera. È stato dimostrato (vedi documento di Jiang Fan e Z. Bo riportato in bibliografia) che la variazione della impedenza del trasformatore a rapporto variabile, associata ad un range di regolazione del 20%, è plausibile essere compresa tra il ±10÷15% del valore nominale; condizioni differenti infatti si possono avere se le prese sono disposte al centro dell'avvolgimento o ad una estremità dello stesso.

Stabilito quanto vale la variazione assoluta della impedenza di cortocircuito con le condizioni di funzionamento, rimane da definire la alterazione della Z_{cc} associata ad ogni singolo spostamento del variatore sotto carico. Sebbene la curva che lega l'impedenza in funzione della posizione del selettore prese non sia spesso lineare, questa può essere linearizzata per semplificare il problema e poter realizzare un modello comunque adatto per lo studio dei sistemi di potenza.

Per realizzare un modello essenziale del trasformatore che tenga conto della variazione dei parametri di macchina con la posizione del VSC, si definisce con "k" un indice di numeri interi relativi, il cui valore specifica in ogni istante la posizione effettiva del tap changer. Esso è definito in maniera tale che con k = 0 si indica la condizione di riferimento ovvero quella per cui le prese selezionate corrispondono al rapporto spire nominale. Per k >1 invece il variatore sotto carico si muove andando a selezionare una presa a cui corrisponde un numero maggiore di spire; l'opposto accade per l'indice k negativo.

È possibile associare quindi le condizioni di funzionamento identificate da un diverso indice k con il seguente schema equivalente:

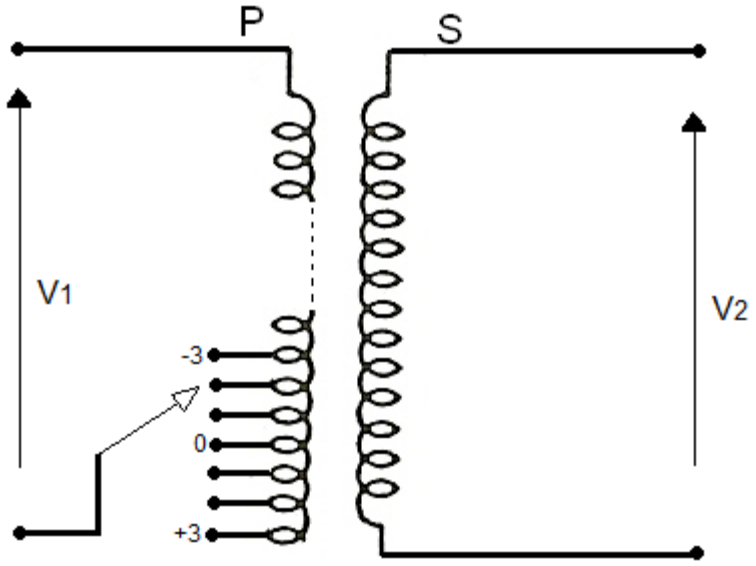


Figura 38 - Schema di principio del trasformatore a rapporto variabile

Definito l'indice k si può riscrivere il rapporto di trasformazione m in funzione di k stesso. Infatti dai dati di targa della macchina si conosce quanto vale la variazione percentuale di tensione associata ad ogni gradino ($\Delta\%$) e quindi si può facilmente scrivere:

$$m = 1 + k \cdot \frac{\Delta\%}{100} \qquad 85$$

Ci sono adesso tutte le condizioni base per esprimere anche l'impedenza di cortocircuito in funzione dell'indice k.

Avendo supposto un legame lineare tra la impedenza di cortocircuito e la posizione del selettore prese, se considero la reattanza coincidente con la impedenza, allora in valori relativi si ottiene una relazione di questo tipo:

$$z(k) \cong x(k) = x + k \cdot \Delta x \qquad 86$$

dove :

- x(k) = reattanza di cortocircuito del trasformatore in p.u. al variare delle condizioni di funzionamento del variatore sotto carico
- x = reattanza di cortocircuito del trasformatore in p.u. in condizioni nominali ovvero $\cong v_{cc\,pu}$
- Δx = variazione della reattanza di cortocircuito in p.u. associata ad uno step del variatore sotto carico.

Per il calcolo di Δx le informazioni che si hanno a disposizione sono il numero totale dei gradini di cui è composto il dispositivo di tap changer e la variazione totale della reattanza rispetto alla condizione nominale. Se quindi ad ogni presa si fa corrispondere la stessa variazione di reattanza allora si può calcolare Δx come rapporto tra la variazione assoluta di x ed il numero totale di step:

$$\Delta x = \frac{x_+ - x_-}{k_+ - k_-} \qquad 87$$

essendo:

- x_+ e x_- rispettivamente il valore in p.u. della reattanza di cortocircuito nelle condizioni relative alla posizione limite superiore e inferiore assunte dal tap changer (es. $x_+ = x + 15\%$)
- k_+ e k_- sono invece l'indice relativo alla posizione limite superiore e inferiore del VSC per cui la loro differenza coincide con il numero totale di step

Osservazioni :

- In precedenza si è concentrata l'attenzione solamente sulla variazione della reattanza di cortocircuito con la posizione del selettore prese ma ovviamente come si intuisce cambierebbe anche la resistenza degli avvolgimenti. Essendo però la parte resistiva trascurabile già in partenza, rispetto alla reattanza, allora ancora di più lo sono le variazioni durante il funzionamento.

- Sotto le normali condizioni di funzionamento, l'impatto del cambio dell'impedenza dell'OLTCT sull'operatività del sistema, è di solito trascurato perché l'impedenza del carico connesso al sistema di potenza è molto più grande dell'impedenza del trasformatore. Perciò questo viene modellato con un circuito equivalente a pigreco che consiste di una impedenza di macchina fissa e di uno specifico rapporto di trasformazione. Diversamente dalle condizioni operative normali, la corrente nelle condizioni di guasto è invece considerevolmente influenzata dall'impedenza del trasformatore. Il modello preciso del trasformatore in funzione della posizione del tap changer può servire perciò, oltre che per studi più accurati di Load Flow, anche per un calcolo preciso delle correnti di cortocircuito per fare un corretto dimensionamento degli interruttori e settaggio dei relè di protezione.

3.5 Modello definitivo del trasformatore a rapporto variabile

Nel circuito equivalente finale del trasformatore a rapporto variabile che si userà anche nei capitoli successivi, il valore di ogni singolo elemento è determinato sia dal rapporto di trasformazione m che dal valore assunto dalla reattanza stessa in determinate condizioni di funzionamento, rappresentate dall'indice k.

Sostituendo perciò alle reattanze di dispersione costanti quelle in funzione di k calcolate come nella equazione 86, si ottiene il seguente modello monofase equivalente di sequenza diretta (sempre con l'ipotesi di trascurare la ammettenza trasversale e la r_{cc}) :

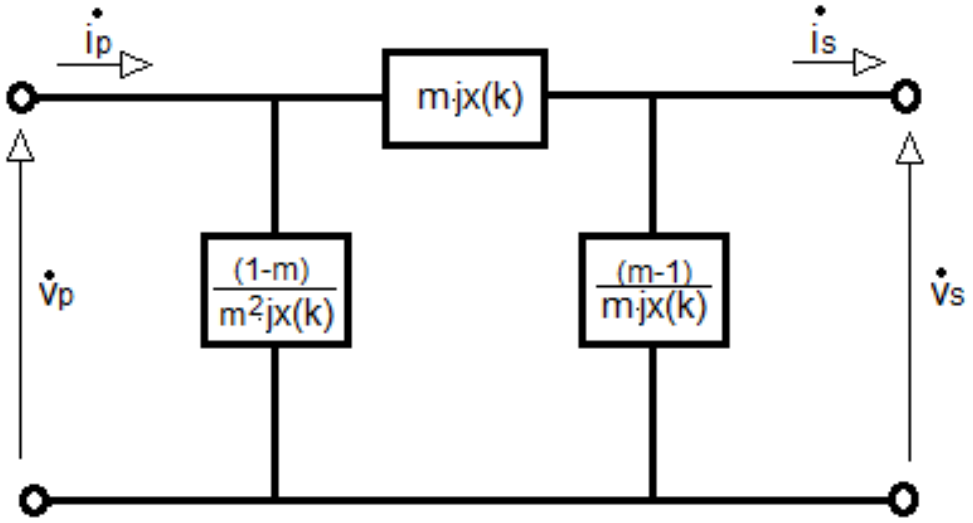


Figura 39 - Doppio bipolo equivalente semplificato del trasformatore a rapporto variabile in p.u. con reattanza funzione indice k

Di conseguenza rappresentando il modello precedente per i diversi valori che può assumere il rapporto di trasformazione m si ottengono tre circuiti equivalenti, simili a quelli di figura 35, 36 e 37, in cui però si tiene conto della variazione della reattanza con la presa selezionata:

❖ m = 1 :

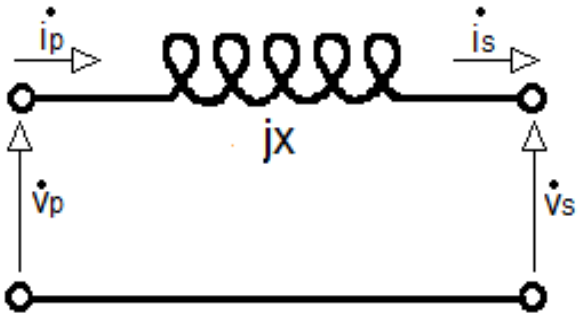


Figura 40 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile con x(k) per m =1

❖ m > 1 :

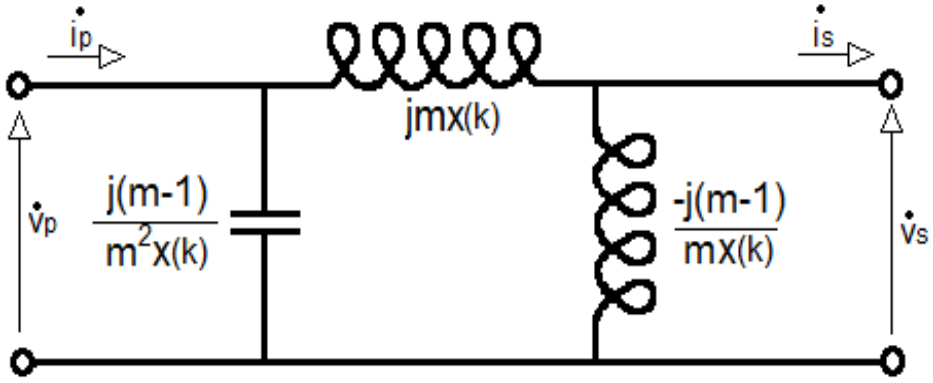


Figura 41 – Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile con x(k) per m >1

- m < 1 :

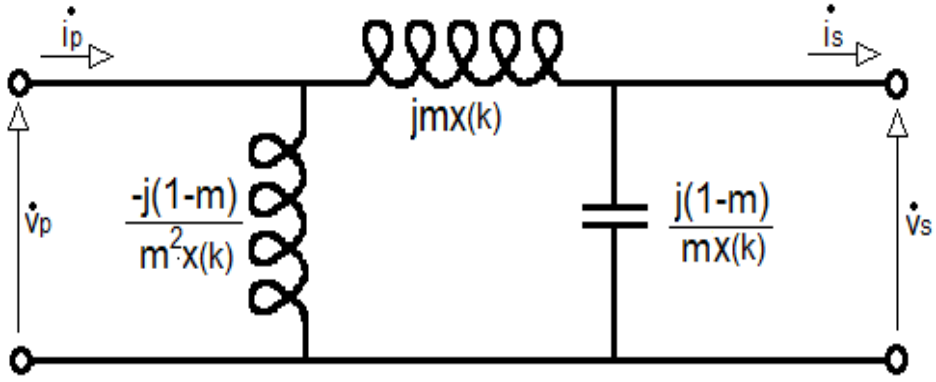


Figura 42 - Doppio bipolo equivalente semplificato di un trasformatore a rapporto variabile con x(k) per m <1

Capitolo 4

Influenza dei trasformatori a rapporto variabile in condizioni di reti scariche

L'obiettivo di questo capitolo è quello di chiarire, per un sistema elettrico che funziona con reti di A.T. scariche, l'influenza che i trasformatori a rapporto variabile A.T./M.T. hanno sui transiti di potenza reattiva nella rete. In particolare si vuole focalizzare l'attenzione sull'effetto che il controllo dei trasformatori con VSC ha sulla potenza reattiva che i generatori devono assorbire nelle diverse condizioni. Non si considera dunque il comportamento dinamico del sistema ma si cerca, per punti di lavoro diversi, lo stato del sistema a regime.

La rete elettrica utilizzata è la seguente:

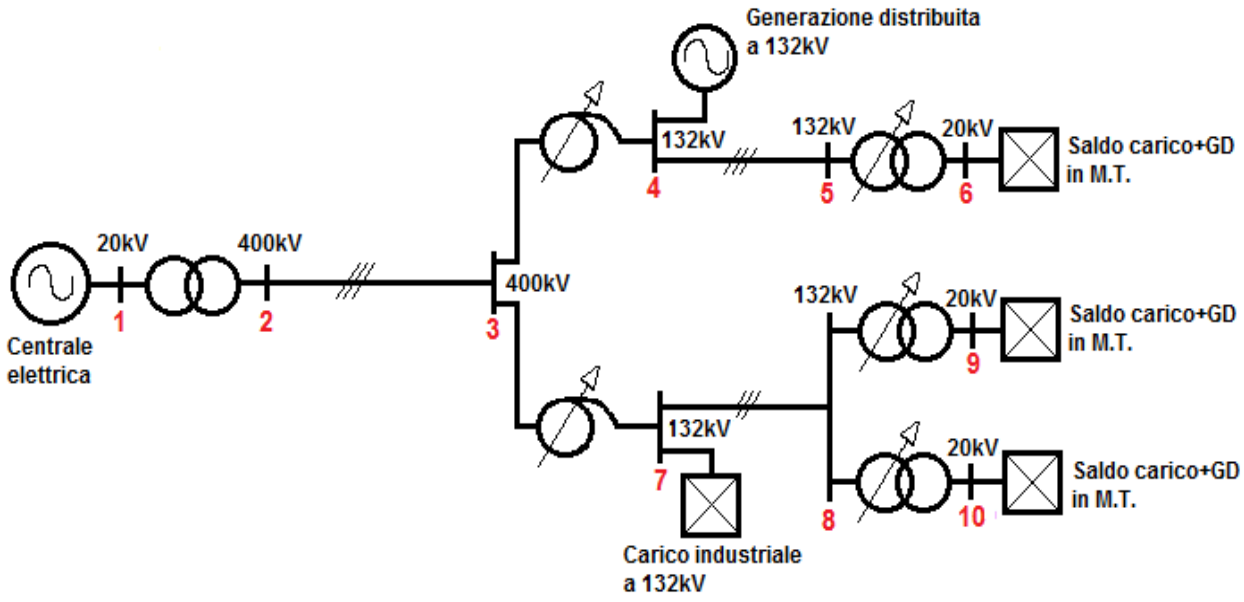


Figura 43 – Schema unifilare del sistema elettrico simulato

I sistemi di gestione della tensione presenti nello schema precedente, come chiarito nel paragrafo 2.2, sono solamente il controllo dei trasformatori A.T./M.T. e il sistema di regolazione del gruppo di produzione. Per evitare di avere interferenze tra i due sistemi, ma individuare l'effetto che i soli trasformatori a rapporto variabile hanno sui transiti di potenza reattiva, le simulazioni vengono effettuate secondo questo procedimento:

I. Si definiscono i valori dei carichi e della G.D.
I. Si fissa un valore di tensione ai morsetti di macchina (nodo 1)
II. Si esegue il Load Flow con i trasformatori a rapporto variabile bloccati e si determina la potenza reattiva che il generatore deve assorbire
III. Si modifica il rapporto di trasformazione dei 3 OLTC in modo tale da avere tensione uguale a 1 p.u. sui nodi di M.T. (6, 9 e 10)
IV. Si esegue il Load Flow e si determina nuovamente la potenza reattiva assorbita dalla centrale del nodo 1

Questo procedimento viene ripetuto per più valori di tensione di macchina prestabiliti simulando perciò il comportamento statico dell'intero sistema per punti di lavoro diversi. Le simulazioni vengono ripetute per valori di tensione diverse del nodo 1 perché negli eventi registrati è stata misurata una tensione crescente proprio nei nodi di produzione.

Per effettuare le simulazioni è stato utilizzato MATPOWER, un software open-source che funziona sulla piattaforma Matlab adatto per fare calcoli di Load Flow e di OPF.

4.1 Modellazione dei componenti del sistema elettrico

Prima di eseguire i Load Flow è necessario modellare tutto il sistema elettrico utilizzando per ogni singolo elemento i parametri richiesti dalla modellazione circuitale che è implementata; le grandezze sono richieste in valori relativi utilizzando una potenza base comune a tutti i componenti. Per non appesantire la trattazione si omette la modellazione analitica in valori relativi ma si riporta per ogni elemento i valori nominali ed il circuito equivalente utilizzato.

4.1.1 Linee aeree

Il modello delle linee aeree implementato in MATPOWER è quello monofase equivalente a π a parametri concentrati:

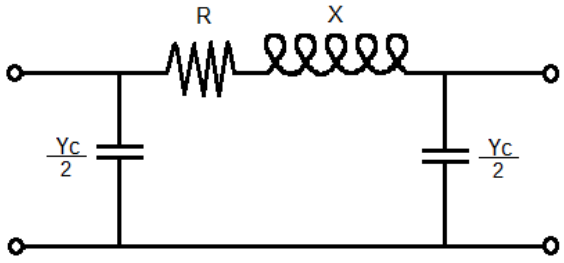


Figura 44 – Modello equivalente a π delle linee aeree

I dati della linea aerea singola terna a 400kV sono i seguenti:

Lunghezza tratto 2-3 = 150 km

r = 0,0183 Ω/km

x = 0,2603 Ω/km

c = 0,0139 μF/km

P_c = 655 MW

I dati delle linee aeree singola terna a 132kV sono i seguenti:

Lunghezza tratto 4-5, 7-8 = 25 km

r = 0,117 Ω/km

x = 0,399 Ω/km

c = 0,0089 μF/km

P_c = 45 MW

4.1.2 Trasformatore a rapporto variabile sotto carico

Per la modellazione del trasformatore a rapporto variabile si è utilizzato la rappresentazione circuitale introdotta nel capitolo 3 ovvero quella a π in cui i valori dei parametri cambiano in funzione del rapporto di trasformazione. Di seguito si riporta per completezza il circuito equivalente dell'OLTC, in valori relativi, utilizzando i dati di targa reali.

I tre trasformatori a rapporto variabile, scelti per semplicità tutti uguali, hanno questi dati di targa:

A_n = 25 MVA

V_{1n} = 132kV ± 10 x 1,5%

V_{2n} = 20kV

V_{cc}% = 12%

Scegliendo come grandezze base, per calcolare i parametri equivalenti in p.u., quelle nominali di macchina:

$A_b = A_n$; $V_{1b} = V_{1n} = 132kV$; $V_{2b} = V_{2n} = 20kV$;

si ottiene:

$$x \cong z = \frac{V_{cc}\%}{100} = 0{,}12 \text{ p. u.}$$

Inoltre è possibile esprimere il rapporto di trasformazione effettivo in p.u. come:

0,85 < m < 1,15

infatti 132kV ± 10 x 1,5% = 132kV ± 15%

Supponendo per la reattanza di cortocircuito una variazione rispetto al proprio valore nominale del ±15%, dovuta alla modifica del rapporto spire, allora si può definire:

$$x_+ = x + \frac{15 \cdot x}{100} = 0{,}12 + \frac{15 \cdot 0{,}12}{100} = 0{,}138 \text{ p. u.} \qquad 88$$

$$x_- = x - \frac{15 \cdot x}{100} = 0{,}12 - \frac{15 \cdot 0{,}12}{100} = 0{,}102 \text{ p. u.} \qquad 89$$

Inoltre essendo: $k_+ = 10$ ed $k_- = -10$

per le equazioni 86 e 87 si ottiene:

$$\Delta x = \frac{x_+ - x_-}{k_+ - k_-} = \frac{0{,}138 - 0{,}102}{10 - (-10)} = 0{,}0018 \text{ p. u.} \qquad 90$$

$$x(k) = x \pm k \cdot \Delta x = 0{,}12 \pm k \cdot 0{,}0018 \text{ p.u.} \qquad 91$$

La reattanza di cortocircuito ha dunque un andamento lineare rispetto alla posizione del tap changer k in cui il coefficiente angolare è costante e uguale a Δx = 0,0018 e che corrisponde all'1.5% della reattanza nominale:

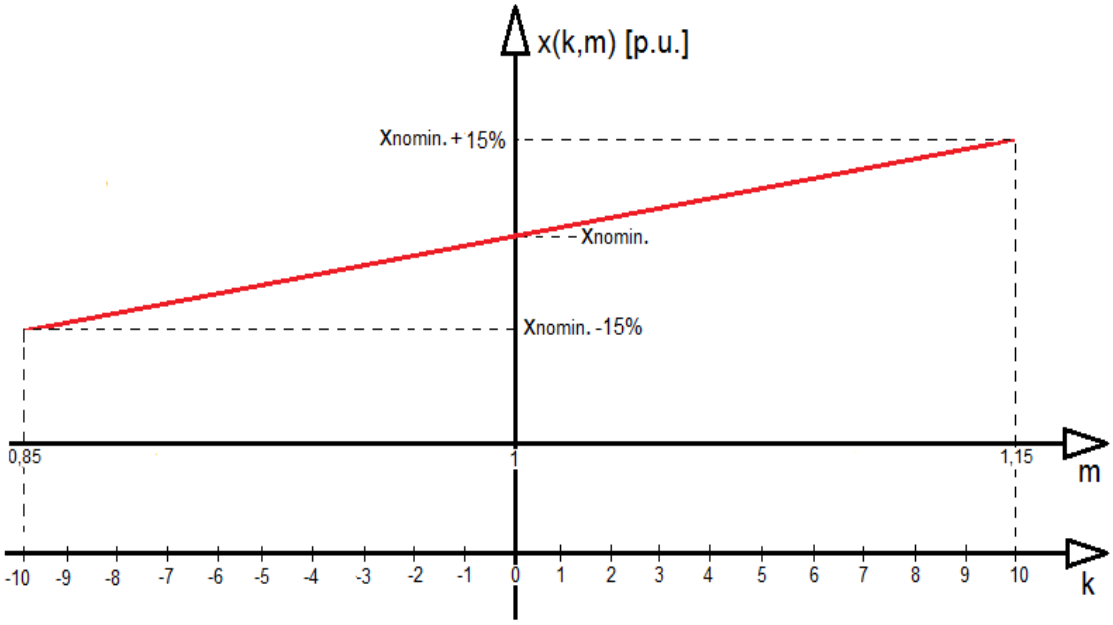


Figura 45 – Reattanza di cortocircuito in funzione della posizione del VSC

Osservazione: Per ottenere un modello equivalente molto accurato, anche quando si hanno variazioni elevate del rapporto di trasformazione, è necessario conoscere con precisione quanto vale la impedenza di cortocircuito per m≠1. Per ogni posizione assunta dal selettore prese è necessario ripetere la prova di cortocircuito per ricavare con esattezza il valore della V_{cc} ed eventualmente anche della P_{cu}; il valore della x(k) sarebbe così quello reale anziché il risultato di una stima.

