



UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

**Dipartimento di Ingegneria Industriale DII**

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

**SVILUPPO E VALIDAZIONE DEL MODELLO DINAMICO DI  
UNA CENTRALE IDROELETTRICA MEDIANTE  
CONFRONTO TRA SIMULAZIONI E PROVE SUL CAMPO**

Relatore: Prof. Roberto Caldon

Dipartimento di Ingegneria Industriale

Correlatore: Ing. Marco Baggio

S.T.E. Energy S.p.a.

Laureando: Andreose Filippo

Matricola: 1134579

Anno Accademico 2017/2018



# INDICE

<b>SOMMARIO .....</b>	<b>5</b>
<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>7</b>
<b>1. LA CENTRALE IDROELETTRICA IN ESAME .....</b>	<b>11</b>
1.1 BREVE INTRODUZIONE AGLI IMPIANTI IDROELETTRICI .....	11
1.2 LA CENTRALE IDROELETTRICA DI MISICUNI .....	13
<b>2. SVILUPPO UNIFILARE E INSERIMENTO DATI.....</b>	<b>21</b>
2.1 INTRODUZIONE AL SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY® .....	21
2.2 SVILUPPO “GRID” .....	23
<b>3. SVILUPPO DELLO SCHEMA GENERALE: “COMPOSITE FRAME” .....</b>	<b>27</b>
<b>4. SVILUPPO MODELLI DINAMICI DEI VARI COMPONENTI: “BLOCK DEFINITIONS” .....</b>	<b>33</b>
4.1 SISTEMA DI ECCITAZIONE.....	33
4.1.1 AVR ( <i>Automatic Voltage Regulator</i> ) .....	39
4.1.2 UEL ( <i>Under Excitation Limiter</i> ).....	45
4.1.3 OEL ( <i>Over Excitation Limiter</i> ) .....	48
4.1.4 SCL ( <i>Stator Current Limiter</i> ).....	49
4.1.5 V/Hz limiter .....	51
4.1.6 PF controller .....	52
4.1.7 PSS ( <i>Power System Stabilizer</i> ).....	53
4.2 PRIME MOVER E REGOLATORE DI VELOCITÀ (GOVERNOR) .....	56
4.2.1 Governor – Parte meccanica/idraulica.....	58
4.3 CREAZIONE DEI “COMMON MODEL” .....	72
4.4 CREAZIONE DEL “COMPOSITE MODEL” .....	74
<b>5. PROVE SUL CAMPO E PRINCIPI DELLA VALIDAZIONE DEI MODELLI .....</b>	<b>77</b>
5.1 MISURE E TEST .....	77
5.2 PRINCIPI DELLA VALIDAZIONE DEL MODELLO DI SIMULAZIONE E CRITERI MINIMI DI PRESTAZIONE .....	80
5.2.1 Validazione dei modelli di simulazione .....	80
5.2.2 Valutazione dei criteri minimi di prestazione .....	81
<b>6. VALIDAZIONE DEI MODELLI DI SIMULAZIONE.....</b>	<b>85</b>
6.1 PROCEDURA DI IMPORTAZIONE DATI DELLE PROVE REALI PER IL CONFRONTO DEI RISULTATI ..	85
6.2 PROCESSO DI VALIDAZIONE.....	87
6.2.1 Regolatore di tensione (AVR) .....	87
6.2.2 Power System Stabilizer (PSS).....	92
6.2.3 Limitatore di sovra eccitazione (OEL) .....	98
6.2.4 Limitatore di sotto eccitazione (UEL).....	100
6.2.5 Parte meccanica/idraulica - Governor (GOV) .....	102
6.3 CONCLUSIONI .....	107
<b>7. VALUTAZIONE DEI CRITERI DI PRESTAZIONE E MINIMI .....</b>	<b>109</b>

7.1 REGOLATORE DI TENSIONE (AVR) .....	109
7.2 GOVERNOR – PARTE MECCANICA/IDRAULICA (GOV) .....	111
7.3 POWER SYSTEM STABILIZER (PSS) .....	114
7.4 LIMITATORI DI ECCITAZIONE (OEL, UEL) .....	116
7.5 CONCLUSIONI .....	116
<b>CONCLUSIONI .....</b>	<b>117</b>
<b>APPENDICE A: SCHEMI UNIFILARI .....</b>	<b>119</b>
<b>APPENDICE B .....</b>	<b>122</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>125</b>

## SOMMARIO

Il presente lavoro di tesi è il frutto di un tirocinio svolto presso l'azienda padovana S.T.E. Energy e tratta la modellazione dinamica di un impianto idroelettrico di grande taglia, che prende parte alle regolazioni di rete. L'obiettivo è stato quello di sviluppare in autonomia (senza quindi attingere dalle librerie di modelli esistenti) ciascun elemento di regolazione dell'impianto, sviluppandone una modellazione fedele con la realtà. Di conseguenza, è stato possibile effettuare il confronto diretto dei risultati delle simulazioni dinamiche con i risultati delle prove effettuate in campo durante la messa in servizio dell'impianto, disponendo inoltre dei dati e parametri reali.

La validazione del modello ottenuta dall'analogia dei risultati nei casi studiati, ha permesso di ottenere un potente strumento ingegneristico che ha trovato immediata applicazione pratica nel corso del lavoro. Infatti, in fase di verifica del rispetto dei requisiti minimi normativi degli elementi dell'impianto, il modello ha permesso di sottolineare la non idoneità delle impostazioni reali del regolatore di velocità della turbina, arrivando a definire un set di parametri ottimizzato che ne migliorasse le performance.

Il modello della centrale, una volta integrato nel modello complessivo e più esteso della Rete di trasmissione alla quale l'impianto è connesso, potrà diventare inoltre uno strumento predittivo per valutare il comportamento dinamico del sistema a vari tipi di perturbazioni e contingenze, o per valutare ed ottimizzarne la gestione e gli sviluppi futuri. Questa prospettiva è in linea con la necessità dei Gestori di Rete di rendere più accurati e fedeli alla realtà gli studi dinamici del Sistema elettrico per migliorarne l'affidabilità, la stabilità e la qualità nonostante la sua sempre maggior complessità data da una crescente interconnessione e distribuzione della produzione.



# INTRODUZIONE

Tutti i settori della scienza, fanno largo uso di modelli matematici, in quanto vi è l'interesse a ottenere previsioni sullo stato futuro di un fenomeno o di un sistema e la volontà di comprendere il suo funzionamento variandone gli input o i parametri che lo caratterizzano. Un modello matematico è un modello costruito usando il linguaggio matematico avente lo scopo di rappresentare, in modo più coerente possibile la realtà, un determinato oggetto, un fenomeno reale o un insieme di fenomeni. I grandi sistemi complessi hanno troppe variabili da considerare per rendere un modello matematico completamente accurato, quindi vengono formulate ipotesi ragionevoli quando esiste una sufficiente esperienza del mondo reale per dimostrare che l'assunto è ragionevolmente sicuro. L'efficacia del modello può essere quindi valutata comparando i dati di output della simulazione con i risultati effettivi osservati, ottenuti mediante prove e misurazioni sul fenomeno o sistema reale. La modellizzazione e la simulazione estendono quindi il metodo scientifico classico ampliandone le possibilità.

In Ingegneria la modellizzazione mediante equazioni trova da sempre enorme rilievo. Lo sviluppo di calcolatori sempre più potenti e di software specialistici, da una parte hanno incrementato esponenzialmente le possibilità di studiare i fenomeni che coinvolgono i sistemi complessi, rendendo possibili anche simulazioni nel dominio del tempo, dall'altra hanno richiesto la creazione di modelli sempre più elaborati e dettagliati, capaci di tenere in considerazione anche le costanti di tempo del sistema ed i parametri di regolazione, determinando il passaggio a modelli dinamici.

Un semplice esempio per comprendere i vantaggi delle simulazioni dinamiche, può essere il caso in cui si debba determinare quale set di parametri offra migliori performance per un regolatore automatico di tensione. Attraverso un opportuno software si procede a modellizzare il generatore andando di fatto a implementare quelle che sono le equazioni che regolano il funzionamento fisico dell'elemento in esame, procedendo poi, in ugual maniera, per il regolatore stesso. Senza dover variare realmente i parametri dell'AVR si potrà sfruttare il modello creato per compiere numerose prove ed ottimizzare quindi i parametri da usare, senza mai agire nel mondo fisico. Si capiscono, da questo semplice esempio, le possibilità che tale approccio consente, permettendo una riduzione di costi, tempo e rischi legati agli effetti che alcune prove potrebbero causare alla strumentazione o sul sistema in generale. I concetti espressi finora valgono ancor di più per casi in cui sia fisicamente impossibile testare un sistema o riprodurlo in laboratorio come nei casi in cui il sistema modellizzato non sia ancora stato realizzato perché in fase di progettazione (test su modello in fase di pre-realizzazione) o perché non esiste ancora una realizzazione pratica di esso (test su modello in fase di prima progettazione).

Ci sono però degli aspetti su cui è necessario porre l'attenzione per non ottenere risultati non conformi con la realtà. Tutti i modelli infatti, sono validi solo in determinate circostanze, usare un modello al di fuori di queste circostanze dà risultati inaffidabili.

I concetti espressi finora trovano grande riscontro nel settore dell'Ingegneria Elettrica dove la sempre maggior complessità del Sistema, data da una crescente interconnessione delle Reti e dall'aumento della produzione distribuita, si scontra con le necessità, sempre più

stringenti, di robustezza, sicurezza ed affidabilità del Sistema elettrico stesso. Questo comporta un aumento dell'attenzione, ma anche della complessità degli studi di Rete in generale e più nello specifico degli studi di stabilità statica e transitoria. Se, a questo scenario, si aggiunge una crescente esigenza di una gestione predittiva del Sistema, si comprende che non si può prescindere dalla modellizzazione di esso e dei suoi vari elementi dal massiccio impiego di simulazioni che permettano di comprendere a fondo ed in anticipo la risposta della Rete a diversi scenari, così da poter ottimizzarne la gestione e incentivarne uno sviluppo efficiente e sostenibile.

Risulta chiaro quindi, come i gestori di Rete nell'attuale fase di modellizzazione del Sistema elettrico si trovino di fronte ad un rilevante problema di fedeltà del modello virtuale con la realtà. Come accennato infatti vale la regola del "garbage in garbage out". Esso dovrà quindi essere validato mediante confronto tra i risultati delle simulazioni e quelli delle prove sul campo, in modo tale che la sua risposta ai diversi casi ed eventi sia accurata rispetto alla risposta reale del sistema che esso rappresenta. Un modello di rete validato comporta numerose possibilità e vantaggi come per esempio l'identificazione delle criticità e delle situazioni limite, una gestione migliore delle situazioni di guasto conoscendo in anticipo gli effetti di un dato problema, una migliore comprensione della dinamica del sistema che può essere sfruttata per orientare i suoi sviluppi futuri, ecc. Tutto questo passa, ovviamente, attraverso la realizzazione, in primis, di modelli validati delle maggiori centrali di generazione. Esse infatti, oltre ad essere il cuore produttivo, sono anche il centro attraverso il quale avviene il controllo del sistema ricoprendo quindi il ruolo più importante. Il lavoro di tesi va proprio in tale direzione ed è il risultato di uno stage presso l'azienda padovana S.T.E. Energy. Essa fu la prima società dell'attuale gruppo Sorgent.e, holding di partecipazioni nel settore delle energie rinnovabili e dell'impiantistica. S.T.E. Energy vanta ormai un'esperienza ventennale come general contractor di impianti idroelettrici di piccole e grandi dimensioni e sottostazioni elettriche in diversi paesi del mondo. Uno dei maggiori impianti idroelettrici realizzati dall'azienda padovana è la centrale di Misicuni. Questa è una centrale idroelettrica situata in Bolivia, a nord-ovest della città di Cochabamba, dotata di una potenza di 120 MW, generati attraverso tre turbine Pelton. Il gestore di Rete boliviano, in linea con quanto affermato precedentemente, obbliga i produttori di impianti di taglia superiore ai 50 MW, tra i quali quindi anche S.T.E., non solo a fornire un modello dinamico della centrale, ma anche a validarlo mediante confronto con prove in reale che ne dimostrino la precisione della taratura dei parametri di regolazione e più in generale la fedeltà con la realtà.

Avendo realizzato e collaudato l'impianto in esame l'azienda disponeva dei risultati delle prove specialistiche reali che serviranno come riferimento per la validazione dei diversi elementi, senza tali risultati non sarebbe possibile la validazione. Inoltre, nella maggior parte dei casi in cui si sviluppano dei modelli con lo scopo di validarli, non si dispone dei dati e parametri reali (per esempio i parametri di un regolatore) e quindi si impostano dei valori plausibili che permettano di ottenere dei risultati fedeli alla realtà. Nel presente caso invece, si è potuto disporre dei valori reali dando valore aggiunto alla validazione dei modelli e al lavoro in generale.



Nel caso specifico della centrale in esame, si aggiunge un'ulteriore motivazione allo sviluppo di un modello più vicino possibile alla realtà, in quanto il Governor (regolatore di velocità) a seguito delle prove di messa in servizio non soddisfaceva i criteri minimi di prestazione imposti dall'autorità boliviana quindi, l'opportunità di disporre di un modello validato permetterebbe eventualmente di analizzare questa problematica.

Al fine di realizzare il modello della centrale in esame e di validarlo, sarà impiegato uno dei principali software specialistici elettrici che permette la creazione e simulazione di modelli dinamici: DIGSILENT PowerFactory®. Tale software include dei modelli integrati degli elementi standard del Sistema elettrico (generatori, trasformatori, linee, carichi...). I modelli matematici di questi elementi standard sono ben noti in letteratura e ottimamente riportati nelle "Technical References" dello stesso PowerFactory®. La loro realizzazione all'interno del software è di alto livello, essendo questi elementi utilizzati nella quasi totalità dei progetti sviluppati con tale applicativo ed il loro comportamento è già stato validato individualmente.

Lo scopo del presente lavoro quindi, non sarà quello di sviluppare i modelli degli "elementi di Rete" né tanto meno di addentrarsi nella spiegazione teorica dei loro modelli matematici, ma di trattare, sviluppare e validare quei modelli di cui o non sono presenti dei modelli integrati corrispondenti nel software o presenti ma lacunosi e perfettibili e di validare poi il frame complessivo formato dall'interazione di tutti i singoli modelli che va a determinare il comportamento dinamico della centrale in oggetto.

In particolare, dopo aver descritto l'impianto di Misicuni, con i suoi dati principali e la realizzazione dello schema unifilare, si svilupperanno i modelli degli elementi del controllo del Generatore, quindi il modello del Regolatore di tensione con i suoi limitatori di sovraeccitazione, sottoeccitazione e corrente statorica, del power factor controller, del V/Hz limiter e infine del Regolatore di velocità (Governor) e del sistema meccanico/idraulico composto da tunnel, pozzo piezometrico, condotta forzata e turbina. Come già accennato, si procederà quindi a validare i modelli creati ed il comportamento complessivo del "frame" mediante il confronto tra i risultati delle prove eseguite in campo e i risultati delle medesime prove simulate via software. Infine, si effettuerà la valutazione dei criteri minimi di prestazione dei regolatori (tensione e velocità) e dello stabilizzatore di potenza, richiesta dall'Autorità dell'energia elettrica boliviana.



# 1. LA CENTRALE IDROELETTRICA IN ESAME

Partendo da una breve introduzione sugli impianti idroelettrici, nel presente capitolo verrà fornita una descrizione della centrale in esame e verranno riportati in modo dettagliato i dati dei principali elementi.

Tutte queste informazioni verranno poi sfruttate nel secondo capitolo dove verrà trattato lo sviluppo dello schema unifilare, con il conseguente inserimento dei vari elementi con i dati qui presentati.

## 1.1 BREVE INTRODUZIONE AGLI IMPIANTI IDROELETTRICI

Un impianto idroelettrico consiste in quattro elementi base (dipendenti dal tipo di impianto considerato):

- salto, per sfruttare l'energia potenziale dell'acqua;
- condotta, per confluire l'acqua alla turbina;
- turbina, per convertire il flusso d'acqua in energia meccanica;
- generatore, per convertire l'energia meccanica in energia elettrica.

Oltre a questi elementi principali vi sono numerosi elementi secondari di fondamentale importanza.

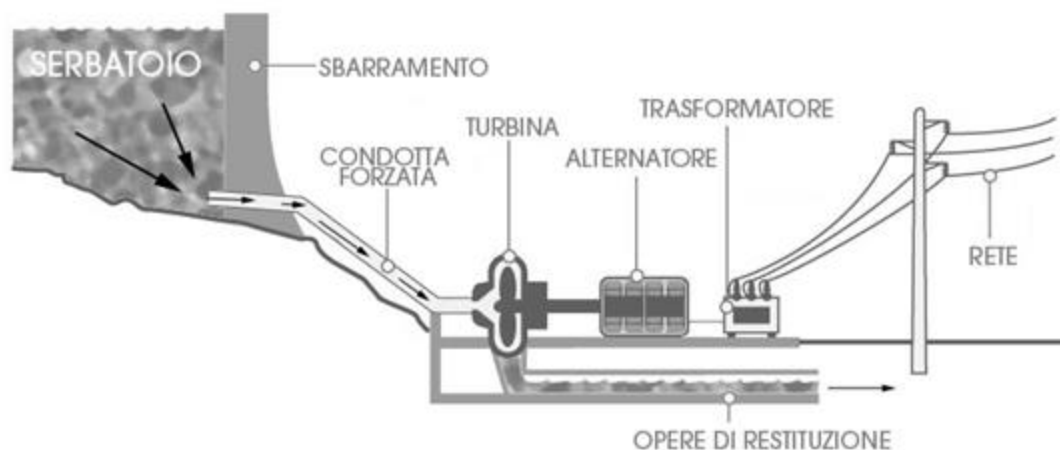


Figura 1.1. Schema impianto idroelettrico

Dal bacino idrico, l'acqua viene prelevata dall'invaso e tramite il tunnel di derivazione e la condotta forzata in pressione arriva alle turbine. L'opera di adduzione comprende tutte le strutture utilizzate per convogliare l'acqua dall'invaso alle turbine. Può includere una struttura di aspirazione con funzioni di sgrigliatura, un tunnel di derivazione, uno o più serbatoi per lo smorzamento delle sovrappressioni (pozzo piezometrico), una condotta forzata e infine una valvola. L'inerzia della colonna d'acqua e l'elasticità di queste strutture contribuiscono all'effetto del colpo d'ariete e all'effetto delle onde di pressione che oltre a dover essere gestiti per evitare danni meccanici, influiscono sulle prestazioni del sistema di regolazione di velocità della turbina (Governor).

Le valvole a valle della condotta forzata sono regolabili e permettono di controllare la quantità di acqua immessa nella turbina. L'apertura di queste valvole è regolata da un sistema di servoattuatori che sono controllati dal governor.

La Fig. 1.2 mostra la relazione semplificata tra gli elementi di base del processo di generazione di energia in una centrale idroelettrica.

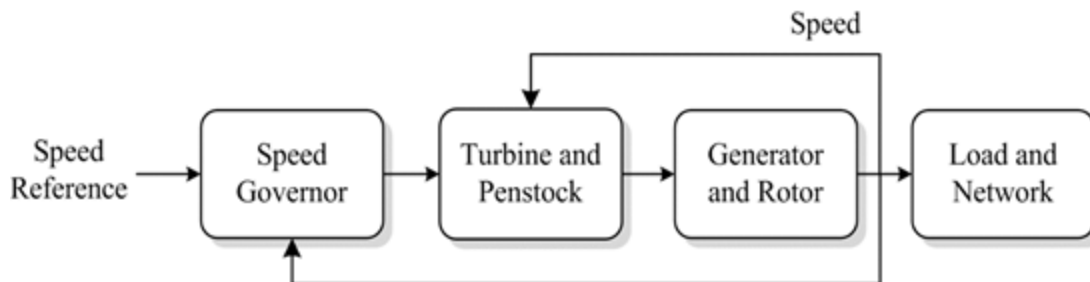


Figura 1.2 schema concettuale elementi centrale idroelettrica

La modellizzazione di questo "frame" sarà realizzata e spiegata nel capitolo 3.

Gli impianti idroelettrici sono classificati in base alla durata di invaso:

- impianti a serbatoio: durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore;
- impianti a bacino: durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore;
- impianti ad acqua fluente: sono quelli che non hanno serbatoio o che hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di 2 ore. Sono generalmente posizionati sui corsi d'acqua.

L'impianto idroelettrico preso in esame è del tipo a serbatoio.

Un'altra classificazione può essere fatta in base al tipo di turbina. Le turbine idrauliche sono di due tipi fondamentali: ad azione (o impulso) ed a reazione. La selezione del tipo di turbina dipende dal salto nominale e della portata nominale dell'impianto. Nel caso considerato, come vedremo in seguito analizzando i dati del salto nominale e portata, si è optato per tre turbine ad impulso di tipo Pelton. Le turbine ad impulso sono generalmente utilizzate per installazioni in cui è presente un salto elevato e dove il flusso è relativamente basso (rispetto a quello delle turbine a reazione). L'acqua viene fatta fluire attraverso una serie di ugelli o getti distribuiti uniformemente lungo la circonferenza della turbina. L'acqua colpisce le pale della turbina, dette anche cucchiai per la loro forma tipica, forzando così la rotazione della turbina stessa. Generalmente l'acqua esce dagli ugelli ad alta velocità e alla pressione atmosferica, essi sono distribuiti uniformemente attorno alla circonferenza della turbina e possono essere da due a sei. La turbina a impulsi più comunemente utilizzata è la turbina Pelton.

Maggiori dettagli sulle centrali idroelettriche vanno oltre lo scopo di questo lavoro e per essi si rimanda a testi specifici.

## 1.2 LA CENTRALE IDROELETTRICA DI MISICUNI

Il progetto Misicuni, meglio conosciuto come diga Misicuni, si trova a circa 35 km a nord-ovest della città di Cochabamba, nella provincia di Cercado in Bolivia. L'approvvigionamento idrico è fornito dal fiume Misicuni e la diga oltre ad essere parte costituente della centrale idroelettrica "Misicuni" da 120 MW consente di deviare il corso d'acqua verso la valle di Cochabamba permettendo l'approvvigionamento di acqua potabile e di irrigazione all'intera popolazione della valle. Il miglioramento della disponibilità di acqua rappresentava infatti, una necessità per il superamento dei principali ostacoli allo sviluppo economico, sociale e culturale di questa area. In Fig. 1.3 è riportata la localizzazione geografica dell'impianto.



Figura 1.3 Posizione geografica impianto

Nelle figure seguenti si può osservare l'invaso e la diga in fase di costruzione.



Figura 1.4 Invaso diga Misicuni



Figura 1.5 Diga in fase di ultimazione

La diga in figura ha un'altezza di 120 m e una larghezza di 434 m. L'impianto presenta i seguenti dati principali, ricavati dai report tecnici e disegni della centrale e riportati in formato tabulare per una più agevole lettura:

Salto nominale	1008,5 [m]
Portata nominale	4,9 [m <sup>3</sup> /s]
Altitudine nominale bacino	3763 [m]
Altitudine massima bacino	3774 [m]
Altitudine turbine	2738,5 [m]

I dati principali delle turbine sono:

Numero turbine	3
Tipo Turbine	Pelton
Potenza nominale	42,77 [MW]
Velocità nominale	600 [rpm]
Velocità critica	1347,5 [rpm]
Numero di cucchiai	22
Inerzia rotore	16,9 [tm <sup>2</sup> ]
Portata nominale	4,91 [m <sup>3</sup> /s]
Salto nominale (3 turbine attive)	971 [m]
Efficienza media ponderata	91,54 %

L'impianto è dotato di un tunnel di derivazione di una lunghezza di circa 18454 m, di una condotta forzata di circa 4332 m e un pozzo piezometrico di diametro 15 m con livello minimo a 3781,7 m e livello massimo a 3790 m.

Dal punto di vista elettrico la centrale è costituita da tre generatori da 49,5 MVA e da tre rispettivi trasformatori elevatori. La centrale è connessa alla rete boliviana secondo lo schema di Fig 1.6. I tre gruppi saranno connessi alla medesima sbarra AT, secondo lo schema unifilare di Fig. 1.7. E' inoltre prevista l'alimentazione dei servizi ausiliari dalla

sbarra AT, tramite un trasformatore dedicato. Gli schemi unifilari completi sono riportati nell'Appendice A.

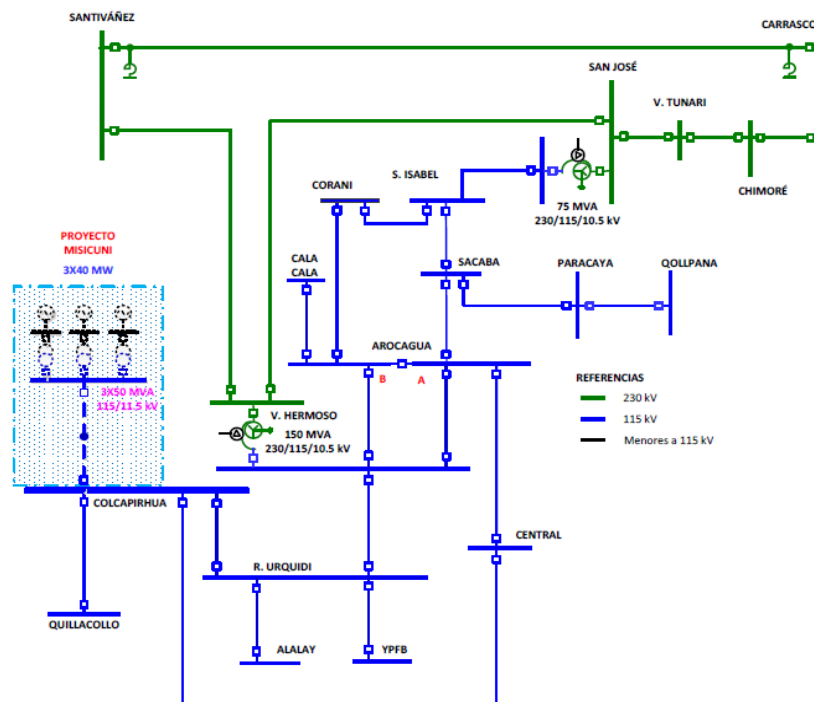


Figura 1.6 Porzione di Rete alla quale è connessa la centrale di Misicuni

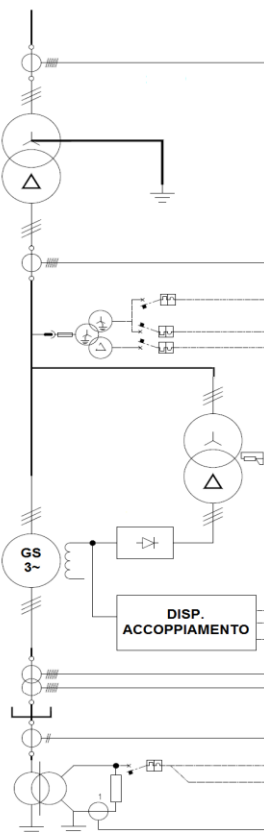


Figura 1.7. Schema unifilare di un gruppo di produzione

Di seguito si riportano i dati degli elementi della centrale ricavati dai report tecnici e dalle varie targhe.

Generatori:

Numero di generatori	3
Tipo di generatori	Sincroni
Potenza nominale	49,5 [MVA]
Tensione nominale	11,5 [kV]
Fattore di potenza nominale	0,85
Corrente nominale	2485 [A]
Frequenza nominale	50 [Hz]
Reattanza sincrona secondo l'asse diretto ( $x_d$ )	1,56 p.u.
Reattanza sincrona secondo l'asse in quadratura ( $x_q$ )	0,832 p.u.
Reattanza transitoria secondo l'asse diretto ( $x'_d$ )	0,271 p.u.
Reattanza transitoria secondo l'asse in quadratura ( $x'_q$ )	0,832 p.u.
Reattanza sub transitoria secondo l'asse diretto ( $x''_d$ )	0,153 p.u.
Reattanza sub transitoria secondo l'asse in quadratura ( $x''_q$ )	0,164 p.u.
Reattanza alla sequenza inversa ( $x_2$ )	0,159 p.u.
Reattanza alla sequenza omopolare ( $x_0$ )	0,084 p.u.
Range di regolazione della tensione	$\pm 5\%$
Tipo di messa a terra	Tramite alta impedenza
Resistenza di messa a terra (valori secondari)	4,5 [ $\Omega$ ]
Reattanza di messa a terra (valori secondari)	0 [ $\Omega$ ]
Rapporto di trasformazione del trasformatore di messa a terra	$11,5/\sqrt{3} : 0,5$ [kV]
Tensione di eccitazione $V_{ex}$	114 [V]
Corrente di eccitazione $I_{ex}$	852,1 [A]

Trasformatori elevatori da 50 MVA:

Numero trasformatori	3
Tipo e gruppo	Ynd11
Refrigeramento	ONAN
Potenza nominale	50 [MVA]
Tensione nominale primaria	11,5 [kV]
Tensione nominale secondaria	115 [kV]
Rapporto di trasformazione	10
Range di regolazione a vuoto	$115 \pm 5 \times 2,5$ [%]
Corrente nominale secondaria	251,02 [A]
Corrente nominale primaria	2510,22 [A]
Frequenza nominale	50 [Hz]
Perdite a vuoto	20 [kW]
Corrente a vuoto	0,5 [%]



Perdite di corto circuito	215 [kW]
Tensione di corto circuito	12 [%]
Capacità HV-LV	4194 [pF]
Capacità HV-ground	194 [pF]
Capacità LV-ground	2078 [pF]
Connessione centro stella	AT

Trasformatore dedicato ai servizi ausiliari, direttamente collegato alla sbarra AT, da 5 MVA:

Numero trasformatori	1
Tipo e gruppo	Dyn11
Potenza nominale	5 [MVA]
Tensione nominale primaria	115 [kV]
Tensione nominale secondaria	24,9 [kV]
Frequenza nominale	50 [Hz]
Perdite a vuoto	6,17 [kW]
Corrente a vuoto	0,8 [%]
Perdite di corto circuito	21,59 [kW]
Tensione di corto circuito	8 [%]
Capacità HV-LV	837 [pF]
Capacità HV-ground	266 [pF]
Capacità LV-ground	1777 [pF]

Trasformatori dei servizi ausiliari da 1 MVA:

Numero trasformatori	2
Tipo e gruppo	Dyn11
Refrigeramento	ONAN
Potenza nominale	1 [MVA]
Tensione nominale primaria	24,9 [kV]
Tensione nominale secondaria	0,4 [kV]
Range di regolazione a vuoto (AT)	24,9 ± 2x2,5 [%]
Corrente nominale primaria	23,2 [A]
Corrente nominale secondaria	1443 [A]
Frequenza nominale	50 [Hz]
Perdite a vuoto	1,7 [kW]
Corrente a vuoto	0,8 [%]
Perdite di corto circuito	10 [kW]
Tensione di corto circuito	5 [%]

La sbarra di ciascun generatore è collegata ai morsetti di media tensione del trasformatore elevatore corrispondente mediante sei linee in cavo in parallelo con le seguenti caratteristiche:

Codice	RE4H1R
Sezione	300 [mm <sup>2</sup> ]
Tensione	18/30 [kV]
Materiale conduttore	Alluminio
Diametro conduttore	20,8 [mm]
Spessore isolante	8,0 [mm]
Raggio minimo di curvatura	940 [mm]
Portata di corrente con T ambiente	475 [A]
Resistenza max a 20°C in c.c.	0,136 [Ω/km]

Un secondo collegamento in cavo è presente tra il trasformatore da 5 MVA dedicato agli ausiliari e i due trafi da 1 MVA degli ausiliari stessi.

Codice	RE4H1R
Sezione	95 [mm <sup>2</sup> ]
Tensione	18/30 [kV]
Materiale conduttore	Alluminio
Diametro conduttore	11,4 [mm]
Spessore isolante	8,0 [mm]
Raggio minimo di curvatura	720 [mm]
Portata di corrente con T ambiente	252 [A]
Resistenza max a 20°C in c.c.	0,416 [Ω/km]

Infine si forniscono i dati della Rete nel punto di connessione della centrale con il sistema di trasmissione boliviano, utili alla modellizzazione della rete equivalente. Tali dati sono stati forniti dal gestore di rete boliviano.

Tensione nominale	115 [kV]
Corrente iniziale di corto circuito trifase massima I''k	4,54122 [kA]
Corrente di corto circuito monofase massima 3I0	3,26941 [kA]
Rapporto R/X per il calcolo della corrente di corto circuito massima	0,18874
Rapporto Z2/Z1 (max)	1,03215
Rapporto X0/X1 (max)	2.09644
Rapporto R0/X0 (max)	0,27843
Corrente iniziale di corto circuito trifase minima I''k	2,49896 [kA]
Corrente di corto circuito monofase minima 3I0	1,89930 [kA]
Rapporto R/X per il calcolo della corrente di corto circuito minima	0,23311
Rapporto Z2/Z1 (min)	1,02411
Rapporto X0/X1 (min)	1,89014
Rapporto R0/X0 (min)	0,30624

I dati riguardanti il sistema di eccitazione col suo sistema di controllo e riguardanti il regolatore di velocità saranno forniti nei capitoli seguenti dove essi verranno trattati approfonditamente al fine di realizzare la loro modellazione.



## 2. SVILUPPO UNIFILARE E INSERIMENTO DATI

Come già accennato nell'introduzione il software utilizzato nel presente lavoro è DigSILENT PowerFactory®. In questo capitolo, dopo aver presentato brevemente il programma verrà trattato lo sviluppo dello schema unifilare con l'inserimento dei vari elementi dell'impianto, caratterizzati dai dati presentati nel capitolo precedente.

### 2.1 INTRODUZIONE AL SOFTWARE DigSILENT PowerFactory®

Al fine di sviluppare il modello matematico e dinamico della centrale di Misicuni, così da validarlo confrontando i risultati delle simulazioni dinamiche con i risultati misurati direttamente in impianto, si è scelto un software specialistico che preveda la possibilità di creare modelli dinamici ed in grado di eseguire accuratamente simulazioni dinamiche; la scelta è ricaduta su uno dei migliori e più utilizzati software del settore dell'ingegneria elettrica: **DigSILENT PowerFactory®**.



Il programma di calcolo DigSILENT PowerFactory® è uno strumento ingegneristico assistito dal calcolatore per l'analisi della trasmissione e distribuzione elettrica e dei sistemi elettrici industriali.

"DigSILENT" è l'acronimo di "Digital Simulation of Electrical Networks". La versione 7 di tale software fu il primo programma al mondo di analisi del sistema elettrico con un'interfaccia integrata ad unifilare.

Il programma è stato progettato come un pacchetto software integrato e interattivo dedicato al sistema elettrico e al suo controllo al fine di raggiungere gli obiettivi principali di pianificazione e ottimizzazione del suo funzionamento.

PowerFactory® è stato sviluppato da ingegneri e programmatori qualificati da molti anni di esperienza sia nell'analisi del sistema elettrico, sia nella programmazione informatica. La precisione e la validità dei risultati ottenuti con PowerFactory® è stata confermata in un gran numero di implementazioni e da organizzazioni coinvolte nella pianificazione e gestione dei sistemi elettrici in tutto il mondo, tra cui Terna.

Per soddisfare i requisiti di analisi del sistema elettrico, PowerFactory® è stato progettato come uno strumento ingegneristico integrato per fornire una suite completa di funzioni di analisi all'interno di un singolo programma eseguibile.

Le **caratteristiche principali** includono:

- 1) Definizione, modifica e organizzazione dei casi; routine; funzioni e documentazione di output.
- 2) Gestione grafica integrata degli unifilari e dei dati.
- 3) Funzioni di calcolo integrate (ad esempio calcolo di parametri di linea e macchina basati su informazioni di targa o geometriche).
- 4) Configurazione di rete con accesso SCADA interattivo o online.
- 5) Interfaccia generica per sistemi di mappatura computer-based.

Il programma è principalmente inteso per essere adoperato in un ambiente grafico. Quindi i dati possono venire inseriti con un doppio clic sugli elementi grafici che rappresentano gli elementi della rete; tutto ciò attraverso la GUI (Graphical User Interface)

Un punto di forza di PowerFactory è la presenza di una ottima e ben fornita libreria da dove poter attingere:

- Modelli di generatori e regolatori (vapore, gas, hydro)
- Curve di capacità PQ dipendenti dalla tensione
- Modelli di motori, relè di protezione, convertitori elettronici di potenza e apparecchiature DC
- Modelli di carichi, linee aeree, cavi, sbarre.

Il fatto di usare un singolo database con i dati richiesti per i componenti del sistema elettrico (quali: linee, trasformatori, generatori, controllori, dati sulle armoniche ecc.) permette al software di eseguire facilmente tutte le funzioni di simulazione all'interno di un singolo ambiente di lavoro. **Funzioni** di simulazione che includono:

- Analisi di Load Flow
- Analisi di cortocircuito
- Analisi di rete MT/BT
- Analisi di contingenza
- Simulazione Quasi-Dinamica
- Riduzione della Rete
- Funzioni di protezione
- Analisi Arc-Flash
- Analisi cavi
- Power Quality e analisi armonica
- Analisi della risposta in frequenza del modello (diagrammi Bode e Nyquist)
- Valutazione della richiesta di connessione
- Pianificazione delle interruzioni
- Analisi probabilistica
- Funzioni di analisi dell'affidabilità
- Optimal Power Flow (OPF)
- Analisi tecno-economica
- Funzioni di analisi della stabilità (RMS)
- Transitori elettromagnetici (EMT)

- Funzioni di avviamento motore

Sebbene PowerFactory® includa funzioni di analisi del sistema elettrico altamente sofisticate, l'interfaccia utente intuitiva, consente ai nuovi utenti di eseguire molto rapidamente attività comuni e un veloce apprendimento delle attività più elaborate e complesse, anche grazie ad un manuale e ad un tutorial guidato molto chiari ed efficaci.

Per realizzare il modello dinamico della centrale e valutarne la coerenza con la realtà, è necessario ricorrere a funzioni in grado di simulare il comportamento nel dominio del tempo. I transitori nei sistemi elettrici di potenza possono essere di breve durata (transitorio elettromagnetico), di media durata (transitorio elettromeccanico) e di lunga durata. Le **simulazioni disponibili** su DigSILENT PowerFactory® sono:

- *Symmetrical Steady-State RMS*, la quale considera solamente le componenti fondamentali di tensioni e correnti. Sono utilizzate per transitori di media e lunga durata.
- *Three-Phase RMS*, nel caso di condizioni di asimmetria, ad esempio guasti non simmetrici.
- *Three-Phase EMT*, per lo studio di transitori elettromagnetici, quindi di breve durata, rappresentando tensioni e correnti con i loro valori istantanei.

Prima di procedere con la simulazione, DigSILENT analizza le condizioni iniziali degli elementi di rete, tramite il calcolo del *load flow*, per verificare che le derivate di tutte le variabili di stato siano nulle. Successivamente si può procedere con la simulazione, impostando la durata e il passo di integrazione. L'inserimento nelle simulazione delle variazioni rispetto alle condizioni iniziali (come inserzioni, distacchi di carico, apertura e chiusura di interruttori e sezionatori) avviene tramite la creazione degli eventi, detti *switch-events* e *load-events*.

La trattazione approfondita della creazione dei modelli dinamici e del loro utilizzo mediante simulazioni verrà esposta nei capitoli 3 e 4.

## 2.2 SVILUPPO “GRID”

Avendo a disposizione numerose tavole rappresentanti gli schemi unifilari della centrale si procede con la creazione di quella che PowerFactory® chiama “Grid”.

La procedura, grazie all'interfaccia grafica del programma, risulta agevole. Si inseriscono man mano i vari elementi partendo dai generatori e procedendo con i trasformatori elevatori, le sbarre, il trasformatore dedicato agli ausiliari, gli ausiliari e la rete esterna equivalente. Per ogni elemento inserito nella Grid, seguendo gli schemi unifilari, si inseriscono, mediante delle maschere grafiche ben realizzate, i dati esposti nel capitolo precedente.

La due figure seguenti mostrano rispettivamente lo schema unifilare (“Grid”) completo realizzato in PowerFactory® e un particolare di un singolo gruppo di generazione.

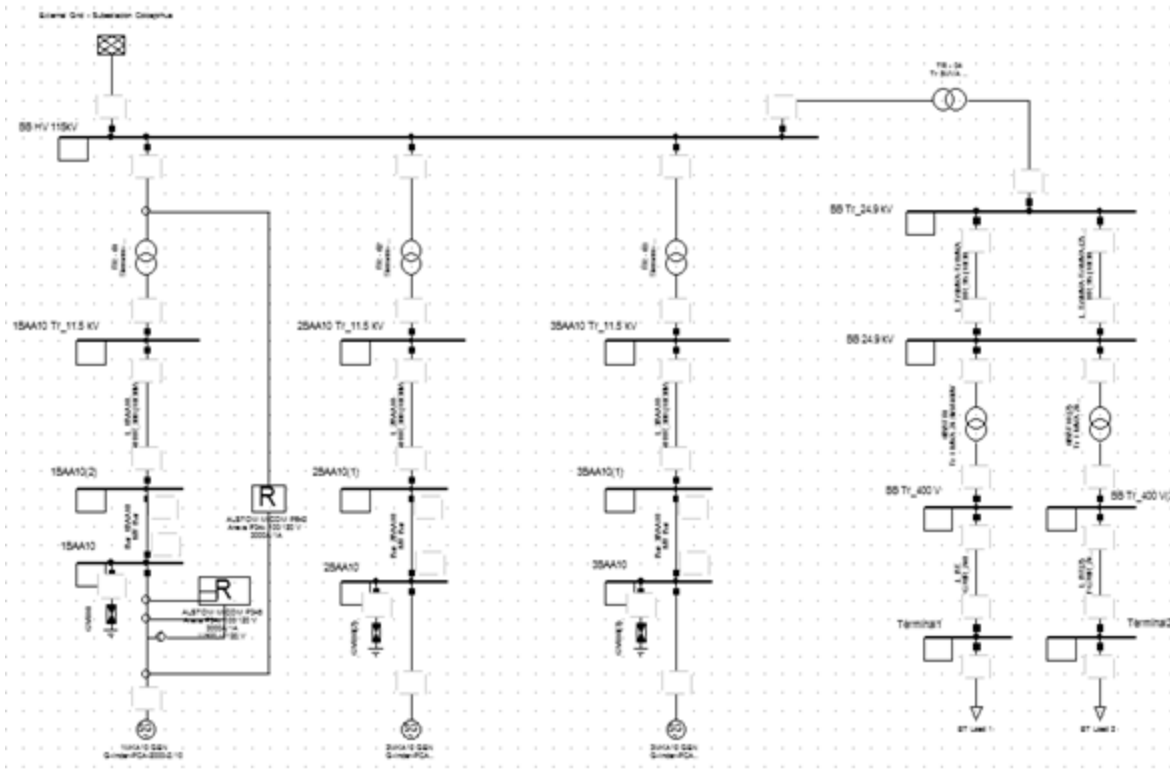


Figura 2.1 Schema unifilare completo in PowerFactory

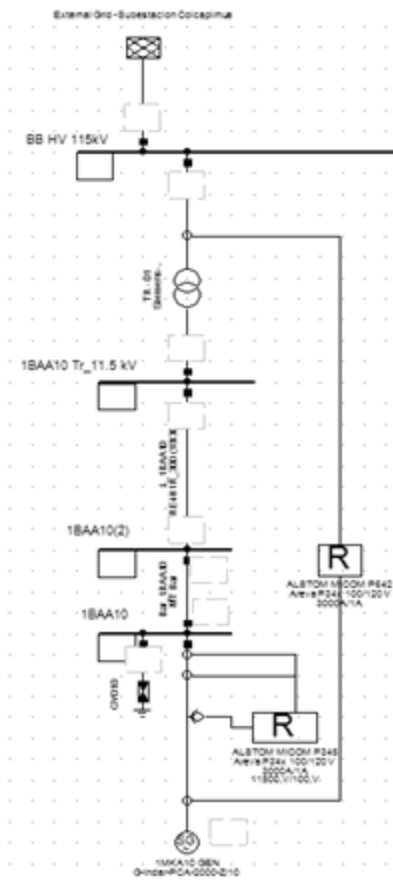


Figura 2.2 Schema unifilare per un singolo gruppo di generazione in PowerFactory



Sono state inoltre inserite, nello schema le varie protezioni utilizzando modelli di relay a utilizzati da S.T.E. corrispondenti ai modelli presenti in centrale. Graficamente le protezioni sono visibili nella figura precedente e corrispondono ai blocchi con la R di relay al centro. In particolare i due blocchi rappresentati corrispondono alle protezioni MICOM P345 e MICOM P642 entrambe di costruzione ALSTOM.

Il relay MICOM P345 è costituito dalle protezioni: 32 potenza inversa, 24 sovraeccitazione, 40 sottoeccitazione, 46 sequenza inversa, 49 protezione termica, 59 sovratensione, 27 sottotensione, 59N sovratensione del neutro, 81 massima e minima frequenza, 51V massima corrente a ritenuta di tensione, 78 perdita di passo, 87G differenziale di generatore. Il relay MICOM P642, invece, corrisponde ad una protezione 87 differenziale di montante (ossia dell'insieme Trafo-Generatore). Sono presenti poi, anche le protezioni 50, 50N, 51, 51N cioè le protezioni di massima corrente e la protezione 64S 100% terra statore. Per permettere il funzionamento di questi relay PowerFactory® richiede per prima cosa di definire i punti di misura, ossia di collocare i relativi TA e TV nel punto prestabilito dello schema.

