



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
FACOLTÀ DI INGEGNERIA



CORSO DI LAUREA SPECIALISTICA IN INGEGNERIA ELETTRICITÀ

TESI DI LAUREA SPECIALISTICA

VERIFICHE PER LA CONNESSIONE DI UNA NUOVA CENTRALE IDROELETTRICA AL SISTEMA DI TRASMISSIONE PERUVIANO

RELATORE: CH.MO PROF. ROBERTO CALDON
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA

CORRELATORE: ING. ALBERTO FINCO
S.T.E. ENERGY

LAUREANDO: MARCO BAGGIO

ANNO ACCADEMICO 2011-2012

Alla mia famiglia, con eterna riconoscenza

INDICE

SOMMARIO	- 3 -
INTRODUZIONE.....	- 5 -
1. LA CENTRALE IDROELETTRICA QUITARACSA I.....	- 9 -
1.1 UBICAZIONE GEOGRAFICA.....	- 9 -
1.2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	- 10 -
1.2.1 LE OPERE CIVILI	- 11 -
1.2.2 LE TURBINE.....	- 14 -
1.2.3 GLI ALTERNATORI.....	- 15 -
1.2.4 IL SISTEMA DI ECCITAZIONE DEGLI ALTERNATORI.....	- 16 -
1.2.5 I TRASFORMATORI	- 18 -
1.2.6 LE LINEE ELETTRICHE.....	- 21 -
1.3 LO SCHEMA UNIFILARE	- 24 -
2. LE VERIFICHE RICHIESTE	- 27 -
2.1 QUADRO NORMATIVO.....	- 27 -
2.2 CRITERI PER L'ANALISI DEI FLUSSI DI POTENZA	- 28 -
2.3 CRITERI PER IL CALCOLO DELLE CORRENTI DI GUASTO	- 28 -
2.4 CRITERI PER L'ANALISI DELLA STABILITA' TRANSITORIA.....	- 29 -
3. SVILUPPO DEL MODELLO DINAMICO DELLA CENTRALE.....	- 31 -
3.1 MODELLAZIONE DELLA CENTRALE.....	- 31 -
3.1.1 SCHEMA UNIFILARE	- 32 -
3.1.2 MODELLO DEI GENERATORI.....	- 32 -
3.1.3 MODELLO DEI TRASFORMATORI.....	- 35 -
3.1.4 MODELLO DEI CARICHI.....	- 36 -
3.1.5 MODELLO DELLE LINEE	- 37 -
3.1.7 I BLOCCHI INSERITI.....	- 41 -
3.1.8 SCHEMA A BLOCCHI DEL REGOLATORE DI TENSIONE.....	- 42 -
3.2 MODELLAZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE.....	- 44 -
3.2.1 MODELLO DETTAGLIATO DELLA RETE DI TRASMISSIONE PERUVIANA.....	- 44 -
4. ANALISI DEI FLUSSI DI POTENZA	- 47 -
4.1 SCOPO DELL'ANALISI.....	- 47 -
4.2 FLUSSI DI POTENZA IN RETE.....	- 47 -
4.2.1 SCENARI CONSIDERATI.....	- 47 -
4.2.2 RISULTATI PER RETE IN CONDIZIONI NORMALI	- 49 -
4.2.3 COMMENTO DEI RISULTATI	- 54 -
4.2.4 RISULTATI PER RETE IN CONDIZIONI DI EMERGENZA	- 54 -

4.2.5	COMMENTO DEI RISULTATI.....	- 61 -
4.3	FLUSSI DI POTENZA LATO CENTRALE	- 61 -
4.3.1	SCENARI CONSIDERATI	- 61 -
4.3.2	RISULTATI DEL CALCOLO CON GENERATORI IN PV	- 62 -
4.3.3	RISULTATI DEL CALCOLO CON GENERATORI IN PQ.....	- 63 -
4.3.4	RISULTATI DEL CALCOLO CON UNA O DUE TERNE MT IN MENO.....	- 64 -
4.3.5	COMMENTO DEI RISULTATI.....	- 65 -
5.	ANALISI DELLA STABILITÀ TRANSITORIA	- 67 -
5.1	LE SIMULAZIONI DINAMICHE	- 67 -
5.2	CALCOLO PREVENTIVO DELLE CORRENTI DI GUASTO	- 68 -
5.3	STUDI DINAMICI E SCENARI CONSIDERATI.....	- 71 -
5.4	VERIFICA DELLA STABILITÀ PER GUASTI SULLE SBARRE DI CENTRALE	- 72 -
5.4.1	DESCRIZIONE DELLA PROVA E CASISTICHE CONSIDERATE	- 72 -
5.4.2	RISULTATI DELLE SIMULAZIONI	- 72 -
5.4.3	COMMENTO DEI RISULTATI.....	- 75 -
5.5	STIMA DEL TEMPO CRITICO DI ESTINZIONE DEL GUASTO	- 76 -
5.5.1	DESCRIZIONE DELLA PROVA E CASISTICHE CONSIDERATE	- 76 -
5.5.2	RISULTATI DELLE SIMULAZIONI	- 76 -
5.5.3	COMMENTO DEI RISULTATI.....	- 84 -
5.6	VERIFICA DELLA STABILITÀ PER GUASTI SU UNA LINEA VICINA	- 85 -
5.6.1	DESCRIZIONE DELLA PROVA E CASISTICHE CONSIDERATE	- 85 -
5.6.2	RISULTATI DELLE SIMULAZIONI	- 86 -
5.6.3	COMMENTO DEI RISULTATI.....	- 90 -
	CONCLUSIONI.....	- 91 -
	Appendice A.....	- 95 -
	Appendice B.....	- 96 -
	Appendice C.....	- 97 -
	Appendice D.....	- 99 -
	Appendice E	- 100 -
	Appendice F	- 102 -
	Appendice G	- 103 -
	Appendice H.....	- 105 -
	Appendice I.....	- 119 -
	Appendice L	- 122 -
	Appendice M.....	- 125 -
	Appendice N	- 128 -
	BIBLIOGRAFIA	- 131 -

SOMMARIO

Tenere in considerazione i comportamenti transitori ed i problemi di stabilità e di controllo è di fondamentale importanza nella progettazione, nella pianificazione e nella gestione degli odierni impianti di produzione dell'energia. Difatti, il sistema elettrico al quale essi sono allacciati, deve far fronte ad una domanda sempre maggiore di energia e soprattutto a degli standard di qualità del servizio sempre più elevati e stringenti. Anche per queste ragioni alle centrali elettriche di nuova costruzione vengono richieste verifiche preventive sempre più rigorose e dettagliate per ottenere la concessione all'allacciamento alla rete di trasmissione nazionale.

Nel presente elaborato vengono sviluppati una serie di studi elettrici sia di natura statica che di natura dinamica, effettuati su una centrale idroelettrica in fase di progettazione, che hanno lo scopo di valutare l'impatto della sua connessione sulla rete di trasmissione. In particolare sono state effettuate delle verifiche sui livelli di tensione e sul grado di carico dei componenti delle rete nell'area di influenza della nuova centrale dopo la sua messa in funzione, ed è stata analizzata la stabilità transitoria delle sue macchine sincrone, al verificarsi di eventi particolarmente gravosi per il sistema. Di particolare interesse si sono rivelati questi ultimi studi dinamici, che hanno permesso di individuare il tempo critico di estinzione delle più probabili tipologie di guasto ai componenti dell'impianto in esame.

INTRODUZIONE

Il presente elaborato è il risultato di un tirocinio portato a termine per conto dell'azienda S.T.E. energy di Padova. Con oltre duecento impianti realizzati negli ultimi anni in Italia e all'estero [1] e filiali in diversi paesi, S.T.E. energy rappresenta oggi uno dei maggiori operatori nel campo dell'impiantistica e dell'energia da fonti rinnovabili. In particolare essa si occupa soprattutto di sviluppare, progettare, costruire e gestire (in qualità di general contractor) centrali di produzione di energia principalmente idroelettrica ma anche eolica, solare, da biomassa e da cogenerazione.

Il tirocinio svolto, che dà continuità e consolida un rapporto di collaborazione da anni esistente tra il dipartimento di ingegneria elettrica dell'università degli studi di Padova e questa società, ha avuto come obiettivo primario la creazione del modello virtuale di una centrale idroelettrica di futura costruzione, per mezzo del quale si sono portati a compimento studi elettrici sia di natura statica che di natura dinamica.

La centrale idroelettrica oggetto degli studi, la cui progettazione è stata commissionata a S.T.E. energy da un player mondiale come ENERSUR-GDF SUEZ, sarà costruita in Perù, verrà resa operativa nel 2014 e complessivamente avrà una potenza installata di 112 MW ripartita su due unità generatrici. Questa commessa rappresenta solo una tappa di un più vasto programma di investimenti e realizzazioni che Sorgent.e (il gruppo di riferimento di S.T.E. Energy) sta portando avanti in America Latina, allo scopo di contribuire così allo sfruttamento ecocompatibile delle immense potenzialità idroelettriche non ancora sfruttate del continente. Infatti, nonostante nei paesi sviluppati la realizzazione di impianti idroelettrici ad elevata densità energetica, capaci di sfruttare un grande salto, non sia più possibile a causa della saturazione dei siti idonei, nei paesi in via di sviluppo essa rappresenta tuttora una delle migliori soluzioni per quanto riguarda la produzione di considerevoli quantità di energia cosiddetta verde. Soddisfare parte della domanda energetica mediante l'utilizzo di una tecnologia pienamente consolidata ed ecosostenibile come quella idroelettrica, porta con se evidenti vantaggi come ad esempio il contenimento dei costi dell'energia, la diversificazione delle fonti energetiche e non ultima la possibilità di trarre cospicui profitti dalla vendita ai paesi industrializzati dei certificati verdi derivati dalla produzione energetica ad emissioni di CO₂ nulle [2]. In questo contesto si può comprendere al meglio l'importanza della centrale idroelettrica *Quitarcasa I* per il sistema energetico peruviano e più in generale per lo sviluppo e la stabilità del paese stesso.

Il modello dinamico di questa centrale è stato realizzato con l'ausilio di uno dei più completi ed affidabili software di simulazione per reti elettriche attualmente in commercio, *DigSILENT PowerFactory*®. Tale modello è stato utilizzato non solo come pratico mezzo di verifica del dimensionamento dei principali componenti dell'impianto e dei suoi organi di protezione, ma anche e soprattutto come valido strumento di indagine sull'impatto della connessione del nuovo impianto alla rete di trasmissione peruviana, nel punto e nell'anno prestabilito, in modo da verificare che non provochi effetti negativi sul sistema stesso.

Questi studi rientrano nell'ottica della concessione dei permessi statali per la costruzione di nuovi impianti di produzione dell'energia da fonti rinnovabili: l'iter

burocratico che porta alla loro realizzazione ed alla loro messa in funzione, infatti, è molto più complesso di quanto si possa immaginare e può variare sensibilmente da paese a paese. Ad esempio per ottenere la concessione definitiva per la costruzione di un impianto idroelettrico in Perù, il COES-SINAC¹, ossia il comitato per le operazioni economiche sul sistema di interconnessione nazionale, richiede il completamento di uno studio tecnico di pre-operatività, come specificato nel decreto supremo DS N° 076-2009-EM emanato dal ministero per l'energia e le miniere peruviano. Di seguito viene riportato un piccolo estratto di tale documento (tradotto dallo spagnolo all'italiano):

“Ai fini del rilascio della concessione definitiva per la connessione al SEIN² di un nuovo impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili, il richiedente dovrà presentare all'autorità competente il certificato di conformità rilasciato dal COES-SINAC, supportato da uno studio di pre-operatività redatto secondo un procedimento stabilito dal comitato stesso. Tale studio dovrà essere infine approvato dall'OSINERGMIN³...” [3]

Lo studio di pre-operatività in questione, altro non è che un'analisi dettagliata degli effetti che la centrale può avere sulla rete e si compone di tre differenti studi: l'analisi (statica) dei flussi di potenza in rete dopo la connessione della nuova centrale al sistema di trasmissione nazionale, il calcolo delle correnti di cortocircuito sulle sbarre in prossimità del punto di connessione della centrale alla rete ed infine l'analisi della stabilità transitoria della nuova centrale a seguito di eventi particolarmente gravosi per il suo esercizio, come ad esempio un cortocircuito alla sue sbarre o la perdita repentina di carichi di entità non trascurabile.

Le verifiche sul modello dinamico della centrale svolte in sede di tirocinio ed esposte in questo elaborato, rientrano dunque in questa categoria di studi e ne ricalcano lo sviluppo secondo i procedimenti ed i dettami indicati dal COES-SINAC, senza però avere la pretesa di sostituirsi all'analisi di pre-operatività vera e propria, che è pertinenza di ENERSUR-GDF SUEZ e che deve essere presentata secondo le modalità e nel rispetto delle scadenze definite dalle autorità competenti. Quanto appena dichiarato nulla toglie al valore del lavoro svolto e dei risultati ottenuti, che rappresentano comunque una preziosa fonte di informazioni sul comportamento statico e dinamico della centrale in esame, non solo per valutare il suo impatto sulla rete di trasmissione peruviana ma anche per portare a termine eventuali indagini su qualsiasi transitorio elettromeccanico o elettromagnetico che si voglia studiare all'interno dell'impianto.

Il presente elaborato si compone di cinque capitoli: nel primo viene presentata la centrale idroelettrica oggetto degli studi, viene specificata la sua ubicazione geografica, vengono descritti tutti i componenti facenti parte l'impianto e vengono mostrati gli schemi elettrici e le planimetrie delle varie sezioni che la compongono. La centrale *Quitaracsa I* è realizzata quasi completamente all'interno di una montagna ed ha la particolarità di avere il trasformatore elevatore collocato in una caverna lontana dal generatore: questo vincolo costruttivo ha costretto i progettisti ad abbandonare la classica soluzione con montante

¹ *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional*

² *Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*

³ *Organismo supervisor de la inversión en energía y minería*

rigido a favore di un collegamento di media tensione realizzato mediante linee in cavo. Nel secondo capitolo vengono illustrate nel dettaglio le prove che saranno effettuate sul modello, con particolare attenzione ai criteri ed ai requisiti che dovranno essere soddisfatti dai risultati per l'ottenimento della concessione definitiva alla connessione del nuovo impianto al SEIN, secondo quanto indicato dalle autorità per la gestione della rete peruviana. Nel terzo capitolo viene invece descritto il modello dinamico della centrale, a partire dallo schema unifilare fino ad arrivare allo schema a blocchi dei sistemi di regolazione e di controllo dell'eccitazione, che serviranno per caratterizzare il comportamento dinamico della centrale. Per ogni elemento inserito viene descritto in breve il modello matematico implementato dal software in modo da fornire le basi per un'analisi più critica e ponderata dei risultati. Nel quarto capitolo vengono presentati e commentati i risultati degli studi di load flow effettuati sul modello; in particolare vengono distinti gli studi utili a verificare i criteri di connessione alla rete, che hanno per obiettivo l'individuazione di eventuali violazioni sui livelli di tensione e di sovraccarico nella zona di influenza del progetto, dagli studi di load flow calcolati internamente alla centrale, che sono utili all'azienda ed hanno lo scopo di verificare che i componenti dell'impianto ed i collegamenti tra elemento ed elemento siano correttamente dimensionati e corrispondano alla soluzione economica ottima. Infine nel capitolo quinto, dopo aver calcolato le correnti di cortocircuito sulle sbarre dell'impianto e in quelle limitrofe, vengono presentati e commentati i risultati dell'analisi della stabilità transitoria della centrale idroelettrica. In questa fase sono stati simulati diversi tipi di contingenze giudicate gravose per il funzionamento dell'impianto, quali ad esempio un guasto su una linea vicina alla centrale ed un cortocircuito trifase alle sbarre della sottostazione AT cui è collegato l'impianto.

1. LA CENTRALE IDROELETTRICA QUITARACSA I

1.1 UBICAZIONE GEOGRAFICA

L'impianto idroelettrico in esame verrà realizzato in Perù, circa 500 chilometri a nord-est della capitale Lima. Più precisamente esso sarà localizzato nella regione *Ancash*, nella provincia di *Huaylas*, e coprirà una superficie totale di 71 ettari compresa tra il distretto di *Yuracmarca* e quello di *Huallanca*, nel cuore della cordigliera delle Ande⁴. La centrale prenderà il nome dal corso d'acqua da essa sfruttato, il *Rio Quitaracsa*, che è uno dei principali affluenti del *Rio Santa*, nel quale confluisce immediatamente a valle dello scarico della centrale idroelettrica già esistente chiamata *Cañon del pato*.



Figura 1.1 – Localizzazione geografica dell'impianto [4]

⁴ Coordinate geografiche: SUD 8°40' ÷ 8°54', WEST 77°38' ÷ 77°43'



Figura 1.2 - Foto dell'area interessata dal progetto

Per la zona interessata dal progetto, durante tutta la fase progettuale, si farà riferimento alle caratteristiche generali (temperatura, velocità del vento, umidità relativa, ecc.) contenute nell'Appendice A. Una volta definita la localizzazione esatta dell'impianto e dei suoi elementi costitutivi principali, saranno noti i seguenti dati di progetto:

Tabella 1.1 – Bacino idrografico e salto disponibile

Bacino idrografico	388.6 [km ²]
Salto disponibile massimo ⁵	862 [m]

1.2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

La centrale idroelettrica *Quitaracsa I* avrà una potenza installata totale di 112 MW, ottenuta mediante l'utilizzo di 2 unità generatrici da 65,9 MVA ciascuna, e potrà raggiungere una producibilità media annua di 457,790 MWh. La realizzazione di un serbatoio artificiale permetterà a ciascuna macchina idraulica di sfruttare una portata massima di progetto di 7,5 m³/s ed un salto idraulico massimo di 862 m: questi due valori restringono il campo di scelta del macchinario idraulico di centrale a turbine di tipo Pelton.

Come spesso accade per impianti idroelettrici di grande salto ubicati in territori montuosi, l'edificio di centrale sarà realizzato scavando delle gallerie e delle cavità all'interno della roccia: questo implicherà degli ulteriori vincoli nella scelta dello schema elettrico di centrale e nella scelta dei componenti stessi dell'impianto elettrico (come si avrà modo di approfondire nel paragrafo 1.2.6) e più in generale non permetterà la standardizzazione del *plant layout* come invece accade per altre tipologie di centrale.

⁵ Differenza tra la quota massima di regolazione (2338 mslm) e la quota di scarico (1476 mslm)

1.2.1 LE OPERE CIVILI

Il progetto dell’impianto prevede la costruzione delle seguenti opere civili:

- Serbatoio e diga: il serbatoio ha la funzione di trattenere un certo volume d’acqua, consentendo un uso più razionale e controllato delle risorse idriche. Esso avrà le seguenti caratteristiche:

Tabella 1.2 – Caratteristiche tecniche del serbatoio

Volume utile di regolazione	450000 [m ³]
Area allagata	5.7 ÷ 8.0 [Ha]

Il serbatoio verrà realizzato mediante la costruzione di una diga posizionata sul fiume *Quitaracsá* in località *Chapiringo*, poco a valle della confluenza con il torrente *San Mateo*. Tale diga sarà realizzata in calcestruzzo e sarà del tipo a gravità, cioè avrà sviluppo rettilineo perpendicolare alla direzione del fiume e contrasterà la spinta dell’acqua unicamente con il proprio peso. Essa sarà provvista di sfioratori a pelo libero per evitare che eventuali piene facciano innalzare il livello dell’acqua del bacino al punto da farlo tracimare e di scarichi di fondo per le operazioni di spurgo e pulizia. La diga avrà le seguenti caratteristiche⁶:

Tabella 1.3 – Caratteristiche tecniche della diga

Altezza della diga	80 [m]
Quota di coronamento	2344 [mslm]
Quota massima di invaso	2341 [mslm]
Quota massima di regolazione	2338 [mslm]
Quota minima di regolazione	2325 [mslm]

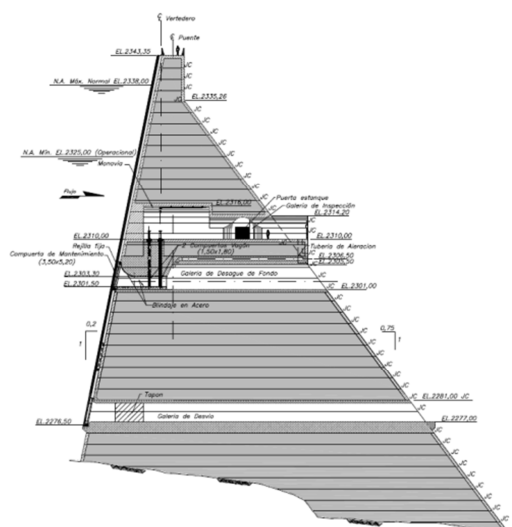


Figura 1.3 - Sezione della diga

⁶ Per le definizioni delle grandezze caratteristiche di una diga si faccia riferimento all’Appendice B

- **Galleria di derivazione:** è il tratto di galleria scavato nella roccia che collega le opere di presa del serbatoio alla condotta forzata e presenta le seguenti caratteristiche di progetto:

Tabella 1.4 – Caratteristiche tecniche della galleria di derivazione

Materiale di rivestimento	calcestruzzo
Dimensioni [base x altezza]	3.60 x 3.82 [m]
Lunghezza	5180 [m]
Inclinazione	16 [%]
Portata massima ammissibile	15 [m ³ /s]

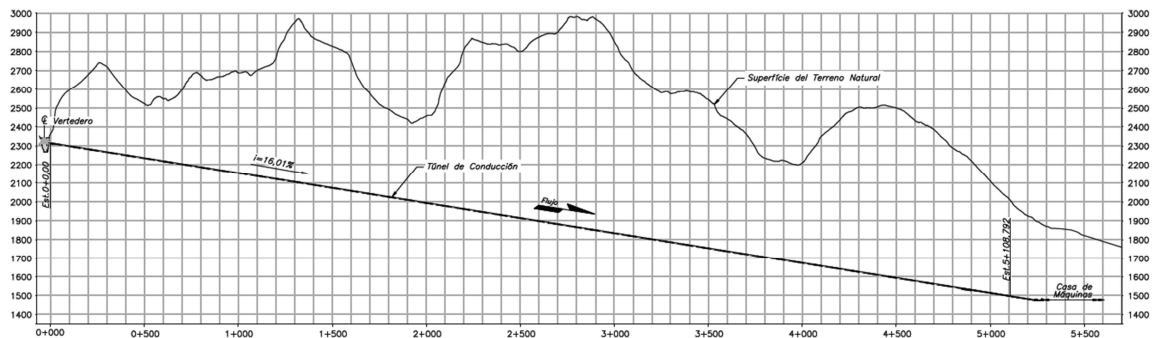


Figura 1.4 - Sezione longitudinale della galleria di derivazione

- **Condotta forzata:** ha lo scopo di addurre l'acqua in arrivo dalla galleria di derivazione al macchinario idraulico di centrale. In questo caso sarà necessario sdoppiare la condotta vista la presenza di due macchine idrauliche.

Tabella 1.5 – Caratteristiche tecniche della condotta forzata

Lunghezza	130 [m]
Diametro	1.90 [m]
Lunghezza della biforcazione	30 [m]
Diametro della biforcazione	1.70 [m]

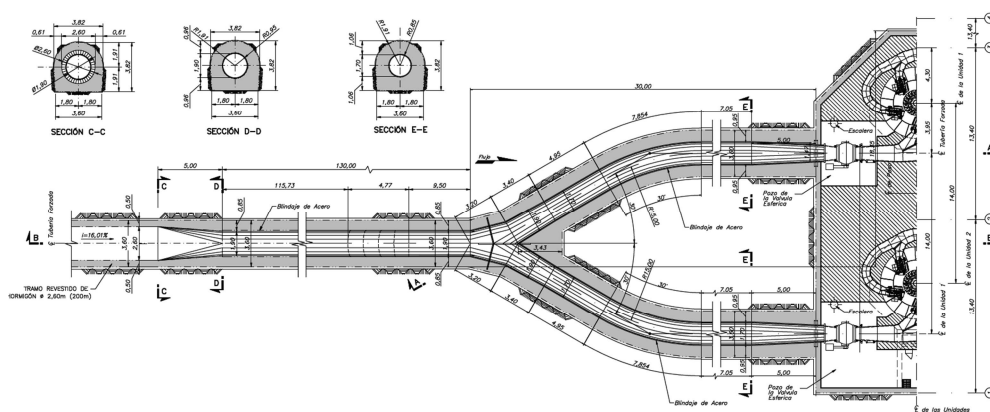


Figura 1.5 - Sezioni trasversali e vista dall'alto della condotta forzata

Dovranno essere previsti dei collegamenti in acciaio ad un vaso di espansione per evitare i danni dovuti ad eventuali colpi d'ariete nelle tubazioni.

- Edificio di centrale e tunnel: come accennato all’inizio del paragrafo 1.2, il macchinario di centrale e le principali apparecchiature elettromeccaniche si trovano all’interno di aree scavate nella roccia e rese accessibili solo per mezzo di tunnel. Nonostante ciò la struttura principale ha un’altezza complessiva di ben 33 metri e si sviluppa verticalmente su 4 piani che ospitano rispettivamente (partendo dal basso):
 - le turbine ;
 - gli ausiliari meccanici;
 - i generatori e gli ausiliari elettrici;
 - i quadri MT e i trasformatori per i servizi ausiliari.

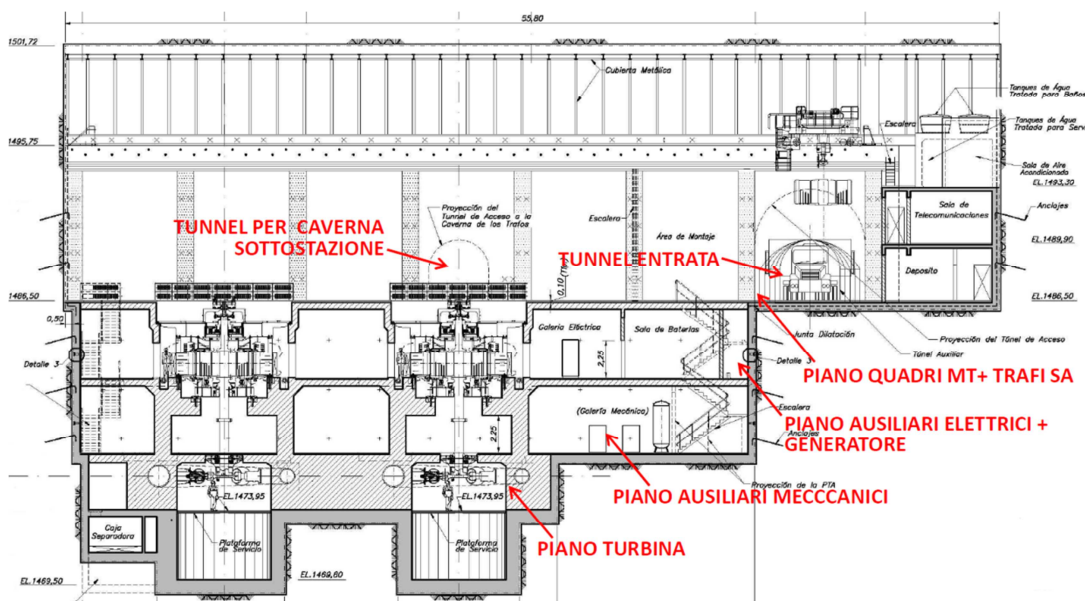


Figura 1.6 - Sezione dell'edificio di centrale

I trasformatori elevatori si trovano invece in una caverna dedicata, detta appunto *caverna de transformadores*, distante 30 metri dalla struttura principale e collegata ad essa attraverso un tunnel delle dimensioni di 3,60 m x 3,82 m, dove verranno fatti passare dei cavi di media⁷. Tale caverna è inoltre collegata con la sottostazione elettrica che si trova in superficie per mezzo di altro tunnel che ospita anche il condotto di ventilazione. Il collegamento vero e proprio della centrale con l’esterno è realizzato mediante il tunnel di accesso principale, della lunghezza di 692,83 m e delle dimensioni di 6,60 m x 6,60 m; attraverso questa galleria verrà introdotto il macchinario di centrale nell’edificio principale.

- Galleria di scarico: vista l’ubicazione nel sottosuolo del macchinario di centrale, si rende necessaria la costruzione di una galleria di scarico che permetta di restituire l’acqua turbinata al *Rio Quitaracsa* e di cederne una parte al sistema di raffreddamento della vicina centrale *Cañon del pato*.

⁷ Il layout dei vari piani e della caverna dei trasformatori sono disponibili nell’Appendice C

Agli scarichi delle turbine sono previsti due raccordi in acciaio che confluiscono nella galleria di scarico vera e propria. Essa avrà le seguenti caratteristiche:

Tabella 1.6 – Caratteristiche tecniche della galleria di scarico

Lunghezza	563 [m]
Dimensioni	3.60 x 7.00 [m]
Inclinazione	0.07 [%]

1.2.2 LE TURBINE

Come accennato al paragrafo 1.2 le condizioni di salto e di portata del progetto vincolano la scelta del macchinario idraulico di centrale a turbine di tipo Pelton. In particolare la scelta è ricaduta sulle turbine Pelton a 5 getti ad asse verticale prodotte da un'azienda norvegese collaboratrice di *S.T.E. energy* nel progetto *Quitaracsa I* per quanto riguarda la fornitura e l'installazione delle apparecchiature elettromeccaniche dell'impianto. La stessa azienda provvederà alla fornitura degli alternatori e della valvola sferica rotativa posta all'imbocco della turbina. Nella seguente tabella sono racchiuse le principali caratteristiche tecniche della turbina:

Tabella 1.7 - Caratteristiche tecniche della turbina

Quantità	2
Tipo	Pelton ad asse verticale
Funzionamento	Ad azione
Potenza nominale	56 [MW]
Portata nominale	7.5 [m ³ /s]
Quota all'asse	1476 [m.s.l.m.]
Velocità di rotazione	720 [rpm]
Verso di rotazione	Antiorario
Rendimento turbina	91.4 [%]
Rendimento turbina-generatore	89.6 [%]

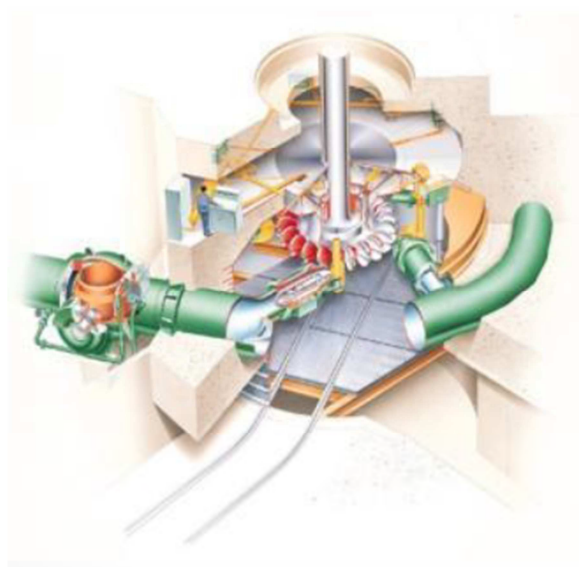


Figura 1.7 – Turbina Pelton dell'azienda collaboratrice

La potenza della turbina sarà regolata agendo sull'iniezione dei 5 getti, cioè aumentando o diminuendo la loro portata, grazie all'azione di un regolatore di turbina che nel caso in esame sarà costituito da un PID governor (regolatore proporzionale-integrale-derivativo).

In caso di emergenza o di perdita di carico da parte dell'alternatore è prevista l'entrata in funzione di particolari deflettori di getto, i quali devieranno l'acqua dai cucchiai della Pelton direttamente verso lo scarico: in questo modo si giunge ad un ottimo compromesso per quanto riguarda le esigenze contrastanti sul tempo di chiusura della valvola di adduzione posta all'ingresso della turbina; Infatti l'acqua turbinata viene quasi istantaneamente annullata dalla deviazione dei getti evitando di fatto che l'alternatore vada in fuga, mentre la chiusura della valvola potrà essere ritardata del tempo necessario a minimizzare il colpo d'ariete nella condotta forzata.

1.2.3 GLI ALTERNATORI

Gli alternatori accoppiati all'asse delle due turbine saranno dei generatori sincroni trifase a poli sporgenti. Uno schema della loro sezione si può vedere nell'Appendice D e le loro caratteristiche tecniche principali sono sintetizzate nella seguente tabella:

Tabella 1.8 - Caratteristiche tecniche dei generatori

Tipo	Sincrono ad asse verticale
Frequenza	60 [Hz]
Potenza nominale	65.9 [MW]
Tensione nominale	13.8 [kV]
Range di regolazione della tensione	±5 [%]
Corrente nominale	2.757 [kA]
Fattore di potenza	0.85 in ritardo
Numero di fasi	3
Numero di poli	10
Velocità di rotazione	720 [rpm]
Verso di rotazione	Antiorario
Classe di isolamento	F
Resistenza di fase rotorica a 75°C	0.2253 [Ω]
Resistenza di fase statorica a 75°C	0.0060 [Ω]
Costante di tempo d'inerzia H	2.63 [s]
GD ²	244 [t*m ²]
Corrente di eccitazione nominale	825 [A dc]
Tensione di eccitazione nominale	220 [V dc]
Tensione di ceiling	2.0 [p.u.]
Peso totale del generatore	245000 [Kg]

I dati relativi alle reattanze della macchina e alle costanti di tempo utili per le simulazioni e per il calcolo delle correnti di cortocircuito sono i seguenti:

Tabella 1.9 - Reattanze e costanti di tempo del generatore

Reattanza sincrona secondo l'asse diretto (X_d)	0.9549 [p.u.]
Reattanza sincrona secondo l'asse in quadratura (X_q)	0.6206 [p.u.]
Reattanza transitoria secondo l'asse diretto (X'_d)	0.2400 [p.u.]
Reattanza transitoria secondo l'asse in quadratura (X'_q)	0.6206 [p.u.]
Reattanza sub transitoria secondo l'asse diretto (X''_d)	0.1515 [p.u.]
Reattanza sub transitoria secondo l'asse in quadratura (X''_q)	0.1816 [p.u.]
Costante di tempo transitoria secondo l'asse diretto (T'_d)	1.5966 [s]
Costante di tempo sub transitoria diretta (T''_d)	0.0369 [s]
Costante di tempo sub transitoria in quadratura (T''_q)	0.0180 [s]

La curva di capability che delimita la zona di funzionamento ammessa per la macchina elettrica è quella mostrata in Figura 1.8 mentre le sue curve di rendimento, le sue caratteristiche a vuoto e di corto e le sue curve a V sono contenute nell'Appendice E.

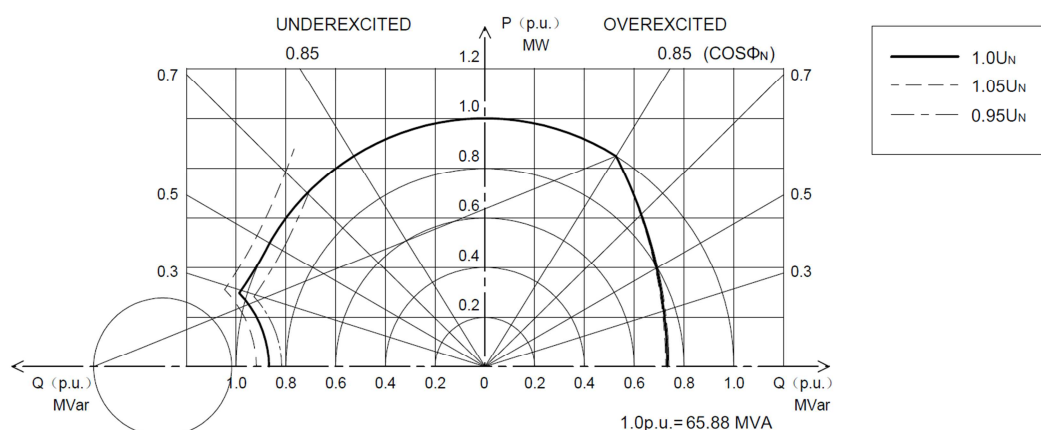


Figura 1.8 - Curva di capability dei generatori

1.2.4 IL SISTEMA DI ECCITAZIONE DEGLI ALTERNATORI

Il sistema di eccitazione dei generatori di *Quitaracsa I* è di tipo statico, come per la maggior parte delle centrali di media o grossa potenza di nuova costruzione, con alimentazione diretta ai morsetti di uscita della macchina (ovviamente dopo averla trasformata mediante trasformatore di eccitazione). Il raddrizzamento della tensione avviene a mezzo di ponti raddrizzatori trifase a 6 tiristori totalmente controllati che assicurano un buon comportamento dinamico ed una elevata velocità di risposta. Il sistema di eccitazione prevede il funzionamento contemporaneo in parallelo di due ponti per ciascuna unità generatrice (configurazione a doppio ponte) in modo da garantire una ridondanza del tipo N+1, cioè in maniera di assicurare il corretto funzionamento del generatore anche in caso di avaria di un ponte raddrizzatore. In caso di avaria di entrambi i ponti raddrizzatori di un generatore invece deve avvenire lo stacco del carico e la diseccitazione degli avvolgimenti del generatore interessato [5].

Nel passaggio dal funzionamento a vuoto a quello a carico, la tensione ai morsetti del generatore subisce una diminuzione proporzionale all'impedenza interna della macchina e alla corrente erogata. Per ristabilire la tensione ai morsetti al valore nominale

occorrerà regolarla agendo sulla corrente di eccitazione: in particolare sarà necessario aumentarla in caso di carichi induttivi (condizioni di sovraeccitazione) e diminuirla in caso di carichi capacitivi (condizioni di sottoeccitazione). Il dispositivo preposto al controllo della corrente di campo è il regolatore automatico di tensione noto comunemente con l'acronimo AVR (*automatic voltage regulator*). Nella Figura 1.9 è mostrato lo schema circuitale semplificato del sistema di eccitazione con particolare focus al contenuto dell'AVR rappresentato con uno schema a blocchi. Per uno schema più dettagliato delle connessioni del sistema di eccitazione si veda l'Appendice F.

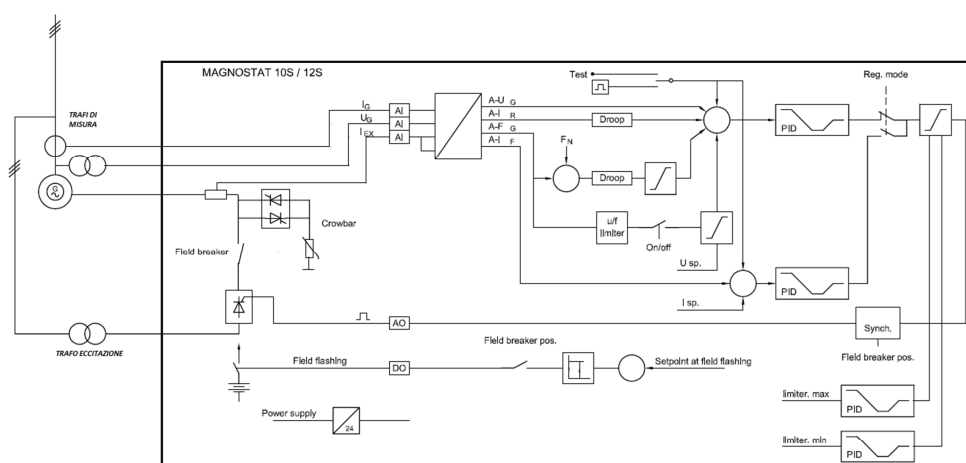


Figura 1.9 - Sistema di eccitazione con schema a blocchi dell'AVR

L'AVR è in grado di mantenere costante la tensione ai morsetti dell'alternatore operando una regolazione a catena chiusa basata sull'utilizzo di controllori PID che ricevono in ingresso le grandezze misurate da appositi TA e TV. I valori misurati vengono quindi confrontati con un valore di riferimento (detto *set-point*) impostato dall'esterno. Dal confronto di queste due grandezze vengono generati gli appositi segnali che andranno ad agire sui tiristori del raddrizzatore e quindi sull'eccitazione della macchina.

L'AVR inoltre costituisce un potente strumento per l'implementazione di altre funzioni di regolazione e di controllo, grazie al PLC montato al suo interno, quali ad esempio:

- la possibilità di scegliere tra modalità di controllo diverse (PV o PQ). Esso è quindi in grado di regolare oltre al valore efficace anche il $\cos\phi$ della tensione in uscita. Infatti il compito dell'AVR non è solo quello di mantenere costante la tensione ai morsetti dell'alternatore bensì esso deve poter regolare l'energia reattiva che la macchina genera o assorbe al variare delle condizioni di funzionamento.
- la possibilità di contenere le oscillazioni della potenza accelerante del generatore in caso di guasti o perturbazioni tramite un dispositivo chiamato PSS (*Power System Stabilizer*) che monitora le variazioni di

- una grandezza in uscita dalla macchina (potenza elettrica, frequenza o velocità angolare) e le smorza adattandovi l'eccitazione;
- la funzione di limitazione per sovraeccitazione (OEL, *over excitation limit*) con lo scopo di proteggere gli avvolgimenti da sovracorrenti pericolose;
 - la funzione di sottoeccitazione (UEL, *under excitation limit*) con lo scopo di evitare la perdita di sincronismo con la frequenza di rete;
 - la funzione di *compound* reattivo capace di generare un segnale correttore proporzionale alla corrente e alla tensione di macchina, nonché al loro sfasamento. Lo scopo di questa funzione è quello di aumentare (*compound* positivo) o di diminuire (*compound* negativo) la tensione alle sbarre dell'alternatore al variare della potenza reattiva erogata.

Le seguenti tabelle riassumono le grandezze caratteristiche del sistema di eccitazione [6]:

Tabella 1.10 – Grandezze caratteristiche del sistema di eccitazione (ponti a tiristori):

Tipo di eccitazione	Statica, ST2A ⁸
Configurazione	Doppio ponte, total-controllato
Trasformatore di eccitazione	Sì
Numero di tiristori per ponte	6
Numero totale di ponti trifase	4
Raffreddamento del ponte	Ventilazione naturale
Tensione nominale di alimentazione del ponte	356 [V ac]
Corrente di eccitazione nominale	825 [A dc]
Tensione di eccitazione nominale	220 [V dc]
Tensione di ceiling	2.0 [p.u.]

Tabella 1.11 – Grandezze caratteristiche del sistema di eccitazione (AVR):

Range di variazione della tensione	80 – 100 [%]
Tipo di controllore	PID
Guadagno proporzionale	0 – 100
Costante di tempo integrale	0.1 – 10 [s]
Costante di tempo derivativa	0 – 2 [s]
<i>Control accuracy</i>	±0.5 %
Tipo di PSS	PSS2A ⁸

1.2.5 I TRASFORMATORI

- Trasformatori elevatori: sono i trasformatori più importanti della centrale e quelli di potenza più elevata perché hanno lo scopo di innalzare la tensione ad un livello congruo alla sua immissione nel sistema di trasmissione nazionale e devono pertanto essere dimensionati in base alla potenza degli alternatori a cui sono collegati. I trasformatori elevatori in questione sono del tipo a variatore a vuoto, noti con l'acronimo DETC *transformer (de-energized tap charger transformer)*.

⁸ Secondo definizione compresa nella norma IEEE Std 421.5_1992

Questo significa che è possibile variare il loro rapporto di trasformazione solo se i circuiti a valle e a monte sono aperti e messi in sicurezza. Il dispositivo che permette di variare il rapporto spire del trasformatore è il variatore (*tap charger*) cioè un cursore che ad ogni tacca esclude o include un certo numero di spire operando quindi una variazione di tensione discontinua. Ogni tacca del variatore produce tipicamente una $\Delta V \approx 2.5\%$ di V_n , permettendo una regolazione complessiva della tensione compresa tra $\pm 10\%$ di V_n . I trasformatori DETC permettono una regolazione grossolana della tensione ai capi di uno dei due avvolgimenti solo a carico disinserito, quindi non sostituiscono in alcuna maniera il regolatore di tensione.

Nella tabella che segue sono riassunte le principali caratteristiche tecniche dei due trasformatori elevatori impiegati nella centrale in esame:

Tabella 1.12 - Caratteristiche tecniche dei trasformatori elevatori

Potenza nominale	70 [MVA]
Tensione nominale al primario	13.8 [kV]
Tensione nominale al secondario	220 [kV]
Range di regolazione a vuoto	$220 \pm 2 \times 2,5\%$
Numero tacche di regolazione	5
Numero di fasi	3
Frequenza	60 [Hz]
Fattore di potenza	0.85
Rendimento minimo garantito	99.4 [%]
Gruppo	YNd1
Collegamento del centro stella	Francamente a terra
Tipo di raffreddamento	OFWF
Tensione di cortocircuito ($V_{cc}\%$)	12.5 [%]
Corrente a vuoto ($I_0\%$)	1 [%]
Perdite totali	295 [kW]
Perdite a vuoto	49 [kW]
Perdite nel rame	232 [kW]
Perdite ausiliarie	14 [kW]

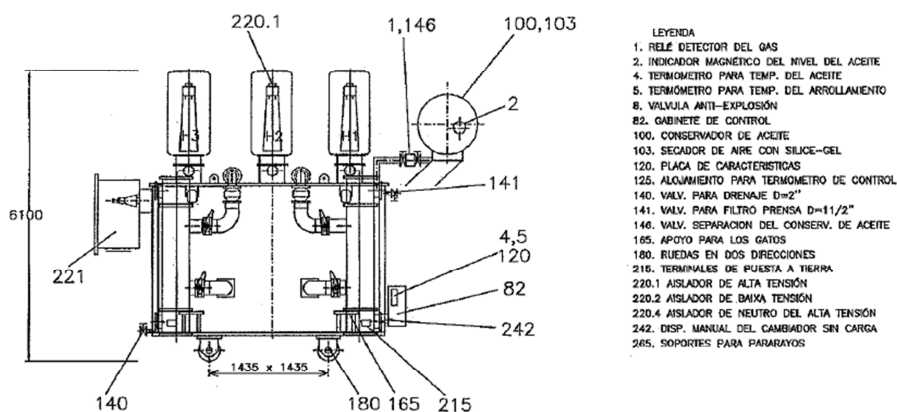


Figura 1.10 – Vista laterale del trasformatore elevatore

- Trasformatori per i servizi ausiliari: questi trasformatori, di potenza decisamente più contenuta rispetto ai trasformatori elevatori, servono all'alimentazione di tutte quelle apparecchiature elettriche (motori, pompe, elettrovalvole, illuminazione, ecc.) intrinsecamente utili al funzionamento della centrale idroelettrica. Attualmente il modello di trasformatore ausiliario da installare nella centrale *Quitaracsa I* deve essere ancora scelto in via definitiva, pertanto si riportano le caratteristiche di uno dei modelli sul quale potrebbe ricadere la scelta, il trasformatore in resina epossidica serie *E.COL-2009*⁹ con le seguenti caratteristiche:

Tabella 1.13 – Caratteristiche tecniche dei trasformatori per i servizi ausiliari

Potenza nominale	500 [kVA]
Tensione nominale al primario	17.5 [kV]
Tensione nominale al secondario	0.48 [kV]
Numero di fasi	3
Frequenza	60 [Hz]
Gruppo	Yyn1
Collegamento del centro stella	Francamente a terra
Classe di isolamento	F/H
Tensione di cortocircuito (Vcc%)	6 [%]
Corrente a vuoto (Io%)	1.8 [%]
Perdite a vuoto (Po)	1.35 [kW]
Perdite in cortocircuito (Pcc)	5.80 [kW]

Si noti come la tensione nominale al secondario del trasformatore sia superiore al valore di 13,8 kV cui esso è collegato; esso risulta pertanto leggermente sovradimensionato.