Sostituendo al modello di figura 39 il valore della x(k) calcolata è possibile ottenere il modello del trasformatore per qualsiasi punto di lavoro. Di seguito si riporta i circuiti equivalenti semplificati, in cui si tiene conto solo della reattanza longitudinale, per le condizioni limite di funzionamento del trasformatore ovvero per m=1, m=1,5 e m=0,85:

- m = 1 : x(k) = x(0) = 0,12 p.u.

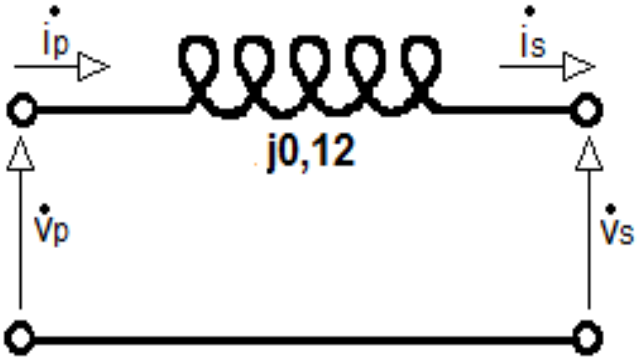


Figura 46 – Modello del trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m=1

- m = 1,15 : x(k) = x(+10) = 0,12 + 10· 0,0018 = 0,138 p.u.

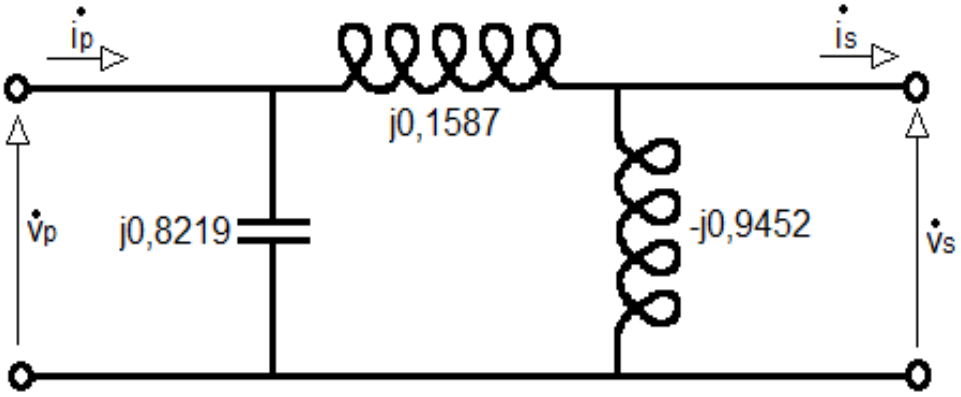


Figura 47 – Modello del trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m=1,15

- m = 0,85 : x(k) = x(-10) = 0,12 - 10· 0,0018 = 0,102 p.u.

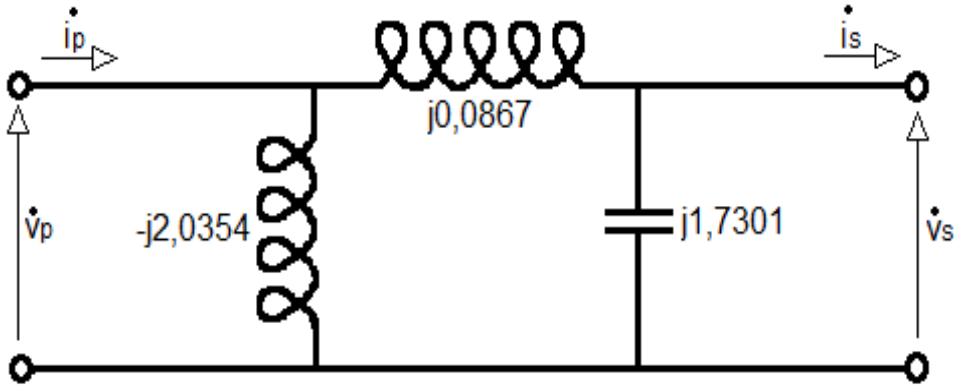


Figura 48 – Modello del trasformatore a rapporto variabile in p.u. per m=0,85

4.1.3 Trasformatori e autotrasformatori

Il modello implementato del trasformatore a rapporto fisso è quello semplificato in cui si considera solamente l'impedenza longitudinale:

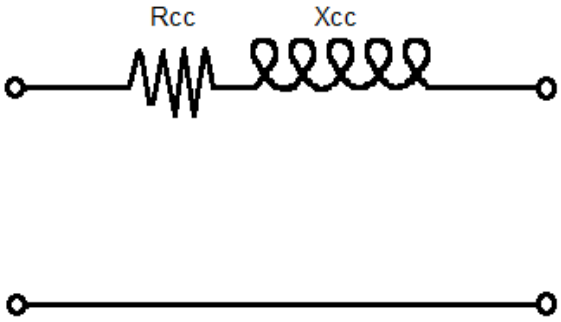


Figura 49 – Modello del trasformatore a rapporto fisso utilizzato

Inoltre gli autotrasformatori a rapporto variabile durante le simulazioni non vengono regolati per cui funzionano a rapporto costante; si utilizza anche per loro il modello con la sola impedenza longitudinale.

I dati dei trasformatori utilizzati sono i seguenti:

Trasformatore 1-2: $A_n = 290$ MVA

$V_{1n} = 20$kV

$V_{2n} = 400$kV

$V_{cc}\% = 13\%$

Trasformatore 3-4 e 3-7: $A_n = 190$ MVA

$V_{1n} = 400$kV

$V_{2n} = 132$kV

$V_{cc}\% = 13\%$

4.1.4 Carichi

Il software MATPOWER non permette la modellazione del carico inserendo i coefficienti α e β per i singoli carichi che indicano la dipendenza della potenza assorbita dalla tensione; le possibilità di implementazione offerte sono comunque 2. Il carico può infatti essere inserito a potenza attiva e reattiva imposta qualunque sia la tensione di alimentazione oppure è possibile modellare il carico come una resistenza o una reattanza costante. Infatti in questo caso viene stabilita la potenza attiva e reattiva in condizioni nominali (v=1 p.u.) mentre quella realmente scambiata varia con il quadrato della tensione applicata.

4.2 Definizione del carico e della G.D.

Le configurazioni del sistema, in termini di carico e produzione, che sono state simulate sono 2 e sono rispettivamente una condizione di basso carico ed una con quota elevata della potenza prodotta dalla generazione distribuita. In questo secondo scenario, rinominato condizione B, si vuole simulare la situazione estrema in cui la produzione da fonti rinnovabili in M.T./b.t. è notevole al punto da riuscire a compensare buona parte della potenza consumata dai carichi allacciati alla stessa linea di media tensione. Gli impianti connessi alla rete di distribuzione sono nella maggior parte impianti fotovoltaici ed eolici di piccola taglia che immettono in rete solo potenza attiva ovvero lavorano a $\cos\varphi = 1$. La conseguenza è pertanto che nelle reti di distribuzione avviene una compensazione della potenza attiva tra generazione e carico mentre ciò non accade per la potenza reattiva. Di questo viene tenuto conto nelle simulazioni impostando un valore di carico nei nodi di M.T. che ha una quota reale della potenza circa nulla mentre è invariata la parte reattiva rispetto al caso A. In sostanza una produzione da FRNP elevata ha come conseguenza una riduzione del $\cos\varphi$ del carico visto dalla rete A.T. per cui il carico equivalente nei nodi 6, 9 e 10 è fortemente swattato. Nella tabella seguente vengono riassunti i valori dei carichi e della G.D. nei due scenari simulati:

	Condizione A	**Condizione B**
Saldo carico/G.D. nodo 6	10 MW + 5 Mvar	5 MW + 5 Mvar
Saldo carico/G.D. nodo 9	12 MW + 6 Mvar	4 MW + 6 Mvar
Saldo carico/G.D. nodo 10	12 MW + 6 Mvar	4 MW + 6 Mvar
Carico industriale A.T. nodo 7	22 MW + 11 Mvar	22 MW + 11 Mvar
Produzione eolico A.T. nodo 4	25 MW	25 MW

Tabella 2- Dati dei carichi e della produzione per le simulazioni effettuate

Non conoscendo i dati reali della dipendenza dei carichi dalla tensione, e visto solo le due possibilità offerte dal software, è stato deciso di modellare tutti i carichi come conduttanze e reattanze shunt con una dipendenza quadratica dalla tensione.

Per la scelta delle variabili di controllo del problema di Load Flow, tutti i nodi tranne il n°1 sono di tipo PQ ovvero nodi di carico ma solamente nei nodi 6, 9, 10 e 7 sono stati inseriti punti di prelievo di potenza attiva e reattiva. La generazione di A.T. nel nodo 4 è stata anch'essa simulata come un carico a potenza costante ma di valore negativo in modo tale da imporre una potenza reattiva scambiata nulla qualunque sia la tensione nel nodo. Essendo unico il generatore di P e Q il nodo di saldo è stato fatto coincidere con il nodo di generazione sulla sbarra 1.

Osservazioni: La scelta dei valori dei carichi e della generazione è stata fatta in modo da avere una quota rilevante di potenza reattiva da assorbire dello stesso ordine di grandezza del limite di sottoeccitazione di una macchina da 250MVA. Il generatore nel sistema simulato deve assorbire una potenza data dal saldo tra quanto erogato dalle linee aeree (sicuramente quella a 400kV che ha una potenza caratteristica di 655MW) e assorbito dai trasformatori e dai carichi. Facendo semplici calcoli è possibile aspettarsi che nella rete utilizzata il generatore funzioni in sottoeccitazione in quanto la linea aerea a 400kV eroga a vuoto, a tensione nominale, circa 70Mvar ogni 100km (le linee a 132kV solamente 5 Mvar/100km) e che quindi non sarà compensata completamente dalle Q dei carichi.

4.3 Risultati delle simulazioni

Di seguito si riportano i risultati ottenuti dalle simulazioni di Load Flow per i due scenari considerati A e B. La procedura seguita per ogni valore di tensione è quella indicata nell'introduzione del capitolo 4; la simulazione è stata quindi ripetuta per valori di tensione nel nodo 1 compresi tra 0,9 e 1,15 p.u..

4.3.1 Risultati condizioni A

Nella tabella seguente si riportano i valori ottenuti dalle simulazioni di Load Flow con le condizioni di carico/produzione indicate con A:

	Risultati Condizioni A		
V_1 [p.u.]	**Q_1 _VSC-Off [Mvar]**	**Q_1_VSC-On [Mvar]**	**Q_1_VSC-On_x(k) [Mvar]**
0.9	64,04	59,05	59,27
0.95	71,31	68,54	68,62
1	78,96	78,5	78,48
1,05	86,99	88,96	88,86
1,1	95,39	99,83	99,62
1,15	104,17	111,23	110,88

Tabella 3 – Risultati delle simulazioni di Load Flow - condizioni A

Le tre colonne con unità di misura in Mvar si riferiscono ai seguenti casi:

→Q_1_VSC-Off : potenza reattiva assorbita dal generatore 1 con variatori sotto carico bloccati

→Q_1_VSC-On : potenza reattiva assorbita dal generatore 1 con variatori sotto carico attivi tali che la tensione = 1 p.u. sulle sbarre M.T.

→Q_1_VSC-On_x(k) : potenza reattiva assorbita dal generatore 1 con variatori sotto carico attivi modellando il trasformatore con reattanza di dispersione variabile in funzione della posizione (k) del VSC

Si riporta quindi le tre colonne della potenza reattiva assorbita dal generatore sullo stesso grafico utilizzando come ascisse la tensione nel nodo 1:

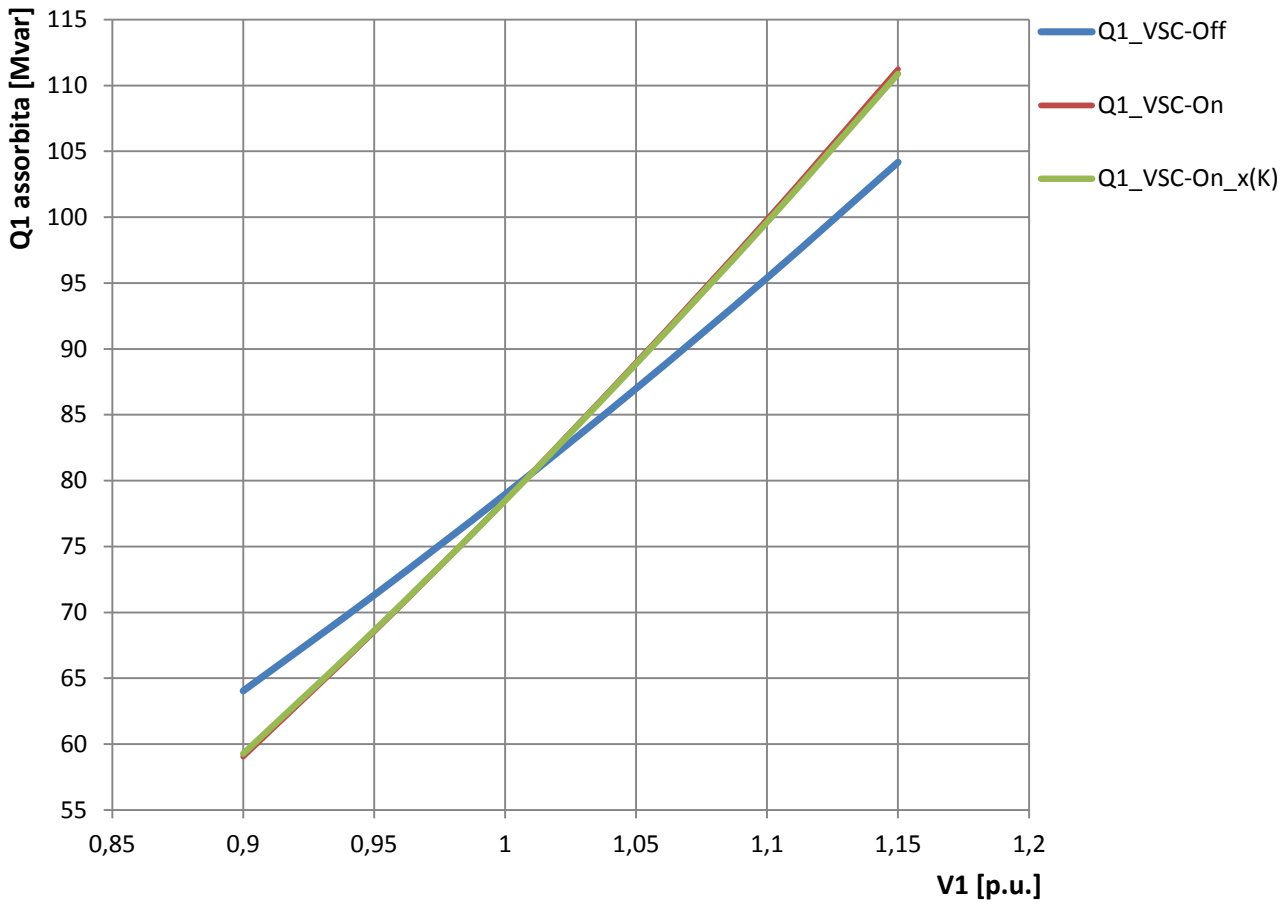


Figura 50 – Andamento della Q_1 assorbita in funzione di V_1 – condizioni A

Nel grafico precedente si nota che la curva rossa e verde, relative alla situazione in cui i trasformatori a rapporto variabile regolano la tensione lato M.T., sono quasi sovrapposte. Per questo motivo si riporta di seguito uno zoom centrato nella zona a tensioni elevate dove la differenza tra le due curve è maggiore:

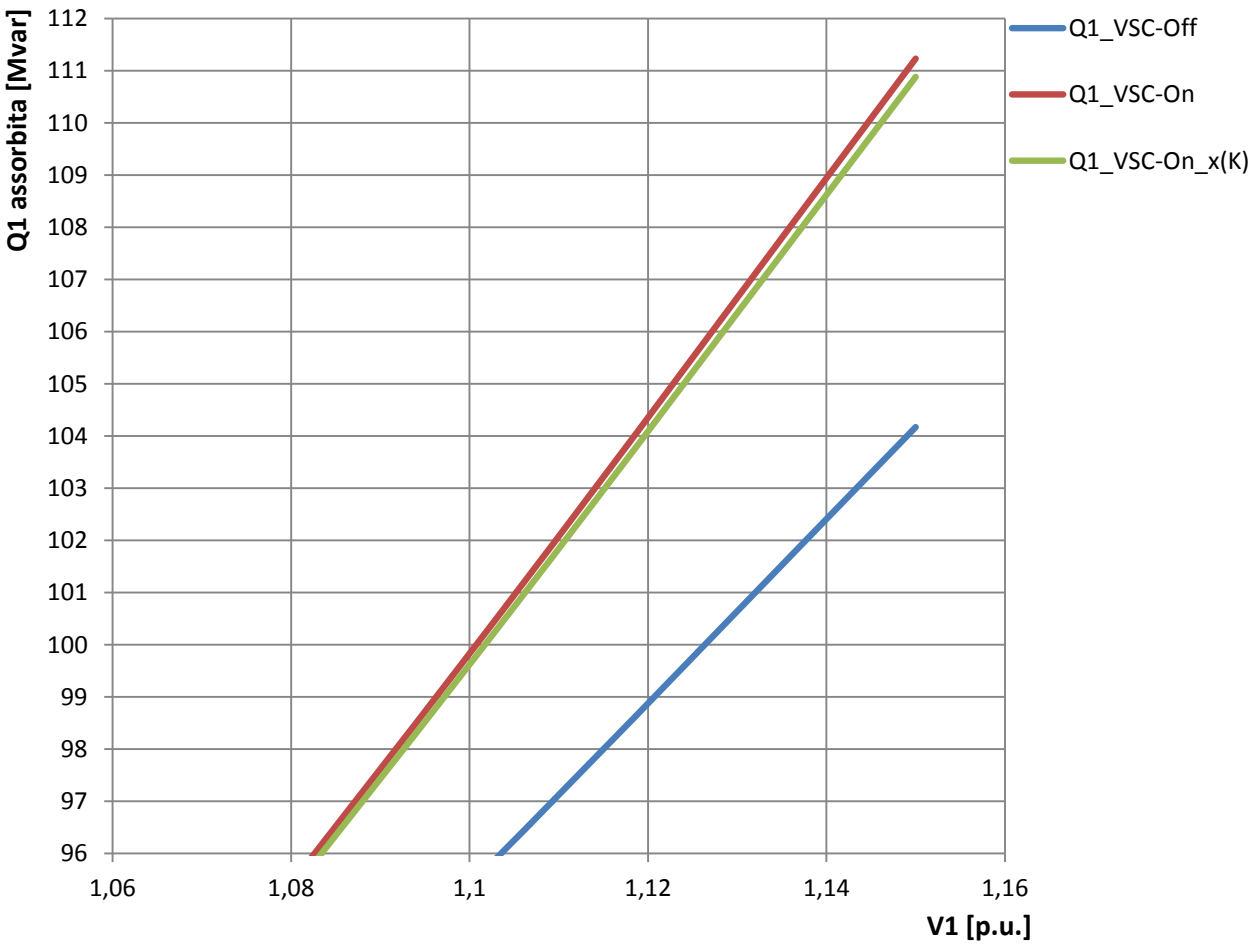


Figura 51 – Zoom dell'andamento Q_1 assorbita in funzione di V_1 – condizioni A

Osservando i due grafici precedenti si può notare che al crescere della tensione ai morsetti di macchina si ha un aumento progressivo della potenza reattiva che il generatore deve assorbire in quanto, partendo da una condizione di reti scariche, le linee erogano una quota ancora maggiore di reattivo. Andamenti diversi delle curve si hanno considerando il caso di

variatori sotto carico attivi o bloccati infatti la loro regolazione di tensione fa cambiare la potenza che assorbono i carichi. Quando i variatori sotto carico sono bloccati e la tensione di rete cresce anche i carichi sono soggetti ad una tensione maggiore per cui assorbono di più compensando in parte la maggiore erogazione di potenza reattiva erogata dalla rete. Nel caso invece in cui la tensione sui nodi 6, 9 e 10 è mantenuta costante dai VSC, la potenza che prelevano è sempre la stessa indipendentemente dalla tensione ai morsetti del generatore. In questo caso perciò l'aumento di potenza reattiva erogata dalle linee, al crescere della tensione, non viene mitigata da un aumento del carico ma anzi si ha un peggioramento della situazione perché le linee assorbono meno reattivo sulla reattanza longitudinale. Infatti i carichi a valle degli OLTC sono visti come dei carichi a potenza costante per cui crescendo la tensione, la stessa potenza viene trasportata con correnti minori.

Per tensioni inferiori a $\approx$ 1.02 p.u. invece accade il contrario infatti bloccando i variatori sotto carico la tensione sui carichi è minore di 1 p.u. per cui assorbono una potenza attiva e reattiva minore di quella in condizioni nominali. Con i trasformatori attivi invece anche quando la tensione scende si mantiene i carichi a tensione nominale caricando maggiormente la rete; la conseguenza è che il generatore in questo modo deve accollarsi minori quantità di potenza reattiva.