La corretta procedura di taratura delle protezioni richiede esperienza e tempo quindi ai fini degli obiettivi del presente lavoro sono state attivate solo le protezioni "principali" inserendo la loro effettiva taratura definita da S.T.E..

In conclusione a tale fase, si sono svolti dei calcoli di load flow e di cortocircuito per verificare la correttezza della procedura di creazione dell'unifilare e dell'inserimento dei dati.



### 3. SVILUPPO DELLO SCHEMA GENERALE: “COMPOSITE FRAME”

Nel presente capitolo verrà trattato lo sviluppo dello schema Generatore, Prime mover-Regolatore di velocità e Sistema di controllo dell'eccitazione con i suoi limitatori. Nella prima parte del capitolo verranno fornite le basi per la comprensione dell'implementazione di questo schema in PowerFactory®, mentre nella seconda parte ci si concentrerà nel caso in esame, prima con una trattazione teorica e poi con lo sviluppo pratico.

Fino ad ora si è sviluppato lo schema unifilare completo della centrale inserendo tutti gli elementi presenti con i loro dati. I vari elementi della Grid creata (generatori, trasformatori, linee, carichi etc...) sono dei cosiddetti Network Elements, cioè dei modelli integrati nel programma rappresentanti degli elementi standard del Sistema elettrico. I modelli matematici di questi elementi standard sono ben noti in letteratura e ottimamente riportati nelle “Technical References” dello stesso PowerFactory®. La loro realizzazione all'interno del software è di alto livello, essendo questi elementi utilizzati nella quasi totalità dei progetti sviluppati con tale software ed il loro comportamento è già stato validato individualmente.

Prima di procedere nel capitolo seguente allo sviluppo dei modelli, è necessario creare il “Frame” all'interno del quale essi poi interagiranno. Lo schema generale che si vuole realizzare è incentrato sul generatore e comprende i modelli degli elementi per il suo controllo quindi il modello del Regolatore di tensione (AVR) con i suoi limitatori di sovraeccitazione (OEL), sottoeccitazione (UEL) e corrente statorica (SCL), del PF (power factor) controller e infine del Regolatore di velocità (Governor) e del sistema meccanico/idraulico composto da tunnel, pozzo piezometrico, condotta forzata e turbina. Tale schema generale che viene chiamato nel programma “Composite Frame” è legato allo schema elettrico fisico della centrale mediante il generatore stesso, presente ovviamente nell'unifilare ma anche oggetto del frame descritto. Grazie a tale struttura si realizza la corrispondenza tra schema elettrico e modello dinamico.

L'organizzazione di DigSILENT per la creazione dei modelli dinamici prevede la creazione di una struttura “a scatole”. Gli elementi che la caratterizzano sono:

- *Composite Frame*: è uno schema composto da slot e connettori che mostra come i vari slot che corrispondono agli elementi di rete (Generatore) e i *Model Definitions* (Avr, Governor, Pss...ecc.) sono collegati tra loro. Sono puramente grafici e non contengono equazioni. Mostrano nella pratica come gli output per esempio del Generatore sono collegati agli input dell'AVR e viceversa.
- *Slot*: è un blocco del *Composite Frame* che può rappresentare un oggetto della rete (Network Element), un device di misura o un *Common Model* associato ad un *Model Definition*. L'utente deve definire che tipo di oggetto lo slot rappresenti.

- *Model Definition*: descrive la funzione di trasferimento di un modello dinamico (AVR ad esempio) nella forma di equazioni o schema a blocchi. Un *model definition* dotato di uno schema a blocchi grafico è detto *Block Definition*.
- *Common Model*: è connesso ad un *Model Definition* e permette l'inserimento da parte dell'utente dei parametri (dati) utilizzati in esso. Non ha quindi una rappresentazione grafica o una equivalenza fisica, infatti esso viene creato dal Data Manager. Per esempio è nel Common Model associato ad un regolatore PID dove si inseriscono i parametri dei Kp, Ki, Kd. Gli slot del *Composite Frame* possono essere associati ai *Common Model* grazie al *Composite Model*.
- *Composite Model*: è un oggetto fisico di rete che rappresenta un sistema dinamico completo. Nel nostro caso è il sistema Generatore, regolatore di tensione con i suoi limitatori e il prime mover con suo regolatore di velocità (governor). Un *Composite Model* fa riferimento diretto ad un *Composite Frame* e ne eredita la struttura e le connessioni tra i modelli. Si presenta come una tabella che viene riempita dall'utente con i *Common Model* creati e gli elementi di rete. Per esempio se un *Composite Frame* comprende lo schema di un Generatore collegato ad un AVR, allora il *Composite Model* associato presenterà una tabella con 2 righe: generatore e AVR e 2 colonne, quella a sinistra riempita con gli slot presenti nel *Composite Frame* e quella a destra in cui l'utente assocerà allo slot generatore un generatore inserito nello schema unifilare (Grid) e all'AVR un *Common Model* precedentemente creato per rappresentare tale elemento.

Come si capisce la struttura è inizialmente complessa ma una volta compresa risulta essere molto efficace fornendo molte possibilità all'utente.

La filosofia sottostante alla creazione dei modelli dinamici in PowerFactory® si basa sui seguenti concetti:

- **Flessibilità**: ogni elemento può essere costruito con lo stesso set di strumenti. I blocchi di base sono le equazioni del modello scritte nel DigSILENT Simulation Language (DSL). Le rappresentazioni di livello superiore come i diagrammi a blocchi grafici e le strutture a blocchi nidificati, vengono automaticamente convertite in un insieme di equazioni DSL, che vengono quindi analizzate e interpretate durante la simulazione.
- **Riutilizzabilità**: Powerfactory® utilizza un approccio object-oriented che favorisce il riutilizzo. Quando si crea un elemento di rete o un blocco da inserire in uno schema a blocchi si deve creare l'elemento stesso ma anche un tipo ad esso associato. Più elementi possono utilizzare lo stesso tipo e la modifica dei parametri del tipo influirà su tutti gli elementi che ereditano o fanno riferimento a questo tipo.

La **procedura generale per la creazione di un modello dinamico** in PowerFactory® è la seguente:

- 1) Considerare la struttura del sistema da modellare e il modo in cui può essere suddiviso in blocchi discreti che possono essere modellati separatamente;

- 2) Costruire un *Composite Frame* che mostri come sono interconnessi i vari elementi (gli slot);
- 3) Creare dei *Model Definitions (Block Definition* se dotati di schema a blocchi grafico) per gli slot presenti nel *Composite Frame*, impostarne le condizioni iniziali appropriate e definirne i parametri che verranno poi inseriti e saranno modificabili dal *Common Model* associato;
- 4) Creare un *Common Model* per ogni *Model Definition* da dove settare i parametri presenti;
- 5) Creare un *Composite Model* e riempire gli slot della tabella inerenti al *Composite Frame* associato con gli elementi della Rete pertinenti, ad es. generatore, dispositivi di misurazione, ecc. e con i *Common Model* creati;
- 6) Testare i singoli *Model Definition* eventualmente settando i parametri dai *Common Model*;
- 7) Testare il modello completo;
- 8) Confrontare i risultati, ottenuti con tali prove sul modello, con eventuali risultati e misurazioni reali al fine di validare il modello.

È stata seguita tale procedura.

Prima di partire nella realizzazione pratica del *Composite Frame* e dei vari *Block Definition* è stato fondamentale dedicare del tempo al primo punto della procedura appena descritta, cioè comprendere lo schema del sistema da implementare nel software ed in particolare le relazioni tra i vari elementi di esso. In tal senso, il ben noto testo "Power system stability" di P. Kundur, risulta essere il massimo riferimento.

I componenti di una centrale elettrica e i relativi controlli contribuiscono al corretto funzionamento del Sistema elettrico, mantenendo il profilo di frequenza e tensione desiderato e definendo le prestazioni del sistema durante piccoli e grandi disturbi. Gli obiettivi del controllo sono strettamente correlati agli stati operativi del sistema elettrico. In condizioni normali (regime stazionario) gli obiettivi sono di far operare il sistema in modo efficiente, adeguato e affidabile e di mantenere la frequenza e la tensione entro limiti prestabiliti, prossimi ai valori nominali. Quando si verifica una condizione operativa anomala, il sistema di generazione e il suo controllo devono prevenire i principali guasti del sistema e ripristinare il funzionamento normale il più presto possibile.

I controlli della sistema di generazione consistono in controllo del prime mover (nel nostro caso turbina idraulica) attraverso il governor (o regolatore di velocità) e in controllo del generatore attraverso il sistema di controllo dell'eccitazione. Il governor ha il compito di regolare la velocità del prime mover e quindi la frequenza del generatore, ma anche di controllare le variabili del sistema di alimentazione quali per esempio pressione, temperatura e flusso. La funzione del controllo dell'eccitazione è di regolare la tensione del generatore e l'output di potenza reattiva.

La figura 10 rappresenta il diagramma schematico che descrive le relazioni funzionali tra il generatore sincrono, il sistema di eccitazione e il prime mover e dei relativi controlli.

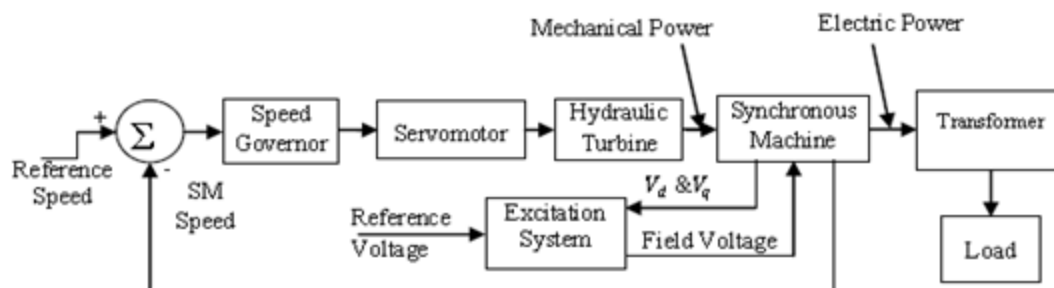


Figura 3.1 schema a blocchi funzionale sistema di generazione e controllo di una centrale idroelettrica

La trattazione e la modellizzazione degli elementi mostrati nella Figura 10 verrà descritta nel capitolo 4.

Nell'implementazione in PowerFactory® il modello di macchina sincrona (ElmSym) viene fornito di default senza alcun controllo. Quando la macchina sincrona viene utilizzata "di default" in una simulazione dinamica (cioè senza controlli), essa darà come output una potenza "pt" della turbina e una tensione di eccitazione "ve" costante per tutta la durata della simulazione. Di conseguenza i vari disturbi sulla rete causeranno variazioni instabili o comunque non ottimali di frequenza e tensione poiché non essendo implementati governor e AVR e il loro collegamento funzionale al generatore, non ci sono azioni atte a controllare queste grandezze.

È quindi necessario definire, in modo specifico, i controlli del generatore e la loro risposta dinamica ai disturbi del sistema. Nello specifico si deve definire la struttura di un sistema di controllo del sistema di generazione di una centrale idroelettrica. In questo caso, la quantità di acqua che scorre nella condotta è regolata da una valvola controllata (gate) al suo imbocco. L'acqua nella condotta forzata fluisce alla turbina e ne determina la rotazione, prima di essere scaricata attraverso il cono di scarico. La turbina è accoppiata a un generatore sincrono, che viene quindi collegato alla rete. La posizione della spina sarà dunque controllata da un sistema di controllo detto governor, che cerca di mantenere la velocità di rotazione della turbina più vicino possibile alla velocità di riferimento (setpoint) così da mantenere l'uscita del generatore ad una frequenza costante.

I controlli del generatore comprendono anche la regolazione della tensione e il controllo della potenza reattiva. L'elemento chiave del controllo dell'eccitazione è il regolatore di tensione automatico. L'obiettivo dell'AVR (automatic voltage regulator) è di regolare la tensione ai terminali del generatore controllando l'eccitazione del rotore mediante il controllo della tensione di eccitazione e quindi della corrente fornita dall'eccitatrice. Il sistema di eccitazione oltre all'AVR presenta altri elementi fondamentali per il corretto controllo del generatore quali il PSS (power system stabilizer) e tutti i limitatori vale a dire l'OEL (over excitation limiter), l'UEL (under excitation limiter), l'SCL (stator current limiter), il V/Hz limiter.

Dalla figura successiva possiamo vedere uno schema a blocchi semplificato dello schema finora delineato, in cui sono presenti segnali di controllo come la posizione del gate e la tensione di eccitazione e segnali obiettivo del controllo e di feedback cioè frequenza e tensione ai terminali.

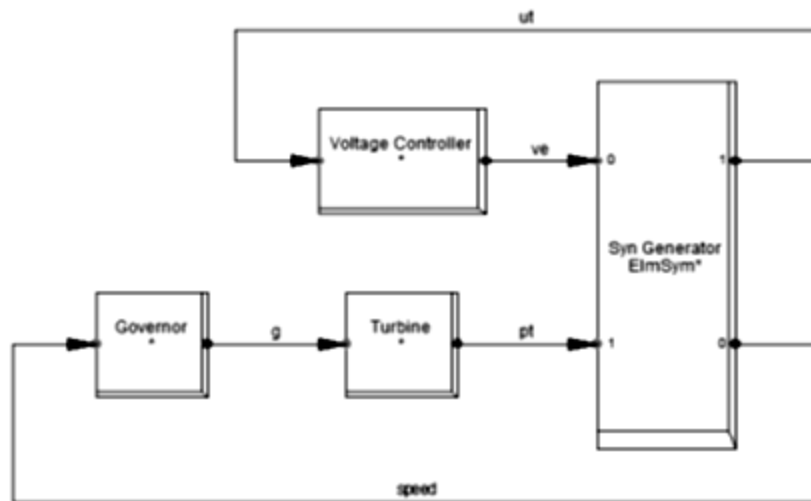


Figura 3.2 schema a blocchi sistema generazione e controllo in PowerFactory

Questo schema a blocchi, semplificato e lontano dalla sua forma implementata poi nel progetto, rappresenta comunque la forma generale del *Composite Frame* del sistema. Esso mostra come il generatore sincrono, il governor, la turbina e il regolatore di tensione sono collegati ed anche i vari segnali di input/output. I blocchi che rappresentano il generatore, il governor, ecc. sono chiamati slot e non sono altro che “scatole” che contengono i modelli (*Block Definition*) che descrivono il loro comportamento dinamico.

A questo punto abbiamo compreso come il sistema di controllo della generazione di una centrale idroelettrica è strutturato (*Composite Frame*), mentre nel capitolo successivo si andrà appunto a definire i modelli dinamici per i singoli slot in esso presenti.

Procedendo con la fase due della procedura di creazione di un modello dinamico si passa alla realizzazione pratica del *Composite Frame* in PowerFactory®. Si dispongono i vari slot conoscendo gli elementi che compongono il frame e si tracciano i collegamenti principali tra loro. I vari input e output degli slot saranno determinati in modo completo solo dopo la creazione dei *Block Definition* di ciascuno di essi. Gli input e output del modello di generatore sincrono (ElmSym\*) sono invece stati ricavati dalla Technical Reference.

Sono stati predisposti anche slot come il PowerFactor Controller o il V/Hz limiter di cui svilupperò anche i *Model Definition* ma che non verranno utilizzati nelle simulazioni perché non implicati nelle prove effettuate in centrale da confrontare per la validazione.

La figura seguente mostra il *Composite Frame* nella sua forma finale dopo aver subito numerose modifiche durante le varie fasi di test e validazione. Questa quindi non è la prima “bozza” realizzata, in quanto man mano che si sviluppano i vari *Block Def.* si possono aggiungere input o output che quindi vanno poi a modificare anche il *Composite Frame*, quello che invece non cambia sono i blocchi presenti e la loro correlazione fondamentale. I vari input/output degli slot e gli slot stessi verranno trattati nella descrizione dei singoli *Block Definition* corrispondenti nel capitolo seguente.

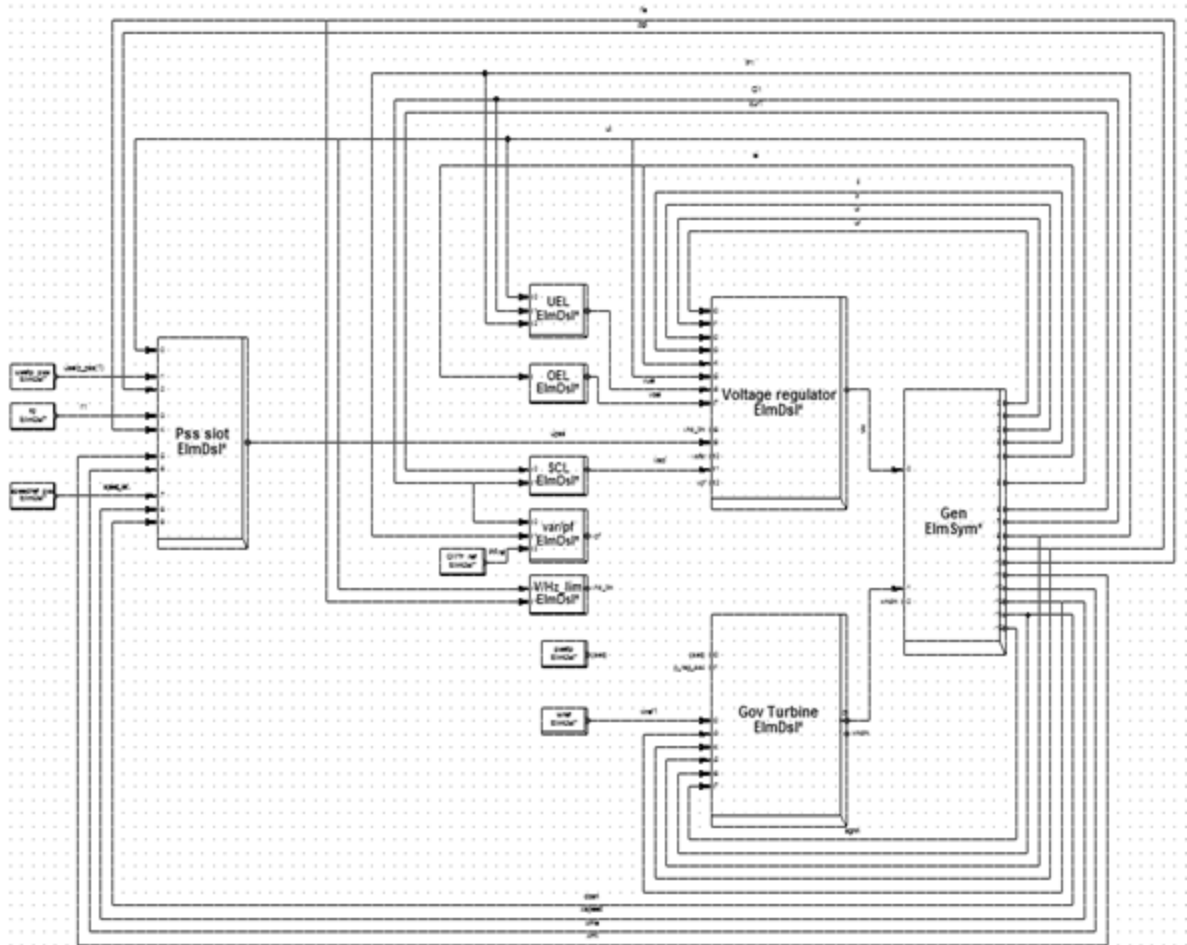


Figura 3.3 Composite Frame realizzato



## 4. SVILUPPO MODELLI DINAMICI DEI VARI COMPONENTI: “BLOCK DEFINITIONS”

In questo capitolo si affronta la fase tre della procedura di creazione di un modello dinamico, vale a dire, la realizzazione dei vari *Block Definition* associati agli elementi e quindi agli slot presenti nel *Composite Frame* descritto nel capitolo precedente. Questi elementi saranno:

- AVR, automatic voltage regulator
- OEL, over excitation limiter
- UEL, under excitation limiter
- SCL, stator current limiter
- PSS, power system stabilizer
- PF controller, regolatore del power factor
- V/Hz limiter
- Governor (regolatore di velocità) e sistema meccanico/idraulico composto da: condotta, tunnel, pozzo piezometrico e turbina.

Nella prima parte verrà trattato il sistema di eccitazione e il suo controllo da un punto di vista teorico, addentrando poi nel caso specifico del sistema presente nella centrale di Misicuni. Verranno quindi descritti i singoli elementi di questo sistema descrivendo la loro modellizzazione pratica. Si passerà poi al sistema del prime mover e del suo controllo. Si procederà in maniera analoga con una trattazione teorica seguita da un focus sulla centrale in considerazione per poi dedicarsi alla fase di modellizzazione.

Oltre alla realizzazione degli schemi a blocchi verrà descritta inoltre, la procedura di inizializzazione delle variabili.

Prima di iniziare la trattazione dei vari elementi va sottolineato che una rappresentazione matematica accurata dei componenti del sistema di controllo della generazione risulta essere fondamentale per gli studi di stabilità dinamica e transitoria e per tale ragione il tema della modellizzazione avrà in futuro sempre maggior rilievo.

### 4.1 SISTEMA DI ECCITAZIONE

La funzione di base di un sistema di eccitazione è di fornire corrente continua agli avvolgimenti di eccitazione della macchina sincrona. In aggiunta, il sistema di eccitazione mette in atto funzioni di controllo e protezione essenziali per il garantire performance soddisfacenti del sistema di generazione, andando a controllare la tensione di eccitazione e quindi la corrente di campo. Le funzioni di controllo includono il controllo della tensione e del flusso di potenza reattiva, e il miglioramento della stabilità del sistema, come già accennato nel capitolo precedente. Queste funzioni sono realizzate dall'AVR, dal PF controller e dal PSS. Le funzioni di protezione assicurano che i limiti di capability della macchina sincrona, sistema di eccitazione e degli altri equipaggiamenti non siano superati. Queste funzioni sono invece realizzate dall'OEL, dall'UEL, dall'SCL, e dal V/Hz limiter.

Dal punto di vista del generatore il requisito base che il sistema di eccitazione deve soddisfare è che esso fornisca e aggiusti automaticamente la corrente di campo al fine di mantenere la tensione ai terminali costante senza eccedere i limiti di capability del generatore. In aggiunta, il sistema di eccitazione deve essere in grado di rispondere ai disturbi transitori. Dal punto di vista del Sistema invece esso dovrebbe contribuire all'effettivo controllo della tensione e al miglioramento della stabilità della Rete. Esso dovrebbe essere in grado di rispondere rapidamente ad un disturbo così da aumentare la stabilità transitoria e di modulare il campo del generatore così da aumentare la "small-signal stability". Storicamente il ruolo del sistema di eccitazione nel incrementare le performance del sistema di generazione è cresciuto continuamente nel tempo. I sistemi moderni sono in grado di fornire una risposta praticamente istantanea con elevate tensioni di macchina massime. La combinazione di una elevata capacità di forzare la tensione di campo e l'uso di segnali stabilizzanti contribuiscono ad un sostanziale miglioramento delle performance dinamiche dell'intero sistema.

## ELEMENTI DI UN SISTEMA DI ECCITAZIONE

La figura 13 mostra lo schema a blocchi funzionale di un tipico sistema di eccitazione per un generatore sincrono di grande taglia. A seguito vengono descritti i vari sottosistemi identificati numericamente nella figura.

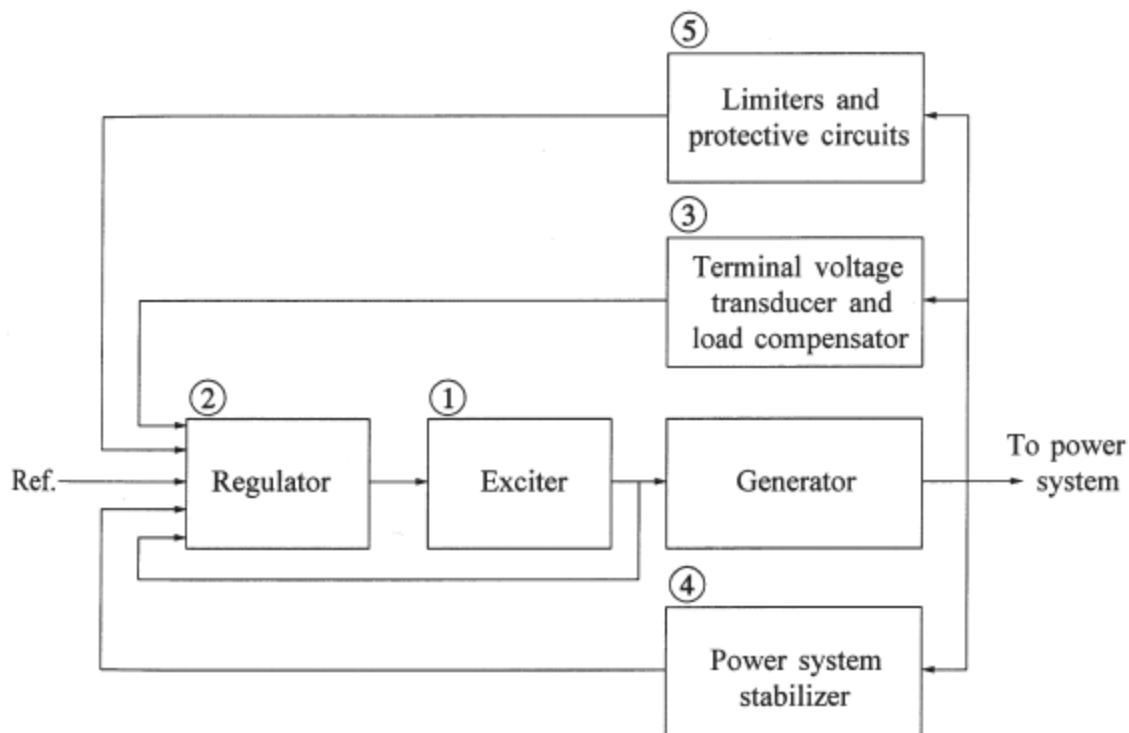


Fig. 4.1 schema a blocchi funzionale di un tipico sistema di eccitazione

- 1) Eccitatrice: fornisce la potenza DC all'avvolgimento rotorico della macchina sincrona.
- 2) Regolatore: amplifica il segnale di errore tra la tensione misurata e il riferimento processando inoltre gli altri segnali di input in modo da fornire un segnale di controllo

in una forma appropriata per controllare l'eccitatrice. Include sia la funzione di regolazione sia la funzione di stabilizzazione.

- 3) Trasduttore tensione ai terminali e load compensator: misura la tensione ai terminali del generatore procedendo a filtrarla. In aggiunta, può essere effettuata una compensazione di carico per compensare la caduta di tensione tra il punto in cui la tensione viene misurata e gli avvolgimenti del generatore o nel caso in cui si voglia regolare la tensione in un punto elettricamente remoto rispetto ai terminali del generatore.
- 4) Power system stabilizer: fornisce un input addizionale al regolatore al fine di smorzare le oscillazioni del sistema di generazione. Alcuni input comunemente usati per esso sono la deviazione di velocità rotorica e la potenza.
- 5) Limitatori e circuiti di protezione: questi includono un'ampia gamma di controlli e funzioni di protezione che assicurano che i limiti di capability dell'eccitatrice e del generatore sincrono non siano superati. Alcuni limitatori comunemente usati sono l'OEL (over excitation limiter), l'UEL (under excitation limiter) e il V/Hz limiter. Gli output di questi elementi distinti sono applicati come input al regolatore come "summing point" input o come input "take over". Nel primo caso l'output del limitatore sarà un input del regolatore e verrà sommato al suo sommatore, mentre nel secondo caso l'output del limitatore sarà l'output anche del regolatore.

## TIPI DI SISTEMI DI ECCITAZIONE

I sistemi di eccitazione hanno assunto diverse configurazioni nel corso degli anni. Possono essere classificati nelle seguenti tre macro categorie basate sulla sorgente di potenza di eccitazione usata:

- Sistemi di eccitazione DC
- Sistemi di eccitazione AC
- Sistemi di eccitazione statici

I sistemi di eccitazione implementati nelle centrali idroelettriche più datate erano solitamente dei primi due tipi quindi o in corrente continua con amplidina o in corrente alternata con raddrizzatori stazionari o rotanti. I sistemi di eccitazione statica sono l'evoluzione dei sistemi precedenti e per questo vengono spesso utilizzati per migliorare le vecchie strutture e ovviamente nelle moderne centrali elettriche. I sistemi di eccitazione di tipo statico non utilizzano eccitatori rotanti e quindi hanno una risposta dinamica molto più rapida e una capacità di forzare il campo più ampia per rispondere a grandi disturbi senza superare i limiti di corrente di campo del generatore. Tuttavia, a causa dell'elevata risposta iniziale, richiedono regolatori di tensione con guadagni elevati che possono avere un impatto negativo sullo smorzamento delle oscillazioni elettromeccaniche. Gli stabilizzatori del sistema di potenza PSS sono spesso usati come controlli supplementari per aggiungere uno smorzamento positivo alle oscillazioni aggiungendo una coppia elettrica in fase con la velocità del rotore.

Nel caso della centrale di Misicuni, essendo questa una centrale recente, il sistema di eccitazione è di tipo statico. Tutti i componenti in questo sistema sono statici o stazionari. I raddrizzatori, controllati o meno, forniscono la corrente di eccitazione direttamente agli avvolgimenti di rotore attraverso anelli collettori. La potenza viene fornita ai raddrizzatori dal generatore principale attraverso un trasformatore abbassatore per ridurre la tensione ad un livello appropriato. Esistono tre principali forme di sistemi di eccitazione statici:

- Potential-source controlled-rectifier system
- Compound-source rectifier system
- Compound-controlled rectifier excitation system

Il sistema di eccitazione presente nella centrale di Misicuni è del tipo Potential-source controlled-rectifier system, rappresentato in forma generale e schematica nella seguente figura.

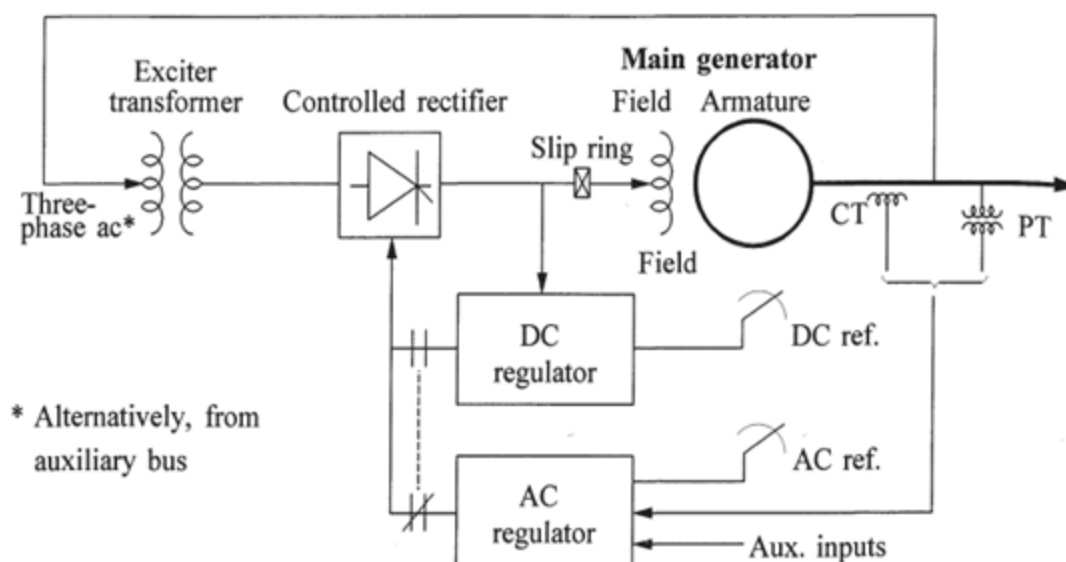


Fig. 4.2 Potential-source controlled-rectifier system

In questo sistema la potenza di eccitazione è fornita attraverso un trasformatore collegato ai terminali del generatore (o ad un bus ausiliario) ed è regolata da un raddrizzatore controllato dal sistema di controllo dell'eccitazione. Questo sistema ha una costante di tempo molto piccola. La massima tensione di eccitazione (output) è, però, dipendente dalla tensione ac di input. Quindi, durante le condizioni di guasto del sistema, che causano tensioni ai terminali del generatore inferiori ai valori prestabiliti, la massima tensione di eccitazione disponibile è ridotta. Questa limitazione del sistema di eccitazione è, in gran parte, compensata dalla sua potenziale risposta istantanea e dalla elevata capacità di forzare il campo negli istanti successivi al guasto. Tale sistema risulta essere conveniente per generatori di grossa taglia e con bassi costi e facilità di manutenzione. In generale, la sua performance per generatori connessi a grandi sistemi di trasmissione è soddisfacente. I sistemi citati precedentemente, di tipo "compound" non sono normalmente considerati

come alternative in questo caso. Essi sono solitamente impiegati, invece, per generatori che alimentano direttamente piccole porzioni di rete o impianti industriali.

Nello specifico della centrale presa in esame, si ha che il trasformatore abbassatore che alimenta il sistema di eccitazione è collegato alla barra MT del generatore mediante tre cavi unipolari RE4H1R 18/30 kV con sezione da 300 mm<sup>2</sup>. Il trasformatore in resina di gruppo Dy1 con raffreddamento AN presenta una potenza di 300 kVA con una tensione secondaria di 190 V. Il sistema statico di eccitazione e il suo controllo è realizzato da BASLER e corrisponde al modello DECS-400. Queste considerazioni possono essere visualizzate nei due schemi unifilari seguenti.

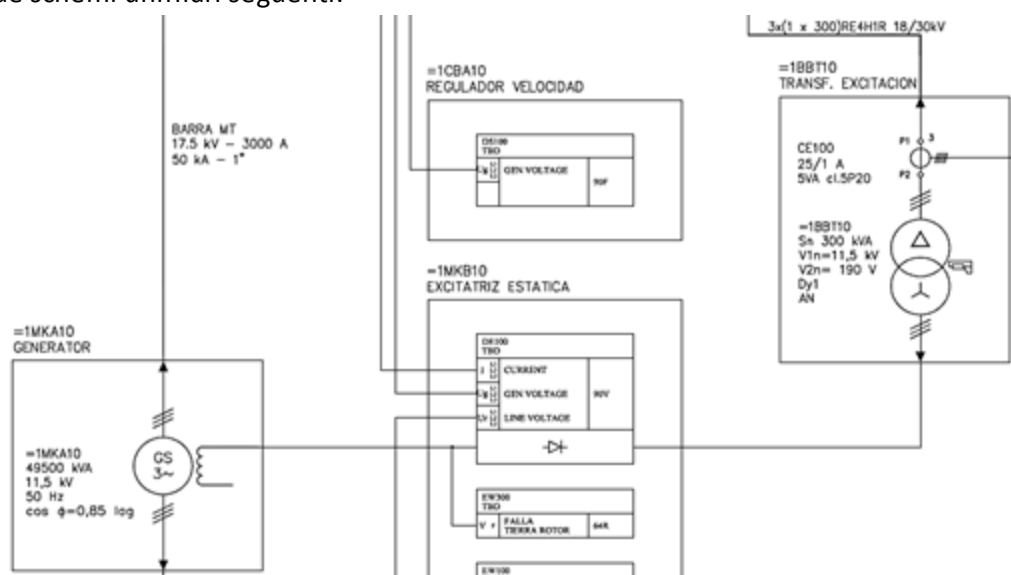


Fig. 4.32 particolare schema unifilare per il sistema di eccitazione

Il DECS-400 è un sistema digitale di controllo dell'eccitazione. Il trend presente e futuro dei sistemi di eccitazione è infatti quello di integrare la tecnologia digitale. Il controllo, le funzioni di protezione e le funzioni logiche vengono implementate digitalmente andando a duplicare e migliorare le funzioni precedentemente realizzate solamente dai circuiti analogici.

Il DECS-400 è dotato di un controller basato su microprocessore che offre controllo di eccitazione, controllo logico e stabilizzazione opzionale del sistema di alimentazione in un pacchetto integrato. L'interfaccia utente è realizzata attraverso il software BESTCOM PC ed incorpora una modalità di test, oscillografo e un display grafico dei risultati del PSS.

Esso adempie allo scopo di controllare la tensione di eccitazione, al fine di mantenere il livello desiderato della tensione ai terminali del generatore, fornendo come output un segnale analogico che controlla l'apertura, e quindi l'uscita di un ponte a tiristori esterno, alimentato dal trasformatore di eccitazione prima descritto. L'uscita controllata del raddrizzatore viene fornita all'avvolgimento rotorico mediante anelli collettivi. Il DECS-400 prevede quattro modalità di controllo dell'eccitazione:

- AVR regolazione automatica della tensione
- FCR regolazione della corrente di campo

- PF controllo del power factor
- Var regolazione della potenza reattiva

Nel primo caso il sistema di controllo dell'eccitazione aggiusta il livello dell'eccitazione per mantenere il desiderato livello della tensione ai terminali del generatore. Il setpoint è inserito attraverso l'interfaccia utente BESTCOMS. Il range di selezione del setpoint dipende dai valori nominali del generatore immessi e dalle impostazioni dell'AVR minime e massime.

Nella modalità di funzionamento Field Current Regulation (FCR) il DECS-400 regola la corrente DC in uscita del power bridge per mantenere il livello desiderato di corrente di campo. Anche in questo caso il setpoint viene inserito mediante interfaccia utente. Nella modalità FCR, al variare del carico, l'operatore deve variare manualmente il setpoint di corrente di campo se si vuole mantenere la tensione nominale del generatore.

Nelle modalità Var control e PF control il sistema di controllo dell'eccitazione regola l'eccitazione al fine di regolare l'output di potenza reattiva del generatore. Nel primo caso regola l'uscita Var del generatore al fine di mantenere il livello desiderato impostabile da interfaccia utente, mentre nella modalità di controllo del fattore di potenza, il DECS-400 regola l'uscita Var del generatore per mantenere un fattore di potenza specifico al variare o meno della potenza attiva generata.

Nel nostro caso pratico verranno modellizzati l'AVR e il PF controller ma nel normale funzionamento della centrale l'unica modalità impiegata è quella di regolazione automatica della tensione, quindi modalità AVR attiva. Lo stesso vale per le prove reali effettuate, quindi il modello del sistema di controllo dell'eccitazione verrà validato nella sua modalità AVR.

Il DECS-400 monitora i parametri del generatore e agisce per controllare, limitare e proteggere la macchina dall'operare al di fuori dei propri limiti di capability. Esso prevede quattro funzioni di protezione/limitazione:

- OEL limitazione della sovra eccitazione
- UEL limitazione della sotto eccitazione
- V/Hz limiter
- SCL limitazione della corrente di statore

A livello pratico nel presente lavoro sono stati realizzati i modelli per ciascuna delle precedenti funzioni, separatamente dall'AVR così da poter testarli e validarli indipendentemente potendo attivarli o meno uno ad uno. Da un punto di vista concettuale questo risulta corretto in quanto, anche se fisicamente il sistema di controllo è unico, le varie funzioni vengono realizzate da circuiti separati e i gli output dei vari elementi (PSS, OEL, UEL ecc..) vanno a sommarsi al summing-point dell'AVR visto che esso nel caso di Misicuni è impostato in questa modalità, e non nella modalità takeover. Nella modalità summing-point, l'output di ogni elemento viene sommato al sommatore dell'AVR con gli altri suoi input, mentre nella modalità takeover l'output dell'elemento in considerazione sovrascrive il normale output dell'AVR.

Come detto precedentemente, il DECS-400 incorpora anche il PSS ed in particolare una sua forma definita dell'IEEE e denominata PSS2A, dotata di due input. Anche in questo caso il modello del PSS sarà indipendente dal modello di AVR per i motivi prima riportati, e il suo output andrà a sommarsi al summing-point dell'AVR.

Grazie alle conoscenze apprese e descritte finora, si procede con la modellizzazione pratica in PowerFactory® degli elementi del sistema di controllo e protezione dell'eccitazione, cominciando dall'elemento più importante: l'AVR.

#### 4.1.1 AVR (Automatic Voltage Regulator)

Come spiegato precedentemente l'obiettivo principale del regolatore di tensione automatico (AVR automatic voltage regulator) è di regolare il livello di eccitazione per mantenere il livello desiderato della tensione ai terminali del generatore.

Procedendo alla creazione, in una pagina vuota del progetto attivato in PowerFactory®, dello schema a blocchi, si parte da definire gli input e gli output. I due input principali sono la tensione "ut" misurata dal trasduttore, modellizzato mediante un ritardo corrispondente al ritardo di misura e la tensione di riferimento "usetp", modellizzata mediante un blocco costante che permette quindi di modificare il valore del setpoint dal *Common Model* dell'AVR in maniera semplice e rapida così da effettuare le varie prove. Il sistema di eccitazione può includere un compensatore di carico che consente la regolazione della tensione in un punto diverso rispetto a quello in cui la tensione viene misurata, ad esempio all'interno degli avvolgimenti del generatore o degli avvolgimenti dell'unità trasformatore step-up principale. Nel nostro caso pratico, la tensione "ut" è uno degli output del modello della macchina sincrona rappresentante la tensione ai morsetti del generatore, rendendo quindi non necessaria la compensazione di carico.

La tensione di riferimento viene sommata ad una variabile denominata "Par\_usetp" che sarà oggetto dei cosiddetti "Parameter event" cioè degli eventi programmabili da una pagina dedicata del software dove ad un preciso istante di tempo impostato dall'utente si fa assumere un determinato valore alla variabile selezionata. Tale funzione ci permetterà per esempio di effettuare un gradino sul riferimento di tensione dell'AVR per osservare e confrontare la sua risposta con la risposta reale.

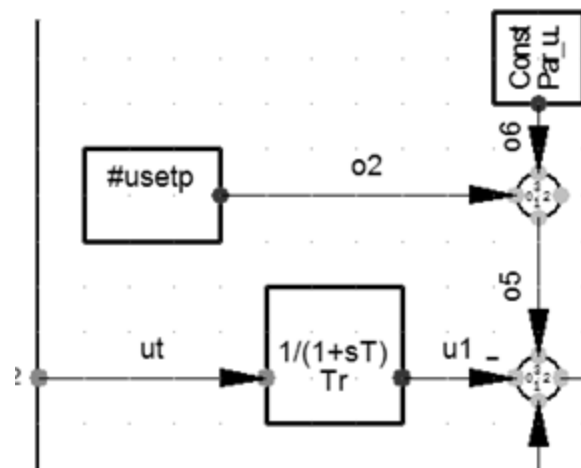


Fig. 4.43 due input principali

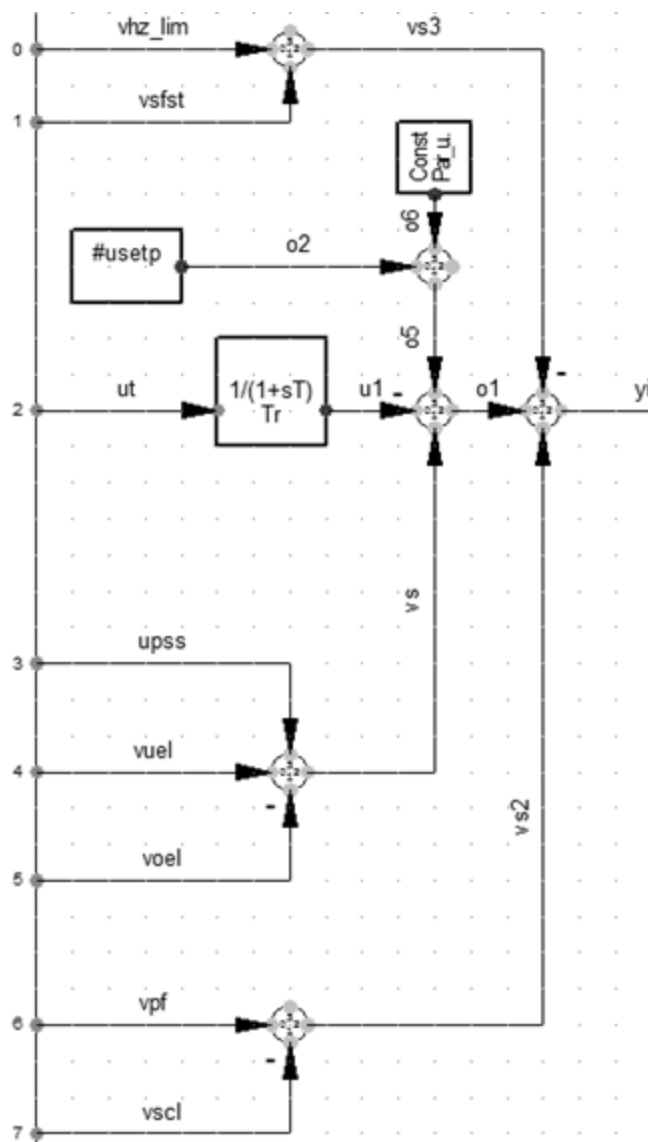


Fig. 4.54 Input AVR



Tutti gli altri input dello schema, evidenziati da un pallino sulla sinistra dello schema, derivano dal fatto che, come accennato prima il BASLER DECS-400 è dotato di un limitatore V/Hz, PSS, UEL (under excitation limiter), OEL (over excitation limiter), PF controller, SCL (stator current limiter). La modellizzazione di tali elementi verrà spiegata successivamente. Ognuno degli output degli elementi citati, quindi, avrà il suo input nell'AVR che verrà sommato in un sommatore con segno opportuno. Per esempio, l'output dell'over excitation limiter (OEL) viene sommato al sommatore con segno negativo perché, in caso di sua azione, dovrà produrre una diminuzione dell'eccitazione.