- Trasformatori di eccitazione: servono per l'alimentazione diretta del sistema di eccitazione dell'alternatore illustrato al paragrafo 1.2.4, sono anch'essi del tipo in resina epossidica ed hanno le seguenti caratteristiche tecniche:

Tabella 1.14 – Caratteristiche tecniche dei trasformatori di eccitazione

Potenza nominale	479 [kVA]
Tensione nominale al primario	13.8 [kV]
Tensione nominale al secondario	0.356 [kV]
Numero di fasi	3
Frequenza	60 [Hz]
Gruppo	Dyn11
Collegamento del centro stella	Francamente a terra
Classe di isolamento	F
Tensione di cortocircuito (Vcc%) ⁹	6 [%]
Corrente a vuoto (Io%) ⁹	3 [%]
Perdite a vuoto (Po) ⁹	1.6 [kW]
Perdite in cortocircuito (Pcc) ⁹	5.0 [kW]

⁹ Per mancanza dei dati effettivi si sono assunti i valori tipici di trasformatori di taglia equivalente

1.2.6 LE LINEE ELETTRICHE

- Linea in cavo tra quadro MT del generatore e trasformatore elevatore: il collegamento tra il generatore ed il trasformatore elevatore, che solitamente viene effettuato tramite montante rigido, nella centrale in esame è operato per mezzo di 5 linee in cavo in parallelo¹⁰, ciascuna composta da 3 cavi unipolari. Questo è dovuto al fatto che i trasformatori si trovano nella cosiddetta *caverna de transformadores* e non nell'edificio principale dove è ospitata la macchina rotante; pertanto si necessita di un collegamento tramite cavi che vengono fatti passare in un tunnel scavato nella roccia. Questi sono i dettagli della linea:

Tabella 1.15 – Dettagli della linea quadro MT/trasformatore elevatore

Tipo	Linea in cavo
Lunghezza	80 [m]
Tensione nominale	13.8 [kV]
Posa	Aerea, su passerella aperta
Numero di fasi	3
Numero di linee in parallelo	5
Sezione del conduttore	630 [mm ²]
Diametro del conduttore	30.7 [mm]

Il cavi scelti a questo scopo sono del tipo *RG7H1R-12/20 kV* modello *EPRO-SETTE®*: si tratta di cavi unipolari con conduttore a corda di rame, due strati semiconduttivi di materiale elastomerico estruso, isolante in mescola di gomma ad alto modulo G7 e guaina in PVC. Le caratteristiche elettriche del cavo importanti ai fini degli studi che si andranno ad effettuare sull'impianto elettrico della centrale sono racchiuse nella tabella che segue [7]:

Tabella 1.16 - Caratteristiche elettriche del cavo *RG7H1R* da 630 mm²

Portata, posa in aria, in piano	1190 [A]
Portata, posa interrata, in piano	873 [A]
Resistenza ac a 90 °C	0.0393 [Ω /km]
Reattanza di fase a 50 Hz	0.15 [Ω /km]
Capacità	0.50 [μ F/km]



Figura 1.11 - cavo *RG7H1R* da 630 mm²

¹⁰ La connessione tra il generatore ed i suoi interruttori viene comunque effettuata tramite barra blindata

- Linea in cavo tra trasformatore elevatore e sottostazione elettrica: anche in questo caso la linea viene fatta passare entro un tunnel scavato nella montagna fino ad arrivare in superficie dove sarà ubicata la sottostazione elettrica. Stavolta la linea ha le seguenti caratteristiche:

Tabella 1.17 – Dettagli della linea trasformatore elevatore/sottostazione

Tipo	Linea in cavo
Lunghezza	420 [m]
Tensione nominale	220 [kV]
Numero di fasi	3
Posa	Aerea, su passerella aperta
Collegamento degli schermi	<i>Both ends bonding</i>
Numero di linee in parallelo	1
Sezione del conduttore	1600 [mm ²]
Diametro del conduttore	49.8 [mm]

I cavi scelti per questa linea sono del tipo *XLPE-220/245 kV*: si tratta di cavi unipolari con conduttore *Milliken* di alluminio ed isolamento in polietilene reticolato (*cross linked polyethylen*). Le sue caratteristiche elettriche sono contenute nella tabella seguente [8]:

Tabella 1.18 – Caratteristiche elettriche del cavo *XLPE* da 1600 mm²

Portata, posa in aria, in piano	1170 [A]
Portata, interrata, in piano	815 [A]
Resistenza dc a 20 °C	0.0186 [Ω/km]
Induttanza	0.50 [mH/km]
Capacità	0.23 [μF/km]

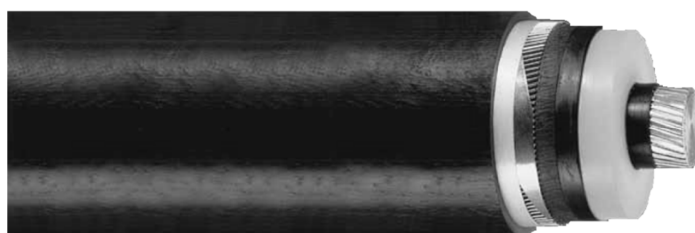


Figura 1.12 – Cavo *XLPE* da 1600 mm²

- Linea aerea di trasmissione tra la S.S.E. Quitaracsa I e la S.E. Kiman Ayllu: il collegamento della sottostazione elettrica della centrale in esame con la stazione elettrica più vicina avviene per mezzo di una linea elettrica con le seguenti caratteristiche:

Tabella 1.19 – Dettagli della linea *Quitarcasca I/Kiman Ayllu*

Tipo	Linea aerea
Lunghezza	5.35 [km]
Tensione nominale	220 [kV]
Numero di fasi	3
Numero di terne in parallelo	1
Disposizione dei conduttori	Triangolare
Struttura portante	Tralicci reticolari in acciaio
Fune di guardia	sì
Sezione del conduttore	500 [mm ²]
Diametro del conduttore	29.23 [mm]

I conduttori utilizzati per questa linea aerea sono del tipo *ACAR 1000 MCM*: si tratta di conduttori cordati di alluminio rinforzati da una particolare lega metallica, anch'essa a base di alluminio¹¹. Le caratteristiche elettriche sono contenute nella tabella seguente:

Tabella 1.20

Portata	956 [A]
Resistenza dc a 20°C	0.0625 [Ω /km]
Reattanza a 60 Hz	0.4941 [Ω /km]
Resistenza alla sequenza zero	0.3453 [Ω /km]
Reattanza alla sequenza zero	1.2811 [Ω /km]



Figura 1.13 - Conduttore cordato *ACAR 1000 MCM*

¹¹ Lega di Alluminio denominata 6201

1.3 LO SCHEMA UNIFILARE

In Figura 1.14 e in Figura 1.15 viene presentato lo schema unifilare semplificato dell'impianto in esame, i cui elementi sono stati descritti nei precedenti paragrafi:

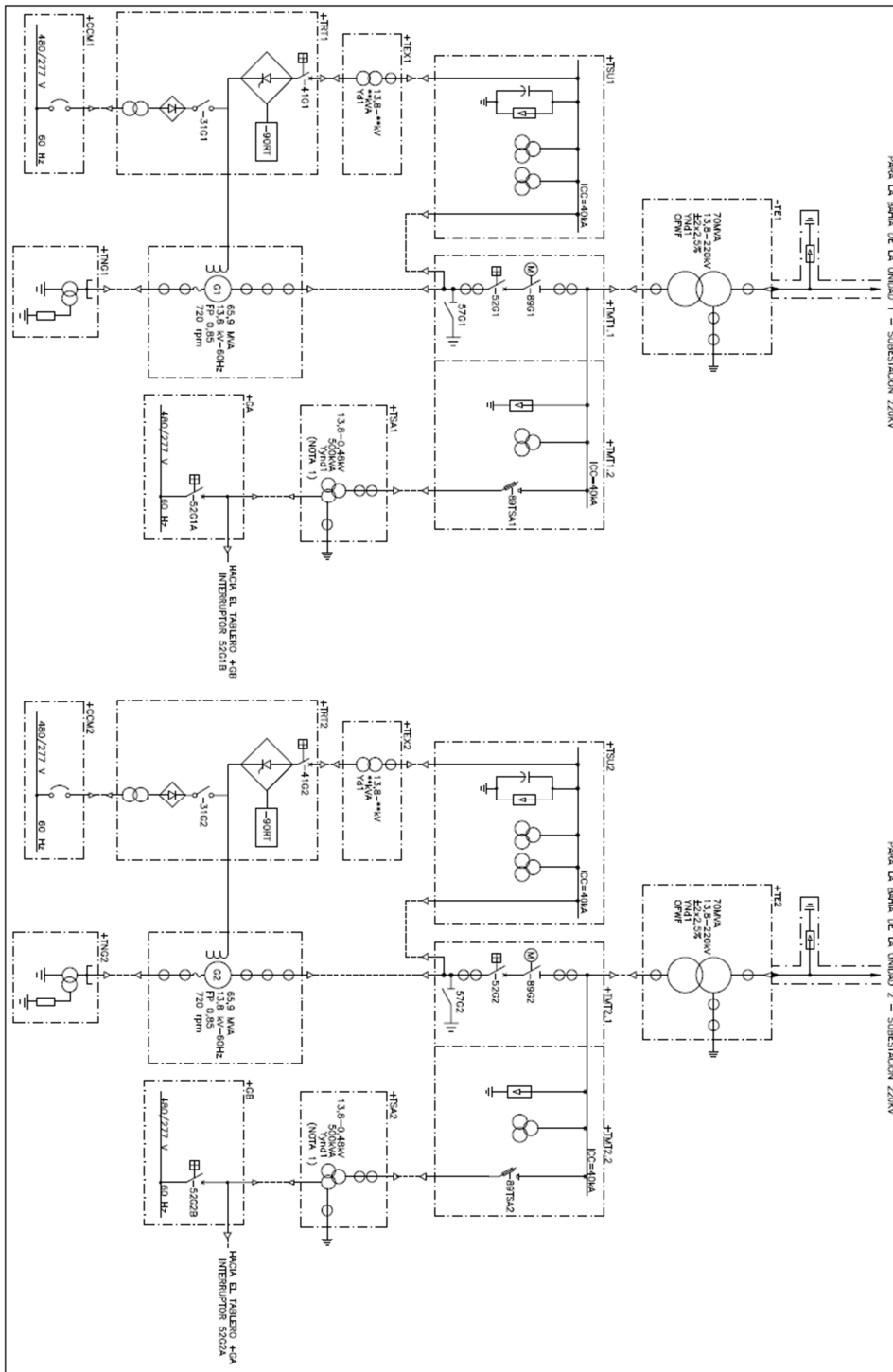


Figura 1.14 - Schema unifilare relativo all'edificio di centrale

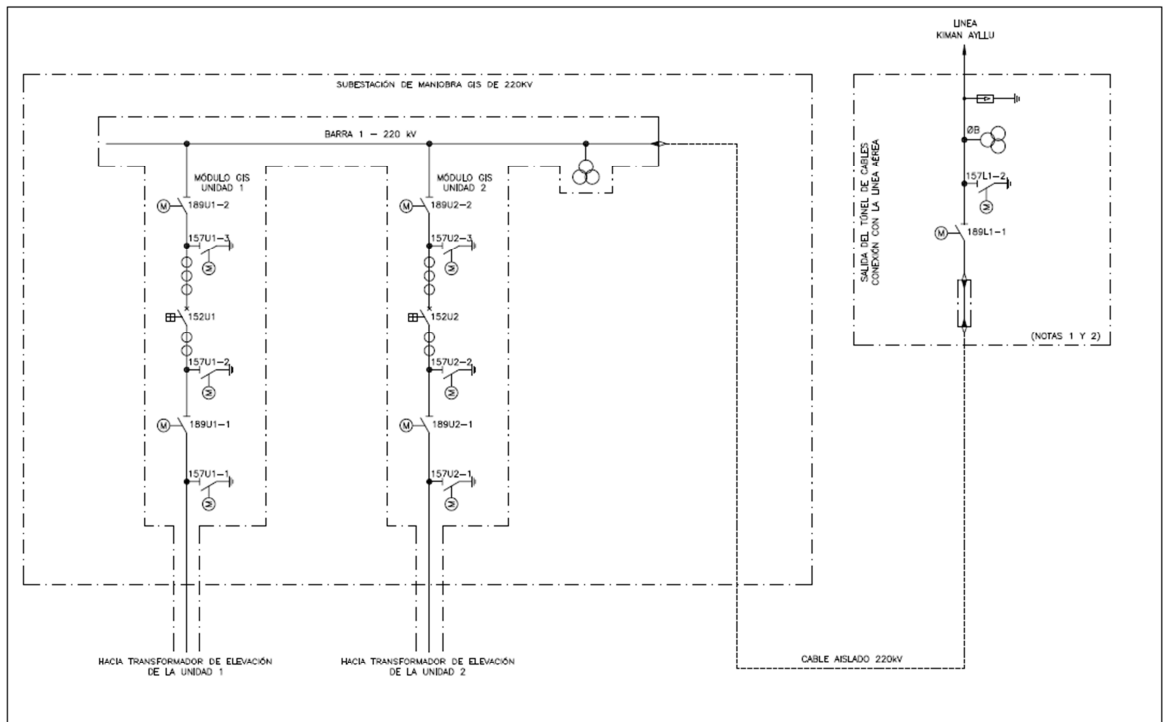


Figura 1.15 - Schema unifilare della sottostazione elettrica esterna

Si deve però precisare che dalla data di creazione del diagramma si è deciso di apporre una sostanziale modifica allo schema di Figura 1.15, ossia quella di sostituire la sottostazione elettrica GIS (*gas insulated substation*), che prevede l'utilizzo di componenti isolati totalmente in SF6, con l'innovativo modulo di interruzione ibrido (isolamento combinato aria-SF6) denominato *PASS® (plug and switch system)* che permetterà di far risparmiare al committente del progetto circa 1,3 milioni di \$. Tale modulo (vedi Figura 1.16) integra in un unico componente tutte le funzioni necessarie alla sottostazione: uno o due interruttori, uno o due sezionatori di linea e di terra combinati, isolatori passanti per il collegamento a sistemi a semplice o doppia sbarra nonché i trasformatori di misura (TA), eliminando così il bisogno di componenti separati tipici delle sottostazioni tradizionali isolate in aria (AIS) [9].



Figura 1.16 - *PASS®*

2. LE VERIFICHE RICHIESTE

2.1 QUADRO NORMATIVO

Al fine di ottenere i permessi necessari alla connessione di un nuovo impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili al sistema di trasmissione peruviano, il comitato per le operazioni economiche sul sistema di interconnessione richiede il completamento di uno studio di pre-operatività, come espresso nel documento [3] e come riportato nella norma per le concessioni elettriche N°29178 emanata dallo ministero per l'energia e le miniere del Perù [10]. Lo studio di pre-operatività, per essere successivamente approvato dagli organi supervisor competenti (si legga *OSINERGMIN*) deve essere portato a termine seguendo le linee guida contenute in un documento redatto dal COES-SINAC [11].

In questo documento viene specificato che lo studio di pre-operatività dovrà essere composto da tre parti: le prime due di carattere descrittivo, consistenti in una sintesi delle caratteristiche generali del progetto e delle modalità di connessione alla rete di trasmissione, e la terza di carattere tecnico, denominata *estudios eléctricos*, che ha lo scopo di dimostrare che la centrale in esame non sia causa di effetti negativi sul sistema di trasmissione una volta che vi sia stata connessa e sia stata resa operativa. A sua volta la parte relativa agli studi elettrici si dovrà basare principalmente su tre tipologie di simulazione differenti, ed in particolare su:

- l'analisi dei flussi di potenza;
- il calcolo delle correnti di cortocircuito;
- l'analisi della stabilità transitoria;

Questi studi dovranno essere realizzati facendo riferimento all'anno di entrata in funzione della centrale e dovranno considerare diverse configurazioni della rete corrispondenti a differenti scenari per quanto riguarda la produzione e la domanda energetica. I risultati delle simulazioni dovranno soddisfare i requisiti minimi riportati per ciascuna categoria di analisi nei paragrafi che seguono. Come già accennato, gli studi esposti in questo elaborato non sono sostitutivi dell'analisi di pre-operatività vera e propria, ma ne seguono per quanto possibile i criteri di sviluppo e di accettabilità.

2.2 CRITERI PER L'ANALISI DEI FLUSSI DI POTENZA

Per ciascuno degli scenari di produzione e di domanda, dovrà essere portata a termine l'analisi dei flussi di potenza sia sulla rete in condizioni normali che sulla rete in condizioni di emergenza (nel caso di contingenza semplice, N-1). Di seguito sono riportati i vincoli sulle grandezze elettriche che dovranno essere verificati dai risultati del load flow:

- Rete in condizioni normali: la tensione dovrà mantenersi ad un livello compreso tra $\pm 5\%$ della tensione nominale per ciascuna sbarra nella zona di influenza della nuova centrale; non si ammettono sovraccarichi per quanto riguarda le linee e i trasformatori nell'area di influenza, pertanto il loro grado di carico non dovrà in nessun caso superare il 100% della potenza nominale;
- Rete in condizioni di emergenza: la tensione sulle sbarre della zona di influenza della nuova centrale dovrà mantenersi ad un livello compreso tra 0.9 p.u. e 1.05 p.u.; in questo caso è ammesso un leggero sovraccarico delle linee e dei trasformatori che non dovrà in nessun caso superare il 120% della potenza nominale.

Se la potenza immessa dalla nuova centrale dovesse dar luogo a congestioni in rete sarà compito di chi richiede la concessione (si legga ENERSUR-GDF SUEZ) proporre dei metodi correttivi per porvi rimedio.

Nel presente elaborato sono stati presi in considerazione tutti i casi specificati dalla norma per quanto riguarda i flussi di potenza; inoltre questa fase è stata completata con una ulteriore analisi, non richiesta dallo studio di pre-operatività ma utile all'azienda presso la quale è stato svolto il tirocinio: sono stati calcolati i flussi di potenza dal lato della centrale (invece che dal lato della rete) in diverse modalità di regolazione dei generatori, al fine di verificare che i livelli di tensione sulle sbarre interne all'impianto rimanessero entro soglie accettabili e che i componenti dell'impianto non risultassero mai sovraccarichi. Infine si è indagato sulla possibilità di installare una terna di cavi in meno (rispetto alle cinque terne in parallelo originariamente previste) sulla linea MT che collega i generatori ai trasformatori elevatori della centrale.

2.3 CRITERI PER IL CALCOLO DELLE CORRENTI DI GUASTO

Lo studio di pre-operatività richiede di calcolare, per ciascuno degli scenari considerati, le correnti di cortocircuito trifase, bifase a terra e monofase a terra nelle sbarre di centrale e nelle sbarre ad essa vicine. I risultati ottenuti dovranno essere coerenti con le grandezze

medie messe in gioco nella rete di trasmissione dai cortocircuiti per i vari livelli di tensione, e serviranno, oltre ovviamente ad un dimensionamento di massima delle protezioni da installare nell'impianto, per individuare lo scenario più gravoso da riprodurre poi nelle simulazioni dinamiche. In questo elaborato sono state calcolate le sole correnti di cortocircuito trifase, necessarie alle valutazioni preventive che precedono lo svolgimento dell'analisi della stabilità transitoria della centrale.

2.4 CRITERI PER L'ANALISI DELLA STABILITA' TRANSITORIA

Per quanto riguarda le simulazioni dinamiche, lo studio di pre-operatività richiede di valutare l'effetto sulla stabilità transitoria dei generatori di centrale quando si verifichino i seguenti eventi:

- cortocircuiti sulle sbarre di centrale e sulle sbarre limitrofe, con intervento delle protezioni dopo un tempo tipico di 100 ms;
- cortocircuiti nei collegamenti di trasmissione vicini alla centrale con relativo intervento delle protezioni dopo un tempo critico di 100 ms. Le protezioni dovranno far aprire sia la linea guasta che le linee ad essa vicine, e dovranno simulare una richiusura di successo dopo il tempo morto tipico per le reti AT di 500 ms.

In entrambe le simulazioni si dovrà fare in modo che durante i guasti la centrale rimanga connessa alla rete, in maniera tale da poter valutare l'evoluzione temporale delle grandezze elettriche dei suoi generatori negli istanti più critici della simulazione. Inoltre è richiesto il distacco di tutte le apparecchiature rilevanti per il controllo della tensione nell'area di influenza della centrale, in modo da porsi in una situazione cautelativa nei riguardi della stabilità.

Gli obiettivi principali di questo studio sono essenzialmente due: il primo è quello di confrontare la stabilità transitoria di prima oscillazione con i tempi di intervento delle protezioni: in altri termini si deve effettuare una stima del tempo critico di estinzione del guasto che determina la perdita di passo dei generatori della nuova centrale, e verificare che sia in ogni caso superiore a 100 ms; il secondo obiettivo invece è quello di verificare che durante gli eventi simulati siano sempre rispettati i seguenti vincoli operativi:

- nessuno dei generatori del SEIN deve perdere il sincronismo con la rete;
- non devono verificarsi escursioni transitorie di tensione maggiori del 20% della tensione nominale su ciascuna sbarra del sistema;
- devono essere identificate le sovratensioni transitorie di più del 10% della tensione nominale di ciascuna sbarra che permangano per più di 2 secondi.

3. SVILUPPO DEL MODELLO DINAMICO DELLA CENTRALE

3.1 MODELLAZIONE DELLA CENTRALE

Al fine di effettuare gli studi richiesti (presentati nel capitolo 2) si è reso necessario lo sviluppo al calcolatore di un modello dinamico della centrale e della rete di trasmissione alla quale esso deve essere connesso. Lo strumento utilizzato a questo scopo è il programma di calcolo *PowerFactory*® 14.0 della software house tedesca *DigSILENT*¹². Questo programma è molto usato in ambito ingegneristico per quanto riguarda l'analisi di sistemi elettrici anche complessi: non a caso esso viene impiegato attualmente dal settore R&D degli operatori elettrici nazionali *Terna* ed *ENEL* e dalle principali aziende del settore.

DigSILENT PowerFactory® offre la possibilità, tramite un'interfaccia grafica molto curata, di creare il proprio schema unifilare e di associare a ciascun elemento del diagramma uno o più schema a blocchi che possono rappresentare i suoi organi di protezione, il suo sistema di controllo o più in generale il suo comportamento dinamico. Per definire la funzione di trasferimento dei vari blocchi è possibile scegliere da una libreria oppure usare un linguaggio di programmazione specifico chiamato DSL (*DigSILENT Simulation Language*). Una volta creato il modello, il software permette di effettuare una grande quantità di studi su di esso, sia di tipo statico che di tipo dinamico, in accordo con le più aggiornate normative in materia elettrica. Le funzioni di simulazione integrate nel programma sono principalmente:

- Analisi dei flussi di potenza;
- Calcolo delle correnti di cortocircuito;
- Analisi armonica;
- Simulazioni di tipo RMS nel dominio del tempo;
- Simulazioni di tipo EMT nel dominio del tempo;
- Elaborazioni di ottimizzazione;
- Implementazione dei sistemi di protezione;
- Analisi modali e agli autovalori.

I risultati delle simulazioni possono essere visualizzati direttamente sul diagramma unifilare all'interno di etichette apposite oppure è possibile generare tabelle e grafici delle grandezze che si vogliono monitorare [12].

¹² Acronimo che sta per "Digital Simulation and Electrical Network Calculation Program"

3.1.1 SCHEMA UNIFILARE

Facendo riferimento allo schema elettrico presentato in Figura 1.14 e in Figura 1.15 del capitolo 1 è stato disegnato il seguente diagramma unifilare:

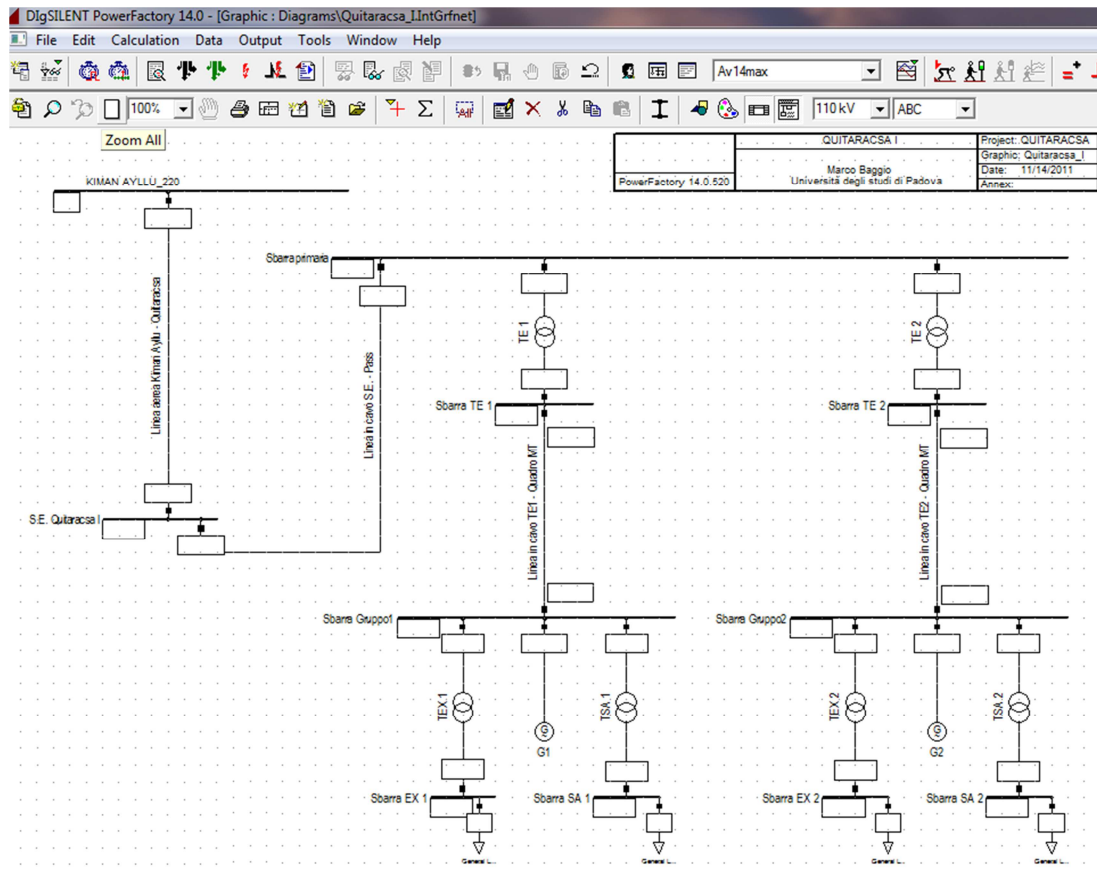


Figura 3.1 Diagramma unifilare dell'impianto disegnato con DigSILENT PowerFactory® 14.0

Nei paragrafi successivi verranno descritti i modelli matematici dei componenti utilizzati nello schema e verranno esposti i calcoli che hanno preceduto l'inserimento dei parametri corretti di ciascun elemento.

3.1.2 MODELLO DEI GENERATORI

Il modello dinamico utilizzato per la macchina sincrona a poli salienti è descrivibile da un sistema di equazioni dell'ottavo ordine ottenuto tramite la trasformazione di Park detta anche trasformazione dq0 che considera le grandezze elettriche come agenti su tre assi (diretto, in quadratura e asse "zero"). Le formule implementate dal software sono:

- Equazioni della tensione a statore:

$$u_d = r_s i_d + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_d}{dt} - n\psi_q \quad (3.1)$$

$$u_q = r_s i_q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_q}{dt} - n\psi_d \quad (3.2)$$

$$u_0 = r_s i_0 + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_0}{dt} \quad (3.3)$$

Dove r_s è la resistenza di statore, ω_n la velocità angolare del rotore, e i e ψ rispettivamente le componenti di corrente e di flusso lungo i tre assi considerati.

- Equazioni della tensione a rotore:

$$u_e = r_e i_e + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_e}{dt} \quad (3.4)$$

$$0 = r_D i_D + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_D}{dt} \quad (3.5)$$

$$0 = r_Q i_Q + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_Q}{dt} \quad (3.6)$$

Dove il pedice e indica le grandezze negli avvolgimenti di eccitazione, il pedice D le grandezze sull'avvolgimento smorzatore posto lungo l'asse diretto ed il pedice Q le grandezze sull'avvolgimento smorzatore posto lungo l'asse in quadratura; Ovviamente u_D e u_Q sono nulli in quanto gli avvolgimenti smorzatori vengono cortocircuitati.

- Equazioni del moto:

$$\frac{J\omega_n^2}{p_z^2 P_r} \frac{dn}{dt} = T_a \frac{dn}{dt} = t_m + t_e \quad (3.7)$$

$$\text{con} \quad t_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad (3.8)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_n n \quad (3.9)$$

Dove J è la costante d'inerzia della macchina, p_z il numero di coppie polari, P_r la potenza nominale, T_a la costante di tempo di accelerazione, t_m la coppia meccanica e t_e la coppia elettrica [13].

Oltre all'inserimento nel modello dei dati del generatore già mostrati nel capitolo 1, si è definita per punti la curva caratteristica a vuoto del generatore in modo da dare informazioni sulla sua saturazione; per far ciò si è fatto riferimento alla curva 3 contenuta nell'Appendice E e si è ottenuta la seguente curva:

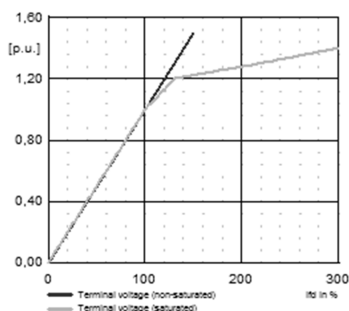


Figura 3.2 – Caratteristica a vuoto disegnata per punti

Per far funzionare il generatore nel punto di lavoro desiderato si sono inseriti i valori relativi alla potenza erogata, alla scelta del controllo (PV o PQ), e alla tensione ai morsetti o al cosφ desiderato: tali valori variano in base al tipo di simulazione effettuata.

Si è inoltre messo a terra il centro stella del generatore mediante resistenza: in realtà il centro stella del generatore è messo a terra tramite il primario di un trasformatore che al secondario presenta una resistenza di 4 Ω, quindi si è riportata tale resistenza al primario e si è inserito nel modello il valore:

$$R_{primario} = \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2 \cdot R_{secondario} = \left(\frac{13.8k/\sqrt{3}}{0.5k}\right)^2 \cdot 4 \cong 1016 \Omega \quad (3.10)$$

Infine si è definita per punti la curva di capability del generatore, in modo da impostare i limiti operativi per quanto riguarda la potenza attiva e reattiva. Facendo riferimento alla Figura 1.8, si è ottenuto:

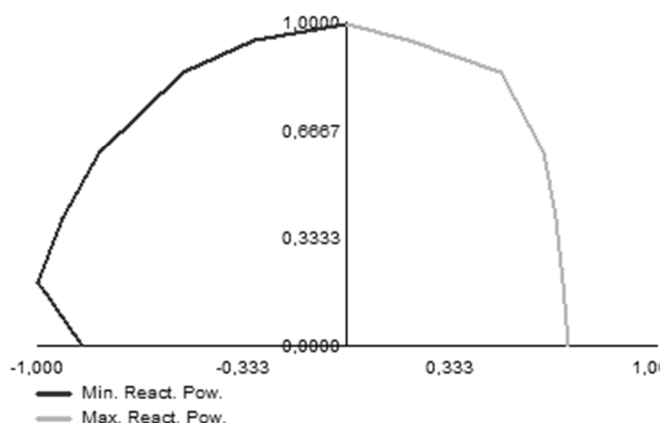


Figura 3.3 - Curva di capability disegnata per punti

3.1.3 MODELLO DEI TRASFORMATORI

Per simulare il funzionamento dei trasformatori il programma utilizza dei modelli molto dettagliati, con degli schemi equivalenti diversi per le varie sequenze e per i vari gruppi, che offrono la possibilità di inserire il variatore di tacche al primario o al secondario e di farlo agire in maniera automatica durante le simulazioni effettuate. Di seguito vengono mostrati due modelli particolarmente esemplificativi tra quelli utilizzati dal software:

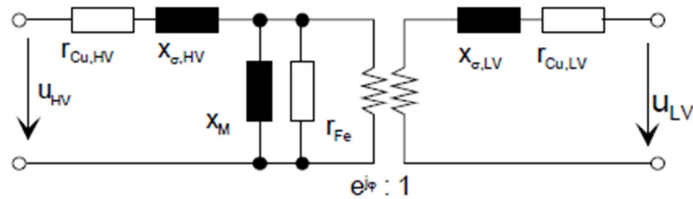


Figura 3.4 - Modello del trasformatore alla sequenza diretta

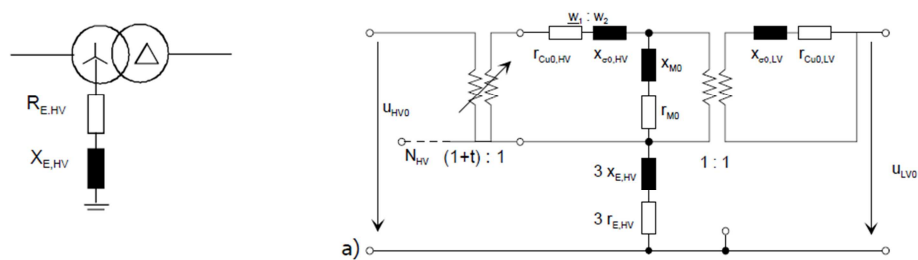


Figura 3.5 - Modello del trasformatore Yd alla sequenza omopolare con variatore di tacche al primario

Le relazioni tra i parametri inseriti nel modello ed i parametri del modello matematico sono espresse dalle equazioni seguenti:

$$Z_{r,HV} = \frac{U_{r,HV}^2}{S_r} \quad (3.11)$$

$$Z_{r,LV} = \frac{U_{r,LV}^2}{S_r} \quad (3.12)$$

$$z_{SC} = \frac{u_{SC}}{100} \quad (3.13)$$

$$r_{SC} = \frac{P_{Cu}/1000}{S_r} \quad (3.14)$$

$$x_{SC} = \sqrt{z_{SC}^2 - r_{SC}^2} \quad (3.15)$$

$$r_{Cu,HV} = \gamma_{R,HV,1} \cdot r_{SC} \quad (3.16)$$

$$r_{Cu,LV} = (1 - \gamma_{R,HV,1}) \cdot r_{SC} \quad (3.17)$$

$$x_{\sigma,HV} = \gamma_{X,HV,1} \cdot x_{SC} \quad (3.18)$$

$$r_{\sigma,LV} = (1 - \gamma_{X,HV,1}) \cdot x_{SC} \quad (3.19)$$

$$z_M = \frac{1}{i_0/100} \quad (3.20)$$

$$r_{fe} = \frac{S_r}{P_{fe}/1000} \quad (3.21)$$

$$X_M = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{z_M^2} - \frac{1}{r_{fe}^2}}} \quad (3.22)$$

Dove i pedici HV ed LV indicano rispettivamente le grandezze sul lato alta tensione e sul lato bassa tensione, i pedici SC indicano le grandezze in corto circuito ed i pedici r le grandezze nominali [14].

Ciascuno dei modelli di trasformatore è stato impostato con le informazioni di cui al paragrafo 1.2.5. A completamento del settaggio sono stati inseriti i valori delle impedenze alla sequenza omopolare che sono state determinate secondo le note relazioni [15]:

- Trasformatori di tipo Dyn (trasformatore elevatore e di eccitazione): le correnti di sequenza zero circolano al secondario e nel triangolo del primario per cui si ha:

$$\dot{Z}_{cco} \cong \dot{Z}_{cc} \quad (3.23)$$

$$Z_{vo} \cong (10 \div 20)Z_{cc} \quad (3.24)$$

- Trasformatori di tipo Yyn (trasformatore servizi ausiliari): le correnti omopolari circolano solo al primario per cui vale solo la relazione (3.24) ma non la (3.23).

3.1.4 MODELLO DEI CARICHI

Il modello utilizzato da *DigSILENT PowerFactory*® per simulare un carico è in realtà una composizione di elementi statici e dinamici in modo da rendere questo componente utilizzabile in tutti i tipi di analisi e non solo per il calcolo dei flussi di potenza, come mostrato in Figura 3.6.

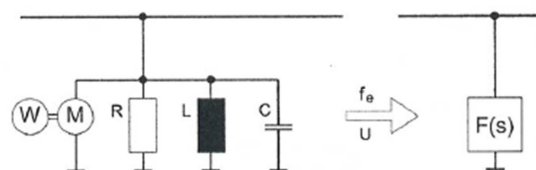


Figura 3.6 - Schema circuitale dell'elemento *general load*

La parte statica è modellizzata come un'impedenza costante, definita dai parametri R,L e C oppure da P e Q, mentre la parte dinamica è modellizzata come un carico con variazione lineare o non lineare con la tensione e con la frequenza. Nel caso in esame si è considerato il carico lineare e quindi il modello dinamico utilizzato è il seguente:

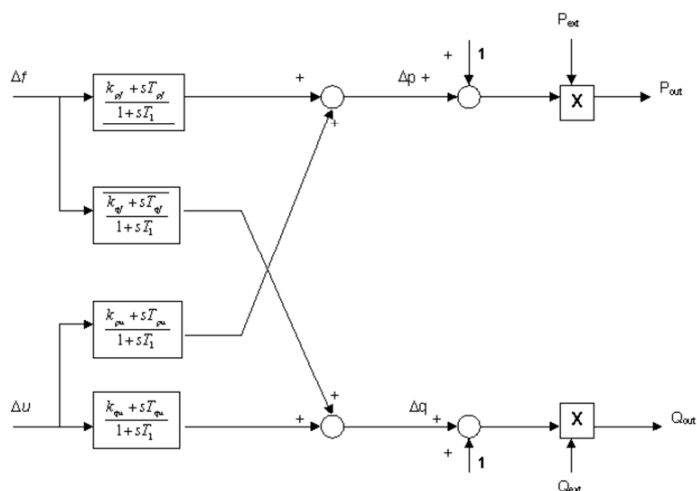


Figura 3.7 - Modello dinamico di un carico lineare

Dove k_f e k_u sono i coefficienti di proporzionalità del carico con frequenza e tensione [16].

Nel caso in esame i carichi interni all'impianto sono fondamentalmente i servizi ausiliari ed il sistema di eccitazione dei due alternatori. Non disponendo dei dati effettivi su tali carichi si è pensato di modellarli in maniera da mettere alla prova l'impianto e quindi sono stati configurati per l'assorbimento di una potenza pari all'80% di quella di dimensionamento dei trasformatori cui sono collegati, cioè 383 kVA per quanto riguarda il sistema di eccitazione (sovrastima) e 400 kVA per quanto riguarda i servizi ausiliari. Quest'ultimo è un dato coerente considerato che negli impianti idroelettrici, di norma, i servizi ausiliari richiedono una potenza di entità compresa tra lo 0,25% ed il 2,5% della potenza complessiva prodotta dalla centrale [17]. Inoltre ricorrendo alla regola pratica che vede la percentuale di potenza richiesta dagli ausiliari diminuire all'aumentare del salto¹³, è lecito posizionarsi sulla fascia medio bassa di questo range. Nella modello di ciascun carico, oltre alla potenza assorbita, sono stati inseriti i valori del $\cos\phi$ ed è stata dichiarata la simmetria e la linearità delle utenze.

3.1.5 MODELLO DELLE LINEE

Il software utilizzato può fare riferimento, a scelta dell'utente, sia al modello di linea a parametri uniformemente distribuiti che a quello semplificato a parametri concentrati. Per modellare le linee della centrale in esame si è scelto il modello a parametri concentrati, vista la loro esigua lunghezza e vista la frequenza di 60 Hz utilizzata dalla rete peruviana. Il

¹³ A parità di potenza generata

modello a parametri concentrati infatti, oltre allo studio di regimi stazionari, permette anche quello dei regimi transitori, a patto che la lunghezza delle linee non sia superiore ai 250 km e che la frequenza sia prossima a quella industriale. Il circuito a π equivalente a cui si deve far riferimento è pertanto il seguente:

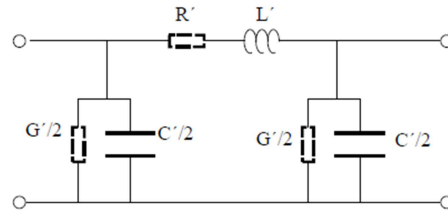


Figura 3.8 - Modello a parametri concentrati

Quindi i parametri inseriti nel modello (paragrafo 1.2.6) vengono così elaborati dal programma [18]:

$$Z_{\pi} = Z' \cdot l = R' \cdot l + j\omega \cdot L' \cdot l \quad (3.25)$$

$$Y_{\pi} = \frac{1}{2} \cdot (G' \cdot l + j\omega \cdot C' \cdot l) \quad (3.26)$$

Per ciascuna linea si sono dovuti affrontare dei calcoli al fine di completare l'inserimento dei dati, riguardanti l'adeguamento della portata alla posa, l'eventuale adeguamento delle resistenze (da dc ad ac), l'adeguamento delle reattanze alla frequenza di esercizio e il calcolo delle impedenze alla sequenza omopolare. Di seguito sono riportati i calcoli effettuati per ciascuna tipologia di linea:

- Linea in cavo MT: i cavi che collegano l'interruttore del generatore al quadro MT hanno da catalogo una portata di 1190 A per posa in aria e cavi in piano. Questo valore va moltiplicato per due coefficienti correttivi: il primo tiene conto del fatto che la temperatura ambiente prevista nel sito di posa (14°C) è diversa da quella di riferimento (30°C). Tale coefficiente vale 1,12. Il secondo coefficiente tiene conto del numero di passerelle impiegate e del numero di cavi entro ogni passerella. Esso vale 0,9. La portata effettiva del cavo nelle condizioni ambientali e di posa considerate risulta pertanto essere:

$$I = 1190 \cdot 1.12 \cdot 0.9 = 1190 \cdot 1,008 \cong 1200 [A] \quad (3.27)$$

Per portare la reattanza di fase a 50Hz alla frequenza di esercizio, che è di 60 Hz, si utilizza la seguente relazione:

$$l = \frac{X_{50Hz}}{2 \cdot \pi \cdot 50} = \frac{0.15}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 0.48 \text{ mH}/km \quad (3.28)$$

$$X_{60Hz} = 2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot l = 0.18 \text{ } \Omega/km \quad (3.29)$$

Per quanto riguarda l'impedenza alla sequenza zero si considera l'assenza del neutro e quindi si fa corrispondere Z_0 alla reattanza capacitiva del cavo alla sequenza diretta e cioè si considera $\dot{Z}_0 \cong -j \frac{1}{\omega C}$;

- Linea in cavo AT: La portata di questi cavi, per la posa considerata, è di 1170 A che moltiplicata per il fattore correttivo per la temperatura che vale 1,19 diventa 1392 A; Per questa linea è necessario correggere il valore della resistenza che viene dato in dc, mentre il sistema si trova in ac a 60 Hz. Se si considera però che il cavo *Milliken* utilizzato è composto da un conduttore diviso in settori isolati e smaltati tra loro, e se si pensa che questa configurazione minimizza sia l'effetto pelle che l'effetto di prossimità, si può assumere con buona approssimazione che il rapporto $\frac{r_{ac}}{r_{dc}}$ tenda a 1. Rimane inteso che il valore di resistenza deve comunque essere riportato alla temperatura di esercizio, che per linee in cavo è 90°C. Si ha pertanto:

$$r_{90} = r_{20} \cdot (1 + \alpha_{Al} \Delta t) = 0,0186 \cdot [1 + (4,03 \cdot 10^{-3} \cdot 70)] = 0,0238 \Omega/km \quad (3.30)$$

Con α_{Al} coefficiente di temperatura per l'alluminio e Δt differenza di temperatura. Per l'impedenza alla sequenza omopolare si sono considerate le seguenti relazioni per un calcolo di massima:

$$r_0 \cong 4 \cdot r \quad (3.31)$$

$$l_0 \cong 4 \cdot l \quad (3.32)$$

$$c_0 \cong c \quad (3.33)$$

- Linea aerea AT: per la linea aerea che collega la sottostazione elettrica *Quitarcasa* alla stazione elettrica *Kiman Ayllu* è stato sufficiente intervenire sul valore di resistenza. In particolare:

$$r_{50} = r_{20} \cdot (1 + \alpha_{Al} \Delta t) = 0,0625 \cdot [1 + (4,03 \cdot 10^{-3} \cdot 30)] = 0,070 \Omega/km \quad (3.34)$$

Inoltre si è ritenuto opportuno moltiplicare il valore così ottenuto per un fattore 1,04 che tenga conto sia del leggero effetto pelle che si ottiene nell'utilizzare i conduttori in ac, sia di altri piccoli fenomeni che possono influire sul suo valore quali la corrente che circola sulla lega di alluminio, i vari contatti in corrispondenza degli isolatori ed una piccola perdita per isteresi dovuta ad eventuali colli morti in prossimità dei tralicci. Quindi il valore di resistenza inserito nel modello vale:

$$r = r_{50} \cdot 1,04 = 0,0728 \Omega/km \quad (3.35)$$

Infine si è reso necessario stimare un valore di capacità trasversale, visto che non si dispone di tale dato; Si è scelto un valore di $12 \frac{nF}{km}$.

3.1.6 IL FRAME DI REGOLAZIONE

Il modello sviluppato deve essere adatto anche alle simulazioni dinamiche per portare a compimento lo studio sulla stabilità transitoria della centrale. Si devono sviluppare perciò degli schemi a blocchi da associare ad alcuni elementi dell'impianto in modo da descriverne il comportamento dinamico e poterne simulare il controllo.

In questo paragrafo viene mostrato il *frame* di regolazione della macchina sincrona utilizzato nel modello (Figura 3.9), cioè il diagramma che definisce come devono essere connessi tra di loro tutti gli schemi a blocchi che verranno successivamente inseriti.

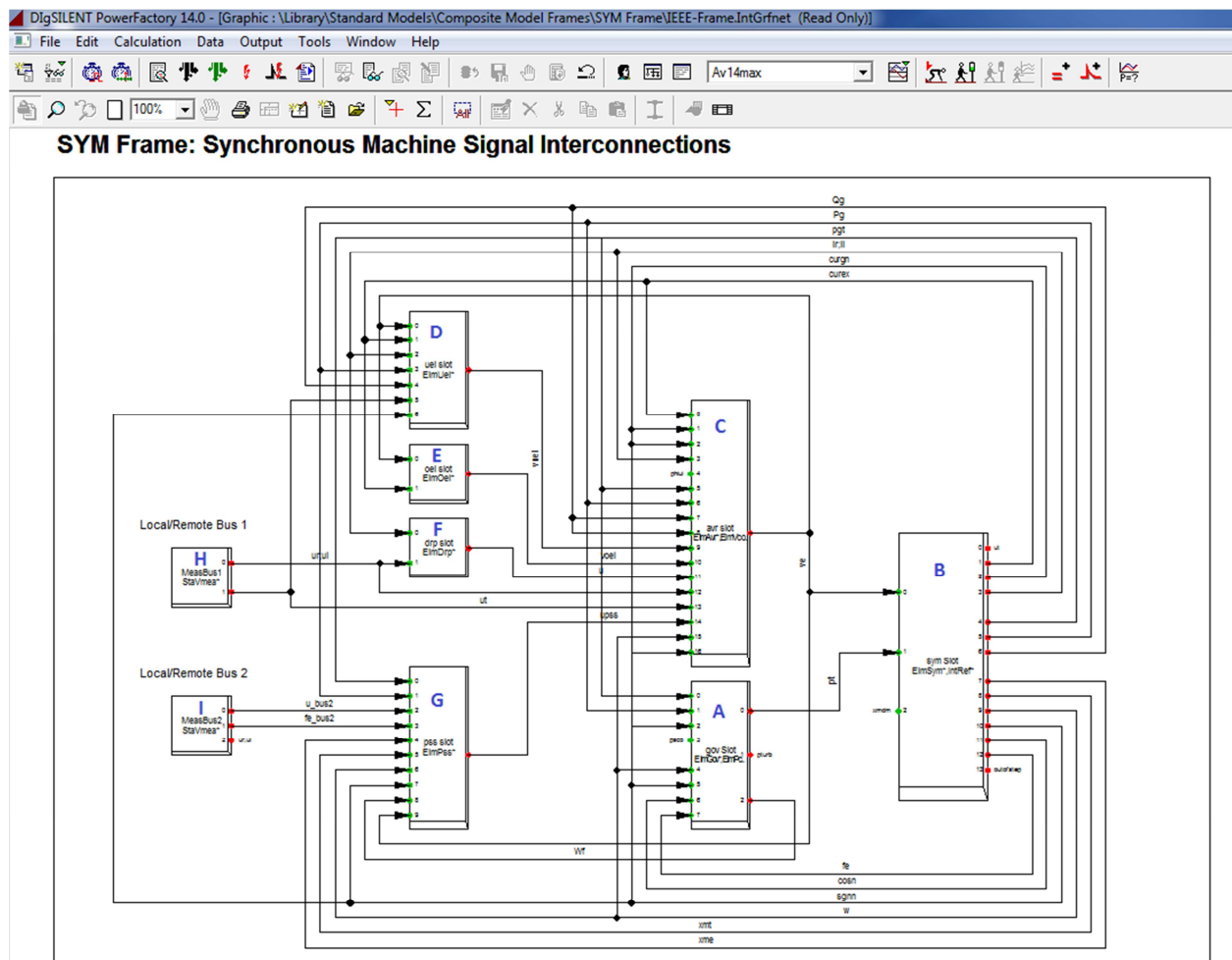


Figura 3.9 - Frame di regolazione della macchina sincrona

Nel *frame* di regolazione sono esplicitate le modalità con le quali viene gestito lo scambio delle grandezze tra i vari schemi a blocchi e vengono identificate tutte le variabili che entrano in gioco. Il *frame* è quindi una struttura vuota, una sorta di telaio che dovrà essere riempito con i blocchi desiderati. Si è cercato di sviluppare un *sym-frame* che rispettasse al meglio le caratteristiche del sistema di eccitazione della centrale *Quitarcscs*, e quindi che prevedesse, oltre all'inserimento del regolatore della turbina idraulica (A) e del generatore (B), anche l'inserimento dei seguenti dispositivi:

- un AVR di tipo statico (C)
- un limitatore di sottoeccitazione (D) e un limitatore di sovraeccitazione (E)
- un blocco per la compensazione reattiva (F)
- un *power system stabilizer* (G)
- un TV per la misura della tensione a valle degli interruttori di generatore, cioè sulla barra di cui si vuole regolare la tensione (H)
- un TV per la misura della tensione ai morsetti del generatore (I).

3.1.7 I BLOCCHI INSERITI

Per definire i blocchi dei trasformatori di misura (H ed I di figura 3.9), che avranno il compito di prelevare istante per istante i segnali di tensione da regolare, è sufficiente inserire nei punti opportuni dello schema unifilare due nuovi elementi chiamati *voltage measurement*.

Il blocco di limitazione per sottoeccitazione (D) è stato implementato con un semplice schema a blocchi che controlla che la corrente di eccitazione non superi una certa soglia: al diminuire della tensione di eccitazione, infatti, la corrente di campo aumenta pericolosamente. Per il funzionamento dell'UEL è necessario inserire in ingresso i valori del raggio e le coordinate del centro del cerchio che nella curva di capability rappresenta i punti di funzionamento con la massima corrente di campo termicamente ammissibile. In uscita viene generato un segnale di tensione che viene preso come riferimento in caso che la tensione di eccitazione cali drasticamente.

Il blocco di limitazione per sovraeccitazione (E) consiste invece in uno schema a blocchi che descrive il funzionamento di un relè a tre soglie: per ogni valore di soglia di tensione è necessario definire il tempo di intervento del relè. In caso di superamento delle tensioni di soglia per il tempo prestabilito l'OEL manda all'AVR un segnale limitatore che automaticamente limita la tensione di eccitazione.

Il blocco relativo alla compensazione reattiva (F) implementa la seguente semplice funzione:

$$V_{out} = | \overline{V}_{in} + jX_E \cdot \overline{I}_{in} | \quad (3.36)$$

dove \overline{V}_{in} rappresenta il vettore medio della tensione misurata dal TV "H", \overline{I}_{in} rappresenta il vettore medio della corrente del generatore ed X_E rappresenta la reattanza di compensazione, che deve essere posta pari alla reattanza che effettivamente esiste tra i morsetti di macchina e il punto di rilevamento della tensione.