Con riferimento alle curve rossa e verde, si è già notato che queste si differenziano di poco rispetto alle quantità di reattivo che sono in gioco. È da osservare comunque che, per valori di tensione maggiori di 1.02 p.u., nel caso in cui si considera la reattanza di cortocircuito variabile la potenza reattiva che deve essere assorbita è una quantità minore. Infatti quando m>1 la reattanza di cortocircuito è maggiore del proprio valore nominale per cui la potenza reattiva che assorbe l'OLCT è più grande. Si può

concludere perciò che la differenza tra la curva rossa e verde è data dall'incremento di potenza reattiva assorbita dai tre trasformatori a rapporto variabile; il ΔQ nella condizione limite è di circa 0,4 Mvar. Tale valore non è molto elevato in quanto, anche se le reattanze sono aumentate del 15%, i trasformatori lavorano con potenze ridotte e quindi anche la corrente che l'attraversa è contenuta.

Inoltre è di interesse riportare anche l'andamento del modulo della tensione in alcuni nodi della rete nelle due possibilità di gestione dei trasformatori a rapporto variabile. Si riporta come esempio il profilo di tensione nei nodi che vanno dal generatore fino al nodo di carico 9, con tensione ai morsetti di macchina = 1,1 p.u., con il variatore sotto carico della sbarra 9 rispettivamente attivo e bloccato:

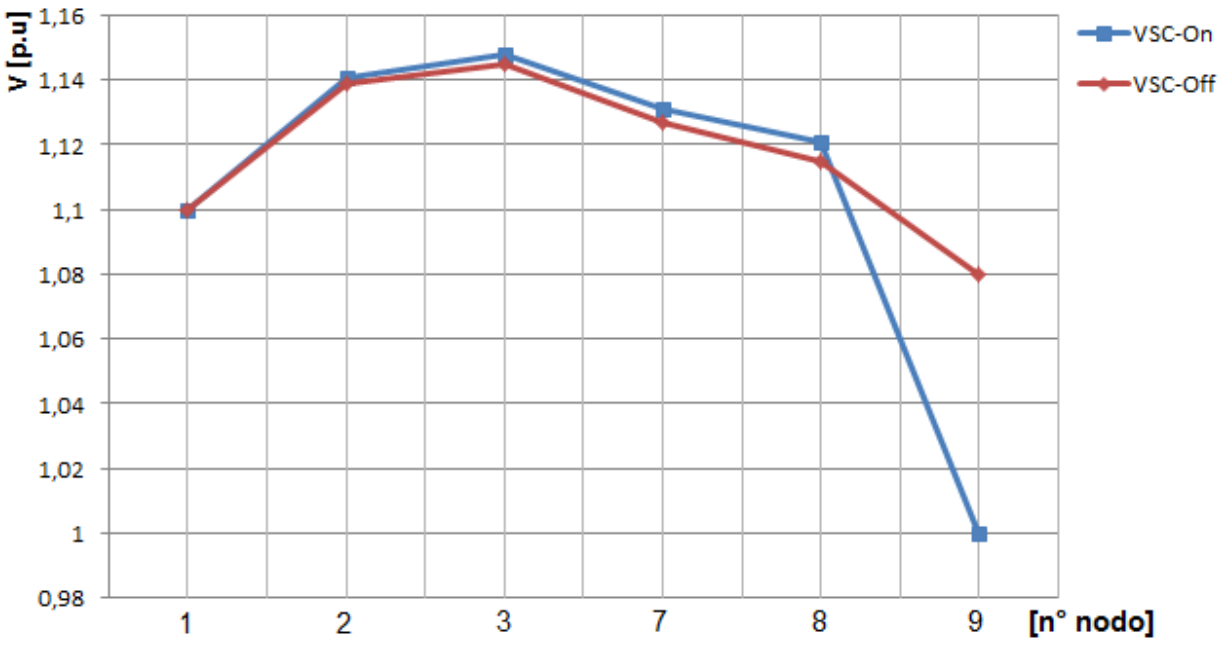


Figura 52 – Tensione sui nodi della rete con VSC attivi e bloccati – condizioni A

Il grafico precedente conferma quanto si è già analizzato sul piano Q-v infatti si osserva chiaramente che nel caso in cui il VSC sia disattivato il modulo della tensione in tutto il sistema è mediamente inferiore in quanto il carico assorbe una potenza maggiore. Di conseguenza le linee sono più cariche e le tensioni più basse per cui anche se rimangono sotto la potenza caratteristica erogano una quota di reattivo minore.

4.3.2 Risultati condizioni B

Nella tabella seguente si riportano invece i valori ottenuti dalle simulazioni di Load Flow con le condizioni di carico/produzione indicate con B:

	Risultati Condizioni B		
V_1 [p.u.]	**Q_1 _VSC-Off [Mvar]**	**Q_1_VSC-On [Mvar]**	**Q_1_VSC-On_x(k) [Mvar]**
0.9	66,32	62,55	62,68
0.95	73,95	71,97	72,02
1	81,97	81,85	81,83
1,05	90,39	92,27	92,22
1,1	99,21	103,08	103,02
1,15	108,42	114,44	114,33

Tabella 4 - Risultati delle simulazioni di Load Flow - condizioni B

Riportando sullo stesso grafico, in funzione della tensione V_1, le potenze reattive assorbite nei tre casi si ottiene:

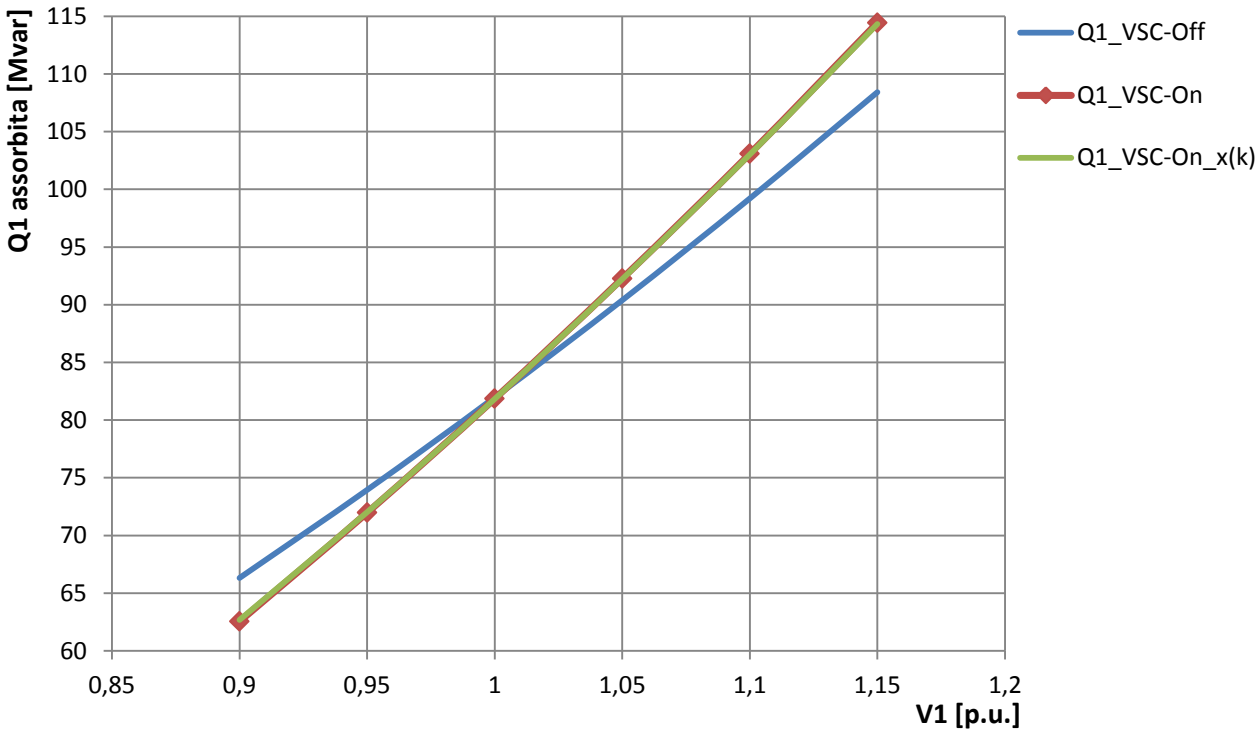


Figura 53 – Andamento della Q_1 assorbita in funzione di V_1 – condizioni B

Il grafico precedente mostra in sostanza gli stessi andamenti trovati per la condizione A. Si osserva dunque un aumento della potenza reattiva nel caso di VSC bloccati con una pendenza sensibilmente minore rispetto al caso in cui i variatori sono invece funzionanti. In queste condizioni si nota altresì una ancora minore differenza tra la potenza reattiva da assorbire nel caso di trasformatore modellato con reattanza costante o variabile in quanto le correnti in gioco sulla macchina sono piccole.

Si riporta inoltre la tensione sui nodi della rete che vanno dalla generazione al nodo di carico n°9 nelle condizioni in cui il trasformatore A.T./M.T. ha il variatore sotto carico bloccato e funzionante:

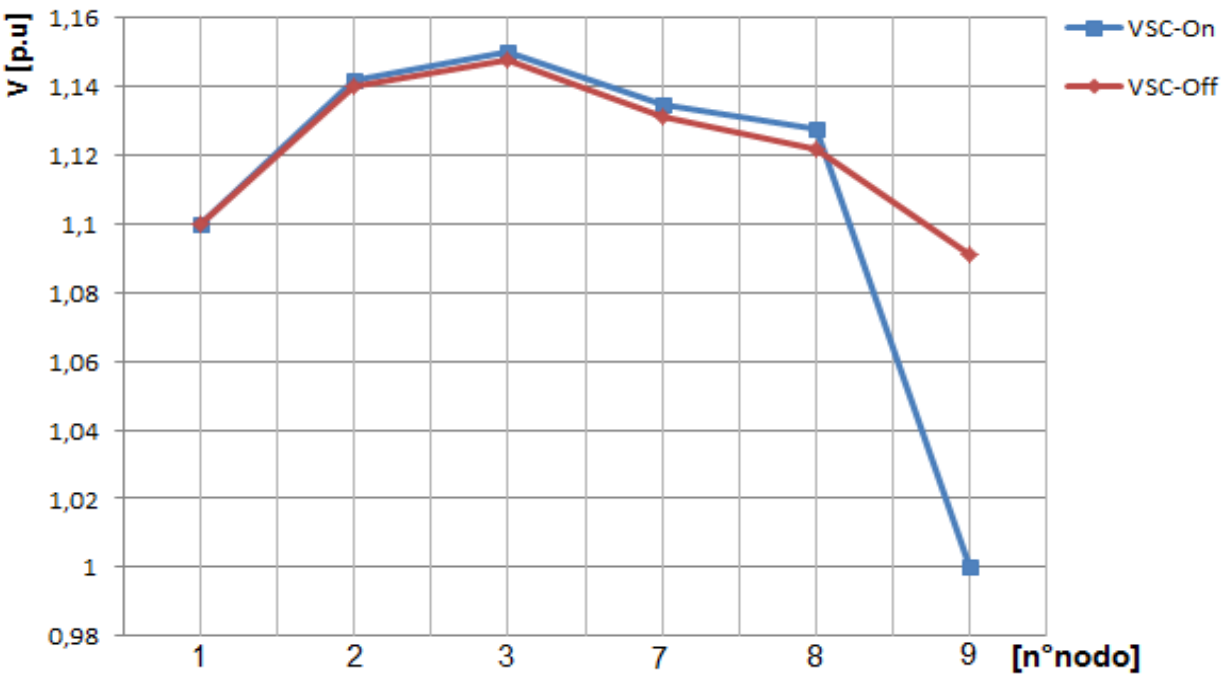


Figura 54 - Tensione sui nodi della rete con VSC attivi e bloccati – condizioni B

Si osserva che mantenere la tensione costante sul carico comporta un aumento medio di tensione in tutti i nodi della rete rispetto al caso in cui invece i variatori sotto carico sono bloccati.

4.4 Osservazioni finali

Per osservare meglio le differenze tra i due scenari simulati, si riporta sullo stesso grafico la potenza reattiva che il generatore deve assorbire nei casi A e B quando i VSC sono funzionanti:

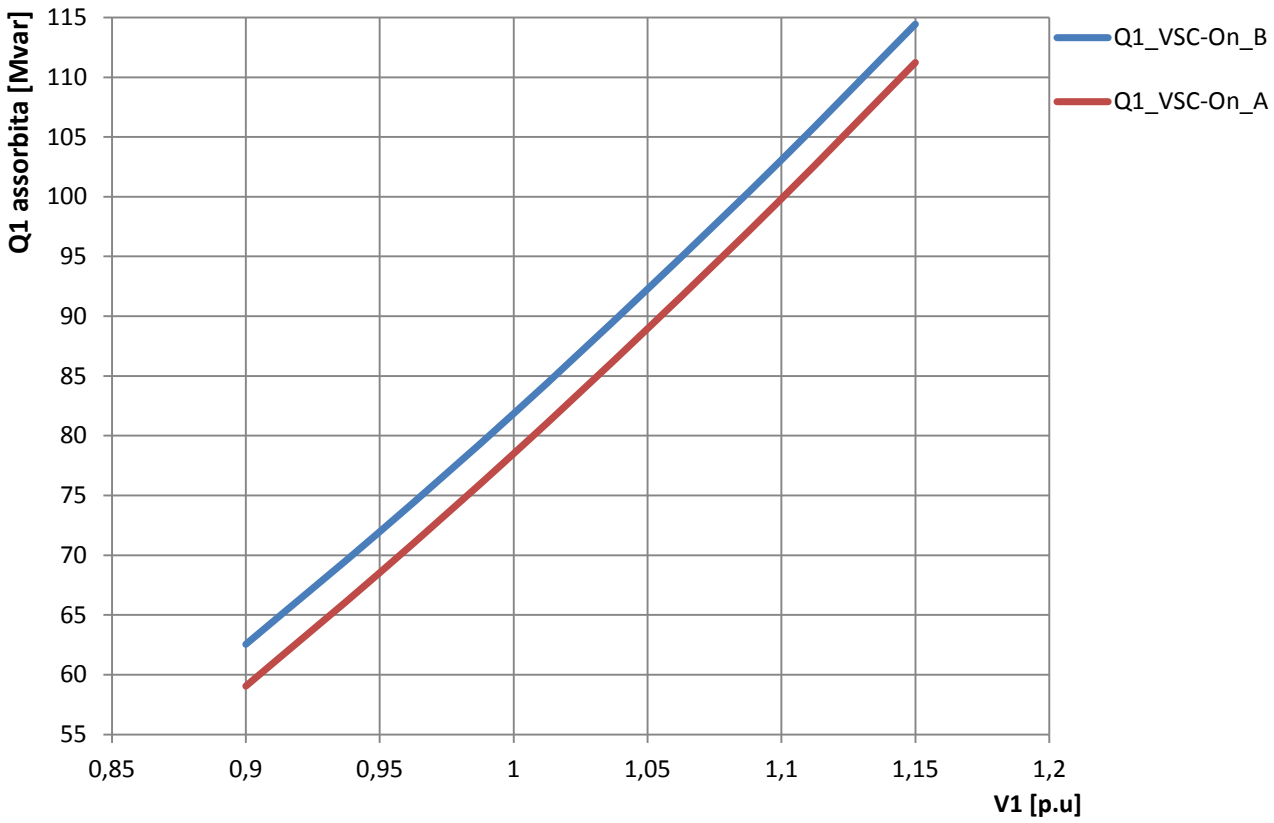


Figura 55 – Confronto andamento della Q_1 nelle condizioni A e B con VSC attivi

Si può notare che l'andamento della potenza reattiva assorbita dal gruppo 1 in funzione della tensione è tendenzialmente lo stesso nei due scenari considerati; le due curve sono infatti parallele e sono solamente traslate una rispetto all'altra di circa 3.5 Mvar. Essendo i carichi rimasti uguali in termini di potenza reattiva questa variazione è dovuta solo al fatto che nella condizione B il carico minore in M.T. comporta una riduzione della

potenza che transita nelle linee di A.T. per cui si incrementa il reattivo erogato che si deve accollare il generatore.

È interessante inoltre rappresentare sullo stesso grafico delle potenze assorbite anche il limite di sottoeccitazione di macchina in quanto è funzione anch'esso della tensione. Si riporta, per la condizione A, le potenze reattive che il generatore deve assorbire sia con VSC bloccati che attivi confrontati con il limite di sottoeccitazione di una macchina da 250MVA:

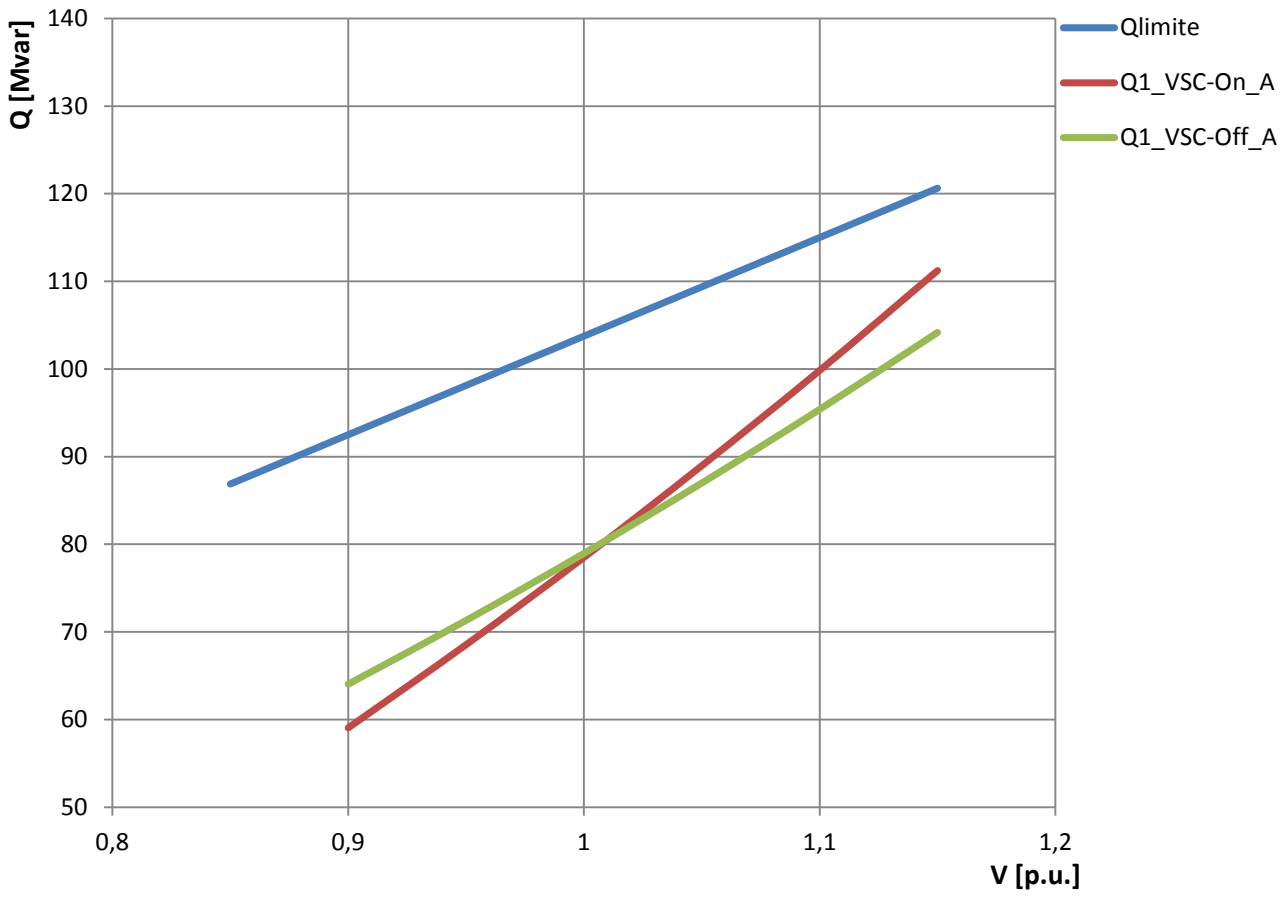


Figura 56 – Confronto tra limite di sottoeccitazione e Q da assorbire nelle condizioni A

La rappresentazione precedente si riferisce ad una condizione di funzionamento stabile in quanto il generatore riesce ad assorbire la Q, sia con variatori sotto carico attivi che bloccati, per tutti i valori di tensione.

Si nota tuttavia che al crescere della tensione la differenza tra il limite di sottoeccitazione del gruppo e la potenza reattiva che il generatore deve assorbire tende a ridursi sempre di più. Infatti mentre la potenza reattiva che deve essere assorbita dipende dal quadrato della tensione, e da poco più del quadrato nel caso di VSC attivi, il limite di sottoeccitazione ha un andamento lineare. Di conseguenza se durante l'esercizio del sistema la macchina raggiunge il limite di sottoeccitazione si determina un punto di equilibrio instabile.

Analizzando il problema solo staticamente sul piano Q-v si è concluso perciò che il funzionamento sul limite di sottoeccitazione è instabile in quanto ad un aumento dV di tensione corrisponde un incremento di potenza da assorbire maggiore rispetto a quello del limite stesso.

Per quanto dimostrato con i precedenti grafici è lecito concludere che:

- ✓ In un sistema in cui i gruppi stanno funzionando in sottoeccitazione, l'aumento della tensione provoca un ulteriore crescita delle potenze reattive da assorbire
- ✓ La variazione del rapporto spire dei trasformatori a rapporto variabile a seguito di un aumento progressivo di tensione peggiora le condizioni in quanto non permette ai carichi di aumentare la loro P e Q assorbita
- ✓ La variazione della reattanza di macchina con le condizioni di funzionamento produce un contributo trascurabile in termini di

potenza reattiva; ha tuttavia un effetto positivo sul sistema perché aumenta la potenza reattiva assorbita dai trasformatori

- ✓ Un aumento di produzione da impianti allacciati alla M.T.-b.t. incrementa ulteriormente la potenza reattiva da assorbire perché riduce i transiti di potenza sulla rete A.T.
- ✓ Bloccare i variatori sotto carico durante un transitorio di tensione può essere vantaggioso per la stabilità del sistema ma se i carichi sono indipendenti dalla tensione allora non si trae nessun vantaggio
- ✓ Se la macchina lavora sul limite di sottoeccitazione ogni ulteriore aumento della tensione porta ad una instabilità del sistema in quanto la potenza da assorbire resta sempre maggiore di quella limite del generatore

Capitolo 5

Comportamento dinamico dei regolatori di tensione dei generatori sincroni

L'intento di questo capitolo è quello di analizzare il comportamento dinamico della tensione nella rete di trasmissione, quando funziona sotto la potenza caratteristica, nella quale il controllo della tensione è affidato prevalentemente ai generatori sincroni.