Il segnale di errore complessivo in uscita dal sommatore entra nel PID e dunque nel blocco regolatore dotato di un guadagno e un ritardo (nella pratica ogni regolatore causa un certo ritardo). L'uscita del PID è limitata da un limitatore.

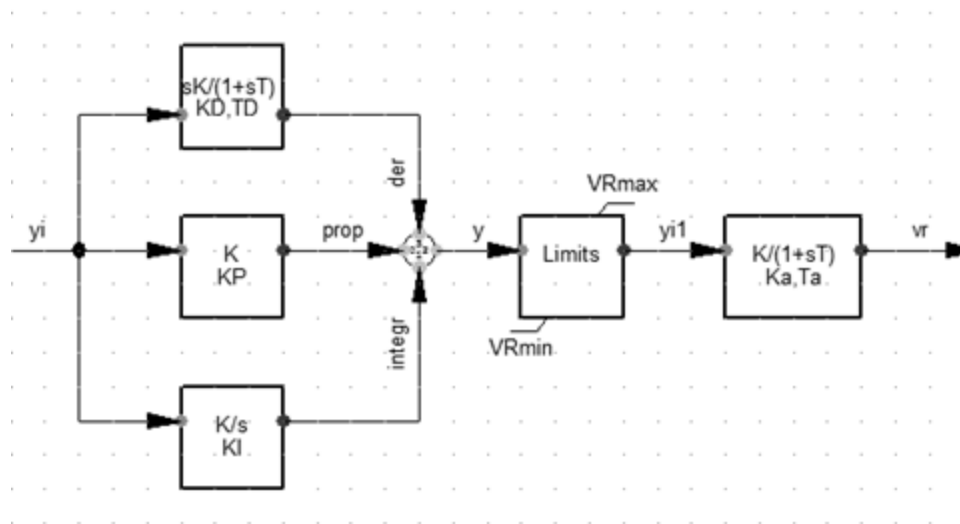


Fig. 4.65 Pid e regolatore AVR

L'output del regolatore, il segnale vr, entra quindi in un loop interno all'AVR che funge da "control loop" della tensione di eccitazione. Questo loop serve a linearizzare la caratteristica di controllo dell'eccitatore e rende inoltre, l'uscita indipendente alle variazioni della fonte di alimentazione fino a quando non vengono raggiunte le sue limitazioni.

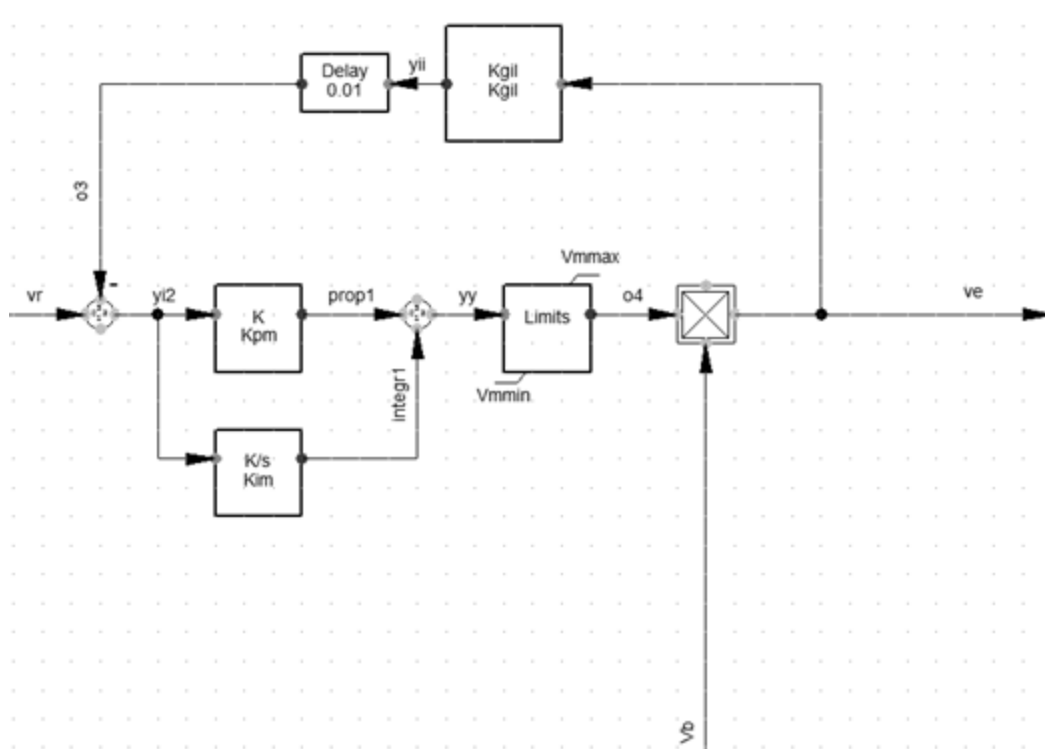


Fig. 4.7 Inner loop AVR

L'output finale "ve" viene infatti moltiplicato per una costante ed un ritardo e viene sottratto all'output del regolatore "vr". Il segnale di errore risultante entra in un PI interno e la sua uscita viene opportunamente limitata. L'uscita di tale loop viene moltiplicata con il segnale "Vb" che indica la tensione di eccitazione disponibile. Grazie a questa configurazione l'uscita dell'intero schema a blocchi non è il segnale analogico di controllo del raddrizzatore ma la tensione di eccitazione applicata all'avvolgimento rotorico che sarà quindi un input del modello della macchina sincrona. Il segnale "Vb" viene "prodotto" nella parte inferiore dello schema.

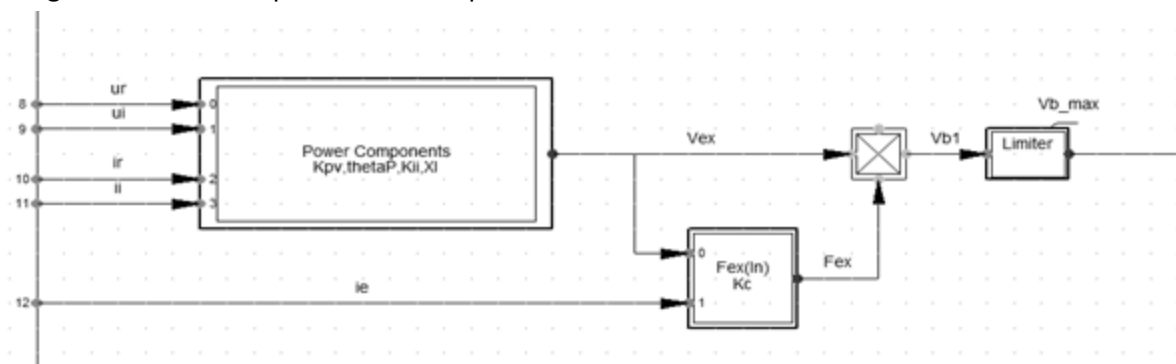


Fig. 4.8 Generazione del segnale "Vb"

Il segnale di destra della figura precedente è appunto "Vb", cioè la tensione disponibile per l'eccitazione.

E' necessario realizzare un modello della potenza di alimentazione utilizzando una combinazione fasoriale della tensione ai terminali e la corrente ai terminali. Nella pratica la

potenza di eccitazione è fornita mediante un trasformatore di eccitazione collegato alla barra MT in uscita dal generatore, ed è regolata da un raddrizzatore controllato, quindi la massima tensione di eccitazione è direttamente correlata alla tensione ai terminali del generatore.

Per realizzare questo modello di potenza di alimentazione dell'eccitazione si hanno come input le componenti reali e immaginarie della tensione e corrente ai terminali del generatore. Il primo blocco da sinistra implementa una compensazione di carico, così da compensare la caduta di tensione sull'impedenza interna del trasformatore di eccitazione, fornendo come output la tensione al secondario del trasformatore di eccitazione. Il blocco più in basso invece permette di tenere conto degli effetti di commutazione del raddrizzatore statico e avrà come input la corrente di eccitazione. Tutte le sorgenti AC che alimentano i circuiti di raddrizzatore hanno una impedenza interna che risulta essere principalmente induttiva. Gli effetti di tale impedenza alterano i processi di commutazione e causano l'andamento fortemente non lineare della caratteristica esterna del raddrizzatore crescente al crescere della corrente di carico. I circuiti a ponte ad onda intera trifase comunemente impiegati hanno tre distinte modalità operative. La corrente di carico del raddrizzatore determina le equazioni caratterizzando queste tre modalità. La figura seguente mostra la caratteristica di regolazione dei raddrizzatori:

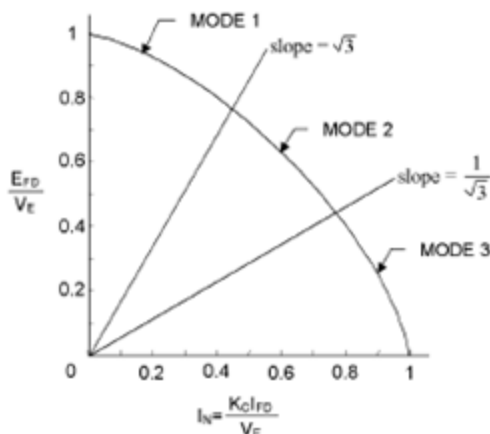


Fig. 4.96 caratteristica di regolazione dei raddrizzatori

Si nota che la caratteristica è divisibile in tre zone, quindi per la sua implementazione il modello utilizza una linearizzazione a tratti, mediante le seguenti equazioni:

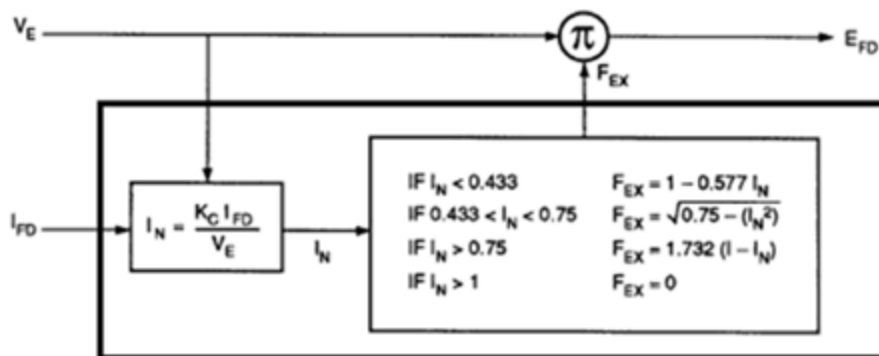


Fig. 4.107 Equazioni interne al blocco "Fex(In)"

“Vex” (Ve nella figura precedente) rappresenta la tensione sul secondario del trasformatore di eccitazione. Kc è il fattore di carico del raddrizzatore proporzionale alla reattanza di commutazione. “Fex” rappresenta il fattore di carico del raddrizzatore ed è funzione della corrente di carico “In”. Il loro prodotto determina “Vb” (Efd nella figura precedente) cioè la tensione disponibile per l’eccitazione, questa prima di essere moltiplicata per il segnale in uscita dal regolatore e dal loop interno, viene limitata da un limitatore che ha come limite superiore Vb\_max determinato dal livello di saturazione dei componenti di potenza. “Vb” viene, infine, moltiplicata per l’output del loop interno.

Il prodotto risulta essere l’output finale dell’AVR denominato “ve” cioè la tensione di eccitazione.

In questo tipo di sistema, le costanti di tempo dell'eccitatrice sono molto piccole e la realizzazione di un circuito di stabilizzazione dell'eccitatrice potrebbe non essere richiesta, infatti non è stata realizzata nel nostro caso.

Il modello dell’AVR ha raggiunto la configurazione mostrata nella figura successiva dopo numerose modifiche e cambiamenti dovuti in particolare ai primi test sulla parte elettrica, effettuati per verificare che essa fornisse dei risultati coerenti e soddisfacenti. Questo vale anche per lo sviluppo dei blocchi successivi.

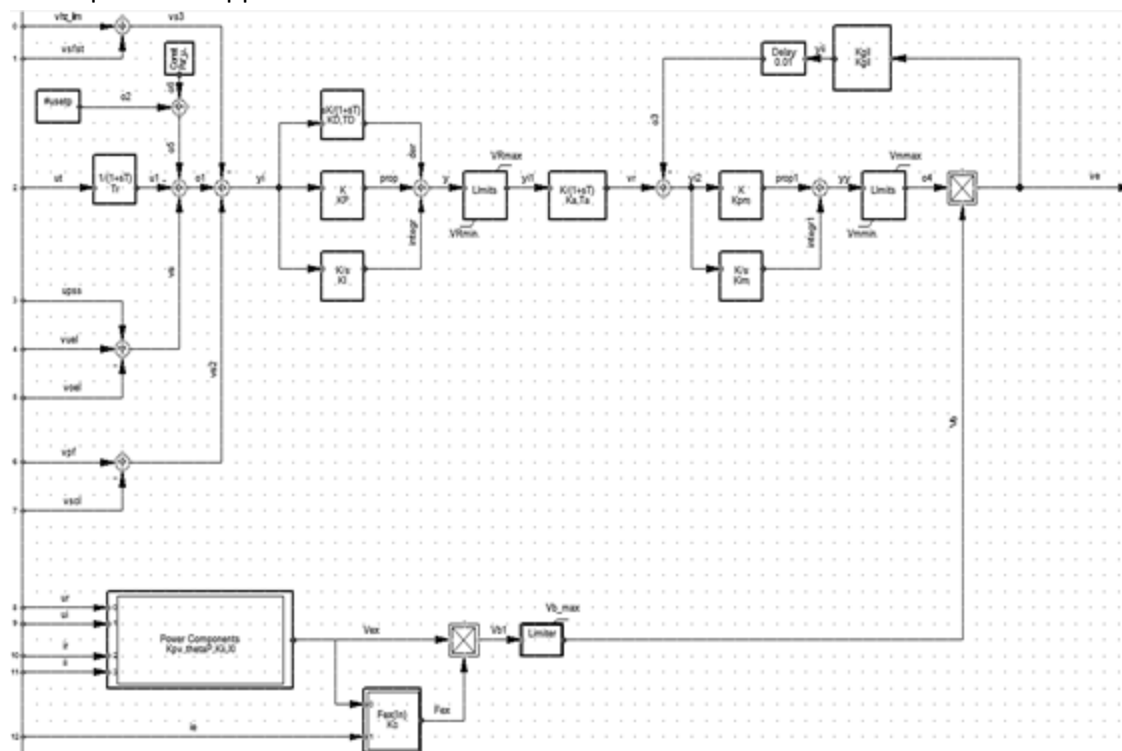


Fig. 4.11 Schema a blocchi completo AVR

All’interno della pagina del *Block Definition* creato, apribile mediante doppio click sullo schema a blocchi, è necessario inserire la definizione dei parametri poi inseribili mediante *Common Model* associato. Si utilizza quindi la funzione “vardef” e si indica l’unità di misura ed una breve descrizione per rendere comprensibile a tutti, ciò che tale parametro indichi. Si procede poi all’inizializzazione delle variabili. In PowerFactory®, tutti i modelli dinamici sono inizializzati in base ad un calcolo di load flow. In altre parole, prima dell'inizio di una

simulazione nel dominio del tempo, il sistema sta funzionando in condizioni di regime stazionario e le tensioni di rete, i flussi di potenza attiva e reattiva, i carichi ecc. sono definiti dalla soluzione del load flow iniziale. Ciò significa anche che la configurazione operativa definita per il calcolo del load flow (ad esempio il dispacciamento di potenza attiva/reattiva del generatore, le impostazioni per i controller ecc.) viene utilizzata come punto di partenza per la simulazione nel dominio del tempo. Oltre quindi a configurare correttamente i parametri dei vari elementi di rete è necessario effettuare una corretta inizializzazione delle variabili dei modelli dinamici. Questo viene realizzato all'interno di ciascun *Block Definition* attraverso la funzione "inc" che permette di assegnare alla variabile un certo valore o associarla ad un'altra variabile. Il processo di inizializzazione viene generalmente eseguito nella direzione opposta rispetto al normale funzionamento, cioè da destra a sinistra o da output ad input. Questo perché le uscite del modello sono generalmente note (ad esempio dal calcolo del load flow in regime stazionario) e gli input sono sconosciuti e devono essere inizializzati.

Nella maggior parte dei modelli, è necessario inizializzare manualmente un certo numero di variabili (o segnali). Questo vale generalmente per variabili o segnali che non possono essere determinati direttamente dalla soluzione del load flow. Quando una variabile o un segnale non sono noti o inizializzati manualmente, PowerFactory® proverà a utilizzare le equazioni del modello per calcolare il suo valore iniziale. Un errore verrà generato se le equazioni del modello hanno variabili o segnali non definiti (ad esempio, un input sconosciuto). Le variabili o i segnali non definiti devono essere inizializzati manualmente. Elaborando il concetto di segnali noti e sconosciuti, i segnali noti sono quelli che sono collegati a modelli built-in (ad esempio elementi di Rete come macchine sincrone, trasformatori, ecc.) o altri modelli che sono già stati inizializzati.

Infine all'interno della pagina del *Block Def.* si può inserire una sorta di descrizione del modello sviluppato così che ognuno che lo utilizzi possa avere una breve introduzione e spiegazione. Anche i singoli blocchi che compongono lo schema hanno una breve spiegazione del loro funzionamento o una giustificazione delle scelte effettuate nella loro pagina interna, dove sono contenute le loro equazioni di funzionamento.

La procedura di definizione dei parametri, la procedura di inizializzazione delle variabili e l'inserimento delle descrizioni-spiegazioni (in lingua inglese) nelle pagine dello schema a blocchi e dei singoli blocchi sono state realizzate per tutti i *Block Definition* sviluppati. Ognuno ovviamente ha le sue peculiarità ma il procedimento è il medesimo.

#### 4.1.2 UEL (Under Excitation Limiter)

Il limitatore di sottoeccitazione UEL rileva l'output di potenza reattiva del generatore e ha la funzione di incrementare l'eccitazione per uno o più dei seguenti motivi:

- a) Prevenire il funzionamento instabile del generatore che può portare alla perdita di sincronismo a causa di insufficiente eccitazione

- b) Prevenire il surriscaldamento del ferro statorico a causa del funzionamento in regioni di estrema sotto eccitazione nella curva di capability
- c) Prevenire che i relay di perdita di eccitazione agiscano durante operazioni di sotto eccitazione.

Per fare ciò esso deve rilevare il valore della potenza reattiva e della potenza attiva, determinando quindi il punto di funzionamento del generatore, e verificare che tale punto di funzionamento sia all'interno della curva di riferimento. La curva generata internamente si basa sul livello limite di potenza reattiva in funzione della potenza attiva. Tale curva inoltre è definita per la tensione nominale del generatore ma deve settarsi automaticamente in base alla tensione e potenza attiva istantanea.

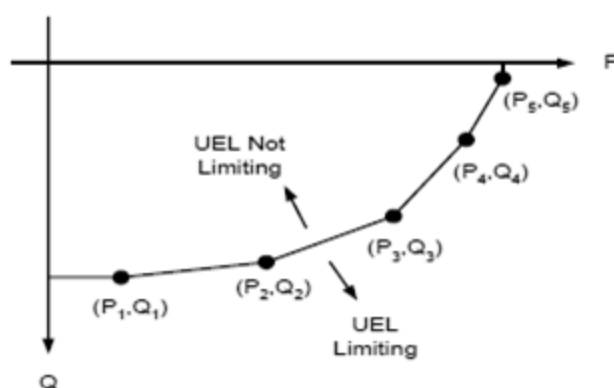


Fig. 4.128 Curva riferimento UEL

Come mostra la figura precedente, se il punto di funzionamento istantaneo del generatore è interno alla curva di riferimento, l'UEL non agisce, in caso contrario esplica la sua azione limitante. Lo schema a blocchi implementato per l'UEL è del tipo summing point quindi l'output entrerà nel sommatore dell'AVR. "vuel", cioè l'output dell'UEL, sarà uno degli input dell'AVR e si sommerà con segno positivo al sommatore in aggiunta al segnale differenza tra la tensione istantanea e la tensione di riferimento.

Come input per lo schema a blocchi avremmo: la potenza attiva, la potenza reattiva e la tensione (tutte istantanee). La potenza reattiva istantanea  $Q_1$  viene confrontata con il riferimento "Qref". La determinazione di tale riferimento risulta la parte più complessa nella realizzazione di tale modello. La curva di riferimento dell'UEL, definita dall'utente, viene regolata automaticamente in base alla tensione di funzionamento del generatore e alla potenza reale utilizzando l'esponente della potenza reale in dipendenza alla tensione come mostrato nella figura successiva.

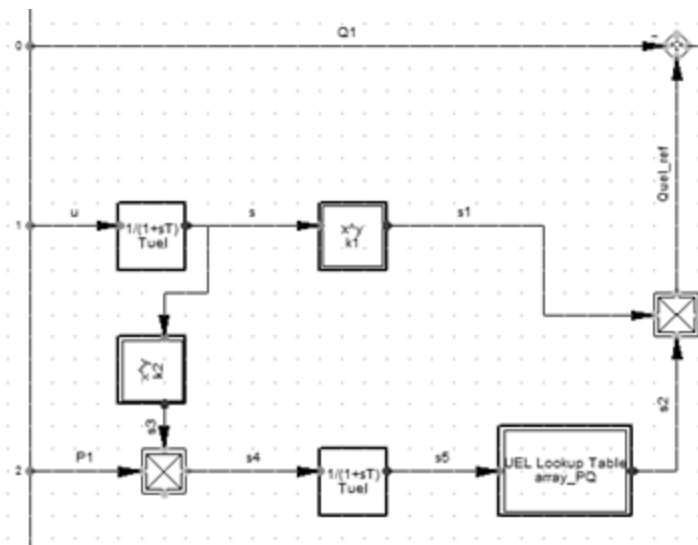


Fig. 4.139 Dettaglio UEL

L'esponente utilizzato sarà  $k=1$  esprimendo quindi una dipendenza lineare dalla tensione per la curva di riferimento. Viene quindi calcolato il prodotto  $P1 \cdot (1/ut)$ , quindi il rapporto tra potenza attiva e tensione (elevata alla  $k=1$ ). Tale rapporto va a regolare la curva impostata. La curva di riferimento per la tensione nominale viene determinata dall'utente tramite una lookup table in cui tramite *Common Model* è possibile inserire una matrice 5x2 P-Q che determina quindi una curva a 6 segmenti come quella della figura vista precedentemente.

Per comprendere la modellizzazione effettuata si riporta lo schema a blocchi completo:

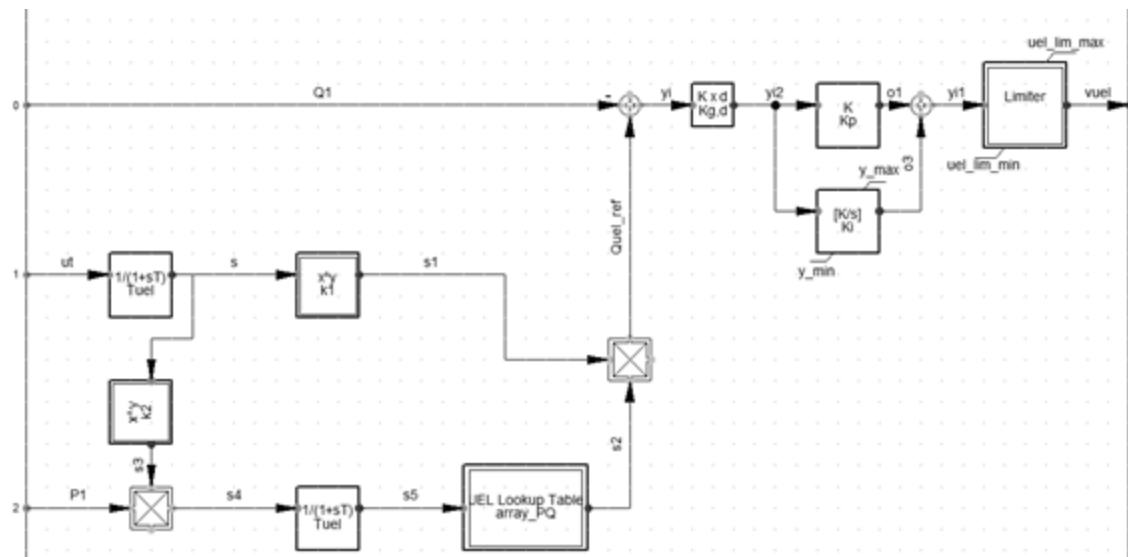


Fig. 4.1410 Schema a blocchi UEL

L'errore tra la potenza reattiva e il riferimento viene moltiplicato per il guadagno  $Kg$  utilizzato per compensare le variazioni dei guadagni dipendenti dalla configurazione del sistema. La regolazione di tale guadagno che amplifica o riduce il segnale di errore sarà fondamentale nel processo di validazione per ottenere una risposta più vicina possibile a

quella reale (concetto valido per tutti i modelli dei limitatori). Il segnale entra quindi in un regolatore PI con la componente integrativa limitata. L'uscita del PI entra infine in un limitatore che limita l'output dell'UEL denominato "vuel". Tale output dovrà essere solamente positivo quindi il limite inferiore del limitatore sarà zero. L'uscita di tale *Block Def.* infatti, in caso di sua azione, dovrà provocare un aumento dell'eccitazione e sarà dunque positiva e verrà sommata al sommatore dell'AVR.

### 4.1.3 OEL (Over Excitation Limiter)

L'OEL monitora il livello della corrente di campo fornita dall'eccitatrice statica e la limita riducendo l'eccitazione per prevenire il surriscaldamento dell'avvolgimento rotorico. Gli OEL per molto tempo non sono stati modellati nelle simulazioni dinamiche del power system. La possibilità di un collasso di tensione in sistemi di generazione fortemente stressati aumenta l'importanza di modellare questi limitatori negli studi nei quali le macchine operino a livelli elevati di eccitazione per un periodo prolungato, come casi di studi in isola.

Anche in questo caso il modello sviluppato è del tipo summing point come la sua forma attiva nel DECS-400 della centrale di Misicuni. L'output "voel" sarà uno degli input dell'AVR e si sommerà con segno negativo ad un sommatore in aggiunta al segnale differenza tra la tensione istantanea misurata e la tensione di riferimento.

La corrente di campo di riferimento è generata in base ad una curva a tre gradini, determinata dai parametri inseriti dall'utente attraverso *Common Model*, costituita da un valore elevato (massimo valore della corrente di campo) associato al tempo  $t_1$ , un valore intermedio di corrente associato al tempo  $t_2 > t_1$  ed un valore basso (massima corrente di campo continua) per  $t > t_2$ . La curva di riferimento approssima la capability della corrente di campo in caso di sovraccarico di breve durata. La figura seguente esemplifica la curva di riferimento:

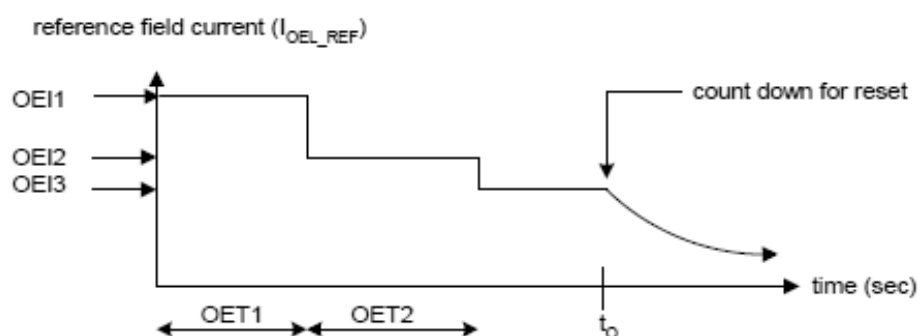


Fig. 4.15 Curva riferimento OEL

Per comprendere la modellizzazione effettuata si riporta lo schema a blocchi:



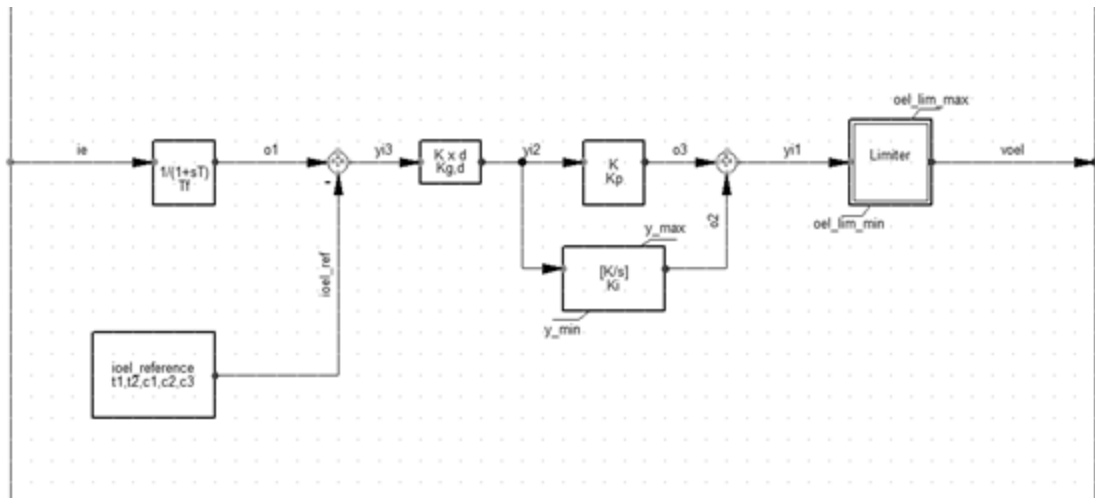


Fig. 4.1611 Schema a blocchi OEL

L'unico input dello schema è la corrente di campo "ie" che viene confrontata con il riferimento di corrente generato come descritto precedentemente. All'interno del blocco "ioel\_reference" si produce la curva della corrente di campo di riferimento in funzione del tempo. I parametri che determinano tale curva cioè i tempi e i corrispondenti valori di corrente sono inseribili da *Common Model*.

Il segnale di errore viene moltiplicato per il guadagno Kg che anche in questo caso ha la funzione di compensare le variazioni dei guadagni dipendenti dalla configurazione del sistema. Il segnale entra quindi in un regolatore PI con la componente integrativa limitata. L'uscita del PI entra infine in un limitatore che limita l'output dell'OEL denominato "voel". L'uscita di tale *Block Def.* in caso di sua azione, per come è stato strutturato, sarà positiva (limite inferiore del limitatore uguale a zero) ma, dovendo esso provocare una riduzione del livello di eccitazione, verrà sommata al sommatore dell'AVR con segno negativo.

#### 4.1.4 SCL (Stator Current Limiter)

L'SCL monitora il livello della corrente di statore e la limita per prevenire il surriscaldamento dell'avvolgimento statorico. La sua modellizzazione ha una struttura simile a quella dell'OEL. Avremmo come input la corrente statorica che arriva nel *Composite Frame* dal modello del generatore. Questa sarà confrontata con un riferimento costituito da una forma d'onda a due gradini. Abbiamo un valore elevato di corrente associato al tempo t1 e un valore basso per t>t1. Il generatore può operare continuamente al livello basso di corrente invece può operare solo per un tempo programmato (t1) al livello elevato. La figura seguente esemplifica la curva di riferimento:

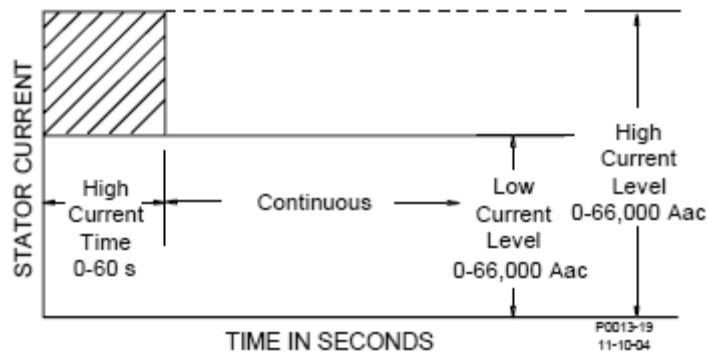


Fig. 4.1712 Curva riferimento SCL

L'SCL modifica il livello di eccitazione in base a tale comparazione con il riferimento, ma anche conforme se la potenza reattiva è assorbita o esportata.

Per comprendere la modellizzazione effettuata si riporta lo schema a blocchi:

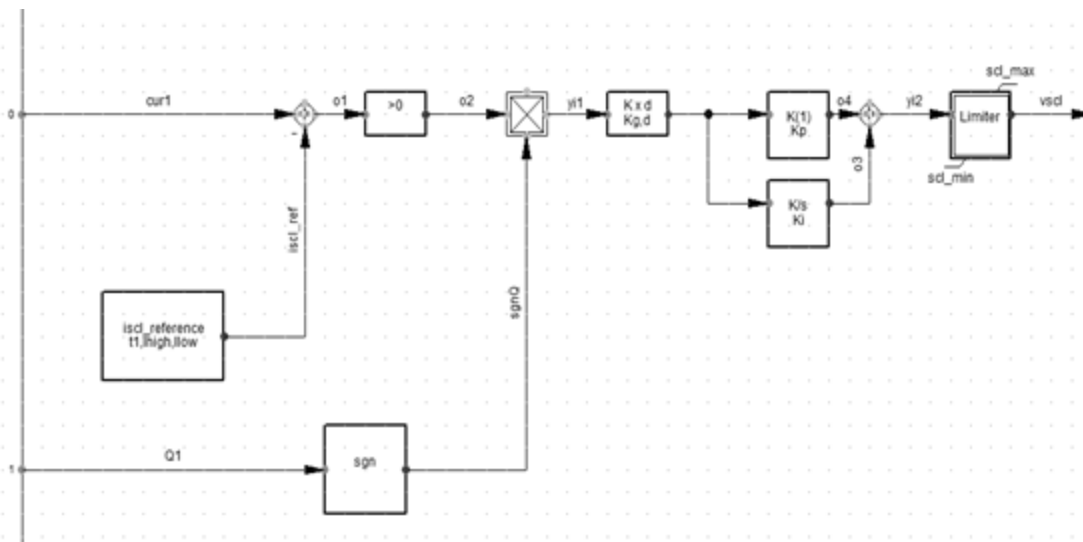


Fig. 4.1813 Schema a blocchi SCL

Come input avremo "cur1" cioè la corrente statorica, e "Q1" cioè la potenza reattiva di cui viene calcolato il segno (blocco "sgn") che ci permette di capire se la potenza reattiva è assorbita o esportata. Questo perché in un caso l'azione del SCL andrà in una direzione (segno), mentre nel caso opposto la sua azione sarà in direzione contraria. Il segnale "sgnQ" sarà +1 in caso di sovraeccitazione e -1 in caso di sottoeccitazione.

Nel blocco "iscl\_reference" viene prodotta la curva della corrente di riferimento in funzione del tempo descritta precedentemente. I parametri che determinano tale curva cioè i tempi e i corrispondenti valori di corrente sono inseribili da *Common Model*.

Il segnale di errore viene moltiplicato per il guadagno Kg che anche in questo caso ha la funzione di compensare le variazioni dei guadagni dipendenti dalla configurazione del sistema. Il segnale entra quindi in un regolatore PI con la componente integrativa limitata. L'uscita del PI entra infine in un limitatore che limita l'output dell'SCL denominato "vscd". L'uscita di tale *Block Def.* in caso di sua azione, per come è stato strutturato, sarà positiva

(limite inferiore dell'limitatore uguale a zero) ma, dovendo esso provocare una riduzione del livello di eccitazione per provocare una diminuzione della corrente statorica, verrà sommata al sommatore dell'AVR con segno negativo.

#### 4.1.5 V/Hz limiter

Il V/Hz limiter è un limitatore che ha la funzione di proteggere il generatore e il trasformatore elevatore da danni provocati da un eccessivo flusso magnetico causato da un funzionamento tipicamente a basse frequenze e/o in sovratensione, e più in generale da un funzionamento con un rapporto tensione su frequenza troppo elevato (il flusso magnetico è infatti proporzionale a tale rapporto).

La realizzazione dell'limitatore Volts/Hertz avviene con la comparazione del rapporto tra la tensione e la frequenza di funzionamento con un valore di riferimento definito mediante le impostazioni del DECS-400, generando un segnale di errore. Il limitatore non agisce quando il rapporto è inferiore o uguale al riferimento.

Una tipica curva di riferimento (pendenza di riferimento nel piano V-Hz) è illustrata nella figura seguente:

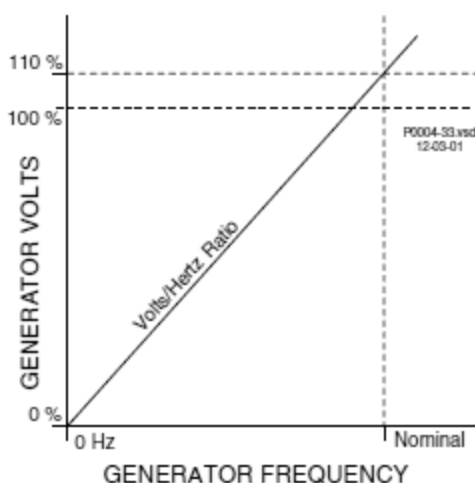


Figure 3-14. Typical 1.1 PU Volts/Hertz Limiter Curve

Fig. 4.1914 Curva riferimento V/Hz

Il V/Hz limiter non viene considerato nelle prove reali effettuate. Una possibile spiegazione può essere che nei relay inseriti è già presente un protezione V/Hz quindi, anche se questa ovviamente ha un ruolo "passivo" e non va a operare sull'avr in caso di intervento, l'azione di tale blocco viene demandata alla protezione. Nonostante ciò è stato realizzato il suo modello ma nelle simulazioni effettuate per la validazione non verrà attivato (o non collegato all'AVR nel *Composite Frame* oppure utilizzando la spunta "out of service" nel suo *Common Model*).

Per comprendere la modellizzazione effettuata si riporta lo schema a blocchi:

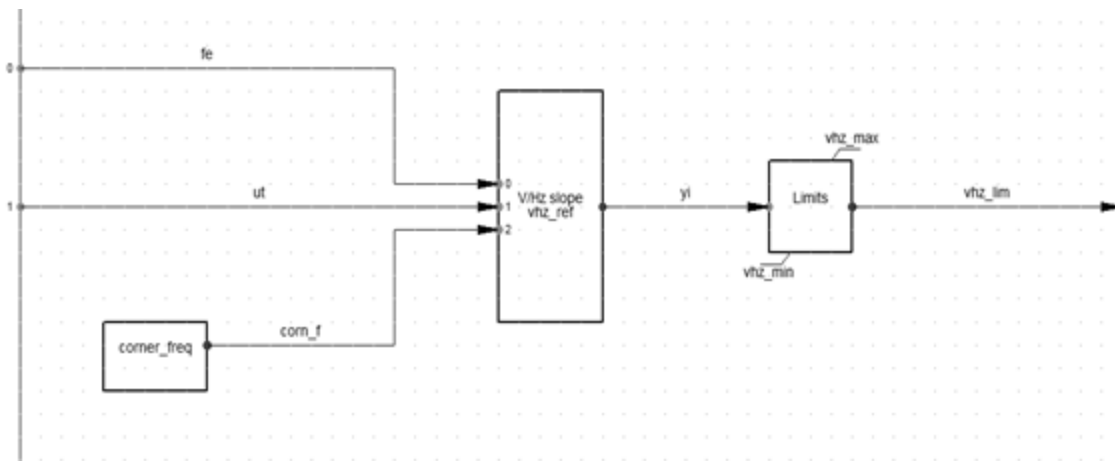


Fig. 4.20 Schema a blocchi V/Hz limiter

Gli input dello schema saranno la tensione istantanea (modulo) in uscita dal generatore e la frequenza istantanea. La corner frequency rappresenta il limite di frequenza oltre il quale il valore della tensione viene mantenuto costante e non cresce linearmente secondo la retta V/Hz con la pendenza prefissata. Gli input entrano nel blocco centrale denominato “V/Hz slope” nel quale viene calcolato il rapporto tra la tensione e la frequenza di generatore e tale rapporto confrontato con il rapporto di riferimento (pendenza di riferimento nel piano V-Hz). Il valore della pendenza di riferimento è impostabile da *Common Model*. Il segnale di errore viene limitato da un limitatore e costituisce l’output del V/Hz limiter denominato “vHz\_lim”. L’uscita di tale *Block Def.*, in caso di sua azione, per come è strutturato, sarà positiva (limite inferiore del limitatore uguale a zero) ma, dovendo ridurre la tensione ai terminali per ridurre il rapporto V/Hz, verrà sommata al sommatore dell’AVR con segno negativo.

#### 4.1.6 PF controller

Il PF controller ha la funzione di controllare l’output di potenza reattiva del generatore per mantenere uno specifico valore del PF (power factor) al variare della potenza attiva da esso erogata. Tale controller può fungere anche da VAR controller (fisicamente è un elemento unico che può a seconda dell’impostazione effettuare entrambe le funzioni, a livello di modello sono necessarie solo alcune modifiche).

Ogni macchina sincrona può essere inserita in una delle due seguenti categorie:

- a) Macchine che regolano la tensione: macchine sincrone che partecipano regolazione della tensione del sistema. La maggior parte dei generatori sincrini dovrebbe far parte di questa categoria. In questo caso le specifiche di un controller var/pf non sarebbero appropriate.
- b) Macchine che seguono la tensione: macchine sincrone che non partecipano alla regolazione della tensione del sistema, ma che seguono le variazioni di tensione. Questa include piccole macchine sincrone che sono collegate a sistemi di distribuzione. Queste macchine sono quelle che potrebbero includere un controller o regolatore var/pf.

Il DECS-400, come già detto, offre quattro modalità di controllo: regolazione automatica della tensione (AVR), regolazione corrente di campo (FCR), regolazione del fattore di potenza (PF) e potenza reattiva (Var). Si capisce dunque che è possibile solo un funzionamento per volta. Nel nostro caso il DECS-400 funziona nella centrale di Misicuni sempre con la modalità AVR quindi anche nelle prove successive si fa riferimento a tale funzionamento. Il *Block Def.* FCR non è stato realizzato mentre per esercizio e completezza è stato sviluppato il PF controller (adattabile ad un VAR controller).

Per comprendere la modellizzazione effettuata si riporta lo schema a blocchi completo:

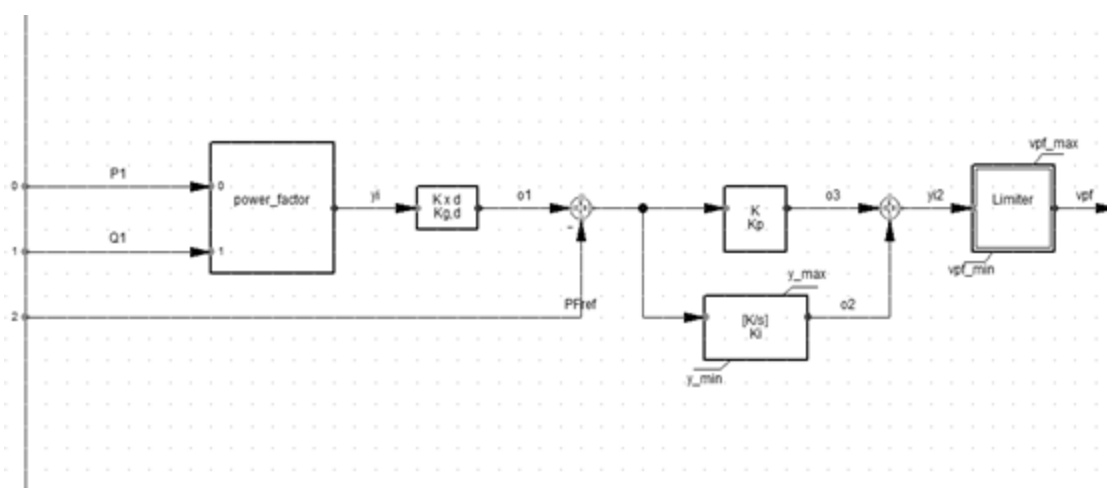


Fig. 4.21 Schema a blocchi PF controller

Gli input saranno ovviamente P1 e Q1 potenza attiva e reattiva istantanee che entrano in un blocco dove viene calcolato il power factor. Questo viene confrontato con il valore di riferimento, impostabile da *Common Model*. Il segnale di errore viene moltiplicato per il guadagno Kg che anche in questo caso ha la funzione di compensare le variazioni dei guadagni dipendenti dalla configurazione del sistema. Il segnale entra quindi in un regolatore PI con la componente integrativa limitata. L'uscita del PI entra infine in un limitatore che limita l'output del PF controller denominato "vpf".

#### 4.1.7 PSS (Power System Stabilizer)

Il PSS (Power System Stabilizer) viene utilizzato per migliorare lo smorzamento delle oscillazioni del sistema di generazione attraverso il controllo dell'eccitazione utilizzando segnali ausiliari. Gli input più comuni sono la velocità dell'albero, la frequenza del generatore e la potenza. I parametri del pss devono essere opportunamente settati in base agli input presenti. La risposta dinamica del Sistema e la stabilità è migliorata grazie all'azione del PSS.