Il blocco del regolatore della turbina (A) è stato scelto dalla libreria interna di *DigSILENT PowerFactory*®, tra quelli per turbine di tipo idraulico, in modo da permettere il settaggio dei parametri delle costanti di tempo della colonna d'acqua (*water way inertia, water way time constants*): questi dati sono stati trovati nello studio dinamico della turbina affrontato dall'azienda costruttrice della macchina idraulica stessa [19]. In questo modo il comportamento dinamico del modello risulta ancora più fedele al comportamento reale della centrale.

Per quanto riguarda lo schema a blocchi del PSS, si è scelto dalla libreria interna del programma un diagramma già esistente: questa operazione è stata possibile senza perdere la fedeltà del modello, grazie alla presenza in detta libreria di una cartella contenente una serie di modelli dinamici fatti nel pieno rispetto delle norme IEEE: è stato quindi inserito il modello corrispondente al *power system stabilizer* del tipo PSS2A, come quello che verrà installato nella centrale in esame.

Gli schemi a blocchi dei limitatori UEL e OEL, del *turbine governor* e del PSS sono mostrati nell'Appendice G, mentre lo schema a blocchi dell'AVR, che è stato giudicato di fondamentale interesse per la trattazione delle simulazioni effettuate, è spiegato più dettagliatamente nel paragrafo 3.1.8.

3.1.8 SCHEMA A BLOCCHI DEL REGOLATORE DI TENSIONE

Con l'intento di inserire nel modello un AVR il più possibile corrispondente a quello che sarà installato realmente nella centrale, ossia un regolatore statico del tipo IEEE ST2A (come specificato nel paragrafo 1.2.4), si è attinto ancora una volta dalla libreria interna di *DigSILENT PowerFactory*®. Nella Figura 3.10 è mostrato lo schema a blocchi effettivamente utilizzato.

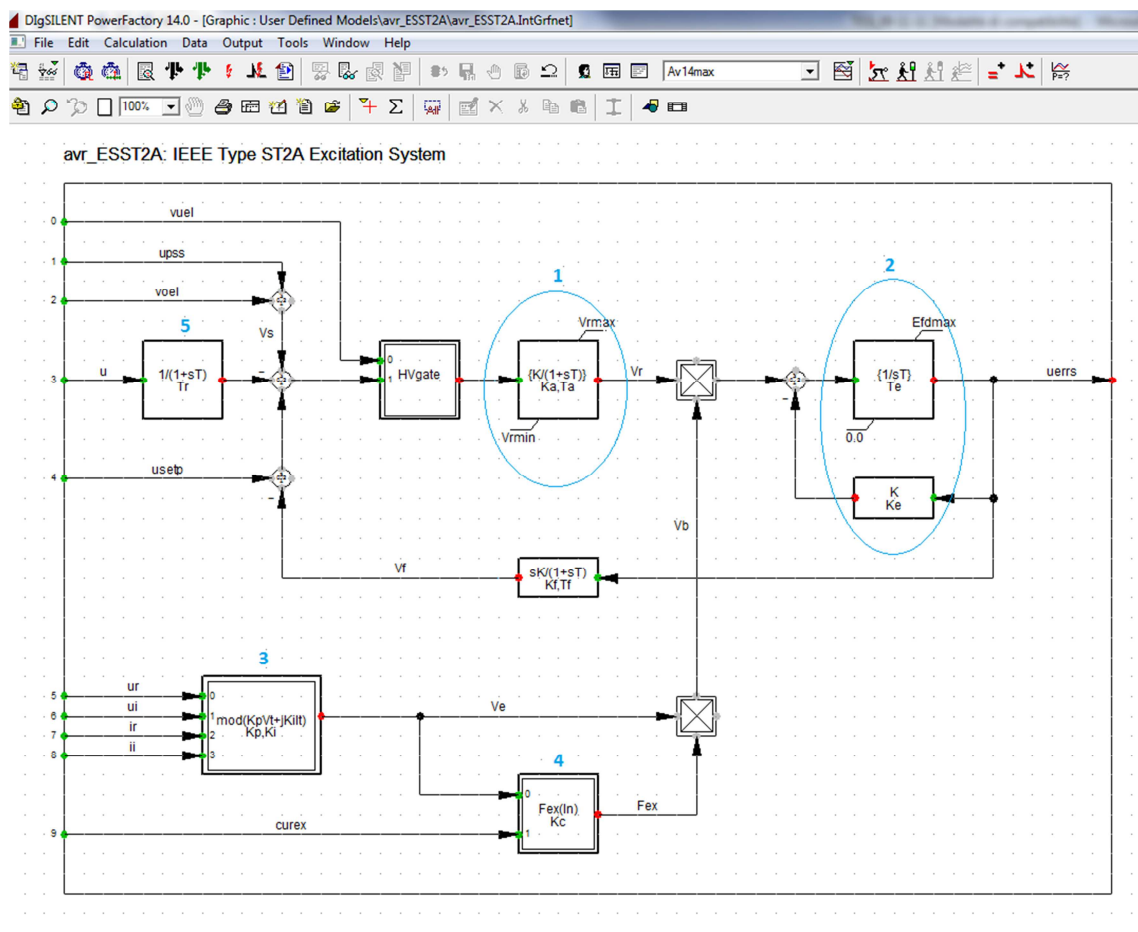


Figura 3.10- Schema a blocchi dell'AVR

Questo tipo di AVR è anche noto con il nome di *compound-source rectifier exciter*. Il blocco preposto alla regolazione vera è propria è il blocco 1 di figura 3.10. Esso contiene la funzione di trasferimento di un controllore PID, approssimata con un sistema del primo ordine con ritardo, la cui $f dt$ è la seguente:

$$f dt_{(1)} = \frac{K_a}{1 + sT_a} \quad (3.37)$$

Il blocco 2 invece modella il comportamento dell'eccitatrice, implementando la seguente funzione di trasferimento:

$$f dt_{(2)} = \frac{1}{sT_e} \quad (3.38)$$

dove T_e è la costante di tempo associata all'induttanza dei suoi avvolgimenti. Il modello di AVR utilizzato è particolarmente accurato perché contiene dei blocchi (3 e 4) che permettono di considerare la caduta di tensione sull'impedenza interna del trasformatore di eccitazione e gli effetti di commutazione del raddrizzatore statico. Questi effetti alterano i processi di commutazione e causano l'andamento fortemente non lineare della caratteristica esterna del raddrizzatore, come mostrato nella figura seguente:

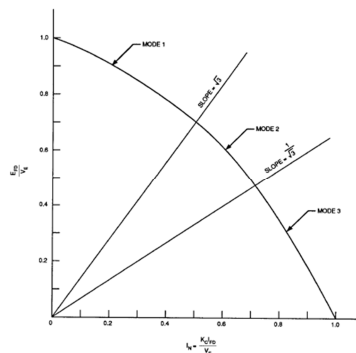


Figura 3.11 - Caratteristica di regolazione del raddrizzatore trifase a ponte intero

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:

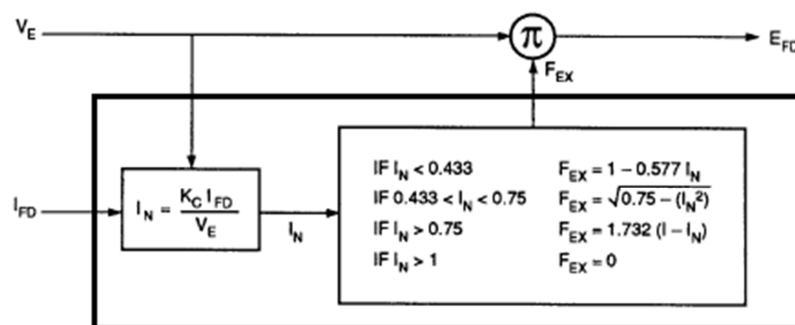


Figura 3.12 – Contenuto del blocco 4 dell'AVR

Dove V_E rappresenta la tensione sul secondario del trasformatore di eccitazione, I_{FD} e V_{FD} la corrente e la tensione di eccitazione ed F_{EX} il coefficiente che permette di tener conto della non linearità della caratteristica esterna del raddrizzatore [20].

Infine il blocco 5 permette di considerare un ritardo dovuto ai dispositivi di misura che forniscono in ingresso i valori di tensione. La configurazione scelta per il settaggio dei parametri del regolatore è la seguente:

Tabella 3.1 - Settaggio dei parametri dell'AVR

T_r = measurement delay	0,02 [s]
K_a = controller gain	100 [p.u.]
T_a = controller time constant	0,02 [s]
T_e = excitor time constant	0,5 [s]
K_e = excitor constant	0,9 [p.u.]
K_f = stabilization path gain	0,01 [p.u.]
T_f = stabilization path time constant	0,3 [s]
K_c = excitation current factor	0,2 [p.u.]
K_p = voltage factor	8,5 [p.u.]
K_i = current factor	0,5 [p.u.]
V_{rmin} = controller minimum output	-5 [p.u.]
V_{rmax} = controller maximum output	5 [p.u.]
$E_{FD,max}$ = excitor maximum output	5 [p.u.]

I parametri che permettono di agire sul regolatore vero e proprio sono K_a , che rappresenta il guadagno proporzionale, e T_a che rappresenta la costante di tempo complessiva del controllore (la costante di tempo derivativa ha natura impropria, ossia non risulta fisicamente realizzabile ma solo approssimabile). I valori di tali parametri restano entro il range ammesso dalla specifica dell'AVR reale, ma essa non rappresenta la taratura definitiva del PID che sarà possibile solo con prove sul campo effettuate ad impianto realizzato.

3.2 MODELLAZIONE DELLA RETE DI TRASMISSIONE

3.2.1 MODELLO DETTAGLIATO DELLA RETE DI TRASMISSIONE PERUVIANA

Il COES SINAC¹⁴ sul suo sito mette a disposizione un archivio compatibile con il software *DigSILENT PowerFactory*® contenente l'intera topologia della rete SEIN [21]. Questo database consente di scaricare gli schemi elettrici di tutto il sistema di trasmissione peruviana comprensivi di generatori, linee e dispositivi di interruzione, regolazione e controllo. Inoltre nello stesso archivio sono modellate le configurazioni della rete negli anni a venire (fino al 2020) che considerano le modifiche e le espansioni che il COES SINAC

¹⁴ *Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional*

prevede di apportare alla rete nel prossimo futuro. Infine per ogni anno sono simulati molteplici scenari di domanda energetica, che corrispondono a diverse condizioni di dispacciamento. Questo preziosissimo archivio è stato reso consultabile proprio per permettere ai titolari dei progetti di nuovi impianti di produzione di simulare l'entrata in servizio delle centrali e di valutarne l'impatto sulla rete.

Il modello della rete, una volta scaricato dal sito e caricato in *DigSILENT PowerFactory*®, appare diviso in 8 grandi zone, ciascuna delle quali corrispondente ad un'area geografica del Perù. Il diagramma che interessa maggiormente lo studio della centrale *Quitaraoca I* è quello relativo all'area denominata "COSTA NORTE 2" (mostrato in figura 3.14) che contiene la sbarra alla quale verrà connessa la centrale e le sbarre ad essa vicine che risentiranno maggiormente della sua entrata in funzione. L'insieme di queste sbarre, situate in prossimità del punto di connessione della centrale, e delle linee che le connettono, compone la cosiddetta "area di influenza", evidenziata a colori nella rete. Nell'analisi dei flussi di potenza in rete, per il calcolo delle correnti di cortocircuito e per lo studio della stabilità dinamica si utilizzerà questo modello dettagliato del sistema di trasmissione, connettendo lo schema unifilare di Figura 3.1 direttamente alla sbarra *Kiman Ayllu* a 220 kV.

3.2.2 MODELLO SEMPLIFICATO DELLA RETE DI TRASMISSIONE PERUVIANA

Per le simulazioni dei flussi di potenza interni all'impianto e per le simulazioni dinamiche che analizzano l'influenza della variazione dei parametri dell'AVR sulle grandezze elettriche alle sbarre della centrale sarà utilizzato un modello semplificato della rete di trasmissione. Questa approssimazione è legittimata dal fatto che la topologia del sistema elettrico influenza in maniera trascurabile i risultati di queste simulazioni; sarà comunque indispensabile settare la potenza di cortocircuito e la corrente massima di cortocircuito della rete semplificata ad un valore prossimo a quello reale.

L'elemento della libreria di *DigSILENT PowerFactory*® che modella una rete è chiamato "external grid" (Figura 3.13): esso sarà impostato come nodo di saldo per l'analisi dei flussi di potenza.

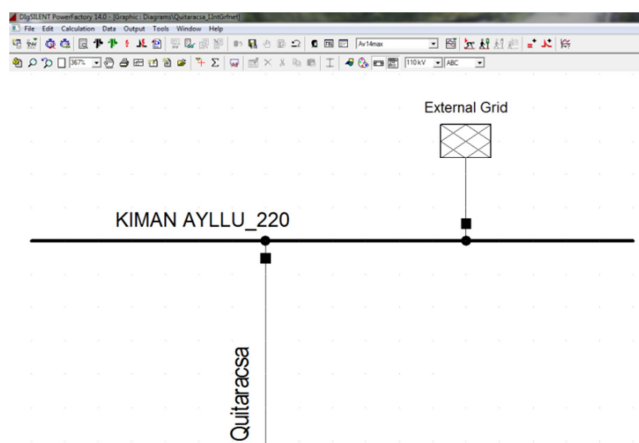


Figura 3.13 – Connessione dell'external grid alla sbarra 220 kV di centrale

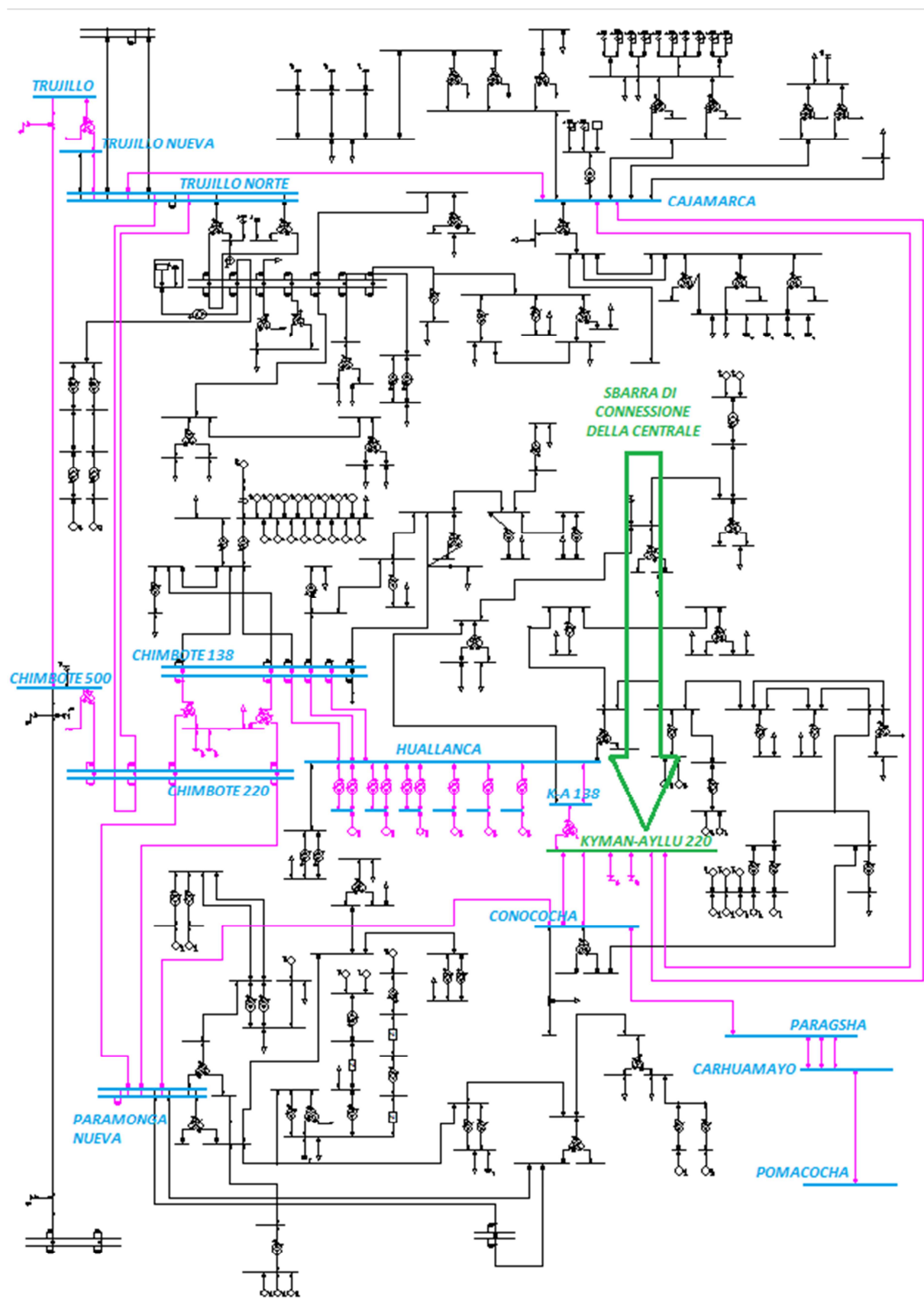


Figura 3.14 - Area "COSTA NORTE 2" del modello dettagliato del SEIN

4. ANALISI DEI FLUSSI DI POTENZA

4.1 SCOPO DELL'ANALISI

L'analisi dei flussi di potenza è uno studio sistematico in regime permanente che permette la valutazione delle principali grandezze in gioco in una rete alla frequenza fondamentale. Le incognite nodali, ossia le tensioni in modulo e fase su tutti i nodi della rete, vengono calcolate a partire da un sistema di equazioni non lineari risolto con un metodo numerico iterativo. Una volta giunti alla soluzione del sistema, è possibile calcolare le correnti in rete grazie alla matrice alle ammettenze nodali che considera la rete passiva. Con i valori delle tensioni e delle correnti in modulo e fase così ottenuti è quindi possibile calcolare i flussi di potenza attiva e reattiva in tutti i rami della rete considerata.

DigSILENT PowerFactory® utilizza come metodo numerico per il calcolo dei flussi di potenza il metodo di Newton-Raphson, in due diverse formulazioni:

- la formulazione classica, adatta allo studio di grandi sistemi di trasmissione che si possono assumere generalmente come simmetrici ed equilibrati. Questa formulazione è stata utilizzata per gli studi qui presentati;
- la formulazione "alle correnti", cioè una formulazione alternativa del problema che agevola la convergenza del metodo per sistemi non simmetrici sbilanciati come ad esempio le reti di distribuzione [12].

Come descritto nel capitolo 2 gli studi di questo tipo richiesti nel caso di connessione della nuova centrale alla rete di trasmissione sono essenzialmente di due tipi: un'analisi dei flussi di potenza in rete, con lo scopo di verificare che non si causino violazioni sui livelli di tensione e di sovraccarico nella zona di influenza di progetto (mostrata in figura 3.14), ed un'analisi dei flussi di potenza interni all'impianto della centrale, allo scopo di verificare che i collegamenti tra i vari elementi dell'impianto siano correttamente dimensionati e corrispondano alla soluzione economica ottima.

4.2 FLUSSI DI POTENZA IN RETE

4.2.1 SCENARI CONSIDERATI

Per lo studio dei flussi di potenza in rete è necessario fare riferimento allo schema unifilare completo della rete di trasmissione peruviana, descritto al paragrafo 3.2.1. In particolare

bisogna utilizzare il modello che riproduce le condizioni della rete nell'anno 2014, cioè l'anno di entrata in funzione della centrale idroelettrica *Quitarcasa I*. Per l'anno considerato sono stati analizzati diversi scenari per quanto riguarda la domanda energetica e le condizioni idrologiche ("*avenida*"=piena, "*estiaje*"=secca, con riferimento al livello idrologico dei fiumi di una determinata area), in particolare:

- *Avenida*, massima domanda energetica
- *Avenida*, media domanda energetica
- *Avenida*, minima domanda energetica
- *Estiaje*, massima domanda energetica
- *Estiaje*, media domanda energetica
- *Estiaje*, minima domanda energetica

I primi tre scenari considerano un dispacciamento energetico basato principalmente sul parco idroelettrico peruviano mentre i secondi tre scenari basano la produzione principalmente sul parco di centrali a combustibile fossile, settando al minimo la generazione delle centrali idroelettriche. Questa differenziazione si è resa indispensabile perché al variare della potenza generata dalle singole centrali del sistema, si modificano sensibilmente i flussi di potenza in rete; di conseguenza possono variare le tensioni su alcune sbarre ed il grado di carico di alcune linee che potrebbero risultare sovraccaricate. Inoltre, presa coscienza del fatto che il periodo di piena corrisponde indicativamente ai mesi da Novembre a Maggio mentre il periodo di secca corrisponde ai mesi da Giugno ad Ottobre, è opportuno considerare nel passaggio da *avenida* a *estiaje* una variazione della domanda da parte delle utenze. Le condizioni di domanda inserite nel modello corrispondono a delle stime effettuate per l'anno 2014 dal COES SINAC [22]; in particolare si sono considerate le seguenti potenze complessive, distribuite tra i carichi della rete come indicato dallo stesso comitato:

Tabella 4.1 - Potenze richieste dai carichi nei vari scenari

Scenario idrologico	Domanda Massima [MW]	Domanda Media[MW]	Domanda Minima [MW]
Avenida	5900,83	5471,47	4064,67
Estiaje	5970,73	5536,47	4114,67

Si sono calcolati i flussi di potenza in due situazioni per quanto riguarda lo stato della rete:

- Condizioni normali: si è verificato il rispetto dei vincoli quando ogni linea ed ogni componente presente in rete funziona correttamente;
- Condizioni di emergenza, contingenza semplice N-1: si è simulato il guasto di alcuni componenti nella zona di influenza della centrale (uno alla volta) e si è verificato il rispetto dei criteri espressi al capitolo 2.

Come nodo di saldo, necessario per i calcoli di load flow, si è preso un nodo di generazione lontano dalla zona di influenza del progetto, in particolare nella zona "CENTRO 1" del modello della rete di trasmissione nazionale, in modo da non influenzare la soluzione nei dintorni della centrale in esame. Di seguito sono riportati i risultati ottenuti.

4.2.2 RISULTATI PER RETE IN CONDIZIONI NORMALI

- Tensioni alle sbarre:

Tabella 4.2 - Tensioni alle sbarre nella zona di influenza della centrale, in condizione di avenida¹⁵

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Domanda Massima		Domanda Media		Domanda Minima	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	502,19	1,00	503,78	1,01	509,68	1,02
TRUJILLO	500	503,13	1,01	505,90	1,01	509,99	1,02
TRUJILLO NUEVA	220	222,35	1,01	223,44	1,02	224,30	1,02
TRUJILLO NORTE	220	222,35	1,01	223,45	1,02	224,27	1,02
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	222,20	1,01	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,53	1,00	221,31	1,01	220,81	1,00
QUITARACSA	220	220,61	1,00	221,34	1,01	220,88	1,00
CONOCOCHA	220	225,26	1,02	224,74	1,02	225,64	1,03
PARAMONGA NUEVA	220	223,57	1,02	222,17	1,01	225,41	1,02
CHIMBOTE 220	220	222,90	1,01	222,74	1,01	224,96	1,02
PARAGSHA	220	224,09	1,02	223,00	1,01	224,50	1,02
CARHUAMAYO	220	224,01	1,02	222,75	1,01	224,31	1,02
POMACOCHA	220	223,57	1,02	222,98	1,01	225,03	1,02
KYMAN-AYLLU 138	138	141,74	1,03	141,75	1,03	141,11	1,02
HUALLANCA	138	143,20	1,04	143,10	1,04	142,33	1,03
CHIMBOTE 138	138	141,68	1,03	140,42	1,02	141,82	1,03
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02	13,94	1,01
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00	13,80	1,00

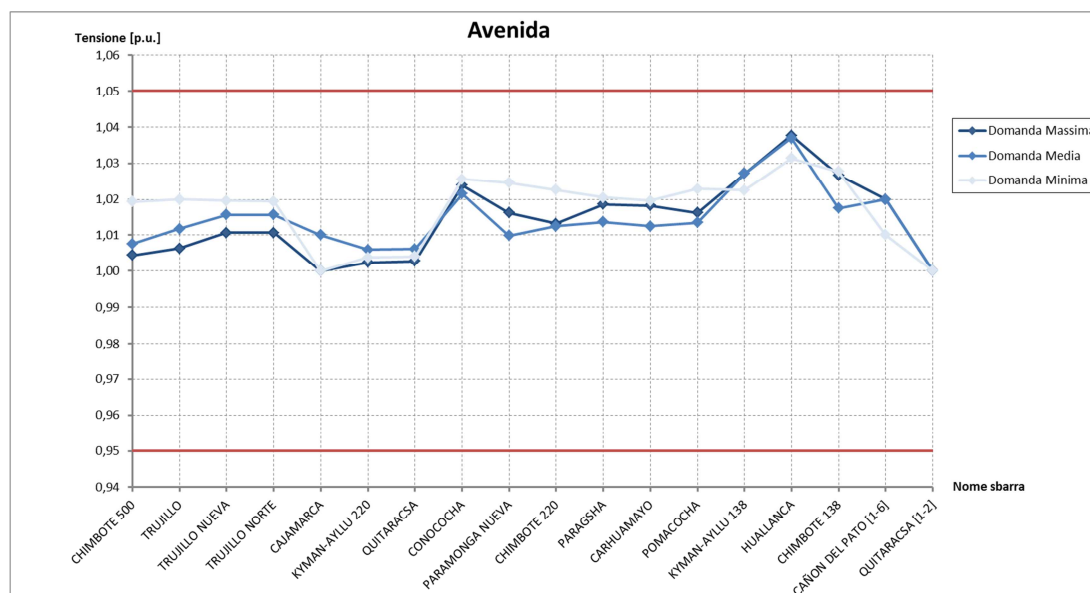


Figura 4.1 - Tensioni alle sbarre nella zona di influenza della centrale, in condizioni di avenida¹⁶

¹⁵ In grassetto sono individuate le sbarre di maggior interesse

¹⁶ In rosso sono tracciate le tensioni limite per la connessione al SEIN

Tabella 4.3 - Tensioni alle sbarre nella zona di influenza della centrale, in condizione di estiaje

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Domanda Massima		Domanda Media		Domanda Minima	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	499,54	1,00	501,58	1,00	504,74	1,01
TRUJILLO	500	500,27	1,00	503,80	1,01	506,26	1,01
TRUJILLO NUEVA	220	221,41	1,01	222,94	1,01	223,35	1,02
TRUJILLO NORTE	220	221,43	1,01	222,96	1,01	223,34	1,02
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	222,20	1,01	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,39	1,00	221,43	1,01	220,93	1,00
QUITARACSA	220	220,48	1,00	221,46	1,01	220,98	1,00
CONOCOCHA	220	224,76	1,02	224,67	1,02	225,19	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,13	1,01	221,48	1,01	223,42	1,02
CHIMBOTE 220	220	222,19	1,01	223,06	1,01	223,78	1,02
PARAGSHA	220	223,11	1,01	222,87	1,01	224,63	1,02
CARHUAMAYO	220	223,08	1,01	222,63	1,01	224,35	1,02
POMACOCHA	220	223,29	1,01	223,02	1,01	224,21	1,02
KYMAN-AYLLU 138	138	141,74	1,03	142,30	1,03	141,41	1,02
HUALLANCA	138	143,19	1,04	143,46	1,04	142,40	1,03
CHIMBOTE 138	138	141,71	1,03	142,61	1,03	142,22	1,03
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02	13,94	1,01
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00	13,80	1,00

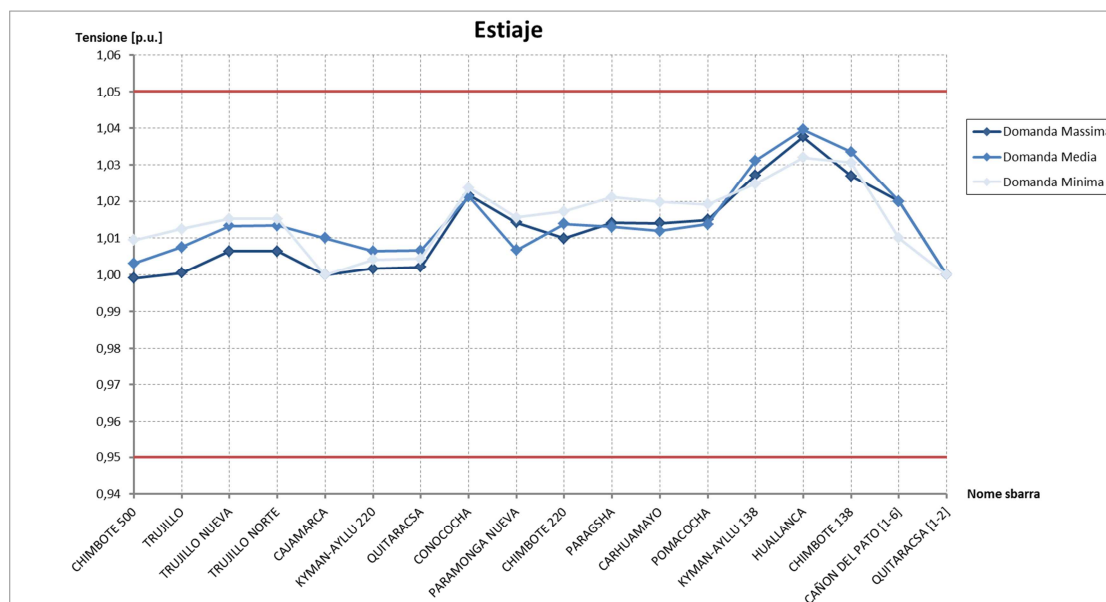


Figura 4.2 Tensioni alle sbarre nella zona di influenza della centrale, in condizioni di estiaje

- Grado di carico delle linee:

Tabella 4.4 – Potenze, correnti e grado di carico delle linee nella zona di influenza della centrale, avenida

Nome linea	Domanda Massima				Domanda Media				Domanda Minima			
	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 – TRUJILLO	173,26	-114,28	0,22	32,69	168,69	-127,53	0,20	33,20	73,91	-106,43	0,13	20,11
TRUJILLO NORTE – TRUJILLO NUEVA	53,76	-7,19	0,14	35,30	46,83	-6,18	0,12	30,59	33,81	-0,06	0,09	21,81
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	-112,46	2,84	0,30	75,57	-117,09	7,39	0,31	78,50	-125,76	0,17	0,33	83,78
CHIMBOTE 220 – TRUJILLO NORTE [1-2]	48,42	-13,55	0,13	32,64	41,36	-17,43	0,11	29,16	26,46	-11,68	0,07	18,61
CAJAMARCA – KYMAN AYLLU 220 [1-2]	-114,87	-3,33	0,31	49,66	-105,03	-2,94	0,29	45,83	-101,42	-8,06	0,28	43,98
KYMAN AYLLU 220 – CONOCOCHA [1-2]	-8,01	-25,33	0,02	14,72	2,14	-23,95	0,01	13,28	2,98	-27,69	0,01	15,41
CHIMBOTE 220 – PARAMONGA N. [1-2]	15,84	-19,61	0,05	13,79	10,77	-21,14	0,04	13,06	6,46	-18,79	0,05	10,78
PARAMONGA NUEVA – CONOCOCHA	40,55	-19,52	0,10	23,24	61,29	-24,46	0,16	34,30	51,58	-13,95	0,13	27,37
PARAGSHA – CONOCOCHA	49,73	-20,19	0,13	29,28	58,76	-22,29	0,15	34,44	54,05	-20,37	0,14	31,44
CARHUAMAYO- PARAGSHA [1-3]	-63,09	6,31	0,17	42,21	-80,57	11,05	0,21	54,29	-75,27	9,45	0,20	50,34
POMACOCHA- CARHUAMAYO	1,69	-7,50	0,03	4,25	-28,20	-6,06	0,08	12,37	-21,14	-9,25	0,06	9,32
KYMAN AYLLU 220 – QUITARACSA	-117,85	10,55	0,31	32,43	-117,85	14,26	0,31	32,43	-117,85	11,91	0,31	32,43
KYMAN AYLLU 138- HUALLANCA	97,17	32,01	0,41	98,83	94,39	28,41	0,40	95,29	86,33	24,67	0,36	87,26
CHIMBOTE 138 – HUALLANCA [1-3]	-44,46	5,22	0,19	30,92	-39,86	-0,41	0,16	27,39	-35,56	5,78	0,15	25,22

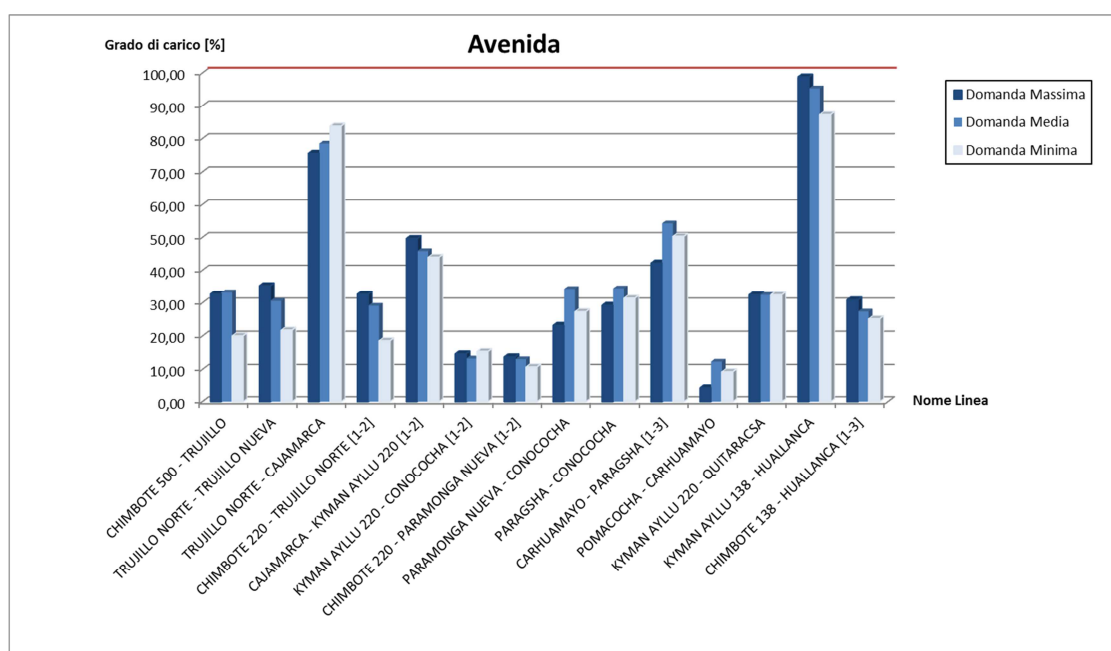


Figura 4.3 Grado di carico delle linee nella zona di influenza della centrale, condizioni di avenida

Tabella 4.5 – Potenze, correnti e grado di carico delle linee nella zona di influenza della centrale, estiaje

Nome linea	Domanda Massima				Domanda Media				Domanda Minima			
	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 – TRUJILLO	218,17	-112,08	0,26	38,83	212,45	-128,97	0,25	39,19	156,38	-121,10	0,19	30,99
TRUJILLO NORTE – TRUJILLO NUEVA	62,45	-9,55	0,16	41,29	55,85	-9,04	0,15	36,72	47,95	-4,71	0,12	31,21
TRUJILLO NORTE – CAJAMARCA	-127,03	10,14	0,34	85,98	-130,11	12,85	0,35	87,58	-147,03	9,93	0,39	98,72
CHIMBOTE 220 – TRUJILLO NORTE [1-2]	53,38	-13,01	0,14	35,78	43,05	-14,79	0,11	29,53	29,73	-12,73	0,08	20,91
CAJAMARCA – KYMAN AYLLU 220 [1-2]	-114,52	-3,04	0,31	49,58	-102,21	-4,07	0,28	44,63	-91,49	-11,05	0,25	39,86
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1-2]	-8,75	-24,20	0,03	14,27	-8,95	-21,36	0,03	12,78	-1,83	-25,36	0,01	14,07
CHIMBOTE 220 – PARAMONGA N. [1-2]	18,82	-19,43	0,06	14,83	16,40	-24,03	0,04	16,07	11,02	-20,96	0,04	12,96
PARAMONGA NUEVA – CONOCOCHA	74,52	-21,04	0,19	40,07	80,30	-27,86	0,21	44,31	106,13	-22,39	0,27	56,06
PARAGSHA – CONOCOCHA	63,01	-22,24	0,16	36,61	62,92	-22,65	0,16	36,67	31,66	-17,00	0,08	19,55
CARHUAMAYO – PARAGSHA [1-3]	-83,49	9,06	0,22	55,87	-83,70	11,37	0,22	56,37	-61,95	8,14	0,16	41,65
POMACOCHA – CARHUAMAYO	-39,41	-4,20	0,11	16,71	-46,17	-3,77	0,13	19,30	-83,71	5,60	0,22	34,21
KYMAN AYLLU 220 – QUITARACSA	-117,85	9,89	0,31	32,43	-117,85	14,84	0,31	32,44	-117,85	12,44	0,31	32,43
KYMAN AYLLU 138 – HUALLANCA	97,65	31,80	0,41	99,21	72,14	27,53	0,31	74,51	66,56	21,36	0,28	67,95
CHIMBOTE 138 – HUALLANCA [1-3]	-35,23	2,20	0,15	24,39	-20,97	-0,12	0,09	14,58	-8,23	-1,37	0,04	6,28

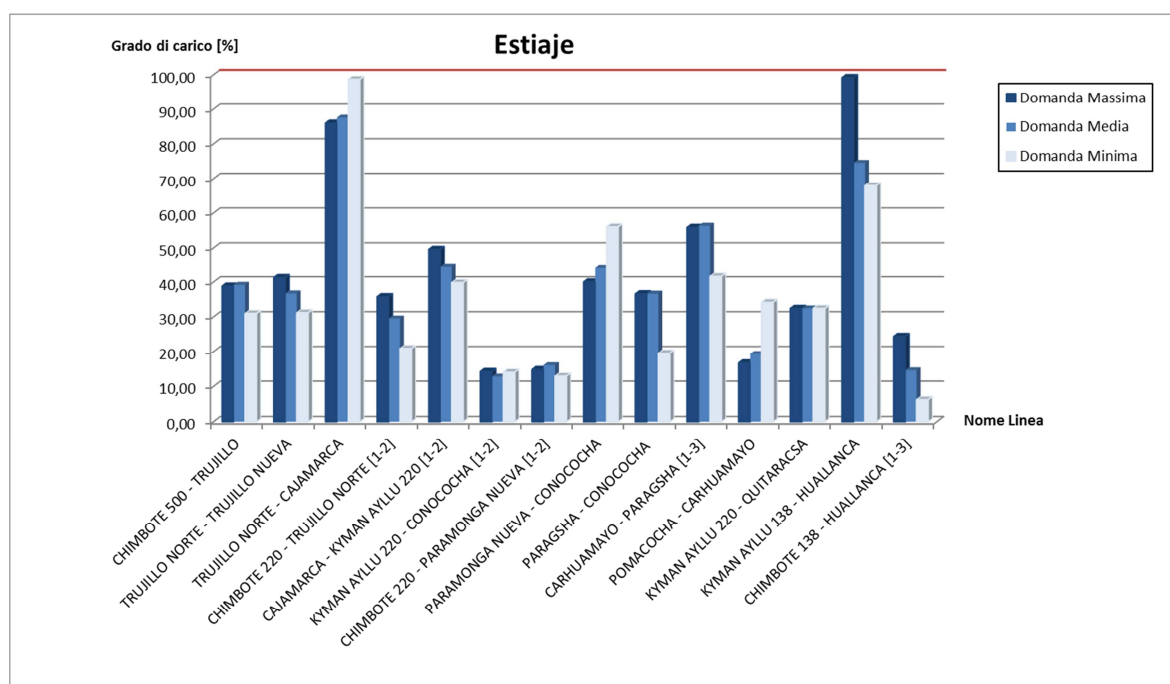


Figura 4.4 - Grado di carico della linee nella zone di influenza della centrale, condizioni di estiaje

- Grado di carico dei trasformatori:

Tabella 4.6 – Grado di carico dei trasformatori nell’area di influenza della centrale, condizioni di avenida

Nome Trasformatore	Domanda Massima			Domanda Media			Domanda Minima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220 kV	42,27	-30,98	6,96	49,24	-17,06	6,90	21,69	-11,49	3,21
TRUJILLO 500/220 kV	146,35	-12,71	19,46	127,48	-11,56	16,87	91,97	2,66	12,03
CHIMBOTE 220/138 kV	-17,05	15,73	91,01	-11,74	24,48	22,34	-15,09	25,05	23,83
KYMAN - AYLLU 220/138 kV	-100,42	-13,32	67,39	-100,26	-10,48	66,82	-94,46	-9,17	63,05
CAÑON DEL PATO 138/13,8 kV	-21,06	-2,34	35,09	-18,87	-3,24	31,77	-17,00	-0,13	28,33

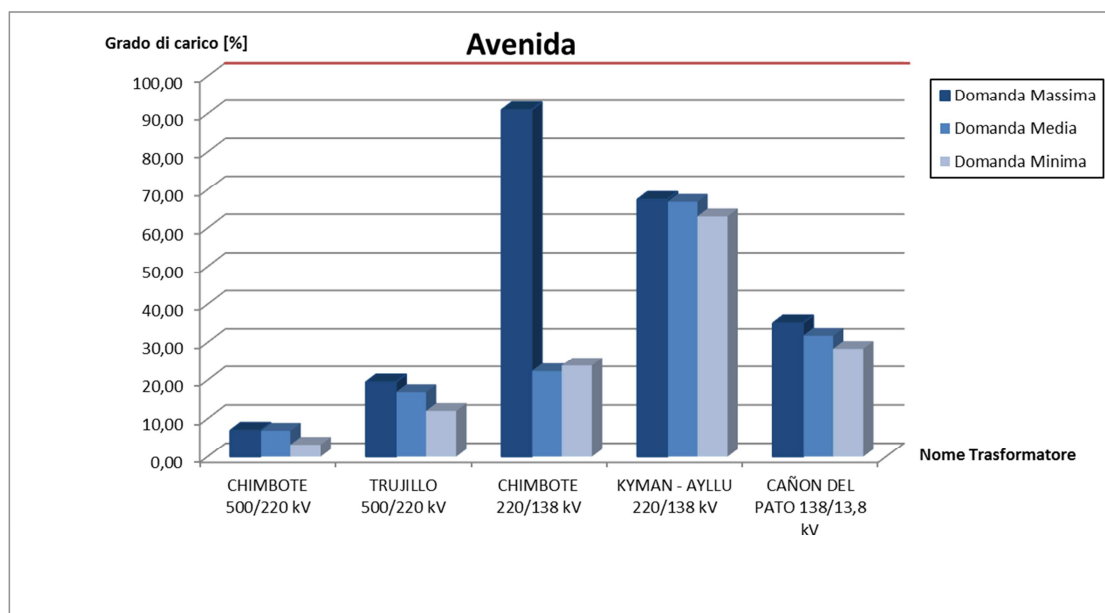


Figura 4.5 – Grado di carico dei trasformatori dell’area di influenza della centrale, condizioni di avenida

Tabella 4.7 – Grado di carico dei trasformatori nell’area di influenza della centrale, condizioni di estiaje

Nome Trasformatore	Domanda Massima			Domanda Media			Domanda Minima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220 kV	74,80	-37,53	11,17	99,04	-36,63	14,04	101,66	-26,08	13,86
TRUJILLO 500/220 kV	170,02	-16,76	22,77	152,07	-17,21	20,25	130,50	-7,37	17,21
CHIMBOTE 220/138 kV	-2,95	11,22	91,05	16,84	8,17	91,65	25,71	14,70	24,26
KYMAN - AYLLU 220/138 kV	-98,21	-14,07	66,05	-72,24	-16,46	49,11	-64,32	-13,64	43,68
CAÑON DEL PATO 138/13,8 kV	-19,07	-2,74	31,94	-14,85	-2,01	24,85	-10,29	-0,87	17,29

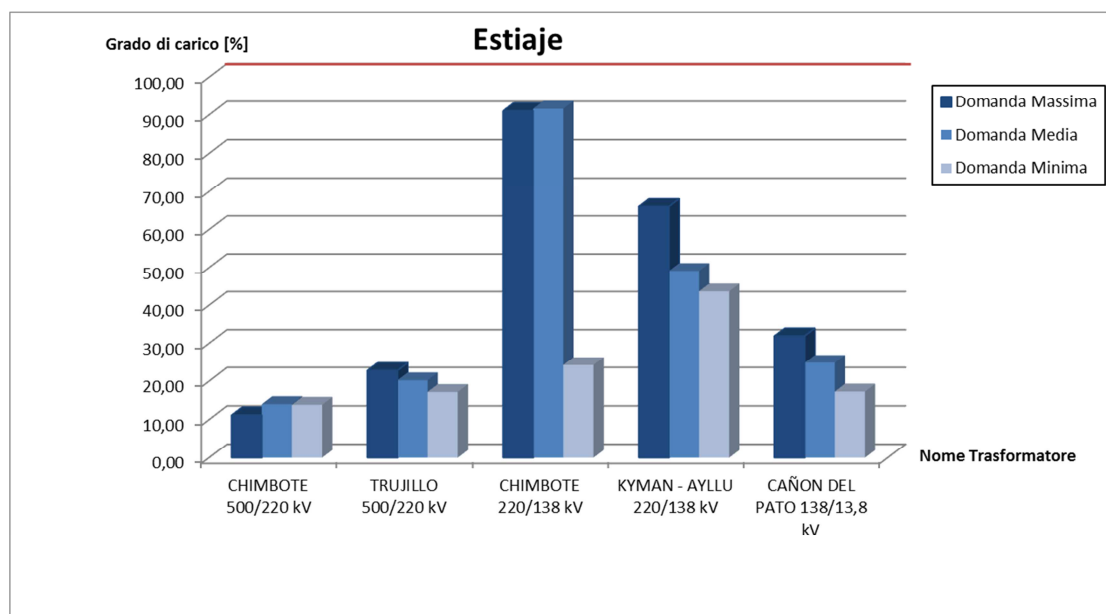


Figura 4.6 - Grado di carico dei trasformatori nell'area di influenza della centrale, condizioni di estiaje

4.2.3 COMMENTO DEI RISULTATI

Dai risultati precedentemente riportati si vede che, dopo la connessione della nuova centrale al sistema di trasmissione peruviana, la totalità delle sbarre dell'area di influenza si porta ad una tensione compresa tra i valori limite del $\pm 5\%$ della propria tensione nominale per tutti gli scenari considerati. Per quanto riguarda il grado di carico delle linee e dei trasformatori, si può apprezzare che in tutti i casi esso rimane sotto al limite del 100%.

Dall'analisi del calcolo di load flow in caso di rete normalmente funzionante si conclude che i criteri per la connessione alla rete di trasmissione imposti dal COES-SINAC sono pienamente rispettati.

4.2.4 RISULTATI PER RETE IN CONDIZIONI DI EMERGENZA

I casi di contingenza semplice considerati, per i soli due scenari di avenida massima domanda ed estiaje massima domanda, sono i seguenti:

- Fuori servizio della linea *Chimbote 500kV – Trujillo*;
- Fuori servizio della linea *Trujillo norte – Trujillo nueva*;
- Fuori servizio della linea *Trujillo norte – Cajamarca*;
- Fuori servizio di una delle due linee *Chimbote 220kV – Trujillo norte*;
- Fuori servizio di una delle due linee *Cajamarca – Kiman Ayllu*;
- Fuori servizio di una delle due linee *Kiman Ayllu – Conocochoa*;
- Fuori servizio di una delle due linee *Chimbote 220kV – Paramonga nueva*;
- Fuori servizio della linea *Paramonga nueva – Conocochoa*;
- Fuori servizio della linea *Paragsha – Conocochoa*;

- Fuori servizio di una delle tre linee *Carhuamayo – Paragsha*;
- Fuori servizio della linea *Pomacocha – Carhuamayo*;
- Fuori servizio della linea *Kiman Ayllu – Huallanca*;
- Fuori servizio di una delle tre linee *Chimbote 138kV – Huallanca*;
- Fuori servizio di uno dei due trasformatori *Chimbote 220/138 kV*;
- Fuori servizio del trasformatore *Kiman Ayllu 220/138 kV*;
- Fuori servizio dell’SVC connesso sulla sbarra *Cajamarca*.

Visto l’elevato numero di situazioni di contingenza semplice che si sono dovute analizzare per verificare che la rete di trasmissione sopportasse la connessione della centrale *Quitarcasa* anche in caso di emergenza, si sono riportati qui di seguito solo i risultati dei tre casi più significativi, uno per ogni tipologia di elemento fuori servizio; il resto dei risultati si può trovare nell’Appendice H del presente elaborato.