Nel capitolo precedente si è infatti osservato che in presenza di reti scariche quando il generatore raggiunge la condizione di limite in sottoeccitazione si determina un punto di equilibrio instabile. In queste condizioni un ulteriore aumento della tensione dovrebbe quindi portare in maniera diretta al collasso del sistema. Tuttavia, come registrato negli eventi "1" e "2" presi in analisi, in queste condizioni non si è avuto un transitorio rapido ma bensì un lento e progressivo aumento della tensione non controllabile con i mezzi disponibili. Per riuscire quindi a capire il motivo per cui la tensione ha avuto tali dinamiche, studiando il comportamento degli anelli di regolazione durante il transitorio, si è reso necessaria una simulazione dinamica del sistema.

5.1 Sistema elettrico semplificato: caso studio

Il caso studio che si introduce ha lo scopo quindi di analizzare il comportamento dinamico del sistema di regolazione della tensione in un sistema con reti scariche con i generatori che funzionano in sottoeccitazione. Per evidenziare la risposta dinamica dei regolatori di tensione, quando i generatori raggiungono il massimo assorbimento di reattivo, si è scelto di utilizzare un sistema così fatto:

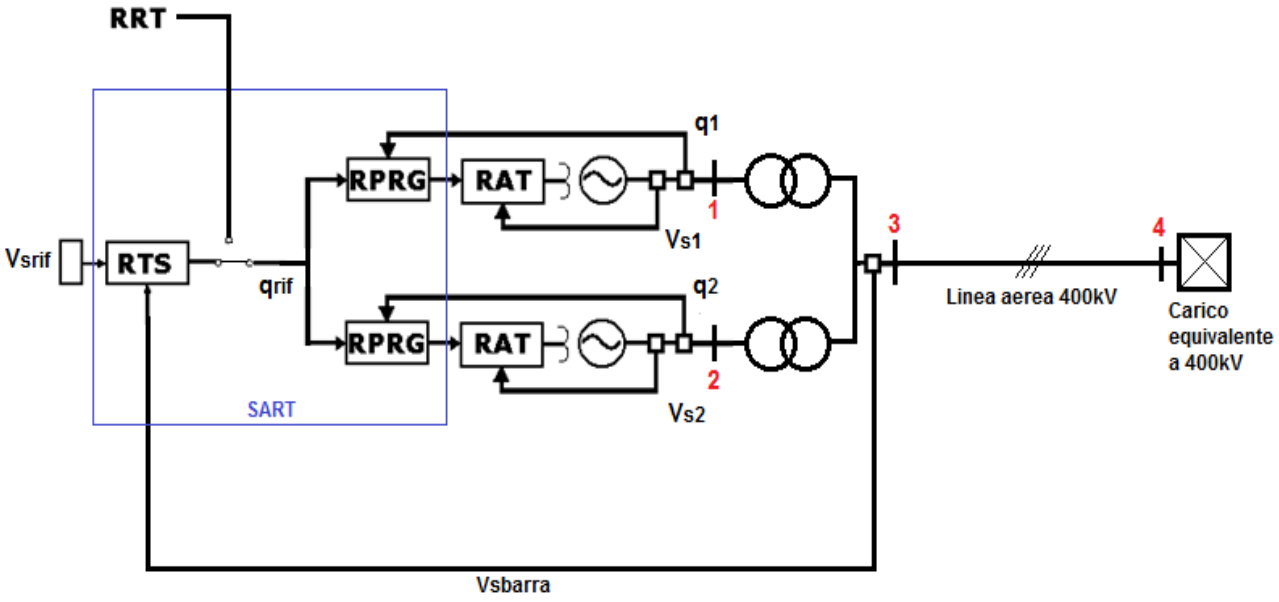


Figura 57 - Schema sistema elettrico usato nel caso studio

Volendo inquadrare la risposta dinamica del sistema, determinata dai regolatori di tensione di centrale, si è deciso perciò di non modellare la rete di subtrasmissione e distribuzione ma di tenerne conto con un carico equivalente visto dalla A.T..

Dalla figura precedente si può osservare che:

- La rete di distribuzione e di subtrasmissione a 132/150kV non è stata modellata ma si considera un carico equivalente visto dalla rete a 400kV. Il carico nel nodo 4 rappresenta perciò il saldo tra produzione e consumo della rete che alimentano i due generatori.
- La stazione A.T. di centrale è collegata al carico 4 attraverso una linea aerea a 400kV di 200km
- La centrale di produzione elettrica è composta da due generatori in parallelo sulla sbarra a 400kV di centrale
- Il SART di centrale è esercito in regolazione di tensione di sbarra locale RTS (regolazione primaria di centrale) e non in regolazione secondaria
- Si può simulare la condizione di generatori che lavorano in sottoeccitazione mettendo al carico 4 un valore che sia molto inferiore alla potenza caratteristica della linea a 400kV.

Prima di procedere all'implementazione del sistema di figura 57 su un software per la simulazione, è necessario introdurre nel dettaglio i modelli reali dei regolatori RAT, RPRG e RTS di cui si è fornito nel capitolo 1 solo una descrizione generale ed indicare i valori delle costanti utilizzate.

5.1.1 Modello del RTS

Il RTS viene attivato quando la centrale risulta esclusa dalla regolazione secondaria ed il SART regola la tensione sulla sbarra A.T. di centrale. Dal confronto tra la tensione di riferimento e quella misurata alla sbarra il RTS genera un segnale di potenza reattiva, compreso tra -1÷1, che viene inviato a tutti i RPRG della centrale. La legge di controllo del regolatore è di tipo PI con la costante di tempo dominante intorno a 50 secondi e con un coefficiente proporzionale che deve essere scelto in modo da evitare transitori indesiderati di potenza reattiva. La tensione di riferimento può provenire da un calibratore manuale oppure da profili di tensione memorizzati in un database del SART.

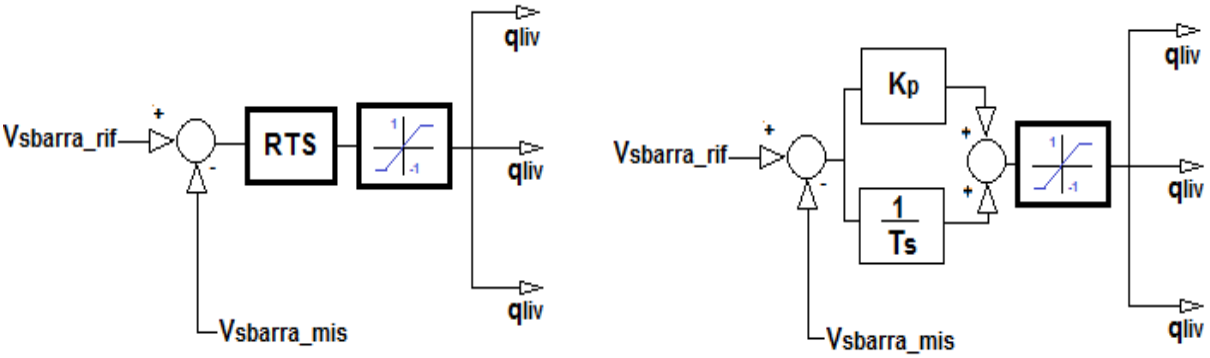


Figura 58 - Schema a blocchi di un RTS: simboli e sintesi del controllore

I valori scelti per il settaggio del regolatore sono i seguenti:

T_s = 50 secondi

K_p = 15

Inoltre è stato aggiunto al controllore integrale un sistema anti wind-up per evitare l'effetto di saturazione dell'azione integrale.

5.1.2 Modello del RPRG

Il Regolatore di Potenza Reattiva di Gruppo ha lo scopo di attuare la richiesta di livello di potenza reattiva, proveniente dal RRT o dal RTS, agendo sul riferimento del regolatore primario del gruppo controllato. Il livello di potenza reattiva richiesto a ciascun RPRG rappresenta la potenza reattiva richiesta al gruppo in percentuale del limite di reattivo corrente. Ciascun regolatore quindi in funzione delle curve limite e del punto di lavoro, misurando la potenza attiva erogata e la tensione statorica, traduce tale richiesta in un valore di potenza reattiva da produrre. Infatti il riferimento del ciclo di regolazione di potenza reattiva è calcolato come prodotto del segnale di livello q_{liv} per il valore limite della potenza reattiva erogabile o assorbibile ovvero q_{max}/q_{min} a seconda che il punto di funzionamento sia in sovraeccitazione o sottoeccitazione. Dal momento che il segnale q_{liv} richiesto è comune a tutti i RPRG allora si può concludere che i gruppi della centrale erogano/assorbono lo stesso valore percentuale di potenza reattiva riferito al corrispondente valore limite erogabile/assorbibile. I valori limite della potenza reattiva sia in sovra (q_{max}) che in sottoeccitazione (q_{min}) sono calcolati in tempo reale per ogni generatore in funzione del punto di lavoro e delle curve di capability del gruppo. Il RPRG ha una legge di controllo di tipo integrale con costante di tempo T_q di circa 5 secondi anche se in alcuni casi può essere di tipo PI con una guadagno limitato.

I valori dei parametri utilizzati nei due RPRG simulati sono i seguenti:

$K_p = 0,28$

$T_q = 5$ secondi

I limiti in sovraeccitazione e sottoeccitazione, in p.u. della A_n, vengono determinati attraverso le equazioni 7 e 8. I valori delle costanti utilizzate per i due gruppi sono le seguenti: (ricavate da impianti reali per le taglie considerate)

Gruppo1:Q_0^+= 0.41;Q_v^+=0.35;Q_p^+=-0.47;Q_{vv}^+=6.79; Q_{pp}^+=-0.37;Q_{pv}^+=-1.51;

Q_0^-=-0.24; Q_v^- =-0.37; Q_p^-=0.2; Q_{vv}^-= Q_{pp}^-=Q_{pv}^- =0;

Gruppo2:Q_0^+= 0.41;Q_v^+=0.35;Q_p^+=-0.47;Q_{vv}^+=6.79; Q_{pp}^+=-0.37;Q_{pv}^+=-1.51;

Q_0^-=-0.2; Q_v^-=-0,37; Q_p^-=0.2; Q_{vv}^-= Q_{pp}^-=Q_{pv}^-=0;

p_0 = 0.625 ; v_0 = 1;

Si riporta lo schema a blocchi di un RPRG così come descritto:

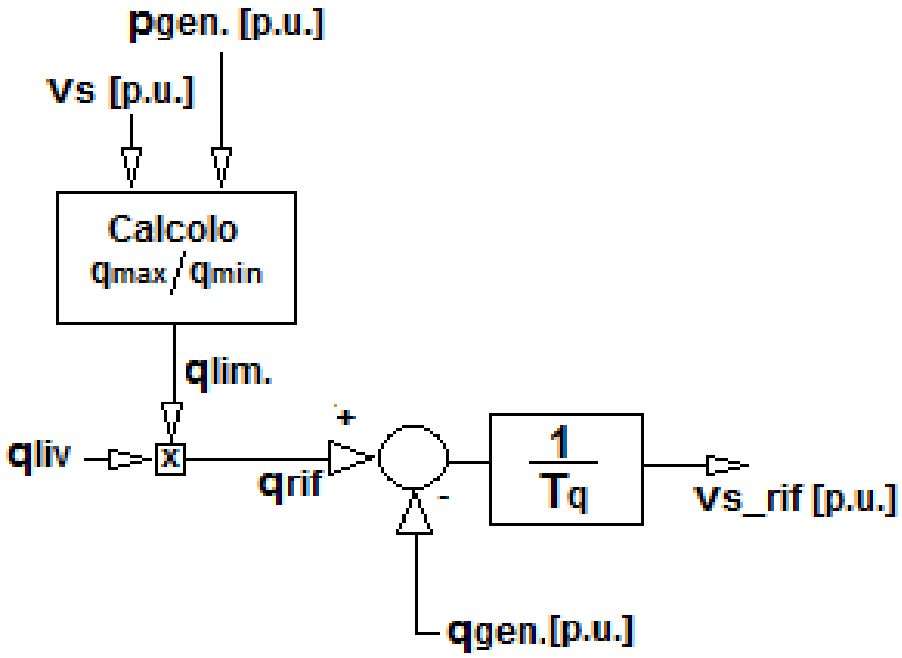


Figura 59 - Schema a blocchi del RPRG

5.1.3 Modello del RAT

I Regolatori Automatici di Tensione, con il sistema di eccitazione delle macchine sincrone, attuano la regolazione primaria di tensione; hanno lo scopo quindi di generare una tensione di eccitazione tale da ottenere istante per istante la tensione ai morsetti voluta. La velocità con cui rispondono a variazioni della tensione di riferimento dipende dalla tipologia del sistema di eccitazione; tuttavia ad oggi quasi tutti gli impianti montano eccitatrici statiche per cui hanno un tempo di risposta inferiore al secondo.

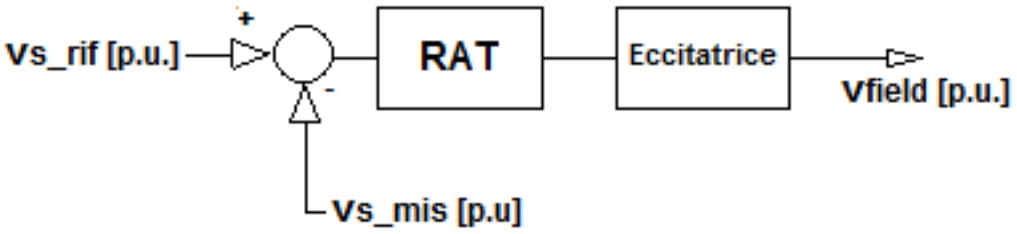


Figura 60 – Schema a blocchi semplificato di un RAT

La tensione di riferimento del RAT può essere impostata ad un valore costante prefissato ma più frequentemente, come nel caso simulato, viene asservita al RPRG che ne stabilisce il valore.

Spesso però, alla struttura base del RAT mostrata nella figura precedente, si aggiungono altri regolatori che cercano di mantenere entro i limiti stabiliti altre grandezze di macchina. Questi regolatori, nonostante abbiano scopi diversi, controllano la variabile di interesse correggendo il valore della tensione di riferimento che proviene dal RPRG.

Si riporta di seguito uno schema a blocchi completo di un RAT impiegato comunemente per i gruppi con eccitatrice statica:

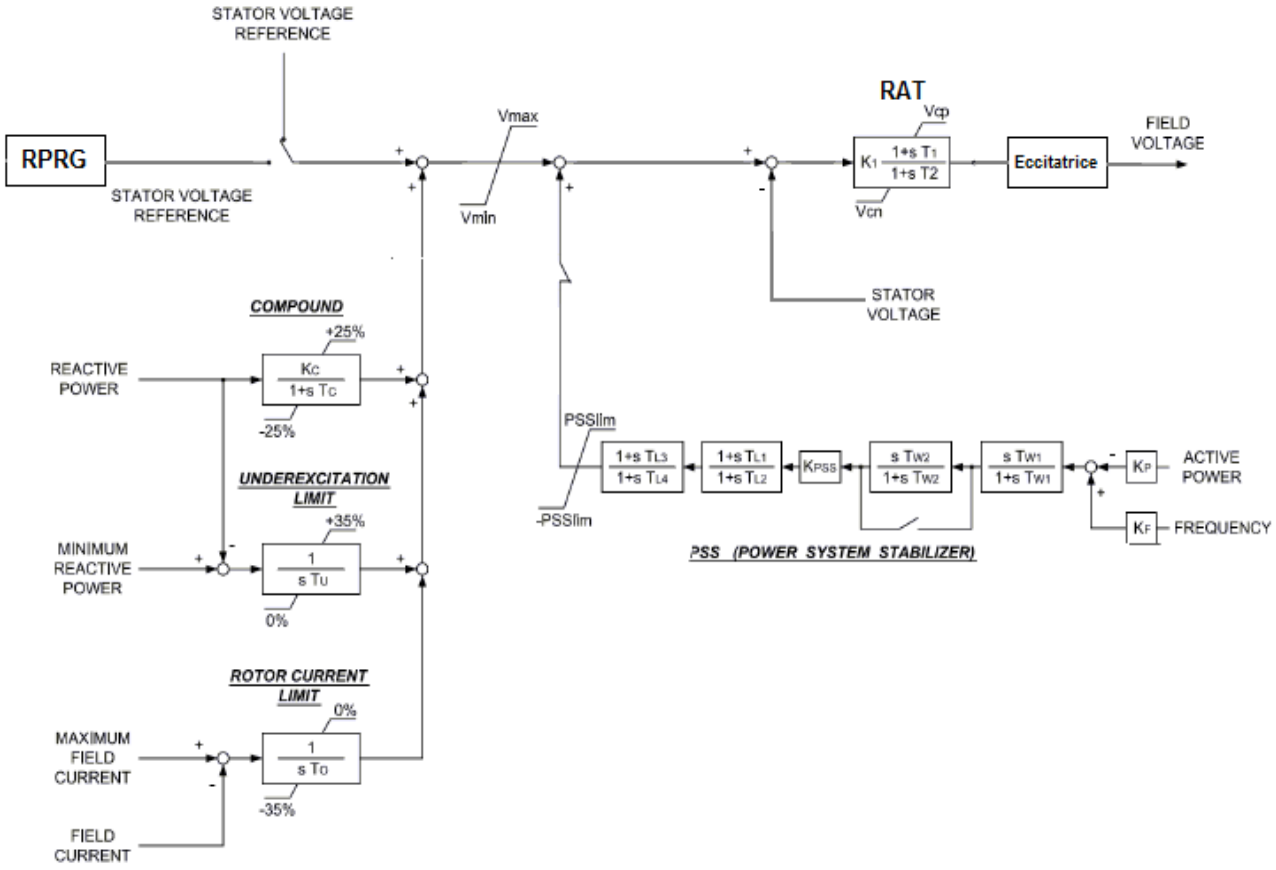


Figura 61 - Schema a blocchi completo di un regolatore di tensione primario

Si osserva quindi che sulla tensione di riferimento determinata dal RPRG intervengono le correzioni dovute al compound, ai limiti di sovra e sottoeccitazione ed ai valori massimi di tensione di macchina; a valle si inserisce anche il contributo del Power System Stabilizer.

Nelle simulazioni lo schema viene semplificato perchè si tiene conto solo del limite di sottoeccitazione infatti:

- Il contributo proveniente dal PSS è nullo in quanto le simulazioni vengono eseguite imponendo la frequenza fissa a 50 Hz per cui non si hanno oscillazioni elettromeccaniche.
- Il limite di rotore viene superato solamente in condizione di elevata sovraeccitazione per cui durante le simulazioni si può trascurare
- L'azione di compound può essere omessa dallo schema in quanto è disabilitata se l'impianto è in regolazione primaria di centrale

Lo schema del RAT utilizzato è quindi il seguente:

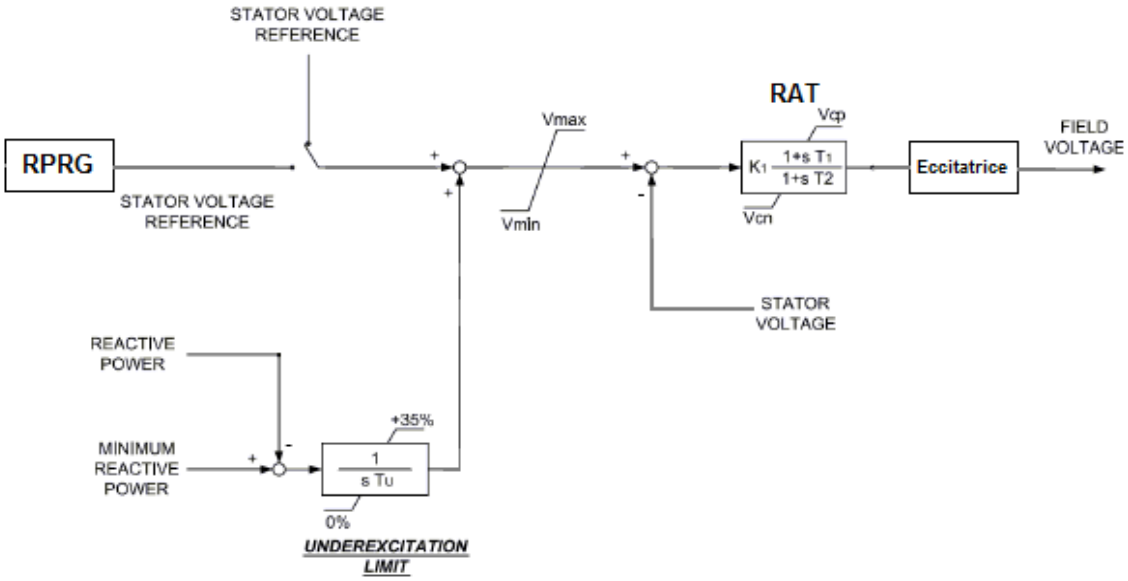


Figura 62 – Schema a blocchi di un regolatore di tensione primario semplificato

Il limite minimo di potenza reattiva è lo stesso calcolato anche dal RPRG per il calcolo della qrif; le costanti di tempo del RAT e del limite di sottoeccitazione (UEL: Under Excitation Limit) sono le seguenti

RAT: $K_1 = 1000$; $T_1 = 1{,}6$ secondi; $T_2 = 20$ secondi;

UEL: $T_u = 8{,}85$ secondi

5.2 Simulazioni dinamiche su Matlab-Simulink®

Il software utilizzato per le simulazioni dinamiche del caso studio è Matlab-Simulink servendosi in particolare della libreria SimPowerSystem dove sono raccolti molti componenti delle reti elettriche di potenza.