Lo stabilizzatore di potenza presente nel BASLER DECS-400 è un pss a doppio ingresso definito dall'IEEE e denominato PSS2A. Esso utilizza un metodo indiretto di stabilizzazione del sistema di alimentazione che utilizza come input la differenza tra velocità istantanea e riferimento di velocità, cioè la deviazione della velocità del rotore, e la potenza. Questo

metodo elimina i componenti indesiderati dal segnale di velocità (come rumore, scentratura dell'albero o oscillazioni torsionali) evitando di fare affidamento sul segnale di potenza meccanica che risulta difficile da misurare.

Visto che il DECS-400 implementa questo tipo di pss, in questo caso si è cercato di comprendere il modello standardizzato e ricrearlo. Questo è stato l'unico elemento per il quale è stata seguita tale procedura.

Per comprendere la configurazione del modello si riporta lo schema a blocchi completo:

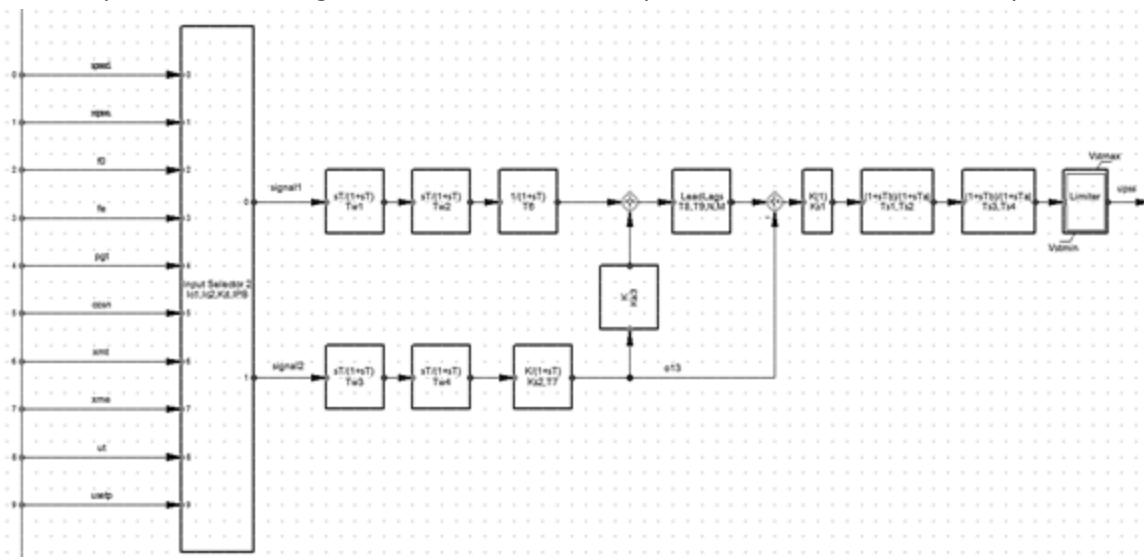


Fig. 4.2215 Schema a blocchi PSS

A sinistra possiamo vedere i vari input del PSS, l'utente seleziona due input mediante *Common Model* e tale scelta viene messa in atto sullo schema dal blocco denominato "input selector". Ognuno dei 2 segnali di input scelti, signal1 e signal2 entrano in due filtri passa alto, con costanti di tempo Tw1 e Tw2 impostabili poi da *Common Model*, che hanno il fine di rimuovere il livello medio e produrre il segnale di deviazione. Questo garantisce che lo stabilizzatore agisca solo per le variazioni di velocità e potenza e non alteri permanentemente il riferimento di tensione.

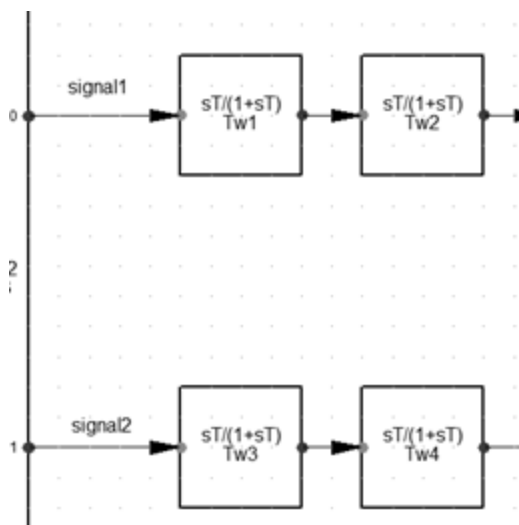


Fig. 4.23 Filtri passa alto PSS

I segnali di deviazione entrano poi in filtri passa basso. Il segnale di potenza è inoltre integrato e scalato. Il segnale di deviazione della velocità e l'integrale del segnale di deviazione della potenza vengono combinati producendo un segnale integrale derivato del segnale di potenza meccanica. Esso entra in un filtro passa basso ed in un ramp-tracking filter racchiusi nello schema in figura nel blocco "LeadLags". Il filtro passa basso fornisce una attenuazione dei componenti torsionali che appaiono nel percorso dell'input di velocità. Il ramp-tracking filter produce un errore a regime per le variazioni a rampa dell'integrale della potenza elettrica di ingresso. Questo limita la variazione dell'output dello stabilizzatore a livelli molto bassi per i range di variazione della potenza meccanica che si riscontrano normalmente durante il funzionamento dei generatori.

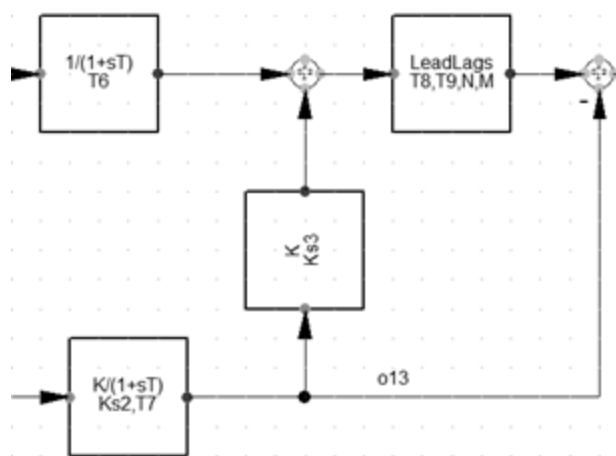


Fig. 4.2416 Filtri passa basso, combinazione dei due segnali e ramp-tracking filter

Il segnale viene quindi moltiplicato per il guadagno del PSS. Il segnale risultante viene modificato prima di essere fornito come input all'AVR, attraverso dei blocchi lead-lag che effettuano una compensazione di fase (anticipo di fase necessario per compensare il ritardo introdotto dal regolatore di tensione e specifico per ogni sistema). Infine l'output, denominato "upss", viene limitato da un limitatore prima di essere inviato all'AVR dove verrà sommato nel sommatore con segno positivo.

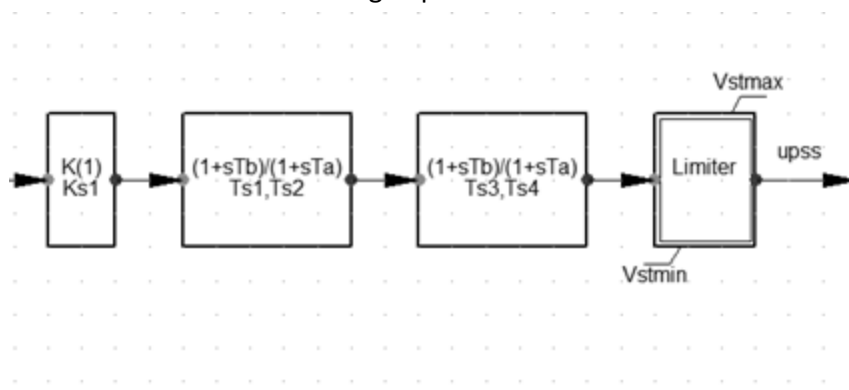


Fig. 4.2517 Parte finale PSS

Come si capisce tale *Block Def.* ha un livello di complessità elevato, maggiore rispetto ai precedenti e raggiunto solo dal modello del Governor-Parte meccanica/idraulica.

## 4.2 Prime Mover e Regolatore di velocità (Governor)

Come già discusso nel capitolo precedente il controllo del sistema di generazione comprende anche il controllo del prime mover attraverso il governor (o regolatore di velocità).

I controlli del prime mover sono relativi alla regolazione della velocità e al controllo delle variabili del sistema di alimentazione. Per i generatori accoppiati a turbine idrauliche, le variabili includono prevalenza e flusso. La funzione principale del governor è di regolare la frequenza del sistema controllando la posizione del gate così da controllare la potenza meccanica di uscita del motore primo. Pertanto, il suo segnale di ingresso è la velocità dell'albero e la variabile di uscita controllata è la potenza meccanica, che viene poi convertita in energia elettrica dal generatore. La figura seguente, esemplifica bene lo schema funzionale del sistema descritto.

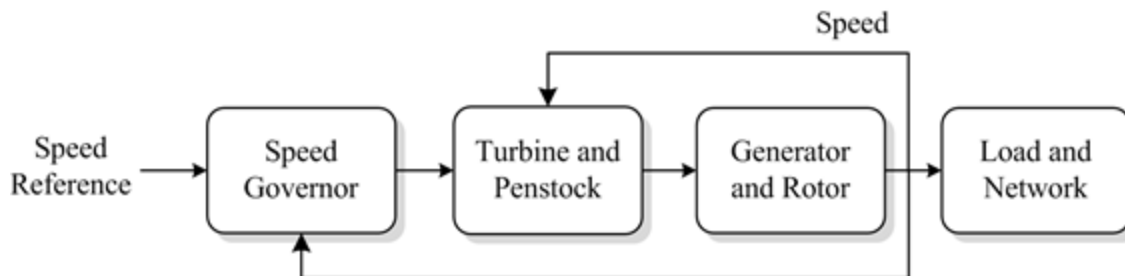


Fig. 4.26 Schema funzionale del controllo del prime mover

Dalla figura vediamo che concettualmente si hanno due "elementi", il Governor, cioè il regolatore di velocità e la Turbina/condotta, indicando con questa la modellizzazione dei componenti meccanico-idraulici di una centrale idroelettrica. Nel nostro caso questi due elementi saranno modellizzati in un unico *Block Definition* così da validare successivamente tale sistema nella sua totalità.

I regolatori di velocità in passato erano di tipo meccanico-idraulico e utilizzavano come sensore di velocità un pendolo di Watt. Questo tipo di regolatore e il suo modello dinamico corrispondente sono ben noti e reperibili facilmente in letteratura. Il suo svantaggio principale era la presenza di bande morte a causa dei transitori meccanici, e scarsa precisione. Per questi motivi, il regolatore idro-meccanico classico è stato sostituito dal regolatore elettro-idraulico. Le centrali moderne come la centrale di Misicuni, adottano questo tipo di governor. Il principio di funzionamento del sistema di regolazione elettro-idraulico è lo stesso di quello idro-meccanico, ma è gestito elettricamente, assicurando una maggior precisione e tempi di risposta migliori. In essi la rilevazione della velocità viene effettuata generalmente con una ruota fonica. La ruota fonica è composta da una ruota dentata e da uno o più sensori induttivi o ottici. I sensori induttivi sono costituiti da una bobina avvolta attorno a un magnete permanente. Grazie alla conformazione della ruota, il sensore rileva la variazione di flusso in corrispondenza ad ogni dente e invia un segnale alternato nel quale ogni picco corrisponde a un dente della ruota fonica. Si può quindi elaborare il segnale del sensore in modo da conoscere la velocità angolare della ruota fonica. Questo sistema di misura non presenta parti delicate in movimento ed è quindi molto più affidabile e richiede minor manutenzione rispetto ad esempio al pendolo di Watt.



Il segnale dei sensori induttivi va quindi inviato a un sistema in grado di elaborarlo e ricavarne il valore di velocità. Esistono poi ruote foniche con sensori ottici (encoder); in questo caso, la ruota è costituita da un laser e un sensore che lo rileva quando tra i due non è presente un ostacolo. Questi sensori vengono posizionati in modo da rilevare la presenza dei denti della corona. Alla rotazione della ruota si avrà in uscita del sensore una sequenza di impulsi la cui frequenza sarà proporzionale alla velocità di rotazione.

Il governor elettro-idraulico ricorre ad un controllore PID. Il termine proporzionale effettua un'azione di controllo proporzionale all'errore in ingresso, e ha influenza significativa sulla stabilità del sistema di regolazione. Il termine integrale stabilisce un'azione di controllo in base a ciò che è successo nel passato, e definisce l'accuratezza a regime del sistema, con l'inconveniente di introdurre un ritardo di fase, che ne rallenta la risposta. Il termine derivativo ha lo scopo di "predire" l'andamento futuro dell'errore. L'uso di un elevato guadagno derivativo può comportare eccessive oscillazioni e instabilità quando il sistema di generazione appartiene ad un sistema interconnesso, e può essere posto pari a zero.

Infine il sistema di regolazione comprende due servomotori per assicurare il movimento del distributore (gate). Il primo (pilot servomotor), a bassa potenza, agisce sulla valvola (distributor valve) del servomotore principale (gate servomotor), ad alta potenza. Il primo servomotore è fornito di una valvola (pilot valve) che è controllata dal regolatore di velocità. L'uscita è definita in base alla velocità di riferimento impostata.

Il corretto settaggio del sistema di regolazione svolge un ruolo importante nel permettere prestazioni accettabili e stabili.

**Nella centrale di Misicuni**, come detto, è presente un regolatore elettro-idraulico. Il modello in dotazione è un HYDROTROL 1x prodotto da HYMATEK. Esso può essere accoppiato con tutti i tipi di turbina idraulica ed è integrato con un PLC, attraverso il quale è possibile settare i parametri del governor, la sua modalità di funzionamento e i setpoint. Le modalità di funzionamento previste sono:

- Controllo della velocità
- Controllo dell'apertura del gate
- Controllo della potenza
- Controllo del livello d'acqua all'ingresso

Il governor HYDROTROL 1x permette di memorizzare più set di parametri e passare automaticamente tra questi. La scelta dei parametri da impostare viene basata sull'entità della deviazione della frequenza misurata. Così facendo il governor stabilirà automaticamente quali parametri utilizzare in base alla condizione operativa. In particolare sono presenti due modalità operative: la modalità di funzionamento normale e la modalità di funzionamento in isola. Quando il valore della deviazione di frequenza supera una certa soglia il regolatore attiva la modalità di funzionamento in isola.

L'HYDROTROL 1x, come altri regolatori di velocità per turbine idrauliche è dotato di un PID principale e di un PI sull'anello di regolazione della posizione della valvola. I parametri del PI possono essere parametrizzati con l'apertura della valvola. Nel caso preso in esame questa funzionalità è presente e quindi se ne dovrà tener conto durante la modellizzazione.

Come accennato precedentemente il modello sviluppato, che verrà descritto nel paragrafo seguente, oltre al governor comprenderà anche quella che è stata chiamata finora nell'elaborato "parte meccanica/idraulica". Essa comprende il sistema di una centrale idroelettrica comprendente tunnel, pozzo piezometrico, condotta forzata e turbina. L'output del sistema di regolazione, il segnale "g" di apertura del gate, fungerà da collegamento tra le due parti.

Lo sviluppo di un modello matematico comprendente turbina idraulica, condotta forzata, pozzo piezometrico e regolatore della turbina ha la funzione di permettere di simulare i seguenti casi: funzionamento in isola, ripristino del sistema dopo l'interruzione, distacco del carico, inserzione di carico, dinamica del colpo d'ariete, controllo ottimale della velocità, studio della stabilità transitoria. Gli studi sulla stabilità del sistema riguardano principalmente la stabilità transitoria di angolo e tensione e controllo e stabilità della frequenza. Tenendo presente questa idea, la modellazione del governor è di massima importanza quando si studia il controllo della frequenza e la sua stabilità.

Tuttavia, ci sono grandi difficoltà nella progettazione di un buon governor, poiché la turbina idraulica è un dispositivo altamente non lineare che presenta caratteristiche che variano in modo significativo con il carico imprevedibile, dell'unità. Tali non linearità rendono tale compito non banale perché i governor progettati per una condizione operativa potrebbero non funzionare in altre condizioni. Tradizionalmente, i modelli matematici per le centrali elettriche idrauliche, normalmente presenti in letteratura e negli strumenti di analisi del sistema elettrico, sono spesso modelli semplificati.

Un ruolo chiave nei modelli di governor è svolto dai parametri che, devono essere determinati da operatori e ingegneri in modo più preciso possibile per tenere conto del comportamento di tali elementi nelle simulazioni dinamiche del sistema di potenza. Risulta essenziale quindi il processo di ottimizzazione di questi parametri, che potrebbe condurre a più set di valori per situazioni diverse.

L'obiettivo sarà dunque quello di sviluppare un modello di governor elettro-idraulico, che comprenda anche la modellizzazione del sistema meccanico/idraulico, più vicino possibile alla realtà, così da essere adatto agli studi dinamici del sistema di generazione in risposta a qualsiasi piccolo disturbo e successivamente di validare tale modello nel capitolo 6 ottimizzandone i parametri.

#### 4.2.1 Governor – Parte meccanica/idraulica

Si procede allo sviluppo del modello.

Le maggiori fonti dalle quali è stato attinto informazioni sono state:

- il manuale del governor "RainPower Hydrotrol 1x Manual"
- l'articolo del professor B. Vahidi "Modelling Hydro power plants and tuning hydro governors" soprattutto per la parte sul governor

- i documenti: dell'IEEE "Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies" e dell'ANL (Argonne National Laboratory) "Review of existing hydroelectric turbine governor simulation models" per la parte sulla modellizzazione del sistema meccanico/idraulico.

Il *Block Definition* denominato "Gov\_b2" comprende le seguenti parti: **Governor** (regolatore di velocità con servomotore pilota, valvola pilota e servomotore principale), **Turbina/condotta, pozzo e tunnel**. Questa divisione in parti è sia concettuale che pratica nella fase di modellizzazione.

## GOVERNOR

Un esempio di schema a blocchi di un Governor elettro-idraulico è il seguente:

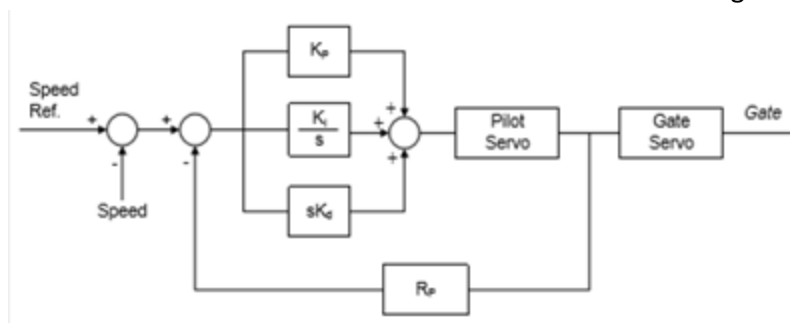


Fig. 4.27 Esempio schema a blocchi governor elettro-idraulico

Il blocco  $R_p$  indica il permanent speed droop (statismo). Esso determina di quanto varia l'output dell'unità in risposta ad una variazione di velocità di rotazione. Viene definito come il rapporto tra la percentuale di variazione della velocità e la percentuale di variazione in uscita dal regolatore. Determina quindi, quanto l'impianto partecipa in risposta ad un disturbo di frequenza nel sistema quando è sincronizzato ad un sistema interconnesso. Esso varia in base al tipo di impianto ed al codice di rete vigente. Nel nostro caso lo statismo dovrà essere del 6%, seguendo la norma boliviana.

Oltre alla presenza del regolatore PID, l'altra differenza che si nota subito con il regolatore meccanico-idraulico, è l'assenza del Temporary Droop. Il temporary speed droop  $R_t$  viene utilizzato per limitare l'overshoot del servomotore di controllo della turbina durante condizioni transitorie. Sostanzialmente si presenta come un sistema simile al permanent speed droop ad eccezione dell'uso della potenza di output in p.u. al posto della posizione della valvola. Le migliori performance del regolatore PID in particolare con l'azione del termine derivativo aiutano a ridurre l'overshoot durante i transitori ed estendere i limiti di stabilità del sistema rendendo non necessaria l'azione del temporary droop.

La funzione di trasferimento di un governor PID espressa in termini di guadagno proporzionale, integrale e derivativo risulta:

$$\frac{y}{w_{ref} - w} = \frac{1}{R_p} * \left[ \frac{K_d s^2 + K_p s + K_i}{K_d s^2 + (K_p + 1/R_p) s + K_i} \right]$$

dove  $y$  è l'uscita del servo pilota.

Oltre al controller il governor include uno o più attuatori di tale controllo. Le turbine idroelettriche sono fortemente influenzate dagli effetti inerziali dell'acqua anch'esso quindi, come il suo predecessore, è dotato di due servomotori per assicurare il movimento del gate. Il primo a bassa potenza, denominato servomotore pilota che agisce sulla valvola pilota ed il secondo, ad alta potenza, denominato servomotore gate (o principale) che agisce sul gate vero e proprio. Si indica con  $T_p$  il tempo di risposta del servomotore pilota e con  $T_g$  il tempo di risposta del servomotore gate. Vi sarà inoltre una velocità massima di apertura e chiusura del gate ma anche una apertura massima e minima di esso.

La configurazione dello schema a blocchi del governor tiene conto della struttura del governor reale presente nella centrale di Misicuni (HYDROTROL 1x) e delle sue principali funzionalità precedentemente discusse. La configurazione finale qui riportata e spiegata è stata frutto di numerose modifiche e migliorie effettuate principalmente durante la fase di test. Lo schema del Governor risulta:

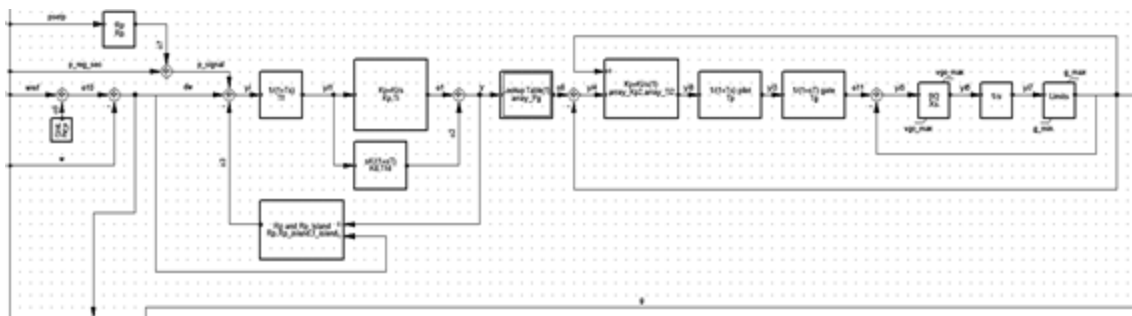


Fig. 4.28 Schema finale governor completo

Gli input risultano, come detto, la velocità di riferimento e la velocità istantanea del rotore. "psetp" e "p\_reg\_sec" invece rappresentano rispettivamente le potenza di riferimento del generatore e il segnale di regolazione secondaria.

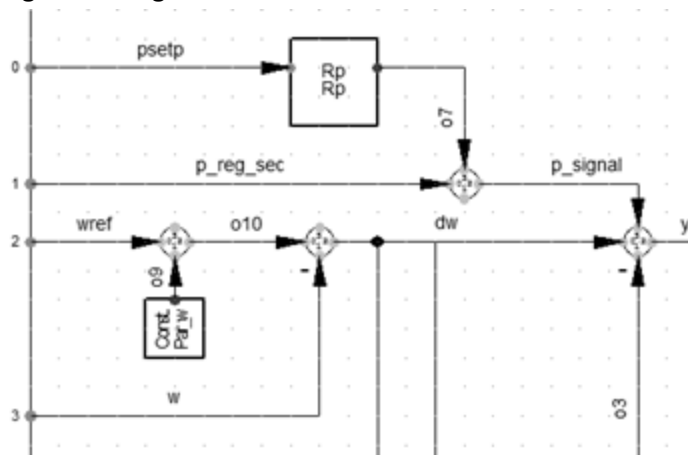


Fig. 4.29 Input governor

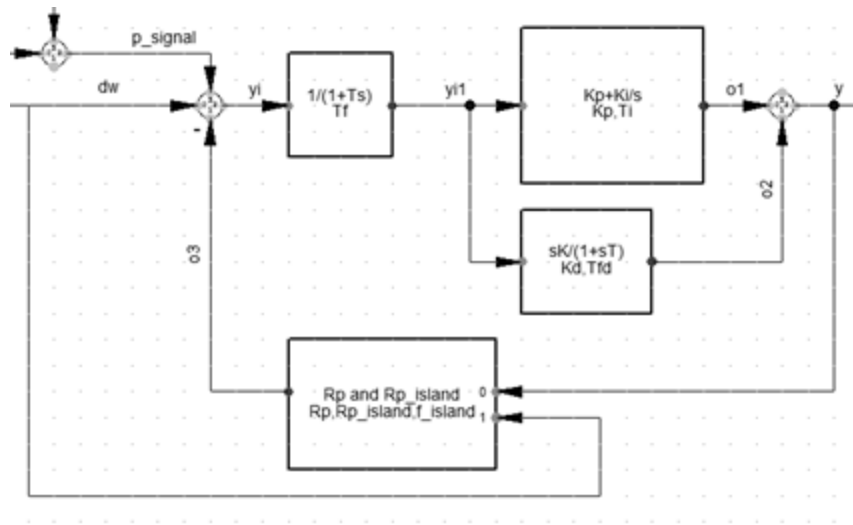


Fig. 4.30 PID Governor

“Rp” è il permanent speed droop cioè lo statismo che determina quanto un’unità partecipa alla regolazione in risposta ad un disturbo della frequenza del sistema (tipicamente 4% per Idroelettrico, in Bolivia 6%). Come si può vedere il blocco che implementa lo statismo ha come ingresso anche il segnale di deviazione della velocità in modo da settare automaticamente il valore di Rp in base alla modalità di funzionamento. Con scostamenti maggiori di 1 Hz si attiva la modalità di funzionamento in isola e lo statismo si setta al 1,8%. Il segnale di errore della velocità, a cui viene sottratto  $y \cdot Rp$  e sommato il segnale di riferimento della potenza, entra nel PID. All’uscita del regolatore PID abbiamo un segnale proporzionale alla potenza richiesta alla turbina. La caratteristica Potenza meccanica ( $P_m$ ) - apertura della valvola ( $g$ ), non è lineare e deve essere determinata caso per caso. La caratteristica Potenza – apertura della valvola, determinata mediante misure, della centrale di Misicuni risulta:

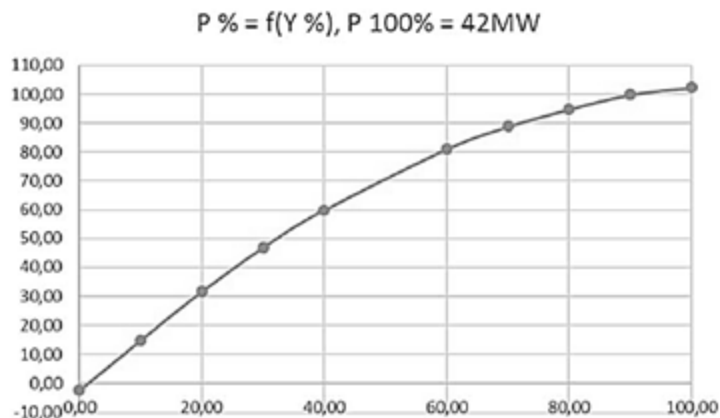


Fig. 4.31 Caratteristica Pm-g

La potenza richiesta dunque, viene convertita in apertura della valvola tramite la curva Pm-g che descrive la non linearità della turbina. Questa funzione viene inserita tra il PID principale e l’anello di regolazione della posizione della valvola e permette una

linearizzazione. Il governor reale presente nella centrale in oggetto presenta tale funzione ma attualmente non è attiva, dunque durante le prove anche nel modello non sarà inserita. Si giunge a questo punto all'anello di regolazione della posizione della valvola.

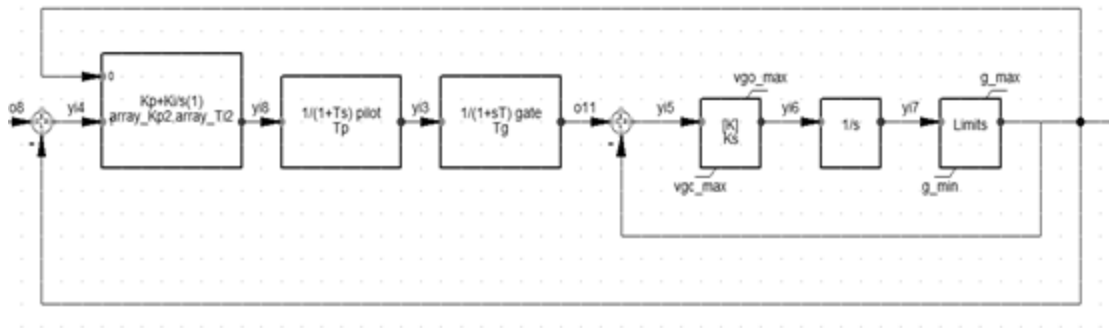


Fig. 4.32 Anello di regolazione della posizione della valvola

In esso sono presenti il regolatore PI parametrizzato con l'apertura della valvola (funzionalità inclusa nel HYDROTROL 1x come spiegato precedentemente), il servomotore pilota, il servomotore principale e la valvola con i suoi limitatori di apertura massima e minima e di velocità di apertura e chiusura. Il servomotore pilota e il servomotore principale mantengono le funzioni di trasferimento e la modellizzazione valida anche per il Governor meccanico-idraulico. Abbiamo quindi:

$\frac{1}{1+s \cdot T_p}$  : fdt servomotore pilota con  $T_p$  costante di tempo del servomotore pilota

$\frac{1}{1+s \cdot T_g}$  : fdt servomotore principale con  $T_g$  costante di tempo del servomotore principale

$\frac{1}{s}$  : fdt della valvola pilota con limitazioni dell'apertura

$v_{go\_max}$  e  $v_{gc\_max}$ : rappresentano le velocità massima di apertura e chiusura

$g_{max}$  e  $g_{min}$ : indicano l'apertura massima e minima del gate

In particolare dalla figura precedente possiamo notare come sia presente un anello interno a quello descritto che comprende la funzione di trasferimento della valvola e i suoi limitatori. Questo anello serve per limitare la velocità di variazione, in entrambi i segni, del segnale di apertura della valvola grazie al limitatore posto per primo nell'anello. In assenza della struttura ad anello tale limitatore non dovrebbe essere un normale limitatore ma esso dovrebbe limitare il gradiente del segnale di apertura e chiusura della valvola.

L'output finale del Governor è il segnale  $g$  cioè l'apertura della valvola principale (gate).

Molto interessante è anche la tematica del "tuning del PID" trattato in maniera dettagliata nel documento "Modelling Hydro power plants and tuning hydro governors" e nel file "PID

Controller Tuning” del Dott. Jinghua Zhong della Purdue University. I metodi descritti sono il metodo Hagihara che si serve della costante di accelerazione dell’acqua e la costante di avviamento meccanico, e il metodo Ziegler-Nichols basato invece sul determinare un gain proporzionale  $K_p$  che causa oscillazioni che dipendono dalla frequenza di crossover quando venga utilizzato il solo controllo proporzionale. Vengono poi suggeriti dei possibili risultati nei diversi casi per entrambi i metodi. Per esercizio ho implementato il metodo Hagihara che può essere riassunto dalla seguente tabella:

TABLE III  
PROPOSED SETTINGS FOR PID GOVERNORS [20]

$K_p$	$K_I$	$K_D$
$T_M/(2T_w)$	$T_M/(8T_w^2)$	0
$0.8T_M/T_w$	$0.24T_M/T_w^2$	$0.27T_M$

Dove  $T_w$  è la costante di accelerazione dell’acqua e  $T_m$  è la costante di avviamento meccanico calcolata secondo:

$$T_M = 2H_g$$

dove  $H_g$  è la costante di inerzia, calcolata secondo:

$$H_g = \frac{T_a}{2}$$

con  $T_a$  tempo di avviamento del gruppo generatore più turbina.

Nella maggior parte dei data sheet non viene fornita  $H_g$  o  $T_m$  ma viene fornito  $J$ , ovvero il momento d’inerzia in  $kg \cdot m^2$  o  $tm^2$ . Conoscendo tale grandezza in  $kg \cdot m^2$  possiamo ricavare  $H_g$  come:

$$H_g = \frac{\frac{1}{2} * J * w^2 * 10^{-6}}{S}$$

dove  $w$  è la velocità in radianti al secondo e  $S$  la potenza apparente in MVA. In PowerFactory viene richiesta la costante d’inerzia in secondi.

### TURBINA/CONDOTTA

La modellizzazione della turbina passa attraverso la formula (1) della potenza meccanica generata:

$$P_m = [A_t h (q - q_{NL}) \eta] - [k_D \Delta w g]$$

Valida per ogni condizione di carico.

Dove:

“ $A_t$ ” è la costante di proporzionalità, introdotta per tenere in considerazione la differenza tra la potenza base della turbina e la potenza base del generatore.

“ $h$ ” è la prevalenza nominale

“ $q$ ” e “ $q_{NL}$ ” sono la portata nominale e la portata in assenza di carico.

“ $\eta$ ” indica il rendimento. Nella quasi totalità dei casi si approssima la formula non considerando le variazioni del rendimento ma considerandolo costante. Si cercherà di colmare tale lacuna.

“kD” è il fattore di smorzamento. L'intero secondo elemento della formula è l'elemento di smorzamento che dipende dall'apertura della valvola “g” e dall'errore di velocità “Δw”. La formula della potenza è fondamentale per la modellizzazione perché lega la potenza meccanica della turbina con l'apertura “g” del gate (output del Governor) sia attraverso il termine di smorzamento (secondo termine dell'espressione precedente) sia attraverso il primo termine, dove compare la prevalenza “h”. La prevalenza è legata alla portata e all'apertura della valvola assumendo che la turbina possa essere rappresentata dalla caratteristica della valvola (2):

$$q = g\sqrt{h}$$

La funzione di trasferimento della turbina e condotta è del tipo:

$$F(s) = \frac{\Delta P_m}{\Delta g}$$

al numeratore abbiamo la potenza meccanica e al denominatore l'apertura del gate.

Assumendo un modello lineare la fdt turbina/condotta risulterebbe:

$$\frac{\Delta P_m(s)}{\Delta g(s)} = \frac{1 - T_w * s}{1 + \frac{T_w}{2} * s}$$

Dove  $T_w$  è la costante di accelerazione dell'acqua nella condotta ed esprime il tempo per avere portata Q con un salto H fissati la lunghezza e la sezione della condotta:

$$T_w = \frac{L Q_0}{A g H_0}$$

Ma con un modello lineare si ha applicabilità solo quando lo studio di controllo della stabilità si limiti a piccole perturbazioni nell'intorno di un dato punto di lavoro. Questo quindi non risponde alle nostre esigenze. Si passa allora alla realizzazione di un modello non lineare che risulti adatto a simulazioni nel dominio del tempo con grandi perturbazioni di potenza e velocità. È importante inoltre in un sistema con una condotta lunga. La non linearità dipende dalla caratteristica della valvola della turbina.  $\frac{\Delta P_m}{\Delta g}$  non è lineare.

L'obbiettivo è stato quello di sviluppare un modello non-lineare che includesse la presenza del tunnel e del pozzo piezometrico e tenendo conto dell'elasticità della colonna d'acqua.

Seguendo ciò che è stato detto finora, per implementare un modello di turbina/condotta, partendo dall'input g (apertura della valvola, output della parte “Governor” prima descritta) per arrivare all'output Pm (potenza meccanica turbina) si dovrà implementare la formula (1) della potenza meccanica, attraverso la formula (2) della caratteristica della valvola applicabile mediante le FDT della condotta, del tunnel e del pozzo piezometrico, includendo inoltre le perdite di carico.



A questo punto diventa centrale il tema delle FDT dei componenti citati. Queste funzioni di trasferimento sono del tipo:  $F(s) = h(s)/q(s)$  e ci permettono quindi di mettere in relazione la prevalenza con la portata (e viceversa) così da poter applicare la formula (2) :  $q = g\sqrt{h}$   
 Si procede dunque alla determinazione delle FDT dei componenti.

### Condotta

Assumendo che:

- la condotta sia uniforme e il flusso monodimensionale, per fluidi quasi incompressibili le distribuzioni di velocità e pressione sono uniformi in ogni sezione della condotta.
- le deformazioni della condotta sono proporzionali alle forze (legge di Hooke) e gli effetti della comprimibilità del fluido possono essere caratterizzati da un modulo di massa costante.
- non c'è evaporazione del liquido durante i transitori idraulici.
- le formule per calcolare le perdite di carico con portata a regime rimangono valide anche nel transitorio.
- non sono considerati flussi distribuiti lateralmente.
- 

Per descrivere i flussi nello stato transitorio in una condotta forzata si utilizzano due equazioni:

- Equazione di continuità

$$\frac{\partial p}{\partial t} + a^2 \rho \frac{\partial V}{\partial x} = 0$$

- Equazione del moto

$$\frac{\partial V}{\partial t} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + f \frac{V|V|}{2D} = 0$$

La velocità di propagazione d'onda è definita come  $a = \sqrt{K/\rho}$  dove K è il modulo di comprimibilità e  $\rho$  è la densità di massa dell'acqua.

Nell'analisi dei transitori idraulici, le pressioni nelle condotte sono solitamente espresse in termini di salto piezometrico H, al di sopra di uno specificato dato. Inoltre, la velocità del flusso viene sostituita dalla portata, Q. La pressione e la velocità del flusso possono essere scritte come:

$$p = \rho g(H - z)$$

$$Q = VA$$

Si introduce una normalizzazione considerando i termini  $h = H/H_0$  e  $q = Q/Q_0$ .

Si introduce inoltre la costante  $T_w$  chiamata costante di accelerazione dell'acqua. Essa è uguale al tempo di accelerazione dell'acqua nella condotta tra l'ingresso della turbina e il pozzo piezometrico (se esiste) o della riserva.

$$T_w = \frac{L Q_0}{g A H_0}$$

Le equazioni diventano:

$$\frac{\partial q}{\partial x} + \frac{1}{a^2} \frac{L}{T_w} \frac{\partial h}{\partial t} = 0$$

$$\frac{\partial h}{\partial x} + \frac{T_w}{L} \frac{\partial q}{\partial t} + f \frac{T_w}{L} \frac{Q_0}{2DA} q|q| = 0$$

Usando le Trasformate di Laplace:

$$\frac{\partial q(s)}{\partial x} + \frac{1}{a^2} \frac{L}{T_w} (sh(s)) = 0$$

$$\frac{\partial h(s)}{\partial x} + \frac{T_w}{L} \left( s + f \frac{Q_0}{2DA} \right) q(s) = 0$$

A seguito di manipolazioni (differenziazioni e sostituzioni) si arriva alla classica soluzione d'onda data da un'analisi delle equazioni differenziali parziali nel tempo e nello spazio che definiscono la pressione e la portata in ogni punto della condotta tenendo conto della teoria del colpo d'ariete elastico e considerando la perdita idraulica come una funzione tangente iperbolica, cioè:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = \frac{-T_w}{T_e} \left( 1 + f \frac{Q_0}{2DA s} \right)^{1/2} \tanh \left[ \left( s^2 + s \frac{f Q_0}{2DA} \right)^{1/2} T_e \right]$$

Trascurando le perdite idrauliche d'attrito l'equazione può essere semplificata come:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = \frac{-T_w}{T_e} \tanh[s T_e]$$

Questa sarà dunque la FDT della condotta che si voleva ottenere e che sarà implementata nel modello.

Se si assume che la colonna d'acqua sia inelastica vale la seguente semplificazione:

$$\tanh(s T_e) \approx s T_e$$

Con tale semplificazione si ottiene allora una FDT del tipo:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = -T_w s$$

### **Tunnel**

Per il Tunnel valgono le stesse considerazioni ed equazioni discusse per la condotta. Nella totalità dei modelli presenti in letteratura per il tunnel si considera una colonna d'acqua inelastica. La funzione di trasferimento risulta quindi:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = -T_w s$$

Ovviamente, anche se le FDT coincidono con quelle della condotta, esse variano per ciò che riguarda i parametri interni a tali equazioni.

### **Pozzo**

In un pozzo piezometrico, il flusso instabile può essere modellato da una semplice equazione differenziale ordinaria. L'inclusione degli effetti del pozzo è garantita nei casi in cui la performance dinamica è simulata per molti secondi o minuti. L'equazione del serbatoio di compensazione è derivata dall'equazione di continuità tra tunnel e pozzo (continuità di flusso tra le due giunzioni):

$$\frac{dz}{dt} = \frac{1}{A_t} (Q_t - Q_{tur})$$

L'equazione normalizzata risulta:

$$q = \frac{A_s H_0}{Q_0} * \frac{dh}{dt}$$

La costante di tempo di riempimento del pozzo è definita come:

$$T_s = \frac{A_s H_0}{Q_0}$$

La funzione di trasferimento del pozzo risulta quindi:

$$\frac{h(s)}{q(s)} = \frac{1}{s T_s}$$

### **Perdite Di Carico**

Si devono considerare anche le perdite di carico. Per la legge di Darcy vale:

$$\Delta H = f_p \frac{Q^2}{d^5} L$$

Le perdite di carico dipendono quindi dal quadrato della portata, dal coefficiente di attrito  $f_p$  e dalle dimensioni della condotta. Ai fini del modello è sufficiente:

$$h_{perdite} = q^2 f_p$$

L'inserimento di queste fdt nel software non è semplice in quanto bisogna comprendere come Dig richiede siano scritte scontrandosi quindi con una mancanza di esperienza di utilizzo del programma e di una lacuna in tal senso dei manuali.

Alla luce dei ragionamenti fatti finora e delle fdt ricavate per i diversi elementi lo **schema del modello non lineare** risulta:

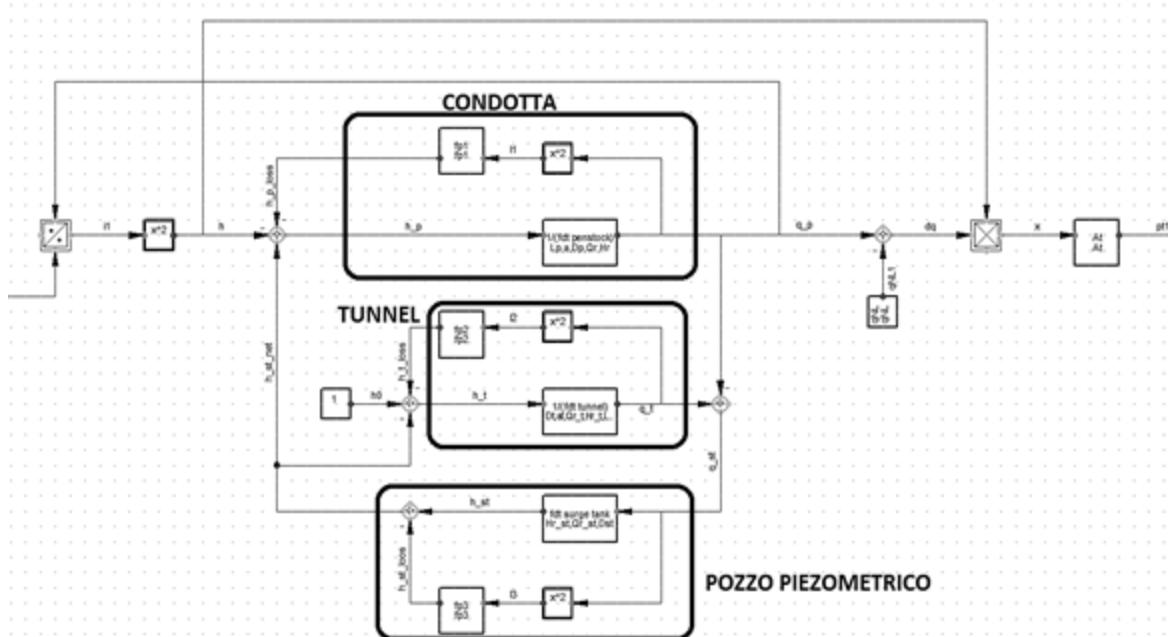


Fig. 4.33 Prima bozza dello schema a blocchi della "parte meccanica-idraulica"

Sono evidenziate le diverse parti che compongono la parte meccanica/idraulica, tra loro ovviamente correlate e ciascuna caratterizzata dalle fdt precedentemente ricavate.

L'input è il segnale  $g$  (output del Governor) cioè il segnale di apertura della valvola. L'output sarà invece il primo elemento della potenza meccanica "pt1".

Il segnale  $g$  viene diviso per la portata  $q$  (prodotta mediante le fdt di condotta, tunnel e pozzo) dando luogo al segnale della prevalenza  $h$  in quanto:

$$\sqrt{h} = q/g$$

A partire dalla prevalenza dunque, attraverso le FDT descritte della condotta, pozzo e tunnel, tenendo conto delle perdite di carico di ciascuno, si va a determinare la portata  $q$  della condotta. Una volta ottenuta la portata " $q_p$ " della condotta, si sottrae ad essa la portata senza carico  $q_{NL}$ . La differenza ottenuta viene moltiplicata per il salto  $h$  e il fattore di proporzionalità  $At$  tra la potenza della turbina e la potenza del generatore. Si ricava quindi il primo termine della potenza meccanica  $pt1$ .