- Fuori servizio della linea *Chimbote 500 kV – Trujillo*
 - Tensioni alle sbarre:

Tabella 4.8 - Tensioni sulle sbarre dell'area di influenza, una linea fuori servizio

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	479,93	0,96	473,66	0,95
TRUJILLO	500	480,99	0,96	468,40	0,94
TRUJILLO NUEVA	220	214,41	0,97	208,72	0,95
TRUJILLO NORTE	220	214,55	0,98	208,86	0,95
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	217,43	0,99
KYMAN-AYLLU 220	220	219,44	1,00	218,06	0,99
QUITARACSA	220	219,58	1,00	218,28	0,99
CONOCOCHA	220	224,32	1,02	223,18	1,01
PARAMONGA NUEVA	220	220,67	1,00	219,10	1,00
CHIMBOTE 220	220	215,43	0,98	212,33	0,97
PARAGSHA	220	223,56	1,02	222,26	1,01
CARHUAMAYO	220	223,54	1,02	222,36	1,01
POMACOCHA	220	223,25	1,01	222,83	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,02	1,02	140,67	1,02
HUALLANCA	138	142,58	1,03	142,31	1,03
CHIMBOTE 138	138	138,51	1,00	137,49	1,00
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

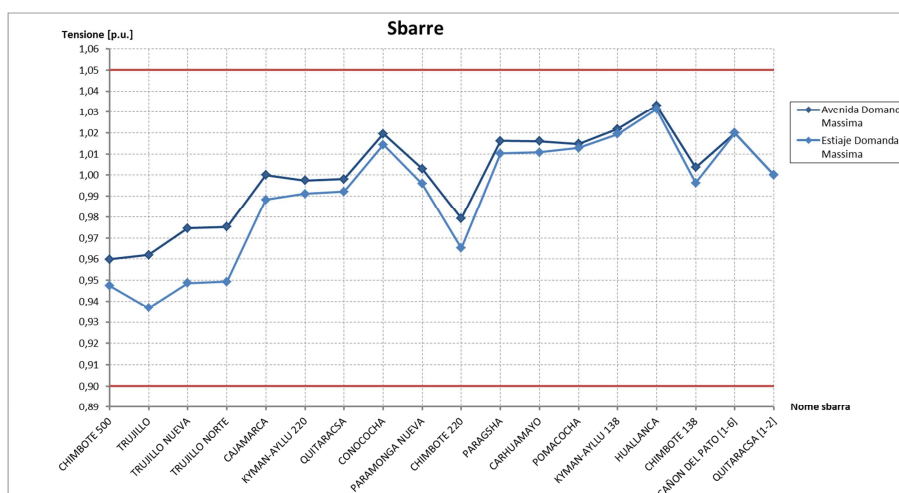


Figura 4.7 - Tensioni sulle sbarre dell'area di influenza, una linea fuori servizio

- Grado di carico delle linee:

Tabella 4.9 - Grado di carico delle linee dell'area di influenza, una linea fuori servizio

Nome linea	Avenida Demanda Massima				Estiaje Demanda Massima			
	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO (f.s)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	0,71	-15,94	0,04	10,76	-4,42	-14,64	0,04	10,60
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	-78,86	20,39	0,23	58,79	-83,60	31,98	0,26	65,93
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	117,66	-11,86	0,31	79,43	140,24	-1,26	0,38	95,58
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	-113,53	12,31	0,32	80,09	-135,06	11,94	0,38	96,17
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	-132,45	5,43	0,36	57,49	-137,35	4,73	0,38	59,71
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	-132,45	5,43	0,36	57,49	-137,35	4,73	0,38	59,71
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	-21,17	-22,73	0,06	17,30	-26,15	-21,96	0,07	19,14
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	-21,17	-22,73	0,06	17,30	-26,15	-21,96	0,07	19,14
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	20,26	-10,38	0,08	16,27	24,58	-7,70	0,09	18,59
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	-14,89	-24,49	0,06	16,28	-19,22	-25,93	0,07	18,60
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	51,49	-28,45	0,14	30,78	89,23	-31,52	0,24	49,88
PARAGSHA - CONOCOCHA	59,00	-19,26	0,15	33,93	75,33	-20,14	0,19	42,88
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	-68,79	6,69	0,18	46,01	-91,19	9,16	0,24	61,08
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	-68,79	6,69	0,18	46,01	-91,19	9,16	0,24	61,08
POMACCOCHA - CARHUAMAYO	-6,93	-7,02	0,04	5,38	-51,12	-3,18	0,14	21,25
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	-117,85	5,42	0,31	32,48	-117,84	-0,99	0,31	32,64
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	107,74	32,77	0,46	109,24	110,89	35,39	0,47	113,12
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	-41,18	-4,60	0,17	28,79	-31,05	-10,42	0,13	22,92
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	-41,18	-4,61	0,17	28,79	-31,05	-10,42	0,13	22,92

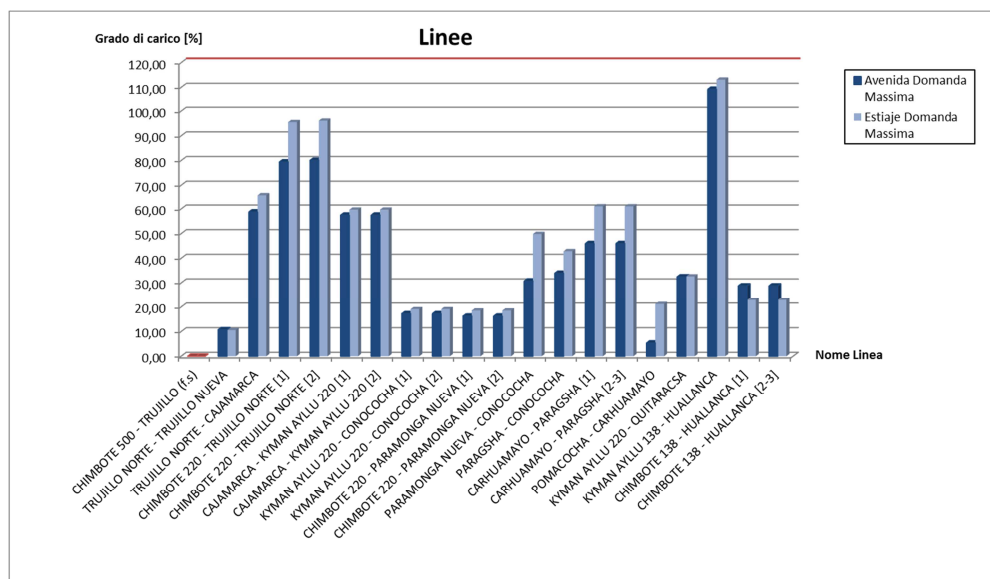


Figura 4.8 - Grado di carico delle linee dell'area di influenza, una linea fuori servizio

- Grado di carico dei trasformatori:

Tabella 4.10 - Grado di carico dei trasformatori dell'area di influenza, una linea fuori servizio

Nome Trasformatore	Avenida Demanda Massima			Estiaje Demanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	181,13	-60,60	26,53	249,05	-49,93	35,75
TRUJILLO 500/220	2,17	-42,79	5,94	-11,80	-39,37	5,85
CHIMBOTE 220/138 [1]	-12,21	1,93	88,99	3,24	-6,13	88,36
CHIMBOTE 220/138 [2]	-12,93	1,34	11,18	2,94	-6,93	6,50
KYMAN - AYLLU 220/138	-110,85	-11,53	74,50	-111,27	-14,35	75,47
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,05	-5,60	36,27	-19,06	-7,32	34,10

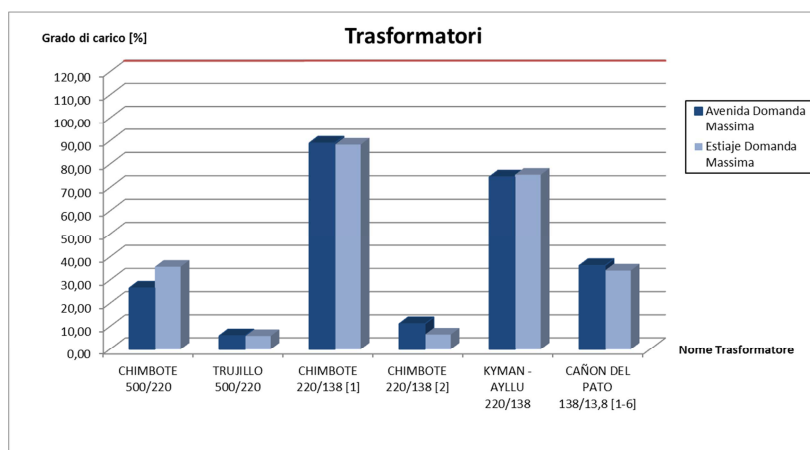


Figura 4.9 - Grado di carico dei trasformatori dell'area di influenza, una linea fuori servizio

- Fuori servizio del trasformatore *Kiman Ayllu 220/138 kV*
 - Tensioni alle sbarre:

Tabella 4.11 - Tensioni alle sbarre dell'area di influenza, un trasformatore fuori servizio

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	500,51	1,00	498,28	1,00
TRUJILLO	500	501,38	1,00	498,88	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	221,58	1,01	220,73	1,00
TRUJILLO NORTE	220	221,58	1,01	220,74	1,00
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	218,75	0,99	218,55	0,99
QUITARACSA	220	218,93	1,00	218,74	0,99
CONOCOCHA	220	224,38	1,02	223,80	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	222,65	1,01	222,18	1,01
CHIMBOTE 220	220	221,61	1,01	221,15	1,01
PARAGSHA	220	223,61	1,02	222,55	1,01
CARHUAMAYO	220	223,60	1,02	222,61	1,01
POMACOCHA	220	223,41	1,02	223,08	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	143,45	1,04	143,51	1,04
HUALLANCA	138	143,56	1,04	143,63	1,04
CHIMBOTE 138	138	139,92	1,01	140,23	1,02
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

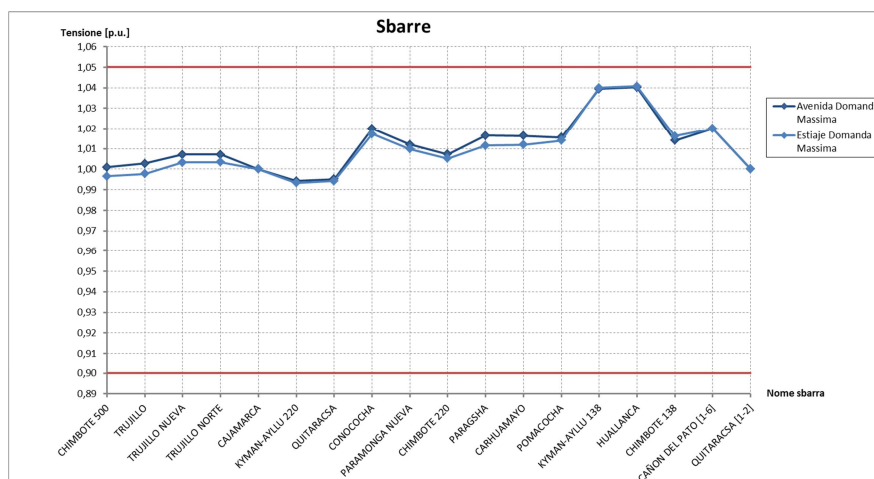


Figura 4.10 - Tensioni alle sbarre dell'area di influenza, un trasformatore fuori servizio

- Grado di carico delle linee:

Tabella 4.12 - Grado di carico delle linee dell'area di influenza, un trasformatore fuori servizio

Nome linea	Avenida Demanda Massima				Estiaje Demanda Massima			
	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	190,65	-113,39	0,23	35,05	235,45	-110,61	0,28	41,29
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	58,66	-7,42	0,15	38,61	67,29	-9,36	0,18	44,54
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	-150,26	17,00	0,40	101,86	-164,27	24,78	0,44	112,06
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	61,59	-15,80	0,16	41,52	66,44	-14,60	0,17	44,51
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	-59,46	-0,26	0,17	42,29	-64,21	-0,41	0,18	45,27
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	-93,79	-4,38	0,26	41,82	-93,79	-3,81	0,26	41,92
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	-93,79	-4,38	0,26	41,82	-93,79	-3,81	0,26	41,92
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	-36,40	-20,99	0,10	23,48	-36,40	-19,95	0,10	23,21
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	-36,40	-20,99	0,10	23,48	-36,40	-19,95	0,10	23,21
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	3,49	-16,56	0,05	11,34	6,49	-17,06	0,05	10,95
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	1,94	-20,45	0,04	11,34	-1,08	-19,78	0,05	10,95
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	71,34	-21,29	0,18	38,61	105,15	-21,52	0,27	55,78
PARAGSHA - CONOCOCHA	61,71	-19,43	0,16	35,36	74,38	-21,24	0,19	42,48
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	-70,04	6,71	0,18	46,80	-90,13	9,28	0,24	60,33
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	-70,04	6,71	0,18	46,80	-90,13	9,28	0,24	60,33
POMACOCHA - CARHUAMAYO	-8,70	-7,20	0,04	5,76	-49,39	-3,49	0,13	20,54
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	-117,85	2,19	0,31	32,55	-117,85	1,25	0,31	32,57
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	-3,93	5,86	0,03	7,20	-1,25	5,42	0,02	5,82
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	-74,06	9,33	0,31	51,66	-64,48	6,18	0,27	44,73
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	-74,06	9,31	0,31	51,66	-64,49	6,16	0,27	44,73

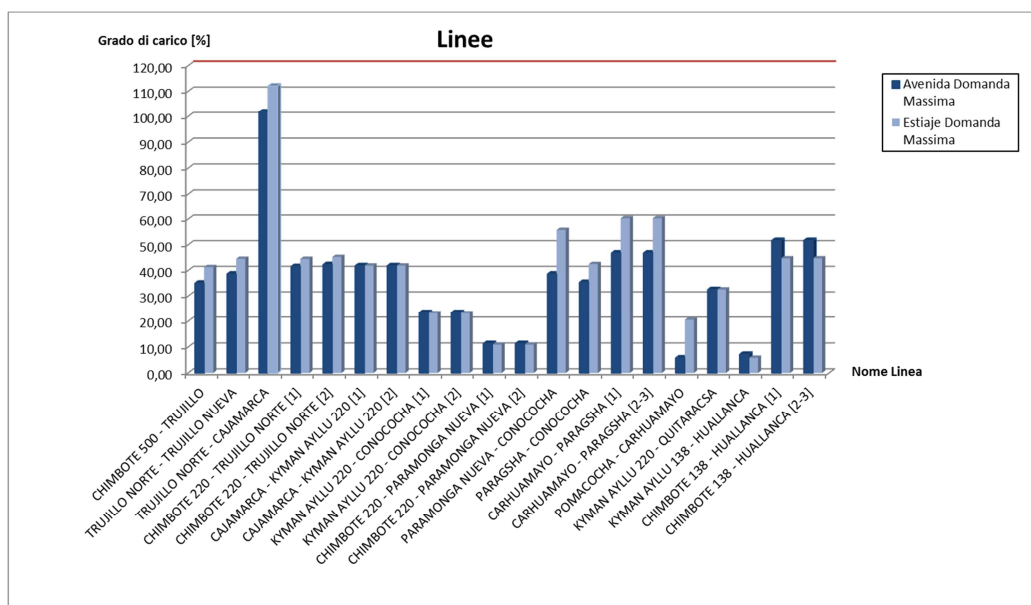


Figura 4.11 - Grado di carico delle linee dell'area di influenza, un trasformatore fuori servizio

- Grado di carico dei trasformatori:

Tabella 4.13 - Grado di carico dei trasformatori dell'area di influenza, un trasformatore fuori servizio

Nome Trasformatore	Avenida Demanda Massima			Estiaje Demanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	4,30	-22,31	3,03	37,52	-30,33	6,45
TRUJILLO 500/220	159,67	-12,06	21,29	183,18	-14,81	24,56
CHIMBOTE 220/138 [1]	-60,81	25,63	89,83	-46,21	19,62	90,05
CHIMBOTE 220/138 [2]	-62,84	25,68	56,16	-47,86	19,50	42,84
KYMAN - AYLLU 220/138 (f.s.)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-0,43	34,78	-19,08	-0,41	31,50

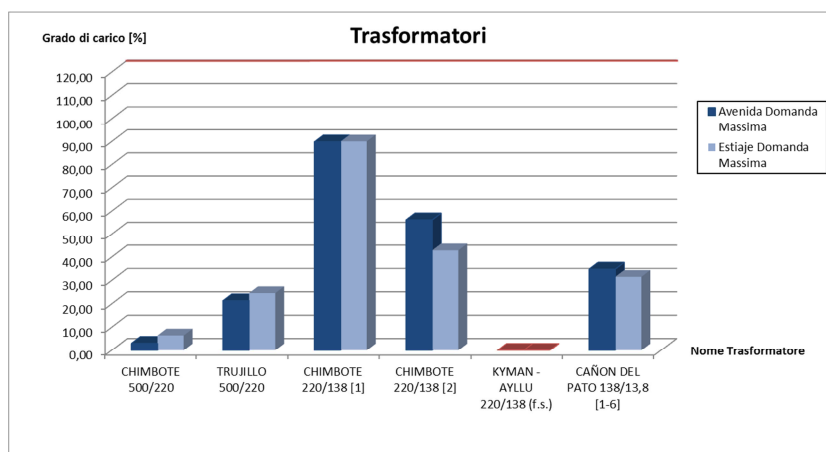


Figura 4.12 - Grado di carico dei trasformatori dell'area di influenza, un trasformatore fuori servizio

- Fuori servizio dell'SVC connesso alla sbarra Cajamarca
 - Tensioni alle sbarre:

Tabella 4.14 - Tensioni alle sbarre dell'area di influenza del progetto, un SVC fuori servizio

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	500,81	1,00	497,49	0,99
TRUJILLO	500	501,41	1,00	497,75	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	221,34	1,01	219,78	1,00
TRUJILLO NORTE	220	221,33	1,01	219,77	1,00
CAJAMARCA	220	212,70	0,97	210,75	0,96
KYMAN-AYLLU 220	220	218,15	0,99	217,36	0,99
QUITARACSA	220	218,36	0,99	217,62	0,99
CONOCOCHA	220	224,55	1,02	223,84	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,15	1,01	222,54	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,25	1,01	221,21	1,01
PARAGSHA	220	223,88	1,02	222,87	1,01
CARHUAMAYO	220	223,84	1,02	222,90	1,01
POMACOCHA	220	223,51	1,02	223,22	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,41	1,02	141,30	1,02
HUALLANCA	138	143,01	1,04	142,94	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,33	1,02	141,20	1,02
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

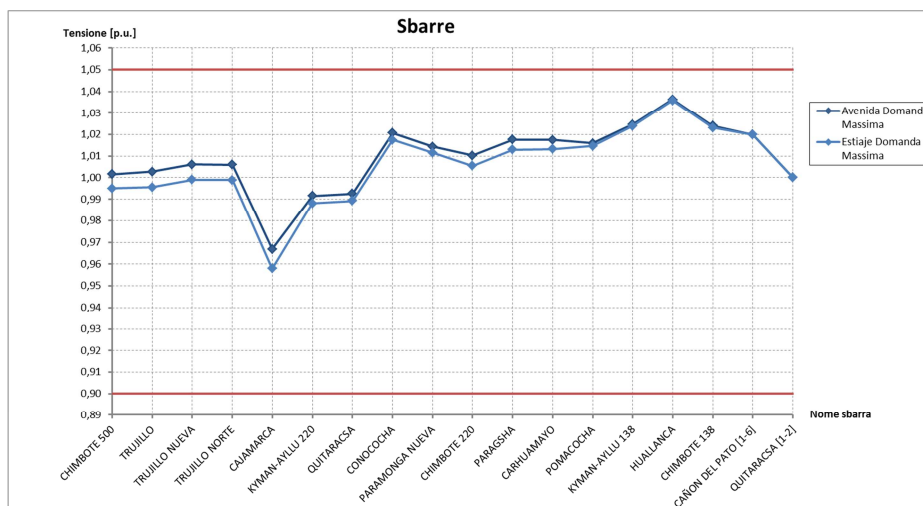


Figura 4.13 - Tensioni alle sbarre dell'area di influenza, un SVC fuori servizio

- Grado di carico delle linee:

Tabella 4.15 - Grado di carico delle linee dell'area di influenza, un SVC fuori servizio

Nome linea	Avenida Demanda Massima				Estiaje Demanda Massima			
	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	173,76	-110,10	0,22	32,49	218,54	-106,16	0,27	38,62
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	53,82	-5,66	0,14	35,38	62,36	-6,41	0,16	41,27
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	-112,99	-15,81	0,30	78,60	-127,19	-12,29	0,34	88,85
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	48,73	-12,21	0,13	32,71	53,69	-10,59	0,14	35,80
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	-46,98	-6,02	0,13	33,51	-51,87	-6,58	0,15	36,59
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	-114,29	-14,43	0,31	49,64	-113,92	-16,91	0,31	50,09
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	-114,29	-14,43	0,31	49,64	-113,92	-16,91	0,31	50,09
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	-7,99	-29,23	0,02	16,98	-8,80	-29,12	0,02	17,10
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	-7,99	-29,23	0,02	16,98	-8,80	-29,12	0,02	17,10
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	15,92	-19,07	0,05	13,62	18,91	-18,54	0,06	14,56
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	-10,40	-17,77	0,06	13,62	-13,40	-17,84	0,07	14,56
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	40,60	-18,19	0,10	23,02	74,73	-19,54	0,19	40,08
PARAGSHA - CONOCOCHA	49,69	-18,55	0,13	28,95	63,00	-20,05	0,16	36,26
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	-63,18	5,96	0,17	42,26	-83,69	8,53	0,22	55,99
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	-63,18	5,96	0,17	42,26	-83,69	8,53	0,22	55,99
POMACOCHA - CARHUAMAYO	1,52	-7,92	0,03	4,07	-39,76	-4,59	0,11	16,80
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	-117,84	-0,59	0,31	32,62	-117,84	-4,22	0,31	32,76
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	96,19	38,88	0,42	100,38	96,57	40,48	0,42	101,37
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	-44,75	4,74	0,19	31,11	-35,55	1,39	0,15	24,56
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	-44,75	4,74	0,19	31,11	-35,55	1,39	0,15	24,56

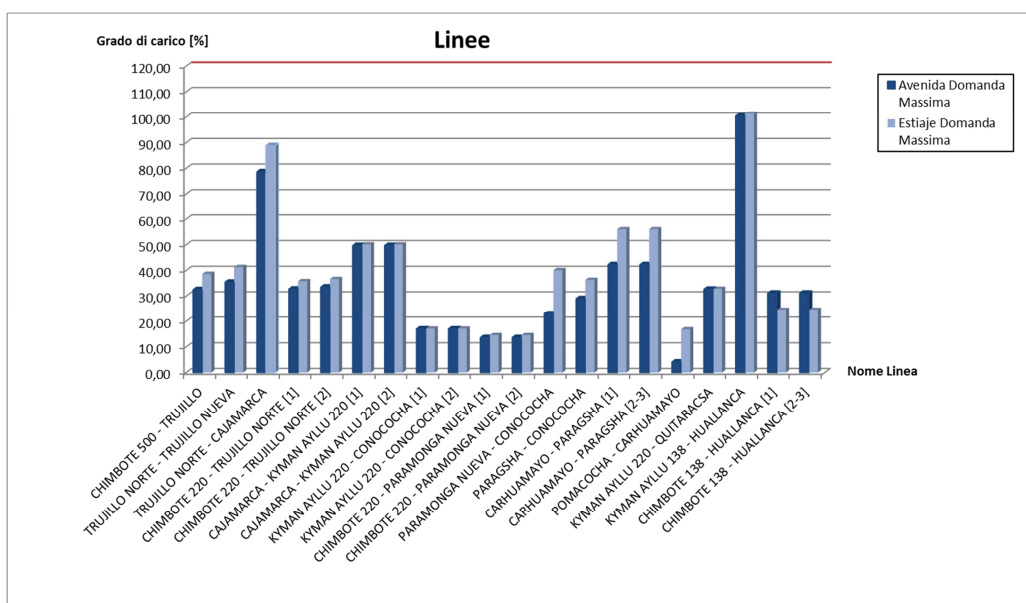


Figura 4.14 - Grado di carico delle linee dell'area di influenza, un SVC fuori servizio

- Grado di carico dei trasformatori:

Tabella 4.16 - Grado di carico dei trasformatori dell'area di influenza, un SVC fuori servizio

Nome Trasformatore	Avenida Demanda Massima			Estiaje Demanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	41,83	-30,21	6,87	74,26	-36,10	11,06
TRUJILLO 500/220	146,49	-8,50	19,51	169,72	-8,24	22,76
CHIMBOTE 220/138 [1]	-17,48	15,15	90,78	-3,42	10,18	90,72
CHIMBOTE 220/138 [2]	-18,36	14,88	19,49	-3,92	9,77	8,72
KYMAN - AYLLU 220/138	-99,42	-20,09	68,22	-97,12	-22,55	67,31
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-3,30	35,36	-19,07	-4,01	32,38

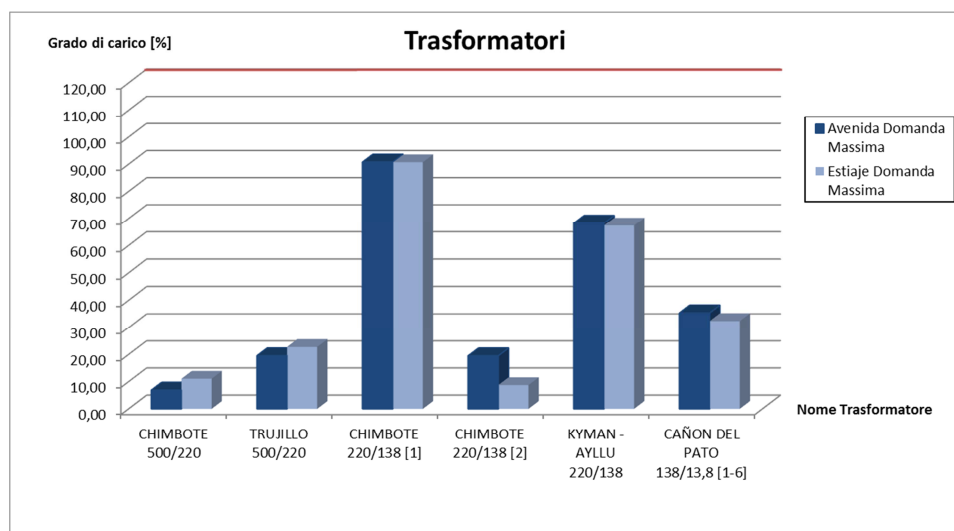


Figura 4.15 - Grado di carico dei trasformatori dell'area di influenza, un SVC fuori servizio

4.2.5 COMMENTO DEI RISULTATI

In nessuno dei casi considerati (compresi quelli contenuti nell'Appendice H) si superano le condizioni operative imposte dal COES-SINAC per quanto riguarda la rete in condizioni di contingenza semplice: infatti su tutte le sbarre dell'area di influenza della nuova centrale la tensione rimane entro il range di +5% ÷ -10%, ed il grado di carico di ciascun componente (linee e trasformatori) non supera mai il valore di soglia prestabilito del 120%.

In figura 4.13 si vede chiaramente come il distacco del sistema statico di compensazione reattiva dalla sbarra *Cajamarca* cui esso è normalmente connesso, ne determini un calo drastico del livello di tensione, pur entro i limiti imposti.

Più in generale si è notato che in molti dei casi di contingenza studiati, il grado di carico della linea a 138 kV che collega la sbarra *Kiman Ayllu* alla sbarra *Huallanca* si porta a valori pericolosi, pur rimanendo entro le soglie imposte per la connessione alla rete di trasmissione. Questa situazione fa pensare che tale linea potrebbe dar luogo nel lungo periodo a problemi di congestione in caso di contingenza semplice, considerato anche il prevedibile aumento negli anni della domanda energetica da parte delle utenze.

4.3 FLUSSI DI POTENZA LATO CENTRALE

4.3.1 SCENARI CONSIDERATI

Per il calcolo dei flussi di potenza interni all'impianto, è stata considerata la rete di trasmissione semplificata, approssimata tramite l'elemento "external grid". Si sono considerati i due alternatori della centrale *Quitarcasa I* nella condizione di potenza massima generata, prima con controllo della generazione di tipo PV, cioè stabilendo potenza e

tensione ai morsetti della macchina, e poi con controllo PQ, cioè stabilendo potenza e fattore di potenza ai morsetti della macchina e vincolando la tensione solo nel nodo di saldo. Infine si sono calcolati i flussi di potenza nell'impianto ipotizzando di togliere una delle cinque terne di cavi MT che collegano il generatore al trasformatore, al fine di verificare se questo "alleggerimento" dell'impianto rappresentasse un'operazione tecnicamente valida oltre che economicamente vantaggiosa. È bene sottolineare che questo ultimo studio sui flussi, sebbene realizzabile con il modello sviluppato per gli studi precedentemente descritti, non rientra prettamente tra le verifiche per la connessione dell'impianto di produzione alla rete di trasmissione, ma è comunque di fondamentale importanza nella fase progettuale della centrale.

4.3.2 RISULTATI DEL CALCOLO CON GENERATORI IN PV

- Tensioni alle sbarre:

Tabella 4.17 - Tensioni alle sbarre di centrale, generatori in PV

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Tensioni concatenate	
		V [kV]	v [p.u.]
Kiman Ayllu	220	220,00	1,00
S.E. Quitaracsa I	220	220,11	1,00
Sbarra primaria	220	220,11	1,00
Sbarre trafo elevatore	13,8	13,80	1,00
Sbarre gruppi	13,8	13,80	1,00
Sbarre servizi ausiliari	0,480	0,46	0,96
Sbarre trafo di eccitazione	0,356	0,34	0,97

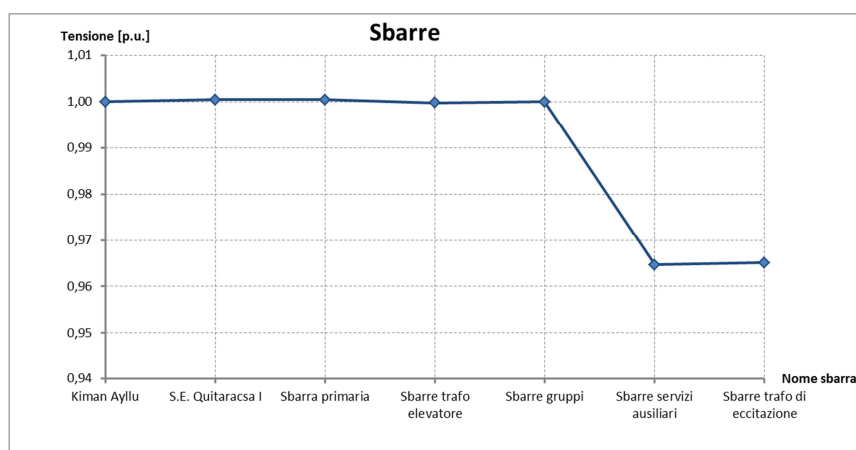


Figura 4.16 - Tensioni alle sbarre di centrale, generatori in PV

- Flussi di potenza sui componenti dell'impianto:

Tabella 4.18 - Grado di carico delle linee dell'impianto, generatori in PV

Nome linea	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	cosφ
Linea aerea Kiman Ayllu - Quitaracsa	-109,71	6,87	0,29	30,20	1,00
Linea in cavo S.E. - Pass	-109,81	7,38	0,29	20,76	1,00
Linea in cavo TE1 - Quadro MT (x5)	-55,10	-1,55	2,31	38,46	1,00

Tabella 4.19 - Grado di carico dei trasformatori dell'impianto, generatori in PV

Nome trasformatore	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	cosφ-HV
Tasformatori elevatori	-54,91	4,56	78,76	1,00
Trasformatori servizi ausiliari	0,41	0,23	93,14	0,87
Trasformatori eccitazione	0,39	0,22	92,91	0,87

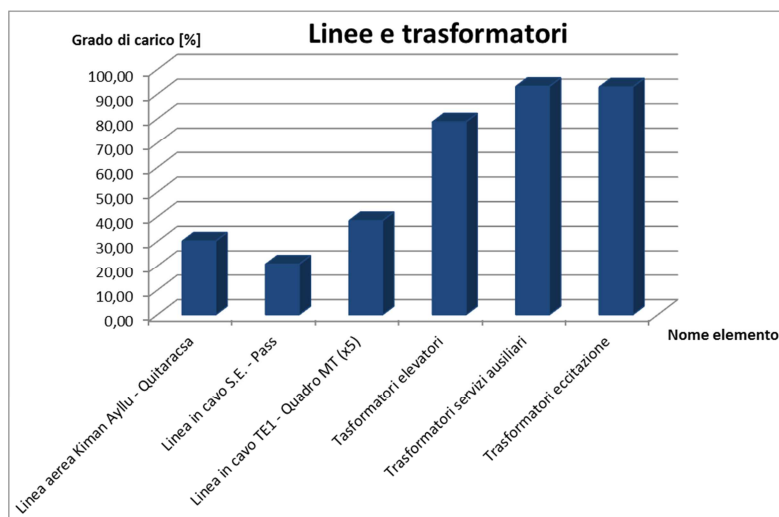


Figura 4.17 - Grado di carico di linee e trasformatori dell'impianto, generatori in PV

4.3.3 RISULTATI DEL CALCOLO CON GENERATORI IN PQ

- Tensioni alle sbarre dell'impianto:

Tabella 4.20 - Tensioni alle sbarre dell'impianto, generatori in PQ

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Tensioni concatenate	
		V [kV]	v [p.u.]
Kimán Ayllu	220	220,00	1,00
S.E. Quitaracsa I	220	220,86	1,00
Sbarra primaria	220	220,88	1,00
Sbarre trafo elevatore	13,8	14,61	1,06
Sbarre gruppi	13,8	14,62	1,06
Sbarre servizi ausiliari	0,480	0,49	1,03
Sbarre trafo di eccitazione	0,356	0,37	1,03

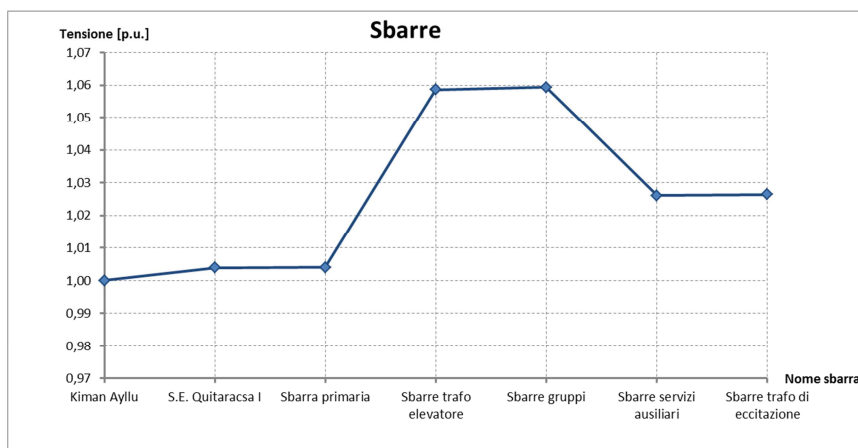


Figura 4.18 - Tensioni alle sbarre dell'impianto, generatori in PQ

- Flussi di potenza sui componenti dell'impianto:

Tabella 4.21 - Grado di carico delle linee dell'impianto, generatori in PQ

Nome linea	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	cosφ
Linea aerea Kiman Ayllu - Quitaracsa	-109,61	-55,64	0,32	33,74	0,89
Linea in cavo S.E. - Pass	-109,73	-55,28	0,32	23,07	0,90
Linea in cavo TE1 - Quadro MT (x5)	-55,10	-34,16	2,56	42,71	0,85

Tabella 4.22 - Grado di carico dei trasformatori dell'impianto, generatori in PQ

Nome trasformatore	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	cosφ-HV
Tasformatori elevatori	-54,87	-26,77	87,48	0,90
Trasformatori servizi ausiliari	0,41	0,23	87,69	0,87
Trasformatori eccitazione	0,39	0,22	87,56	0,87

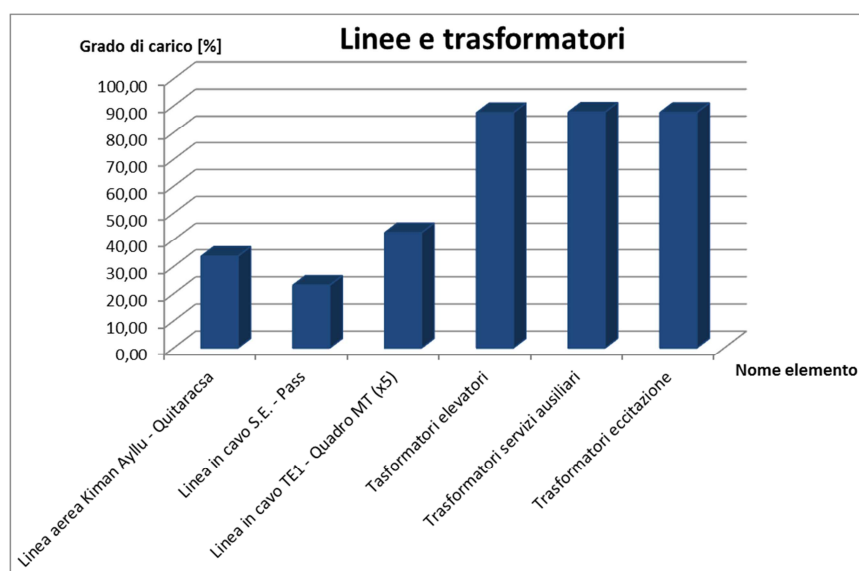


Figura 4.19 - Grado di carico di linee e trasformatori dell'impianto generatori in PQ

4.3.4 RISULTATI DEL CALCOLO CON UNA O DUE TERNE MT IN MENO

- Flussi di potenza sulle linee in cavo MT:

Tabella 4.23 - Grado di carico delle linee al variare del numero di terne in parallelo

	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	cosφ
linea con 5 terne in parallelo	-55,10	-34,16	2,56	42,71	0,85
linea con 4 terne in parallelo	-55,09	-34,14	2,56	75,34	0,85
linea con 3 terne in parallelo	-55,09	-34,11	2,56	100,43	0,85

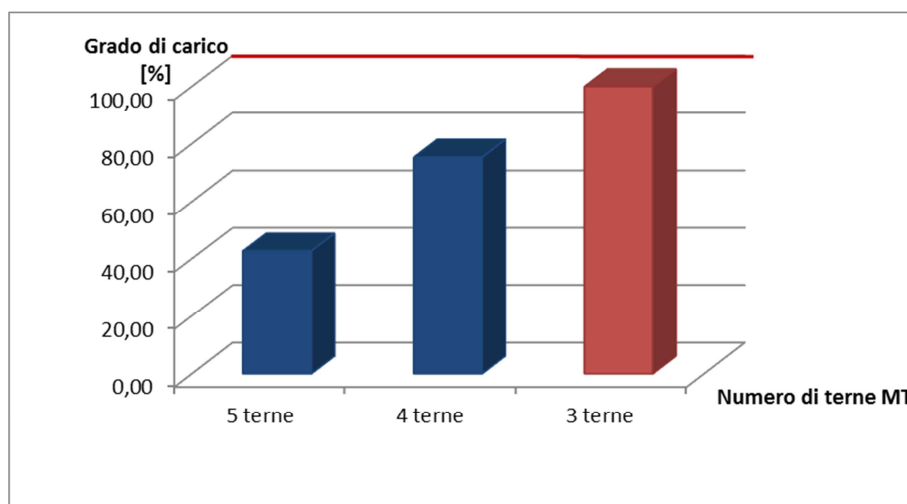


Figura 4.20 - Grado di carico delle linee al variare del numero di terne in parallelo

4.3.5 COMMENTO DEI RISULTATI

Il calcolo del load flow nei primi due casi esaminati ha verificato l'adeguatezza dei vari elementi interni all'impianto, visto che il grado di carico di ciascun componente è inferiore al 100%, e che la tensione alle sbarre si mantiene entro valori accettabili. Nel terzo caso si può dedurre dai risultati del calcolo che, per la linea in cavo MT tra il generatore ed il trasformatore, il numero di terne in parallelo che rappresenta il compromesso ottimale tra spesa e vincoli tecnici è pari a 4 (da notare che variando il numero di terne in parallelo dovrà variare la taratura delle protezioni per quanto riguarda i vincoli sull'energia passante) visto che considerando solo 3 terne in parallelo si palesa un sovraccarico dei cavi. Il risparmio economico di togliere una terna di cavi di media tensione del tipo e della lunghezza considerati si attesterebbe a circa 10000\$.

5. ANALISI DELLA STABILITÀ TRANSITORIA

5.1 LE SIMULAZIONI DINAMICHE

Lo studio della stabilità transitoria degli impianti di produzione prevede l'analisi del loro comportamento dinamico in condizioni di esercizio molto gravose, come ad esempio un'importante perdita di carico, il distacco improvviso di alcuni gruppi di generazione e soprattutto il regime perturbato che segue il verificarsi di un guasto in rete o sulle sbarre dell'impianto stesso. La robustezza di un sistema è definita dalla cosiddetta *Fault Ride Through Capability (FTR Capability)* cioè la sua capacità di mantenere un funzionamento stabile anche a seguito delle forti variazioni di tensione causate dalle perturbazioni appena elencate. Per poter connettere un nuovo impianto di produzione al sistema di trasmissione nazionale, è quindi necessario verificare in sede di progetto che detto sistema sia in grado di sopportare gli eventi transitori che hanno più probabilità di verificarsi nelle sue vicinanze (o al suo interno) per un determinato periodo di tempo, senza che avvenga la perdita di sincronismo dei suoi generatori con la rete. Il periodo di tempo cui si deve far riferimento è ovviamente quello di intervento delle protezioni.

L'analisi della stabilità transitoria della centrale in esame si farà utilizzando ancora una volta il programma *DIGSILENT PowerFactory*®. Le funzioni di simulazione transitoria disponibili in questo software sono in grado di analizzare il comportamento di sistemi di trasmissione anche complessi nel dominio del tempo, tenendo conto sia dei parametri elettrici che dei parametri meccanici che influenzano il comportamento dinamico del sistema che si vuole studiare. Le simulazioni dinamiche di *DIGSILENT PowerFactory*® vengono classificate in due categorie:

- Simulazioni RMS (root mean square): in queste simulazioni gli elementi passivi del sistema analizzato sono rappresentati con il modello a regime permanente (mentre ovviamente il modello dinamico è utilizzato per i componenti attivi della rete): questo implica che viene effettuata l'analisi dei valori efficaci delle componenti fondamentali di tensioni e correnti in rete. Il sistema di equazioni da risolvere è quindi un sistema algebrico nel quale le grandezze elettriche sono espresse da fasori, e le soluzioni saranno espresse in modulo e fase. Sono adatte pertanto allo studio dei transitori elettromeccanici come le oscillazioni pendolari o l'avviamento di macchine rotanti e per lo studio dei transitori termici. Questa tipologia di simulazioni è dunque la più opportuna anche per l'analisi della stabilità transitoria della centrale *Quitarcza I* trattata in questo capitolo;

- Simulazioni EMT (elettromagnetic transient): considerano il modello dinamico di tutti i componenti della rete, siano essi attivi o passivi. Permettono di analizzare il valore istantaneo delle grandezze elettriche, cioè il loro andamento effettivo nel tempo. Stavolta il sistema di equazioni da risolvere per giungere a soluzione è di tipo differenziale e pertanto l'onere computazionale ed il tempo di calcolo sono di molte volte superiore rispetto alle simulazioni RMS, ma permettono di studiare con successo fenomeni con costanti di tempo molto piccole. Queste simulazioni sono adatte perciò allo studio dei transitori elettromagnetici, come lo studio dell'andamento delle grandezze elettriche su un interruttore in commutazione.

Per entrambe le categorie di simulazione è possibile scegliere la modalità bilanciata o sbilanciata, in modo da permettere lo studio del comportamento dinamico del modello anche a seguito di guasti non simmetrici. In caso si scelgano le simulazioni sbilanciate, è chiaro che il modello che si vuole studiare dovrà essere completo di informazioni sul valore dell'impedenza alla sequenza inversa ed alla sequenza omopolare, visto che la rete passiva sarà rappresentata con il modello alle tre sequenze. Prima di effettuare una simulazione dinamica è possibile settare a piacimento la durata degli intervalli di simulazione, oppure è possibile affidarsi ad un sistema di mappatura auto adattiva, che considera steps di durata variabile che si assottigliano in concomitanza di forti variazioni delle grandezze analizzate, aumentando la precisione della soluzione solo quando serve ed ottimizzando così la durata del calcolo. È importante sottolineare infine che il software assume come condizioni iniziali del sistema da studiare, direttamente i valori delle grandezze in regime permanente calcolati con un'analisi statica dei flussi di potenza [12].

5.2 CALCOLO PREVENTIVO DELLE CORRENTI DI GUASTO

Prima di affrontare uno studio dinamico per l'analisi della stabilità transitoria è opportuno effettuare il calcolo delle correnti di cortocircuito per guasti interni all'impianto e alle sbarre ad esso vicine in modo da avere un'idea delle grandezze in gioco in caso di guasto trifase, che verrà poi simulato negli studi dinamici. Queste correnti avranno entità maggiore dopo l'entrata in funzione della centrale *Quitaracsa I*, in quanto fino all'intervento delle protezioni i suoi generatori sincroni alimenteranno il guasto apportando il loro contributo.

Più in generale, lo studio delle correnti di cortocircuito ha una fondamentale importanza nella fase progettuale di qualsiasi impianto elettrico, in primo luogo per determinare il potere di interruzione degli interruttori preposti all'apertura dei guasti, in secondo luogo per il dimensionamento di tutti i componenti che fanno parte dell'impianto, i quali dovranno poter resistere agli sforzi termici e dinamici causati da un guasto, ed infine per la taratura delle protezioni, che devono assicurare il loro intervento solo quando serve, cioè non devono essere causa di interventi intempestivi.

Il calcolo delle correnti di cortocircuito è uno studio di tipo statico, e può venire affrontato da *DigSILENT PowerFactory*® con svariati metodi tra i quali i più usati sono il metodo di sovrapposizione degli effetti, che utilizza un modello dettagliato della rete alle sequenze ed inoltre utilizza come condizioni iniziali non una sorgente di tensione equivalente bensì i valori calcolati con un load flow sulla rete sana, ed il metodo che invece rispetta alla lettera i dettami della norma IEC 60909, e che rappresenta un'approssimazione del primo metodo ma garantisce comunque una certa fedeltà con la realtà. Per il calcolo preventivo delle correnti di guasto utili ai fini delle simulazioni dinamiche è stato utilizzato il secondo metodo e quindi le formule utilizzate dal software per la determinazione delle potenze e delle correnti di cortocircuito trifase massime sono le seguenti:

- corrente simmetrica iniziale di cortocircuito:

$$I_k'' = \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad (5.1)$$

dove $c_{max} \cdot U_n / \sqrt{3}$ rappresenta la sorgente di tensione equivalente nel punto di cortocircuito mentre $Z_k = R_k + jX_k$ è l'impedenza di cortocircuito;

- potenza simmetrica iniziale di cortocircuito:

$$S_k'' = \sqrt{3} U_n I_k'' \quad (5.2)$$

- valore di picco della corrente di cortocircuito:

$$i_p = k\sqrt{2} \cdot I_k'' \quad (5.3)$$

dove il fattore $k = 1.02 + 0.98e^{-3\frac{R}{X}}$. In caso di rete magliata il rapporto R/X è pari al più basso tra quello di tutti i rami;

- componente continua della corrente di cortocircuito:

$$i_{dc} = \sqrt{2} I_k'' e^{-2\pi \cdot f \cdot t \cdot \frac{R}{X}} \quad (5.4)$$

dove f è la frequenza nominale del sistema e t è il tempo di guasto considerato.

- corrente simmetrica di interruzione di cortocircuito:

$$I_b = I_k'' - \sum_i \frac{\Delta U_{Gi}''}{c U_n / \sqrt{3}} (1 - \mu_i) I_{kGi}'' - \sum_j \frac{\Delta U_{Mj}''}{c U_n / \sqrt{3}} (1 - \mu_j q_j) I_{kMj}'' \quad (5.5)$$

con:

$$\Delta U_{Gi}'' = j_j X_{aiK}'' I_{kGi}'' \quad (5.6)$$

e con:

$$\Delta U_{Mj}'' = jX_{Mj}'' I_{kMj}'' \quad (5.7)$$

dove:

- μ_i, μ_j sono dei fattori di riduzione che dipendono dal ritardo di intervento delle protezioni e dalla corrente di cortocircuito simmetrica iniziale delle macchine sincrone (i) e asincrone (j) vicine al guasto; tali fattori sono ottenibili da curve contenute nella norma;
 - q_j è un fattore per considerare il contributo delle macchine asincrone, anch'esso ottenibile da curve contenute nella norma;
 - $\Delta U_{Gi}'', \Delta U_{Mj}''$ sono le variazioni di tensione iniziali ai terminali delle macchine sincrone (i) e asincrone (j);
 - X_{diK}'' è la reattanza subtransitoria della macchina sincrona i-esima;
 - X_{Mj}'' è la reattanza del motore asincrono j-esimo;
 - I_{kGi}'', I_{kMj}'' sono i contributi della corrente simmetrica iniziale delle macchine sincrone (i) e asincrone (j);
- corrente di cortocircuito permanente, nel caso di vicinanza ad un generatore:

$$I_k = \lambda_{max} \cdot I_{rG} \quad (5.8)$$

dove λ_{max} è un coefficiente ottenibile da curve contenute nella norma, che variano a seconda del tipo di generatore vicino al guasto e I_{rG} è la corrente assegnata al generatore;

- corrente di cortocircuito termicamente equivalente:

$$I_{th} = \sqrt{\frac{\int i^2 dt}{T_k}} = I_k'' \cdot \sqrt{m+n} \quad (5.9)$$

dove m è il fattore che tiene conto della componente continua del cortocircuito, mentre n è il fattore che tiene conto della componente alternata; entrambi sono ricavati da delle curve contenute nella norma che variano in funzione di T_k , cioè della durata della corrente di cortocircuito [23].