Il primo step nella realizzazione della rete equivalente è quello di comporre l'intero sistema di regolazione della tensione collegando tra di loro i blocchi che compongono rispettivamente il RTS, i RPRG ed i due RAT con i valori assegnati in precedenza. Tutti i regolatori interagiscono con grandezze in ingresso e uscita che sono in p.u. utilizzando come base la tensione statorica e la potenza apparente nominale di macchina.

Per la modellazione della parte di potenza dello schema (generatori-trasformatori-linea-carico), si utilizzano i componenti della libreria di SimPowerSystem inserendo i valori nominali riportati di seguito

I generatori elettrici hanno le seguenti caratteristiche:

	Gruppo 1	***Gruppo 2***
An [MVA]	250	120
Vn [kV]	20	20
Tipo rotore	Liscio	Liscio
Rs [p.u.]	0,003	0,003
xd [p.u.]	1,9	2
xd' [p.u.]	0,3	0,2
xd'' [p.u.]	0,2	0,15
xq [p.u.]	1,7	2
xq' [p.u.]	0,5	/
xq'' [p.u.]	0,3	0,15
Td0' [s]	8	7
Td0'' [s]	0,04	0,04
Tq0' [s]	0,8	/
Tq0'' [s]	0,02	0,08

Tabella 5 – Dati di targa dei generatori elettrici G1 e G2

I trasformatori elevatori dei due gruppi hanno i seguenti dati i targa:

	Trasformatore 1	**Trasformatore 2**
V_{1n} [kV]	20	20
V_{2n} [kV]	400	400
Connessioni	D/y_g	D/y_g
Vcc%	13%	13%

Tabella 6 - Dati di targa dei trasformatori elevatori

La linea aerea singola terna a 400kV ha i seguenti valori nominali:

Lunghezza = 200km

r = 0.0183 Ω/km ; l = 0.8289e-3 H/km ; c = 13.9e-9 F/km;

Il carico equivalente a 400kV del nodo 4 è stato modellato con elementi serie di tipo RL dei quali si è imposto la potenza attiva e reattiva alla tensione nominale; per valori di tensione diversi da quello di targa la P e Q assorbite variano con una dipendenza quadratica dalla tensione. Per fare variare il punto di lavoro dei generatori durante le simulazioni si è predisposto tre valori di carico tra cui si può commutare a gradino ad istanti prestabiliti. In particolare si vuole simulare il caso in cui si abbia la perdita improvvisa di una quota di carico, per un periodo di tempo limitato, dopodiché si ritorna nella configurazione iniziale.

Si riporta di seguito lo schema a blocchi del solo sistema di regolazione, senza evidenziare la struttura interna dei regolatori, e della parte relativa alla rete elettrica realizzati su Simulink:

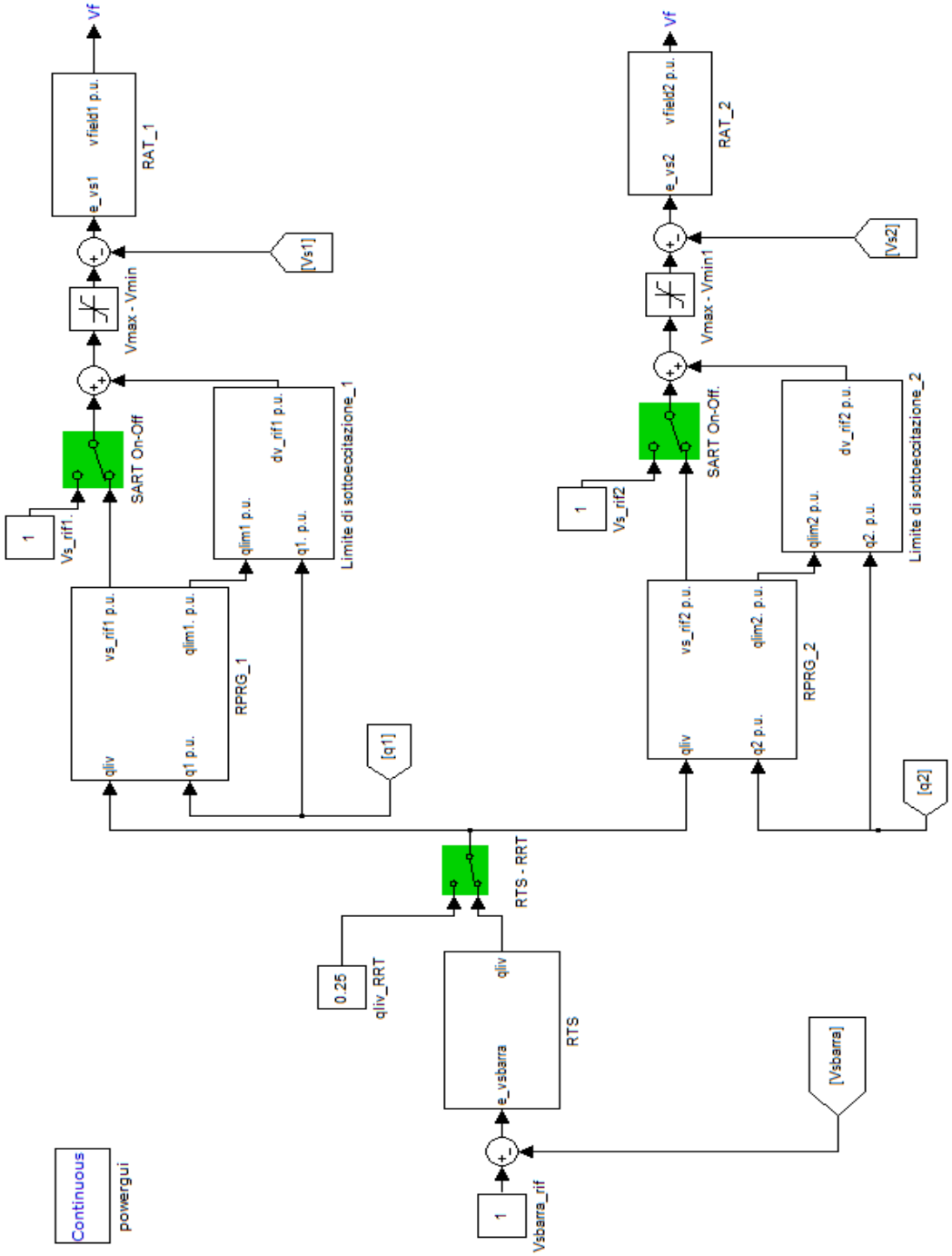


Figura 63 – Schema a blocchi su Simulink del sistema di regolazione della tensione su sbarra A.T.

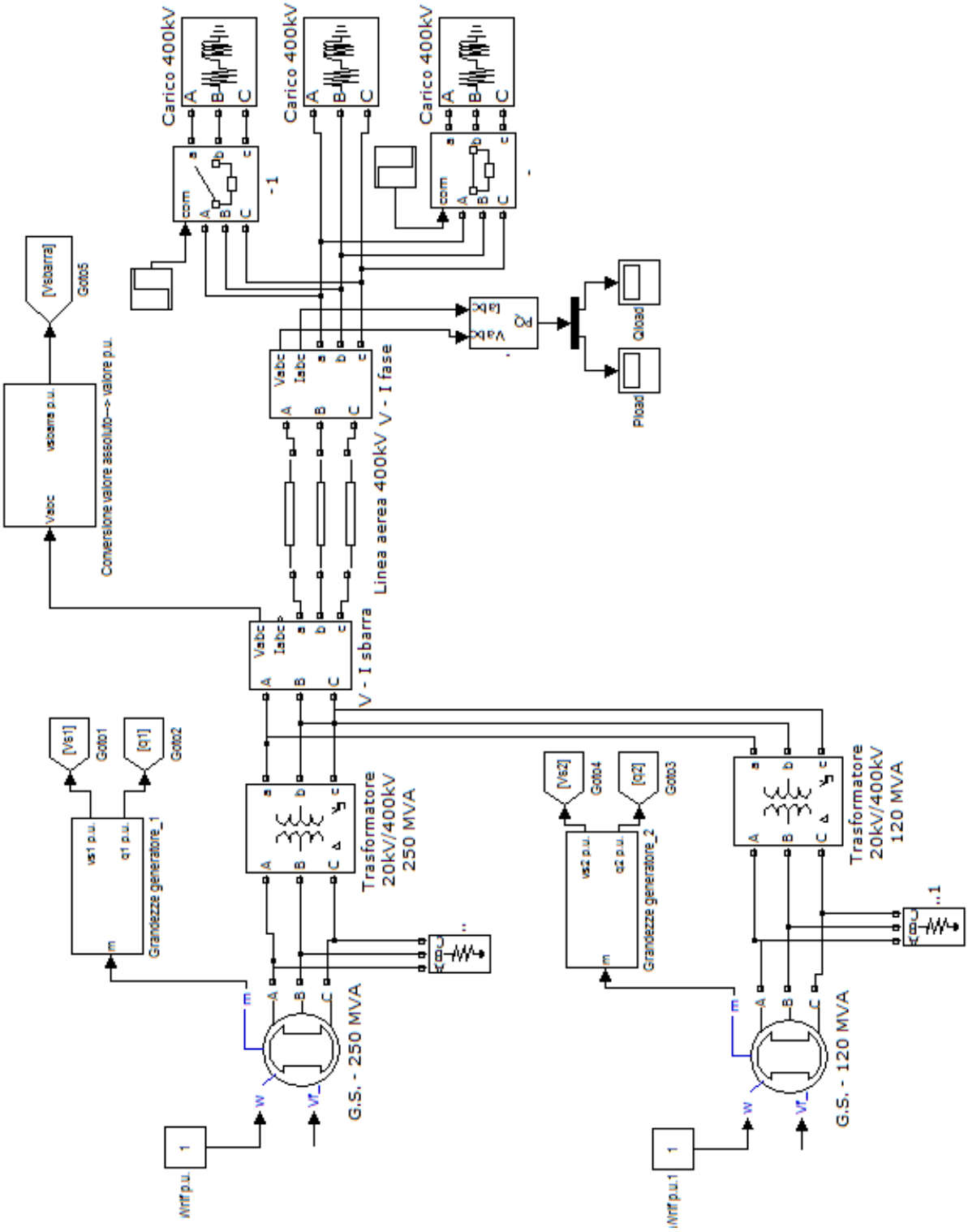


Figura 64 - Schema a blocchi su Simulink della rete elettrica simulata

5.2.1 Impostazioni delle simulazioni

Le simulazioni hanno lo scopo di osservare il comportamento dinamico dei regolatori di tensione di centrale, eserciti in regolazione locale su sbarra A.T., quando i gruppi partendo da una condizione stabile in assorbimento di reattivo raggiungono il limite di sottoeccitazione. Per introdurre una modifica della condizione di equilibrio si è scelto di variare il carico ma lo stesso risultato si può ottenere anche cambiando la capacità di regolazione togliendo/inserendo dei generatori sulla rete.

Nell'intervallo di tempo simulato si possono individuare tre condizioni di funzionamento determinati dalla variazione del carico; in particolare si simula il caso in cui sulla rete si perde improvvisamente una quota di carico, per un periodo limitato, e poi si ritorna nelle condizioni iniziali:

- Da t=0 a t=5 secondi il carico del nodo 4 è nella configurazione 1 con i due generatori che lavorano in sottoeccitazione e la tensione di sbarra è mantenuta al valore di riferimento = 1 p.u.
- All'istante t=5 secondi il carico si riduce passando alla configurazione 2
- Per t=45 secondi il carico ritorna al valore assunto inizialmente con una variazione a gradino

Di seguito si riporta i valori del carico nelle 3 diverse configurazioni:

	Configurazione 1	**Configurazione 2**	**Configurazione 3**
P + jQ [MW - Mvar]	90 + j60	40 + j20	90 + j60

Tabella 7 - Valori assunti dal carico del nodo 4

5.2.2 Risultati delle simulazioni

La grandezza che si riporta per prima, e che fornisce un'indicazione sul comportamento del sistema, è la tensione sulla sbarra A.T. di centrale ovvero la variabile controllata dal sistema di regolazione:

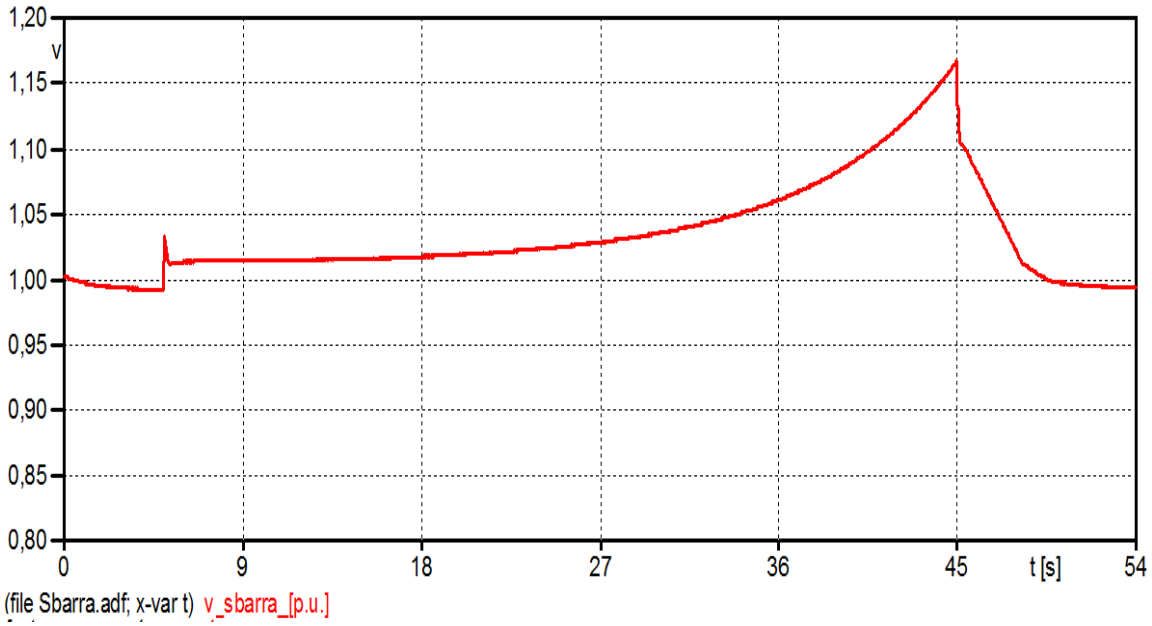


Figura 65 - Andamento della tensione di sbarra A.T di centrale

La prima osservazione che si può fare è che la tensione di sbarra simulata ha molti punti in comune con le tensioni registrare in alcune aeree della rete italiana infatti è caratterizzata da un aumento progressivo dell'ampiezza con una dinamica lenta dell'ordine di decine di secondi. Inoltre si nota che, anche in questo caso, fino a quando non si ha un evento sulla rete che interrompe questa evoluzione la tensione non si arresta; quindi dopo un transitorio di alcuni secondi ritorna al valore nominale.

Servendosi delle altre grandezze della simulazione si vuole cercare di comprendere per quale motivo, a seguito della configurazione del carico da 1→2, il sistema risponde con un aumento incontrollato della tensione. Come già osservato l'andamento della tensione è influenzata dalle configurazioni di carico perciò nelle analisi si cercherà il comportamento dei diversi regolatori distinto per le diversi fasi della simulazione. Particolare interesse deve essere rivolta alla seconda ovvero quella da 5 a 45 secondi in quanto è durante questa che si verifica il fenomeno della instabilità di tensione.

Il fatto che la tensione aumenti con una dinamica di decine di secondi esclude la possibilità che tale andamento sia introdotto dal RAT in quanto, essendo l'eccitatrice statica, ha risposte velocissime.

Una tensione di sbarra come quella rilevata è perciò giustificata solo da una tensione di riferimento in ingresso al RAT che varia altrettanto lentamente; si riporta pertanto, per il gruppo 1, la tensione di statore di riferimento:

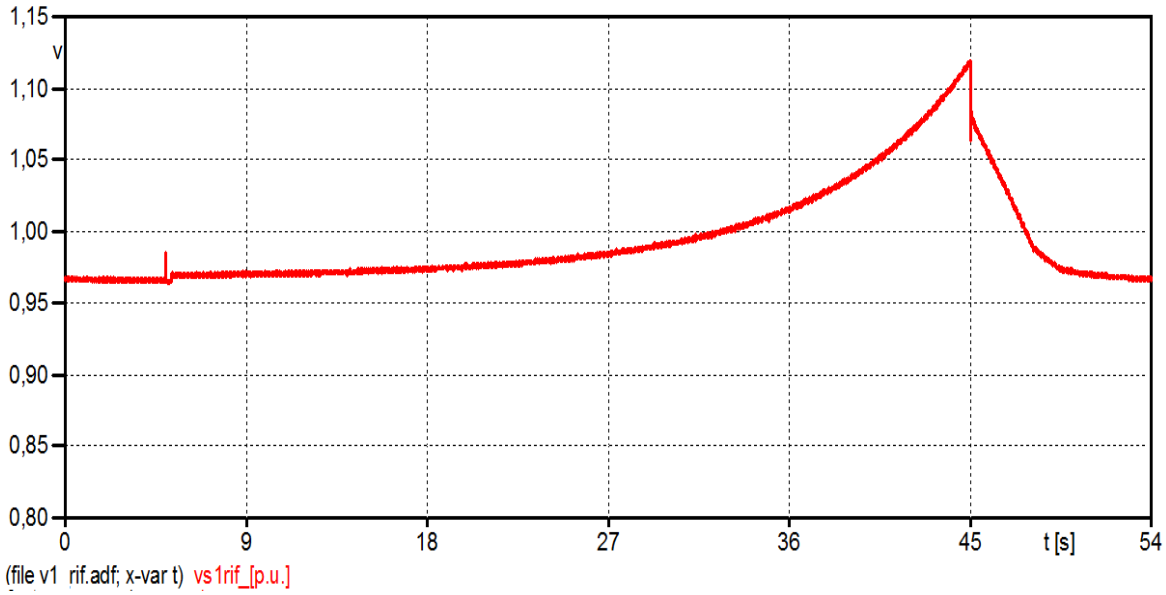


Figura 66 - Andamento della tensione di riferimento di statore gruppo 1

Si è perciò verificato che il motivo per cui la tensione di sbarra nella 2 fase cresce lentamente è dovuta al fatto che sono i regolatori stessi che impongono tale tensione alle due macchine.

Lo step successivo è dunque quello di individuare da chi viene generata questa tensione di riferimento.

La tensione di riferimento di statore nello schema adottato si ottiene come somma algebrica della tensione generata dal RPRG e dal regolatore del limite in sottoeccitazione. Si riporta perciò di seguito l'andamento dei due contributi di tensione:

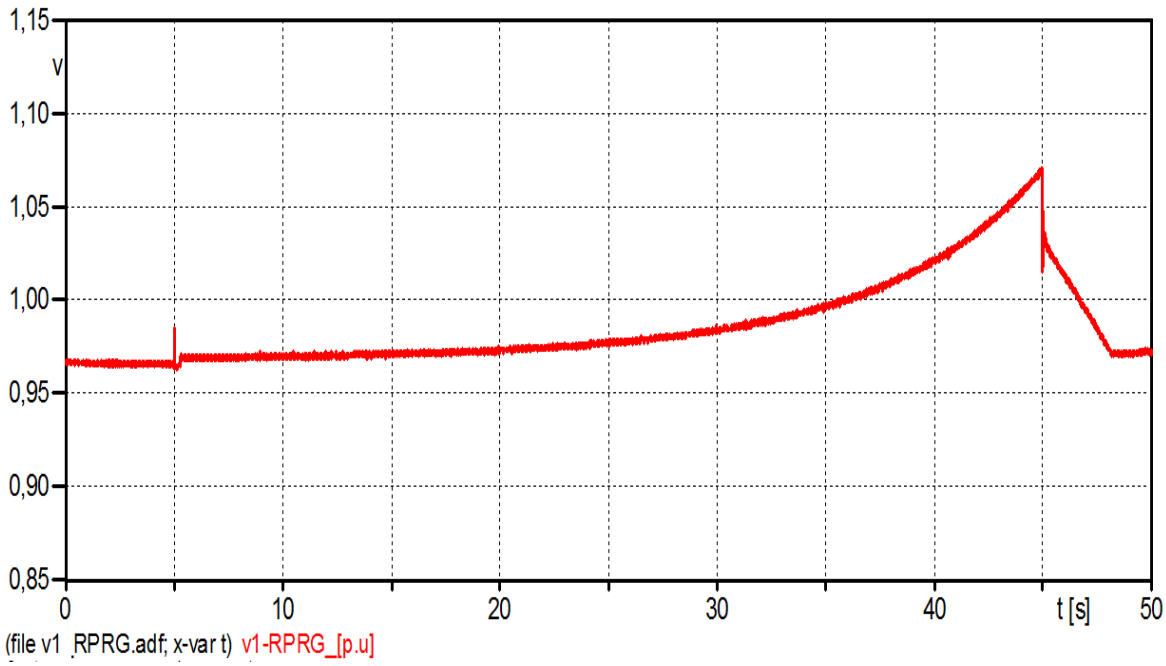


Figura 67 - Andamento della tensione di riferimento generata dal RPRG

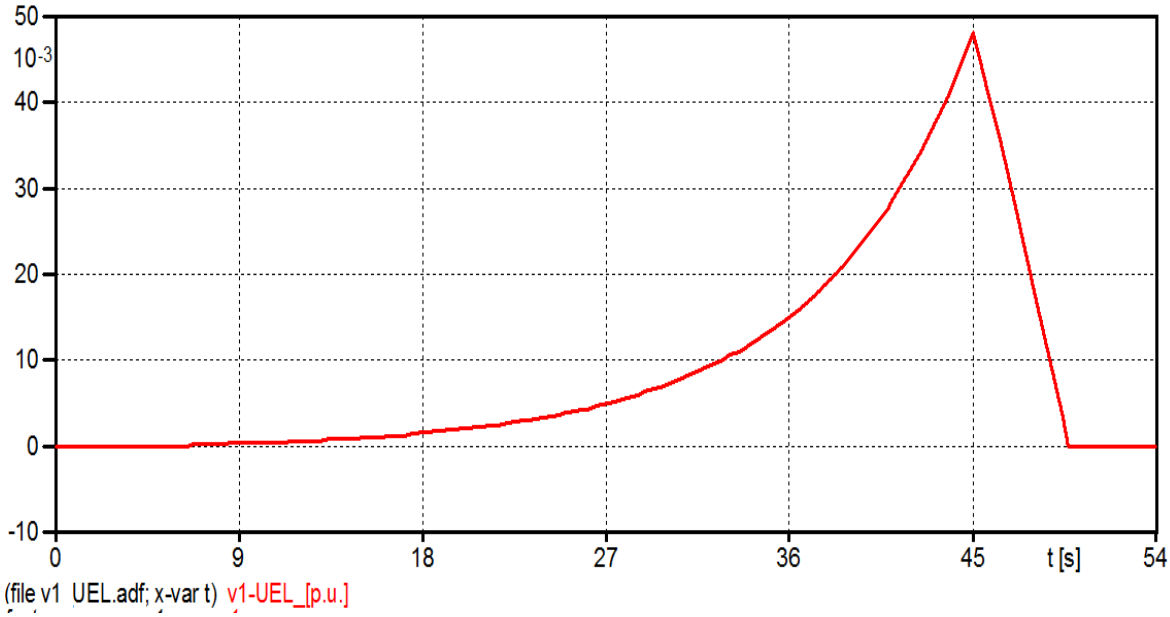


Figura 68 - Andamento della tensione generata dall'UEL

Osservando i grafici si può notare che entrambi presentano una lenta deriva a salire ma ciò che li differenzia è che mentre il segnale del RPRG è sempre diverso da zero, nel secondo grafico ho una tensione che diventa positiva solo per t>5 secondi. Questo significa che nella prima configurazione il regolatore che controlla la sottoeccitazione non è attivo ovvero non si è superato il limite mentre ciò avviene nella seconda fase. Infatti l'UEL ha una uscita limitata tra 0% ÷35% per cui può generare solo segnali positivi nel caso in cui la potenza reattiva erogata in quell'istante sia superiore al corrispondente limite in sottoeccitazione.