Il secondo termine si ricava in maniera molto più semplice. Vale infatti:  $[k_D \Delta w g]$

L'errore di velocità viene prodotto come input per il governor, il segnale  $g$  di apertura della valvola è l'output del governor mentre  $k_D$  è un dato del modello, da conoscere ed inserire mediante *Common Model*.

Infine conoscendo i due termini della potenza, si ottiene l'output finale "pturb" del Block Definition Governor/Turbina, sottraendo il secondo termine "pt2" al primo "pt1".

Per rendere più semplice ed agevole il monitoraggio delle grandezze della parte meccanica-idraulica come ad esempio le portate e le prevalenze, ma anche per facilitare l'inserimento dei parametri a disposizione attraverso il *Common Model* associato ho deciso di modificare la prima bozza realizzata in p.u. e realizzare lo schema medesimo con i valori assoluti. (I cambiamenti e le modifiche sono state molteplici in tutti i modelli ma essendo questa importante ho deciso di riportare anche la versione precedente per giungere quindi alla versione finale).

A seguito delle modifiche nella parte centrale dello schema, dove vengono modellizzate la condotta, il pozzo e il tunnel sono presenti i termini in valori assoluti, come si può notare dalla figura seguente. Questo semplifica inoltre la determinazione delle costanti di accelerazione dell'acqua, non richiedendo le portate e i salti per ciascun elemento prima citato, e quindi la scrittura delle equazioni delle fdt.

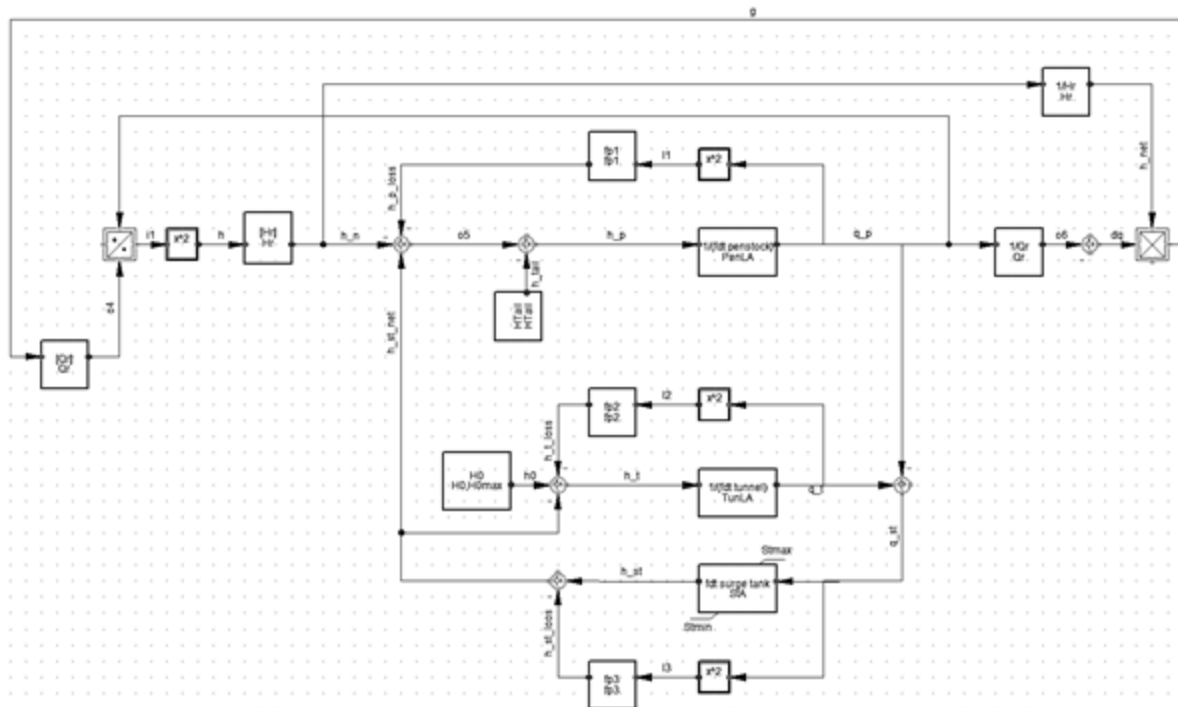


Fig. 4.34 Nuova modellizzazione condotta, pozzo e tunnel in valori assoluti

È stata necessaria un'altra modifica, riguardante la parte finale di output. Infatti nello schema prima descritto l'output "pturb" veniva determinato mediante la differenza tra pt1 e pt2. pt1 era determinato dal prodotto tra la portata e il salto netto che veniva poi moltiplicato per  $A_t$  cioè la costante di proporzionalità tra la potenza della turbina e la potenza del generatore, ma la potenza del generatore può variare durante la simulazione e sarà quindi necessario che "pturb" venga parametrizzato secondo la potenza attiva istantanea della macchina sincrona. Questo avviene grazie ad un blocco appositamente creato che ha come input la potenza apparente e il fattore di potenza istantanei così da poter calcolare la potenza attiva. L'output finale sarà dunque il segnale "pt".

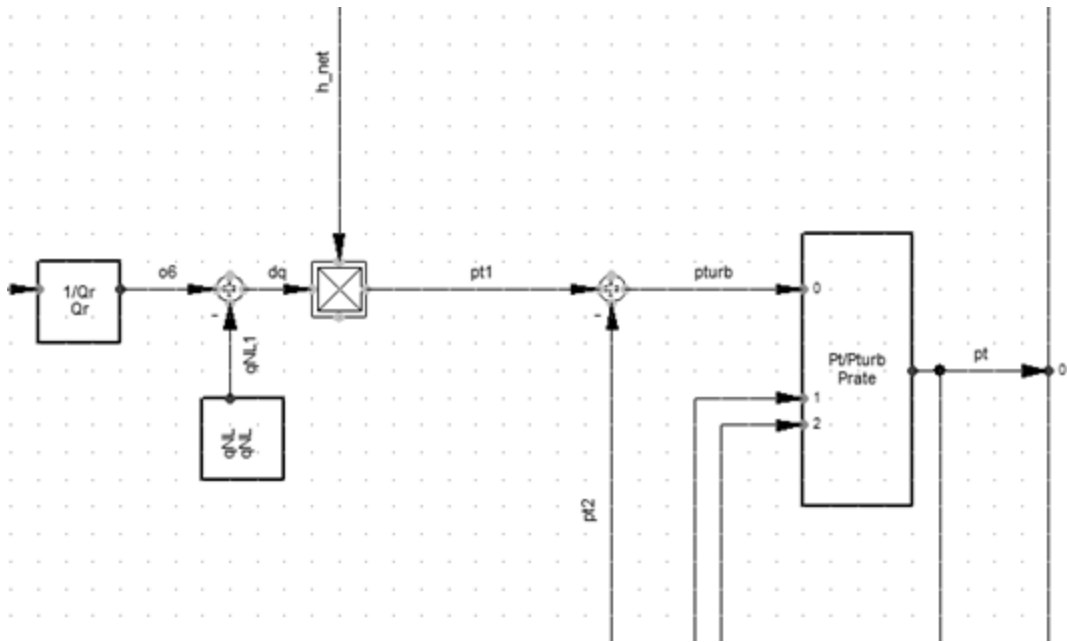


Fig. 4.35 Parte finale dello schema GOV modificato

Ho effettuato una ulteriore miglioria. In tutti i modelli presenti in letteratura, tra i molteplici reperiti, non si tiene conto della variazione di efficienza della turbina in base al punto di lavoro. Si considera infatti, solo che il rendimento non sia unitario e per questo la portata “senza carico”  $q_{NL}$  viene sottratta dalla portata effettiva tenendo conto quindi di una perdita fissa di efficienza. Tuttavia informazioni dettagliate sulla variazione dell’efficienza sono rese disponibili dai costruttori. L’uso di questi dati implica l’uso di una tabella memorizzata ed una procedura di interpolazione. Come detto, questa operazione non viene mai implementata.

Viene aggiunto una blocco che moltiplica il primo elemento della potenza “ $pt1$ ” per il rendimento  $\eta$ . Per calcolare quest’ultimo il blocco deve avere come input anche la portata della turbina andando quindi ad interpolare il valore del  $\eta$  conoscendo la curva  $\eta$ -portata fornita dal costruttore. In particolare, ho costruito tale curva conoscendone 5 punti (punti blu sul grafico seguente).

Características a 971 m caída neta (nominal):		
• eficiencia a 100 % de carga	%	91.69
• eficiencia a 85 % de carga	%	91.77
• eficiencia a 70 % de carga	%	91.70
• eficiencia a 50 % de carga	%	91.16
• eficiencia a 30 % de carga	%	90.45
• eficiencia promedio aritmética ponderada	%	91.54
• Potencia mínima de cada turbina a plena carga con dos unidades en operación.	MW	42.77

Fig. 4.36 Rendimento in funzione del carico

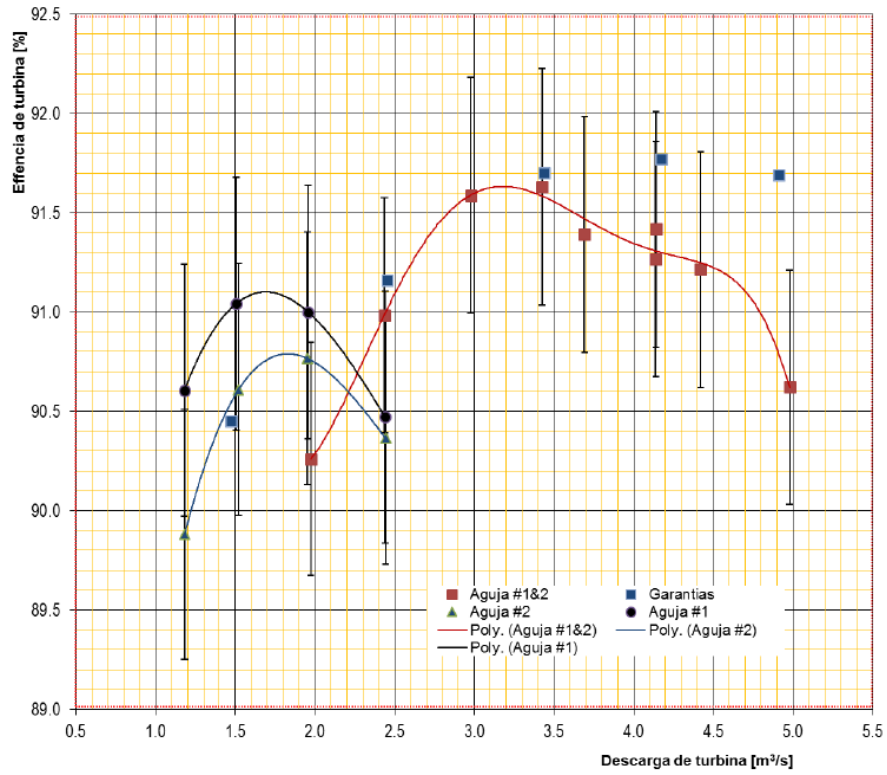


Fig. 4.37 Caratteristica portata-rendimento

La parte finale del Block Def. Governor-Turbina risulta perciò:

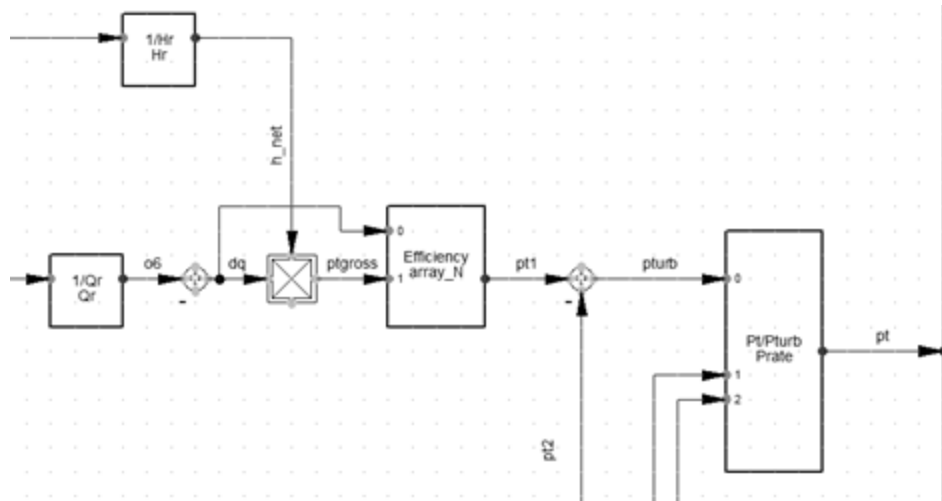


Fig. 4.38 Parte finale dello schema GOV tenente conto dell'efficienza variabile

Lo schema finale del modello del GOV – Parte meccanica/idraulica risulta:

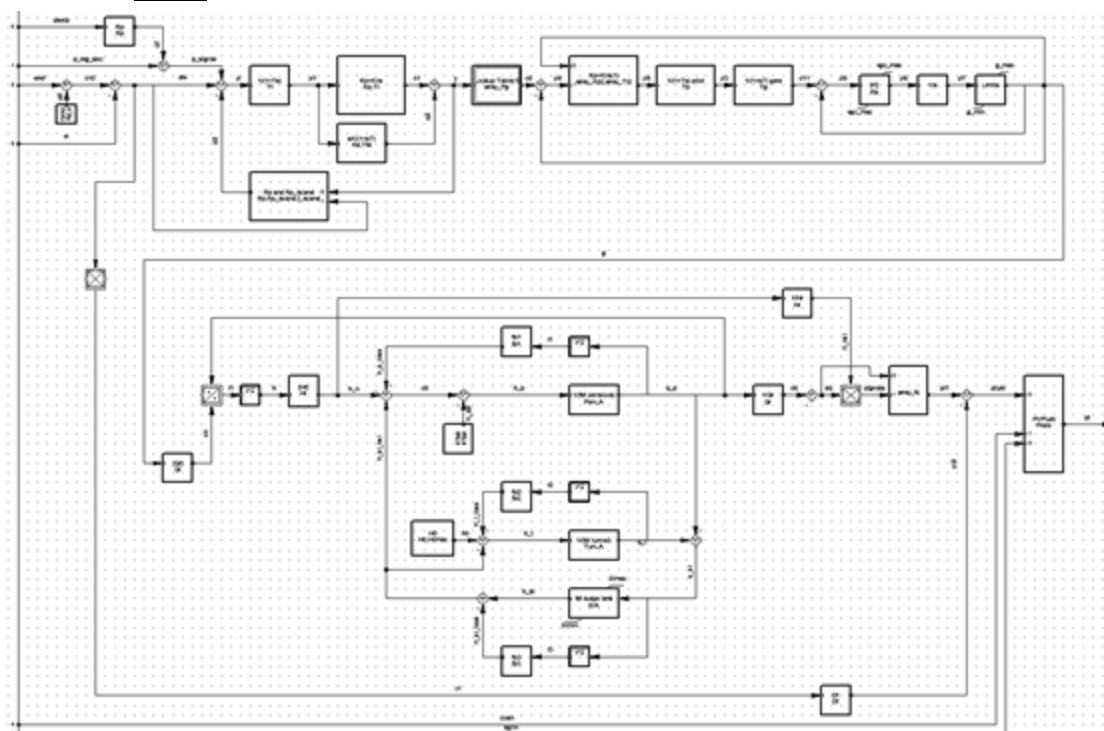


Fig. 4.39 Schema a blocchi finale “Governor – Parte meccanica/idraulica”

Tale configurazione come spiegato è stata raggiunta mediante numerosi step dettati da una crescente comprensione teorica e da molte prove e test.

Dopo aver concluso la fase di “costruzione” del *Block Definition* e la fase di “programmazione” per la definizione dei parametri e di inizializzazione delle variabili, si procede con la fase di controllo e correzione errori tramite i comandi “Check” e “Check Inc.” interni al *Block Def.* Una volta conclusa questa fase lo step successivo è stato quello di creare un *Common Model* corrispondente e inserirne i parametri.

### 4.3 CREAZIONE DEI “COMMON MODEL”

La procedura generale per la creazione di un modello dinamico in PowerFactory® dopo lo sviluppo del Frame generale (*Composite Frame*) e dopo lo sviluppo dei singoli modelli dinamici di esso (*Block Def.*) prevede di creare un *Common Model* per ogni *Block Definition* da dove inserire i parametri.

Un *Common Model* è un elemento connesso ad un preciso modello che permette l’inserimento da parte dell’utente dei parametri (dati) utilizzati in esso. Non ha quindi una rappresentazione grafica o una equivalenza fisica, infatti esso viene creato dal Data Manager. Per esempio è nel *Common Model* associato ad un regolatore PID dove si inseriscono i valori dei parametri dei Kp, Ki, Kd.



Si procede dunque dal Data Manager a creare un *Common Model* associato a ciascuno dei modelli sviluppati e descritti nei paragrafi precedenti. Si avrà dunque un *Common Model* per: l'AVR, l'UEL, l'OEL, l'SCL, il V/Hz limiter, il PF controller, il PSS e il GOV/Turbina. Il processo di creazione e associazione ad un *Block Def.* è molto semplice e intuitivo. Il *Common Model* creato a questo punto presenterà l'elenco di tutti i parametri presenti nel modello associato. In particolare tutti i parametri "definiti" all'interno del modello attraverso la funzione "vardef" oltre al loro nome presenteranno l'unità di misura richiesta per il valore che dovrà essere inserito e una brevissima descrizione così che sia comprensibile a tutti ciò che un parametro rappresenti. I parametri invece non definiti compariranno nella lista solo con il loro nome. È buona norma definire tutti i parametri in modo da non incappare in errori in fase di inserimento dei loro valori magari per l'utilizzo di un'unità di misura errata rispetto a quella utilizzata e quindi richiesta nel modello. Lo step successivo è quello di riempire la colonna di destra del *Common Model* inserendo il valore di tutti i parametri riportati. Uno dei valori aggiunti del presente lavoro è quello di disporre della maggior parte dei parametri reali, requisito indispensabile per giungere all'obiettivo finale della validazione dei modelli. I valori dei parametri reali sono ricavati dai report tecnici posseduti da S.T.E. Energy. Per i casi in cui invece, non sono stati reperiti i valori reali, si è proceduto all'ottimizzazione dei parametri non noti mediante confronto tra i risultati delle simulazioni e le registrazioni delle prove reali.

La figura successiva mostra il *Common Model* del *Block Definition Governor/Turbina*.

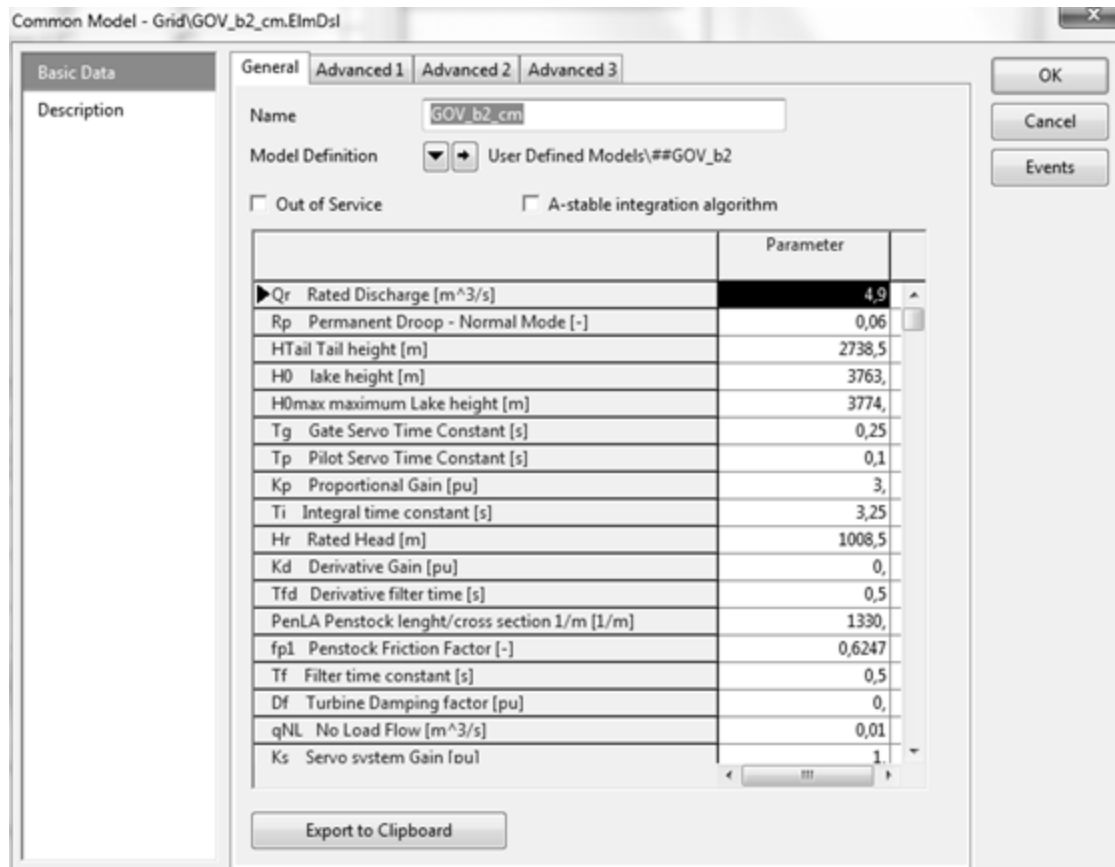


Fig. 4.40 Common Model del modello Governor/Turbina

I valori attribuiti ai parametri sono ovviamente modificabili prima di ogni calcolo delle condizioni iniziali e successiva simulazione sempre attraverso i *Common Model*. PowerFactory® fornisce un'ulteriore possibilità che è quella di modificare il valore di un parametro durante la simulazione ad un preciso istante programmabile dall'utente. Questo avviene attraverso i "Parameter Event" cioè eventi creabili all'interno della pagina dedicata. Tale funzionalità risulterà utile per esempio per studiare la risposta del sistema ad una variazione a gradino del riferimento del modello sviluppato (per es. gradino sul riferimento di tensione dell'AVR).

#### 4.4 CREAZIONE DEL "COMPOSITE MODEL"

Il prossimo passo, prima di poter testare i modelli attraverso simulazioni dinamiche, è quello di creare un *Composite Model*. Un *Composite Model* è un oggetto fisico di rete che rappresenta un sistema dinamico completo. Nel nostro caso, è il sistema Generatore, regolatore di tensione con i suoi limitatori e il prime mover con suo regolatore di velocità (governor), descritto nel capitolo 3. Un *Composite Model* fa riferimento diretto ad un *Composite Frame* e ne eredita la struttura e le connessioni tra i modelli. Si presenta come una tabella con gli slot, inerenti al *Composite Frame* associato, che vengono riempiti dall'utente con gli elementi della Rete pertinenti, ad es. generatore, dispositivi di misurazione, ecc. e con i *Common Model* creati.

Il processo di creazione e associazione al Frame avviene da Data Manager. Il *Composite Model* creato assume questa configurazione:



Fig. 4.41 Composite Model

La colonna di sinistra presenta l'elenco degli slot del *Composite Frame* con la loro denominazione mentre la colonna di destra viene riempita con i *Common Model* (associati ai Block Definition) corrispondenti riga per riga. L'unica eccezione è la riga del generatore

dove a destra non viene riempito lo slot con un *Block Def.* ma con l'elemento di rete vero e proprio, inserito nell'unifilare (Grid).

Durante le varie simulazioni e prove, dal *Composite Model* sarà possibile attivare o disattivare i vari elementi in base alla prova da effettuare.

In conclusione alle fasi di sviluppo descritte nel capitolo 3 e nei paragrafi 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 si sono svolte le prime prove sui singoli modelli e sul modello generale. Sono stati corretti gli errori riscontrati di inizializzazione o di struttura. Si è proceduto poi a effettuare dei test che includessero all'interno della simulazione degli "eventi" come ad esempio un test con gradino sul riferimento di tensione dell'AVR, un test con gradino sulla velocità di riferimento del governor o un test di distacco del carico. Per ognuno di tali test sono stati corretti eventuali errori che compromettevano il corretto funzionamento del modello. In conclusione a tale fase si è giunti a risultati soddisfacenti e coerenti con quelli attesi con le configurazioni finali dei modelli, descritte nei paragrafi precedenti, e alla loro corretta inizializzazione.



## 5. PROVE SUL CAMPO E PRINCIPI DELLA VALIDAZIONE DEI MODELLI

L'obiettivo generale è quello di determinare il modello dinamico più preciso possibile a partire dalle misurazioni reali effettuate dai tecnici di S.T.E. Energy nelle unità di generazione. La metodologia applicata include l'identificazione, regolazione e validazione dei modelli dinamici di simulazione dei componenti principali: regolatore di tensione, turbina, regolatore di velocità, limitatori di eccitazione e stabilizzatore di potenza. In questa maniera sarà possibile rappresentare appropriatamente il comportamento dinamico della centrale in presenza di perturbazioni di rete, per predire così in modo più esatto possibile la risposta dinamica della rete stessa.

Le prove e le misurazioni effettuate, descritte nel primo paragrafo hanno un duplice scopo:

- andare a determinare i parametri da inserire nei vari modelli
- avere dei risultati reali da confrontare, con i risultati di alcune delle medesime prove simulate con il modello dinamico.

Nel secondo paragrafo vengono elencati i principi secondo i quali avverrà la validazione dei modelli per poi descrivere i criteri minimi di prestazione dei regolatori di velocità/potenza (Governor), di tensione (AVR) e dello stabilizzatore (PSS) delle unità della centrale idroelettrica di Misicuni secondo la norma operativa nr.11 dell'Autorità dell'energia elettrica Boliviana (AE) "Condiciones Tecnicas para la Incorporacion de Nuevas Instalaciones al SIN".

Nei capitoli successivi si procederà quindi, praticamente, a validare i diversi modelli mediante confronto tra i risultati reali e i risultati delle medesime prove simulate sul modello e si valuterà l'eventuale loro conformità ai criteri minimi di prestazione.

### 5.1 MISURE E TEST

I risultati a disposizione di S.T.E. Energy sono il frutto delle misurazioni effettuate dai tecnici dell'azienda nel dicembre 2017. Per le prove è stato utilizzato il sistema di misura e registrazione PF Monitor prodotto da DigSILENT e in possesso di ENDE (Empresa Nacional de Electricidad Bolivia). PF Monitor garantisce una velocità di campionamento di almeno 50 Hz per i valori RMS e almeno 15 kHz per i valori istantanei. La strumentazione consente il collegamento di trasformatori di corrente e tensione, ma anche di vari segnali analogici (0-10 V, 0-5 A, 4-20 mA ...) e digitali.

Ciascuno dei test descritti in questa sezione richiede l'acquisizione, almeno, dei seguenti segnali:

- Tensione (V) e corrente (A) ai terminali del generatore
- Frequenza ai terminali del generatore (Hz)
- Potenza di uscita attiva, reattiva e apparente dell'unità (kW, kVAr, kVA)
- Corrente (A) e / o tensione (V) di eccitazione

Si procede ora a fornire una breve descrizione delle varie prove effettuate sul campo.

#### *Gradino di tensione nel regolatore di tensione*

Operando con l'unità a vuoto e alla tensione nominale, si effettua un gradino nel riferimento di tensione del regolatore di tensione. Il gradino viene eseguito in entrambe le direzioni (positiva e negativa), con valori compresi tra il 2 e il 4% del valore nominale della tensione.

Questo test viene ripetuto nel funzionamento normale con una potenza superiore al 30% della potenza nominale. La variazione del riferimento di tensione deve essere effettuata in modo tale da consentire la stabilizzazione del nuovo valore di tensione (durata del gradino non inferiore, in ogni caso, ai 10 secondi).

#### *Limiti di eccitazione*

Operando con l'unità a vuoto e la tensione al 70% del valore nominale, viene eseguito un gradino positivo del 30% della tensione nominale nel riferimento del regolatore di tensione, con una durata di 500 ms. L'obiettivo è determinare il limite positivo di eccitazione. Per fare questo, il test viene ripetuto a partire da una tensione del 100% del valore nominale e viene eseguito un gradino negativo del 30% della tensione nominale nel riferimento del regolatore di tensione, con una durata di 500 ms.

Se i limiti non vengono raggiunti in nessuno dei test, devono essere ripetuti aumentando il valore del gradino del 5% fino a quando non vengono raggiunti.

#### *Avviamento e messa in servizio*

Partendo con l'unità di generazione arrestata si procede al suo avviamento: messa in servizio dei sistemi di controllo, sincronismo e alimentazione del carico alla potenza nominale.

#### *Tempo di apertura e chiusura del servo*

Con l'unità fuori servizio, viene misurato il tempo minimo di apertura e chiusura del servomotore che regola la posizione della valvola d'ingresso dell'acqua. La velocità di movimento del servo principale è ottenuta attraverso il suo trasduttore di posizione.

#### *Variazione in frequenza*

Si stabilizza l'unità intorno ai valori di potenza attiva e reattiva che si hanno nel normale funzionamento lasciando margine sufficiente per la regolazione della frequenza (ad esempio, all'80% della potenza nominale dell'unità).

La frequenza viene quindi fatta variare secondo una delle seguenti alternative:

- Si sollecita il responsabile del dispacciamento del carico di variare la frequenza della rete, e la risposta del controllo di frequenza primario dell'unità testata.
- Si inietta un segnale (preferibilmente a gradino) nell'ingresso del governor simulando una modifica della misurazione della frequenza.

Allo stesso modo, si deve tenere conto delle seguenti considerazioni:

- Indipendentemente dal metodo utilizzato, la variazione della frequenza deve essere eseguita in un range superiore alla banda morta del governatore.
- I test devono essere ripetuti per le diverse modalità operative del regolatore di velocità.
- La variazione di frequenza deve essere effettuata in modo tale da consentire la stabilizzazione del nuovo valore di potenza in uscita della macchina.

#### *Power Stabilizer (PSS)*

Vengono eseguiti test come quelli effettuati con gradino di tensione sul regolatore di tensione, tenendo conto dei seguenti punti:

- Devono essere eseguiti test per la potenza minima e nominale dell'unità
- Ad ogni livello di potenza, si consiglia di ripetere i test in modo che le unità operino con un fattore di potenza sovraeccitato di 0,95 e di 0,95 sottoeccitato.
- Devono essere eseguiti due test, uno con il PSS fuori servizio e un altro con il PSS in servizio. In totale, dovrebbero essere eseguiti 8 test.

Per quanto possibile, il gradino di tensione deve essere lo stesso in tutti i casi (tra 2% e 4% del valore nominale).

#### *Risposta dinamica del limitatore di massima eccitazione (OEL)*

Nei valori di funzionamento normale, il riferimento del regolatore di tensione è aumentato a gradino, in maniera da raggiungere l'eccitazione del limitatore OEL. Se necessario, e solo per l'esecuzione di tale test, verrà modificato il valore limite di regolazione dell'OEL. Questo test viene eseguito con l'unità in linea funzionante a una potenza superiore al 30% della potenza nominale.

#### *Risposta dinamica del limitatore di minima eccitazione (UEL)*

Nei valori di funzionamento normale, il riferimento del regolatore di tensione è diminuito a gradino, in maniera da raggiungere l'eccitazione del limitatore UEL. Se necessario, e solo per l'esecuzione di tale test, verrà modificato il valore limite di regolazione dell'UEL. Questo test viene eseguito con l'unità in linea funzionante a una potenza superiore al 30% della potenza nominale.

#### *Punti di operatività*

Si stabilizza sequenzialmente l'unità a diversi livelli di carico dalla potenza nominale (100%) fino al minimo tecnico con salti del 20% (ad esempio, 100%, 80%, 60% e 40% della potenza nominale). In questi valori di potenza, si variano i valori di riferimento della potenza reattiva e della tensione in modo tale che sia possibile determinare i punti operativi più "estremi" a cui l'unità riesce a lavorare.

#### *Caratteristica del servomotore*

Con l'unità alla massima potenza e il regolatore di velocità in modalità "Potenza fissa" (se è possibile), si riduce il carico al minimo tecnico con valore costante. La riduzione sarà

effettuata in modo graduale ma consentendo la stabilizzazione della macchina dopo aver aumentato o ridotto la potenza, ad esempio, del 10% della potenza nominale. L'obiettivo di questo test è di ottenere la caratteristica potenza-posizione degli attuatori per tutto il range di potenza dell'unità.

#### *Curva di saturazione*

Con l'unità funzionante a vuoto, si registra la tensione ai terminali del generatore, la tensione di eccitazione e la corrente di eccitazione andando a variare la tensione di riferimento nell'intervallo dal 50% al 120% della tensione nominale.

## 5.2 PRINCIPI DELLA VALIDAZIONE DEL MODELLO DI SIMULAZIONE e CRITERI MINIMI DI PRESTAZIONE

### 5.2.1 Validazione dei modelli di simulazione

La validazione dei modelli di simulazione delle unità di generazione di Misicuni viene effettuata secondo i seguenti principi:

- Le prove e misure effettuate, riportate e brevemente descritte nella trattazione precedente, servono come riferimento del comportamento reale della centrale di Misicuni. In certi casi le misure in possesso sono parziali o non completamente conformi alle descrizioni;
- Il confronto tra i risultati dei test ed il comportamento del modello sotto circostanze simili a quelle reali servono a determinare la validità di quest'ultimo;
- Le tre unità di generazione che compongono l'impianto sono dello stesso tipo e configurazione, la validazione viene eseguita solo in uno di essi. I risultati ottenuti sono ugualmente validi per le altre unità;
- L'adeguatezza del modello di simulazione può includere modifiche nelle impostazioni dei parametri e/o, se necessario, nella struttura o nel controllo. Il risultato del modello, includendo queste modifiche, si ottiene con un processo iterativo fino a che l'accuratezza del modello raggiunga il risultato atteso;
- Tra tutti i test effettuati nelle unità, saranno selezionati quelli che risultano più appropriati dal punto di vista del processo di convalida. Ad esempio, saranno scartati quelle prove che presentano comportamenti che non sono plausibili o in cui vi è una importante interazione tra i diversi modelli, in queste situazioni infatti risulta difficile il processo di identificazione dell'azione dei diversi modelli coinvolti;
- Ciascuno dei componenti, quando sarà possibile, verrà convalidato con test multipli così da dimostrare la robustezza e l'affidabilità dei modelli proposti e dei parametri di simulazione;
- Il software utilizzato per visualizzare ed esportare i risultati dei test reali sarà SIGRA® 4 di Siemens. Le misurazioni sono infatti salvate dal PF Monitor nel formato COMTRADE e il software SIGRA® permette di aprire direttamente questo tipo di formato;



- Il software di simulazione utilizzato sarà DigSILENT PowerFactory 2017®, sia per la creazione dei modelli e simulazione dinamica sia per il confronto dei risultati di misura;
- Per confrontare i risultati delle simulazioni e i risultati dei test reali verrà seguita una procedura di importazione dei file di misura in formato COMTRADE in PowerFactory®, che verrà descritta in seguito.

## 5.2.2 Valutazione dei criteri minimi di prestazione

Dopo aver validato i diversi modelli presenti si procederà alla valutazione del soddisfacimento o meno dei criteri minimi di prestazione dei regolatori di tensione (AVR), velocità/potenza (Governor) e dello stabilizzatore di potenza (PSS) nelle unità della centrale idroelettrica di Misicuni secondo la norma operativa nr.11 dell'Autorità dell'energia elettrica Boliviana (AE) "Condiciones Tecnicas para la Incorporacion de Nuevas Instalaciones al SIN".

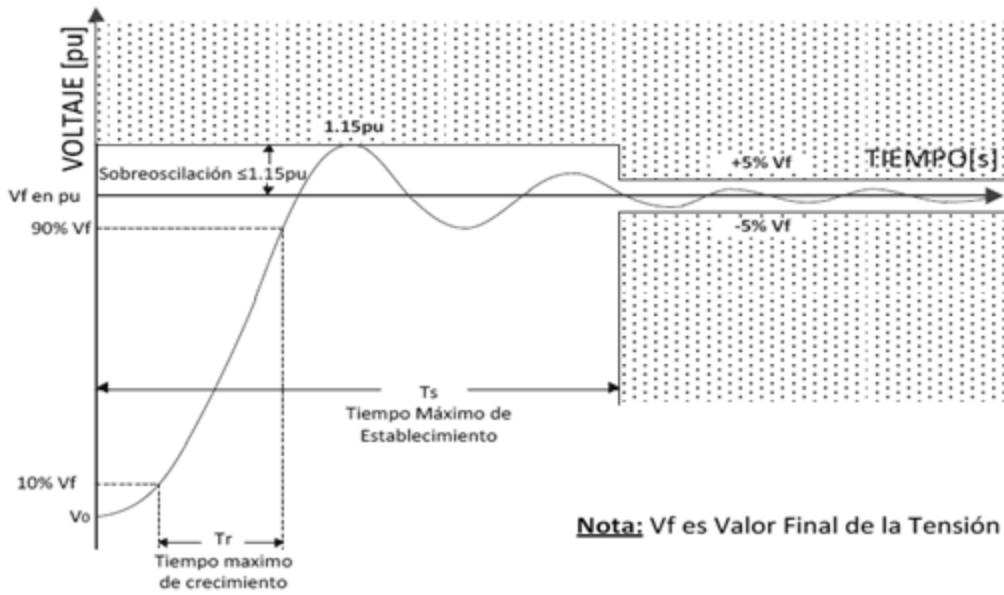
Le tre unità di generazione che compongono l'impianto sono dello stesso tipo e configurazione perciò la valutazione dei criteri minimi di prestazione viene eseguita solo in uno di essi. I risultati ottenuti sono ugualmente validi per le altre unità.

### **Regolatore di tensione (AVR)**

È importante sottolineare che l'AVR delle unità della centrale di Misicuni è di tipo "statico" e che la licenza di generazione è posteriore all'anno 2001, dal momento che i requisiti delle normative sono diversi a seconda di questi fattori.

Nello specifico per l'AVR:

- I criteri di prestazione dell'AVR sono analizzati in un test vuoto, con un gradino di tensione di circa il 2% attorno alla tensione nominale.
- I modelli dinamici del PSS e del regolatore di velocità sono disattivati per il test.
- Il tempo di salita deve essere inferiore a 250 millisecondi (vedere la Figura 5.1).
- L'overshoot deve essere inferiore al 15% del valore di aumento della tensione (valore finale meno valore iniziale).
- Il tempo di assestamento deve essere inferiore a 2 secondi (vedere la Fig. 5.1).
- L'errore in regime stazionario dovrebbe essere inferiore allo 0,5%.



TIEMPO MÁXIMO DE CRECIMIENTO

Unidad Generadora	Tipo de Excitatriz	Tr
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatriz estática	≤ 350 ms
	Excitatriz con rectificadores rotantes	≤ 550 ms
	Otras excitatrices	≤ 850 ms
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	Excitatriz estática	≤ 250 ms
	Otras excitatrices	≤ 350 ms

TIEMPO MÁXIMO DE ESTABLECIMIENTO

Unidad Generadora	Tipo de Excitatriz	Ts
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatriz estática	≤ 3 seg.
	Otras excitatrices	≤ 5 seg.
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	Cualquier tipo	≤ 2 seg.

Fig. 5.1 Criteri minimi di prestazione per l'AVR

### Governor (GOV)

Nello specifico per il governor:

- I criteri di prestazione del GOV dovrebbero essere analizzati attraverso un test in isola, fornendo una potenza meccanica di circa il 60% della potenza nominale e applicando un gradino di carico (positivo) del 10%.
- Il modello dinamico del PSS è disattivato per il test.
- Non ci dovrebbe essere sovra-smorzamento nella risposta della potenza meccanica.
- Il tempo di assestamento deve essere inferiore a 25 secondi (vedi Figura 5.2).
- Lo statismo permanente dovrebbe essere compreso tra il 6% e il 12% (vedere la Figura 5.2).
- L'overshoot deve essere inferiore al 20% del valore di aumento della potenza meccanica (valore finale meno valore iniziale).

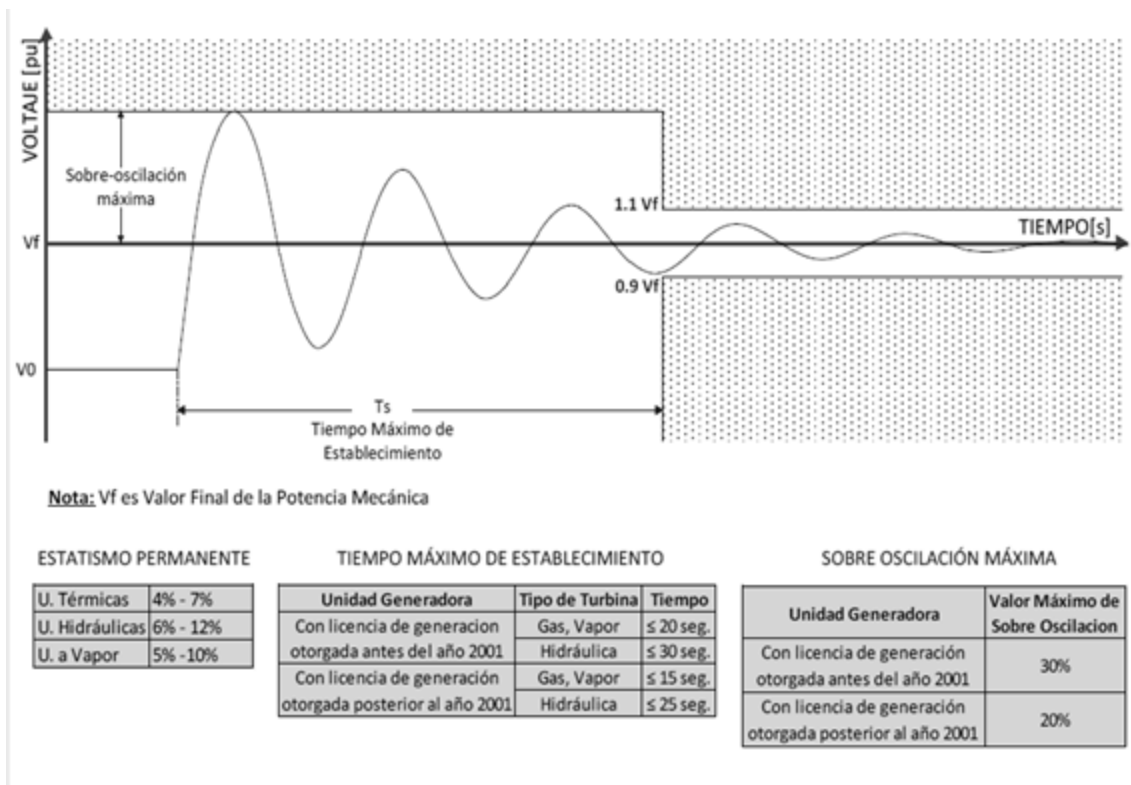


Fig. 5.2 Criteri minimi di prestazione per il GOV

### Power Stabilizer (PSS)

Per quanto riguarda il PSS, si richiede di verificare se lo smorzamento della potenza elettrica aumenta con il PSS attivo dopo un gradino di tensione con carico collegato, rispetto allo smorzamento che si ha in caso di PSS non collegato.



## 6. VALIDAZIONE DEI MODELLI DI SIMULAZIONE

Nel presente capitolo, si procede praticamente a validare i diversi modelli mediante confronto tra i risultati reali e i risultati delle medesime prove simulate sul modello.

### 6.1 PROCEDURA DI IMPORTAZIONE DATI DELLE PROVE REALI PER IL CONFRONTO DEI RISULTATI

Per confrontare i risultati delle simulazioni e i risultati dei test reali verrà seguita una procedura di importazione dei file di misura in formato COMTRADE in PowerFactory®. Tale procedura è stata sviluppata in maniera autonoma e originale visto la mancanza di documentazione, di precedenti o esempi reperibili. Per queste ragioni, nonostante sia un procedimento molto specifico e difficile da seguire per chi non ha esperienza con tali software, si è pensato di riportarla con l'obiettivo che possa essere d'aiuto a chi si trovasse a dover effettuare un compito simile.

1. Si prende in esame una prova reale e la sua registrazione in formato comtrade corrispondente.
2. Si apre il file di registrazione mediante il software SIGRA® di Siemens. Questo risulta essere un applicativo per la pura visualizzazione o esportazione dei dati in quanto al suo interno non permette di eseguire confronti o manipolazioni dei segnali (per esempio per visualizzare le misure in p.u.).
3. Da tale software si ricava facilmente la frequenza di campionamento con la quale è stata eseguita la misura (serve per impostare poi in PowerFactory® lo step size della simulazione), la durata della registrazione, l'istante dell'evento considerato (per avere corrispondenza poi nella nostro evento simulato), le grandezze misurate da tenere in considerazione (va ricordato il numero di segnale corrispondente al segnale da confrontare, in quanto PowerFactory® non importa i nomi dei segnali ma li importa in ordine numerico, quindi va ricordato che la tensione di eccitazione per esempio sarà l'undicesimo segnale).
4. A questo punto, sapendo la prova da effettuare e acquisite le informazioni del punto precedente, possiamo procedere a simulare nel modello il test. Si attuano le necessarie modifiche, per esempio se si deve implementare un test a vuoto si scollega il generatore dall'*External Grid* e dai carichi, e si attivano solo i modelli coinvolti per l'esecuzione della prova e la validazione. Si setta lo step size della simulazione dalla finestra del calcolo delle condizioni iniziali secondo la seguente relazione:  
 $step\ size = 1/f_{campionamento}$ . Si setta la lunghezza della simulazione uguale a quella della registrazione e infine si crea un Parameter Event corrispondente all'evento da effettuare. PowerFactory® attraverso una finestra dedicata alle simulazioni dinamiche permette di creare degli eventi, uno fra questi è il Parameter Event che come suggerisce il nome permette di creare un evento su un parametro. L'esempio classico è quello di un gradino sul riferimento di tensione dell'AVR. In tal caso sarà creato un Parameter Event su "usetp" cioè il riferimento del regolatore.