Sono stati studiati i cortocircuiti trifase sulle sbarre di centrale, sulle sbarre della sottostazione che connette la centrale al sistema di trasmissione e sulle sbarre delle sottostazioni ad essa confinanti. Sono stati considerati gli scenari di "avenida domanda massima" e di "estiaje domanda massima" nell'anno di entrata in funzione della centrale,

cioè il 2014. La rete è stata modellizzata con lo schema dettagliato messo a disposizione dal COES-SINAC. Di seguito sono riportati i risultati del calcolo:

- AVENIDA domanda massima, corrente massima di cortocircuito trifase:

Tabella 5.1 - Correnti di guasto trifase, Avenida

	Vn [kV]	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Idc [kA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SBARRE GENERATORE	13,8	847,91	35,47	92,49	31,20	13,08	34,92	36,33
QUITARACSA I	220	2035,66	5,34	13,21	5,22	0,27	5,21	5,42
KIMAN AYLLU	220	2161,53	5,67	14,04	5,56	0,29	5,53	5,75
CONOCOCHA	220	2533,23	6,65	16,04	6,64	0,13	6,32	6,73
HUALLANCA	138	2444,25	10,23	25,29	9,36	0,77	10,10	10,37
CAJAMARCA	220	1411,08	3,70	9,11	3,70	0,13	3,63	3,75

- ESTIAJE domanda massima, cortocircuito trifase:

Tabella 5.2 - Correnti di cortocircuito trifase, Estiaje

	Vn [kV]	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Idc [kA]	Ik [kA]	Ith [kA]
SBARRE GENERATORE	13,8	846,78	35,43	92,36	31,15	13,04	34,87	36,28
QUITARACSA I	220	2018,94	5,30	13,10	5,18	0,26	5,16	5,37
KIMAN AYLLU	220	2141,78	5,62	13,91	5,51	0,28	5,47	5,70
CONOCOCHA	220	2503,71	6,57	15,86	6,57	0,13	6,24	6,65
HUALLANCA	138	2436,50	10,19	25,21	9,33	0,77	10,07	10,34
CAJAMARCA	220	1382,64	3,63	8,92	3,63	0,13	3,55	3,68

I risultati mettono in luce che, per quanto riguarda le correnti di cortocircuito trifase, il caso più gravoso si presenta con la rete in condizioni di "avenida massima domanda": questo scenario sarà pertanto scelto come riferimento per le simulazioni dinamiche; in queste condizioni la I_k'' sulla sbarra 220 kV della centrale risulta essere pari a 5,34 kA mentre sulla sbarra della sottostazione elettrica cui è collegata la centrale risulta essere pari a 5,67 kA. Infine la I_k'' sulla sbarra a 13,8 kV cui sono connessi i generatori della centrale, importante per il dimensionamento di massima dell'interruttore di macchina, risulta essere pari a 35,47 kA.

5.3 STUDI DINAMICI E SCENARI CONSIDERATI

Come accennato in precedenza l'analisi della stabilità transitoria è un insieme di simulazioni dinamiche che hanno l'obiettivo di studiare la robustezza di un determinato sistema negli istanti immediatamente successivi ad eventi particolarmente gravosi. In questa sede, al fine di verificare che la centrale in esame soddisfi i criteri di connessione alla rete di trasmissione peruviana, verranno effettuate i seguenti studi:

- Verifica della stabilità a seguito di un cortocircuito sulle sbarre di centrale;
- Stima del tempo critico di estinzione del guasto;
- Verifica della stabilità a seguito di un cortocircuito in una linea vicina alla centrale.

Per ciascuno di questi studi si dovrà verificare che i generatori della centrale non perdano il passo e che le escursioni transitorie della tensione rimangano entro le soglie specificate al capitolo 2. Dallo studio delle correnti di cortocircuito è emerso che lo scenario più critico per la rete di trasmissione è quello di domanda massima nella condizione idrologica “avenida”, ossia nella stagione di piena dei fiumi che vede la domanda di energia peruviana in gran parte soddisfatta dalla generazione idroelettrica ; pertanto si farà riferimento a questo scenario. Per gli studi dinamici è necessario ovviamente utilizzare lo schema unifilare completo della rete di trasmissione peruviana, descritto al paragrafo 3.2.1, che utilizza una rappresentazione realistica di tutte le linee, dei generatori e dei carichi basata su una stima effettuata dal gestore stesso della rete per l’anno di entrata in funzione della nuova centrale, ossia il 2014.

5.4 VERIFICA DELLA STABILITÀ PER GUASTI SULLE SBARRE DI CENTRALE

5.4.1 DESCRIZIONE DELLA PROVA E CASISTICHE CONSIDERATE

Il COES-SINAC indica 100 ms come tempo tipico di intervento delle protezioni nelle reti AT. Con questa prova si vuole perciò verificare che i generatori della centrale in esame non perdano il sincronismo con la rete a causa di un guasto di questa durata che si verifica alla sbarra primaria dell’impianto o sulla sbarra della sottostazione cui l’impianto è collegato. Lo studio verrà effettuato quindi simulando un guasto trifase nei punti specificati che si estingua dopo 100 ms, ed analizzando l’evoluzione temporale delle grandezze elettriche in gioco, con particolare interesse a quelle delle macchine sincrone. La simulazione dovrà essere ripetuta considerando due distinte configurazioni dell’impianto: una con entrambe le unità generative della centrale in funzione, ed una con una sola unità generativa collegata, visto che nel passaggio da una configurazione all’altra potrebbe cambiare sensibilmente la robustezza complessiva del sistema.

5.4.2 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI

Per alleggerire la trattazione degli studi dinamici, in questo paragrafo vengono riportati solo i grafici relativi alle simulazioni con guasto alla sbarra principale della centrale, nel caso di due generatori in servizio. Questo è giustificato dal fatto che le evoluzioni temporali delle grandezze analizzate sono del tutto simili per le varie casistiche, anche se variano le costanti di tempo e le escursioni rispetto al valore di regime.

I grafici relativi alla simulazione con una sola unità generatrice in funzione, sono riportati nell'Appendice I mentre quelli relativi alla simulazione con il guasto localizzato nella sbarra della sottostazione *Kiman Ayllu* (con due unità generatrici in funzione) sono riportati nella Appendice L. Il commento ai risultati comunque tiene in considerazione tutti gli studi effettuati, anche quelli non direttamente mostrati in questo paragrafo.

- Tensioni alle sbarre:

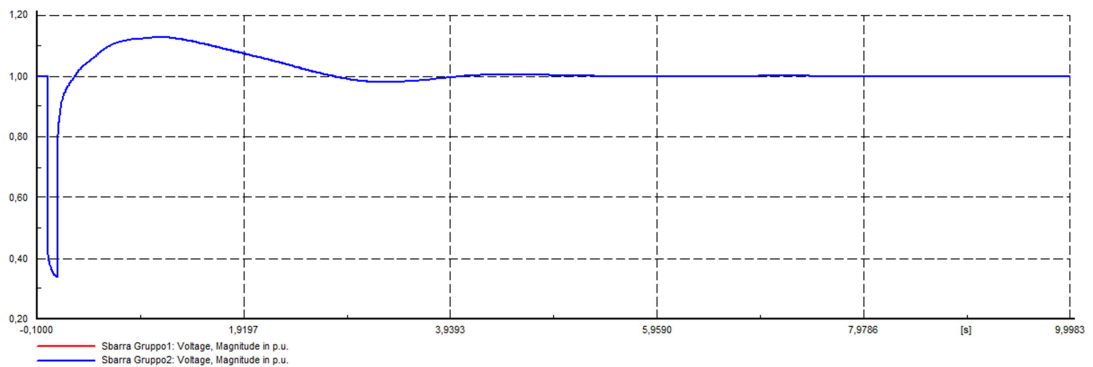


Figura 5.1- Andamento delle tensioni ai morsetti dei generatori per t=100 ms

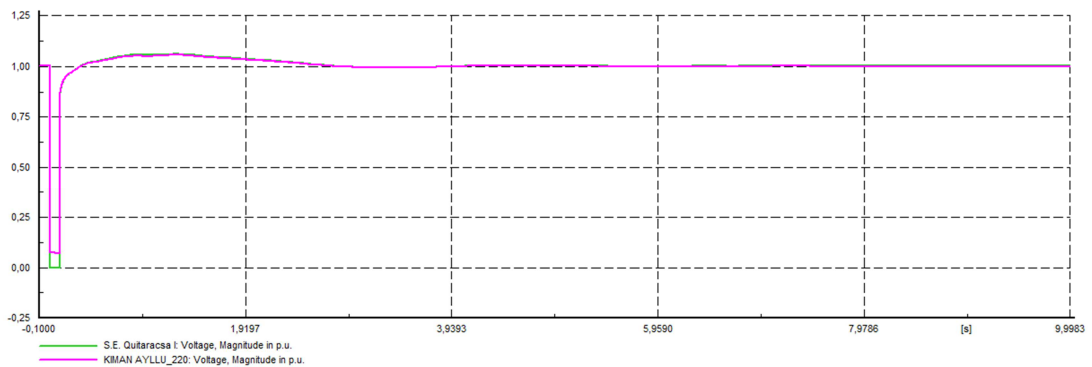


Figura 5.2 - Andamento delle tensioni sulla sbarra di centrale e sulla sbarra della sottostazione per t=100 ms

- Correnti ai morsetti dei generatori:

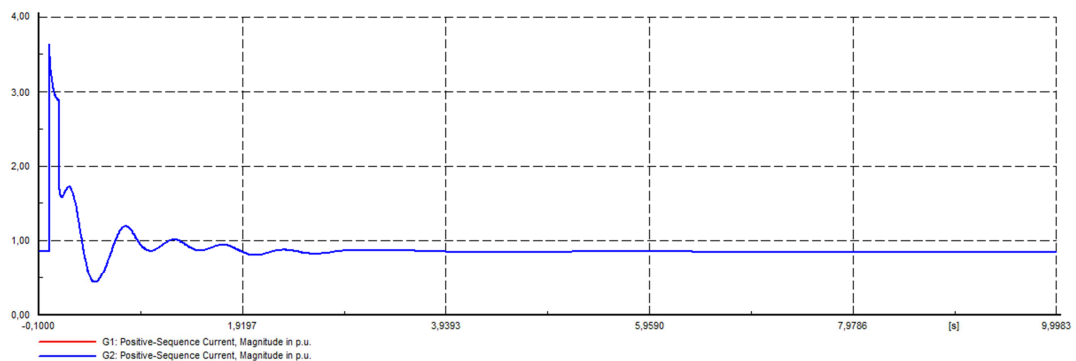


Figura 5.3 - Andamento delle correnti ai morsetti dei generatori per t=100 ms

- Potenze erogate dai generatori:

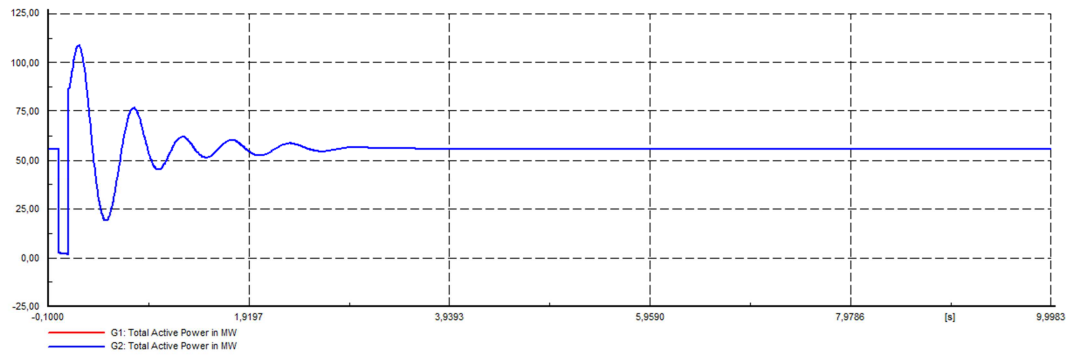


Figura 5.4 - Andamento della potenza attiva erogata dai generatori per t=100 ms

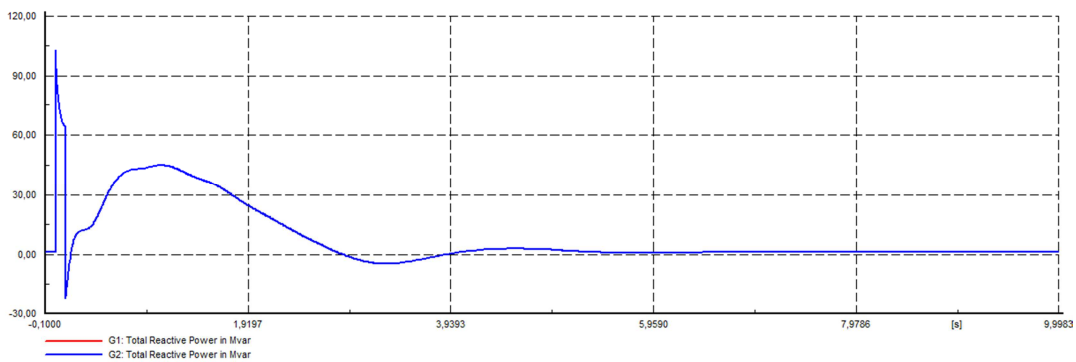


Figura 5.5 - Andamento della potenza reattiva erogata dai generatori per t=100 ms

- Grandezze sugli avvolgimenti di eccitazione:

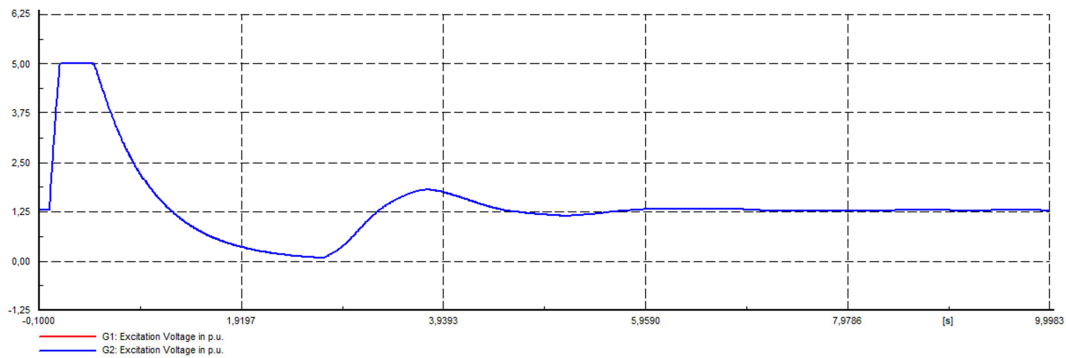


Figura 5.6 - Andamento della tensione di eccitazione per t=100 ms

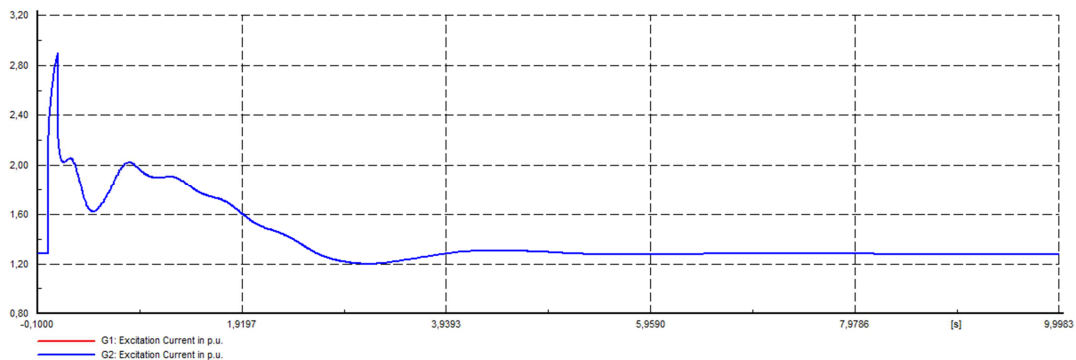


Figura 5.7 - Andamento della corrente di eccitazione per t=100 ms

- Frequenza ed angolo di generazione:

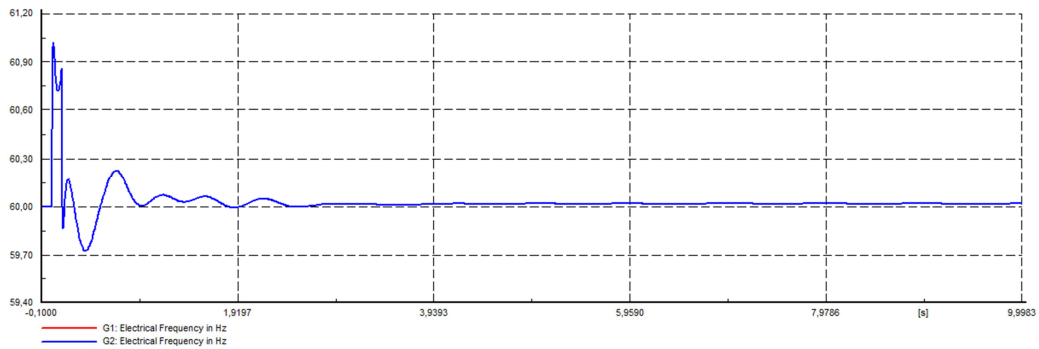


Figura 5.8 - Andamento della frequenza delle grandezze in uscita dai generatori per t=100 ms

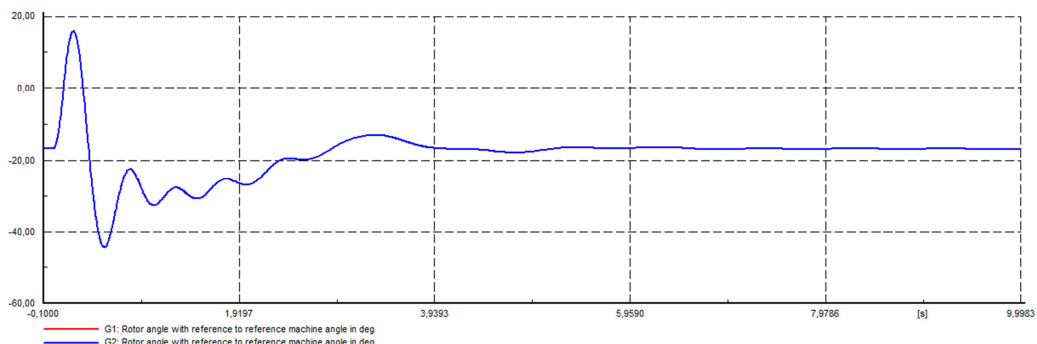


Figura 5.9 - Andamento dell'angolo di generazione (tra tensione sul rotore e tensione ai morsetti) per t=100 ms

5.4.3 COMMENTO DEI RISULTATI

Dai risultati ottenuti dalle simulazioni si può constatare che la perdita di passo da parte dei generatori di centrale non è avvenuta e che quindi la centrale è in grado di resistere a guasti della durata di 100 ms che si verificano sulle sbarre vicine. Questo è garantito dal fatto che le grandezze analizzate, pur oscillando con una certa costante di tempo ed un certo coefficiente di smorzamento attorno al valore di regime, riescono a riportarsi al valore iniziale e soprattutto non escono mai dalle escursioni limite per quanto riguarda la tensione e la frequenza: questo significa che l'intervento delle protezioni che manderebbero fuori servizio la centrale è scongiurato, e che la stabilità transitoria è verificata nei casi finora considerati.

5.5 STIMA DEL TEMPO CRITICO DI ESTINZIONE DEL GUASTO

5.5.1 DESCRIZIONE DELLA PROVA E CASISTICHE CONSIDERATE

Una volta verificato che in caso di cortocircuito gli alternatori della centrale siano in grado di mantenere il proprio sincronismo con la rete fino all'intervento delle protezioni, è opportuno determinare il tempo critico di estinzione del guasto, cioè bisogna indagare sulla durata di cortocircuito che manda fuori passo i generatori di centrale: questa seconda prova verrà affrontata tramite simulazioni dinamiche successive. Per ogni simulazione si aumenterà progressivamente il tempo di intervento delle protezioni, cioè si farà perdurare il guasto alle sbarre per un tempo sempre maggiore fino a che i generatori non perderanno il passo.

Anche in questo caso si dovranno considerare sia guasti trifase sulle sbarre di centrale che guasti trifase sulle sbarre della sottostazione, e si dovranno studiare i casi con un generatore in funzione e con due generatori in funzione.

5.5.2 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI

In questo paragrafo verranno mostrati solo i grafici delle simulazioni effettuate con guasto trifase alla sbarra di centrale nella configurazione con due unità generative in funzione, ma verrà comunque riportata nel prossimo paragrafo una tabella contenente i tempi critici di guasto per tutti i casi considerati (i grafici delle altre simulazioni sono mostrati nelle appendici M e N).

Aumentando di simulazione in simulazione il tempo di intervento dell'interruttore di protezione, cioè facendo estinguere il guasto via via per tempi più lunghi, si nota che le oscillazioni delle grandezze elettriche, soprattutto dell'angolo di generazione (sfasamento tra la tensione a rotore e la tensione ai morsetti della macchina) e della frequenza, diventano sempre più marcate fino al verificarsi della perdita del passo. Quando questo avviene si nota che le grandezze elettriche non riescono più a riportarsi al valore iniziale e dunque vanno "alla deriva" causando nella realtà l'intervento delle protezioni e l'effettivo distacco del generatore dal sistema di trasmissione. Il tempo critico di estinzione del guasto trifase alla sbarra principale della centrale individuato con il metodo appena illustrato è risultato essere pari a :

$$t_c = 244 \text{ ms} \quad (5.10)$$

Questo significa che per un guasto della durata di 243 ms i generatori della centrale *Quitaracsa I* non perdono il passo, mentre per un guasto della durata di 244 ms avviene la perdita di sincronismo, come si può notare dagli andamenti temporali delle grandezze elettriche del sistema di riportati nelle pagine seguenti:

- Tensioni alle sbarre:

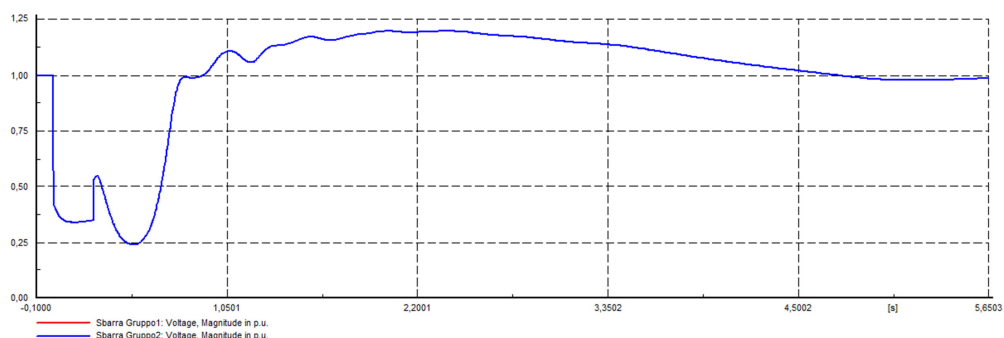


Figura 5.10 – Andamento della tensione ai morsetti del generatore per t=243 sec

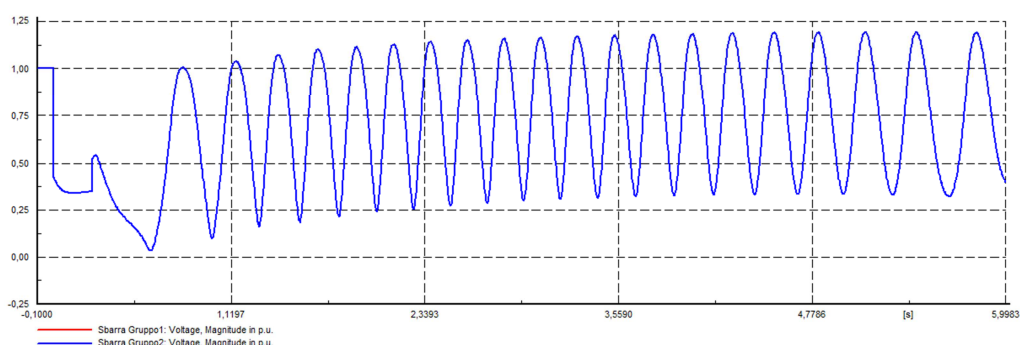


Figura 5.11 - Andamento della tensione ai morsetti del generatore per t=244 sec

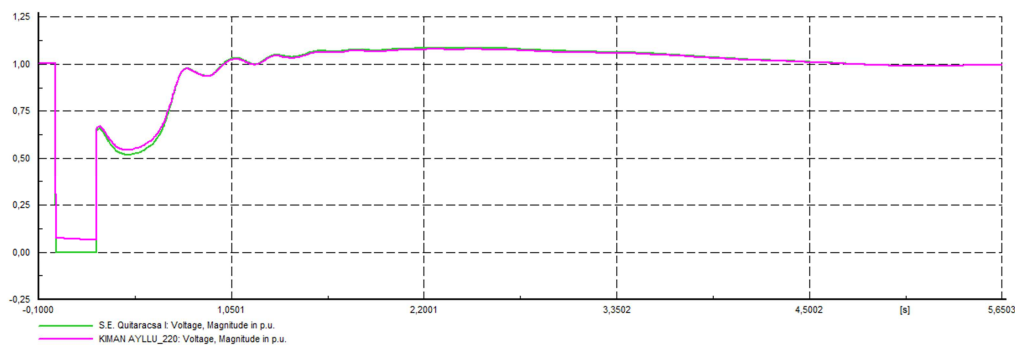


Figura 5.12 - Andamento della tensione sulla sbarra di centrale e sulla sbarra della sottostazione per t=243 sec

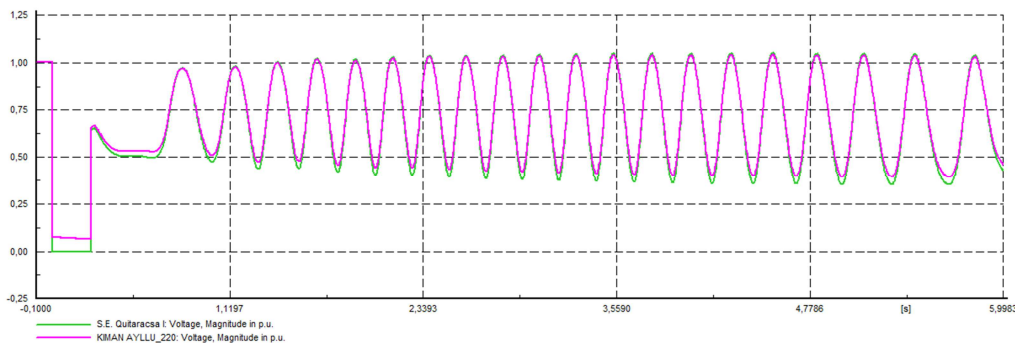


Figura 5.13 - Andamento della tensione sulla sbarra di centrale e sulla sbarra della sottostazione per t=244 sec

- Correnti ai morsetti dei generatori:

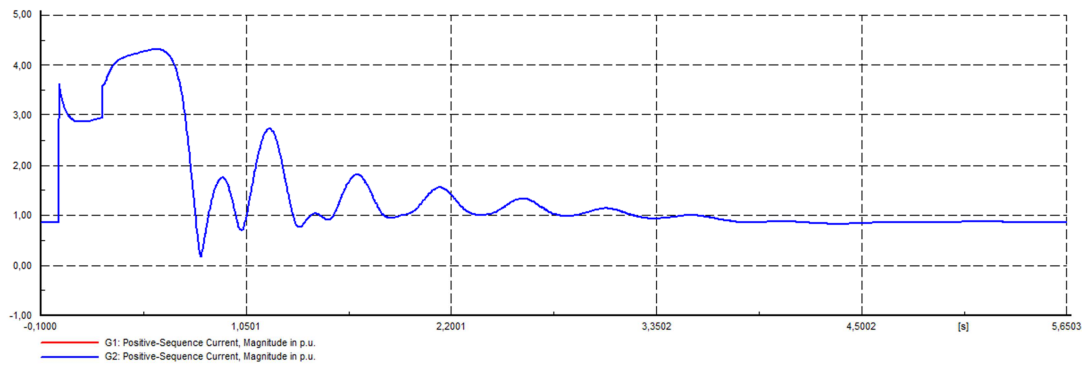


Figura 5.14 - Andamento delle correnti ai morsetti dei generatori per t=243 sec

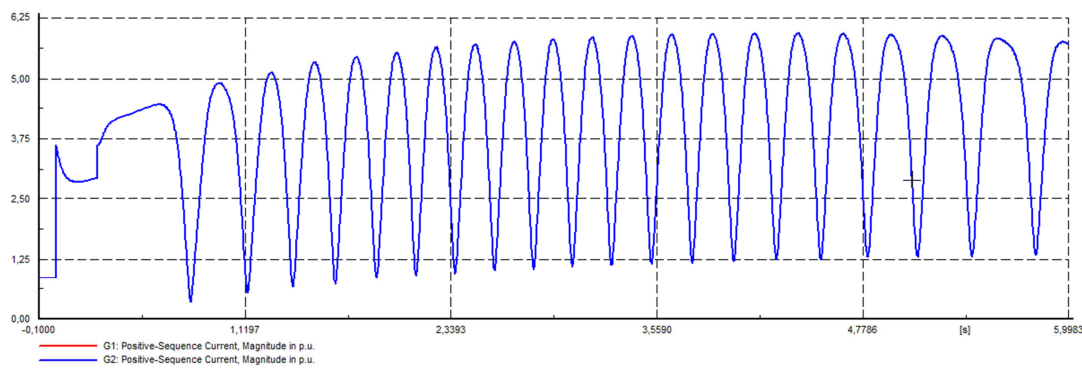


Figura 5.15 - Andamento delle correnti ai morsetti dei generatori per t=244 sec

- Potenze erogate dai generatori:

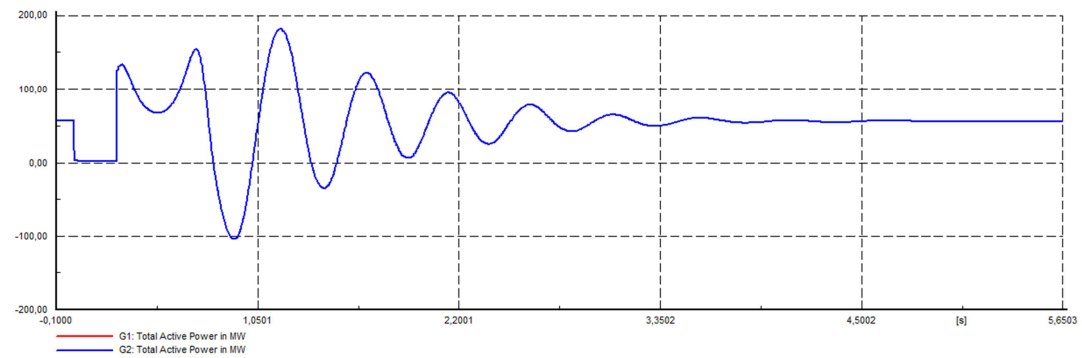


Figura 5.16 - Andamento della potenza attiva erogata dai generatori per t=243 sec

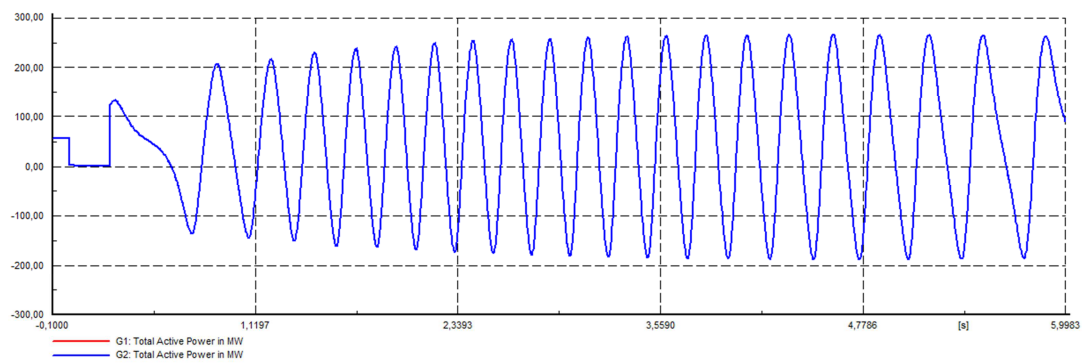


Figura 5.17 - Andamento della potenza attiva erogata dai generatori per t=244 sec

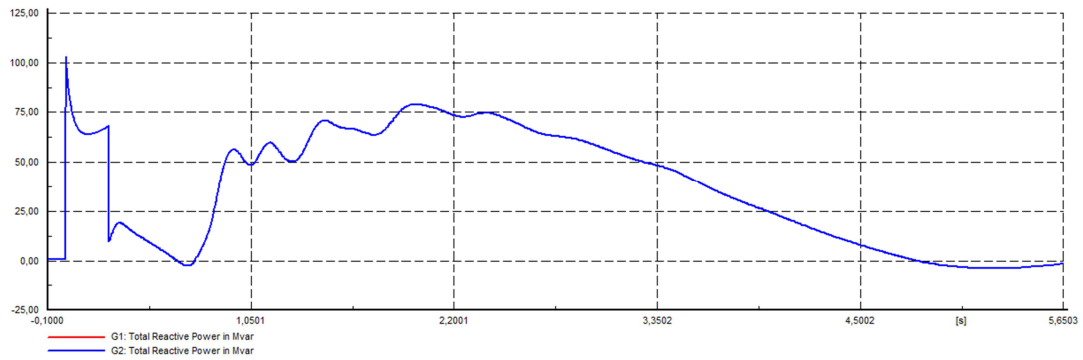


Figura 5.18 - Andamento della potenza reattiva erogata dai generatori per t=243 sec

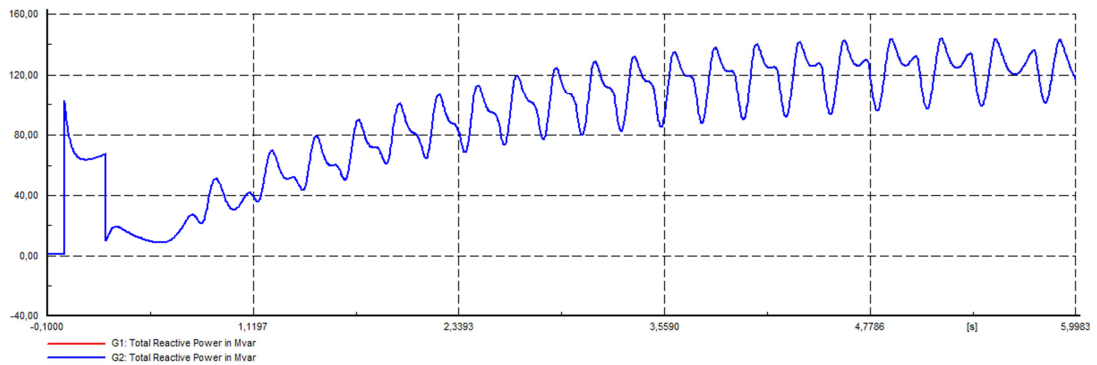


Figura 5.19 – Andamento della potenza reattiva erogata dai generatori per t=244 sec

- Grandezze sugli avvolgimenti di eccitazione:

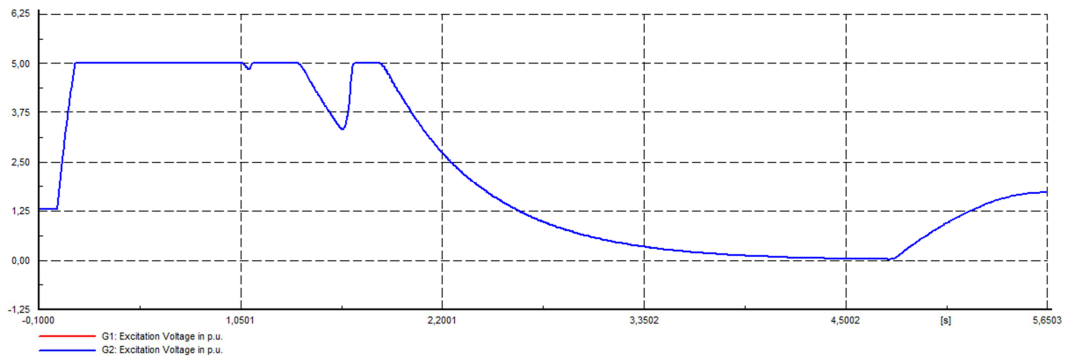


Figura 5.20 - Andamento della tensione di eccitazione per t=243 sec

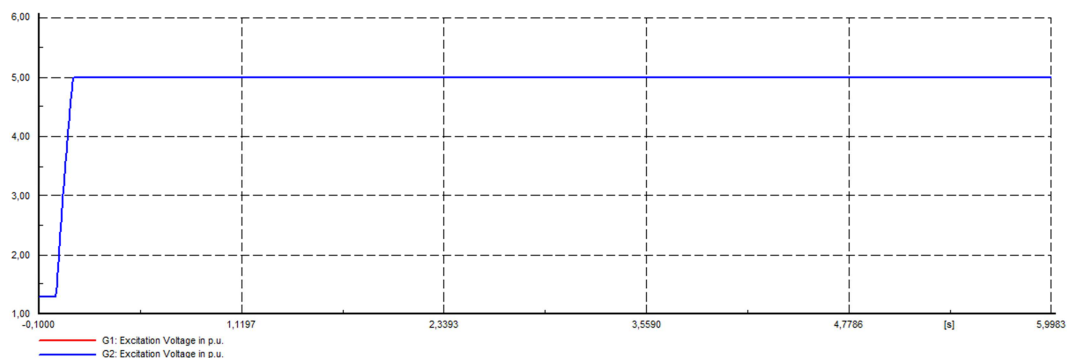


Figura 5.21 – Andamento della tensione di eccitazione per t=244 sec

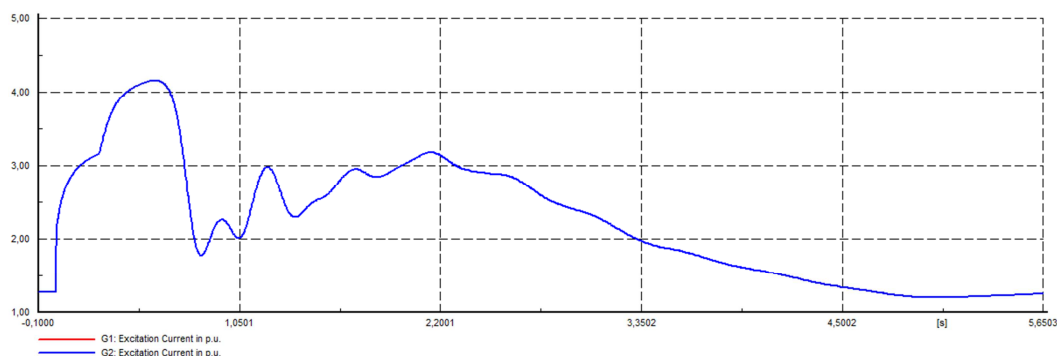


Figura 5.22 - Andamento della corrente di eccitazione per t=243 sec

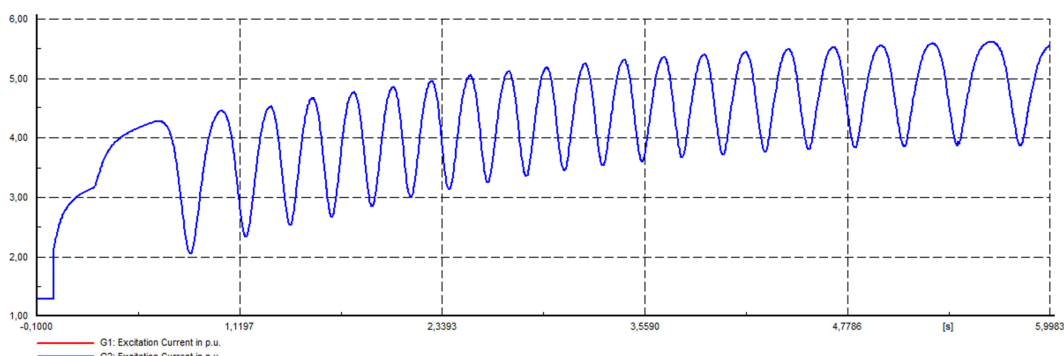


Figura 5.23 - Andamento della corrente di eccitazione per t=244 sec

- Frequenza ed angolo di generazione:

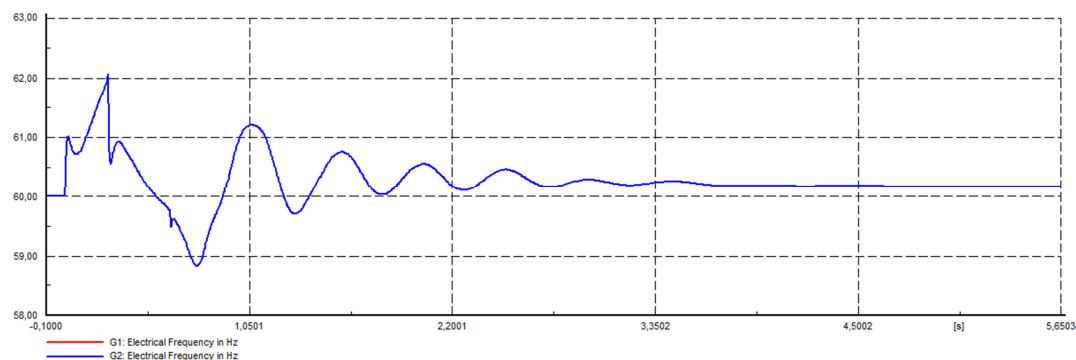


Figura 5.24 - Andamento della frequenza delle grandezze in uscita dai generatori per t=243 sec

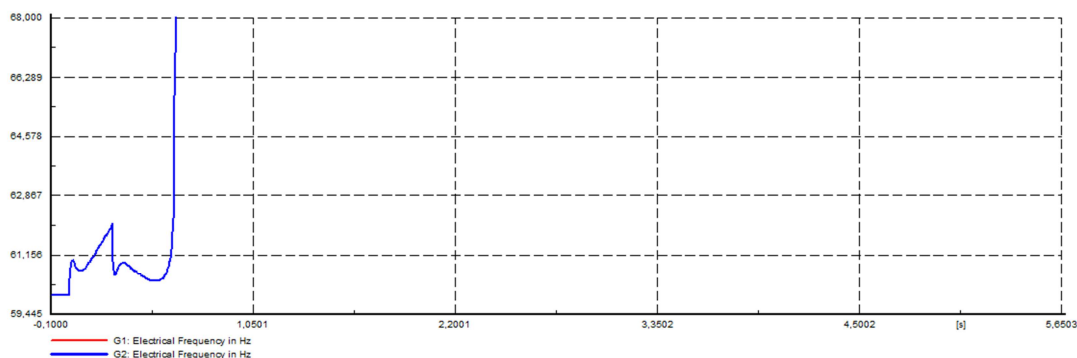


Figura 5.25 - Andamento della frequenza delle grandezze in uscita dai generatori per t=244 sec

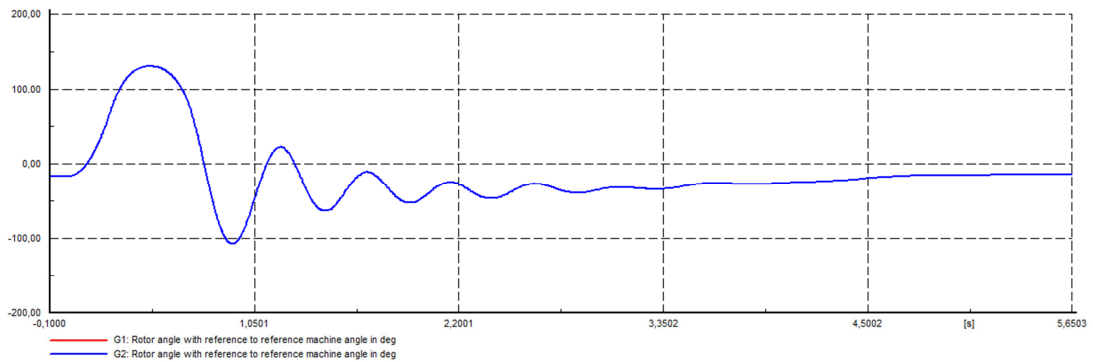


Figura 5.26 - Andamento dell'angolo di generazione per t=243 sec

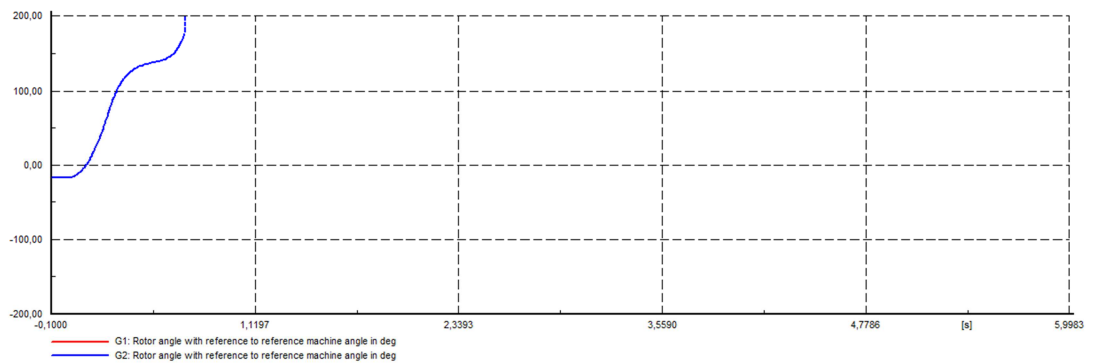


Figura 5.27 - Andamento dell'angolo di generazione per t=244 sec

Il comportamento di deriva del sistema all'aumentare del tempo di guasto applicato si può sottolineare in maniera più significativa analizzando l'evoluzione della potenza attiva erogata dal generatore in regime perturbato in funzione dell'angolo di generazione. Il grafico $P(\theta)$ così ottenuto ha senso solo fintantoché la stabilità è mantenuta, perciò viene qui mostrato fino al limite massimo di stabilità transitoria (da non confondere con il limite di stabilità statica, ottenibile aumentando lentamente la potenza erogata dal generatore fino a perdere l'equilibrio tra potenza motrice e potenza erogata dalla macchina, con una serie fitta di regimi statici). Durante la perturbazione il punto di lavoro del generatore si sposta sulla curva oscillando e cambiando direzione, spingendosi sempre più vicino alla zona di instabilità via via che il tempo di guasto applicato aumenta. Nel caso in esame il punto di lavoro sfiora nella zona di instabilità transitoria per guasti di 244 ms o superiori. Si ricorda che per il criterio delle aree, la stabilità transitoria viene persa quando l'area corrispondente alla potenza accelerante applicata alle masse rotanti del gruppo (indicata con segno positivo in figura 5.19) non riesce più ad eguagliare l'area corrispondente alla potenza decelerante (indicata con segno negativo). L'angolo ϑ_M rappresenta l'angolo massimo che il sistema può raggiungere prima di perdere irrimediabilmente la stabilità transitoria [24].