Per verificare effettivamente che nella seconda fase la potenza assorbita dal generatore sia superiore al limite di macchina, si riportano queste curve sullo stesso grafico in funzione del tempo (per il gruppo 1):

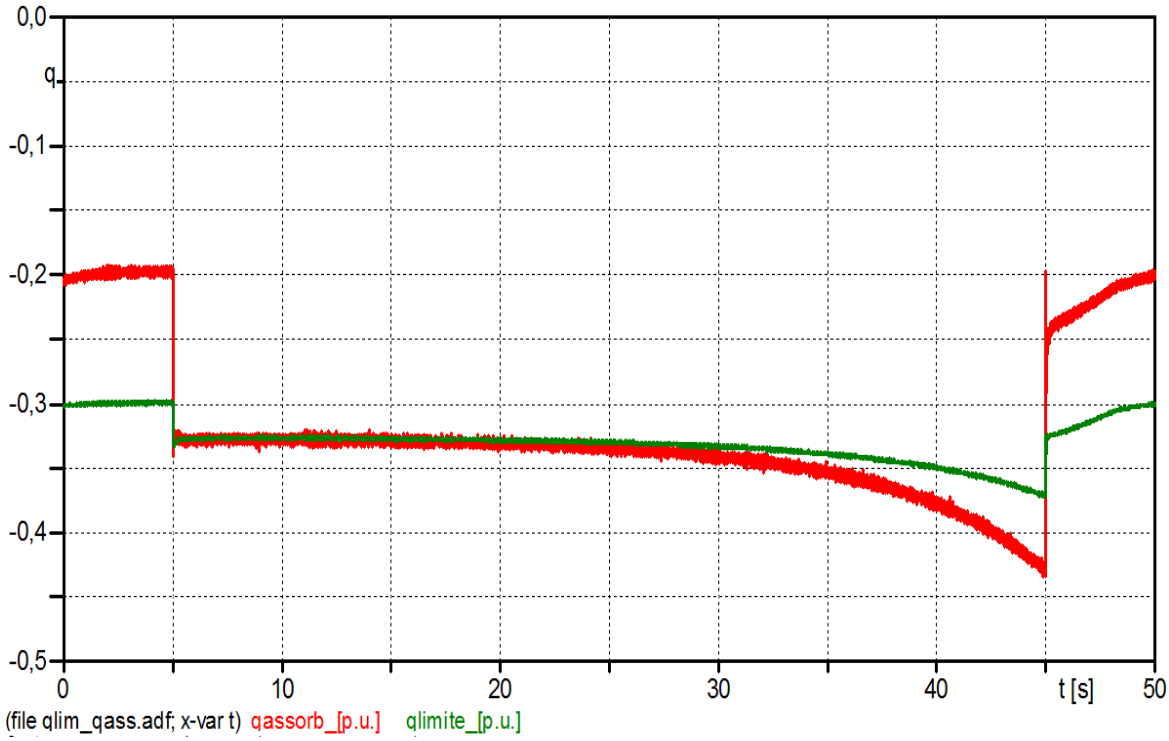


Figura 69 - Confronto tra qlimite e qassorbita per il gruppo 1

Il grafico mostra che fino a 5 secondi il limite di sottoeccitazione è superiore alla potenza assorbita dal generatore ed infatti il sistema funziona in maniera stabile nelle condizioni di riferimento. In t=5 secondi la riduzione di carico comporta un aumento della Q erogata dalla linea per cui i generatori assorbono istantaneamente una quantità maggiore di reattivo. La nuova condizione di lavoro determina un cambiamento anche del limite di sottoeccitazione che aumenta in quanto si riduce la potenza attiva erogata dal gruppo. Nei primi istanti sembra che la potenza assorbita dall'alternatore sia uguale al limite in sottoeccitazione mentre in realtà,

anche se di poco, è leggermente superiore per cui l'UEL riceve in ingresso un valore positivo.

I grafici confermano quindi che la condizione di carico 2 comporta il superamento, anche se di poco, del limite di sottoeccitazione per cui il regolatore che controlla tale limite genera un segnale positivo che incrementa la tensione di riferimento. Questo ha la conseguenza però di alzare la tensione su tutto il sistema per cui l'insieme linea aerea+carico, che visti dalla generazione hanno un comportamento capacitivo, erogano ancora più reattivo. Come risultato i generatori aumentano l'assorbimento di reattivo e quindi lo squilibrio che si aveva sull'ingresso dell'UEL non viene annullato ma anzi incrementato. Infatti si assiste, stavolta dinamicamente, a ciò che si era verificato nel capitolo 4 ovvero un ulteriore aumento della tensione a partire dalla condizione limite in sottoeccitazione non permette di trovare un nuovo punto di equilibrio. Questo lo si osserva chiaramente dalla figura precedente infatti durante la seconda fase in cui la tensione cresce progressivamente, l'aumento del reattivo da assorbire è molto più rapido dell'incremento che ha la Qmin.

Se si riporta infatti l'errore in ingresso all'UEL si visualizza un valore positivo che non rimane costante ma tende ad aumentare sempre più velocemente:

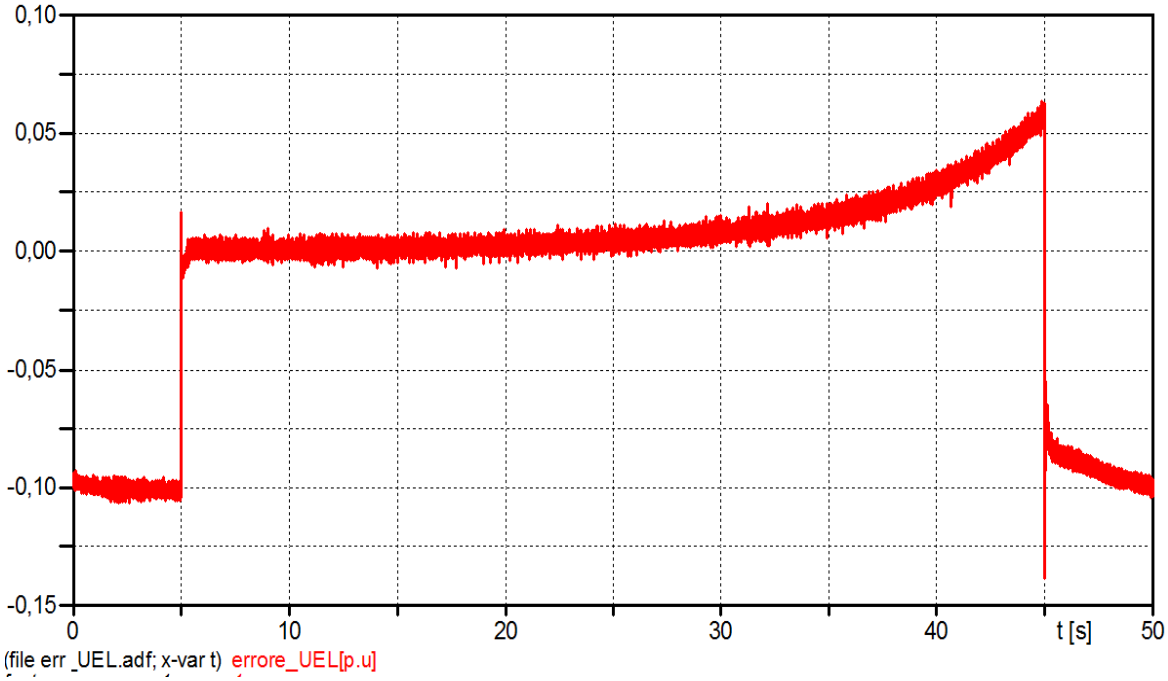


Figura 70 - Andamento dell'errore di reattivo in ingresso all'UEL

Si può affermare dunque che, quando si supera il limite di sottoeccitazione, il motivo per cui la tensione inizia ad aumentare lentamente senza fare collassare immediatamente il sistema è da associarsi al comportamento del regolatore che controlla il funzionamento in sottoeccitazione. Infatti, con una dinamica lenta di 8-10 secondi, integra l'errore ed aumenta il set point di tensione con un segnale che ha derivata sempre maggiore in quanto l'errore cresce nel tempo.

Tuttavia il riferimento di tensione di statore durante questa fase non viene alterato solamente dall'UEL ma, come si osserva dalla fig.67, anche dallo stesso RPRG. Infatti si ripresentano le stesse condizioni descritte per il regolatore di sottoeccitazione perché l'errore in ingresso al RPRG è dato

dalla differenza tra la q_lim. e la q_gen. Il motivo per cui la q_rif è uguale alla q_lim è infatti giustificato dal fatto che la q_liv che genera il RTS è al limite inferiore ovvero = -1 come mostrato di seguito:

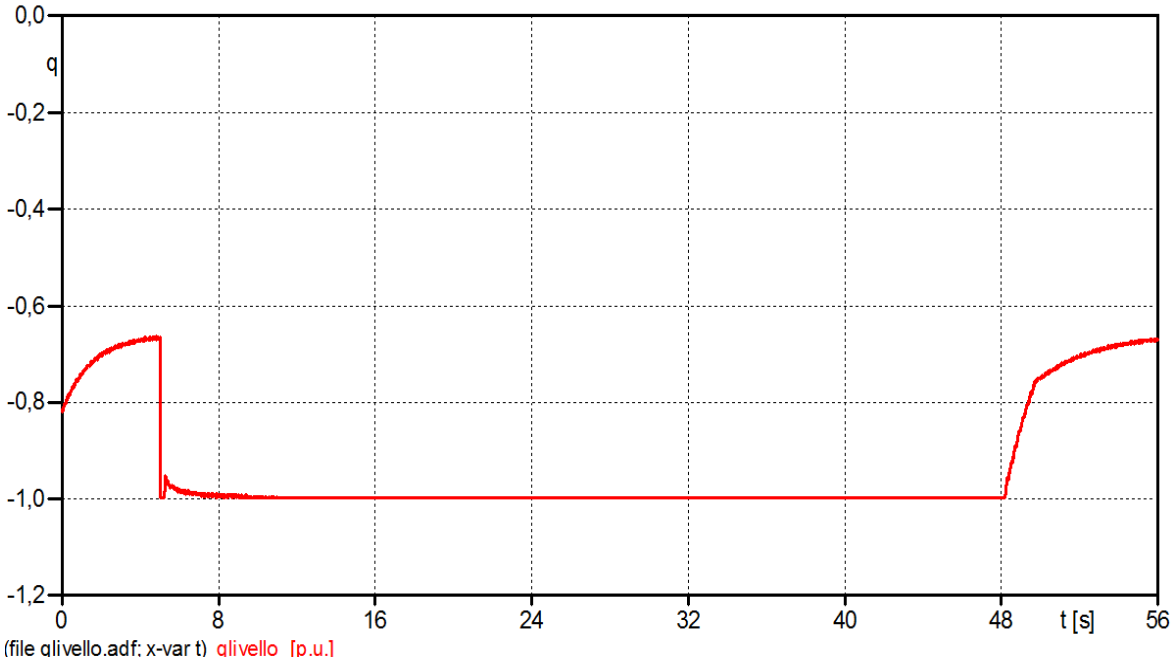


Figura 71 - Andamento della qlivello generata dal RTS

Infatti il RTS rilevando un aumento di tensione genera una q_livello uguale al minimo ovvero richiede ad ogni gruppo di assorbire il 100% di q rispetto alla propria curva di capability per cercare di annullare l'errore di tensione sulla sbarra.

Quindi il RPRG dall'istante t=5 secondi ha un segnale in ingresso uguale a quello dell'UEL per cui, essendo un regolatore PI, integra tale errore producendo anch'essi un segnale di riferimento che cresce nel tempo. Sono perciò entrambi i regolatori che contribuiscono ad aumentare il riferimento di tensione provocando di conseguenza un transitorio di tensione sulla sbarra come quello simulato.

È da evidenziare il fatto che il transitorio ha una durata che può essere di decine di secondi, anche se i regolatori interessati hanno tempi di risposta più rapidi, in quanto:

- La condizione di funzionamento 2 è tale per cui il superamento del limite in sottoeccitazione avviene in maniera limitata; l'errore iniziale in ingresso ai regolatori è piccolo per cui la tensione generata è molto contenuta nei primi istanti
- Durante l'aumento di tensione il limite di sottoeccitazione si incrementa per cui compensa in parte l'aumento della potenza assorbita. Questo permette di avere uno squilibrio di reattivo che cresce più lentamente rallentando il fenomeno di instabilità.
- Il carico è stato modellato con elementi RL per cui al crescere della tensione la potenza assorbita aumenta; questo ha dunque un effetto positivo nel garantire per più tempo l'equilibrio del sistema. Tale condizione simula perciò quello che nel capitolo 4 è stato identificato come il comportamento del sistema con variatori sotto carico bloccati.

  L'effetto dei VSC si può osservare simulando il sistema nel caso in cui con un trasformatore a rapporto variabile si mantiene costante la tensione sul nodo di carico 4:

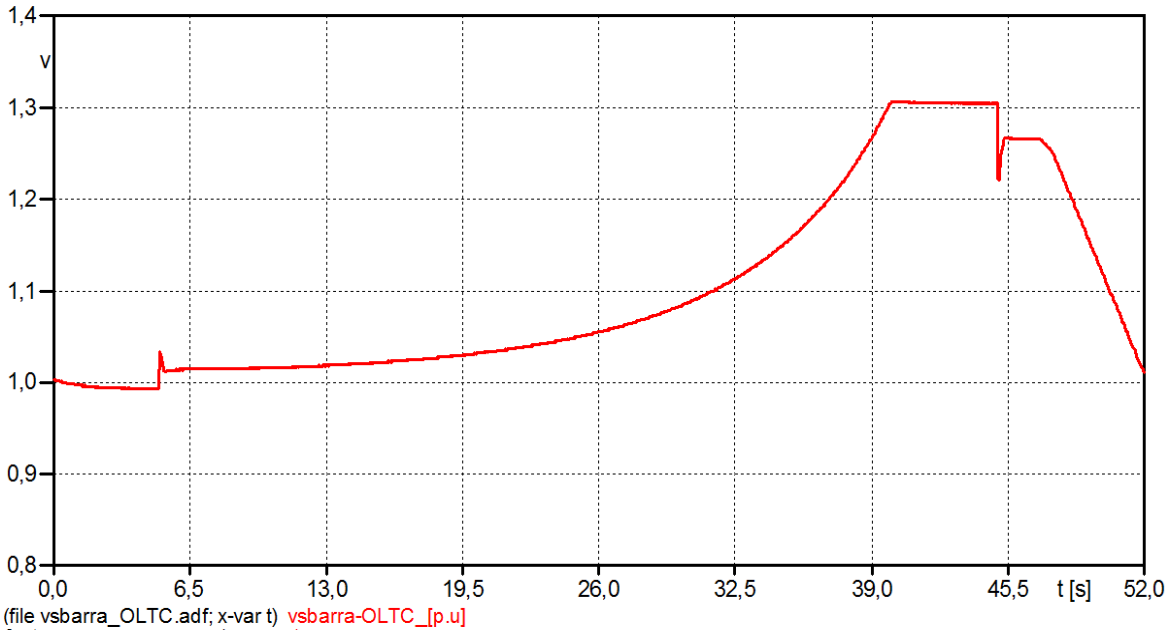


Figura 72 - Tensione di sbarra con VSC funzionante

Si osserva che nello stesso intervallo simulato la tensione raggiunge un'ampiezza maggiore fino a poco più di 1.3 p.u. che corrisponde al limite di tensione massima sul generatore che è fissato a 1.25 p.u..

Si riportano quindi in sequenza le fasi che descrivono il transitorio di tensione simulato:

- I gruppi funzionano vicini al limite di sottoeccitazione
- Il carico si riduce e provoca un ulteriore aumento della potenza reattiva erogata dalla linea, che funziona sotto la potenza caratteristica, oltre che un aumento di tensione alla sbarra

- Il RTS rilevando un aumento di tensione alla sbarra aumenta la q_livello cercando di fare assorbire ai gruppi il reattivo necessario per stabilizzare la tensione
- In ingresso all'UEL e del RPRG si ha una differenza positiva tra la q_limite e la q assorbita anche se di piccola entità
- I regolatori iniziano ad integrare questo errore positivo e con una costante di tempo di alcuni secondi generano un segnale positivo che aumenta la tensione di riferimento.
- In maniera praticamente istantanea i RAT attuano tale richiesta e si ottiene una tensione maggiore ai morsetti di macchina e sulla sbarra.
- Il carico visto dai generatori ha un comportamento equivalente capacitivo per cui si ha un aumento del reattivo erogato che viene assorbito dai generatori
- L'aumento di tensione comporta un aumento del limite di capability ma di entità minore rispetto a quanto avviene per la potenza da assorbire per cui i regolatori ricevono sempre un errore positivo che anzi è aumentato
- Il sistema è quindi instabile in quanto i regolatori generano un segnale che tende a fare degradare il sistema in condizioni peggiori con un reattivo da assorbire sempre più distante dal limite consentito; in questo scenario il sistema evolve con una tensione che aumenta progressivamente e che raggiunge il valore di 1.17 p.u. dopo 40 secondi
- La condizione di funzionamento stabile viene ristabilita solo a partire da t = 45 secondi quando con l'inizio della terza fase il carico aumenta e permette di avere un assorbimento di potenza reattiva inferiore rispetto ai limiti di macchina

Anche la fase di stabilizzazione della tensione ha una durata di alcuni secondi ed è determinata dal regolatore del limite in sottoeccitazione e dal RPRG. Infatti dal momento che inizia la configurazione 3, in ingresso ai regolatori si ha un valore negativo che tende perciò a fare diminuire lentamente il segnale generato. Questa fase, individuata nella figura sottostante in blu, ha una durata che dipende da quanto la potenza reattiva assorbita è inferiore al limite di sottoeccitazione perché ciò determina la pendenza della curva:

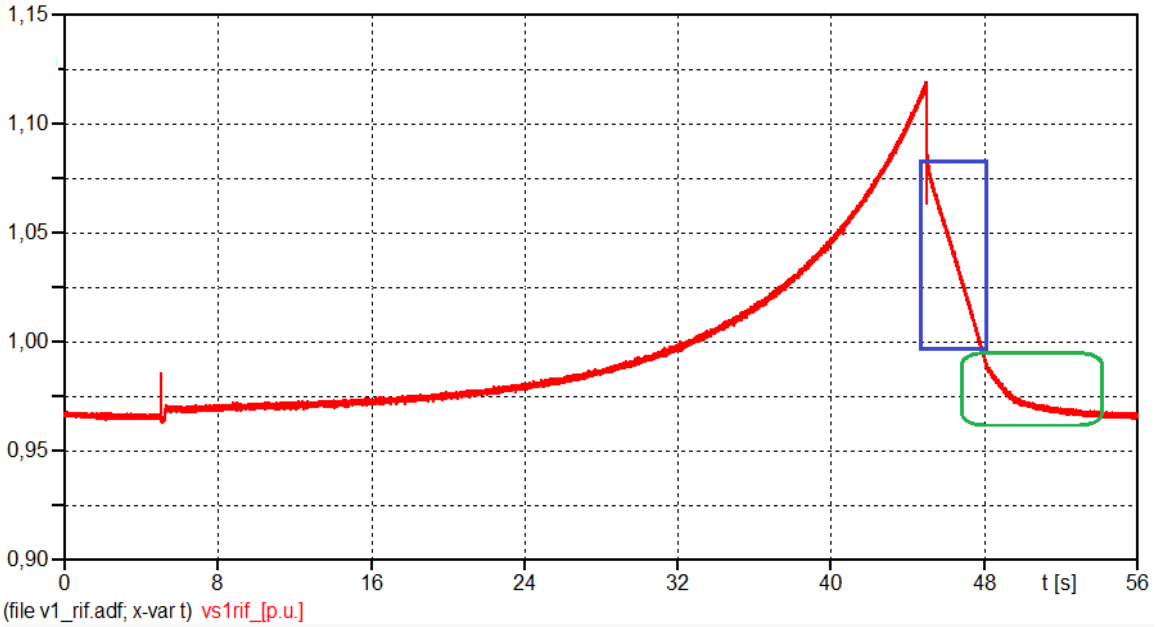


Figura 73 - Particolari del transitorio di stabilizzazione della tensione

Infine quando il contributo del limite di sottoeccitazione è nullo, nella fase evidenziata in verde, allora è solo il RPRG che varia il riferimento di tensione di statore per fare erogare al gruppo il reattivo richiesto dal RTS.