5. Si valuta in linea di massima la corrispondenza tra i risultati visualizzati in SIGRA® e i risultati visualizzati in PowerFactory® a seguito della simulazione. In caso di discordanza si procede alla ricerca di eventuali errori o malfunzionamenti.
6. Al fine di importare in PowerFactory® il file comtrade della registrazione è necessario creare un *Composite Frame* con due slot. Il primo deve essere un ElmFile\* (basterà inserire "ElmFile\*" nella finestra del type) cosicché dal *Common Model* corrispondente al *Composite Frame* sia possibile selezionare un File di misurazione comtrade come illustrato nelle figure seguenti.

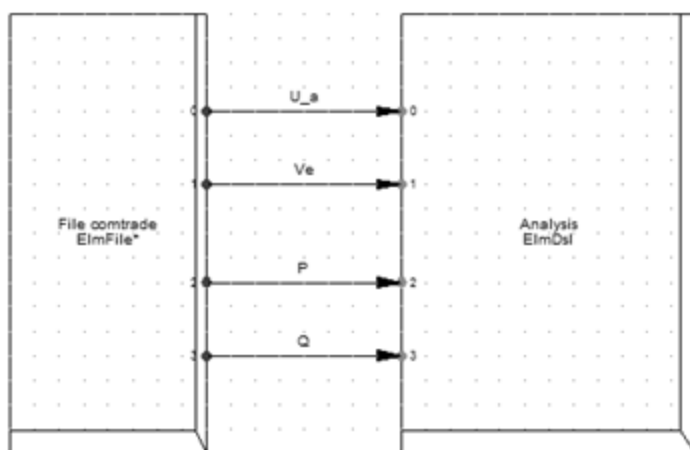


Fig. 6.1 Composite frame per l'importazione ed elaborazione del file comtrade di misura

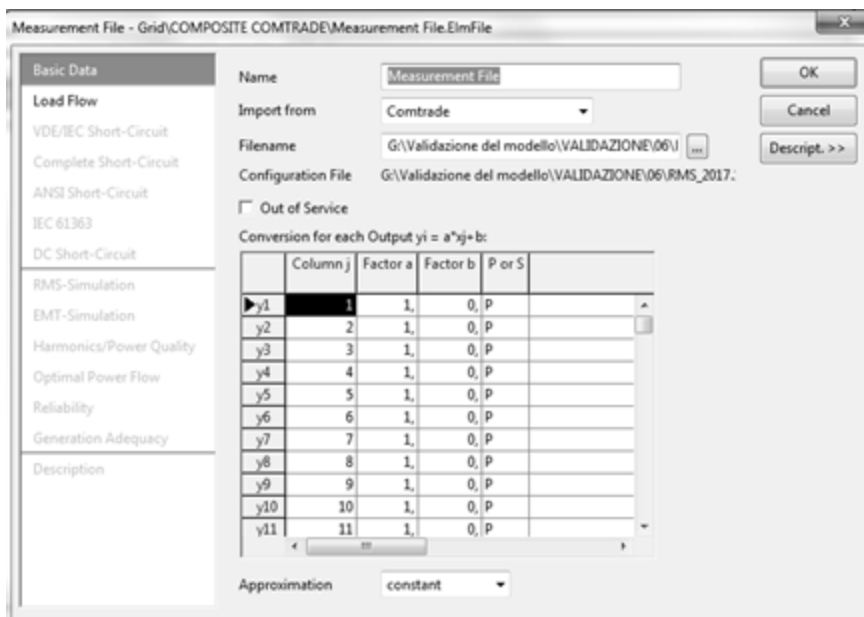


Fig. 6.2 Common Model dello slot "File Comtrade" (ElmFile\*)

Dallo slot “File Comtrade” si scelgono i segnali importati dal file comtrade selezionando il loro numero, sapendo quindi che il segnale numero 11 rappresenta una grandezza da importare si setta tra gli output dello slot “y11”. In questa maniera lo slot che importa tutti i segnali darà come output solo il segnale undici che noi sappiamo corrispondere da SIGRA® a una certa grandezza da prendere in esame.

Il secondo slot sarà invece denominato “Analysis” e sarà associato sempre da *Common Model* ad un *Block Definition* appositamente creato per elaborare le misure di input del file comtrade. Per esempio in questo *Block Definition* verrà calcolata, a partire dalla tensione rms in valore assoluto, la tensione rms in p.u. filtrata oppure per le potenze si divide il valore importato per mille così da avere i risultati direttamente in MW ecc. Questa struttura è stata sviluppata in maniera più generica possibile, in modo tale che in pochi passaggi essa sia riutilizzabile per tutti i confronti dei risultati delle varie prove da attuare. I passaggi da ripetere in ogni caso per questa fase sono: la selezione da *Common Model* del file comtrade da importare, la selezione dei segnali da avere come output dello slot “File Comtrade” tra tutti quelli importati dalla registrazione e il settaggio dei valori nominali per eseguire il p.u. da *Common Model* del *Block Def.* “Analysis”.

7. Attraverso la pagina grafica in PowerFactory®, denominata “--input comtrade file” si verifica che i segnali importati siano corretti e che siano stati opportunamente elaborati per esempio per avere p.u. o una maggiore pulizia (attraverso filtri passa basso).
8. Si settano, dalla pagina dedicata ai risultati da salvare durante le simulazioni dinamiche, le variabili da confrontare. Una sarà un segnale importato dal file COMTRADE e successivamente elaborato, e un'altra sarà la grandezza corrispondente ottenuta mediante il modello di simulazione (per esempio la tensione ai morsetti o la tensione di eccitazione).
9. Si procede al confronto grafico dei risultati nella pagina grafica “--VALIDAZIONE” graficando nelle medesime finestre le grandezze oggetto della comparazione.
10. Si esportano le immagini ricavate e si procede al loro commento.

## 6.2 PROCESSO DI VALIDAZIONE

### 6.2.1 Regolatore di tensione (AVR)

Il regolatore di tensione delle unità di generazione della centrale di MISICUNI è di tipo statico e fa parte del sistema di controllo dell'eccitazione BASLER DECS-400. L'AVR è stato trattato e modellizzato nel capitolo 4 al paragrafo 4.1.1. Lo schema a blocchi è mostrato nella Figura 4.11.

Per la validazione del modello del regolatore di tensione sono stati considerati, come riferimento, i seguenti test reali:

- Gradino di tensione del  $\pm 2\%$  con l'unità operante a vuoto (registrazione del 6/12/2017 - 10:01)
- Gradino di tensione del  $\pm 2\%$  con l'unità funzionante a carico (registrazione del 6/12/2017 - 11:23)

- Gradino di tensione di + 30% con l'unità operante a vuoto (registrazione del 5/12/2017 - 17:23)

I parametri ottimizzati utilizzati per l'AVR e inseriti nel *Common Model* corrispondente, come spiegato nel capitolo 5, sono i seguenti:

Parametri	Descrizione	Valore	Unità
KP	Proportional Gain	210	[pu]
Kpm	Proportional Gain inner loop	0,42	[pu]
Tr	Measurement Time constant	0,002	[s]
KI	Integral Gain	31	[pu]
Kim	Integral Gain inner loop	0,122	[pu]
Kc	Rectifier loading factor	0,03	[pu]
KD	Derivative Gain	0	[pu]
TD	Time Const. Derivative Action	0,01	[s]
Kpv	Voltage component	1	[pu]
thetaP	Voltage Component (angle)	0	[deg.]
Kii	Current component	0	[pu]
XI	Reactance of voltage component	0	[pu]
Kgil	Feedback Gain inner loop	0	[pu]
Ka	Controller Gain	1	[pu]
Ta	Controller Time Constant	0,0055	[s]
Par_usetp	Parameter for events of "uref"	0	
VRmin	Voltage Regulator Minimum Output	-8,5	[pu]
Vmmin	Fordward Minimum Output	-8,5	[pu]
Vb_max	Exciter voltage limit	3	[pu]
VRmax	Voltage Regulator Maximum Output	8,5	[pu]
Vmmax	Fordward Maximum Output	8,5	[pu]

### **Gradino di tensione con l'unità operante a vuoto**

Con l'unità a vuoto (nel modello basterà aprire l'interruttore della sbarra del generatore) e alla tensione nominale, si applica un gradino nel riferimento di tensione del regolatore di tensione. Per applicare tale gradino nel modello si procede a creare un "Parameter event" grazie al quale il parametro "Par\_usetp" che viene sommato alla tensione di riferimento, ad un certo istante assume un determinato valore impostato attuando il gradino. Viene eseguito uno step di entrambi i segni (positivo e negativo) con un valore intorno al 2% del valore nominale della tensione.

I risultati del confronto mostrano un alto grado di precisione del modello rispetto alla misurazione reale per quel che riguarda la tensione ai terminali del generatore e per entrambi i gradini (positivo e negativo). Va notato che la misurazione della tensione di eccitazione reale ha un piccolo ritardo rispetto agli altri segnali, che è apprezzabile in tutte le prove effettuate anche per gli altri modelli. Tralasciando questo ritardo, la risposta del modello è molto accurata anche in termini di tensione di eccitazione.



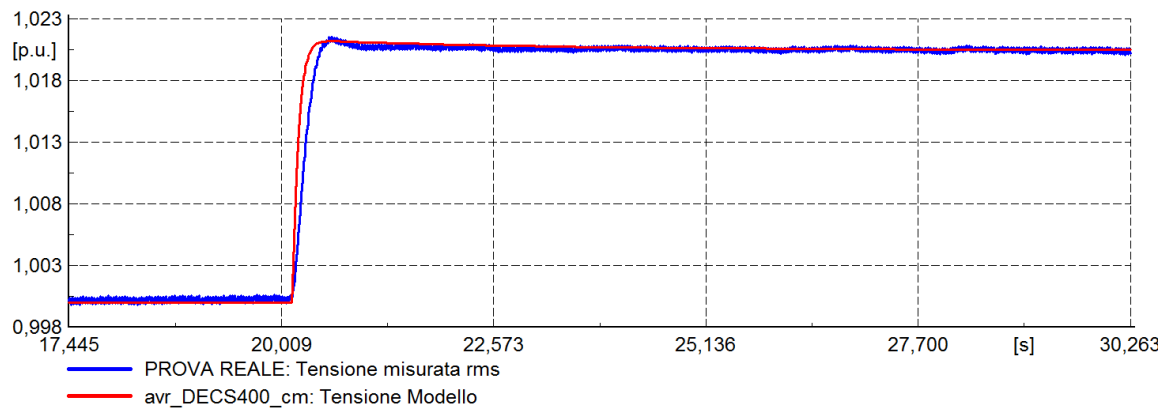


Fig. 6.3 Tensione ai terminali e tensione di eccitazione per gradino di tensione positivo con unità a vuoto

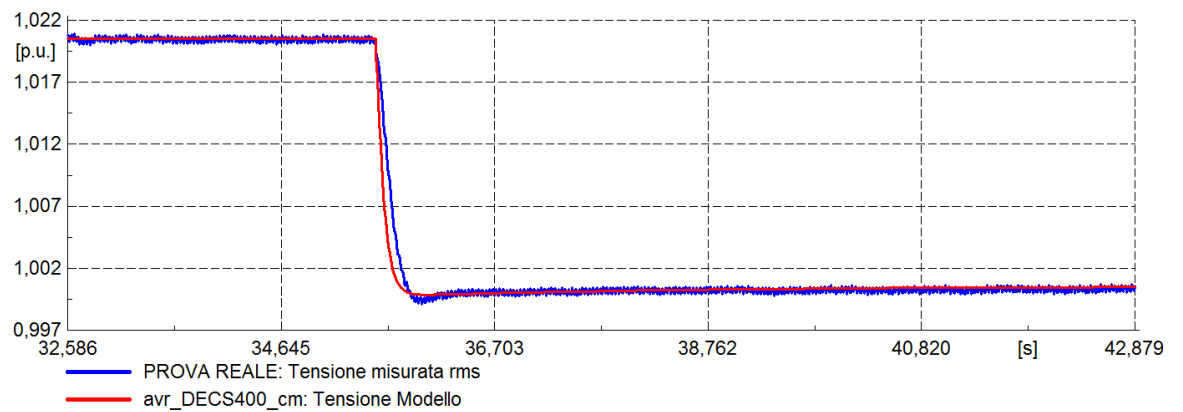


Fig. 6.4 Tensione ai terminali e tensione di eccitazione per gradino di tensione negativo con unità a vuoto

### Gradino di tensione con l'unità funzionante a carico

Si connette l'unità ad un carico circa della potenza nominale. Nel modello questo avviene collegando l'External Grid nel modello di rete sviluppato. Si impostano poi dalla finestra del generatore i valori di potenza attiva e reattiva erogati all'inizio della simulazione e la sua tensione.

Si applica un gradino nel riferimento di tensione del regolatore di tensione. Viene eseguito un gradino di entrambi i segni (positivo e negativo) con un valore intorno al 2% del valore nominale della tensione.

Nei risultati seguenti si osserva un elevato grado di precisione del modello.

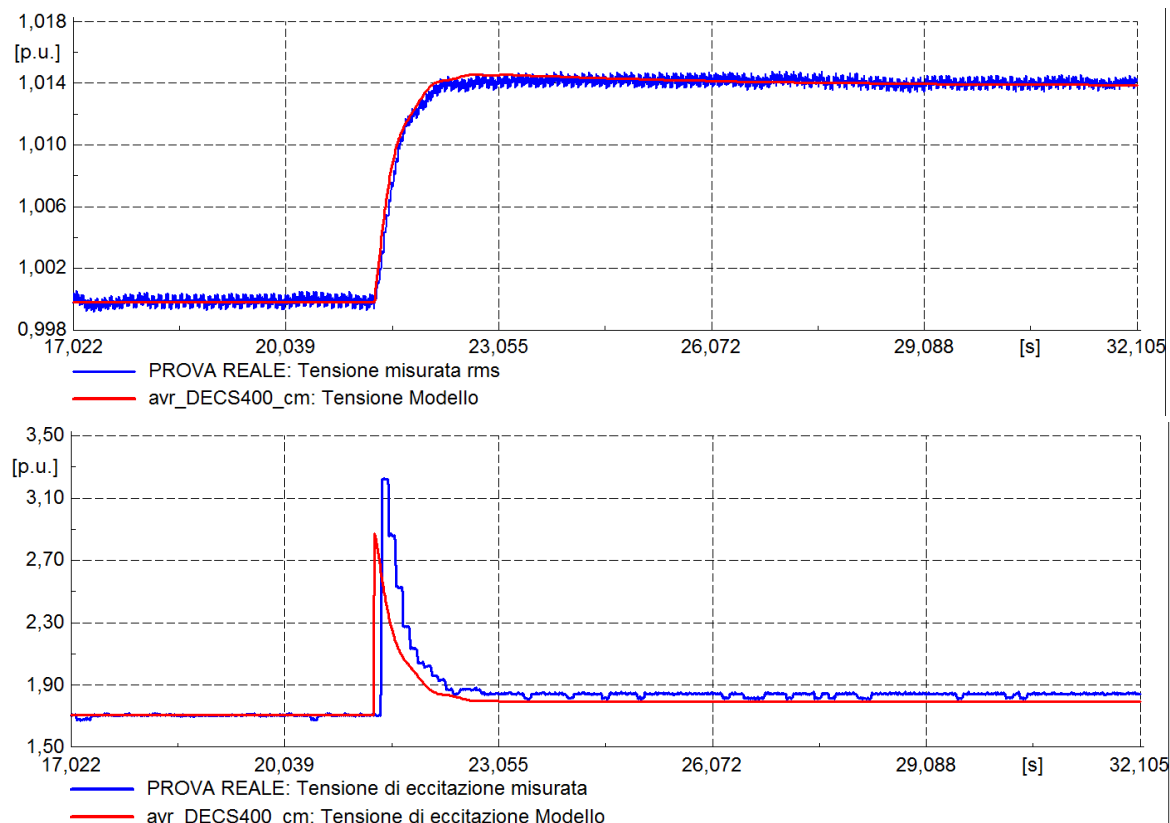


Fig. 6.5 Tensione ai terminali e tensione di eccitazione per gradino di tensione positivo con unità a carico

Possiamo notare l'estrema corrispondenza anche per quel che riguarda la potenza attiva.

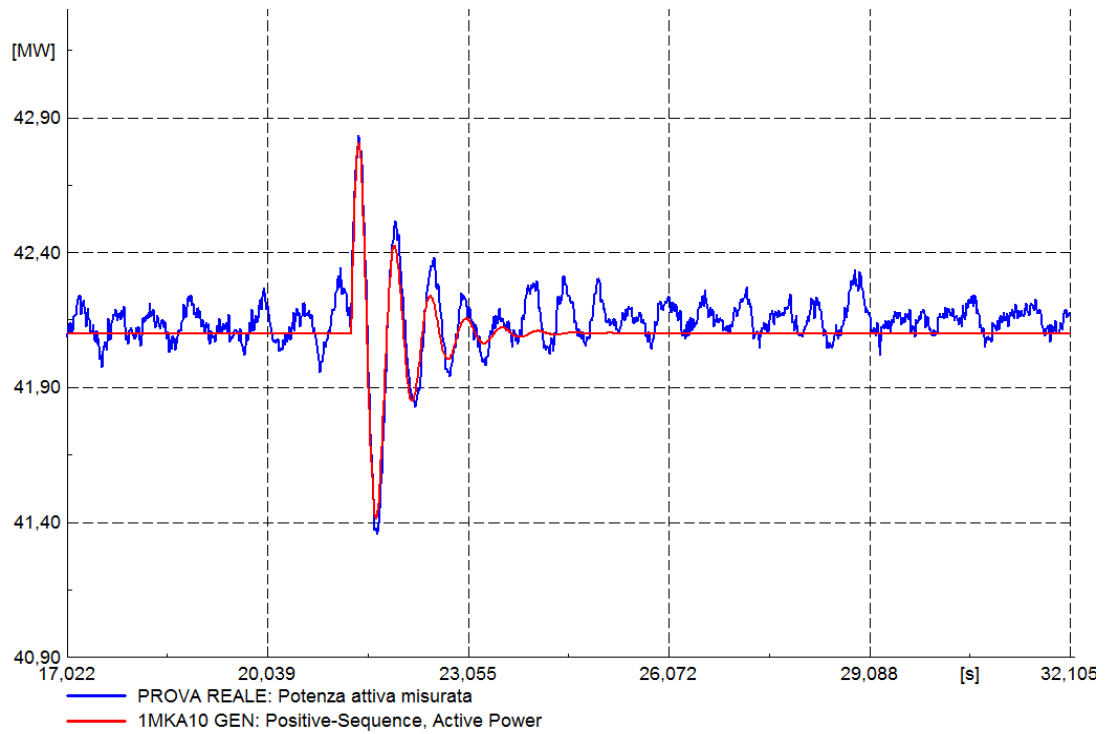


Fig. 6.6 Confronto per la potenza attiva per gradino di tensione positivo con unità a carico

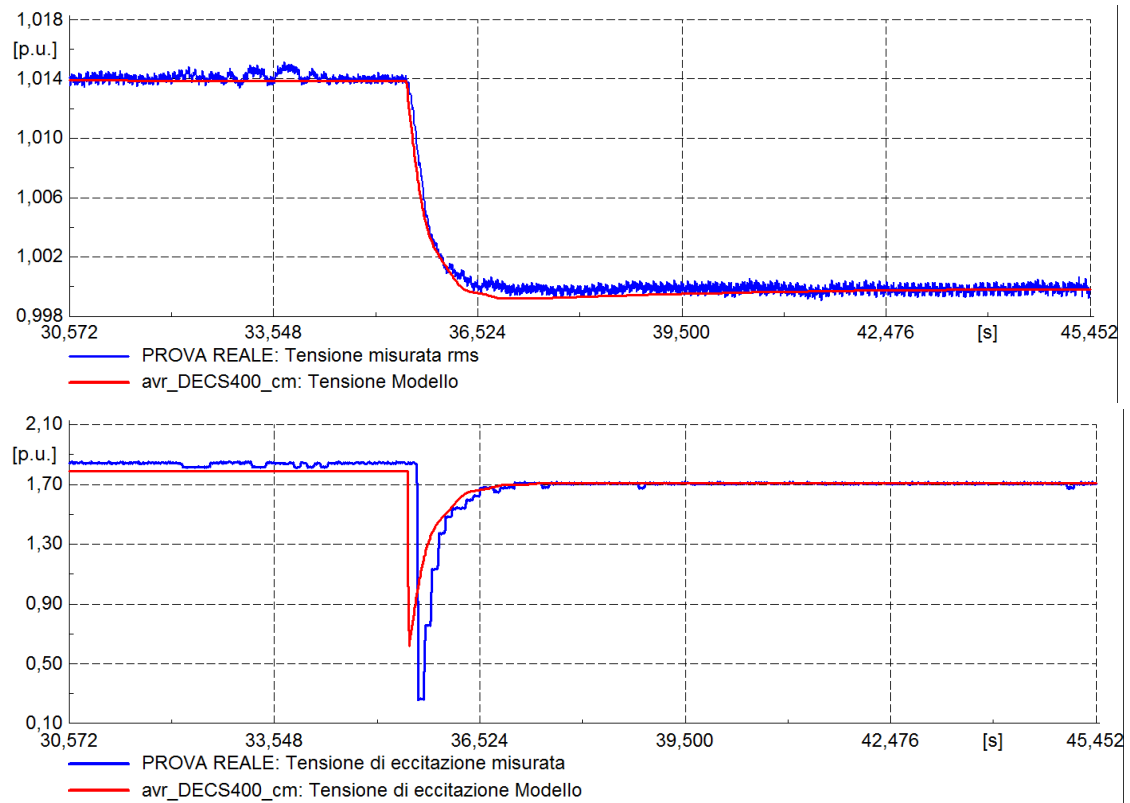


Fig. 6.7 Tensione ai terminali e tensione di eccitazione per gradino di tensione negativo con unità a carico

### Gradino di tensione del 30%

Con l'unità a vuoto e con una tensione intorno al 70% del valore nominale si applica un gradino del 30% della tensione nominale nel riferimento di tensione del regolatore di tensione con l'obiettivo di determinare il limite di eccitazione.

Nella figura 6.8 si osserva un elevato grado di accuratezza del modello anche per grandi variazioni di tensione (30% della tensione nominale). I valori massimi della tensione di eccitazione raggiunta dal modello sono molto simili ai valori reali, il che consente di fare affidamento sulla precisione delle regolazioni corrispondenti ai limiti di uscita del regolatore.

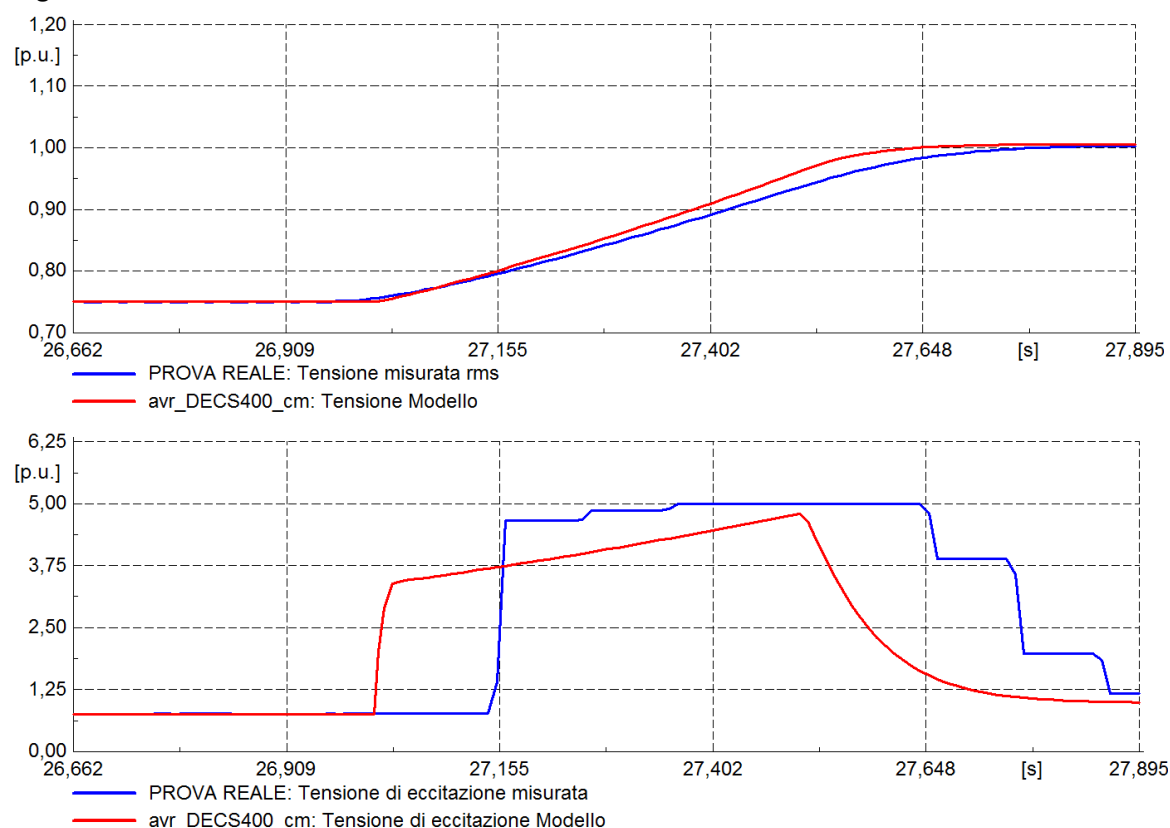


Fig. 6.8 Tensione ai terminali e tensione di eccitazione per gradino di tensione del 30% con unità a carico

### 6.2.2 Power System Stabilizer (PSS)

Lo stabilizzatore di potenza equipaggiato nel BASLER DECS-400 corrisponde al modello IEEE PSS2A ed è stato trattato e modellizzato nel capitolo 4 al paragrafo 4.1.7. Il suo schema a blocchi è mostrato in Figura 4.22.

Per la validazione del modello dello stabilizzatore di potenza sono stati considerati, come riferimento, i seguenti test reali:

- Gradino di tensione del  $\pm 2\%$  con l'unità funzionante a carico e fattore di potenza pari a uno (registrazione del 6/12/2017 - 11:32)
- Gradino di tensione del  $\pm 2\%$  con l'unità funzionante a carico e fattore di potenza uguale a 0.95 sovraeccitato (registrazione del 6/12/2017 - 11:47)

I parametri ottimizzati utilizzati per il PSS e inseriti nel *Common Model* corrispondente sono i seguenti:

Parametri	Descrizione	Valore	Unità
Tw1	1st Washout 1th Time Constant	2	[s]
Tw2	1st Washout 2th Time Constant	2	[s]
T6	1st Signal Transducer Time Constant	0,2	[s]
Tw3	2nd Washout 1th Time Constant	2	[s]
Tw4	2nd Washout 2th Time Constant	2	[s]
Ks2	2nd Signal Transducer Factor	0,437	[pu]
T7	2nd Signal Transducer Time Constant	2	[s]
Ks3	Washouts Coupling Factor	1	[pu]
Ks1	PSS Gain	0,5	[pu]
Ts1	1st Lead-Lag Derivative Time Constant	0,225	[s]
Ts2	1st Lead-Lag Delay Time Constant	0,02	[s]
Ts3	2nd Lead-Lag Derivative Time Constant	4,68	[s]
Ts4	2nd Lead-Lag Delay Time Constant	0,328	[s]
T8	Ramp Tracking Filter Deriv. Time Constant	0,1	[s]
T9	Ramp Tracking Filter Delay Time Constant	0,5	[s]
N	Ramp Tracking Filter	1	[-]
M	Ramp Tracking Filter	4	[-]
Ic1	1st Input Selector	1	[1-6]
Ic2	2nd Input Selector	3	[1-6]
Kd	Derivator Factor	0,01	[pu]
IPB	PSS base selector (1=gen MVA, 0=gen MW)	1	[-]
Vstmin	Controller Minimum Output	-0,05	[pu]
Vstmax	Controller Maximum Output	0,05	[pu]

#### **Gradino di tensione con l'unità funzionante a carico e fattore di potenza pari a uno**

Con l'unità connessa ad un carico della potenza nominale, e funzionante con fattore di potenza circa uguale a uno e con tensione nominale, si applica un gradino nel riferimento di tensione del regolatore di tensione. Viene eseguito un gradino di entrambi i segni (positivo e negativo) con un valore intorno al 2% del valore nominale della tensione. Il PSS è collegato durante il test.

La Figura 6.9 e la Figura 6.11 mostrano come il modello sviluppato è in grado di riprodurre il comportamento reale con grande precisione, per entrambi i segni del gradino. L'effetto del PSS sullo smorzamento delle oscillazioni elettromeccaniche è chiaramente visibile e riproducibile dal modello.

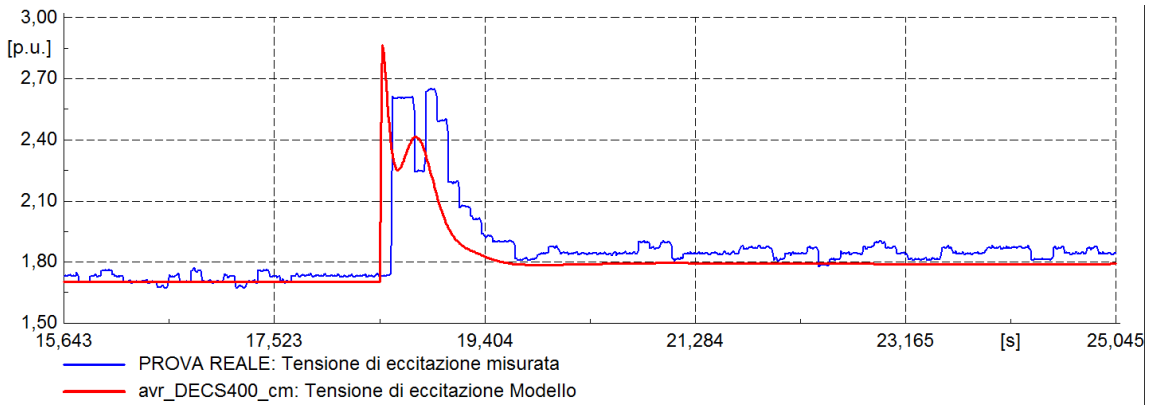
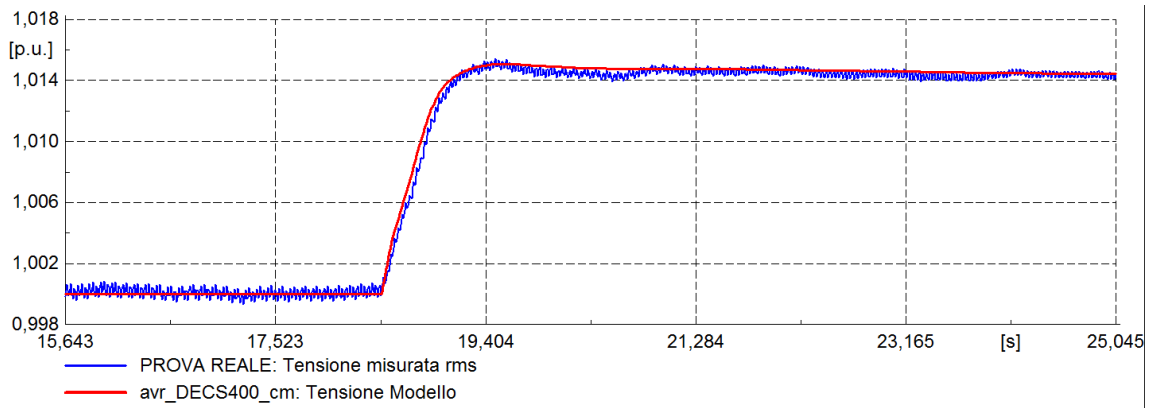


Fig. 6.9 Tensione ai terminali e tensione di eccitazione per gradino di tensione positivo con PSS attivo e unità funzionante a carico con fattore di potenza uguale a 1

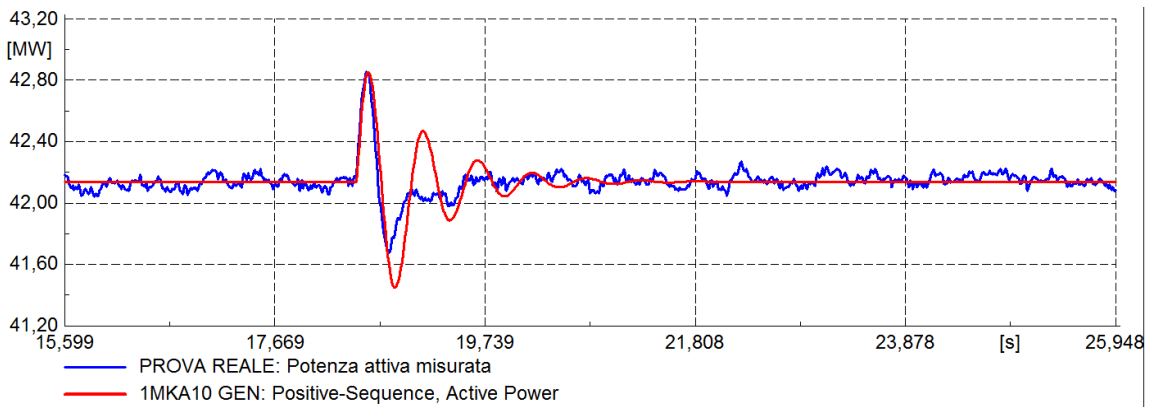


Fig. 6.10 Potenza attiva per gradino di tensione positivo senza PSS

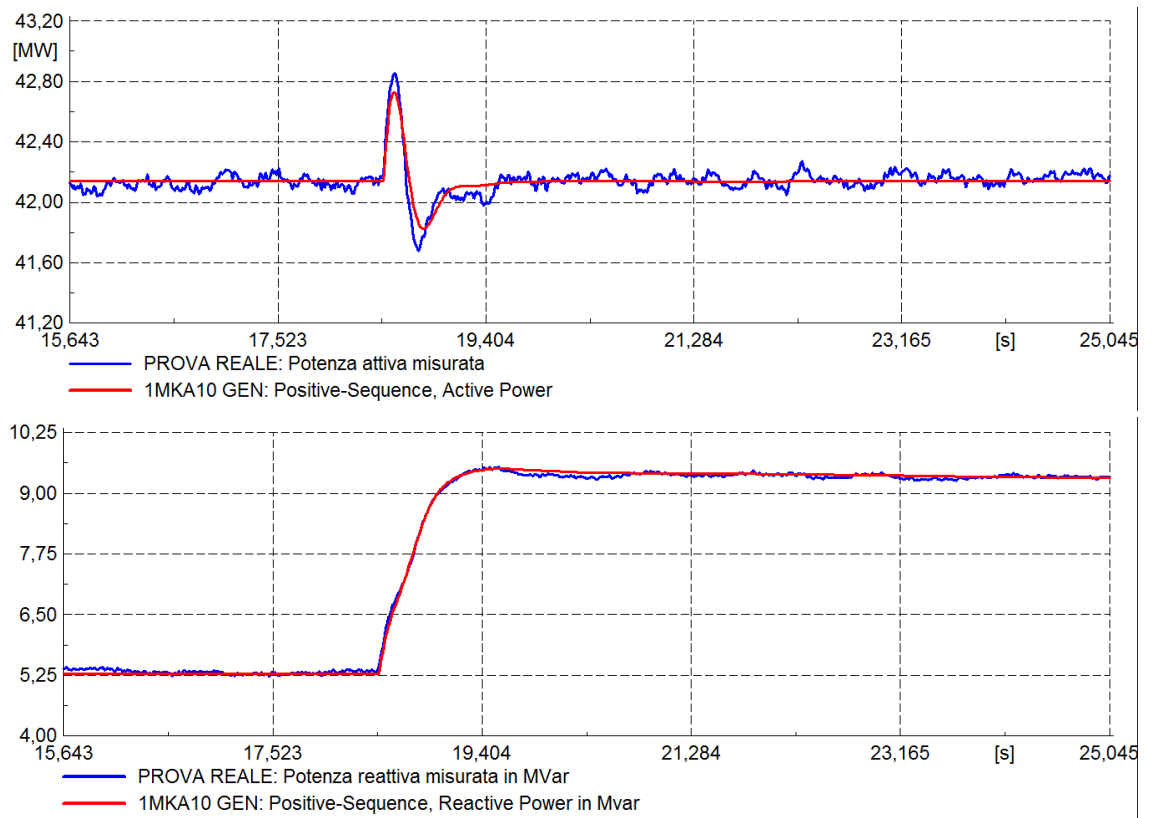
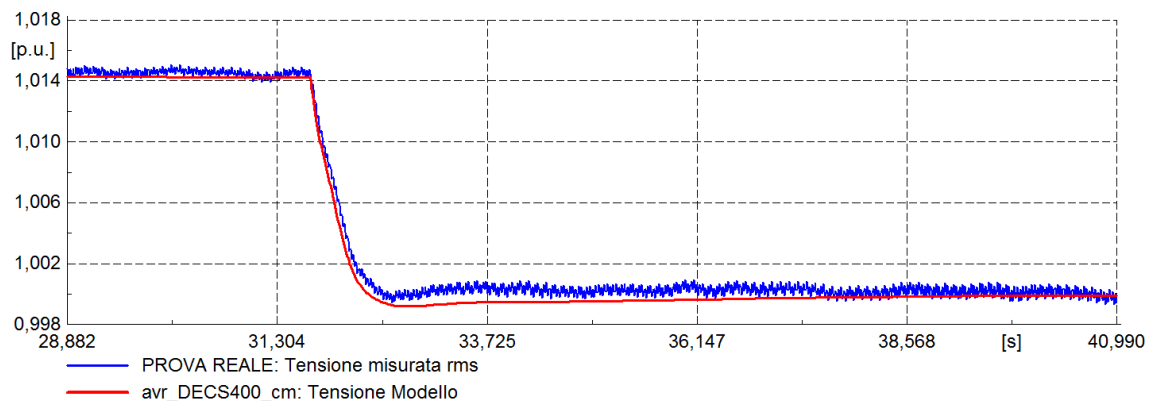


Fig. 6.11 Potenza attiva e reattiva per gradino di tensione positivo con PSS attivo e unità funzionante a carico con fattore di potenza uguale a 1

Dalle figure precedenti si vede chiaramente la differenza tra il caso con PSS disattivato e PSS attivato. Il modello fornisce risultati perfettamente conformi con le misurazioni reali.



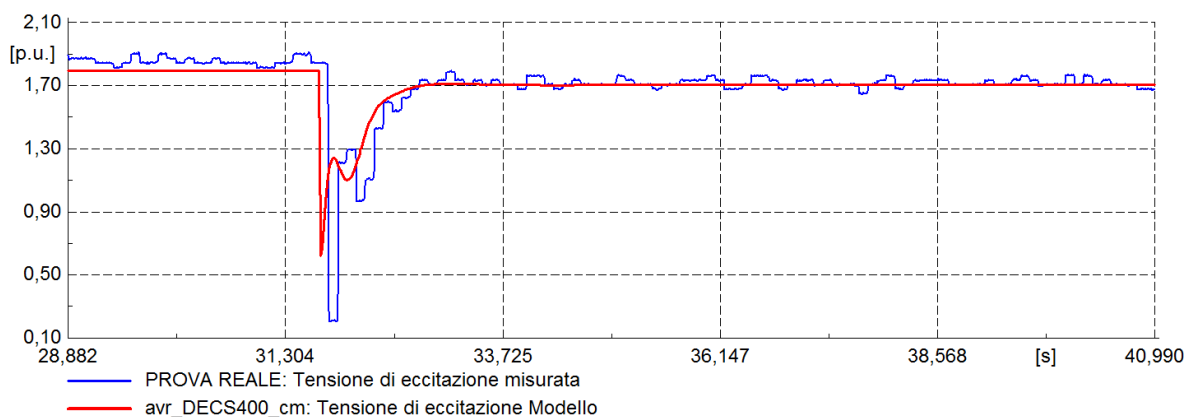


Fig. 6.12 Tensione ai terminali e tensione di eccitazione per gradino di tensione negativo con PSS attivo e unità funzionante a carico con fattore di potenza uguale a 1

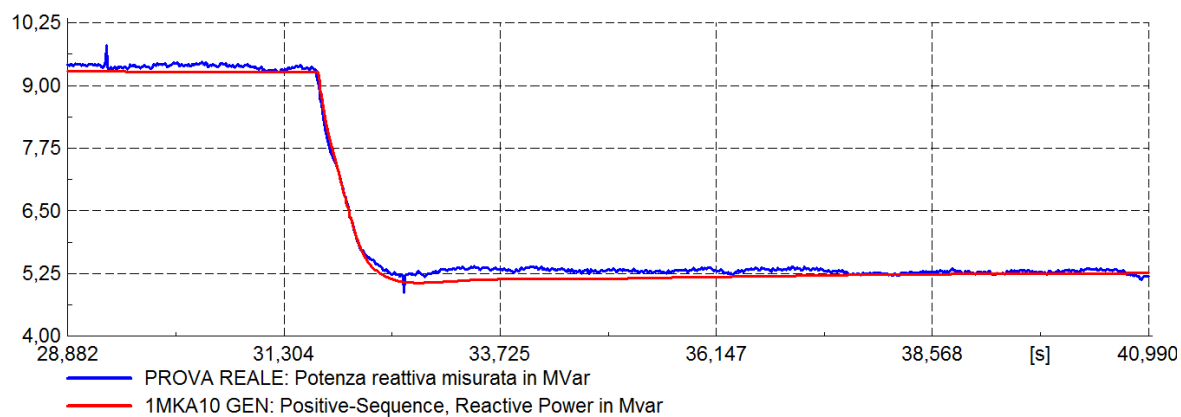
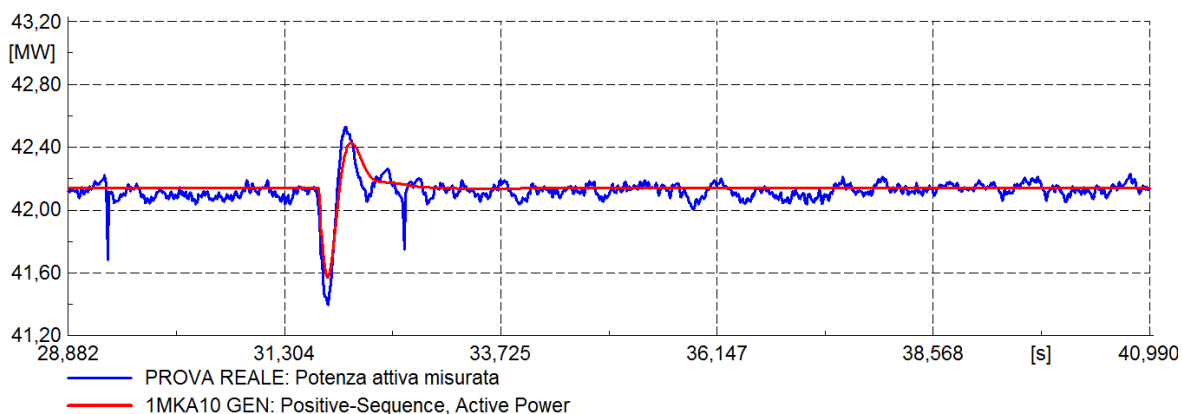


Fig. 6.13 Potenza attiva e reattiva per gradino di tensione negativo con PSS attivo e unità funzionante a carico con fattore di potenza uguale a 1

### Gradino di tensione con l'unità funzionante a carico e fattore di potenza pari a 0,95 (sovraccitato)

Con l'unità connessa ad un carico della potenza nominale, e funzionante con fattore di potenza uguale a 0.95 (sovraccitato) e con tensione nominale, si applica un gradino nel riferimento di tensione del regolatore di tensione. Viene eseguito un gradino di entrambi i segni (positivo e negativo) con un valore intorno al 2% del valore nominale della tensione.



Anche in questo caso il modello fornisce risultati accurati. Per brevità si mostrano solo i risultati per il gradino positivo.