- Curva teorica $P(\theta)$ (ogni punto di lavoro è ottenuto a regime permanente):

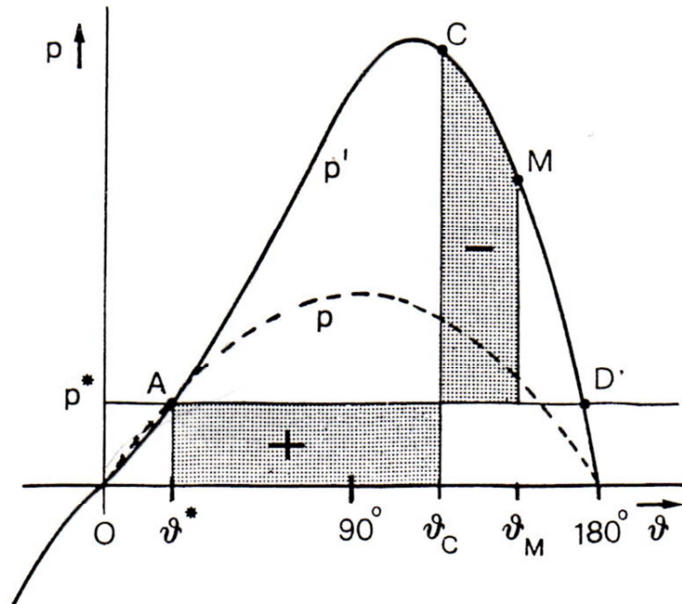


Figura 5.28 - Curva teorica $P(\vartheta)$ [24]

- Guasto trifase della durata di 100 ms:

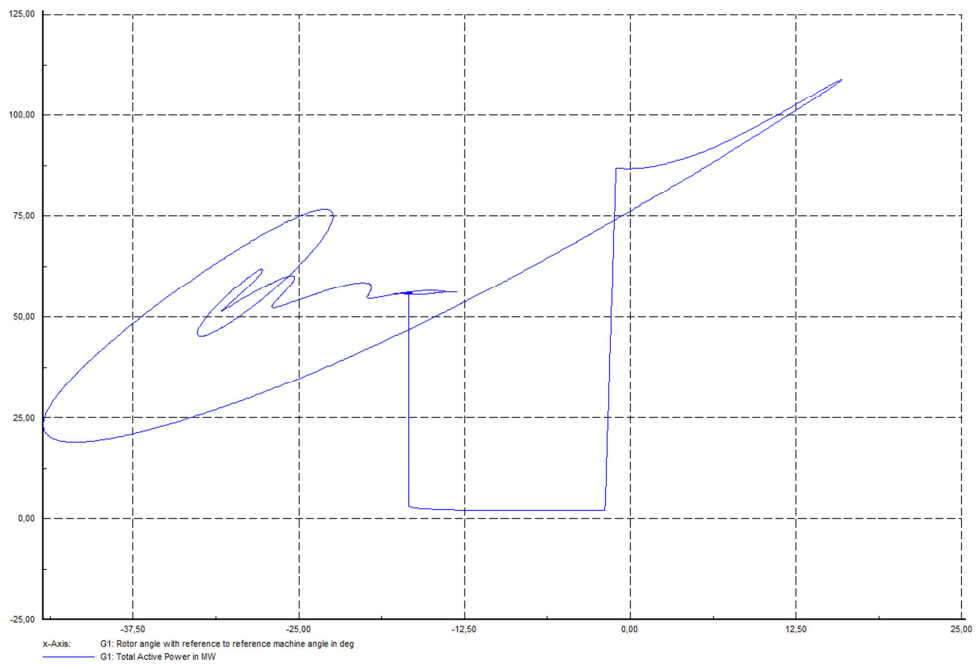


Figura 5.29 – Curva $P(\vartheta)$ per guasto trifase della durata di 100 ms

- Guasto trifase della durata di 200 ms:

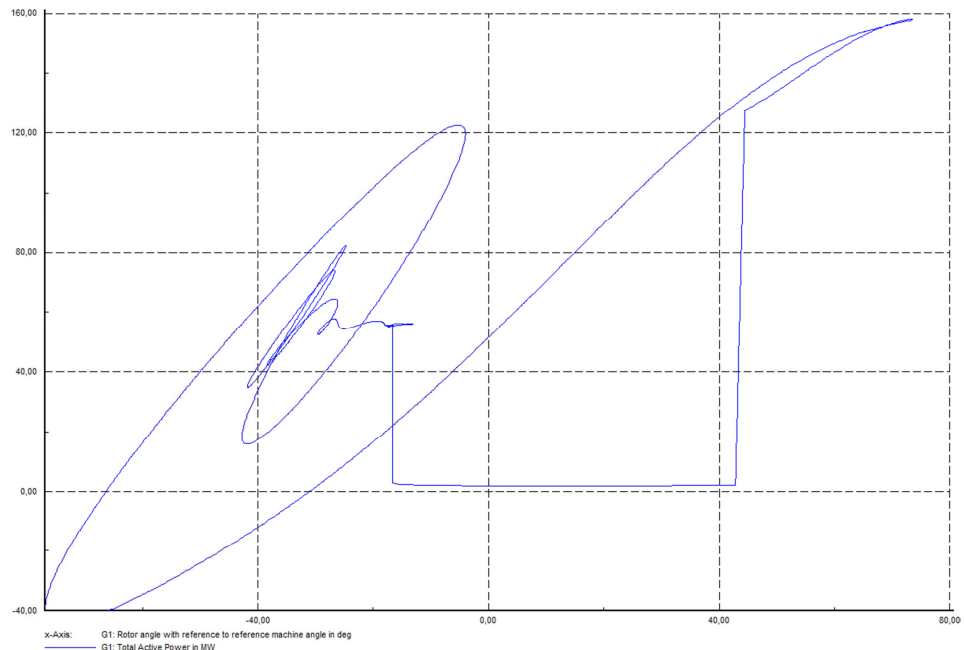


Figura 5.30 - Curva $P(\vartheta)$ per guasto trifase della durata di 200 ms

- Guasto trifase della durata di 243 ms:

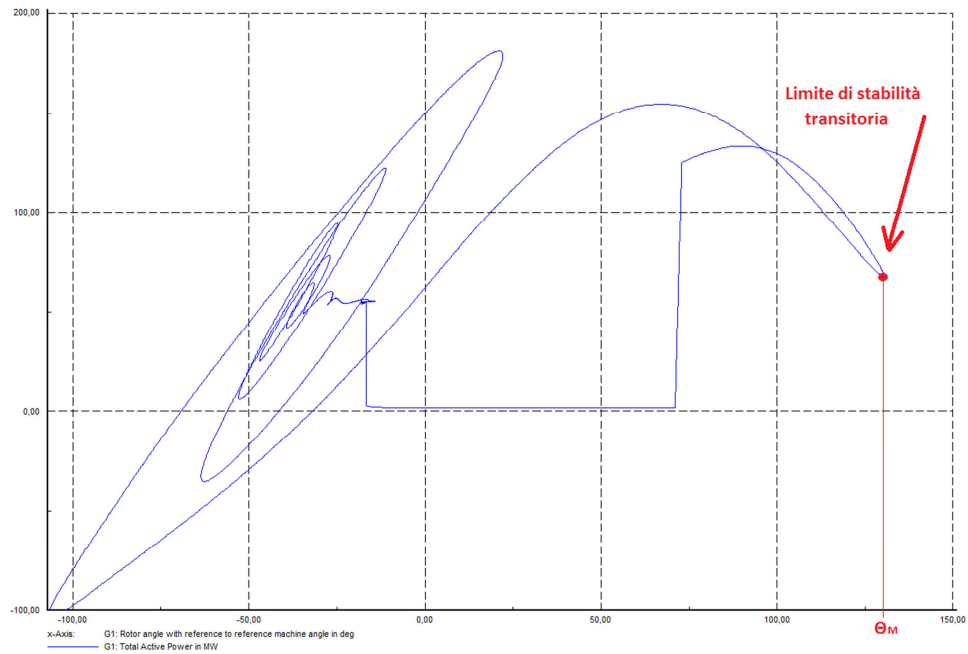


Figura 5.31 - Curva $P(\vartheta)$ per guasto trifase della durata di 243 ms

Per il caso in esame, l'angolo massimo corrispondente al limite di stabilità transitoria è risultato essere pari a:

$$\vartheta_M = 130.5^\circ \quad (5.11)$$

5.5.3 COMMENTO DEI RISULTATI

Nelle tabelle che seguono sono riportati gli angoli di generazione massima ed i tempi critici di estinzione del guasto per tutti gli scenari analizzati, cioè quelli richiesti dal gestore della rete di trasmissione:

Tabella 5.3 - Angoli massimi di generazione [°]

2 Generatori connessi		1 generatore connesso	
Quitarcasa	Kiman Ayllu	Quitarcasa	Kiman Ayllu
130.5	131.9	117.8	99.7

Tabella 5.4- Tempi critici di estinzione del guasto [ms]

2 Generatori connessi		1 generatore connesso	
Quitarcasa	Kiman Ayllu	Quitarcasa	Kiman Ayllu
244	246	253	254

Si può notare che più il punto in cui avviene il cortocircuito è vicino all'alternatore, e più diminuisce il tempo critico di estinzione del guasto, cioè minore è il tempo del cortocircuito che il generatore riesce a sopportare senza perdere il passo. Questo comportamento è coerente con il fatto che più il guasto è vicino al generatore, più la tensione alle sue sbarre durante il corto è prossima allo zero; di conseguenza è minore la potenza elettrica che la macchina riesce a trasmettere durante il guasto e risulta maggiore la potenza accelerante a cui sono sottoposte le sue masse rotanti (anche considerando l'intervento del regolatore infatti la potenza immessa in turbina rimane elevata negli istanti immediatamente successivi al cortocircuito).

Infine si nota come i tempi critici di estinzione siano superiori nel caso di una sola unità generatrice connessa alla rete di trasmissione, rispetto al caso di entrambe le unità connesse: questo significa che il sistema risulta più robusto se deve far fronte al recupero del sincronismo di una sola macchina alla volta.

Dal confronto tra le curve $P(\vartheta)$ ottenute dalle simulazioni dinamiche e la curva $P(\vartheta)$ teorica si nota infine una sostanziale differenza: prima di ritrovare la stabilità, il punto di lavoro non ricalca esattamente gli stessi punti ad ogni oscillazione, soprattutto negli istanti finali del transitorio, ma disegna delle ellissi che vanno a collassare nel nuovo punto di equilibrio; Questo comportamento è spiegabile andando a vedere le ipotesi sotto le quali si è ottenuta la curva teorica: al contrario di quanto fatto nelle simulazioni dinamiche qui esposte, nella teoria si erano trascurati i fenomeni dovuti alla saturazione dei circuiti magnetici della macchina sincrona. Inoltre tale effetto è in parte imputabile al dispositivo contenuto nell'AVR noto con il nome di *Power System Stabilizer*, il quale tende a compensare le oscillazioni di potenza attiva adeguandovi istante per istante la corrente di eccitazione, soprattutto durante eventuali regimi perturbati.

5.6 VERIFICA DELLA STABILITÀ PER GUASTI SU UNA LINEA VICINA

5.6.1 DESCRIZIONE DELLA PROVA E CASISTICHE CONSIDERATE

Il terzo ed ultimo studio dinamico effettuato riguarda la verifica della stabilità transitoria dei generatori della centrale *Quitarcasa I* in caso di guasto trifase su una linea vicina al punto di connessione dell'impianto alla rete di trasmissione nazionale. In particolare il cortocircuito considerato dovrà causare non solo l'intervento delle protezioni sulla linea guasta, ma anche l'apertura delle linee vicine, sempre facendo in modo di tener connessa al SEIN la centrale in esame.

La prova vuole simulare una situazione particolarmente gravosa per il sistema in esame, e si compone quindi di diverse operazioni che avvengono in tempi ben precisi; in questo caso le operazioni considerate sono le seguenti:

- guasto trifase sulla linea a 220 kV denominata *Cajamarca – Kiman Ayllu 1*;
- intervento delle protezioni e quindi apertura della linea guasta dopo 100 ms;
- apertura, sempre dopo 100 ms dal guasto, delle seguenti linee vicine:
 - Cajamarca – Kiman Ayllu 2*
 - Kimán Ayllu – Conococha 1*
 - Kimán Ayllu – Conococha 2*;
- richiusura di successo della linea guasta e di tutte le linee coinvolte nell'apertura, dopo un tempo di 500 ms (comparabile al tempo morto effettivo di richiusura delle protezioni in AT).

In figura è mostrata l'ubicazione delle linee interessate rispetto alla centrale:

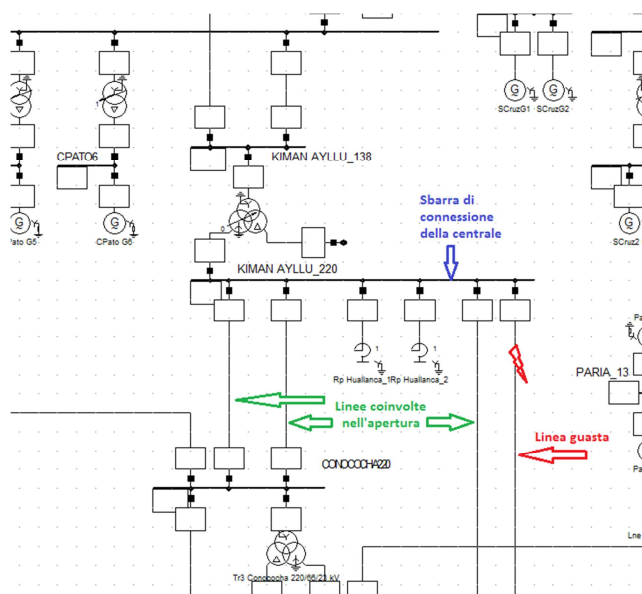


Figura 5.32 - Descrizione della terza simulazione dinamica

Si nota che, come richiesto dal COES SINAC [11], la centrale rimane collegata alla rete di trasmissione durante tutte le operazioni.

Questo studio dinamico prenderà in considerazione lo scenario di generazione che dalla prova precedente è stato individuato come il più gravoso per la centrale in esame, ossia quello con due generatori connessi alla rete. In questa prova, visto che verrà simulata l'apertura di più linee della rete di trasmissione, si renderà necessario verificare la stabilità dinamica non solo dei generatori di *Quitarcasa I*, ma di tutti i generatori che si trovano nell'area di influenza della centrale, in modo da dimostrare che nessuna macchina perda il sincronismo con la rete nel caso di contingenza considerato.

5.6.2 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI

Vengono di seguito riportate le evoluzioni temporali delle grandezze elettriche in gioco all'interno della centrale in esame, quando siano simulati gli eventi descritti nel paragrafo precedente:

- Tensioni alle sbarre:

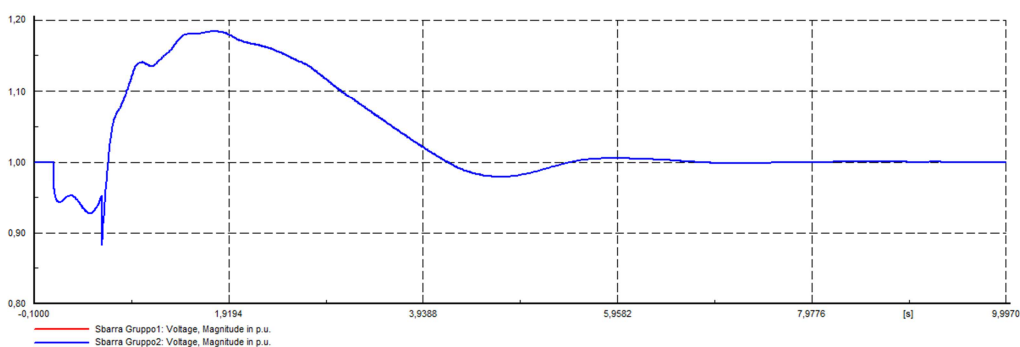


Figura 5.33 – Andamento della tensione sui morsetti del generatore

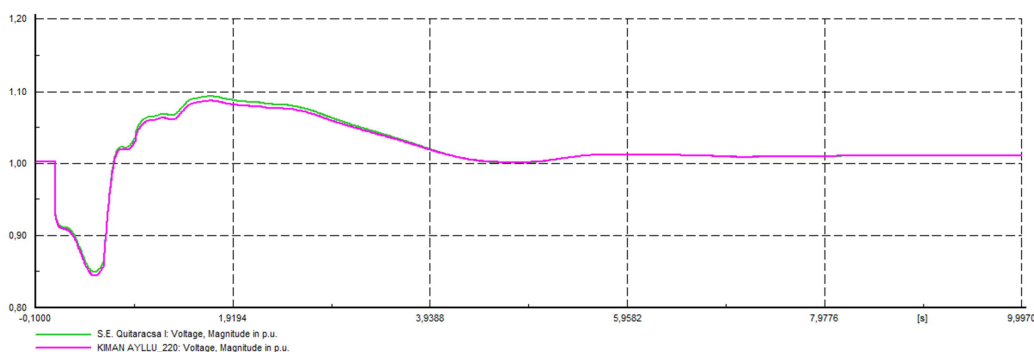


Figura 5.34 - Andamento della tensione sulla sbarra di centrale e sulla sbarra della sottostazione

- Correnti ai morsetti dei generatori:

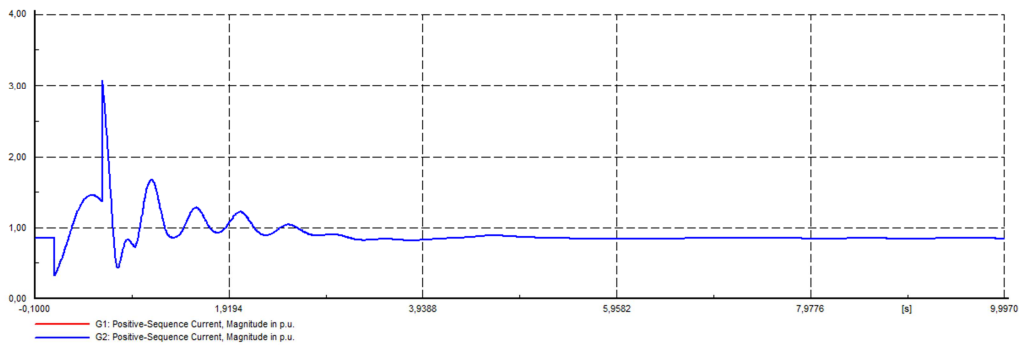


Figura 5.35 – Andamento della corrente ai morsetti dei generatori

- Potenze erogate dai generatori:

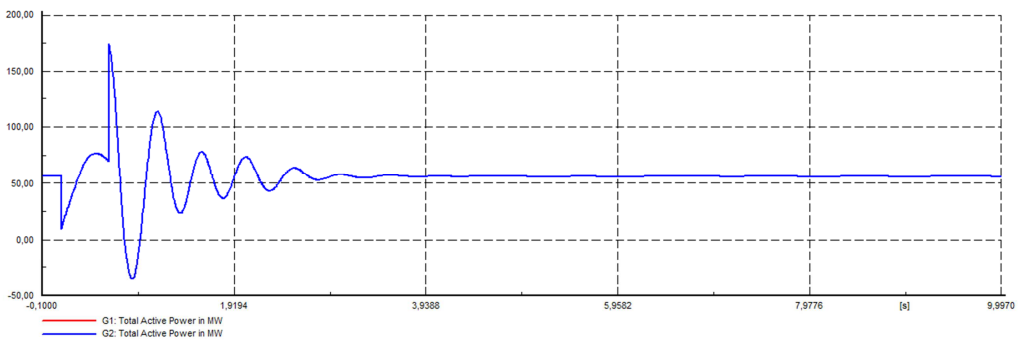


Figura 5.36 – Andamento della potenza attiva erogata dai generatori

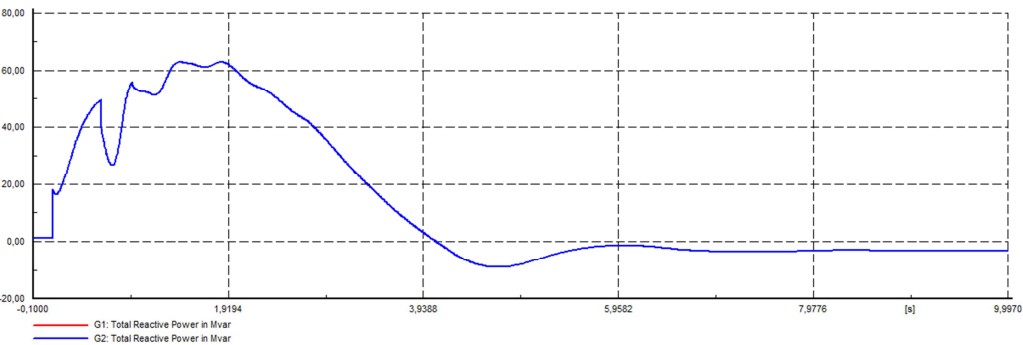


Figura 5.37 – Andamento della potenza reattiva erogata dai generatori

- Grandezze sugli avvolgimenti di eccitazione:

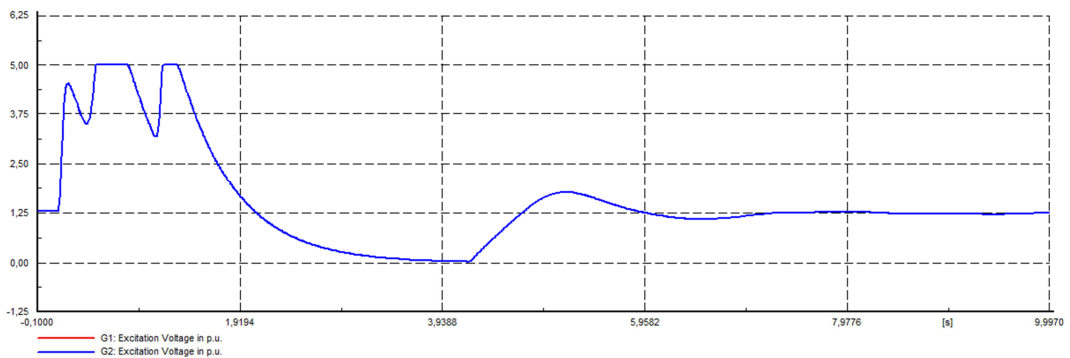


Figura 5.38 – Andamento della tensione di eccitazione

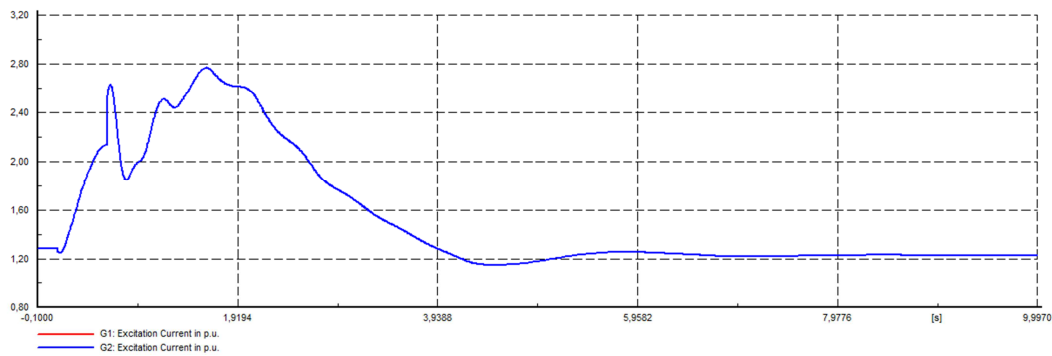


Figura 5.39 – Andamento della corrente di eccitazione

- Frequenza ed angolo di generazione:

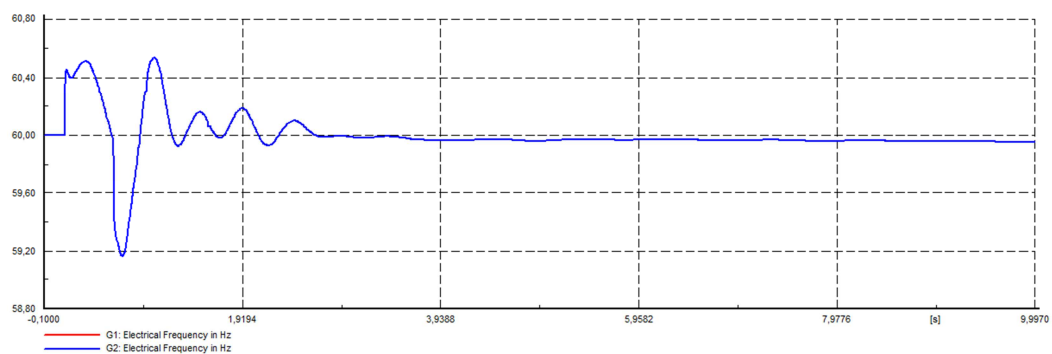


Figura 5.40 - Andamento della frequenza delle grandezze in uscita dai generatori

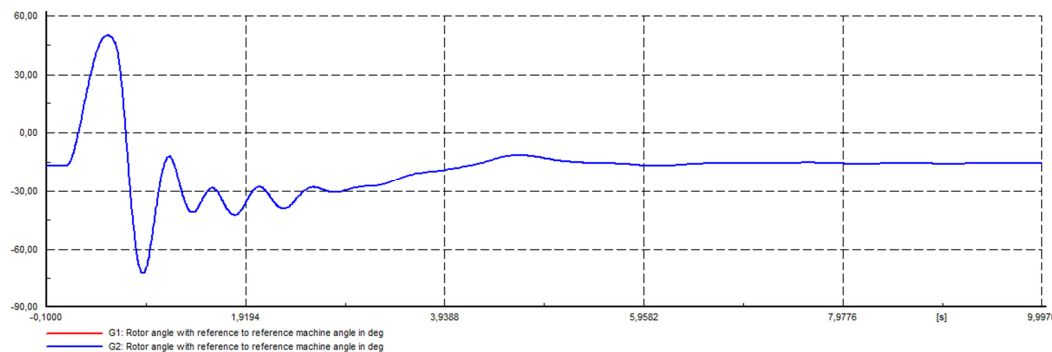


Figura 5.41 – Andamento dell'angolo di generazione (tra tensione sul rotore e tensione ai morsetti)

Al fine di indagare sulla stabilità transitoria globale della rete di trasmissione nazionale a seguito del guasto simulato, sono stati esaminati gli andamenti dell'angolo di generazione dei seguenti impianti di produzione, coinvolti perché localizzati nell'area di influenza della nuova centrale o comunque nelle sue immediate vicinanze:

- *Cañon del Pato* ($P_{tot} = 6 \times 38.5$ MW)
- *Mantaro* ($P_{tot} = 7 \times 103,8$ MW)
- *Ventanilla* ($P_{tot} = 549,32$ MW)
- *Aguaitia* ($P_{tot} = 156,57$ MW)
- *Chimay* ($P_{tot} = 2 \times 75.4$ MW)
- *Chilca-Enersur* (3×172 MW)
- *Huinco* ($P_{tot} = 262,40$ MW)

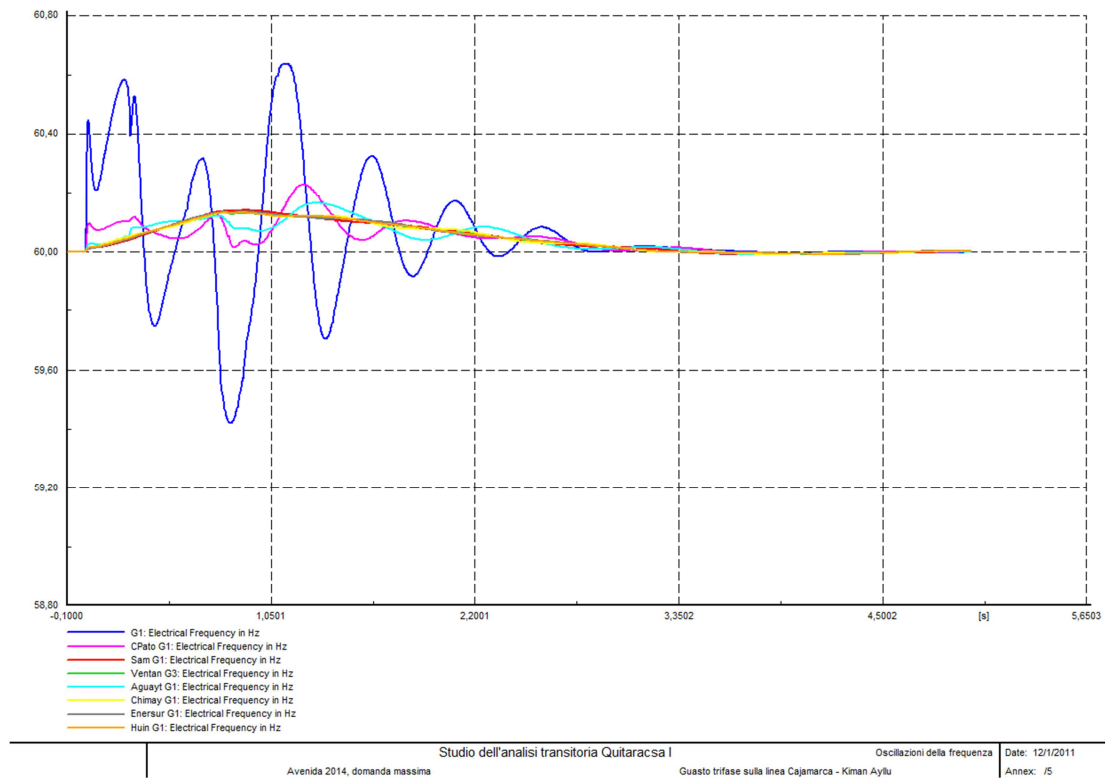


Figura 5.42 - Andamento della frequenza delle centrali nell'area di influenza

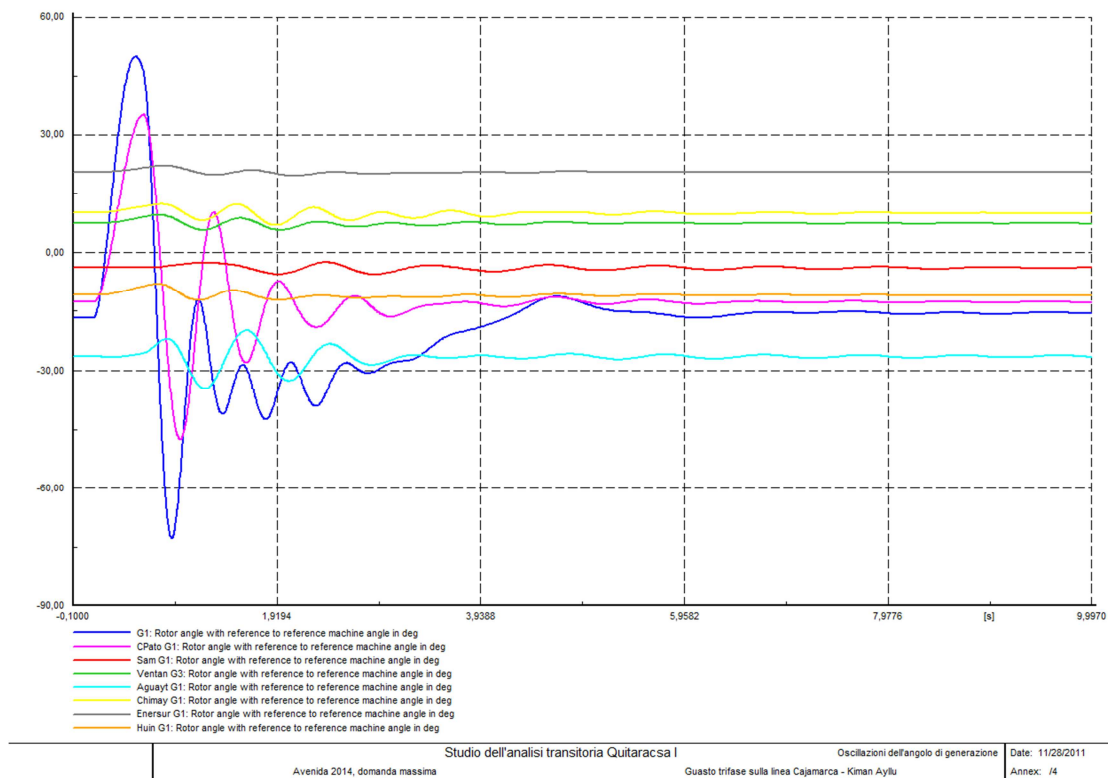


Figura 5.43 - Andamento dell'angolo di generazione delle centrali nell'area di influenza

5.6.3 COMMENTO DEI RISULTATI

Dai risultati di quest'ultima simulazione si può affermare con certezza che la stabilità dinamica della centrale idroelettrica *Quitarcasa I* è mantenuta a seguito di un guasto trifase sulla linea di trasmissione considerata: questo è chiaro visto l'andamento delle grandezze elettriche dell'impianto che, dopo le oscillazioni dovute al guasto e alla richiusura dell'interruttore di protezione, ritornano al valore iniziale senza uscire dalle soglie imposte dal gestore della rete di trasmissione. In particolare si nota che la tensione ai morsetti del generatore esce dal limite di $\pm 10\%$ per più di 2 secondi, ma contestualmente non si registra un superamento di tale soglia per quanto riguarda la tensione alla sbarra della sottostazione *Kimán Ayllu* cui è connessa la centrale. Pertanto i criteri esposti al capitolo 2 per questa categoria di simulazioni sono pienamente rispettati.

Si può inoltre affermare che, visti gli andamenti dell'angolo di generazione di tutti i generatori considerati, la stabilità transitoria a seguito del guasto considerato è mantenuta in tutta la zona di influenza della nuova centrale in quanto il parallelo non viene perso da nessuna delle macchine sincrone in esame. Se si considera, infine, che più la macchina sincrona si allontana dalla linea nella quale è avvenuto il guasto, più limitate sono le oscillazioni del suo angolo di generazione e della sua frequenza (come evidenziato dai colori associati ai vari generatori), si può concludere che la stabilità transitoria a seguito del guasto trifase considerato è verificata per tutte le centrali del sistema peruviano, anche per quelle ubicate al di fuori della zona di influenza della nuova centrale, che si trovano sicuramente più lontane dalla linea sede del guasto.

CONCLUSIONI

A conclusione del lavoro svolto si può affermare che le verifiche effettuate sulla centrale *Quitarcasa I* hanno avuto, nel complesso, un esito positivo.

Lo studio dei flussi di potenza in rete è stato affrontato con l'utilizzo di un modello dettagliato del sistema di trasmissione peruviano, messo a disposizione dal COES-SINAC proprio per agevolare i titolari dei nuovi progetti allo svolgimento delle verifiche richieste. Questo modello contiene informazioni precise sui generatori, sulle linee e sui dispositivi di interruzione, regolazione e controllo effettivamente presenti in rete, ed inoltre considera molteplici scenari di domanda energetica per l'anno di entrata in funzione della centrale, basati su stime e proiezioni ufficiali effettuate dal COES-SINAC stesso [22]. Questo primo studio ha messo in luce che, per ciascuno degli scenari considerati, la connessione della nuova centrale nel punto previsto non causa sensibili violazioni sui livelli di tensione o particolari sovraccarichi, né in caso di rete in condizioni normali, né in caso di rete in emergenza (contingenza N-1). Quindi, per quanto riguarda il regime permanente, i criteri per l'allacciamento della centrale al sistema di trasmissione peruviano sono pienamente rispettati. Alcuni risvolti interessanti e degni di menzione sono emersi dallo studio dei flussi di potenza: *in primis* si è individuata una linea che in molti dei casi di contingenza analizzati si porta ad un grado di carico vicino al valore limite; questa situazione fa temere risvolti critici per quanto riguarda la sua congestione nel lungo periodo. *In secundis* si è constatata l'importanza del sistema statico di compensazione reattiva connesso ad una sbarra poco lontana dal punto di connessione della nuova centrale, e si è valutato come influenzi positivamente i livelli di tensione dell'intera area nord del sistema di trasmissione peruviano.

Lo studio dei flussi di potenza interni all'impianto invece, svolto in diverse condizioni di produzione e di controllo dei generatori, ha evidenziato il corretto dimensionamento dei suoi componenti ed in particolare ha palesato l'effettiva possibilità di eliminare una terna in parallelo sulle linee MT che collegano i generatori ai trasformatori elevatori.

L'analisi della stabilità transitoria è stata indubbiamente la tipologia di studi che ha evidenziato i risultati più significativi. Le simulazioni dinamiche affrontate, infatti, hanno manifestato chiaramente che la stabilità transitoria non è certo una caratteristica intrinseca di un sistema elettrico, ma che invece essa può essere mantenuta o perduta a seconda della natura, dell'entità, dell'ubicazione e della durata delle perturbazioni che di volta in volta si possono verificare nella rete considerata. I risultati ottenuti mettono in risalto il ruolo che questi parametri assumono nei fenomeni riguardanti la stabilità, ed in particolare come essi si traducano in una variazione del tempo critico di guasto che causa la perdita di passo dei generatori della centrale.

Al fine di verificare che la centrale in esame soddisfacesse i criteri dinamici di connessione alla rete di trasmissione, sono state effettuate tre diverse prove: per prima cosa si è verificata la stabilità del parallelo a seguito di un cortocircuito trifase sulle sbarre di centrale che permanesse per 100 ms, ossia per il tempo tipico di intervento delle protezioni

AT; dai risultati di questa prova si è constatato che in nessuno dei casi presi in esame avviene la perdita di passo dei generatori e che le grandezze elettriche più significative (tensione, frequenza, angolo di generazione) non violano mai i limiti imposti dal COES-SINAC.

Una volta verificato che, in caso di cortocircuito, gli alternatori della centrale siano in grado di mantenere il proprio sincronismo con la rete fino all'intervento delle protezioni, si è proceduto alla determinazione del tempo critico di estinzione delle più frequenti tipologie di guasto. Questa indagine è stata portata a termine tramite simulazioni dinamiche successive, effettuate aumentando di volta in volta il tempo di esposizione delle macchine sincrone al cortocircuito, fino alla perdita del passo. Il comportamento di "deriva" assunto dalle grandezze elettriche all'aumentare della durata del guasto, si è evidenziato analizzando l'evoluzione della potenza attiva erogata dal generatore in regime perturbato in funzione dell'angolo di generazione: questo ha permesso inoltre l'individuazione dell'angolo di generazione massimo che il sistema può raggiungere prima di perdere irrimediabilmente la stabilità transitoria.

La terza ed ultima simulazione dinamica ha avuto per oggetto la verifica della stabilità transitoria della centrale in caso di guasto trifase su una linea di trasmissione vicina al punto di connessione dell'impianto al sistema di trasmissione. Anche in questo caso dai risultati ottenuti emerge che la stabilità dinamica della centrale idroelettrica *Quitarcasa I* è mantenuta; inoltre è stato dimostrato che nessuna delle macchine ubicate nella zona di influenza della centrale perde il parallelo con la rete a causa della perturbazione considerata.

Prima di concludere è bene ricordare che gli aspetti approfonditi in questa tesi non esauriscono le tematiche da affrontare in questo contesto: si ritiene infatti opportuno andare a valutare il comportamento dinamico della centrale non solo a seguito di guasti trifase, ma anche dopo cortocircuiti monofase terra e bifase terra. Inoltre un ulteriore sviluppo, peraltro permesso dal modello dinamico realizzato in questa sede, potrebbe essere rappresentato da uno studio dei transitori dovuti alla variazione dei parametri del regolatore di tensione entro le tolleranze specificate dal costruttore.

Appendice A

Caratteristiche della zona di progetto

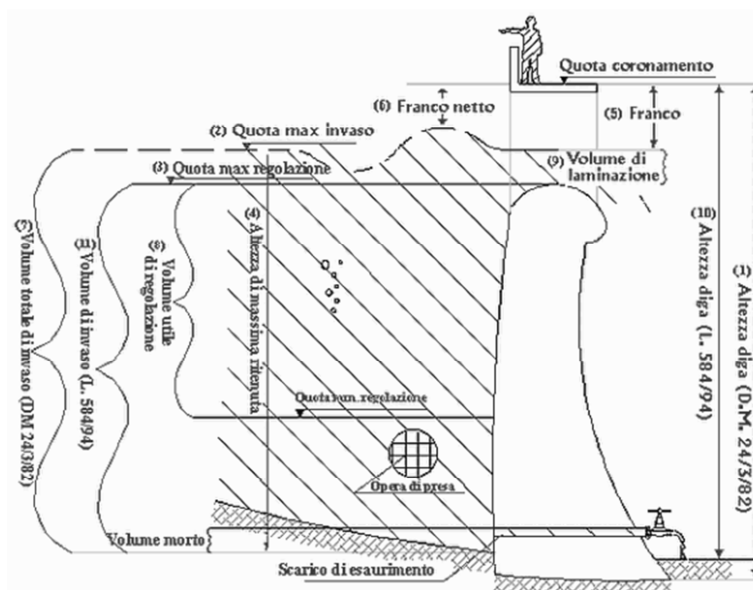
In accordo con quanto stabilito dal CNE-*Suministro*¹⁷ e con i risultati ottenuti dagli studi climatologici e idrologici effettuati, durante la fase progettuale bisognerà fare riferimento alle seguenti caratteristiche per l'area interessata dal progetto *Quitarcasa I*:

Temperatura massima	30 [°C]
Temperatura media	14 [°C]
Temperatura minima	8 [°C]
Altitudine	1400-2500 [mslm]
Velocità media del vento	94 [km/h]
Umidità relativa media	60÷80 [%]
Evaporazione media annua	1480 [mm]
Precipitazione media annua	932 [mm]
Livello Ceraunico	15 [giorni/anno]
Coeff. sismico orizzontale	0,469 [g]
Coeff. sismico verticale	2/3 coeff. orizz.

¹⁷ *Código Nacional de Eletricidad Suministro* (codice nazionale peruviano di fornitura dell'en. elettrica)

Appendice B

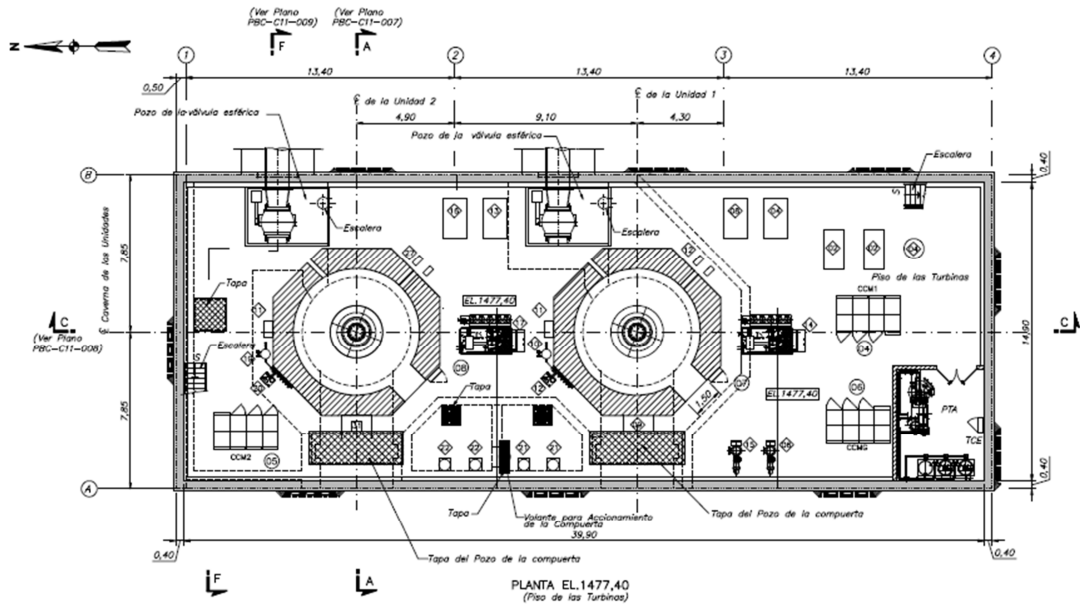
Definizioni delle grandezze caratteristiche di una diga [25]



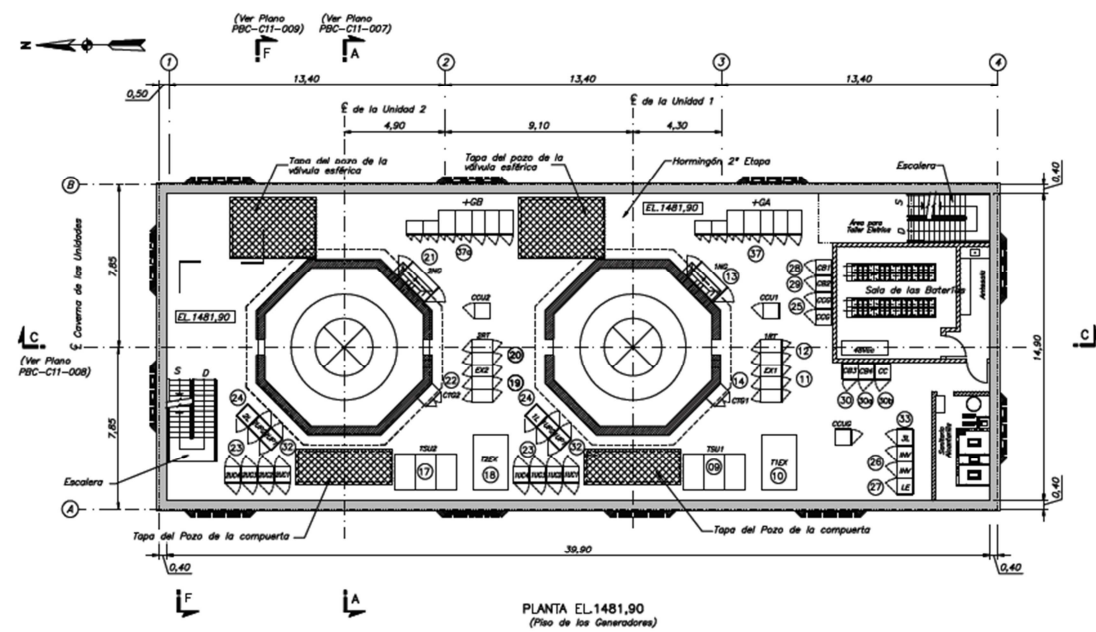
- (1) Altezza della diga: livello tra la quota del piano di coronamento (esclusi parapetti ed eventuali muri frangi onde) e quella del punto più basso della superficie di fondazione (escluso eventuali sottostrutture di tenuta);
- (2) Quota di massimo invaso: quota massima a cui può giungere il livello dell'acqua dell'invaso ove si verifichi il più gravoso evento di piena previsto, escluso la sopraelevazione da moto ondosio;
- (3) Quota massima di regolazione: quota del livello d'acqua al quale ha inizio automaticamente lo sfioro degli appositi dispositivi;
- (4) Altezza di massima ritenuta: dislivello tra la quota di massimo invaso e quella del punto più depresso dell'alveo naturale in corrispondenza del parametro di monte;
- (5) Franco: dislivello tra la quota del piano di coronamento e quella di massimo invaso;
- (6) Franco netto: dislivello tra la quota del piano di coronamento e quella di massimo invaso a cui si aggiunge la semi-ampiezza della massima onda prevedibile nel serbatoio;
- (7) Volume totale di invaso: capacità del serbatoio compresa tra la quota di massimo invaso e la quota minima di fondazione;
- (8) Volume utile di regolazione: volume compreso fra la quota massima di regolazione e la quota minima del livello d'acqua alla quale essa può essere derivata;
- (9) Volume di laminazione: volume compreso fra la quota di massimo invaso e la quota massima di regolazione ovvero, per i serbatoi specifici per laminazione delle piene, tra la quota di massimo invaso e la quota della soglia inferiore dei dispositivi di scarico
- (10) Altezza diga: differenza tra la quota del piano di coronamento e quella del punto più depresso dei paramenti;
- (11) Volume di invaso: capacità del serbatoio compresa tra la quota più elevata delle soglie sfioranti degli scarichi o della sommità delle eventuali paratoie e la quota del punto più depresso del paramento di monte.