Il sistema si riporta quindi in condizioni nominali con i generatori che assorbono la stessa quantità di reattivo in p.u. rispetto alla propria capability.

5.3 Osservazioni

Dalle simulazioni precedenti si è notato che l'UEL ha un effetto destabilizzante sul sistema in quanto, se si raggiunge il limite di sottoeccitazione, introduce un aumento della tensione di riferimento anche se ciò avviene con una dinamica lenta e non in maniera istantanea.

Tuttavia il motivo per cui nei RAT è presente questo regolatore è legato alla necessità di evitare che le macchine funzionino oltre i propri limiti arrecando danni alle testate; per spiegare il suo effetto ci si riferisce ad un caso più generale che esula da quello studiato. Si suppone di avere un sistema elettrico con più centrali in giri, collegate a nodi diversi, e di essere in presenza di reti scariche per cui i gruppi stanno funzionando in sottoeccitazione. Se i gruppi di una centrale raggiungono il limite di sottoeccitazione allora interviene il corrispondente regolatore che inizia ad incrementare la tensione di riferimento. La tensione alla sbarra di centrale perciò aumenta e questo provoca sulla rete una nuova condizione di equilibrio in termini di potenza reattiva; in particolare i generatori considerati sono interessati da una riduzione della potenza assorbita che si accollano invece altri gruppi collegati alla rete. Il regolatore UEL perciò incrementa la tensione di riferimento fino a quando, grazie al fatto che si riduce progressivamente il reattivo assorbito, si annulla completamente l'errore. In questo modo il sistema ha trovato una condizione di equilibrio diversa, con una tensione di sbarra leggermente superiore, con i gruppi che lavorano esattamente sul proprio limite di sottoeccitazione. La situazione considerata è ciò che avviene nel caso in cui siano presenti sulla rete più generatori con un margine di reattivo sufficiente a coprire l'intera richiesta. È evidente infatti che se ho più centrali ma la capacità di tutti i gruppi è inferiore a quella totale richiesta per riuscire a bilanciare il reattivo di tutta

la rete allora il sistema è comunque instabile. Infatti in questo caso quando i gruppi di una centrale superano il limite di sottoeccitazione, se la potenza eccedente da assorbire è superiore al margine che hanno gli altri gruppi i giri allora è evidente che tutti i gruppi raggiungono il limite di sottoeccitazione. In queste condizioni si è dimostrato, con il caso studio che ne è un esempio, che la tensione sulla rete non è più controllabile ma si assiste ad un aumento progressivo della tensione.

È da notare inoltre che anche nel caso in cui la potenza reattiva disponibile sia tale da riuscire a bilanciare il sistema comunque la nuova condizione di equilibrio si ottiene per valori di tensione maggiori in quanto i regolatori tentano di limitare l'assorbimento dei gruppi aumentando la tensione di macchina. Questo è ovviamente pericoloso in quanto aumentare le tensioni riduce il margine tra il limite di sottoeccitazione e la Q da assorbire in quei gruppi che ancora non hanno raggiunto il massimo assorbimento.

I tempi di durata totale dei transitori dipendono soprattutto dagli squilibri di reattivo rispetto alle condizioni limite; più sono di piccola entità e maggiori sono i tempi e viceversa. Nelle simulazioni si è rilevato una tensione che in 40 secondi partendo dal valore nominale ha raggiunto circa 1.2 p.u. Nei sistemi reali si possono avere anche transitori con durate che superano il minuto in quanto, prima di arrivare ad una condizione di instabilità assoluta, il sistema evolve lentamente con le centrali che raggiungono una alla volta il limite di sottoeccitazione.

I grafici delle simulazioni sono stati riferiti solo al gruppo 1 in quanto gli andamenti registrati per il gruppo 2 sono praticamente identici. Infatti ciò che definisce il comportamento dei gruppi durante il transitorio è determinato dai regolatori di tensione che sono uguali per i due gruppi.

Conclusioni

In aree dove coesiste una quota rilevante di produzione da generazione distribuita ed i consumi sono ridotti si presentano situazioni in cui le linee di trasmissione lavorano molto al di sotto della propria potenza caratteristica. Inoltre il numero ridotto di gruppi tradizionali dispacciati porta i generatori in servizio a funzionare in sottoeccitazione vicino al valore di massimo assorbimento. È in scenari di questo tipo che si possono verificare, a seguito di perdite repentine di carico, dei transitori di tensione sulla rete A.T. con una dinamica di alcuni minuti non riconducibili ad una normale sovratensione.

Attraverso le analisi e simulazioni effettuate sono stati quantificati gli effetti che i vari sistemi di regolazione hanno sull'evoluzione complessiva del transitorio. In sostanza quando tutti i generatori superano il limite di sottoeccitazione il sistema è in una condizione di instabilità. La dinamica lenta con cui il sistema evolve è determinata dai regolatori stessi che tendono ad aumentare la tensione di statore con l'obiettivo di riuscire a riportare i gruppi controllati sotto il limite di sottoeccitazione. Se però tutta la potenza reattiva disponibile dei gruppi in giri non è sufficiente allora il fenomeno non è più controllabile e la tensione aumenta fino a che non si interviene con altri mezzi o si ha un incremento del carico.

La possibilità di interrompere l'ascesa della tensione è determinata da un aumento della capacità di assorbimento di reattivo attraverso l'inserzione di reattori se disponibili o con la messa in parallelo di compensatori sincroni o altri gruppi. La rapidità con cui si introducono queste azioni correttive è fondamentale perché più velocemente vengono attivate e minore è la quantità di reattivo da assorbire in quanto la tensione non ha ancora

raggiunto valori elevati. Con questo intento, visto che le operazioni correttive necessitano dell'intervento dell'operatore e richiedono dai 5 a 15 minuti, è utile rallentare il transitorio che si è innescato bloccando i variatori sotto carico dei trasformatori A.T./M.T.

Infine nei prossimi anni, così come già stabilito da prescrizioni Terna e normative CEI, un contributo rilevante alla regolazione di tensione dovrà essere fornita obbligatoriamente anche dagli impianti da FRNP andando a sostituire i generatori tradizionali nel garantire il margine di reattivo necessario.

Appendice 1: Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore trifase a due avvolgimenti in valori relativi

Il circuito monofase equivalente di sequenza diretta di un trasformatore trifase, con connessione Yy o Dd, è praticamente identico a quello di un trasformatore monofase a due avvolgimenti. Il modello circuitale di partenza che si utilizza è quello derivante da un trasformatore monofase in cui i parametri di macchina sono riportati tutti al primario secondo una configurazione detta a "T":

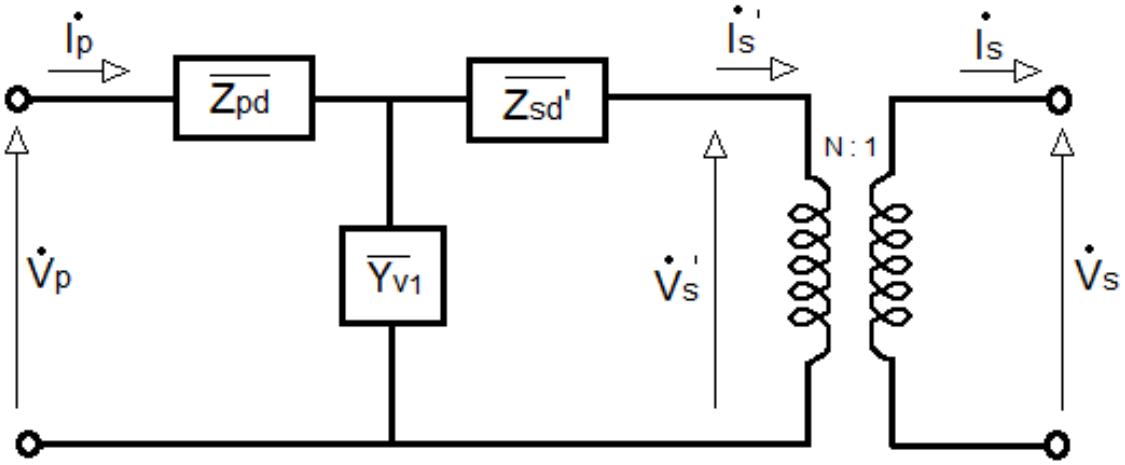


Figura 74 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta in un trasformatore trifase a "T"

Come si può intuire dalla figura precedente le lettere "p" si riferiscono alle grandezze del primario e le "s" a quelle del secondario; i parametri del secondario riportati al primario sono indicati con un apice.

Il trasformatore ha un rapporto di trasformazione N definito come il rapporto spire tra lato primario e secondario e che quindi coincide con il rapporto tra le tensioni dei rispettivi lati di macchina:

$$N = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{n1}}{V_{n2}} = \frac{I_{n2}}{I_{n1}} \qquad 92$$

dove N_1 e N_2 rappresentano rispettivamente i numeri di spire di una fase dell'avvolgimento primario e secondario

Nella ipotesi realistica in cui la caduta di tensione $\bar{Z}_{pd} \cdot \dot{I}_p$ sia trascurabile rispetto alla tensione $\dot{V}_p$ allora in pratica la ammettenza si può pensare di spostarla a monte della $\bar{Z}_{pd}$; la conseguenza è che le due impedenze sono praticamente in serie e quindi si passa ad un circuito equivalente più semplificato detto a "Γ":

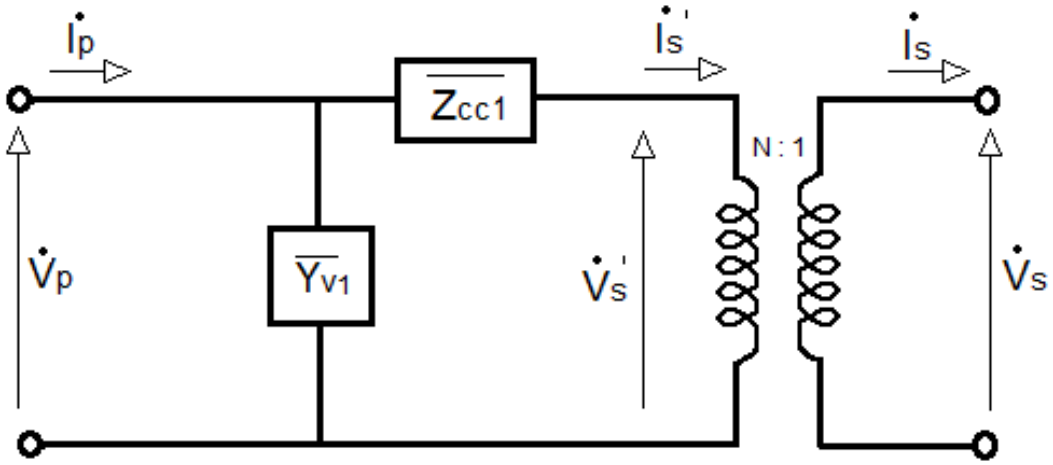


Figura 75 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore a "Γ"

Il trasformatore si può perciò pensare essere costituito da due doppi bipoli collegati in cascata le cui equazioni descrittive sono le seguenti:

$$\begin{cases} \dot{V}_p = \bar{Z}_{cc1} \cdot \dot{I}_s{}' + \dot{V}_s{}' \\ \dot{I}_p = \bar{Y}_{v1} \cdot \dot{V}_p + \dot{I}_s{}' \end{cases} \quad + \quad \begin{cases} \dot{V}_s{}' = N \cdot \dot{V}_s \\ \dot{I}_s{}' = \frac{1}{N} \cdot \dot{I}_s \end{cases} \qquad 93$$

La $\bar{Z}_{cc1}$, detta impedenza di corto circuito, è calcolata come:

$$\bar{Z}_{cc1} = \bar{Z}_{pd} + \bar{Z}_{sd}{}' = \bar{Z}_{pd} + N^2 \cdot \bar{Z}_{sd} \quad 94$$

mentre la $\bar{Y}_{v1}$ è la ammettenza a vuoto.

La impedenza $\bar{Z}_{cc1}$ è a sua volta scomponibile nelle due parti reale e immaginaria in questo modo:

$$\bar{Z}_{cc1} = R_{cc1} + jX_{cc1} \quad 95$$

con

$$R_{cc1} = R_p + R_s{}' = R_p + N^2 \cdot R_s \quad 96$$

$$X_{cc1} = X_p + X_s{}' = X_p + N^2 \cdot X_s \quad 97$$

Lo stesso procedimento è possibile farlo anche per la ammettenza a vuoto ottenendo:

$$\bar{Y}_{v1} = G_v - jB_v \quad 98$$

con:

G_v = conduttanza a vuoto

B_v = suscettanza induttiva

Il primo doppio bipolo è sede di perdite di potenza e di cadute di tensione a causa della corrente che attraversa la impedenza longitudinale. Le perdite di potenza attiva si hanno, sotto forma di effetto Joule, a causa della resistenza degli avvolgimenti di fase mentre una piccola parte è dovuta alle perdite nel ferro del nucleo magnetico di cui si tiene conto con la conduttanza a vuoto G_v ; queste ultime sono dette spesso perdite a vuoto

perché presenti anche con il circuito secondario aperto. Per quanto riguarda invece la potenza reattiva, il trasformatore ne assorbe a carico una quota dovuta alla reattanza longitudinale X_{cc} e una parte che invece è sempre presente legata alla parte immaginaria della corrente I_v ovvero alla corrente magnetizzante; questa è rappresentata nel circuito con la suscettanza induttiva B_v.

Il secondo doppio bipolo invece rappresenta un trasformatore ideale con rapporto di trasformazione N e che quindi per definizione è privo di perdite di potenza : $\dot{V}_s' \cdot \dot{I}_s'^{*} = \dot{V}_s \cdot \dot{I}_s^{*}$. 100

I due parametri $\bar{Z}_{cc}$ e $\bar{Y}_{v1}$ si possono ricavare dalle prove di collaudo ovvero la $\bar{Z}_{cc}$ dalla prova in cortocircuito e la $\bar{Y}_{v1}$ dalla prova a vuoto; i risultati delle due prove sono le perdite nel rame P_{cu}, la tensione di cortocircuito V_{cc} , le perdite nel ferro P_{fe} e la corrente a vuoto I_v tutti espressi come quantità percentuali per renderli indipendenti dall'avvolgimento considerato.

Se si indica con V_{n1} e V_{n2} le tensioni concatenate nominali del primario e del secondario, e I_{n1} e I_{n2} le rispettive correnti nominali, allora la potenza apparente nominale del trasformatore trifase è : $A_n = \sqrt{3} \cdot V_{n1} \cdot I_{n1} = \sqrt{3} \cdot V_{n2} \cdot I_{n2}$ 101

È possibile quindi, note le procedure di esecuzione dei test di collaudo, scrivere i seguenti legami tra i risultati delle due prove e i parametri del modello:

$$P_{cu}\% = 100 \cdot \frac{3R_{cc1}{I_{n1}}^2}{A_n} = 100 \cdot R_{cc1} \cdot \frac{A_n}{{V_{n1}}^2} \quad 102$$

$$V_{cc}\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{3}Z_{cc1}I_{n1}}{V_{n1}} = 100 \cdot Z_{cc1} \cdot \frac{A_n}{{V_{n1}}^2} \quad 103$$

$$P_{fe}\% = 100 \cdot 3G_v \cdot \left(\frac{V_{n1}}{\sqrt{3}}\right)^2 \cdot \frac{1}{A_n} = 100 \cdot G_v \cdot \frac{{V_{n1}}^2}{A_n} \quad 104$$

$$I_v\% = 100 \cdot Y_{v1} \cdot \frac{V_{n1}}{\sqrt{3}\, I_{n1}} = 100 \cdot Y_{v1} \cdot \frac{{V_{n1}}^2}{A_n} \quad 105$$

Ricavate quindi le 4 grandezze dalle prove di collaudo, facendo la formula inversa, è possibile calcolarsi le incognite del modello (calcolate in valore assoluto in Ohm o Siemens):

$$R_{cc1} = \frac{P_{cu}\%}{100} \cdot \frac{{V_{n1}}^2}{A_n} \quad 106$$

$$Z_{cc1} = \frac{V_{cc}\%}{100} \cdot \frac{{V_{n1}}^2}{A_n} \quad 107$$

$$G_v = \frac{P_{fe}\%}{100} \cdot \frac{A_n}{{V_{n1}}^2} \quad 108$$

$$Y_{v1} = \frac{I_{v\%}}{100} \cdot \frac{A_n}{{V_{n1}}^2} \quad 109$$

A questo punto, usando i legami già definiti, si può ottenere le ultime due incognite del circuito equivalente:

$$X_{cc1} = \sqrt{{Z_{cc1}}^2 - {R_{cc1}}^2} \quad 110$$

$$B_v = \sqrt{{Y_{v1}}^2 - {G_v}^2} \quad 111$$

Il circuito equivalente di figura 75 si riferisce ai parametri di macchina in valori assoluti ma per le analisi dei sistemi di potenza, che lavorano con più livelli di tensione, è più semplice avere i diversi componenti rappresentati in valori relativi.

Per la deduzione del circuito equivalente in valori relativi, anche detto in p.u., si deve decidere la potenza e le tensioni di riferimento. Spesso per semplificare il problema viene scelta come potenza base quella nominale apparente del trasformatore e come tensioni le nominali:

$P_b = A_n$

$$V_{bp} = V_{n1} \quad \rightarrow \quad I_{bp} = I_{n1} = \frac{A_n}{\sqrt{3}V_{n1}} \tag{112}$$

$$V_{bs} = V_{n2} \quad \rightarrow \quad I_{bs} = I_{n2} = \frac{A_n}{\sqrt{3}V_{n2}} \tag{113}$$

In questo modo il rapporto tra le tensioni di base, e le correnti di base, per i due lati di macchina coincide esattamente con il rapporto spire nominale N:

$$N = \frac{V_{bp}}{V_{bs}} = \frac{I_{bs}}{I_{bp}} = \frac{N_1}{N_2} \tag{114}$$

Prima di calcolare le equazioni in p.u. del trasformatore, mettendo insieme le equazioni dei due doppi bipoli si ottiene:

$$\begin{cases} \dot{V}_p = \bar{Z}_{cc1} \cdot \frac{1}{N} \cdot \dot{I}_s + N \cdot \dot{V}_s \\ \dot{I}_p = \bar{Y}_{v1} \cdot \dot{V}_p + \frac{1}{N} \cdot \dot{I}_s \end{cases} \tag{115}$$

A questo punto è possibile calcolare le espressioni in p.u. del trasformatore dividendo le tensioni e le correnti per le rispettive grandezze di base:

$$\frac{\dot{V}_p}{V_{n1}} = \bar{Z}_{cc1} \cdot \frac{1}{N} \cdot \frac{I_{n2}}{V_{n1}} \cdot \frac{\dot{I}_s}{I_{n2}} + N \cdot \frac{\dot{V}_s}{V_{n2}} \cdot \frac{V_{n2}}{V_{n1}} \quad 116$$

$$\frac{\dot{I}_p}{I_{n1}} = \bar{Y}_{v1} \cdot \frac{\dot{V}_p}{V_{n1}} \cdot \frac{V_{n1}}{I_{n1}} + \frac{1}{N} \cdot \frac{\dot{I}_s}{I_{n2}} \cdot \frac{I_{n2}}{I_{n1}} \quad 117$$

Sostituendo ad N il rapporto tra le rispettive grandezze nominali, e indicando con le lettere minuscole le variabili in p.u., si ottiene:

$$\dot{v}_p = \bar{Z}_{cc1} \cdot \frac{I_{n1}}{\cancel{I_{n2}}} \cdot \frac{\cancel{I_{n2}}}{V_{n1}} \cdot i_s + \frac{\cancel{V_{n1}}}{\cancel{V_{n2}}} \cdot \frac{\cancel{V_{n2}}}{\cancel{V_{n1}}} \cdot \dot{v}_s \quad 118$$

$$i_p = \bar{Y}_{v1} \cdot \frac{V_{n1}}{I_{n1}} \cdot \dot{v}_p + \frac{\cancel{I_{n1}}}{\cancel{I_{n2}}} \cdot \frac{\cancel{I_{n2}}}{\cancel{I_{n1}}} \cdot i_s \quad 119$$

$$\dot{v}_p = \bar{Z}_{cc1} \cdot \frac{I_{n1}}{V_{n1}} \cdot i_s + \dot{v}_s \quad 120$$

$$i_p = \bar{Y}_{v1} \cdot \frac{V_{n1}}{I_{n1}} \cdot \dot{v}_p + i_s \quad 121$$

In realtà si può osservare che:

$$\frac{I_{n1}}{V_{n1}} = \frac{1}{Z_{n1}} \quad \text{e} \quad \frac{V_{n1}}{I_{n1}} = \frac{1}{Y_{n1}} \quad \text{per cui:} \quad 122$$

$$\bar{Z}_{cc1} \cdot \frac{I_{n1}}{V_{n1}} = \frac{\bar{Z}_{cc1}}{Z_{n1}} = \bar{z}_{cc} = \bar{z} \quad 123$$

$$\bar{Y}_{v1} \cdot \frac{V_{n1}}{I_{n1}} = \frac{\bar{Y}_{v1}}{Y_{n1}} = \bar{y}_v = \bar{y} \quad 124$$

Per maggiori chiarimenti riguardo alla definizione delle impedenze e ammettenze di macchina in valori relativi si può consultare l'appendice 2.