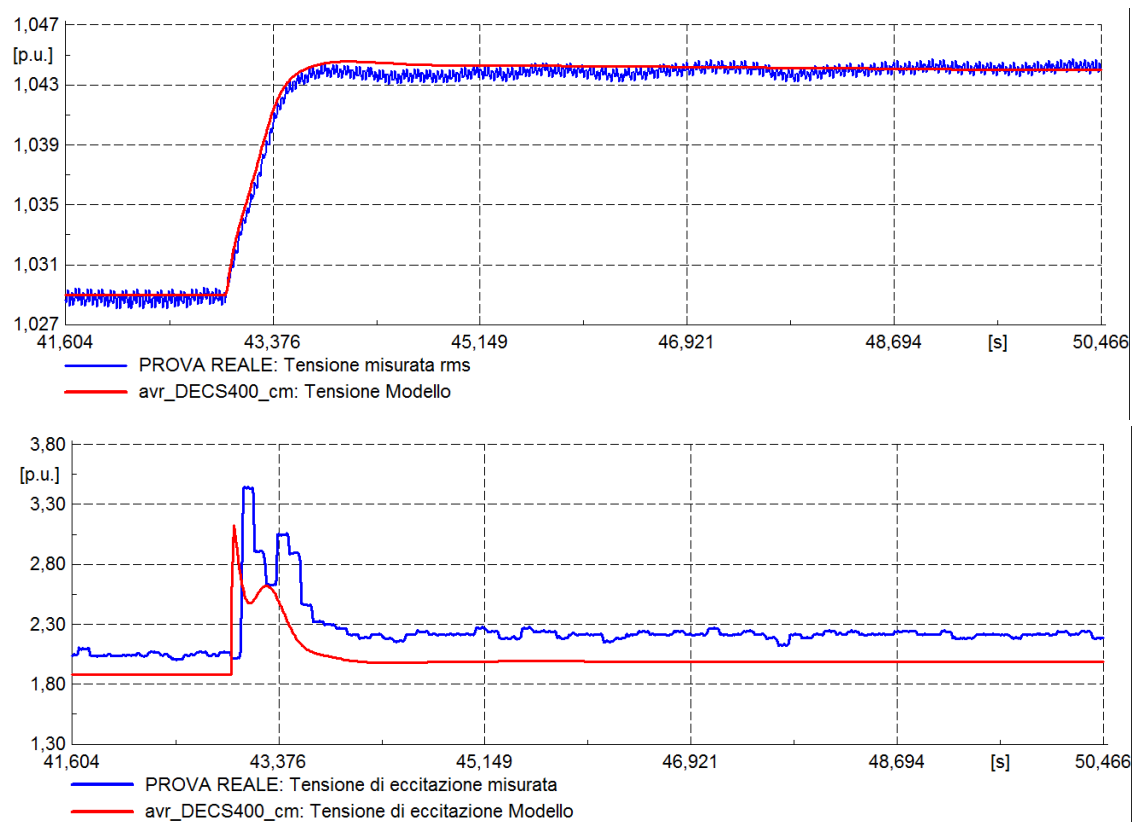
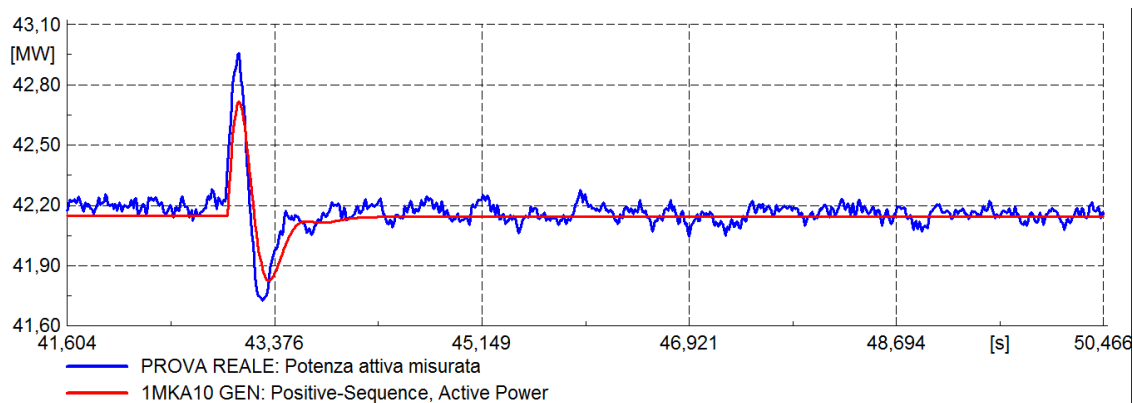


Fig. 6.14 Tensione ai terminali e tensione di eccitazione per gradino di tensione positivo con PSS attivo e unità funzionante a carico con fattore di potenza uguale a +0.95



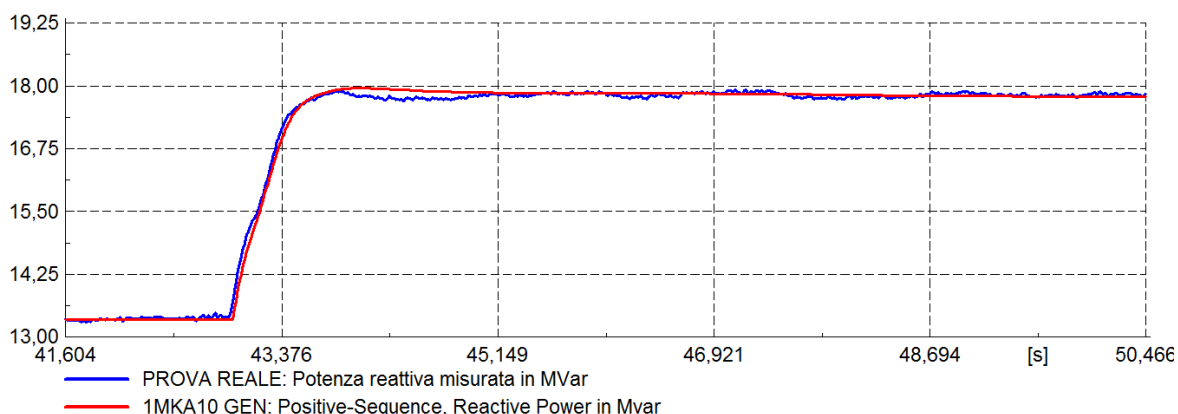


Fig. 6.15 Potenza attiva e reattiva per gradino di tensione positivo con PSS attivo e unità funzionante a carico con fattore di potenza uguale a +0.95

### 6.2.3 Limitatore di sovra eccitazione (OEL)

Il limitatore di sovra eccitazione (OEL) incluso nel sistema di controllo dell'eccitazione DECS-400 è stato trattato e modellizzato nel capitolo 4 al paragrafo 4.1.3. Lo schema a blocchi è mostrato in Figura 4.16.

Per la validazione del limitatore di sovra eccitazione è stata considerata, come riferimento, la seguente prova reale:

- Gradino di tensione del +5% con l'unità operante a carico (registrazione del 7/12/2017 - 16:12)

I parametri utilizzati per l'OEL sono i seguenti:

Parametri	Descrizione	Valore	Unità
Kp	Proportional Gain	0,5	[pu]
Tf	Time Constant for excitation current measurement	0,25	[s]
Ki	Integral Gain	0,7	[pu]
Kg	Gain for compensating variations	0,25	[pu]
d	constant for compensating variations	1	[adim.]
t1	t1 of the three-step waveform	30,32	[s]
t2	t2 of the three-step waveform	40,7	[s]
c1	high value of field current of the three-step waveform	1,655	[pu]
c2	medium value of field current of the three-step waveform	1,565	[pu]
c3	low value of field current of the three-step waveform	1,545	[pu]
y_min	Integral lower limit	0	[pu]
oel_lim_min	oel output lower limit	0	[pu]
y_max	Integral upper limit	0,2	[pu]
oel_lim_max	oel output upper limit	0,2	[pu]

### Gradino di tensione

Il riferimento del regolatore di tensione viene incrementato a gradino in modo tale da innescare l'azione del limitatore OEL. Nella prova reale sono state variate appositamente le impostazioni (soglie) dell'OEL al fine di farlo intervenire in una situazione di non emergenza nella quale nel funzionamento normale esso non interverrebbe. Ovviamente, per validare l'OEL è stato necessario abbassare le sue soglie anche nel modello. La ricerca delle soglie usate per questa prova è avvenuta in maniera iterativa, in quanto erano note solo le soglie dell'OEL nel funzionamento normale.

Il confronto dei risultati della prova reale e quelli ottenuti con il modello di simulazione, è riportato nelle figure seguenti. Si può osservare una grande precisione del modello sia nella risposta transitoria che nel funzionamento a regime.

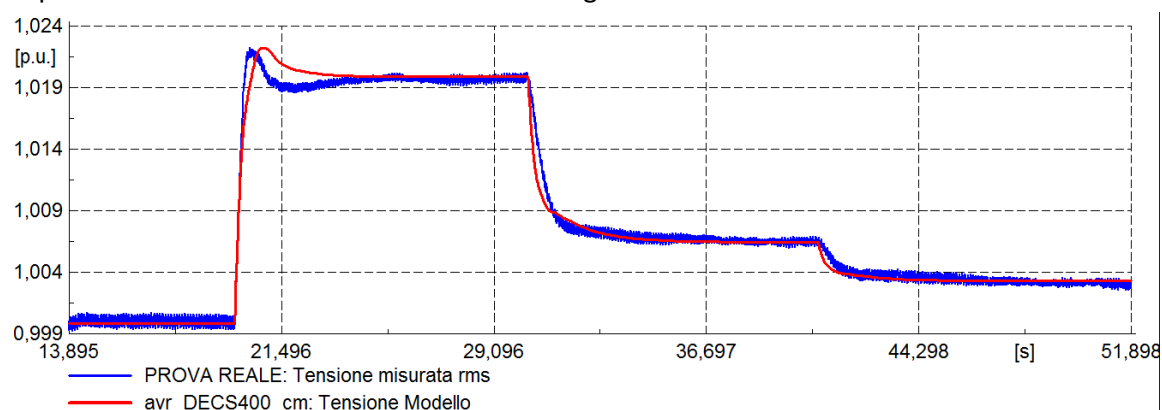


Fig. 6.16 Tensione ai terminali per gradino di tensione positivo con OEL attivo con parametri modificati per la prova

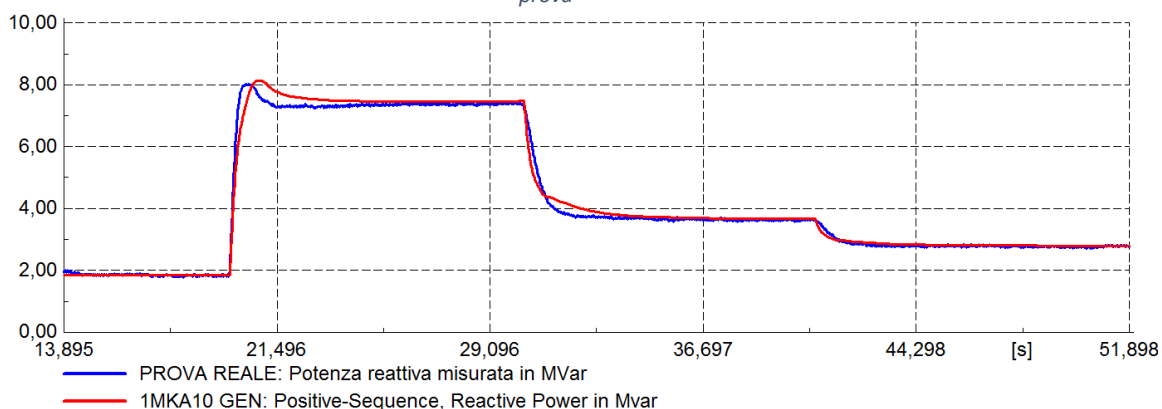


Fig. 6.17 Potenza Reattiva per gradino di tensione positivo con OEL attivo con parametri modificati per la prova

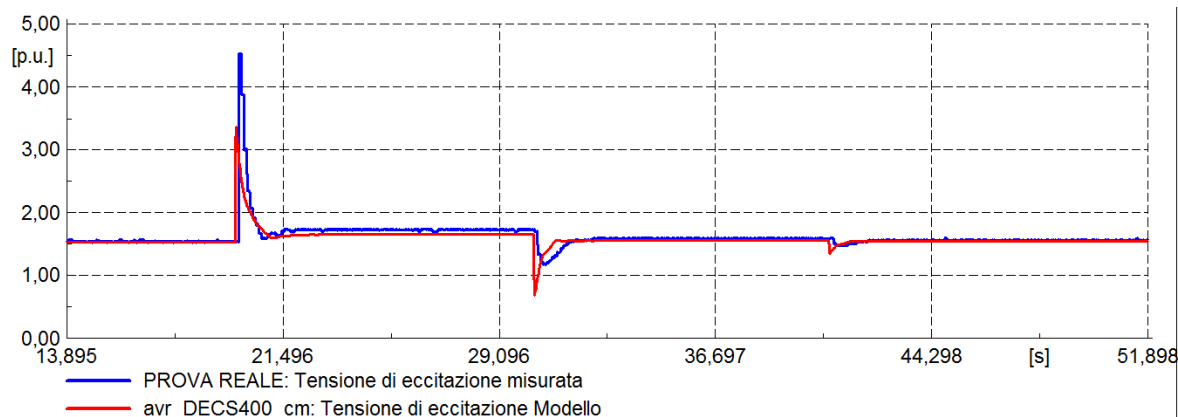


Fig. 6.18 Tensione di eccitazione per gradino di tensione positivo con OEL attivo con parametri modificati per la prova

### 6.2.4 Limitatore di sotto eccitazione (UEL)

Il limitatore di sotto eccitazione (UEL) incluso nel sistema di controllo dell'eccitazione DECS-400 è stato modellizzato come descritto nel capitolo 4 al paragrafo 4.1.2. Lo schema a blocchi è mostrato in Figura 4.14.

Per la validazione del limitatore di sotto eccitazione è stato considerato, come riferimento, il seguente test reale:

- Gradino di tensione del -5% con l'unità operante a carico (registrazione del 6/12/2017 - 12:54)

I parametri utilizzati per l'UEL sono i seguenti:

Parametri	Descrizione	Valore	Unità
Kp	Proportional Gain	0,7	[pu]
Ki	Integral Gain	0,65	[pu]
Kg	Gain for compensating variations	1	[pu]
d	constant for compensating variations	0,0048	[adim.]
Tuel	UEL Time Constant	4	[s]
k1	exponent	1	[-]
k2	exponent = -k1	-1	[-]
y_min	Integral lower limit	0	[pu]
uel_lim_min	uel output lower limit	0	[pu]
y_max	Integral upper limit	0,5	[pu]
uel_lim_max	uel output upper limit	0,5	[pu]

PQ:		
Index	P	Q
0	0	-33,66
1	12,87	-38,64
2	29,7	-30,69
3	42,3	-26

4	47,02	-15,8
5	49,5	0

### Gradino di tensione

Il riferimento del regolatore di tensione viene incrementato a gradino in modo tale da innescare l'azione del limitatore UEL. Nella prova reale sono state variate appositamente le impostazioni (caratteristica PQ) dell'UEL al fine di farlo intervenire in una situazione di non emergenza nella quale nel funzionamento normale esso non interverrebbe. Ovviamente, per validare l'UEL è stato necessario variare la caratteristica anche nel modello. La ricerca dei parametri usati per questa prova è avvenuta in maniera iterativa, in quanto era nota la caratteristica PQ limite solo per il funzionamento normale (riportata nella tabella precedente).

Il confronto dei risultati della prova reale e quelli ottenuti con il modello di simulazione, è riportato nelle figure seguenti. Si può osservare una grande precisione del modello sia nella risposta transitoria che nel funzionamento a regime.

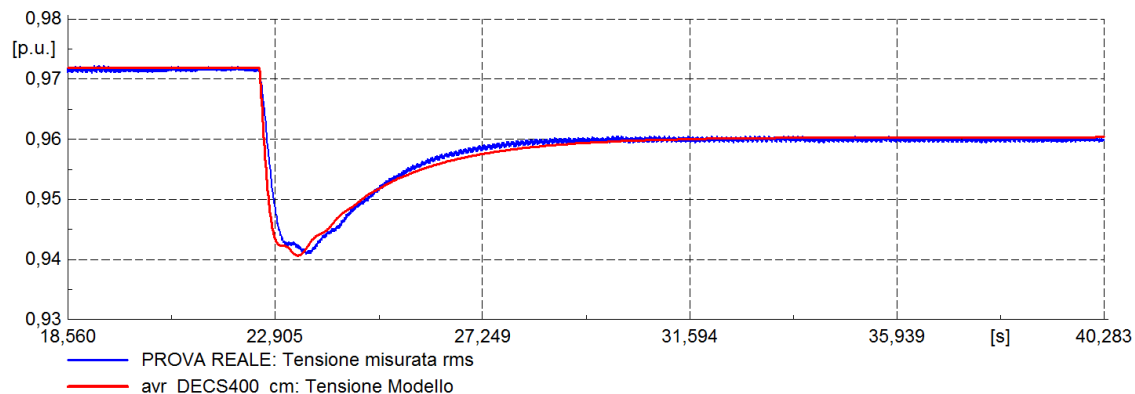


Fig. 6.19 Tensione ai terminali per gradino di tensione negativo con UEL attivo con parametri modificati per la prova

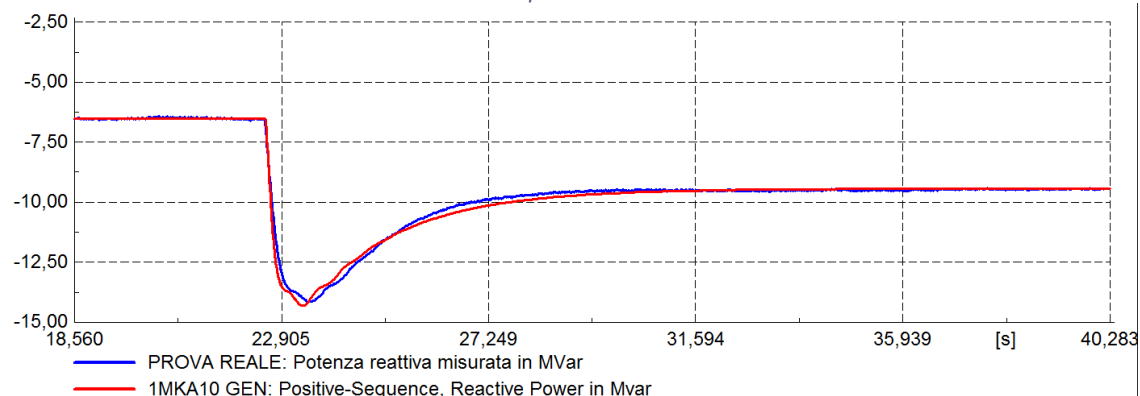


Fig. 6.20 Potenza Reattiva per gradino di tensione negativo con UEL attivo con parametri modificati per la prova

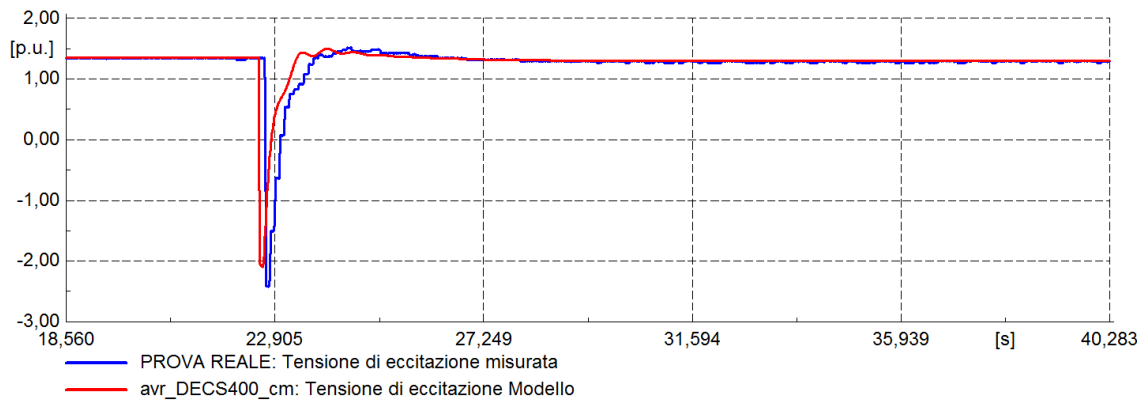


Fig. 6.21 Tensione di eccitazione per gradino di tensione negativo con UEL attivo con parametri modificati per la prova

Viene mostrata anche il confronto della potenza attiva per dimostrare l'elevata corrispondenza e precisione del modello.

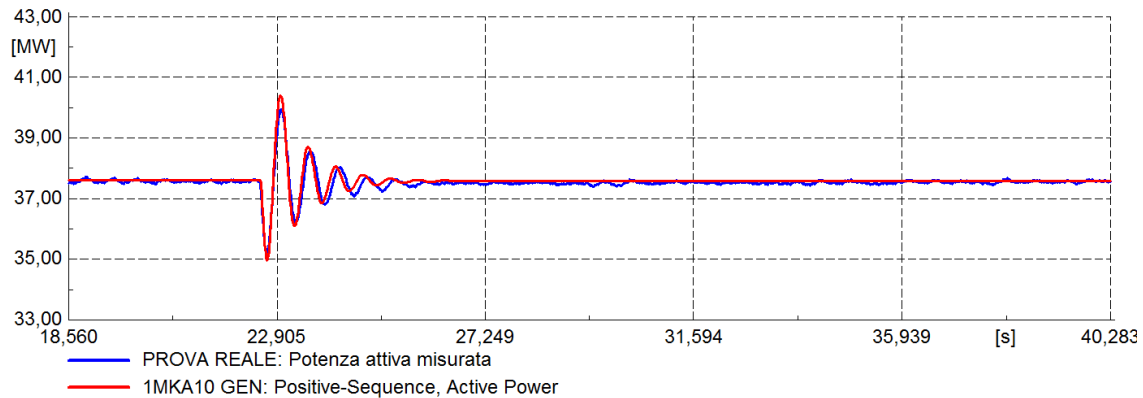


Fig. 6.22 Potenza Attiva per gradino di tensione negativo con UEL attivo con parametri modificati per la prova

### 6.2.5 Parte meccanica/idraulica - Governor (GOV)

La parte meccanica/idraulica e il regolatore di velocità (Rainpower Hydrotrol 1x) della centrale di Misicuni sono stati trattati a fondo e modellizzati come nel capitolo 4 al paragrafo 4.2.1. Lo schema a blocchi è mostrato in Figura 4.39.

Per la validazione del modello sono stati considerati, come riferimento, i seguenti test reali:

- Gradino di frequenza di  $\pm 0,5$  Hz con l'unità connessa ad un carico di 10 MW in modalità funzionamento normale (registrazione del 7/12/2017 - 09:53)
- Gradino di frequenza di  $\pm 0,5$  Hz con l'unità connessa ad un carico di 20 MW in modalità di funzionamento normale (registrazione del 7/12/2017 - 11:14)
- Gradino di frequenza di  $\pm 0,5$  Hz con l'unità connessa ad un carico di 32 MW in modalità di funzionamento normale (registrazione del 7/12/2017 - 11:34)
- Gradino di frequenza di  $\pm 0,5$  Hz con l'unità connessa ad un carico di 10 MW in modalità di funzionamento in isola (registrazione del 7/12/2017 - 12:05)

I parametri utilizzati per il GOV sono i seguenti:

Parametri	Descrizione	Valore	Unità
Qr	Rated Discharge	4,9	[m <sup>3</sup> /s]
Rp	Permanent Droop - Normal Mode	0,06	[-]
HTail	Tail height	2738,5	[m]
H0	lake height	3763	[m]
H0max	maximum Lake height	3774	[m]
Tg	Gate Servo Time Constant	0,25	[s]
Tp	Pilot Servo Time Constant	0,1	[s]
Kp	Proportional Gain	3	[pu]
Ti	Integral time constant	3,25	[s]
Hr	Rated Head	1008,5	[m]
Kd	Derivative Gain	0	[pu]
Tfd	Derivative filter time	0,5	[s]
PenLA	Penstock lenght/cross section 1/m	1330	[1/m]
fp1	Penstock Friction Factor	0,6247	[-]
Tf	Filter time constant	0,5	[s]
Df	Turbine Damping factor	0	[pu]
qNL	No Load Flow	0,01	[m <sup>3</sup> /s]
Ks	Servo system Gain	1	[pu]
StA	Surge tank effective cross section	5,31	[m <sup>2</sup> ]
TunLA	Tunnel lenght/cross section 1/m	2135,9	[1/m]
fp2	Tunnel Friction Factor	0,208	[-]
fp3	Surge Tank Friction Factor	0,001	[-]
Prate	Turbine rated power in MW	43	
Par_w	Parameter for events of wref	0	
Rp_island	Permanent Droop - Island Mode	0,02	[-]
f_island	speed deviation for the Island Mode Activation	0,02	[-]
g_min	Minimum Gate position Limit	0,001	[pu]
vgc_max	Maximum gate closing rate	-0,0117	[pu/s]
Stmin	Minimum water level in surge tank	3636,5	[m]
g_max	Maximum Gate position Limit	1	[pu]
vgo_max	Maximum gate opening rate	0,0064	[pu/s]
Stmax	Maximum water level in surge tank	3790	[m]

Vengono inoltre riportati i parametri  $K_p$  e  $T_i$  del regolatore PI interno all'anello di regolazione di velocità, che come abbiamo visto sono parametrizzati con l'apertura della valvola "g".

g- $K_{pi}$	
g	$K_{pi}$
0	3,5
0,1	3,2
0,2	2,9
0,3	2,6
0,4	2,3
0,5	2
0,6	1,7
0,7	1,4
0,8	1,1
0,9	0,8
1	0,5

g- $T_{ii}$	
g	$T_i$
0	1
0,1	5
0,2	9
0,3	13
0,4	17
0,5	21
0,6	25
0,7	29
0,8	33
0,9	37
1	41

Va sottolineato che le turbine idrauliche hanno caratteristiche di risposta iniziale di potenza inversa alle variazioni di apertura del gate dovute all'inerzia dell'acqua. Se il PSS è correttamente regolato, esso smorzerà in parte queste variazioni.

Il governor HYDROTROL 1x, come spiegato nel capitolo 4 permette di memorizzare più set di parametri e passare automaticamente tra questi. La scelta dei parametri da impostare viene basata sull'entità della deviazione della frequenza misurata. Così facendo il governor stabilirà automaticamente quali parametri utilizzare in base alla condizione operativa. In particolare sono presenti due modalità operative: la modalità di funzionamento normale e la modalità di funzionamento in isola.



La modalità di funzionamento normale funziona con uno statismo del 6% e i parametri di un controller PI, mentre la modalità di funzionamento in isola viene attivata per deviazioni della frequenza da 1 Hz e funziona con uno statismo del 2% e i parametri di un controller PID con parametri diversi rispetto al funzionamento normale. Come spiegato nel capitolo 4 al paragrafo 4.2.1 il modello sviluppato del Governor include questa funzionalità di settaggio automatico della modalità di funzionamento in base all'entità della deviazione di frequenza (velocità).

### Gradino di frequenza - Modalità di funzionamento normale

Con l'unità connessa al carico e in modalità di funzionamento normale, viene applicato un gradino nella misurazione della velocità in anello aperto. Viene eseguito un gradino di entrambi i segni (positivo e negativo) con un valore intorno ai 0,5 Hz. Il modello rileva l'errore di velocità quindi ad esso viene fornito un riferimento per tale grandezza. Per questa ragione il gradino sul riferimento viene effettuato incrementando il riferimento di velocità di 0,01.

La validazione del modello mediante le tre seguenti prove è stata molto laboriosa e ha portato a modifiche e migliorie alla struttura del modello e alla sua inizializzazione ma anche ad una accurata ricerca e ottimizzazione dei parametri.

I risultati ottenuti per via simulativa per la modalità di funzionamento normale mostrano un'elevata precisione rispetto al comportamento reale, maggiore addirittura di quella attesa. Sono state osservate alcune differenze nel test con 10 MW di carico a causa della commutazione degli iniettori, che il modello non è in grado di riprodurre. Vi sono anche lievi differenze nella dinamica della riduzione di potenza nel caso di un carico da 32 MW in quanto la riduzione della potenza misurata è particolarmente lenta, fenomeno non confermato invece dalle prove precedenti. Tuttavia in termini generali, i risultati sono più che soddisfacenti.

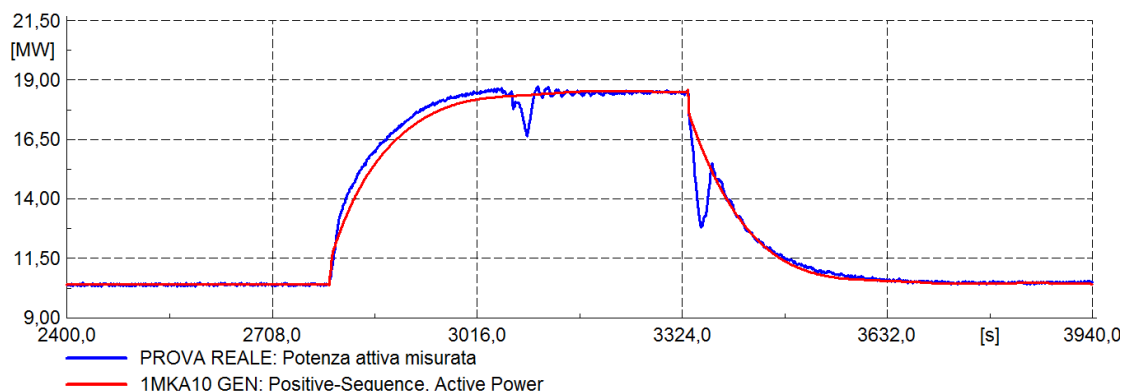


Fig. 6.23 Potenza attiva per gradino di frequenza positivo e negativo con carico da circa 10 MW, modalità di funzionamento normale

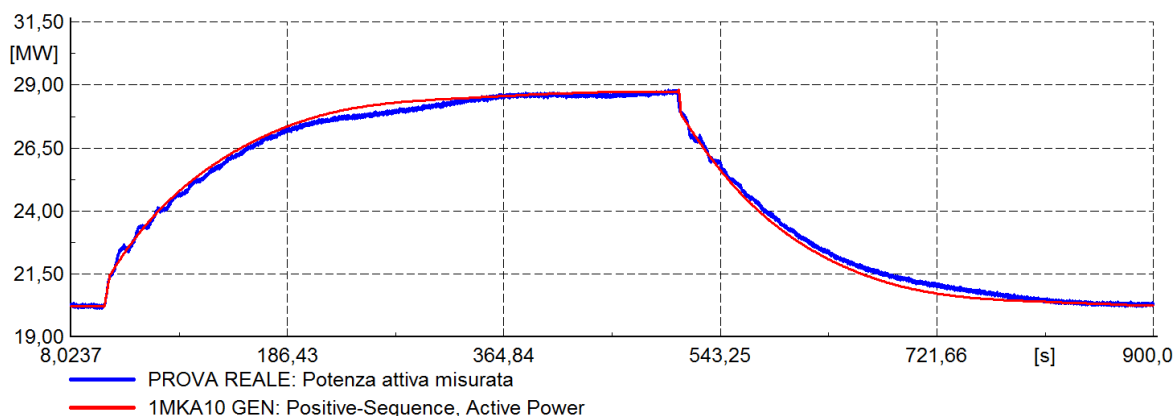


Fig. 6.24 Potenza attiva per gradino di frequenza positivo e negativo con carico da circa 20 MW, modalità di funzionamento normale

Si può notare, in particolare come la risposta del modello alla seconda prova sia praticamente uguale alla risposta reale.

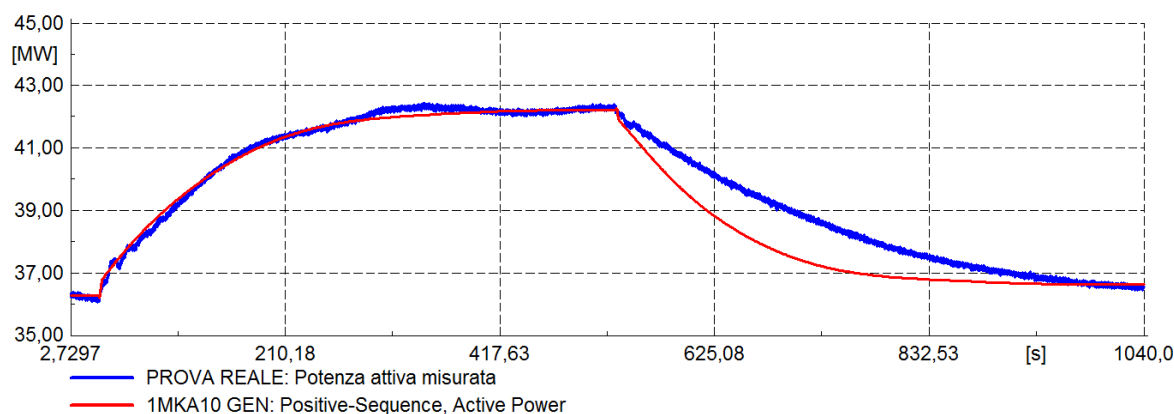


Fig. 6.25 Potenza attiva per gradino di frequenza positivo e negativo con carico da circa 32 MW, modalità di funzionamento normale

### Gradino di frequenza - Modalità di funzionamento in isola

Questo test è simile a quello precedente, ma in questo caso c'è una variazione dalla modalità di funzionamento normale alla modalità di funzionamento in isola. Si ribadisce il fatto che questo non è un vero e proprio test in isola, vista l'impossibilità pratica di effettuarne uno sul campo in sede di misurazione, ma è una prova nella quale si effettua un gradino di frequenza di  $\pm 0,5$  Hz con l'unità connessa ad un carico di 10 MW con il Governor attivo nella modalità di funzionamento in isola.

Questa prova, come le tre precedenti ha portato a qualche modifica alla struttura del modello. Una su tutte la parametrizzazione dello statismo in base alla modalità di funzionamento rilevata in base alla deviazione della velocità. È stata effettuata una ulteriore ottimizzazione dei parametri. Una volta concluse tutte le prove sul Governor, svolte nell'ordine esposto, tali test sono stati ripetuti per garantire che la struttura, l'inizializzazione e la scelta dei parametri sviluppate e modificate durante il procedere delle prove, diano risultati in grado di riprodurre il comportamento reale con grande precisione

in tutte e quattro le condizioni testate. La descrizione finora effettuata inerisce a questa seconda fase, in cui si era giunti alla configurazione finale del modello esposto nel paragrafo 4.2.1.

I risultati della validazione per la modalità di funzionamento in isola sono anche in questo caso accurati.

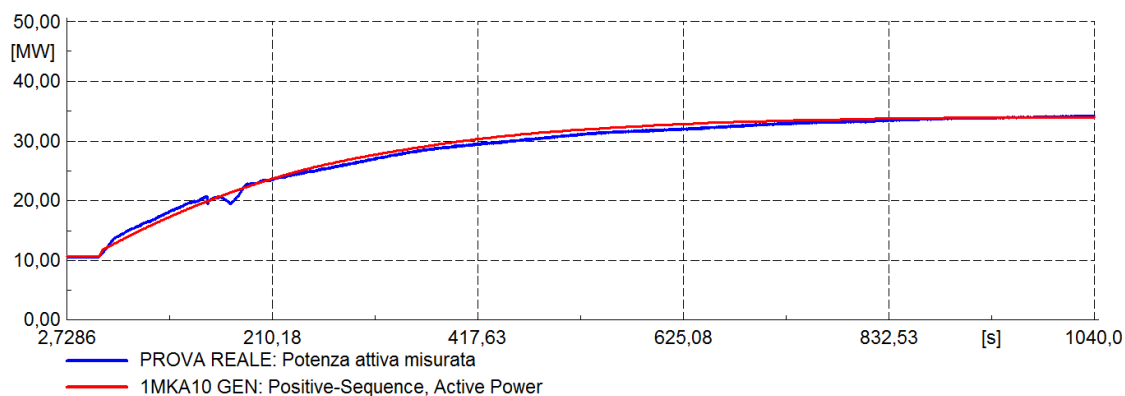


Fig. 6.26 Potenza attiva per gradino di frequenza positivo con carico da circa 10 MW, modalità di funzionamento in isola

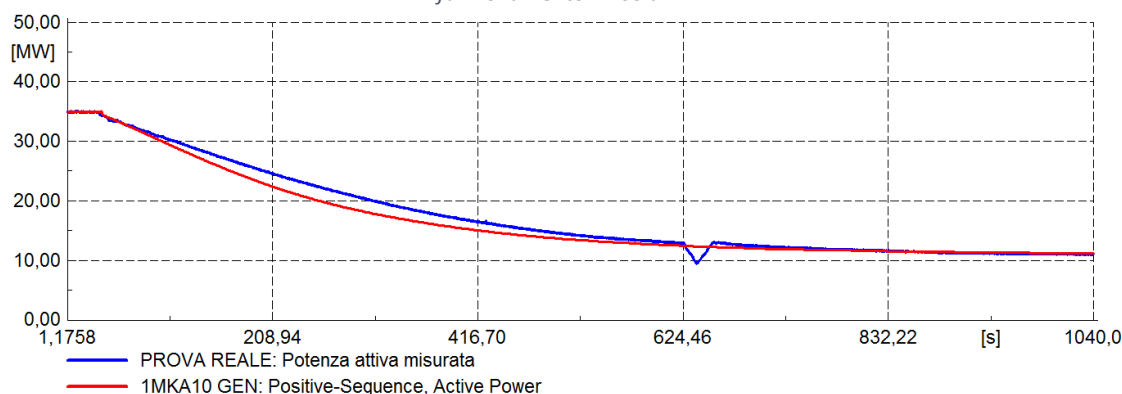


Fig. 6.27 Potenza attiva per gradino di frequenza negativo con carico da circa 35 MW, modalità di funzionamento in isola

## 6.3 CONCLUSIONI

Dopo una lunga fase di sviluppo dei modelli di simulazione e comprensione sulla modalità con la quale effettuare il confronto tra i risultati simulati e quelli reali frutto delle misurazioni si è potuto procedere con la validazione. Questo processo è stato applicato ad ogni modello con prove specifiche e mirate per dimostrare che i risultati da essi prodotti siano conformi con quelli reali così da validarli.

Alla luce dei risultati ottenuti e precedentemente riportati e discussi, vengono evidenziate le seguenti conclusioni:

- Il modello di simulazione proposto per l'unità di generazione della centrale di Misicuni è stato validato con successo nel suo complesso e per ciascuno dei componenti fondamentali dell'unità (AVR, PSS, OEL, UEL e GOV/TURBINA).

- Il confronto della risposta dinamica del modello con il comportamento reale è estremamente soddisfacente, il che rende possibile garantire che il modello dinamico dell'unità sia in grado di rappresentare fedelmente il suo comportamento reale.
- Il fatto che ciascuno dei componenti è stato convalidato con test multipli indica la robustezza e affidabilità dei modelli proposti e dei parametri di simulazione.

## 7. VALUTAZIONE DEI CRITERI DI PRESTAZIONE

### MINIMI

Nel capitolo precedente sono stati validati i modelli sviluppati sulla base del confronto tra i risultati delle simulazioni ed il comportamento reale degli elementi di controllo dell'unità di generazione della centrale di Misicuni. Nel presente capitolo si vuole ora procedere a valutare il soddisfacimento o meno dei criteri minimi di prestazione dei regolatori di tensione (AVR), velocità/potenza (Governor) e dello stabilizzatore di potenza (PSS) secondo la norma operativa nr.11 dell'Autorità dell'energia elettrica Boliviana (AE) "Condiciones Tecnicas para la Incorporacion de Nuevas Instalaciones al SIN".

La valutazione di tali criteri viene ovviamente eseguita sugli elementi fisici della centrale in fase di test. A questo punto però i modelli sviluppati, essendo stati validati, hanno una risposta dinamica che, come abbiamo visto, è molto accurata rispetto alla risposta reale degli elementi da essi simulati. Per tale ragione, se per esempio il regolatore di tensione reale soddisfa i criteri già esposti nel capitolo 6, allora anche il suo modello validato li soddisferà. In caso contrario, cioè se un elemento reale non dovesse soddisfare tali criteri anche il suo modello validato non li soddisferà, ma avremmo l'opportunità di ricercare eventualmente un diverso set di parametri che invece permetta un miglioramento delle prestazioni del Governor, così da dare un ulteriore valore aggiunto e risolto pratico al lavoro.

#### 7.1 Regolatore di tensione (AVR)

Riassumendo i criteri minimi di prestazione, esposti nel paragrafo 6.2 possiamo dire che :

- I criteri di prestazione dell'AVR sono analizzati in un test vuoto, con un gradino di tensione di circa il 2% attorno alla tensione nominale.
- Il tempo di salita deve essere inferiore a 250 millisecondi.
- L'overshoot deve essere inferiore al 15% del valore di aumento della tensione (valore finale meno valore iniziale).
- Il tempo di assestamento deve essere inferiore a 2 secondi.
- L'errore in regime stazionario dovrebbe essere inferiore allo 0,5%.

Per la valutazione dei criteri di prestazione minimi dell'AVR DECS-400 presente nella centrale idroelettrica di Misicuni, è stata considerata, come riferimento la registrazione della prova reale a nostra disposizione, più vicina possibile al test richiesto, vale a dire:

- Gradino di tensione del  $\pm 2\%$  con l'unità operante a vuoto (registrazione del 6/12/2017 - 10: 01)

I risultati del test mostrano la conformità dell'AVR con i criteri di prestazione minimi. I risultati sono mostrati nella forma di un grafico e di una tabella.

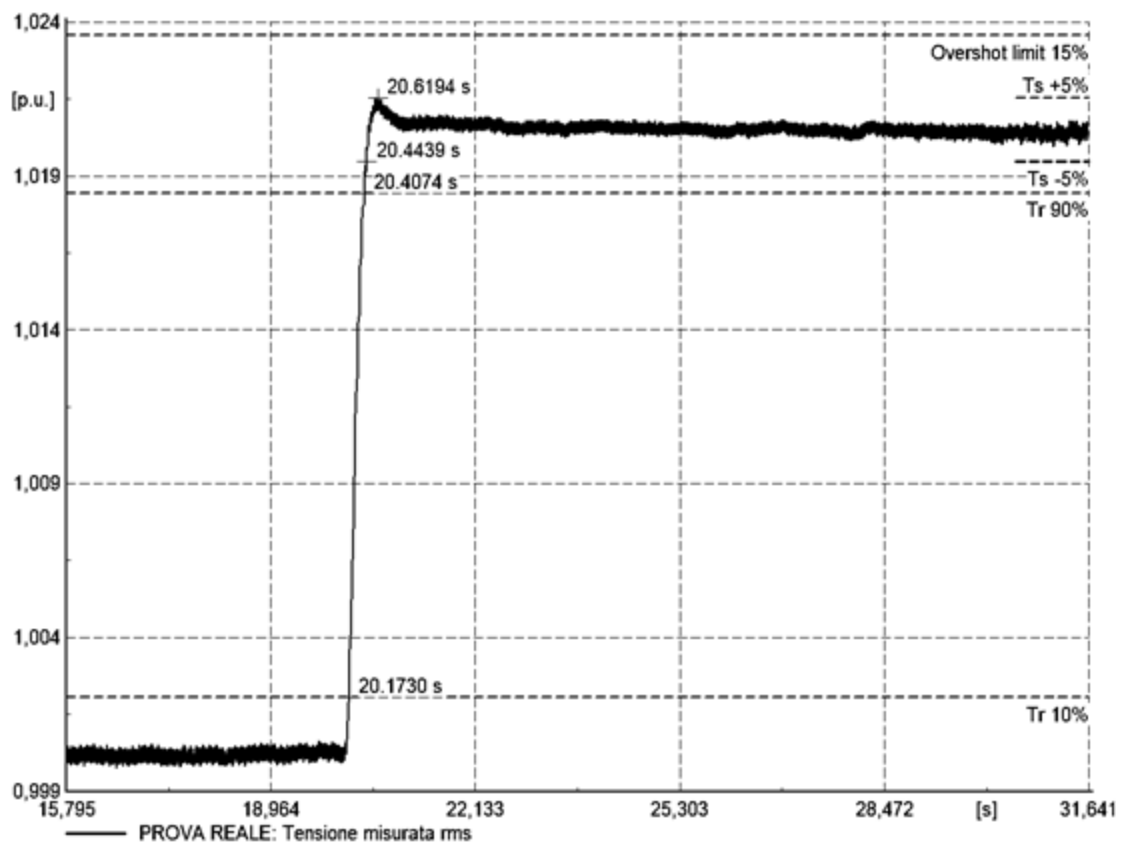


Fig. 7.1 Valutazione dei criteri minimi di prestazione per l'AVR

Criterio	Richiesto	Ottenuto
Tempo di salita (rise time) Tr	$\leq 250$ [ms]	234 [ms]
Overshoot	$\leq 15\%$	5,1%
Tempo di assestamento Ts	$\leq 2$ [s]	0,484 [s]
Errore in regime stazionario	$\leq 0,5\%$	0 %

Al paragrafo 6.2.1 abbiamo visto come il modello di AVR sviluppato ha un alto grado di precisione rispetto alla misurazione reale. Per tale ragione anche il modello dinamico dell'AVR soddisfa i criteri di prestazione minimi come può essere osservato dalla figura seguente.