Appendice C

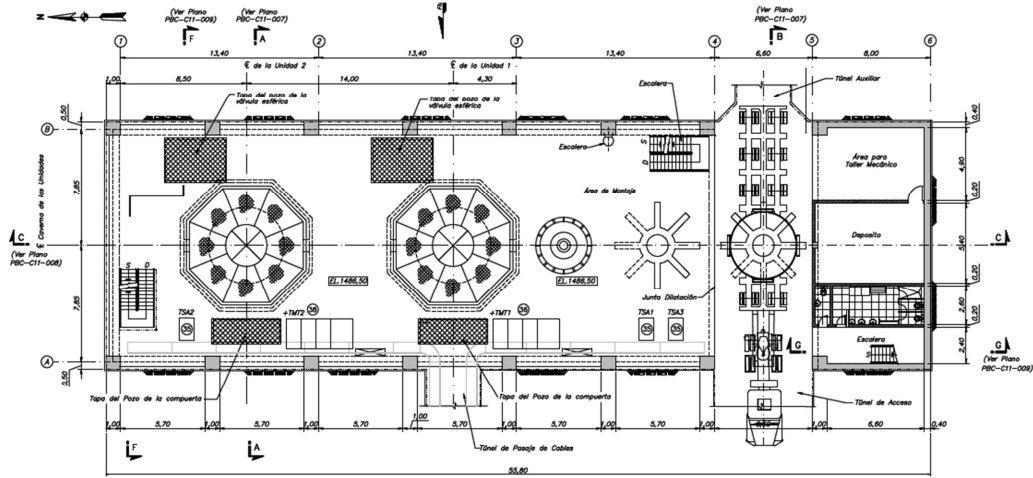
Layout del piano delle turbine



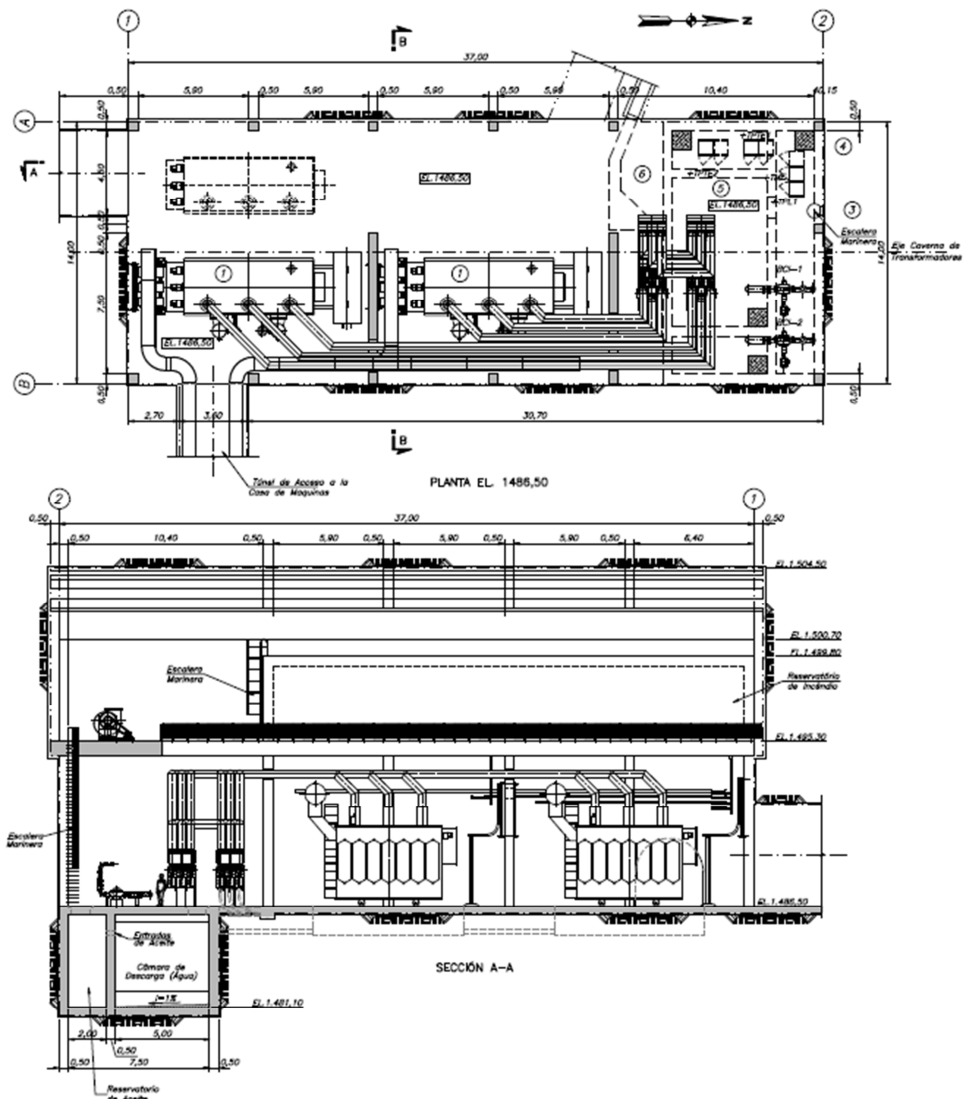
Layout del piano dei generatori



Layout del piano dei quadri MT

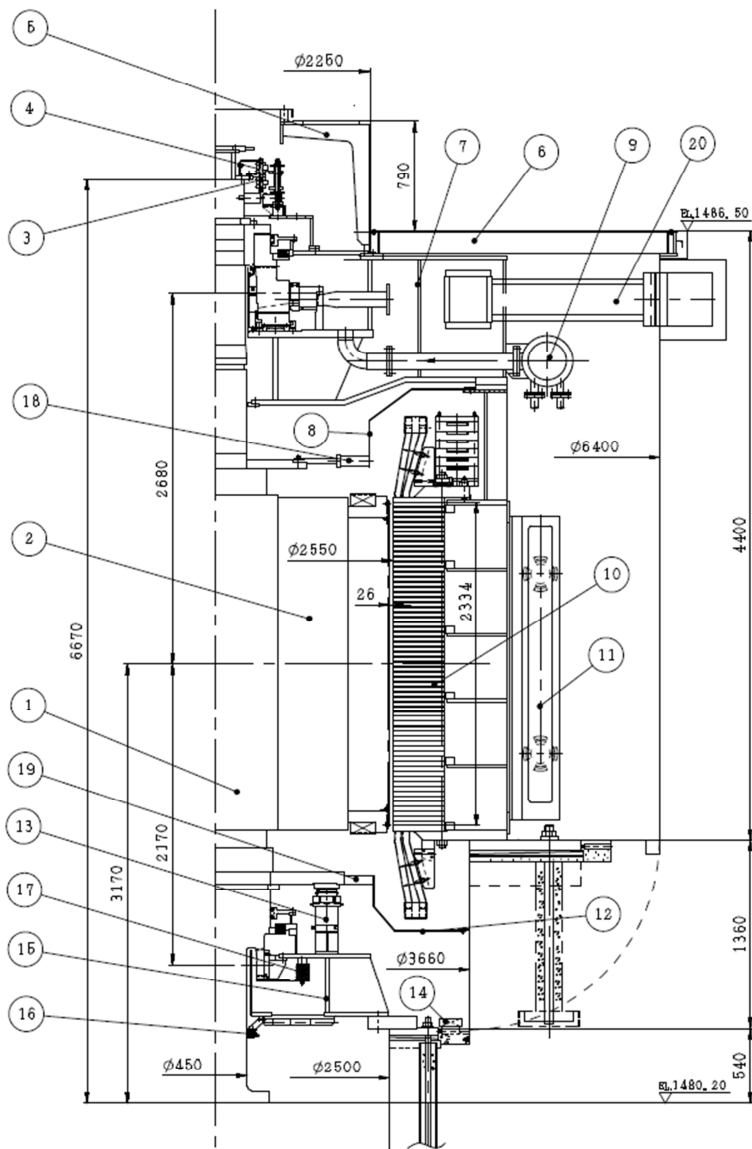


Layout della caverna dei trasformatori



Appendice D

Sezione del generatore SF56-10/3300

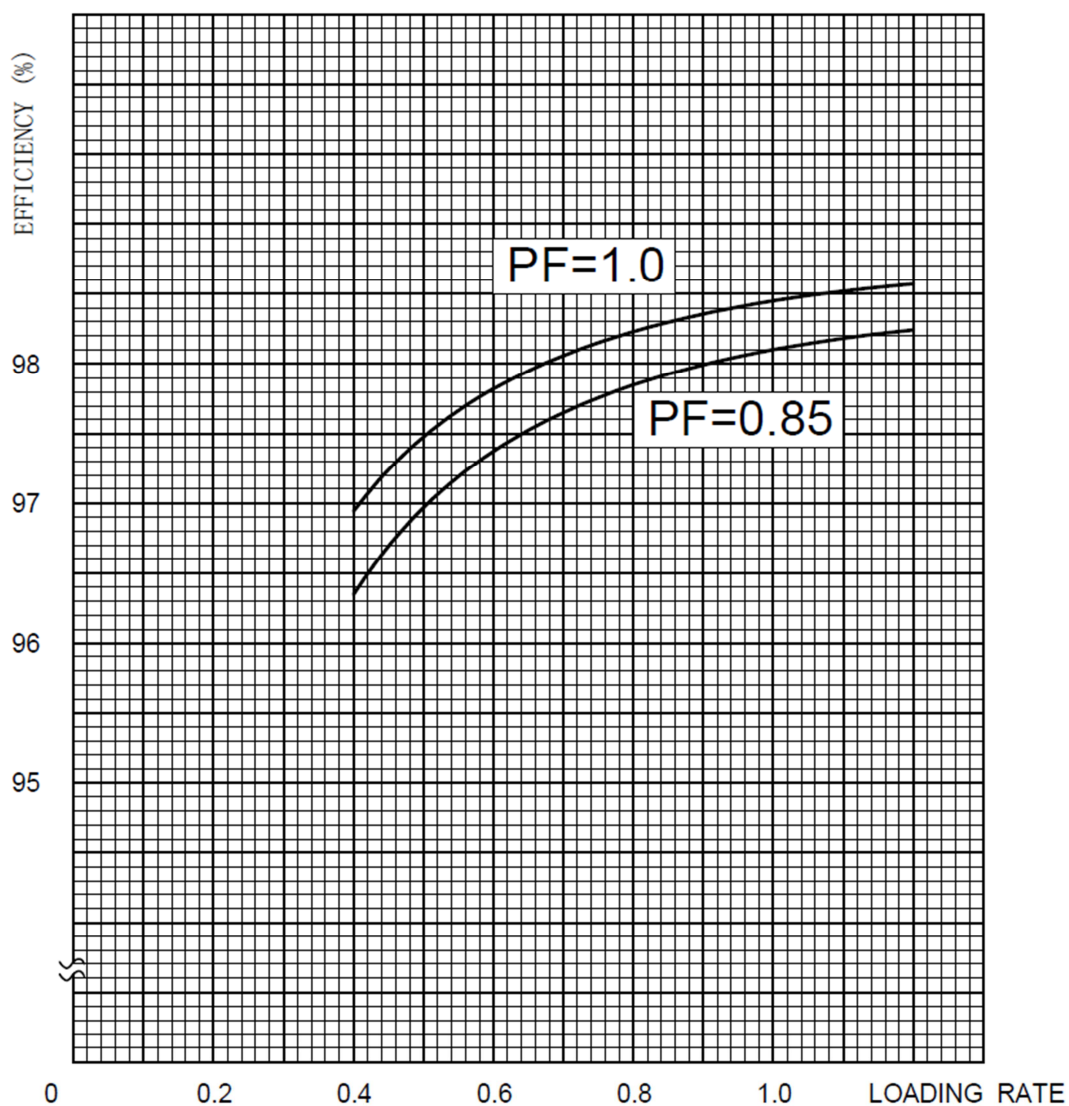


No	PARTS
1	MAIN SHAFT
2	ASSEMBLY OF ROTOR
3	SLIP RING
4	BRUSH HOLDER SUPPORT
5	AUXILIARY COVER
6	TOP COVER
7	UPPER BRACKET
8	UPPER FAN SHIELD
9	UPPER OIL COOLER
10	ASSEMBLY OF STATOR
11	AIR COOLER
12	LOWER FAN SHIELD
13	BRAKE AND JACK
14	SPACE HEATER
15	LOWER BRACKET
16	SHAFT EARTHING BRUSH
17	LOWER OIL COOLER
18	UPPER FAN
19	LOWER FAN
20	ANTIVIBRATION SUPPORT

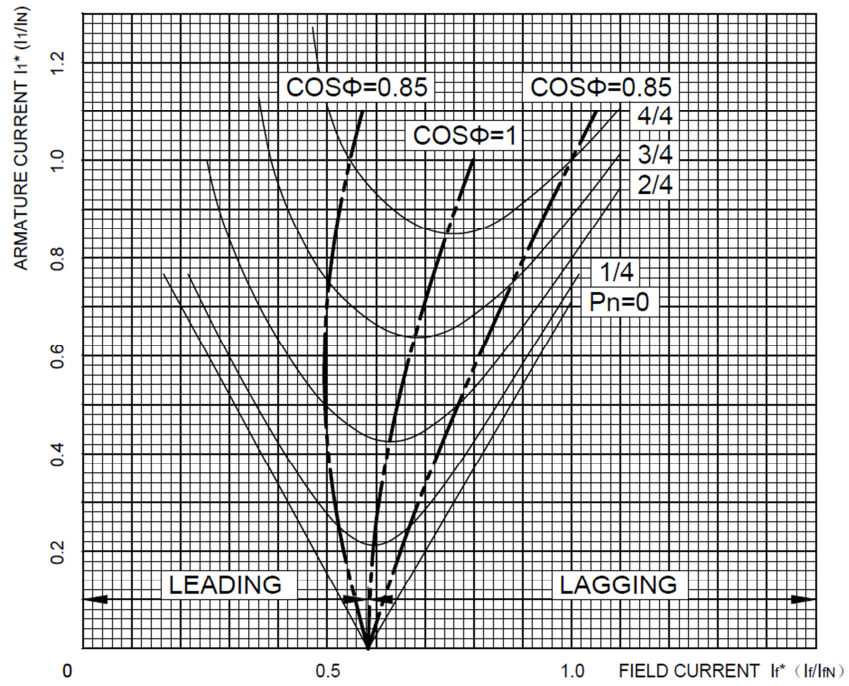
Appendice E

Curve caratteristiche del generatore SF56-10/3300

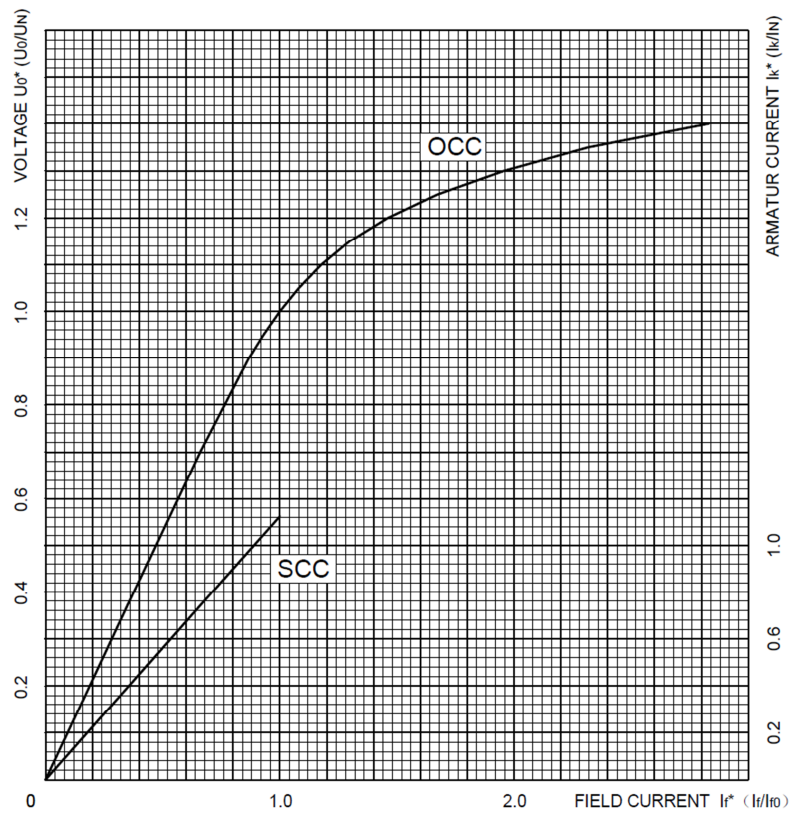
1) Curve di rendimento



2) Curve a V del generatore

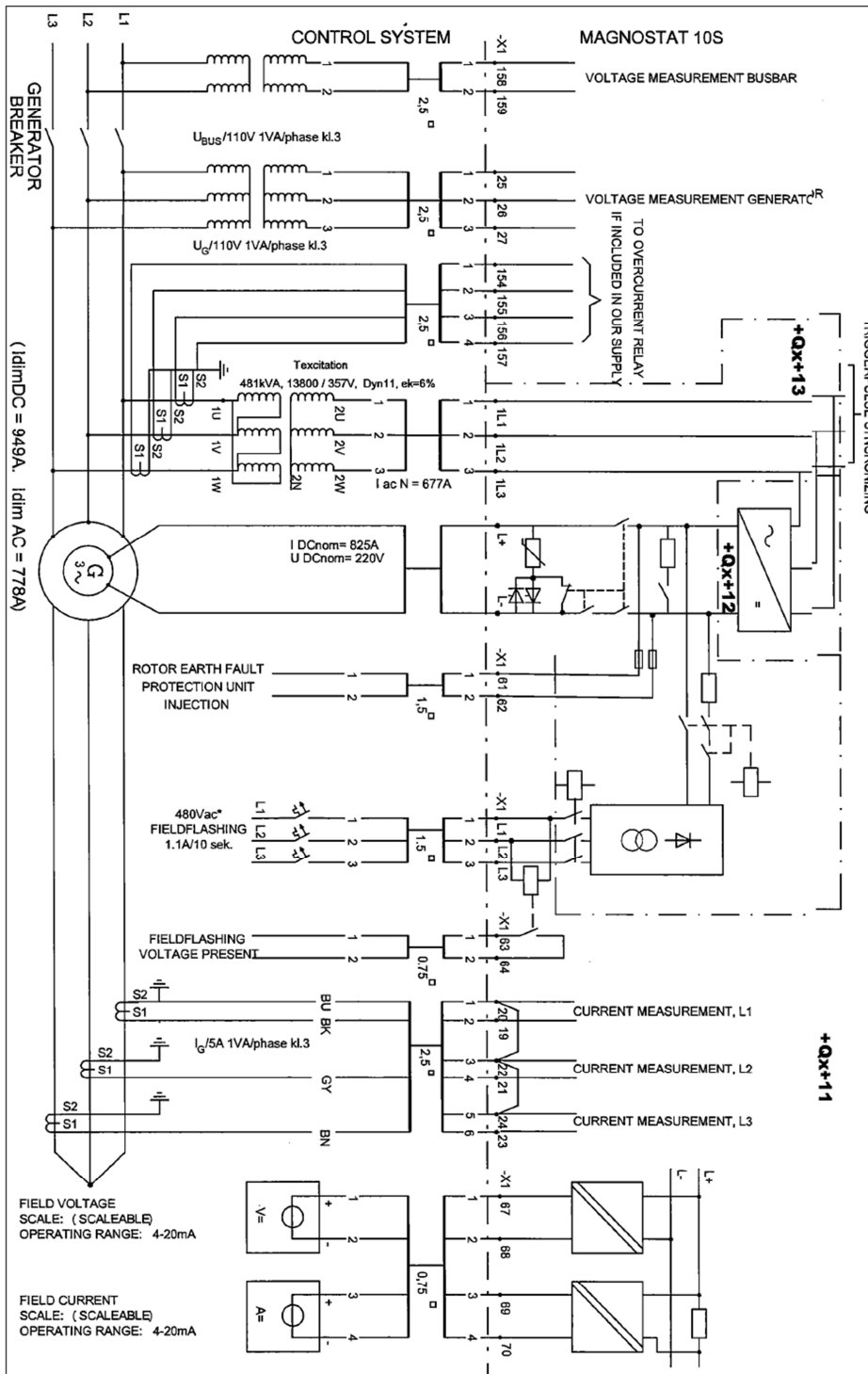


3) Caratteristica e vuoto (OCC) e di cortocircuito (SCC)



Appendice F

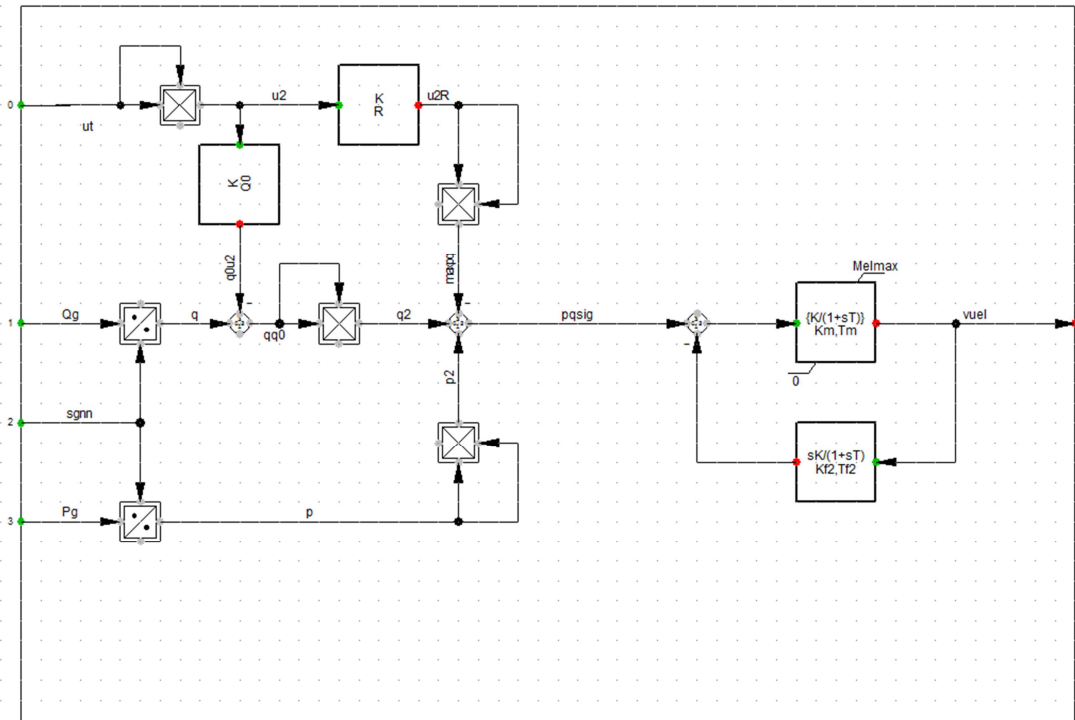
Schema circuitale del sistema di eccitazione



Appendice G

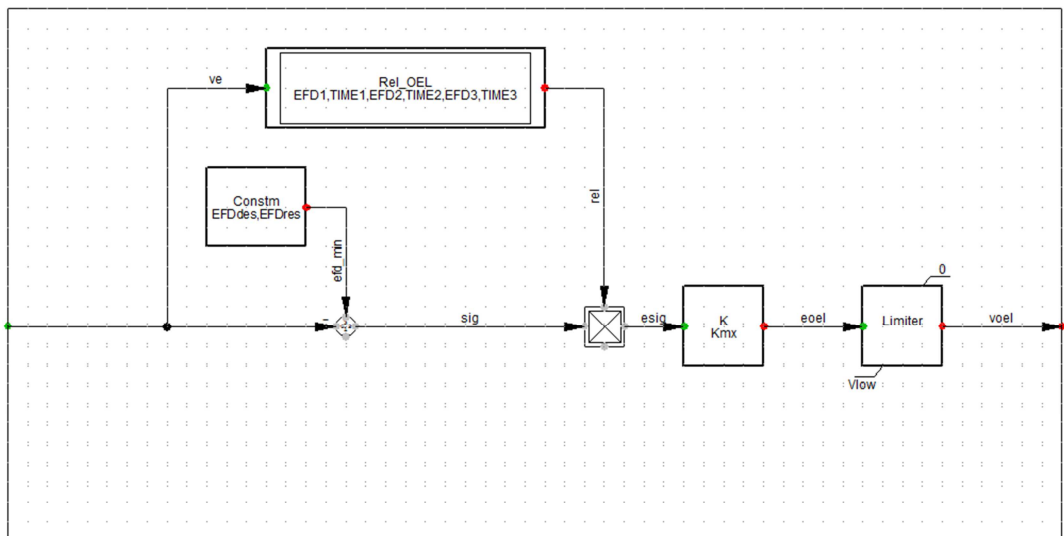
1) Schema a blocchi dell'UEL

uel_MNLEX2: Under Excitation Limiter



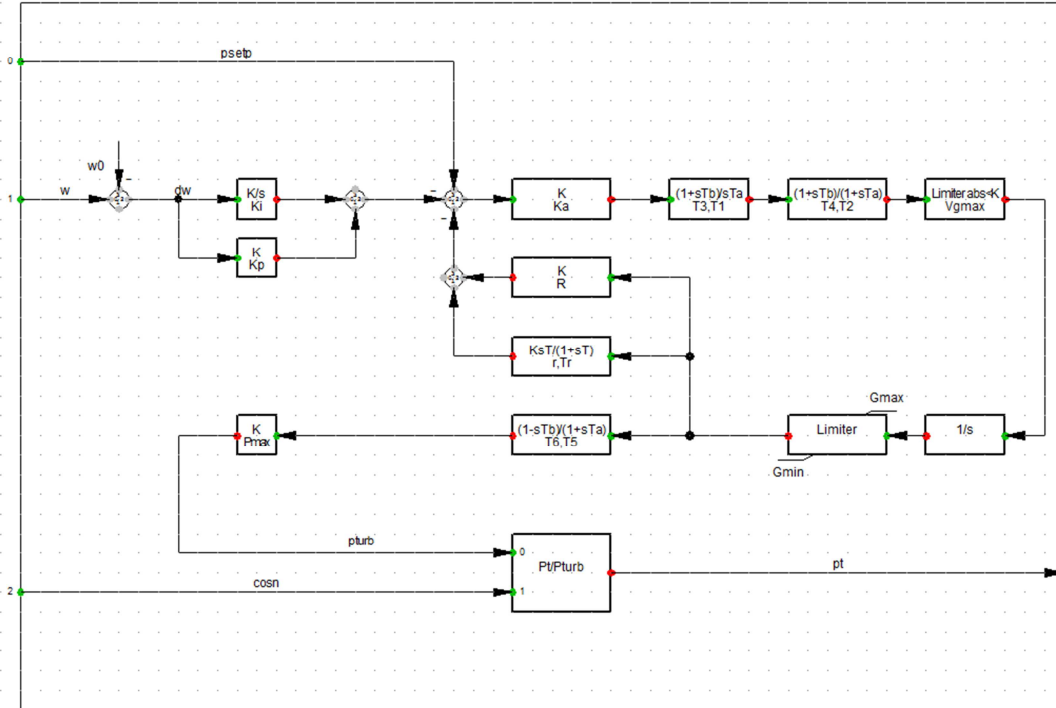
2) Schema a blocchi dell'OEL

oel_MAXEX1: Over Excitation Limiter



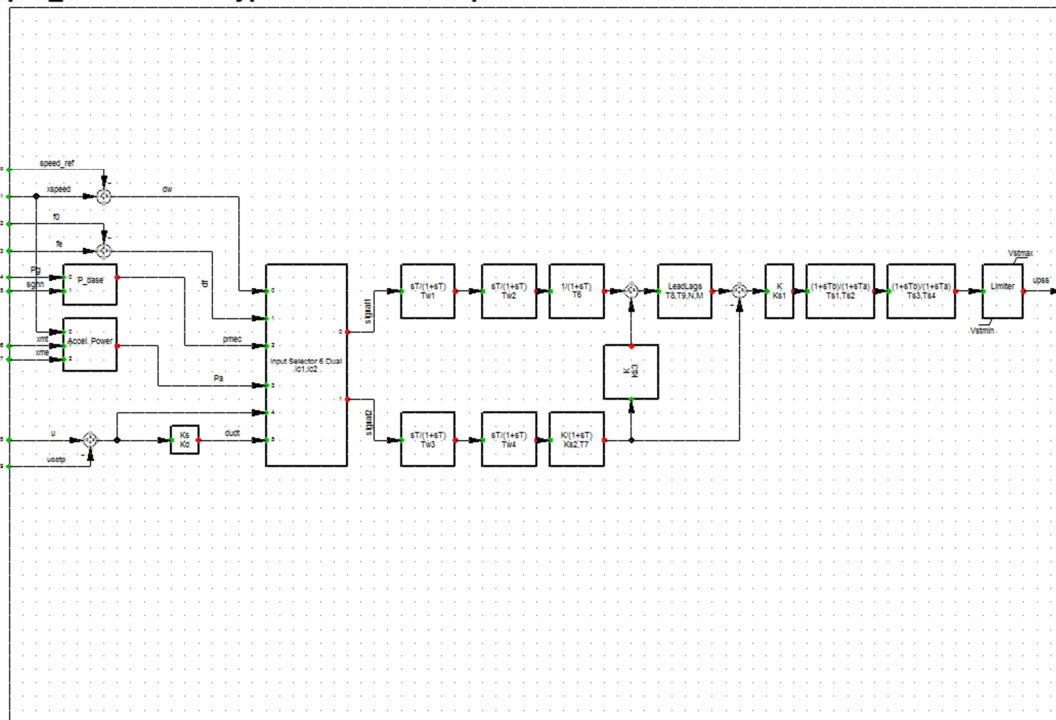
3) Schema a blocchi del turbine-governor

gov_HYGOV2: Hydro turbine-governor model



4) Schema a blocchi del PSS

pss_PSS2A: IEEE Type PSS2A - Dual-Input Stabilizer Model



Appendice H

Risultati dei calcoli di load flow in caso di contingenza N-1

- FUORI SERVIZIO DELLA LINEA TRUJILLO NORTE – TRUJILLO NUEVA

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	502,15	1,00	499,50	1,00
TRUJILLO	500	503,09	1,01	500,22	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	222,31	1,01	221,37	1,01
TRUJILLO NORTE	220	222,32	1,01	221,40	1,01
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,52	1,00	220,38	1,00
QUITARACSA	220	220,60	1,00	220,47	1,00
CONOCOCHA	220	225,26	1,02	224,76	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,56	1,02	223,12	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,89	1,01	222,17	1,01
PARAGSHA	220	224,09	1,02	223,10	1,01
CARHUAMAYO	220	224,01	1,02	223,08	1,01
POMACOCHA	220	223,57	1,02	223,29	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,74	1,03	141,73	1,03
HUALLANCA	138	143,19	1,04	143,19	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,68	1,03	141,71	1,03
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Domanda Massima				Estiaje Domanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	172,40	-114,13	0,21	32,56	217,17	-111,93	0,26	38,68
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-112,28	2,90	0,30	75,47	-126,83	10,18	0,34	85,86
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	48,78	-13,51	0,13	32,86	53,80	-12,97	0,14	36,04
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-46,99	-4,89	0,13	33,66	-51,92	-4,48	0,15	36,83
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-114,95	-3,29	0,31	49,70	-114,61	-3,00	0,31	49,62
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-114,95	-3,29	0,31	49,70	-114,61	-3,00	0,31	49,62
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-8,07	-25,32	0,02	14,73	-8,82	-24,19	0,03	14,28
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-8,07	-25,32	0,02	14,73	-8,82	-24,19	0,03	14,28
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	15,86	-19,59	0,05	13,79	18,85	-19,41	0,06	14,83
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-10,31	-17,43	0,07	13,80	-13,30	-17,23	0,07	14,84
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	40,59	-19,54	0,10	23,27	74,58	-21,06	0,19	40,11
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	49,78	-20,19	0,13	29,30	63,06	-22,24	0,16	36,63
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-63,12	6,31	0,17	42,22	-83,52	9,06	0,22	55,89
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-63,12	6,31	0,17	42,22	-83,52	9,06	0,22	55,89
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	1,65	-7,50	0,03	4,25	-39,45	-4,19	0,11	16,73
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	10,53	0,31	32,43	-117,85	9,87	0,31	32,43
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	97,21	32,02	0,41	98,87	97,70	31,81	0,41	99,26
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-44,45	5,19	0,19	30,91	-35,22	2,18	0,15	24,37
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-44,45	5,19	0,19	30,91	-35,22	2,17	0,15	24,37

Nome Trasformatore	Avenida Domanda Massima			Estiaje Domanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	42,99	-30,97	7,03	75,63	-37,52	11,27
TRUJILLO 500/220	144,94	-12,46	19,28	168,39	-16,44	22,55
CHIMBOTE 220/138 [1]	-17,03	15,70	91,00	-2,93	11,19	91,04
CHIMBOTE 220/138 [2]	-17,90	15,44	19,44	-3,42	10,80	9,35
KYMAN - AYLLU 220/138	-100,46	-13,32	67,42	-98,27	-14,06	66,08
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-2,35	35,10	-19,07	-2,74	31,95

• FUORI SERVIZIO DELLA LINEA TRUJILLO NORTE – CAJAMARCA

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	503,83	1,01	500,94	1,00
TRUJILLO	500	504,84	1,01	501,60	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	222,95	1,01	221,78	1,01
TRUJILLO NORTE	220	222,95	1,01	221,80	1,01
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	217,90	0,99
KYMAN-AYLLU 220	220	218,30	0,99	217,01	0,99
QUITARACSA	220	218,51	0,99	217,29	0,99
CONOCOCHA	220	224,52	1,02	223,49	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,28	1,01	222,43	1,01
CHIMBOTE 220	220	223,67	1,02	222,77	1,01
PARAGSHA	220	223,56	1,02	222,26	1,01
CARHUAMAYO	220	223,56	1,02	222,37	1,01
POMACOCHA	220	223,42	1,02	222,99	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	140,99	1,02	140,72	1,02
HUALLANCA	138	143,01	1,04	142,87	1,04
CHIMBOTE 138	138	142,45	1,03	142,36	1,03
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Domanda Massima				Estiaje Domanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	118,10	-113,76	0,16	25,74	155,86	-110,21	0,20	30,14
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	35,25	-5,53	0,09	23,16	41,57	-7,29	0,11	27,54
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	25,22	-11,38	0,07	17,90	26,94	-10,58	0,08	18,86
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-23,85	-9,87	0,07	18,70	-25,58	-10,30	0,08	19,61
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-161,79	19,62	0,44	70,49	-167,45	20,54	0,46	73,26
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-161,79	19,62	0,44	70,49	-167,45	20,54	0,46	73,26
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-35,68	-22,62	0,09	23,65	-39,91	-21,96	0,10	25,65
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-35,68	-22,62	0,09	23,65	-39,91	-21,96	0,10	25,65
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	4,13	-19,79	0,05	11,08	5,44	-19,76	0,05	11,27
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	1,36	-17,67	0,05	11,08	0,01	-17,40	0,05	11,28
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	74,93	-19,36	0,19	40,02	114,15	-19,12	0,29	60,08
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	63,01	-20,08	0,16	36,15	77,86	-21,22	0,20	44,38
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-71,59	6,89	0,19	47,83	-93,16	9,34	0,25	62,38
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-71,59	6,89	0,19	47,83	-93,16	9,34	0,25	62,38
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	-11,23	-7,07	0,04	6,48	-54,18	-3,26	0,15	22,39
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,84	0,10	0,31	32,60	-117,84	-5,82	0,31	32,83
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	141,18	43,04	0,60	114,15	147,67	46,48	0,63	119,84
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-30,17	3,75	0,13	21,26	-18,80	0,42	0,08	13,31
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-30,18	3,75	0,13	21,26	-18,80	0,42	0,08	13,31

Appendici

Nome Trasformatore	Avenida Demanda Massima			Estiaje Demanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	62,15	-31,63	9,23	97,95	-36,50	13,91
TRUJILLO 500/220	95,96	-11,92	12,77	113,19	-15,53	15,18
CHIMBOTE 220/138 [1]	4,09	13,02	91,52	21,39	8,72	91,49
CHIMBOTE 220/138 [2]	3,79	12,66	10,84	21,55	8,24	18,99
KYMAN - AYLLU 220/138	-143,73	-10,11	96,81	-147,42	-12,39	99,99
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-3,31	35,36	-19,07	-4,38	32,53

- FUORI SERVIZIO DELLA LINEA CHIMBOTE – TRUJILLO NORTE

Nome sbarra	Tensione nominale	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
	[kV]	V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	500,63	1,00	498,11	1,00
TRUJILLO	500	501,44	1,00	498,73	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	221,64	1,01	220,75	1,00
TRUJILLO NORTE	220	221,64	1,01	220,76	1,00
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,39	1,00	220,24	1,00
QUITARACSA	220	220,47	1,00	220,34	1,00
CONOCOCHA	220	225,15	1,02	224,65	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,24	1,01	222,83	1,01
CHIMBOTE 220	220	221,95	1,01	221,31	1,01
PARAGSHA	220	224,05	1,02	223,07	1,01
CARHUAMAYO	220	223,97	1,02	223,06	1,01
POMACOCHA	220	223,54	1,02	223,27	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,63	1,03	141,62	1,03
HUALLANCA	138	143,11	1,04	143,11	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,31	1,02	141,37	1,02
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale	Avenida Demanda Massima				Estiaje Demanda Massima			
	[kV]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	201,46	-113,02	0,25	36,49	249,25	-110,88	0,30	43,31
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	62,42	-7,81	0,16	41,07	71,96	-10,15	0,19	47,64
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-107,26	3,82	0,29	72,40	-121,32	10,71	0,32	82,45
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1] (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-61,05	-0,89	0,17	43,11	-67,39	-0,16	0,19	47,28
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-117,48	-2,13	0,32	50,81	-117,40	-1,74	0,32	50,84
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-117,48	-2,13	0,32	50,81	-117,40	-1,74	0,32	50,84
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-9,06	-25,18	0,03	14,84	-9,93	-24,04	0,03	14,43
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-9,06	-25,18	0,03	14,84	-9,93	-24,04	0,03	14,43
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	13,93	-17,95	0,05	12,45	16,71	-17,86	0,06	13,43
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-8,43	-18,96	0,06	12,45	-11,22	-18,72	0,06	13,43
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	42,57	-20,58	0,11	24,46	76,76	-21,93	0,20	41,37
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	49,81	-19,96	0,13	29,27	63,12	-22,00	0,16	36,63
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-63,19	6,28	0,17	42,27	-83,61	9,02	0,22	55,95
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-63,19	6,28	0,17	42,27	-83,61	9,02	0,22	55,95
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	1,54	-7,52	0,03	4,23	-39,60	-4,20	0,11	16,79
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	9,88	0,31	32,43	-117,85	9,19	0,31	32,44
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	100,54	32,25	0,43	102,05	101,33	32,10	0,43	102,73
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-43,36	3,80	0,18	30,06	-34,02	0,88	0,14	23,45
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-43,36	3,80	0,18	30,06	-34,02	0,87	0,14	23,45

Nome Trasformatore	Avenida Demanda Massima			Estiaje Demanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	15,58	-26,85	4,13	45,43	-33,95	7,59
TRUJILLO 500/220	169,91	-12,11	22,65	195,90	-15,51	26,27
CHIMBOTE 220/138 [1]	-15,42	13,67	90,77	-1,15	9,34	90,83
CHIMBOTE 220/138 [2]	-16,24	13,36	17,37	-1,59	8,90	7,49
KYMAN - AYLLU 220/138	-103,75	-12,73	69,58	-101,85	-13,46	68,43
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-2,77	35,20	-19,07	-3,15	32,07

• FUORI SERVIZIO DELLA LINEA CAJAMARCA - KIMAN AYLLU

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	500,62	1,00	497,63	1,00
TRUJILLO	500	501,49	1,00	498,25	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	221,69	1,01	220,48	1,00
TRUJILLO NORTE	220	221,69	1,01	220,49	1,00
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	218,43	0,99
KYMAN-AYLLU 220	220	218,61	0,99	218,15	0,99
QUITARACSA	220	218,80	0,99	218,37	0,99
CONOCOCHA	220	224,64	1,02	224,07	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,22	1,01	222,75	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,11	1,01	221,26	1,01
PARAGSHA	220	224,00	1,02	223,05	1,01
CARHUAMAYO	220	223,93	1,02	223,05	1,01
POMACOCHA	220	223,54	1,02	223,28	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,65	1,03	141,61	1,03
HUALLANCA	138	143,05	1,04	143,03	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,03	1,02	141,02	1,02
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Demanda Massima				Estiaje Demanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	199,82	-113,55	0,24	36,31	244,69	-110,65	0,29	42,68
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	61,44	-7,92	0,16	40,44	70,05	-9,66	0,18	46,41
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-153,36	17,69	0,41	103,94	-167,55	21,94	0,45	114,41
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	58,74	-14,40	0,15	39,40	63,75	-13,27	0,17	42,58
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-56,71	-2,25	0,16	40,18	-61,62	-2,25	0,17	43,35
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1] (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-181,48	27,08	0,50	78,88	-180,82	24,32	0,50	78,67
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	5,23	-30,80	0,01	17,46	4,45	-30,30	0,01	17,16
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	5,23	-30,80	0,01	17,46	4,45	-30,30	0,01	17,16
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	20,94	-19,42	0,06	15,65	23,92	-18,99	0,07	16,77
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-15,36	-17,08	0,07	15,65	-18,33	-17,03	0,08	16,78
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	26,84	-17,21	0,07	16,49	61,05	-19,08	0,16	33,16
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	43,84	-18,11	0,11	25,88	57,02	-19,97	0,15	33,11
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-60,47	5,70	0,16	40,46	-80,87	8,35	0,21	54,11
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-60,47	5,70	0,16	40,46	-80,87	8,35	0,21	54,11
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	5,42	-8,12	0,03	4,35	-35,70	-4,90	0,10	15,26
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	1,55	0,31	32,56	-117,84	-0,58	0,31	32,62
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	76,54	36,35	0,34	82,02	77,01	37,15	0,35	82,77
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-51,02	5,82	0,21	35,49	-41,86	2,62	0,17	28,95
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-51,03	5,81	0,21	35,49	-41,86	2,61	0,17	28,95

Appendici

Nome Trasformatore	Avenida Domanda Massima			Estiaje Domanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	33,06	-29,35	5,89	65,50	-36,24	10,03
TRUJILLO 500/220	167,25	-12,68	22,30	190,71	-14,76	25,59
CHIMBOTE 220/138 [1]	-26,76	17,24	90,58	-12,76	12,21	90,59
CHIMBOTE 220/138 [2]	-27,89	17,04	26,97	-13,51	11,87	14,90
KYMAN - AYLLU 220/138	-80,00	-22,13	55,73	-77,78	-23,73	54,72
CAÑÓN DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-3,09	35,29	-19,07	-3,58	32,21

- FUORI SERVIZIO DELLA LINEA KIMAN AYLLU CONOCOCHA

Nome sbarra	Tensione nominale	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
	[kV]	V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	502,02	1,00	499,36	1,00
TRUJILLO	500	502,98	1,01	500,11	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	222,30	1,01	221,36	1,01
TRUJILLO NORTE	220	222,30	1,01	221,37	1,01
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	218,78	0,99	218,70	0,99
QUITARACSA	220	218,96	1,00	218,88	0,99
CONOCOCHA	220	224,83	1,02	224,29	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,43	1,02	222,98	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,81	1,01	222,09	1,01
PARAGSHA	220	224,00	1,02	223,03	1,01
CARHUAMAYO	220	223,94	1,02	223,03	1,01
POMACOCHA	220	223,55	1,02	223,27	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,50	1,03	141,50	1,03
HUALLANCA	138	143,09	1,04	143,08	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,61	1,03	141,64	1,03
CAÑÓN DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Domanda Massima				Estiaje Domanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	174,78	-114,44	0,22	32,91	219,80	-112,31	0,27	39,09
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	54,20	-7,29	0,14	35,60	62,92	-9,64	0,17	41,61
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-114,47	3,57	0,30	76,96	-129,16	10,96	0,34	87,46
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	48,82	-13,71	0,13	32,93	53,79	-13,17	0,14	36,08
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-47,02	-4,67	0,13	33,72	-51,91	-4,26	0,15	36,87
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-113,65	1,22	0,31	49,94	-113,23	1,32	0,31	49,80
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-113,65	1,22	0,31	49,94	-113,23	1,32	0,31	49,80
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1] (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-12,43	-27,57	0,03	16,90	-13,56	-26,12	0,04	16,45
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	16,56	-19,80	0,05	14,13	19,62	-19,63	0,06	15,23
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-11,01	-17,14	0,07	14,14	-14,07	-16,92	0,07	15,23
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	38,66	-18,12	0,10	22,07	72,41	-19,56	0,19	38,84
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	48,90	-19,05	0,12	28,63	62,09	-20,95	0,16	35,91
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-62,70	6,06	0,16	41,94	-83,06	8,76	0,22	55,58
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-62,70	6,06	0,16	41,94	-83,06	8,76	0,22	55,58
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	2,27	-7,77	0,03	4,16	-38,79	-4,46	0,11	16,45
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	2,33	0,31	32,54	-117,85	1,95	0,31	32,55
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	98,33	37,36	0,43	101,71	99,01	36,97	0,43	102,19
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-44,14	5,25	0,18	30,73	-34,85	2,21	0,14	24,15
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-44,14	5,24	0,18	30,73	-34,85	2,20	0,14	24,15

Nome Trasformatore	Avenida Domanda Massima			Estiaje Domanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	42,59	-30,61	6,96	75,18	-37,17	11,20
TRUJILLO 500/220	147,55	-12,86	19,63	171,31	-16,88	22,95
CHIMBOTE 220/138 [1]	-16,58	15,79	90,96	-2,39	11,26	91,00
CHIMBOTE 220/138 [2]	-17,43	15,54	19,21	-2,86	10,87	9,28
KYMAN - AYLLU 220/138	-101,54	-18,09	69,17	-99,54	-18,63	67,94
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-2,93	35,25	-19,07	-3,31	32,12

• FUORI SERVIZIO DELLA LINEA CHIMBOTE – PARAMONGA NUEVA

Nome sbarra	Tensione nominale	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
	[kV]	V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	500,27	1,00	497,72	1,00
TRUJILLO	500	501,59	1,00	498,90	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	221,83	1,01	220,95	1,00
TRUJILLO NORTE	220	221,84	1,01	220,97	1,00
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,36	1,00	220,22	1,00
QUITARACSA	220	220,45	1,00	220,31	1,00
CONOCOCHA	220	224,84	1,02	224,35	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	221,84	1,01	221,47	1,01
CHIMBOTE 220	220	221,50	1,01	220,83	1,00
PARAGSHA	220	223,99	1,02	223,03	1,01
CARHUAMAYO	220	223,92	1,02	223,03	1,01
POMACOCHA	220	223,51	1,02	223,25	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,65	1,03	141,65	1,03
HUALLANCA	138	143,09	1,04	143,08	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,05	1,02	141,10	1,02
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Domanda Massima				Estiaje Domanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	173,79	-117,58	0,21	33,17	218,85	-116,21	0,26	39,37
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	53,92	-8,12	0,14	35,57	62,64	-10,34	0,17	41,58
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-111,26	4,24	0,30	75,01	-125,56	11,25	0,34	85,23
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	47,53	-16,38	0,12	32,84	52,25	-15,90	0,14	35,79
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-45,70	-1,95	0,13	33,62	-50,34	-1,55	0,15	36,56
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-115,47	-2,66	0,31	49,98	-115,25	-2,33	0,31	49,96
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-115,47	-2,66	0,31	49,98	-115,25	-2,33	0,31	49,96
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-9,22	-24,41	0,03	14,47	-10,33	-23,23	0,03	14,11
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-9,22	-24,41	0,03	14,47	-10,33	-23,23	0,03	14,11
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1] (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-14,68	-15,50	0,08	15,96	-18,65	-15,11	0,08	17,56
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	44,99	-25,41	0,12	26,90	79,46	-26,49	0,21	43,67
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	48,73	-19,10	0,12	28,56	62,18	-21,13	0,16	35,99
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-62,58	6,09	0,16	41,86	-83,08	8,81	0,22	55,60
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-62,58	6,09	0,16	41,86	-83,08	8,81	0,22	55,60
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	2,46	-7,71	0,03	4,19	-38,80	-4,38	0,11	16,47
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	9,74	0,31	32,44	-117,85	9,07	0,31	32,44
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	95,97	31,83	0,41	97,75	96,00	31,61	0,41	97,71
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-44,89	3,56	0,19	31,09	-35,82	0,62	0,15	24,67
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-44,89	3,55	0,19	31,09	-35,83	0,61	0,15	24,67

Appendici

Nome Trasformatore	Avenida Demanda Massima			Estiaje Demanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	45,03	-21,95	6,68	78,58	-28,32	11,19
TRUJILLO 500/220	146,80	-15,13	19,62	170,56	-18,79	22,93
CHIMBOTE 220/138 [1]	-17,69	13,45	90,60	-3,83	9,05	90,65
CHIMBOTE 220/138 [2]	-18,57	13,14	18,83	-4,34	8,62	8,01
KYMAN - AYLLU 220/138	-99,23	-13,51	66,68	-96,59	-14,35	65,05
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-2,92	35,25	-19,07	-3,29	32,12

- FUORI SERVIZIO DELLA LINEA PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	501,52	1,00	498,80	1,00
TRUJILLO	500	502,53	1,01	499,55	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	222,12	1,01	221,12	1,01
TRUJILLO NORTE	220	222,13	1,01	221,13	1,01
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,60	1,00	220,52	1,00
QUITARACSA	220	220,67	1,00	220,60	1,00
CONOCOCHA	220	225,09	1,02	224,48	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	222,26	1,01	222,38	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,47	1,01	221,72	1,01
PARAGSHA	220	223,80	1,02	222,39	1,01
CARHUAMAYO	220	223,75	1,02	222,45	1,01
POMACOCHA	220	223,45	1,02	222,98	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,64	1,03	141,55	1,03
HUALLANCA	138	143,16	1,04	143,13	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,61	1,03	141,70	1,03
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Demanda Massima				Estiaje Demanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	178,05	-114,81	0,22	33,41	227,13	-112,27	0,27	40,17
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	55,14	-7,49	0,14	36,25	65,01	-9,77	0,17	43,02
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-120,52	5,86	0,32	81,17	-142,01	15,82	0,38	96,43
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	50,66	-14,34	0,13	34,24	57,58	-13,74	0,15	38,63
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-48,81	-3,70	0,14	35,03	-55,59	-2,99	0,16	39,41
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-110,75	-4,77	0,30	47,92	-106,94	-5,67	0,29	46,38
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-110,75	-4,77	0,30	47,92	-106,94	-5,67	0,29	46,38
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	0,62	-26,33	0,01	14,59	7,16	-26,10	0,02	15,00
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	0,62	-26,33	0,01	14,59	7,16	-26,10	0,02	15,00
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	24,83	-22,54	0,06	18,46	35,57	-22,11	0,08	23,04
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-19,19	-13,47	0,09	18,46	-29,73	-12,54	0,11	23,05
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	61,55	-21,11	0,16	35,54	84,62	-24,05	0,22	48,35
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-69,64	7,01	0,18	46,55	-95,48	10,26	0,25	63,95
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-69,64	7,01	0,18	46,55	-95,48	10,26	0,25	63,95
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	-8,01	-6,85	0,04	5,69	-57,22	-2,34	0,16	23,63
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	10,89	0,31	32,43	-117,85	10,53	0,31	32,43
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	105,97	32,25	0,45	107,01	113,93	32,34	0,48	114,42
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-41,32	4,01	0,17	28,69	-29,36	0,46	0,12	20,26
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-41,33	4,01	0,17	28,69	-29,36	0,46	0,12	20,26

Nome Trasformatore	Avenida Domanda Massima			Estiaje Domanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	38,34	-28,72	6,37	67,88	-35,29	10,23
TRUJILLO 500/220	150,10	-13,17	19,99	176,99	-16,61	23,72
CHIMBOTE 220/138 [1]	-12,41	13,81	90,97	5,74	8,63	91,05
CHIMBOTE 220/138 [2]	-13,15	13,50	15,53	5,49	8,17	8,14
KYMAN - AYLLU 220/138	-109,10	-11,25	72,93	-114,28	-10,24	76,32
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-2,54	35,14	-19,07	-3,05	32,04

• FUORI SERVIZIO DELLA LINEA PARAGSHA CONOCOCHA

Nome sbarra	Tensione nominale	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
	[kV]	V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	501,87	1,00	499,03	1,00
TRUJILLO	500	502,86	1,01	499,86	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	222,27	1,01	221,29	1,01
TRUJILLO NORTE	220	222,28	1,01	221,31	1,01
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,48	1,00	220,40	1,00
QUITARACSA	220	220,56	1,00	220,48	1,00
CONOCOCHA	220	224,83	1,02	224,47	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,24	1,01	222,68	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,81	1,01	222,03	1,01
PARAGSHA	220	222,53	1,01	221,65	1,01
CARHUAMAYO	220	222,77	1,01	222,06	1,01
POMACOCHA	220	223,25	1,01	223,07	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,69	1,03	141,68	1,03
HUALLANCA	138	143,18	1,04	143,17	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,69	1,03	141,70	1,03
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Domanda Massima				Estiaje Domanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	177,48	-114,76	0,22	33,31	223,56	-113,03	0,27	39,70
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	55,01	-7,50	0,14	36,15	64,04	-9,98	0,17	42,38
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-116,18	4,14	0,31	78,14	-131,72	11,96	0,35	89,25
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	48,44	-13,59	0,13	32,67	53,38	-13,12	0,14	35,83
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-46,65	-4,84	0,13	33,47	-51,51	-4,37	0,15	36,61
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-112,60	-3,87	0,31	48,74	-111,67	-3,92	0,30	48,39
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-112,60	-3,87	0,31	48,74	-111,67	-3,92	0,30	48,39
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-3,84	-25,13	0,01	14,09	-3,45	-24,45	0,02	13,69
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-3,84	-25,13	0,01	14,09	-3,45	-24,45	0,02	13,69
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	14,64	-19,87	0,05	13,52	17,29	-19,74	0,05	14,41
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-9,12	-17,15	0,06	13,53	-11,77	-16,90	0,07	14,42
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	54,39	-19,94	0,14	29,96	92,14	-22,17	0,24	49,14
PARAGSHA - CONOCOCHA (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-56,19	1,97	0,15	37,49	-74,80	3,21	0,20	49,92
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-56,19	1,97	0,15	37,49	-74,80	3,21	0,20	49,92
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	11,41	-12,25	0,03	6,61	-27,15	-9,34	0,08	11,56
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	10,31	0,31	32,43	-117,85	9,93	0,31	32,43
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	100,84	32,38	0,43	102,32	102,36	32,01	0,43	103,61
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-43,13	4,83	0,18	29,99	-33,52	1,67	0,14	23,18
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-43,14	4,82	0,18	29,99	-33,52	1,66	0,14	23,18

Appendici

Nome Trasformatore	Avenida Demanda Massima			Estiaje Demanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	48,64	-31,65	7,71	82,95	-38,37	12,21
TRUJILLO 500/220	149,76	-13,22	19,93	174,36	-17,46	23,37
CHIMBOTE 220/138 [1]	-15,09	15,09	91,01	-0,41	10,41	91,04
CHIMBOTE 220/138 [2]	-15,90	14,81	17,88	-0,83	10,00	8,29
KYMAN - AYLLU 220/138	-104,05	-12,73	69,75	-102,87	-13,08	69,03
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-2,42	35,11	-19,07	-2,84	31,97