Quindi le equazioni che descrivono il comportamento del circuito monofase equivalente di sequenza diretta del trasformatore in p.u. sono:

$$\begin{cases} \dot{v}_p = \bar{z} \cdot i_s + \dot{v}_s \\ i_p = \bar{y} \cdot \dot{v}_p + i_s \end{cases} \qquad 125$$

A queste due equazioni di equilibrio elettrico corrisponde il seguente circuito:

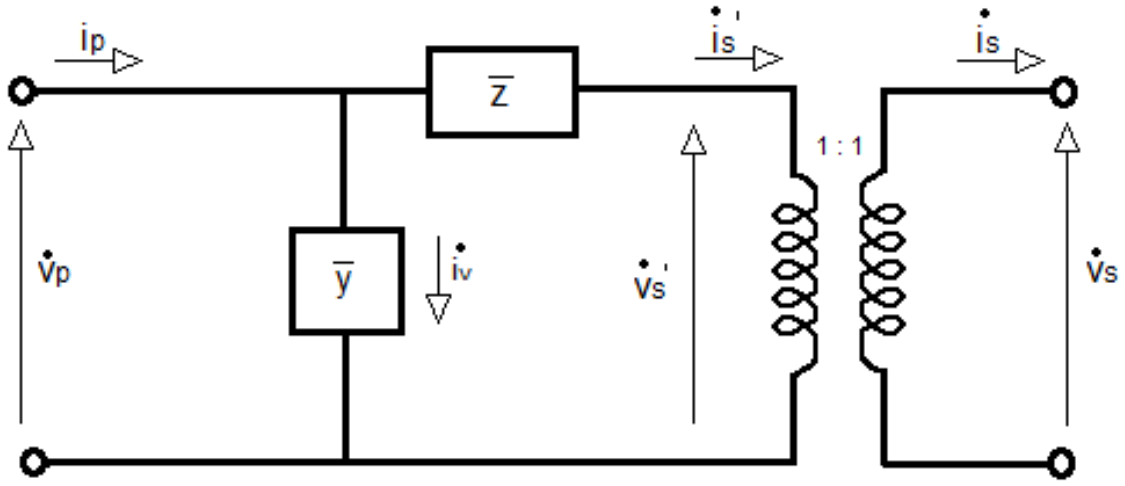


Figura 76 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore trifase in valori relativi

Anche in questo caso è possibile ricavare facilmente i valori dei parametri del circuito equivalente in p.u. passando dalle prove di collaudo.

Partendo dalle equazioni 106-109, per ottenere i corrispondenti valori in p.u. si deve dividere per la Z o Y di base per quel lato. Nel caso in analisi significa dividere quindi i valori assoluti per la impedenza o ammettenza del lato primario che valgono rispettivamente $\frac{{V_{n1}}^2}{A_n}$ e $\frac{A_n}{{V_{n1}}^2}$.

Facendo così si ottiene:

$$r_{cc} = r = \frac{P_{cu}\%}{100} \qquad 126$$

$$z_{cc} = z = \frac{V_{cc}\%}{100} \qquad 127$$

$$g_v = g = \frac{P_{fe}\%}{100} \qquad 128$$

$$y_v = y = \frac{I_v\%}{100} \qquad 129$$

e ovviamente vale sempre che :

$$x_{cc} = x = \sqrt{z^2 - r^2} \qquad 130$$

$$b_v = b = \sqrt{y^2 - g^2} \qquad 131$$

Nella realtà il ramo trasversale spesso può essere trascurato in quanto la ammettenza ha un valore molto limitato per cui la corrente I_v che vi circola è molto piccola rispetto alla corrente di carico del ramo longitudinale ovvero $i_p \cong i_s$; nella pratica infatti i parametri definiti nelle equazioni precedenti assumono mediamente i seguenti valori numerici in p.u.:

r = 0.002÷0.005; z = 0.07÷0.15; g = 0.001÷0.002; y = 0.005÷0.025;

Si deduce quindi che, specialmente per macchine di grossa taglia, è lecito rappresentare un trasformatore alla sequenza diretta mediante la sola

reattanza di cortocircuito in p.u. che può essere calcolata perciò con buona approssimazione come $x \cong z = \frac{V_{cc\%}}{100} = v_{cc\,pu}$:

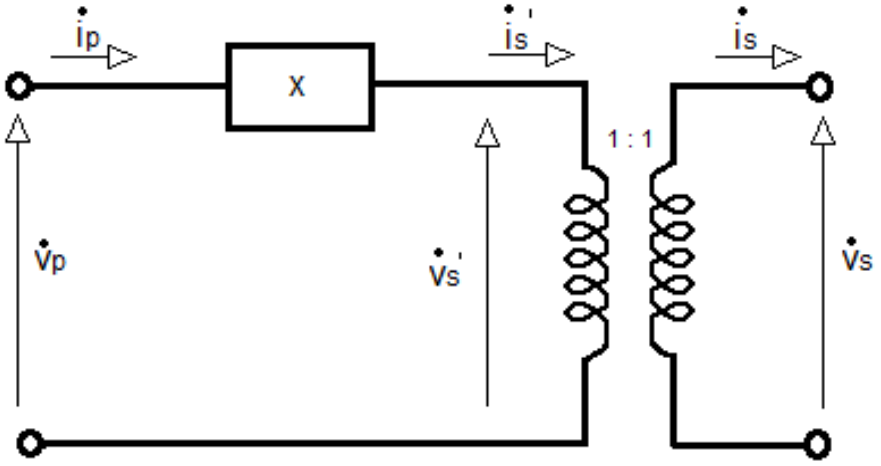


Figura 77 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore trifase in p.u. trascurando ramo trasversale

Come si osserva dalla figura precedente il trasformatore ideale ha un rapporto di trasformazione unitario per cui può essere anche omesso ottenendo perciò la forma più semplificata possibile del modello:

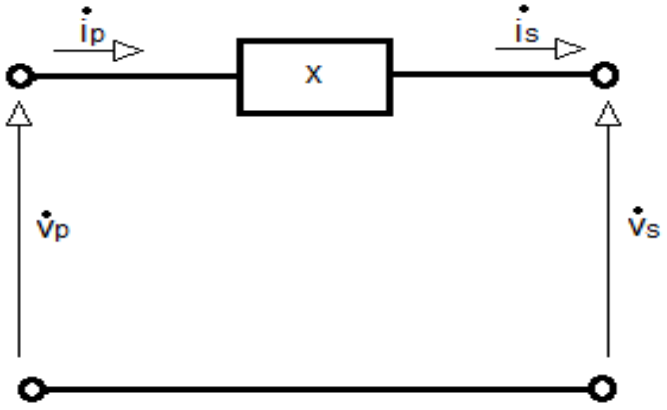
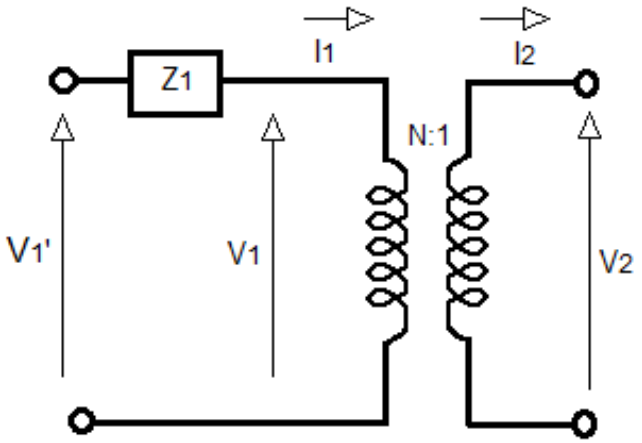


Figura 78 - Circuito monofase equivalente alla sequenza diretta di un trasformatore con la sola reattanza longitudinale in p.u.

Appendice 2: Applicazione dei valori relativi al trasformatore ideale

In questa appendice si vuole dimostrare che dato un trasformatore ideale, se si sceglie come potenza base quella del trasformatore e come tensioni di riferimento due valori che stanno nello stesso rapporto di quello di trasformazione nominale, allora il trasformatore diventa trasparente; questo significa che lascia inalterati i valori in p.u. su i due lati di corrente, tensione e impedenze (o ammettenze).

Supponiamo che la situazione di partenza sia la seguente:



con $N = \frac{V_{n1}}{V_{n2}}$

A_n = P. nominale

Figura 79 – Trasformatore ideale con rapporto trasformazione N

I legami noti del trasformatore, in valori assoluti, sono i seguenti:

$V_1 = N \cdot V_2$ 132

$I_1 = \frac{1}{N} \cdot I_2$ 133

$Z_1 = N^2 \cdot Z_2$ dove con Z_1 si intende l'impedenza riportata al primario 134

Scegliendo $P_b = A_n$, $V_{1b} = V_{n1}$ e $V_{2b} = V_{n2}$ allora è possibile dimostrare facilmente che i valori in p.u. sono legati in questo modo:

$$v_1 = N \cdot \frac{V_{n2}}{V_{n1}} \cdot v_2 = \frac{\cancel{V_{n1}}}{\cancel{V_{n2}}} \cdot \frac{\cancel{V_{n2}}}{\cancel{V_{n1}}} \cdot v_2 \qquad 135$$

$$i_1 = \frac{1}{N} \cdot \frac{I_{n2}}{I_{n1}} \cdot i_2 = \frac{\cancel{I_{n1}}}{\cancel{I_{n2}}} \cdot \frac{\cancel{I_{n2}}}{\cancel{I_{n1}}} \cdot i_2 \qquad 136$$

$$z_1 = N^2 \cdot \frac{Z_{2b}}{Z_{1b}} \cdot z_2 = \left(\frac{V_{n1}}{V_{n2}}\right)^2 \cdot \frac{\frac{{V_{n2}}^2}{\cancel{A_n}}}{\frac{{V_{n1}}^2}{\cancel{A_n}}} \cdot z_2 = \left(\frac{\cancel{V_{n1}}}{\cancel{V_{n2}}}\right)^2 \cdot \left(\frac{\cancel{V_{n2}}}{\cancel{V_{n1}}}\right)^2 \cdot z_2 \qquad 137$$

ovvero $v_1 = v_2$; $i_1 = i_2$; $z_1 = z_2$; 138

Si è trovato perciò che in valori relativi il trasformatore ideale diventa trasparente per cui graficamente ottengo:

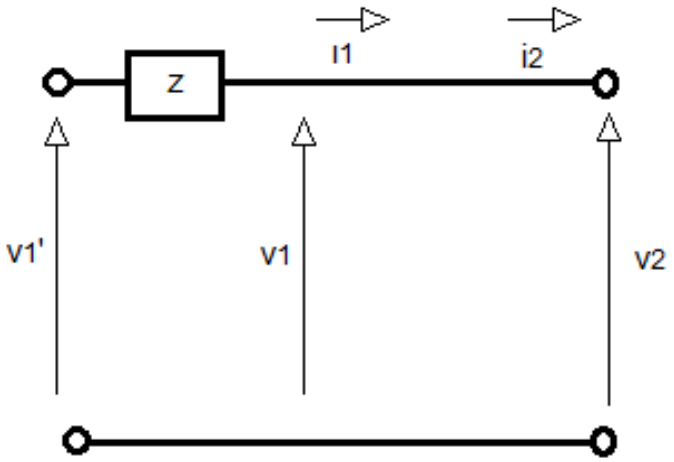


Figura 80 – Applicazione dei valori relativi ad un trasformatore ideale

Quindi nel sistema in valori relativi (con i vincoli sulla scelta delle grandezze base), essendo il trasformatore "trasparente", allora anche l'impedenza riportata al primario o al secondario assume esattamente lo stesso valore. Infatti con un rapporto di trasformazione 1:1 riferire l'impedenza ad una lato piuttosto che all'altro è invariante.

Questo è il motivo per cui quando viene fatto il calcolo del valore in p.u. della reattanza longitudinale e della ammettenza trasversale il pedice relativo al lato di riferimento viene tolto e da quel momento è semplicemente una grandezza in p.u.. Quindi in sostanza possiamo dire che in valori assoluti :

$$Z_{cc1} \neq Z_{cc2} \text{ ma } Z_{cc1} = N^2 \cdot Z_{cc2} \qquad \text{mentre in p.u.:} \tag{139}$$

$$z_1 = z_2 = z \tag{140}$$

La dimostrazione è stata fatta per il trasformatore monofase ma si può facilmente intuire che è valida anche per il circuito monofase equivalente di sequenza diretta di un trasformatore trifase a due avvolgimenti.

Appendice 3: Calcolo dei parametri in p.u. del modello di un trasformatore a rapporto variabile con VSC al primario

Si consideri un trasformatore trifase a rapporto variabile con i seguenti dati di targa:

A_n = 50 MVA; V_{cc}% = 8%; I_v% = 1,5%;

V_{1n} = 130 kV ± 10%; V_{2n} = 20 kV;

I_{1n} = 222 A ± 10%; I_{2n} = 1443,4 A

$$N = \frac{V_{1n}}{V_{2n}} = \frac{I_{2n}}{I_{1n}} = 6{,}5$$

Le grandezze base scelte sono le seguenti:

$A_b = A_n$; $V_{1b} = V_{1n}$ = 130kV; $V_{2b} = V_{2n}$ = 20kV;

$I_{1b} = I_{1n}$ = 222A; $I_{2b} = I_{2n}$ = 1443,4A;

Quindi le variabili base scelte corrispondono ai valori nominali di macchina per i due lati; le grandezze di riferimento perciò non variano ma restano le stesse qualunque sia il rapporto di trasformazione effettivo. Questo significa che, indipendentemente dalla variazione del rapporto spire, le impedenze base assumono sempre lo stesso valore:

$$Z_{1b} = \frac{V_{1n}}{\sqrt{3}\cdot I_{1n}} = \frac{{V_{1n}}^2}{A_n} = 338\ \Omega; \qquad Y_{1b} = \frac{1}{Z_{1b}} = 0{,}00296\ S; \qquad 141$$

$$Z_{2b} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3}\cdot I_{2n}} = \frac{{V_{2n}}^2}{A_n} = 8\ \Omega; \qquad Y_{2b} = \frac{1}{Z_{2b}} = 0{,}125\ S; \qquad 142$$

Per prima cosa, a scopo didattico, si verifica che nel caso di funzionamento in condizioni nominali le impedenze di corto circuito (e le ammettenze a vuoto) in valori relativi assumono lo stesso valore al primario ed al secondario:

$$V_{1cc} = \frac{V_{cc}\% \cdot V_{1n}}{100} = \frac{8 \cdot 130000}{100} = 10400\ V \quad (143)$$

$$V_{2cc} = \frac{V_{cc}\% \cdot V_{2n}}{100} = \frac{8 \cdot 20000}{100} = 1600\ V \quad (144)$$

$$Z_{1cc} = \frac{V_{1cc}}{\sqrt{3} \cdot I_{1n}} = \frac{10400}{\sqrt{3} \cdot 222} = 27{,}05\ \Omega \quad (145)$$

$$Z_{2cc} = \frac{V_{2cc}}{\sqrt{3} \cdot I_{2n}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 1443{,}4} = 0{,}64\Omega \quad (146)$$

$$z_{1cc} = \frac{Z_{1cc}}{Z_{1b}} = \frac{27{,}05}{338} = 0{,}08\ \text{p. u.} \quad (147)$$

$$z_{2cc} = \frac{Z_{2cc}}{Z_{2b}} = \frac{0{,}64}{8} = 0{,}08\ \text{p. u.} \quad (148)$$

Mentre per quanto riguarda la ammettenza a vuoto:

$$I_{v1} = \frac{I_v\% \cdot I_{1n}}{100} = \frac{1{,}5 \cdot 222}{100} = 3{,}33\ A \quad (149)$$

$$I_{v2} = \frac{I_v\% \cdot I_{2n}}{100} = \frac{1{,}5 \cdot 1443{,}4}{100} = 21{,}65\ A \quad (150)$$

$$Y_{v1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{v1}}{V_{1n}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3{,}33}{130000} = 0{,}000044\ S \quad (151)$$

$$Y_{v2} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{v2}}{V_{2n}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 21{,}65}{20000} = 0{,}00187\ S \quad (152)$$

$$y_{v1} = \frac{Y_{v1}}{Y_{1b}} = \frac{0{,}000044}{0{,}00296} = 0{,}015\ \text{p. u.} \quad (153)$$

$$y_{v2} = \frac{Y_{v2}}{Y_{2b}} = \frac{0{,}00187}{0{,}125} = 0{,}015\ \text{p. u.} \quad (154)$$

Si è dimostrato dunque, anche con un esempio numerico, che in condizioni nominali:

$$z_{1cc} = z_{2cc} = z = 0{,}08 = \frac{V_{cc}\%}{100} \qquad 155$$

$$y_{v1} = y_{v2} = y = 0{,}015 = \frac{I_v\%}{100} \qquad 156$$

Si procede quindi al calcolo del valore della impedenza di cortocircuito e della ammettenza a vuoto, in p.u., nel caso in cui lavori in condizioni diverse da quelle nominali ovvero per m≠1.

Si suppone che il selettore prese, disposto sul primario, si muova fino ad avere una tensione primaria nominale di 140 kV, anziché 130 kV, mentre sul secondario è rimasto ovviamente tutto invariato; per indicare il fatto che al primario si lavora con tensioni e correnti diverse dalle nominali queste sono contrassegnate con un asterisco:

V_{1n}^{*} = 140 kV; V_{2n} = 20 kV;

I_{1n}^{*} = 206,2 A; I_{2n} = 1443,4A;

$$n = \frac{V_{1n}^{*}}{V_{2n}} = \frac{I_{2n}}{I_{1n}^{*}} = 7; \qquad m = \frac{n}{N} = \frac{7}{6{,}5} = 1{,}077; \qquad 157$$

Si ripetono pertanto, solamente per i parametri del primario, gli stessi passaggi per il calcolo delle impedenze e ammettenze in p.u.:

$$V_{1cc}^{*} = \frac{V_{cc}\% \cdot V_{1n}^{*}}{100} = \frac{8 \cdot 140000}{100} = 11200\ V \qquad 158$$

$$Z_{1cc}{}^{*} = \frac{V_{1cc}{}^{*}}{\sqrt{3}\cdot I_{1n}{}^{*}} = \frac{11200}{\sqrt{3}\cdot 206{,}2} = 31{,}36\ \Omega \qquad 159$$

$$z_{1cc}{}^{*} = \frac{Z_{1cc}{}^{*}}{Z_{1b}} = \frac{31{,}36}{338} = 0{,}093\ \text{p. u.} \qquad 160$$

$$I_{v1}{}^{*} = \frac{I_v\%\cdot I_{1n}{}^{*}}{100} = \frac{1{,}5\cdot 206{,}2}{100} = 3{,}093\ \text{A} \qquad 161$$

$$Y_{v1}{}^{*} = \frac{\sqrt{3}\cdot I_{v1}{}^{*}}{V_{n1}{}^{*}} = \frac{\sqrt{3}\cdot 3{,}093}{140000} = 0{,}0000383\ \text{S} \qquad 162$$

$$y_{v1}{}^{*} = \frac{Y_{v1}{}^{*}}{Y_{1b}} = \frac{0{,}0000383}{0{,}00296} = 0{,}01294\ \text{p. u.} \qquad 163$$

In questo caso si può verificare che :

$$z_{1cc}{}^{*} \neq z_{2cc} = \frac{V_{cc}\%}{100} \qquad 164$$

$$y_{v1}{}^{*} \neq y_{v2} = \frac{I_v\%}{100} \qquad 165$$

ovvero l'impedenza di cortocircuito e la ammettenza a vuoto in valori relativi, valutati al primario, hanno un valore diverso rispetto a quelli riportati al secondario che coincidono rispettivamente con i valori della tensione di cortocircuito e della corrente a vuoto in p.u..

E' possibile inoltre dimostrare la validità delle equazioni che legano le impedenze e ammettenze in p.u. nel caso di m≠1, come quello preso in analisi, infatti si trova che:

$$z_{1cc}{}^{*} = m^2 \cdot z_{2cc} = (1{,}077)^2 \cdot 0{,}08 = 0{,}093\ \text{p. u.} \qquad 166$$

$$y_{v1}{}^{*} = \frac{1}{m^2}\cdot y_{v2} = \frac{1}{(1{,}077)^2}\cdot 0{,}015 = 0{,}01294\ \text{p. u.} \qquad 167$$

Perciò con questi calcoli si è voluto dimostrare che nel caso in cui il variatore di spire sia installato sugli avvolgimenti primari allora, usando come basi le tensioni riferite al rapporto di trasformazione nominale, i parametri riportati al secondario assumono un valore ottenibile dai dati di targa mentre quelli al primario si devono calcolare con le equazioni 166 e 167.

Nel caso in cui il tap changer sia montato sugli avvolgimenti secondari allora accade il duale per cui sono i parametri, in p.u., riportati al primario che coincidono con quelli di macchina (v_{cc} e i_v).

Il motivo è infatti che, come si evince dai calcoli svolti, sul lato opposto a quello dove è installato il variatore sotto carico le tensioni nominali di macchina non variano ma restano sempre uguali a quelle scelte come base.

Bibliografia

- ABB Power Technology Products AB Components, “Commutatori sotto carico tipo UC. Guida tecnica”, http://www.abb.com, consultato Febbraio 2014
- Barboza L.V., Zurn H.H. e Salgado R., “Load Tap Changer Transformers: A Modeling Reminder”, in *IEEE Power Engineering Review*, 2001
- Conte G., *Macchine elettriche. Aspetti costruttivi funzionamento e caratteristiche*, Milano, Hoepli Editore S.p.A, 2001
- Corsi S., Pozzi M., Sabelli C., Serrani A., “The coordinated automatic voltage control of the Italian Transmission Grid - Part I: Reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system” in *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, NO.4*, Novembre 2004
- Di Gerlando A., “Trasformatori a rapporto variabile”, http://docenti.etec.polimi.it/IND32/didattica/ME_formativo/files_11_12/Trasfo_rapporto_variabile.pdf , consultato Febbraio 2014
- Feinberg R., *Modern power transformer practice*, Londra, The Macmillan Press Ltd, 1979

- Jiang Fan, Z.Bo, “Modelling of on-load tap-changer transformer with variable impedance and its applications”, in *IEEE Catalogue No. 98EX137*, pag. 491-494, 1998
- Marconato R., *Sistemi elettrici di potenza. Volume primo,* Milano, Clup, 1985
- Marconato R., *Sistemi elettrici di potenza. Volume secondo,* Milano, Clup, 1985
- Olivieri L. e Ravelli E., *Elettrotecnica. Volume secondo. Macchine elettriche,* Padova, CEDAM, 1972
- Sforna M., “Generatori e regolazione della tensione: Prescrizioni per i generatori riguardo ai servizi di rete per la regolazione della tensione”, in *PowerTechnology*, Settembre 2006
- TERNA, “Partecipazione alla regolazione di tensione”, Guida tecnica N° IN.S.T.X.1013, Maggio 2000
- TERNA, “Sistema Automatico per la Regolazione della Tensione (SART) per centrali elettriche di produzione”, Prescrizione tecnica N°DRRPX03019, Ottobre 2003
- Zimmerman R.D., Murillo-Sànchez C.E., Thomas R.J., “MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education” in *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.26, NO.1*, Febbraio 2011