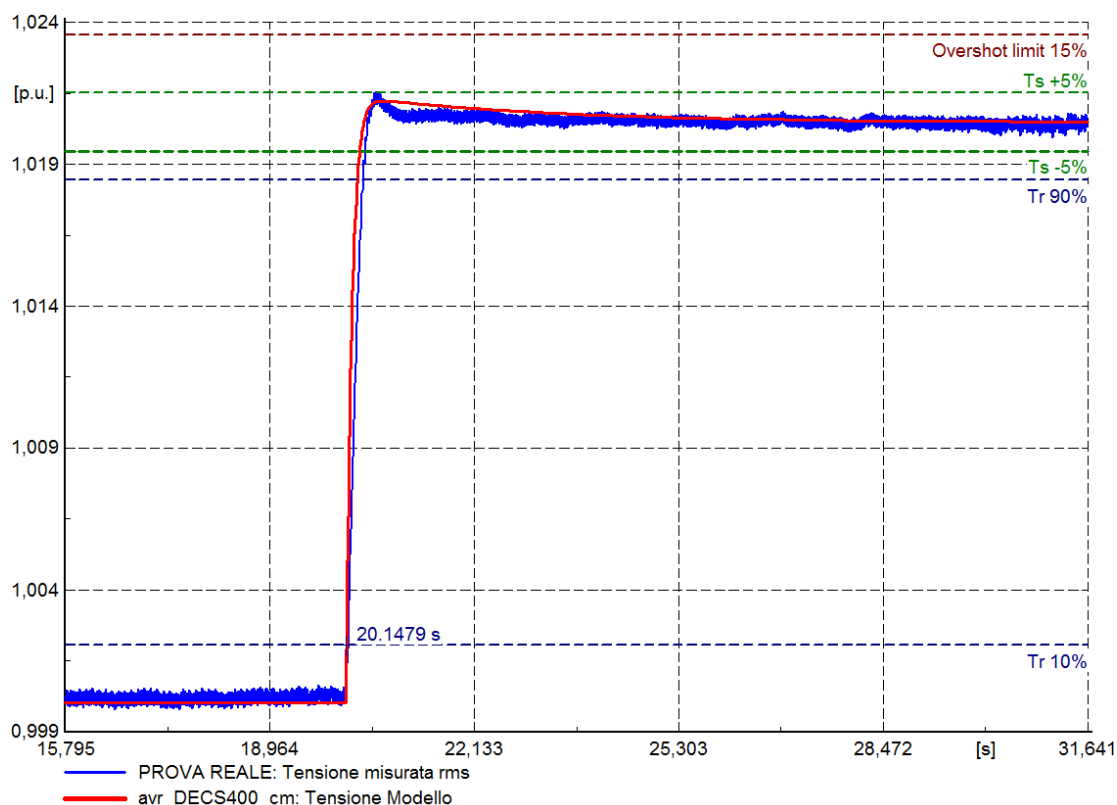


Fig. 7.2 Valutazione dei criteri minimi di prestazione per il modello sviluppato dell'AVR

## 7.2 Governor – Parte meccanica/idraulica (GOV)

Riassumendo i criteri minimi di prestazione, esposti nel paragrafo 6.2 possiamo dire che:

- I criteri di prestazione del GOV dovrebbero essere analizzati attraverso un test in isola, fornendo una potenza meccanica di circa il 60% della potenza nominale e applicando un gradino di carico (positivo) del 10%.
- Il modello dinamico del PSS è disattivato per il test.
- Non ci dovrebbe essere sovra-smorzamento nella risposta della potenza meccanica.
- Il tempo di assestamento deve essere inferiore a 25 secondi.
- Lo statismo permanente dovrebbe essere compreso tra il 6% e il 12%.
- L'overshoot deve essere inferiore al 20% del valore di aumento della potenza meccanica (valore finale meno valore iniziale).

In considerazione dell'impossibilità di condurre sul campo, in sede di misurazione, uno studio in isola in modo da rispettare la condizione nella quale compiere la valutazione, in accordo con il gestore, si è optato di prendere come riferimento il seguente test reale per la valutazione dei criteri minimi di prestazione del GOV:

- Gradino di frequenza di +0,5 Hz con l'unità connessa ad un carico di 20 MW in modalità di funzionamento normale (registrazione del 7/12/2017 - 11:14)

I risultati del test mostrano la non conformità del GOV con i criteri minimi di prestazione in quanto la risposta dinamica al gradino di frequenza è molto più lenta del necessario (238,2 secondi misurati rispetto ai 25 secondi richiesti).

I risultati sono mostrati sotto forma di un grafico e di una tabella.

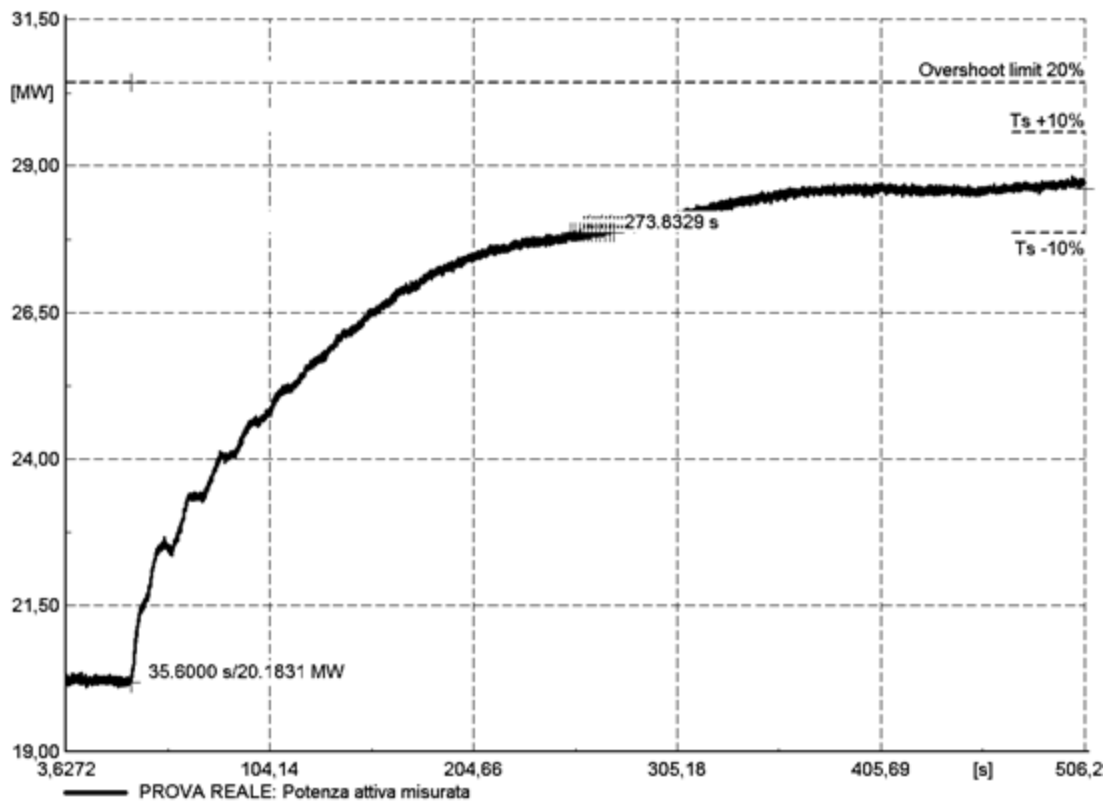


Fig. 7.3 Valutazione dei criteri minimi di prestazione per il GOV

Criterion	Requested	Obtained
Settling time $T_s$	$\leq 25$ [s]	238,2 [s]
Steady-state error	6-12 %	6%
Overshoot	$\leq 15\%$	0%

Al paragrafo 6.2.5 abbiamo visto come il modello del GOV sviluppato ha una risposta dinamica molto accurata rispetto alla misurazione reale. Per tale ragione, dando risultati del tutto equiparabili anche il modello dinamico sviluppato con i parametri utilizzati per la validazione non soddisfa i criteri di prestazione minimi.

L'obiettivo da perseguire a questo punto, è quello di sfruttare appieno il modello del GOV sviluppato in modo da ricercare un set di parametri che consenta un miglioramento delle prestazioni del Governor ed eventualmente il soddisfacimento dei criteri minimi di prestazione. In questa procedura, ovviamente, sono stati rispettati, in quanto noti, i valori massimi dei regolatori ma anche i tempi di apertura e chiusura delle valvole.

Dopo una accurata ottimizzazione dei parametri i migliori risultati raggiunti sono i seguenti:



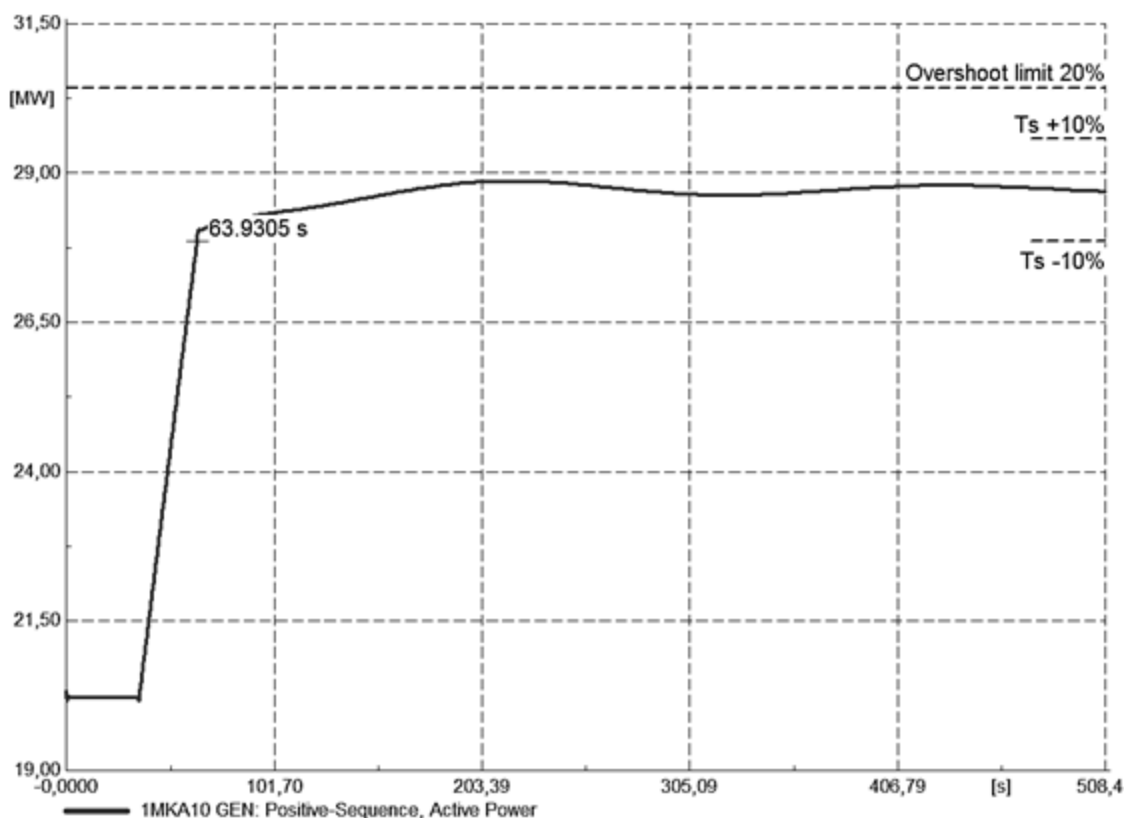


Fig. 7.4 Valutazione dei criteri minimi di prestazione per il modello sviluppato del GOV con parametri ottimizzati

Criterio	Richiesto	Ottenuto
Tempo di assestamento Ts	$\leq 25$ [s]	28,34 [s]
Statismo permanente	6-12 %	6%
Overshoot	$\leq 15\%$	0%

Il confronto tra il risultato ottenuto col modello validato con il nuovo set di parametri e il risultato reale precedentemente validato risulta:

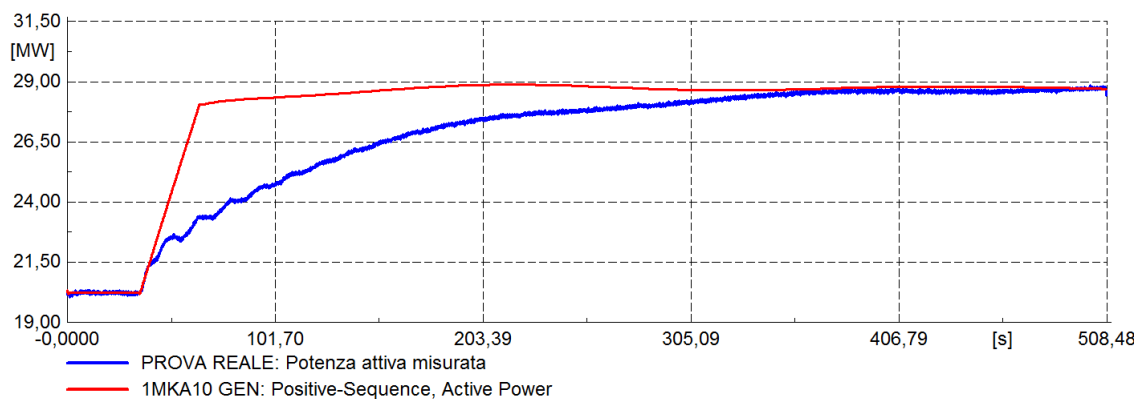


Fig. 7.5 Confronto tra risultato reale e risultato con nuovo set di parametri su modello

Si riporta il nuovo set di parametri che ha permesso il raggiungimento dei risultati mostrati.

Parametri variati	Valore precedentemente usato per la validazione	Nuovo valore
Kp	3	10
Ti	3,25	0,35
Kd	0	10
Caratteristica g-Tii		
g	Tii	Tii
0	1	1
0,1	5	3
0,2	9	5
0,3	13	7
0,4	17	9
0,5	21	11
0,6	25	13
0,7	29	15
0,8	33	17
0,9	37	19
1	41	21

Il mancato soddisfacimento del criterio di prestazione richiesto sul tempo di assestamento non è imputabile ai regolatori ma ai limiti di velocità di apertura e chiusura delle valvole dovuti a loro volta ai vincoli meccanici-idraulici del sistema.

### 7.3 Power System Stabilizer (PSS)

Per quanto riguarda il PSS, si richiede di valutare se lo smorzamento della potenza elettrica aumenta con il PSS attivo dopo un gradino di tensione con carico collegato, rispetto allo smorzamento che si ha in caso di PSS non collegato.

Per la valutazione dei criteri di prestazione minimi del PSS, sono stati considerati, come riferimento, i seguenti test reali:

- Gradino di tensione del  $\pm 2\%$  con l'unità funzionante a carico (registrazione del 6/12/2017 - 11:23) PSS non attivo.
- Gradino di tensione del  $\pm 2\%$  con l'unità funzionante a carico e fattore di potenza uguale a 0.95 sovraeccitato (registrazione del 6/12/2017 - 11:47) PSS attivo.

I risultati dei test mostrano la conformità del PSS ai criteri minimi di prestazione: lo smorzamento della potenza dopo un aumento di tensione di circa il 2% è evidente con il PSS in servizio.

I risultati sono mostrati sotto forma di grafici.

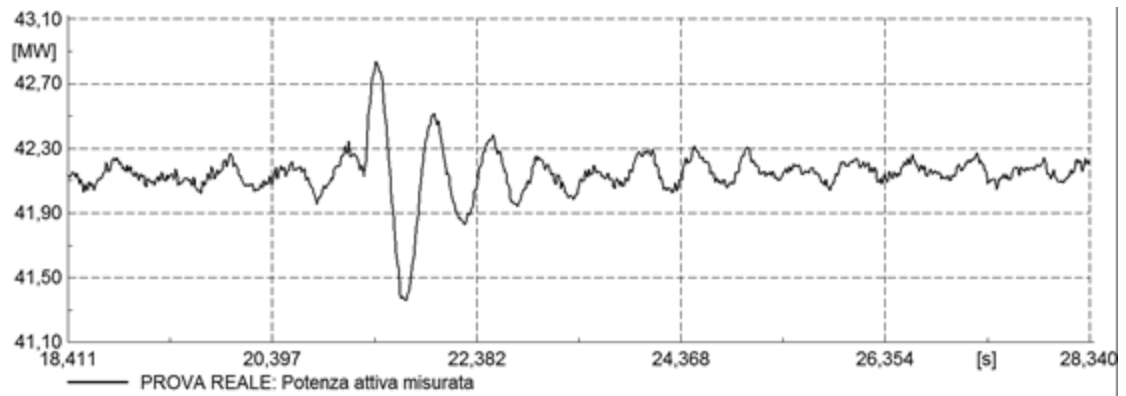


Fig. 7.6 Valutazione dei Criteri minimi di Prestazione – Potenza attiva misurata con gradino di tensione con PSS disattivato

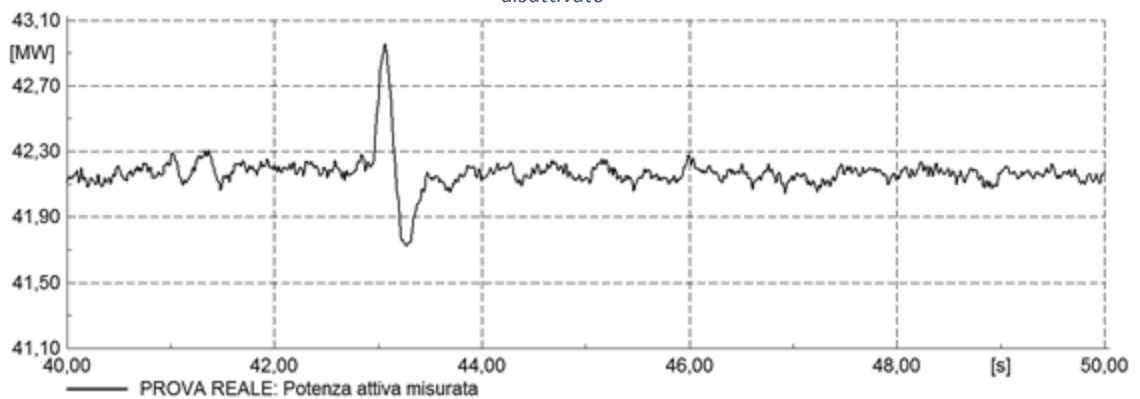


Fig. 7.7 Valutazione dei Criteri minimi di Prestazione – Potenza attiva misurata con gradino di tensione con PSS attivato

Al paragrafo 7.2.2 abbiamo visto come il modello di PSS sviluppato ha un alto grado di precisione rispetto al comportamento dell'elemento reale. Per tale ragione anche il modello dinamico del PSS soddisfa i criteri di prestazione minimi come può essere osservato dalla figura seguente.

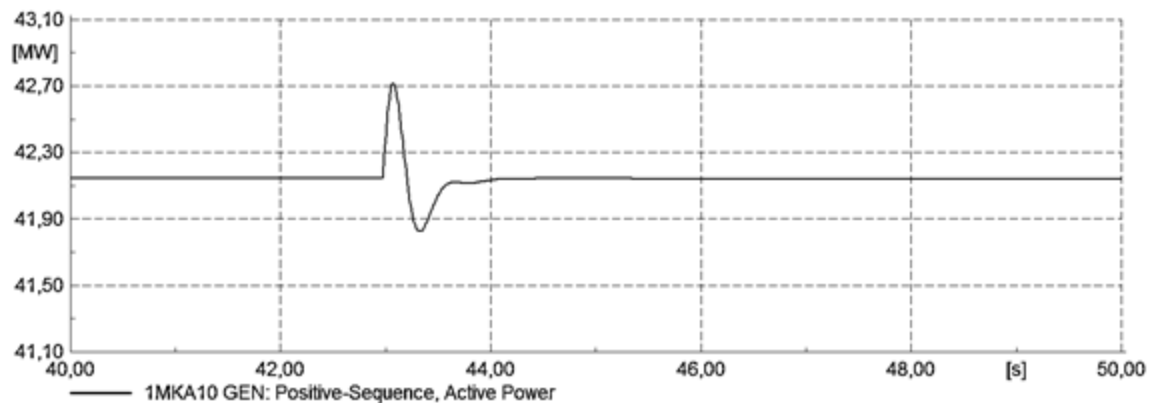


Fig. 7.8 Valutazione dei Criteri minimi di Prestazione (modello) – Potenza attiva simulata con gradino di tensione con PSS disattivato

## 7.4 Limitatori di eccitazione (OEL, UEL)

La norma operativa non definisce requisiti specifici per quanto riguarda le prestazioni dei limitatori di sotto e sovra eccitazione (UEL e OEL), si richiede solamente di verificare la plausibilità del loro comportamento.

I risultati ottenuti durante le varie prove, in particolare quelle per la loro validazione (OEL paragrafo 6.2.3 e UEL paragrafo 6.2.4) mostrano come, durante il normale funzionamento dell'unità, l'OEL e l'UEL si comportino in modo corretto e plausibile.

## 7.5 CONCLUSIONI

La valutazione dei criteri di prestazione ha condotto ai seguenti risultati:

- Sia il regolatore di tensione (AVR) che lo stabilizzatore di potenza (PSS) mostrano un comportamento soddisfacente e in conformità con le norme. Tale conclusione sugli elementi reali può essere estesa ai modelli sviluppati e validati.
- Il governor presente nella centrale di Misicuni non mostra invece un comportamento soddisfacente. Nello specifico, il tempo di assestamento non soddisfa i criteri minimi di prestazione. In generale in questa circostanza si consiglierebbe di consultare il produttore del regolatore per effettuare una regolazione dei parametri di controllo più efficace. Disponendo invece di un modello validato del governor corrispondente lo si è sfruttato per tale scopo cercando di stabilire un set di parametri che consenta di soddisfare i criteri minimi di prestazione. Procedendo in questa direzione si è riusciti a migliorare notevolmente le performance del governor giungendo molto vicino (circa 3,34 [s]) dal soddisfacimento dei criteri richiesti.

## CONCLUSIONI

A conclusione del lavoro svolto si può affermare che esso ha avuto esito positivo andando oltre gli obiettivi inizialmente prefissati.

La prima fase è stata dedicata allo sviluppo dello schema unifilare della centrale in esame con l'inserimento dei vari elementi e dei loro dati specifici. Successivamente si è affrontata la realizzazione dello schema generale dei vari componenti andando poi a svilupparli singolarmente. Il modello che ha richiesto una maggiore attenzione e ottimizzazione è stato quello del Governor comprendente anche il sistema meccanico-idraulico. Dopo aver testato e assicurato il corretto funzionamento dei modelli, si è proceduto a validarli mediante confronto tra i risultati reali e i risultati delle medesime prove simulate, importati all'interno del software di simulazione sviluppando una apposita procedura. Il processo di validazione è iniziato con il regolatore di tensione. Sono stati presi come riferimento i test reali riportati al paragrafo 6.2.1., riguardanti la risposta del sistema a variazioni a gradino della tensione di riferimento. I risultati sono stati soddisfacenti ma va notato che la misurazione della tensione di eccitazione reale ha un piccolo ritardo rispetto agli altri segnali; tale ritardo è apprezzabile in tutte le prove effettuate anche per gli altri modelli. Tralasciando questo particolare imputabile in prima analisi all'hardware per l'acquisizione dei dati, la risposta del modello si è rivelata molto accurata sia in termini di tensione ai terminali del generatore che in termini di tensione di eccitazione.

Si è passati dunque alla validazione dello stabilizzatore di potenza (PSS). Anche in questo caso si sono effettuati test di gradini di tensione sia positivi che negativi, con la macchina funzionante con diversi valori del fattore di potenza. La risposta del modello è molto precisa rispetto ai riferimenti reali e nella misura di potenza si può apprezzare l'azione positiva del PSS durante i transitori.

Ha avuto esito positivo anche la convalida dei limitatori del sistema di eccitazione, cioè il limitatore di sovraeccitazione (OEL) e il limitatore di sottoeccitazione (UEL).

Infine, si è proceduto alla validazione del modello comprendente il regolatore di velocità e il sistema meccanico idraulico (tunnel, pozzo piezometrico, condotta e turbina). Sono stati presi come riferimenti vari test reali con gradini positivi e negativi di frequenza con la macchina operante in diverse condizioni operative e di carico. Il modello risponde in maniera molto accurata rispetto alle misure reali, mostrando il massimo grado di fedeltà al comportamento reale lontano dai limiti operativi di potenza. Nel complesso i risultati sono più che soddisfacenti.

Ciascuno dei componenti è stato convalidato con test multipli e questo avvalorò il processo di validazione e sottolinea la robustezza e affidabilità dei modelli proposti e dei parametri di simulazione.

Conclusa positivamente questa fase è stata effettuata la valutazione dei criteri minimi di prestazioni richiesti dalle norme tecniche di connessione vigenti. Sia il regolatore di tensione che lo stabilizzatore di potenza hanno soddisfatto i criteri richiesti ricevendo quindi esito positivo nella valutazione. Il Governor invece, non ha mostrato un comportamento soddisfacente. In particolare esso ha presentato un tempo di assestamento di circa un ordine di grandezza più grande rispetto a quello richiesto.

Nonostante non rientrasse tra gli obiettivi iniziali della tesi, questa è sembrata un'ottima occasione per dimostrare la potenzialità e l'utilità pratica di poter disporre di un modello validato. Tramite una serie di simulazioni si è arrivati a definire il set di parametri che migliora al massimo la performance del governor giungendo molto vicino (circa 3,34 [s]) al soddisfacimento del valore del tempo di assestamento richiesto dalla norma.

Complessivamente quindi, si può confermare l'utilità e l'esito positivo del lavoro svolto durante lo stage.

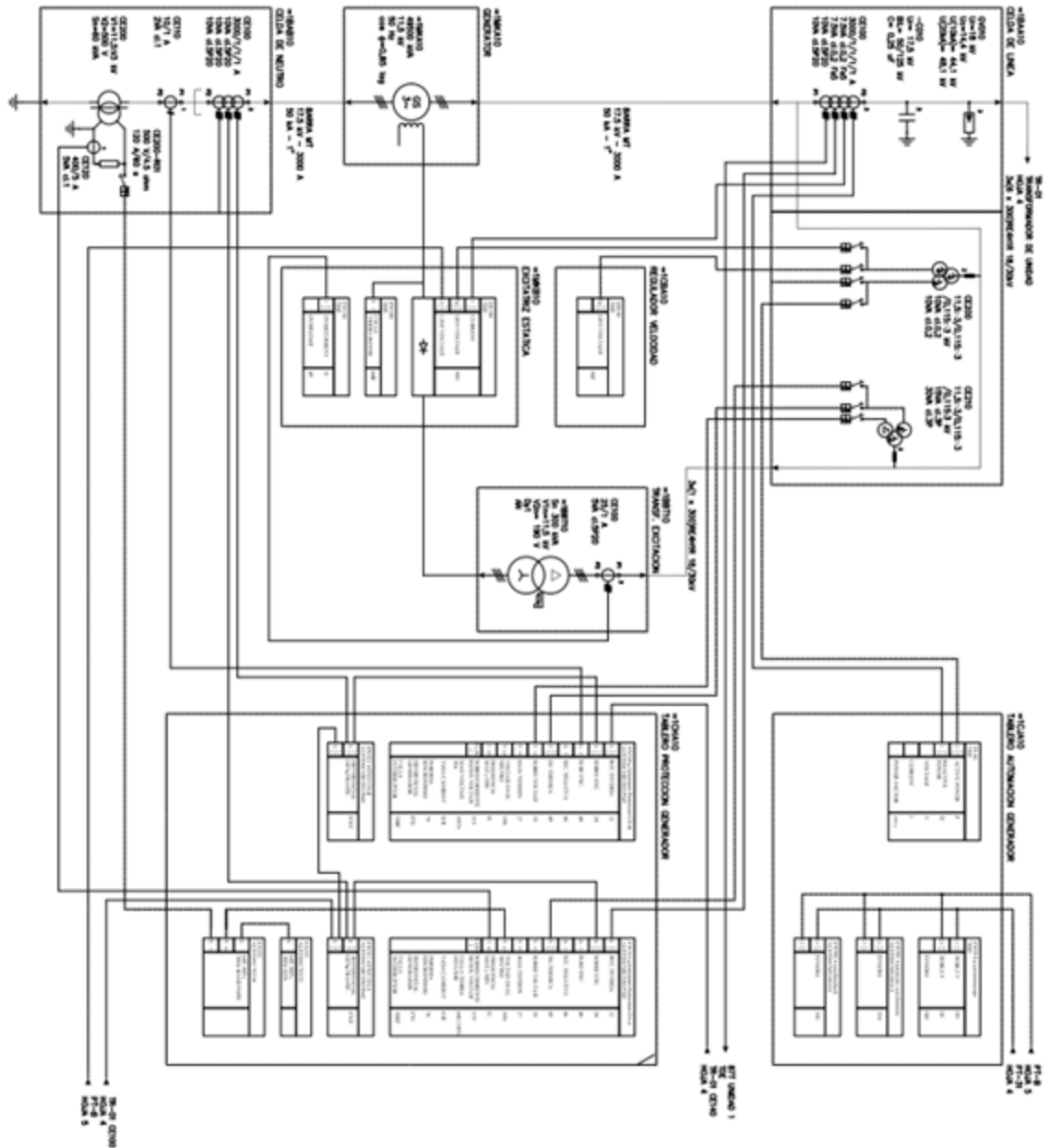
Infine si può affermare che una possibile miglioria al modello sviluppato potrebbe essere rappresentata dal superamento di una ipotesi semplificativa adottata nel presente studio; in esso infatti viene ipotizzato che ciascun sistema turbina-regolatore sia collegato ad una condotta indipendente (modellizzata nel medesimo schema) ma in realtà, nella centrale in esame vi è un'unica condotta che poi si dirama alle tre turbine. Occorrerebbe quindi inserire un modello indipendente per la condotta e collegare il suo output ai modelli che implementano solamente turbina e regolatore.

Lo sviluppo futuro e naturale del lavoro qui presentato, è quello di integrare il modello validato della centrale in esame con il modello di Rete a cui essa è connessa. Questa prospettiva rispecchia l'obiettivo del Gestore di Rete di disporre di un modello di Rete validato utile per esempio per l'ottimizzazione della sua gestione e sviluppo. Questo ovviamente passa attraverso la realizzazione dei modelli validati di tutti i principali impianti produttivi del Sistema considerato e quindi attraverso un'iterazione del processo di sviluppo e validazione effettuato nel presente caso.

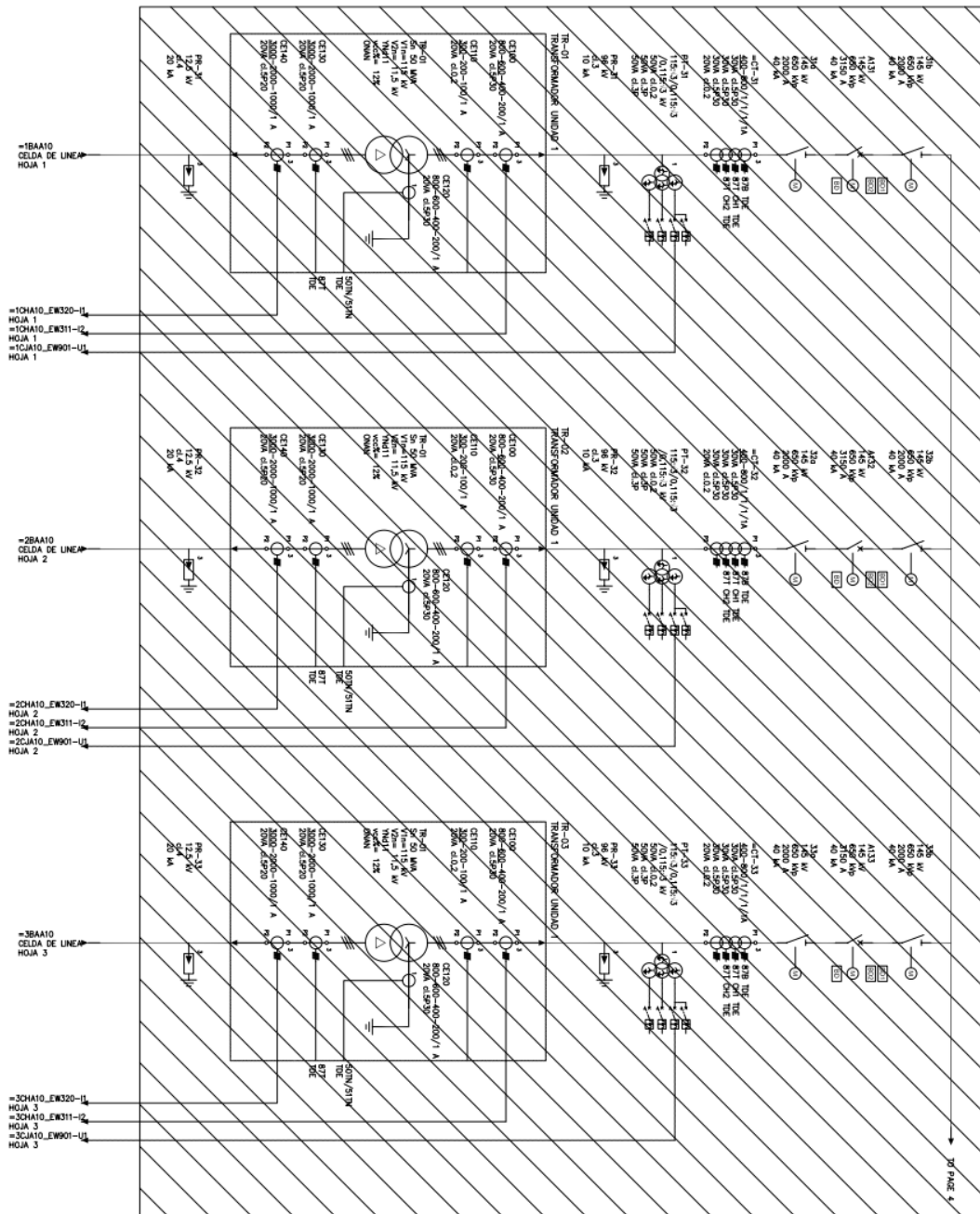
# APPENDICE A: SCHEMI UNIFILARI

Si riportano gli schemi unifilari completi della centrale in esame.

1) Unifilare del gruppo di generazione, sistema di eccitazione e protezioni:



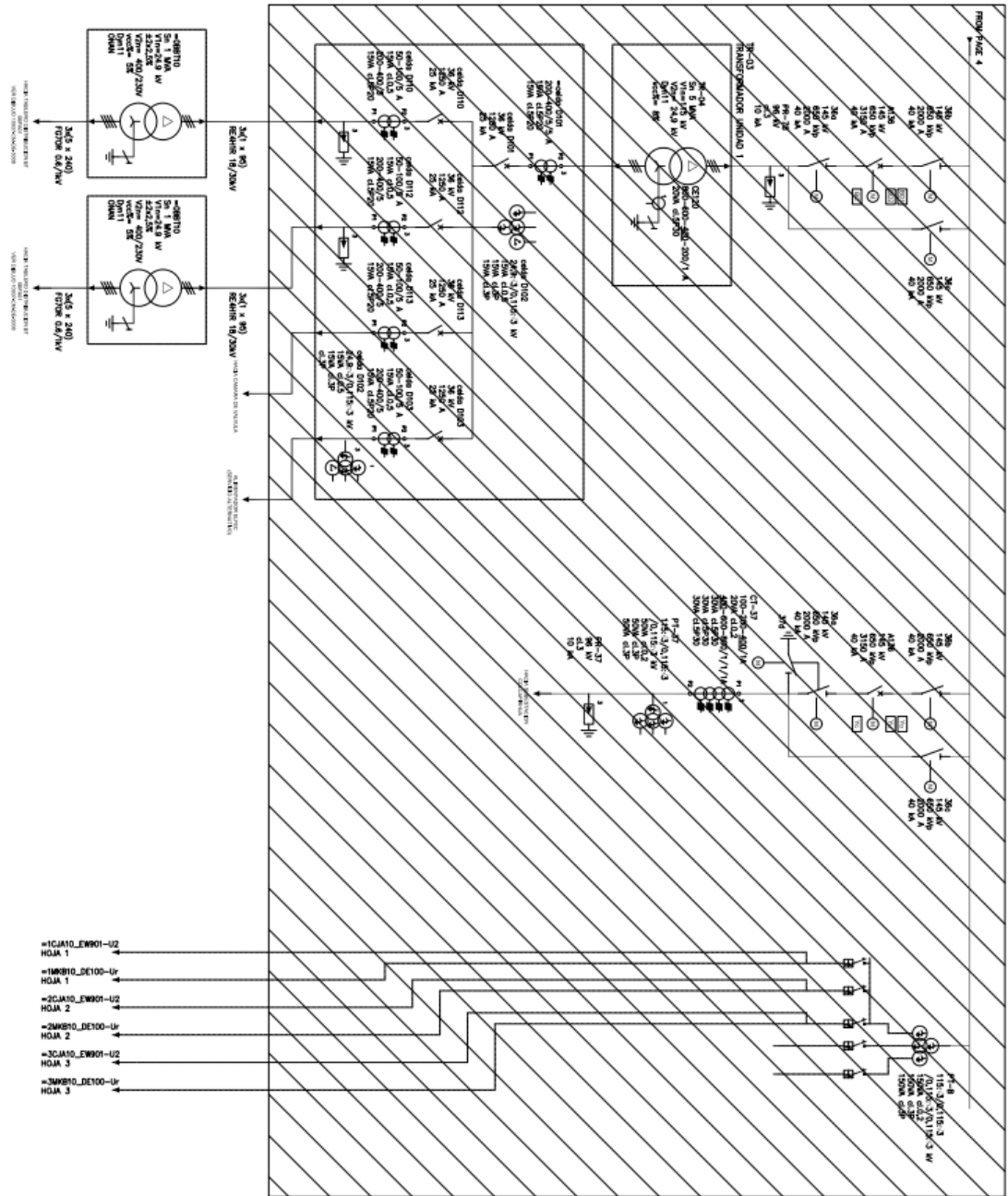
2) Schema unifilare Trasformatori e sbarra AT:



LAS SECCIONES MARCADA  
NO HACE PARTE DEL MINISTRO DEL CONSORCIO SIE-INDAR



### 3) Schema unifilare Ausiliari:



• LAS SECCIONES MARCADAS NO HACE PARTE DEL SUMINISTRO DEL CONSORCIO STE-ANDAR

## APPENDICE B

Si riporta un esempio di inizializzazione delle variabili e definizione dei parametri per un *Block Definition*. In particolare, si considera il caso dello schema comprendente il regolatore di velocità e il sistema meccanico-idraulico sviluppato e descritto nel capitolo 4 al paragrafo 4.2.1.

*!input*

inc(wref)= w

inc0(p\_reg\_sec)= 0

*!PID*

inc(xder)= 0

inc(xint)= xpilot

inc(xint1)= xpilot

inc(xf)=0

*!servo pilot, valve and servo gate*

inc(xpilot)=g

inc(xgate)=g

inc(xz)=g

*!hydro-mechanical part*

inc(pt1)=pturb-((wref-w)\*Df)

inc(h\_st\_net)= H0-sqr(q\_p)\*fp2

inc(xst)=h\_st\_net

inc(q\_st) =0.0

inc(q\_t) =q\_p

inc(xt) =q\_p

inc(xp) =q\_p

inc(g) =sqrt(sqr(q\_p)/(sqr(Qr/sqrt(Hr))\*((h\_st\_net-HTail)-sqr(q\_p)\*fp1)))

inc(h\_n) = H0-HTail

inc(h\_net) = h\_n/Hr

inc(q\_p) =((pt1/h\_net)+qNL)\*Qr

*! In order to test the model in isolation*

!inc0(w)= 1

!inc0(pgt)= 1

*! GOVERNOR*

*! Governor "electric part"*

vardef(Rp) ='-';'Permanent Droop - Normal Mode'  
vardef(Rp\_island) ='-';'Permanent Droop - Island Mode'  
vardef(f\_island) ='-';'speed deviation for the Island Mode Activation'  
vardef(Tf) = 's';'Filter time constant'  
vardef(Kp) = 'pu';'Proportional Gain'  
vardef(Ti) = 's';'Integral time constant'  
vardef(Kd) = 'pu';'Derivative Gain'  
vardef(Tfd) = 's';'Derivative filter time'  
vardef(array\_Kp2) = 'pu';'Proportional Gain of the position regulator'  
vardef(array\_Ti2) = 's';'Integral time constant of the position regulator'  
!vardef(windup\_lim)='-';'integral windup upper limit'  
!vardef(array\_Pg) ='-';'Pm-g non-linear characteristic'

*! Governor "hydraulic part"*

vardef(Tp) = 's';'Pilot Servo Time Constant'  
vardef(Tg) = 's';'Gate Servo Time Constant'  
vardef(Ks) = 'pu';'Servo system Gain'  
vardef(vgo\_max) = 'pu/s';'Maximum gate opening rate'  
vardef(vgc\_max) = 'pu/s';'Maximum gate closing rate'  
vardef(g\_max) = 'pu';'Maximum Gate position Limit'  
vardef(g\_min) = 'pu';'Minimum Gate position Limit'

!vardef(ga) = 'm/s^2';'acceleration of gravity'  
vardef(H0) = 'm';'lake height'  
vardef(H0max) = 'm';'maximum Lake height'  
vardef(HTail) = 'm';'Tail height'  
vardef(Hr) = 'm';'Rated Head'  
vardef(Qr) = 'm^3/s';'Rated Discharge'

*! MECHANICAL-HYDRAULIC PART*

*! Penstock*

vardef(PenLA) = '1/m';'Penstock lenght/cross section 1/m'  
!vardef(Dp) = 'm';'Penstock Diameter'  
!vardef(a) = 'm/s';'Pressure Wave velocity'  
vardef(fp1) = '-';'Penstock Friction Factor'

*! Tunnel*

vardef(TunLA) = '1/m';'Tunnel lenght/cross section 1/m'  
vardef(fp2) = '-';'Tunnel Friction Factor'

*! Surge Tank*

vardef(StA) = 'm^2'; 'Surge tank effective cross section'  
vardef(Stmin) = 'm'; 'Minimum water level in surge tank'  
vardef(Stmax) = 'm'; 'Maximum water level in surge tank'  
vardef(fp3) = '-'; 'Surge Tank Friction Factor'

*! Turbine*

vardef(qNL) = 'm^3/s'; 'No Load Flow'  
vardef(Df) = 'pu'; 'Turbine Damping factor'  
!vardef(N) = 'pu'; 'Rated Efficiency'  
vardef(Prate) = 'MW'; 'Turbine rated power in MW'

## BIBLIOGRAFIA

- DIgSILENT, *DIgSILENT PowerFactory user manual*. Gomaringen, Germany, Luglio 2010.
- DIgSILENT, *DIgSILENT PowerFactory technical reference & documentation: Synchronous machines*. Gomaringen, Germany, 2010.
- DIgSILENT, *DIgSILENT PowerFactory Advance Tutorial of Dynamic Modelling (DSL)*. Gomaringen, Germany, 2010.
- Prysmian cables & systems, *Catalogo generale*, 2014.
- Siemens, *SIGRA 4.59 user manual*, Munich, Germany, 2017.
- R. Caldon, *Impianti di produzione dell'energia elettrica - dispense delle lezioni*. Università degli studi di Padova, 2016.
- A. Paolucci, *Lezioni di trasmissione dell'energia elettrica*, Quarta ed., Padova, CLEUP, 1998.
- R. Benato, *Sistemi elettrici per l'energia - appunti delle lezioni*. Università degli studi di Padova, 2016.
- P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Inc., New York, USA, 1994.
- IEEE Std 421.5-1992, *“Recommended practice for excitation system models for power systems stability studies”*. New York , USA, 1992.
- L. Tenorio, *“Hydro Turbine and Governor Modelling”*, NTNU Norwegian University of Science and Technology, 2010.
- Argonne National Laboratory (ANL), *Review of existing hydroelectric turbine-governor simulation models*, US Dep. Of Energy, Chicago, USA, 2013.
- D. Babunski, A. Tuneski, *“Modelling and design of hydraulic turbine – governor system”*, Elsevier Publications, Istanbul, Rep. of Turkey, 2003.
- IEEE, *“Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies”*, New York, USA, 2013.
- R. A. Naghizadeh, S. Jazebi, B. Vahidi, *“Modeling Hydro Power Plants and Tuning Hydro Governor sas an Educational Guideline”*, International Review on Modelling and Simulations Vol. 5 No. 4, 2012.

- IEEE, "*Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies*", IEEE Transactions on Power Systems Vol. 7 No. 1, 1992.
- J.R. Smith, R. McLean, "*Assessment of hydroturbine models for power system studies*", IEEE Transactions on Power Systems, 1983.
- L. N. Hannett, J. W. Feltes, "*Modeling and control tuning of a hydro station with units sharing a common penstock section*", IEEE Transactions on Power Systems Vol. 14 No. 4, 1999.

## RINGRAZIAMENTI

Vorrei ringraziare mia madre e mio padre per avermi dato l'opportunità di studiare e vivere al meglio il percorso universitario. Un ringraziamento va poi a tutta la mia famiglia e persone a me care che mi hanno accompagnato in questi anni, senza di loro tutto sarebbe stato più difficile. Infine, un grazie a tutto il team di S.T.E. Energy, in particolare l'Ing. Marco Baggio, l'Ing. Fabio Pasut, l'Ing. Riccardo Clementi e l'Ing. Martino Pettinà che mi hanno accolto nel loro gruppo, stimolato nel mio cammino di crescita professionale e supportato nel lavoro.