- FUORI SERVIZIO DELLA LINEA CARHUAMAYO - PARAGSHA

Nome sbarra	Tensione nominale	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
	[kV]	V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	502,12	1,00	499,42	1,00
TRUJILLO	500	503,07	1,01	500,17	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	222,33	1,01	221,38	1,01
TRUJILLO NORTE	220	222,34	1,01	221,40	1,01
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,51	1,00	220,37	1,00
QUITARACSA	220	220,59	1,00	220,46	1,00
CONOCOCHA	220	225,14	1,02	224,63	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,49	1,02	223,01	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,88	1,01	222,15	1,01
PARAGSHA	220	223,49	1,02	222,54	1,01
CARHUAMAYO	220	223,36	1,02	222,52	1,01
POMACOCHA	220	223,40	1,02	223,15	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,73	1,03	141,72	1,03
HUALLANCA	138	143,19	1,04	143,18	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,68	1,03	141,71	1,03
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Demanda Massima				Estiaje Demanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	174,17	-114,39	0,22	32,82	219,41	-112,30	0,26	39,03
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	54,03	-7,26	0,14	35,48	62,82	-9,65	0,17	41,54
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-113,30	3,13	0,30	76,15	-128,16	10,57	0,34	86,77
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	48,44	-13,56	0,13	32,66	53,41	-13,05	0,14	35,81
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-46,66	-4,88	0,13	33,46	-51,53	-4,46	0,15	36,60
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-114,48	-3,39	0,31	49,51	-114,01	-3,14	0,31	49,37
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-114,48	-3,39	0,31	49,51	-114,01	-3,14	0,31	49,37
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-7,24	-25,23	0,02	14,55	-7,71	-24,12	0,02	14,05
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-7,24	-25,23	0,02	14,55	-7,71	-24,12	0,02	14,05
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	15,62	-19,68	0,05	13,75	18,52	-19,52	0,06	14,76
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-10,08	-17,35	0,06	13,75	-12,98	-17,12	0,07	14,77
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	43,27	-19,53	0,11	24,53	78,19	-21,11	0,20	41,93
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	47,24	-21,48	0,12	28,38	59,70	-23,39	0,15	35,21
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1] (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-89,81	11,35	0,24	60,14	-118,81	15,40	0,31	79,63
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	3,92	-9,68	0,02	4,11	-36,47	-6,38	0,10	15,38
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	10,45	0,31	32,43	-117,85	9,80	0,31	32,43
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	97,91	32,12	0,42	99,55	98,66	31,90	0,42	100,17
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-44,19	5,13	0,18	30,73	-34,87	2,08	0,14	24,13
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-44,20	5,13	0,18	30,74	-34,87	2,07	0,14	24,13

Nome Trasformatore	Avenida Domanda Massima			Estiaje Domanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	43,55	-31,11	7,11	76,54	-37,69	11,39
TRUJILLO 500/220	147,09	-12,83	19,57	171,02	-16,92	22,91
CHIMBOTE 220/138 [1]	-16,66	15,59	91,01	-2,41	11,04	91,04
CHIMBOTE 220/138 [2]	-17,51	15,33	19,15	-2,88	10,64	9,10
KYMAN - AYLLU 220/138	-101,15	-13,23	67,87	-99,22	-13,92	66,70
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-2,37	35,10	-19,07	-2,77	31,95

• FUORI SERVIZIO DELLA LINEA POMACOCHA - CARHUAMAYO

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	502,15	1,00	499,30	1,00
TRUJILLO	500	503,10	1,01	500,08	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	222,34	1,01	221,36	1,01
TRUJILLO NORTE	220	222,34	1,01	221,37	1,01
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,49	1,00	220,38	1,00
QUITARACSA	220	220,57	1,00	220,46	1,00
CONOCOCHA	220	225,14	1,02	224,61	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,52	1,02	222,93	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,88	1,01	222,11	1,01
PARAGSHA	220	223,43	1,02	222,59	1,01
CARHUAMAYO	220	223,21	1,01	222,43	1,01
POMACOCHA	220	222,99	1,01	222,84	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,74	1,03	141,71	1,03
HUALLANCA	138	143,19	1,04	143,18	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,67	1,03	141,71	1,03
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Domanda Massima				Estiaje Domanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	173,21	-114,38	0,21	32,69	220,59	-112,52	0,27	39,22
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	53,75	-7,22	0,14	35,29	63,16	-9,74	0,17	41,78
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-112,42	2,86	0,30	75,55	-129,23	10,99	0,34	87,52
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	48,42	-13,58	0,13	32,65	53,44	-13,07	0,14	35,84
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-46,64	-4,86	0,13	33,45	-51,56	-4,43	0,15	36,63
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-114,90	-3,22	0,31	49,69	-113,55	-3,30	0,31	49,18
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-114,90	-3,22	0,31	49,69	-113,55	-3,30	0,31	49,18
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-8,07	-25,09	0,02	14,61	-6,76	-24,23	0,02	13,95
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-8,07	-25,09	0,02	14,61	-6,76	-24,23	0,02	13,95
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	15,86	-19,67	0,05	13,83	18,24	-19,57	0,06	14,68
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-10,31	-17,34	0,07	13,83	-12,71	-17,07	0,07	14,69
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	40,31	-19,20	0,10	23,06	81,65	-21,47	0,21	43,73
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	49,94	-21,85	0,13	29,82	56,82	-23,04	0,14	33,67
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-63,22	7,73	0,17	42,61	-79,29	9,89	0,21	53,40
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-63,22	7,73	0,17	42,61	-79,29	9,89	0,21	53,40
POMACOCHA - CARHUAMAYO (f.s.)	220	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	10,38	0,31	32,43	-117,85	9,84	0,31	32,43
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	97,10	32,11	0,41	98,80	99,63	31,93	0,42	101,07
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-44,48	5,20	0,19	30,94	-34,52	1,97	0,14	23,88
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-44,49	5,19	0,19	30,94	-34,52	1,96	0,14	23,88

Appendici

Nome Trasformatore	Avenida Domanda Massima			Estiaje Domanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	42,17	-30,95	6,94	78,19	-37,91	11,60
TRUJILLO 500/220	146,31	-12,78	19,46	171,97	-17,08	23,04
CHIMBOTE 220/138 [1]	-17,08	15,71	91,00	-1,89	10,87	91,04
CHIMBOTE 220/138 [2]	-17,95	15,45	19,48	-2,35	10,47	8,86
KYMAN - AYLLU 220/138	-100,35	-13,43	67,37	-100,17	-13,70	67,31
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-2,37	35,10	-19,07	-2,79	31,96

- FUORI SERVIZIO DELLA LINEA KIMAN AYLLU – HUALLANCA

Nome sbarra	Tensione nominale [kV]	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
		V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	500,67	1,00	498,35	1,00
TRUJILLO	500	501,53	1,00	498,94	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	221,64	1,01	220,76	1,00
TRUJILLO NORTE	220	221,64	1,01	220,76	1,00
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	218,67	0,99	218,47	0,99
QUITARACSA	220	218,85	0,99	218,67	0,99
CONOCOCHA	220	224,39	1,02	223,79	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	222,70	1,01	222,20	1,01
CHIMBOTE 220	220	221,73	1,01	221,21	1,01
PARAGSHA	220	223,63	1,02	222,55	1,01
CARHUAMAYO	220	223,61	1,02	222,62	1,01
POMACOCHA	220	223,42	1,02	223,08	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	136,95	0,99	136,91	0,99
HUALLANCA	138	143,68	1,04	143,73	1,04
CHIMBOTE 138	138	140,09	1,02	140,32	1,02
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Domanda Massima				Estiaje Domanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	189,94	-113,29	0,23	34,94	235,21	-110,50	0,28	41,24
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	58,46	-7,37	0,15	38,47	67,22	-9,34	0,18	44,49
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-148,81	16,32	0,40	100,83	-163,81	24,53	0,44	111,73
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	61,10	-15,58	0,16	41,15	66,28	-14,49	0,17	44,38
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-58,98	-0,58	0,17	41,92	-64,06	-0,56	0,18	45,14
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-94,60	-3,93	0,27	42,19	-94,05	-3,55	0,26	42,06
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-94,60	-3,93	0,27	42,19	-94,05	-3,55	0,26	42,06
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-35,26	-21,49	0,09	23,08	-36,03	-20,20	0,10	23,11
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-35,26	-21,49	0,09	23,08	-36,03	-20,20	0,10	23,11
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	3,96	-16,79	0,05	11,20	6,64	-17,17	0,05	10,90
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	1,48	-20,25	0,04	11,20	-1,23	-19,68	0,05	10,90
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	70,10	-21,05	0,18	37,95	104,73	-21,39	0,27	55,55
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	61,19	-19,39	0,16	35,08	74,21	-21,20	0,19	42,38
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-69,74	6,68	0,18	46,61	-90,04	9,27	0,24	60,27
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-69,74	6,68	0,18	46,61	-90,04	9,27	0,24	60,27
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	-8,25	-7,23	0,04	5,63	-49,24	-3,51	0,13	20,49
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	1,81	0,31	32,56	-117,84	0,92	0,31	32,58
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA (f.s.)	138	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-72,93	8,95	0,30	50,79	-64,12	5,94	0,27	44,43
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-72,93	8,94	0,30	50,80	-64,12	5,93	0,27	44,43

Nome Trasformatore	Avenida Domanda Massima			Estiaje Domanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	5,77	-23,10	3,17	38,00	-30,75	6,54
TRUJILLO 500/220	159,13	-11,99	21,21	183,00	-14,78	24,53
CHIMBOTE 220/138 [1]	-59,14	24,82	89,93	-45,68	19,19	90,10
CHIMBOTE 220/138 [2]	-61,13	24,84	54,56	-47,31	19,06	42,27
KYMAN - AYLLU 220/138	-3,96	1,72	2,89	-1,27	1,20	1,18
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	0,23	34,73	-19,08	0,16	31,46

• FUORI SERVIZIO DELLA LINEA CHIMBOTE – HUALLANCA

Nome sbarra	Tensione nominale	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
	[kV]	V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	501,67	1,00	499,06	1,00
TRUJILLO	500	502,75	1,01	499,94	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	222,24	1,01	221,32	1,01
TRUJILLO NORTE	220	222,24	1,01	221,34	1,01
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,39	1,00	220,28	1,00
QUITARACSA	220	220,47	1,00	220,38	1,00
CONOCOCHA	220	225,18	1,02	224,70	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,45	1,02	223,03	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,53	1,01	221,83	1,01
PARAGSHA	220	224,09	1,02	223,12	1,01
CARHUAMAYO	220	224,01	1,02	223,10	1,01
POMACOCHA	220	223,56	1,02	223,29	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,53	1,03	141,57	1,03
HUALLANCA	138	143,08	1,04	143,10	1,04
CHIMBOTE 138	138	141,18	1,02	141,22	1,02
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Domanda Massima				Estiaje Domanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	171,58	-115,53	0,21	32,61	216,85	-113,48	0,26	38,79
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	53,29	-7,49	0,14	35,04	62,08	-9,80	0,16	41,09
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-107,78	1,93	0,29	72,44	-123,35	9,36	0,33	83,51
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	46,60	-14,32	0,12	31,70	51,93	-13,80	0,13	35,05
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-44,83	-4,33	0,13	32,49	-50,07	-3,89	0,14	35,83
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-117,45	-2,14	0,32	50,80	-116,56	-2,12	0,32	50,47
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-117,45	-2,14	0,32	50,80	-116,56	-2,12	0,32	50,47
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-5,06	-26,03	0,02	14,70	-6,43	-24,77	0,02	14,20
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-5,06	-26,03	0,02	14,70	-6,43	-24,77	0,02	14,20
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	17,78	-19,35	0,06	14,38	20,34	-19,11	0,06	15,31
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-12,22	-17,48	0,07	14,39	-14,79	-17,35	0,07	15,31
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	36,38	-19,33	0,09	21,29	71,23	-21,08	0,18	38,46
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	48,37	-19,83	0,12	28,51	61,92	-21,96	0,16	35,99
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-62,33	6,19	0,16	41,70	-82,87	8,97	0,22	55,46
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-62,33	6,19	0,16	41,70	-82,87	8,97	0,22	55,46
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	2,84	-7,62	0,03	4,25	-38,49	-4,31	0,11	16,36
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	9,88	0,31	32,43	-117,85	9,39	0,31	32,44
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	108,60	32,73	0,46	109,63	106,65	32,31	0,45	107,70
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1] (f.s.)	138	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-60,20	9,73	0,25	42,11	-47,80	5,16	0,20	33,21

Appendici

Nome Trasformatore	Avenida Domanda Massima			Estiaje Domanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	47,74	-28,54	7,39	78,95	-35,08	11,54
TRUJILLO 500/220	145,08	-13,62	19,32	169,02	-17,53	22,66
CHIMBOTE 220/138 [1]	-10,65	17,68	90,68	2,03	13,26	90,73
CHIMBOTE 220/138 [2]	-11,34	17,47	17,16	1,67	12,92	10,77
KYMAN - AYLLU 220/138	-111,70	-11,01	74,71	-107,10	-12,27	71,79
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,06	-2,95	35,25	-19,07	-3,21	32,09

- FUORI SERVIZIO DEL TRASFORMATORE CHIMBOTE 220/138 kV

Nome sbarra	Tensione nominale	Avenida D.Max		Estiaje D.Max	
	[kV]	V [kV]	v [p.u.]	V [kV]	v [p.u.]
CHIMBOTE 500	500	501,40	1,00	498,67	1,00
TRUJILLO	500	502,50	1,01	499,61	1,00
TRUJILLO NUEVA	220	222,14	1,01	221,18	1,01
TRUJILLO NORTE	220	222,14	1,01	221,20	1,01
CAJAMARCA	220	220,00	1,00	220,00	1,00
KYMAN-AYLLU 220	220	220,32	1,00	220,22	1,00
QUITARACSA	220	220,41	1,00	220,32	1,00
CONOCOCHA	220	225,15	1,02	224,66	1,02
PARAMONGA NUEVA	220	223,36	1,02	222,89	1,01
CHIMBOTE 220	220	222,30	1,01	221,50	1,01
PARAGSHA	220	224,06	1,02	223,08	1,01
CARHUAMAYO	220	223,99	1,02	223,06	1,01
POMACOCHA	220	223,55	1,02	223,27	1,01
KYMAN-AYLLU 138	138	141,24	1,02	141,30	1,02
HUALLANCA	138	142,67	1,03	142,70	1,03
CHIMBOTE 138	138	138,58	1,00	138,79	1,01
CAÑON DEL PATO [1-6]	13,8	14,08	1,02	14,08	1,02
QUITARACSA [1-2]	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00

Nome linea	Tensione nominale [kV]	Avenida Domanda Massima				Estiaje Domanda Massima			
		P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]	P [MW]	Q [Mvar]	I [kA]	carico [%]
CHIMBOTE 500 - TRUJILLO	500	172,90	-115,65	0,21	32,81	218,37	-113,93	0,26	39,06
TRUJILLO NORTE - TRUJILLO NUEVA	220	53,66	-7,55	0,14	35,30	62,50	-9,87	0,16	41,39
TRUJILLO NORTE - CAJAMARCA	220	-111,20	3,20	0,29	74,82	-126,96	10,90	0,34	86,06
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [1]	220	47,90	-14,79	0,12	32,63	53,27	-14,51	0,14	36,07
CHIMBOTE 220 - TRUJILLO NORTE [2]	220	-46,10	-3,64	0,13	33,42	-51,36	-2,91	0,15	36,85
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [1]	220	-115,57	-2,54	0,32	50,04	-114,56	-2,55	0,31	49,67
CAJAMARCA - KYMAN AYLLU 220 [2]	220	-115,57	-2,54	0,32	50,04	-114,56	-2,55	0,31	49,67
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [1]	220	-7,21	-25,69	0,02	14,80	-8,78	-24,34	0,03	14,36
KYMAN AYLLU 220 - CONOCOCHA [2]	220	-7,21	-25,69	0,02	14,80	-8,78	-24,34	0,03	14,36
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [1]	220	16,34	-18,84	0,05	13,66	18,88	-18,46	0,06	14,49
CHIMBOTE 220 - PARAMONGA NUEVA [2]	220	-10,81	-18,03	0,06	13,66	-13,35	-18,03	0,07	14,50
PARAMONGA NUEVA - CONOCOCHA	220	39,48	-19,84	0,10	22,84	74,53	-21,62	0,19	40,20
PARAGSHA - CONOCOCHA	220	49,36	-19,88	0,13	29,03	63,07	-21,99	0,16	36,59
CARHUAMAYO - PARAGSHA [1]	220	-62,89	6,24	0,17	42,07	-83,53	9,02	0,22	55,90
CARHUAMAYO - PARAGSHA [2-3]	220	-62,89	6,24	0,17	42,07	-83,53	9,02	0,22	55,90
POMACOCHA - CARHUAMAYO	220	2,00	-7,57	0,03	4,23	-39,47	-4,22	0,11	16,73
KYMAN AYLLU 220 - QUITARACSA	220	-117,85	9,58	0,31	32,44	-117,85	9,09	0,31	32,44
KYMAN AYLLU 138 - HUALLANCA	138	100,25	29,71	0,42	101,36	97,67	29,38	0,41	98,86
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [1]	138	-43,41	-3,90	0,18	30,27	-35,22	-6,09	0,15	24,78
CHIMBOTE 138 - HUALLANCA [2-3]	138	-43,42	-3,91	0,18	30,27	-35,22	-6,10	0,15	24,78

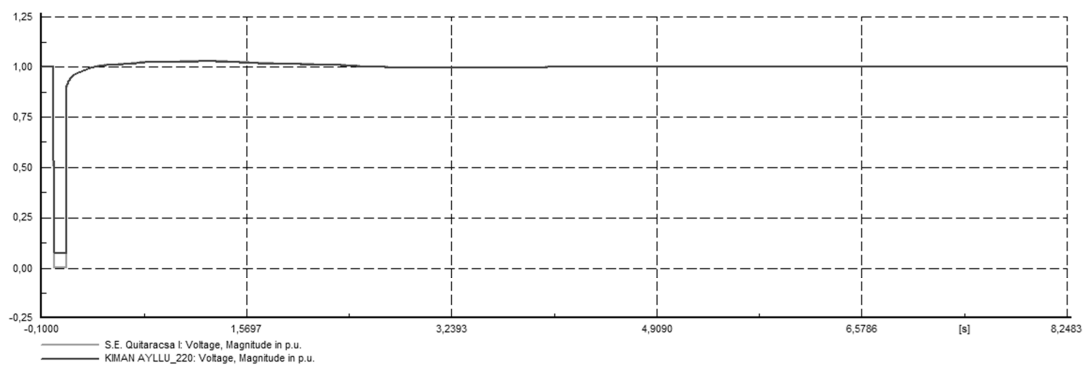
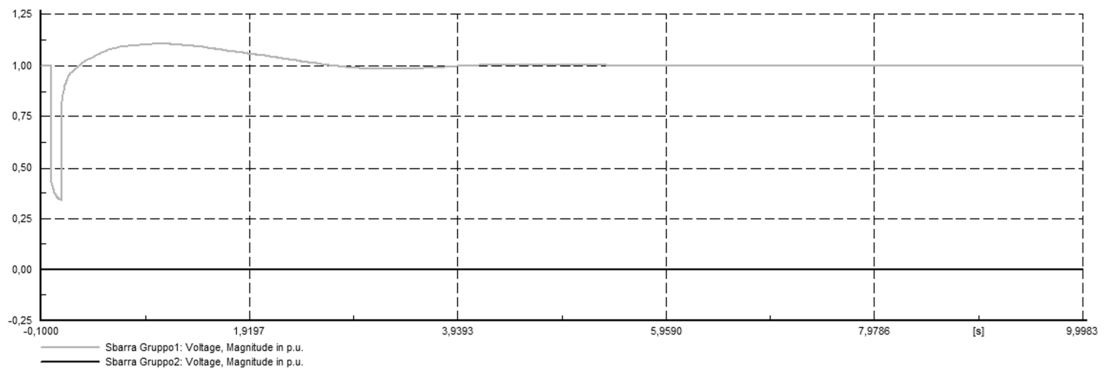
Appendici

Nome Trasformatore	Avenida Demanda Massima			Estiaje Demanda Massima		
	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]	P-HV [MW]	Q-HV [Mvar]	carico [%]
CHIMBOTE 500/220	43,19	-26,87	6,76	74,28	-32,49	10,84
TRUJILLO 500/220	146,08	-13,69	19,47	170,15	-17,59	22,83
CHIMBOTE 220/138 [1] (f.s.)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHIMBOTE 220/138 [2]	-31,95	39,03	41,60	-6,49	31,82	26,88
KYMAN - AYLLU 220/138	-103,47	-10,62	69,26	-98,25	-12,03	65,94
CAÑON DEL PATO 138/13,8 [1-6]	-21,05	-5,11	36,04	-19,07	-5,30	32,95

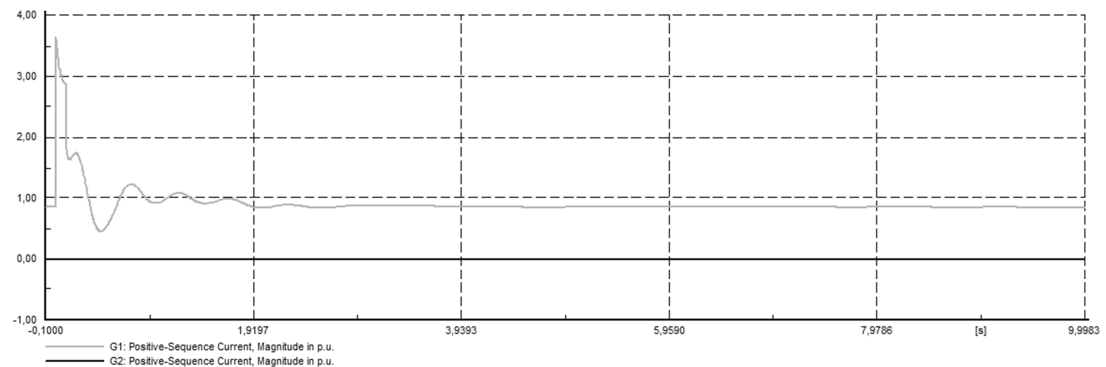
Appendice I

Risultati dell'analisi della stabilità transitoria in caso di guasto trifase alla sbarra di centrale con una sola unità generatrice in funzione (durata guasto=100 ms)

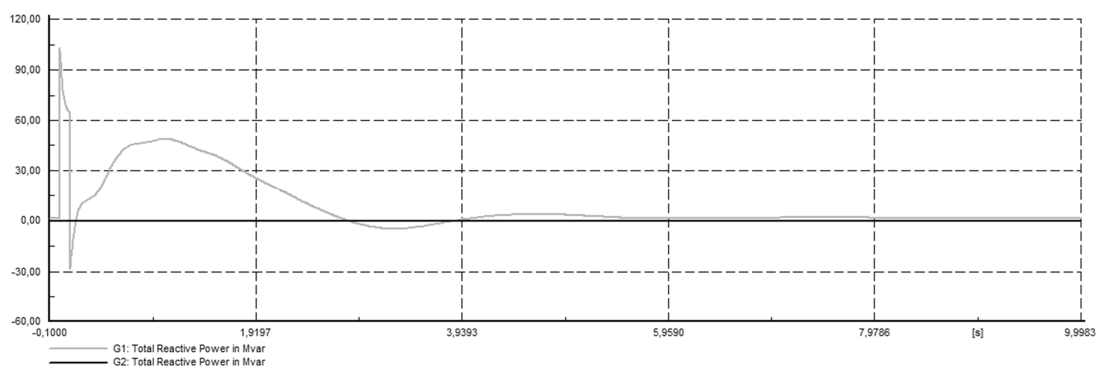
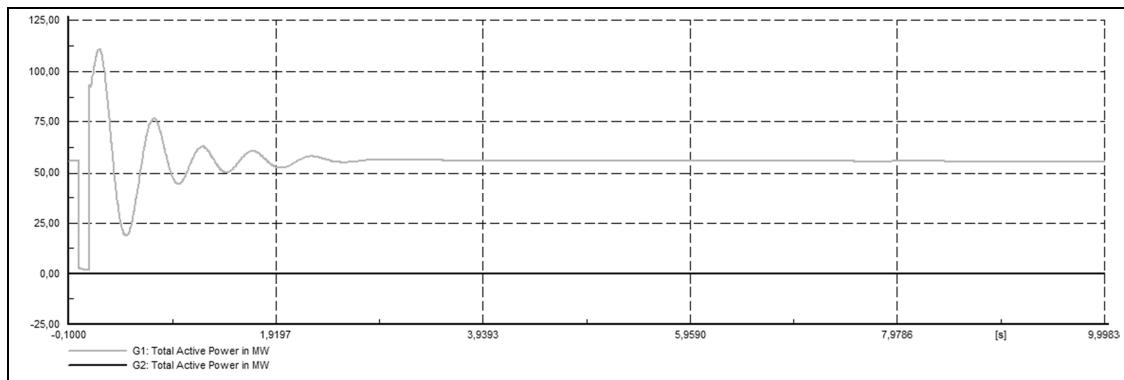
- Tensioni alle sbarre:



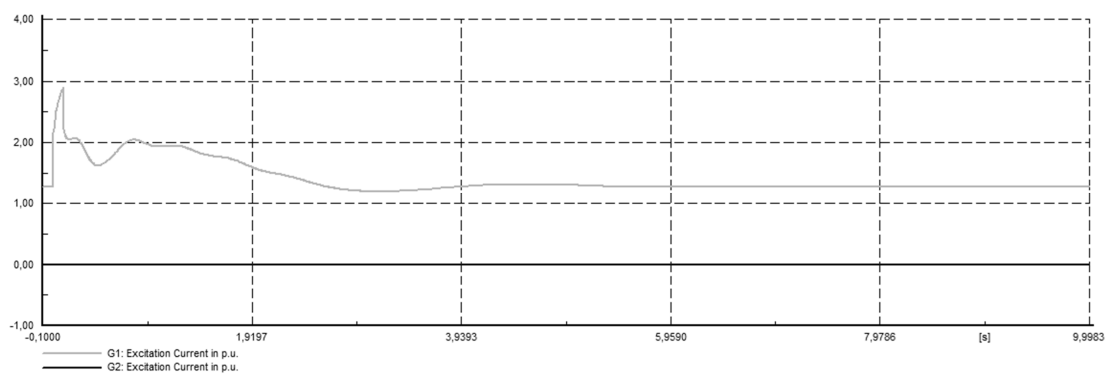
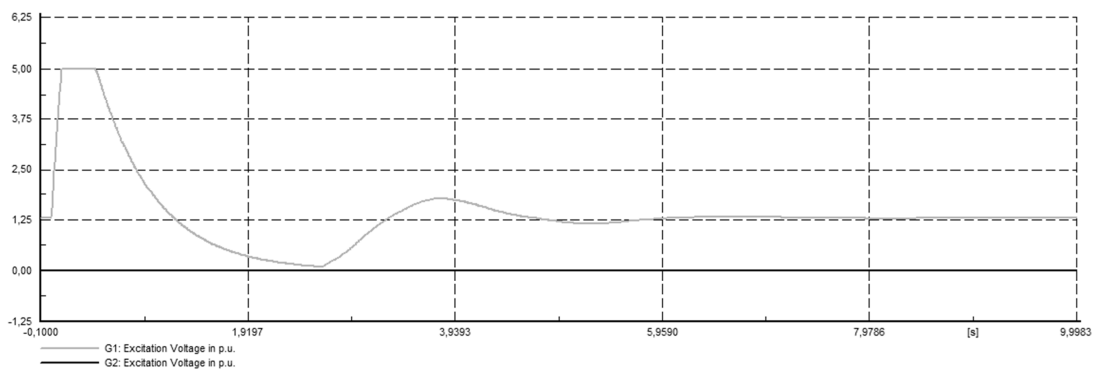
- Correnti ai morsetti dei generatori:



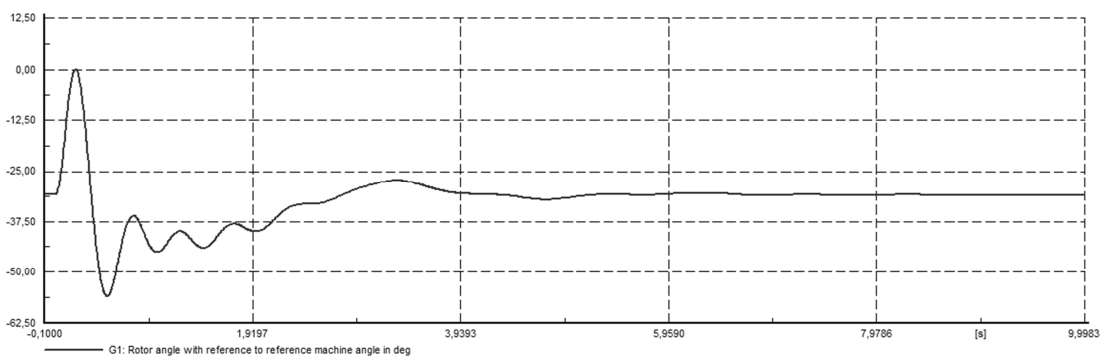
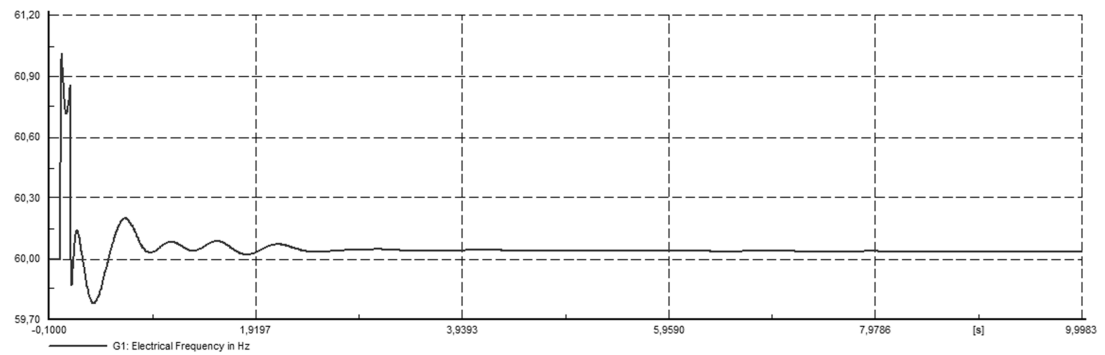
- Potenze erogate dai generatori:



- Grandezze sugli avvolgimenti di eccitazione:



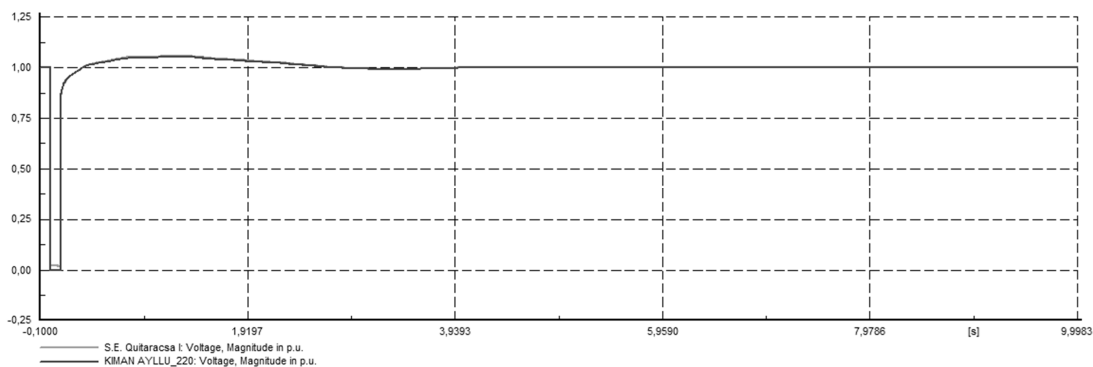
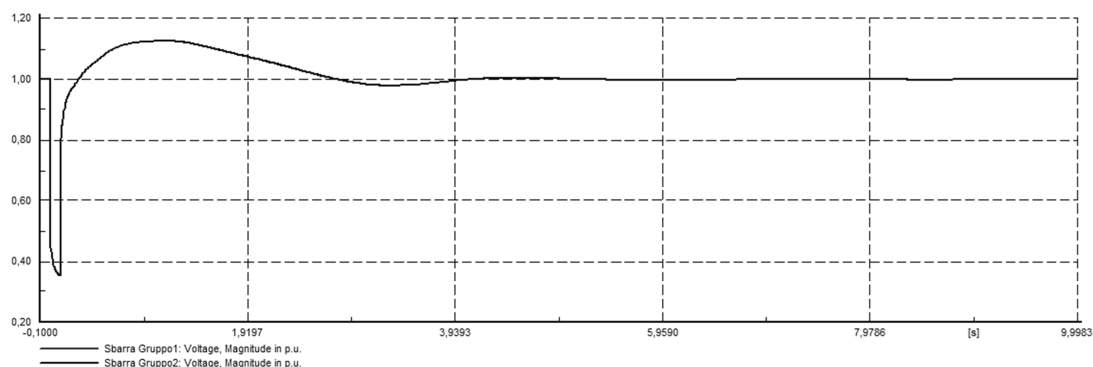
- Frequenza ed angolo di generazione:



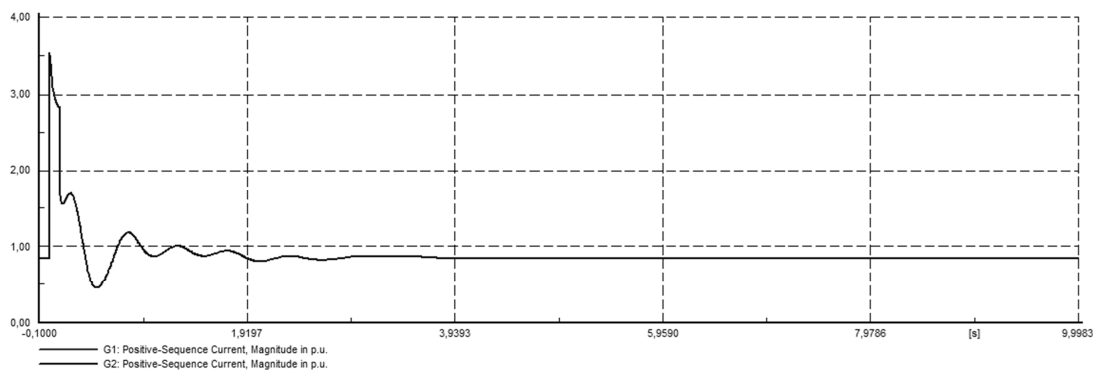
Appendice L

Risultati dell'analisi della stabilità transitoria in caso di guasto trifase alla sbarra della sottostazione elettrica Kiman Ayllu con due unità generatrici in funzione (durata guasto 100 ms)

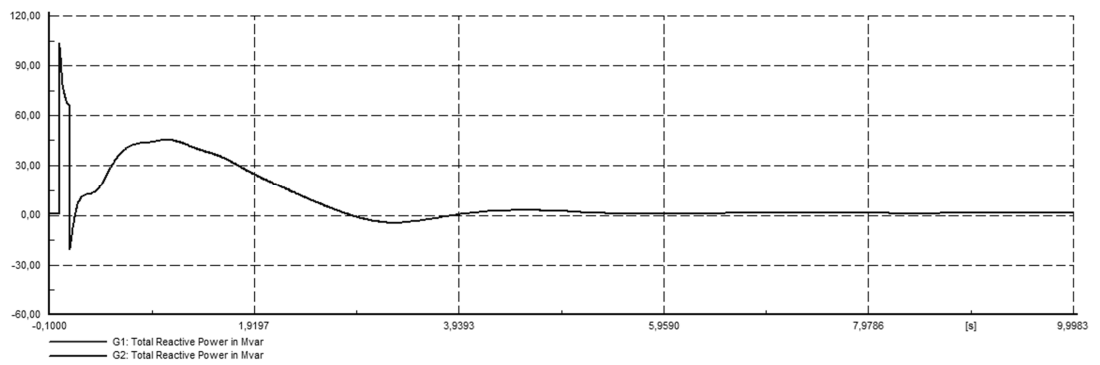
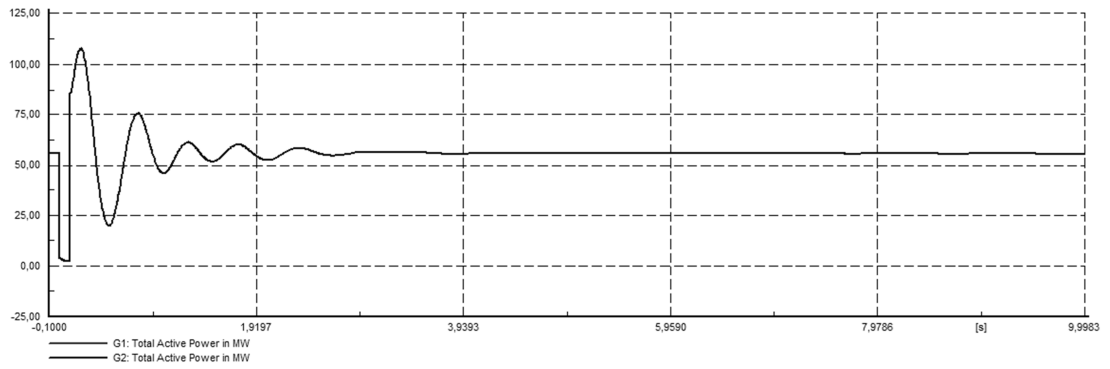
- Tensioni alle sbarre:



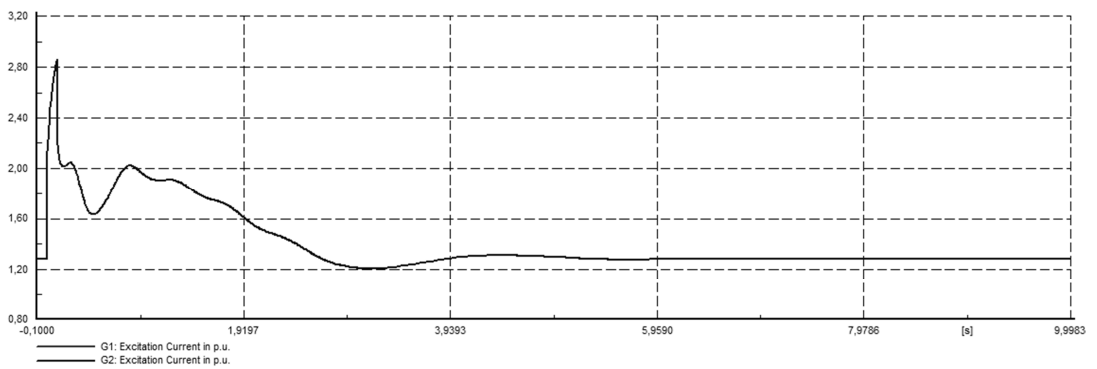
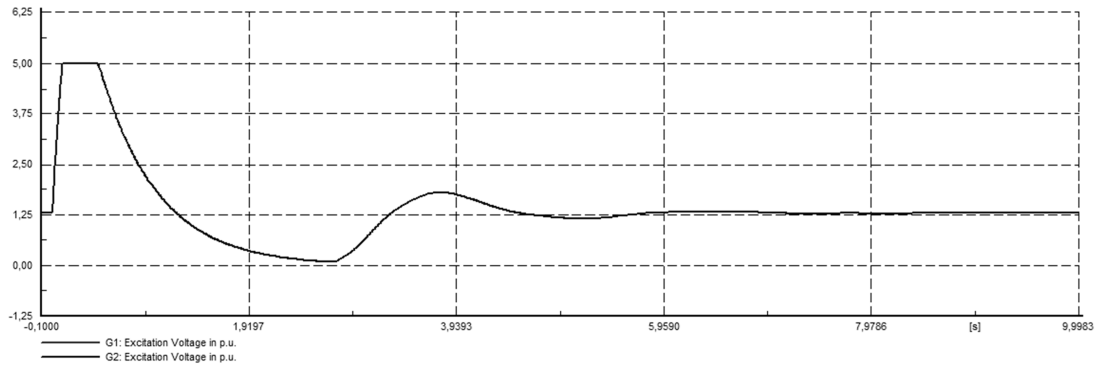
- Correnti ai morsetti dei generatori:



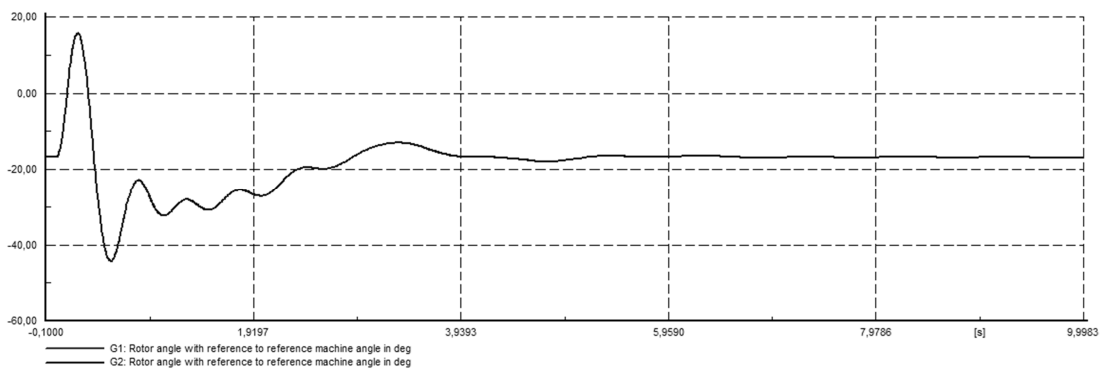
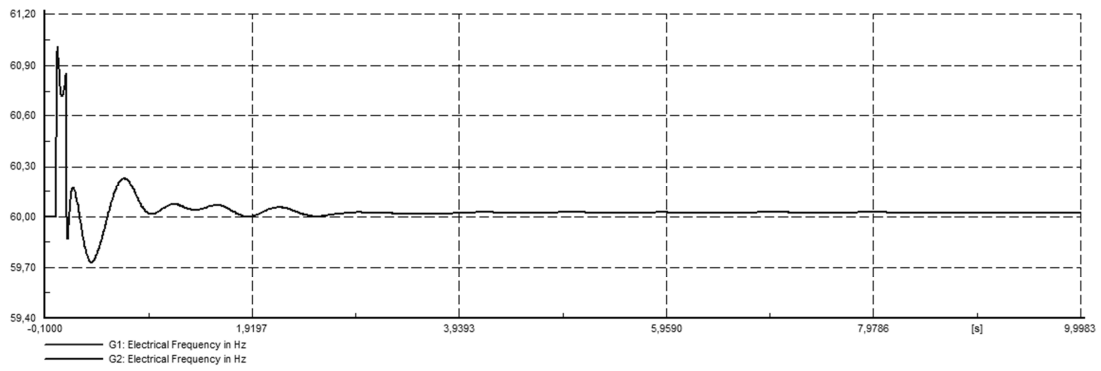
- Potenze erogate dai generatori:



- Grandezze sugli avvolgimenti di eccitazione:



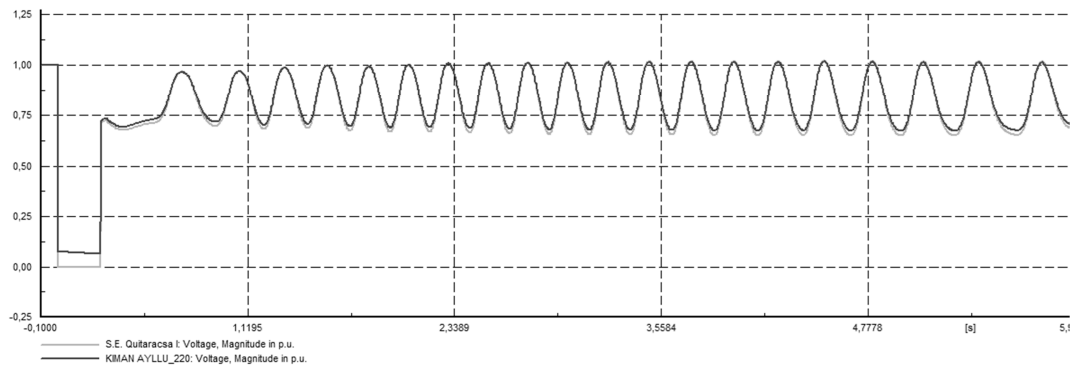
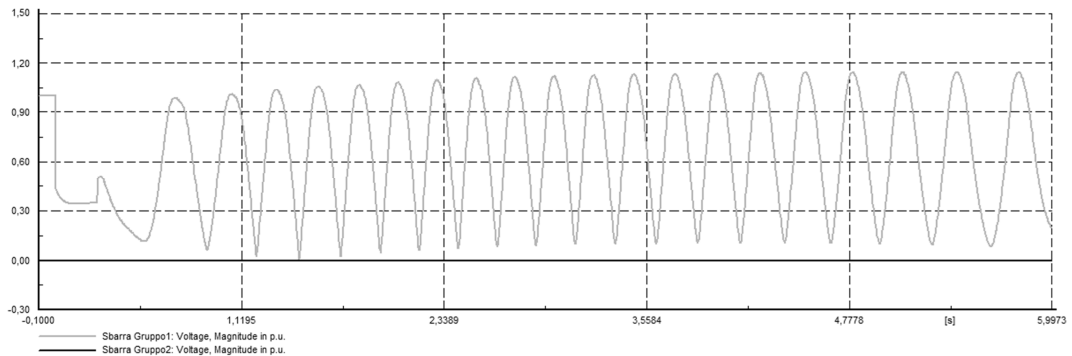
- Frequenza ed angolo di generazione:



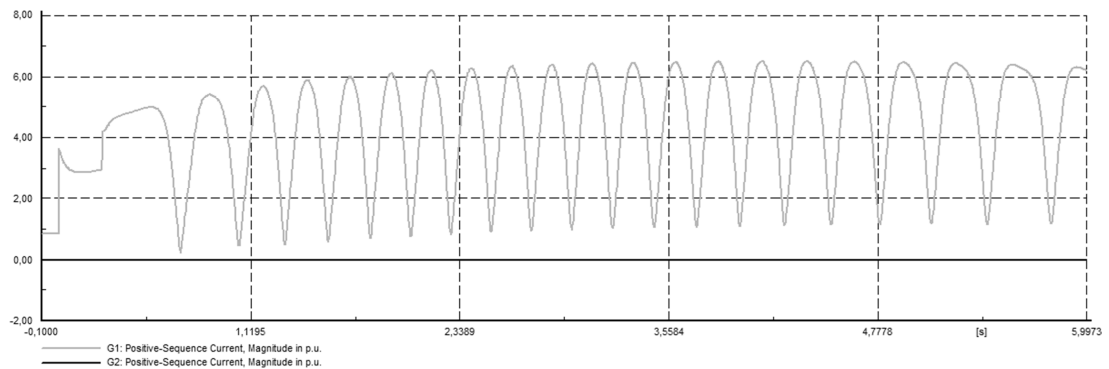
Appendice M

Risultati dell'analisi della stabilità transitoria in caso di guasto trifase alla sbarra di centrale con una sola unità generatrice in funzione (durata guasto= $t_c = 253$ ms)

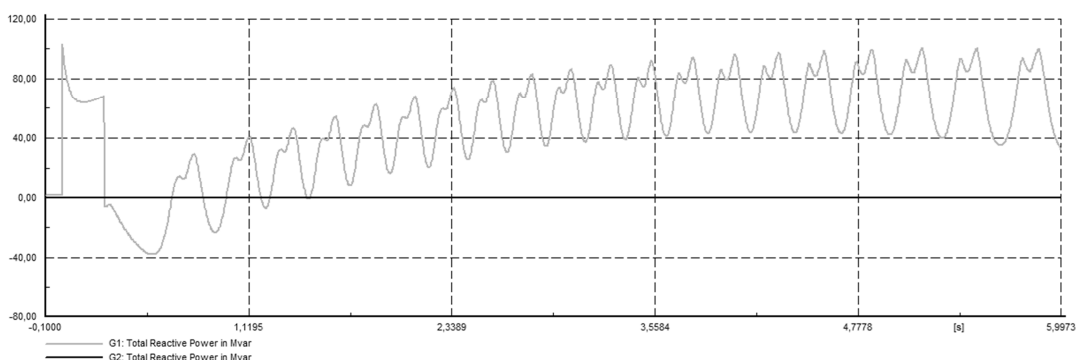
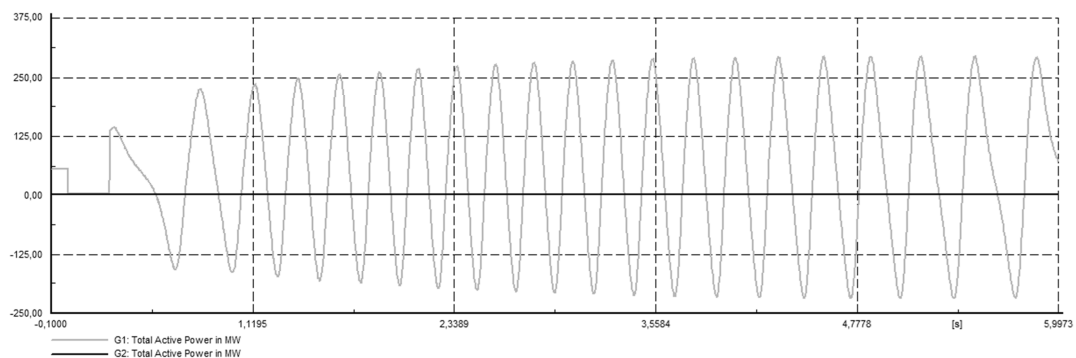
- Tensioni alle sbarre:



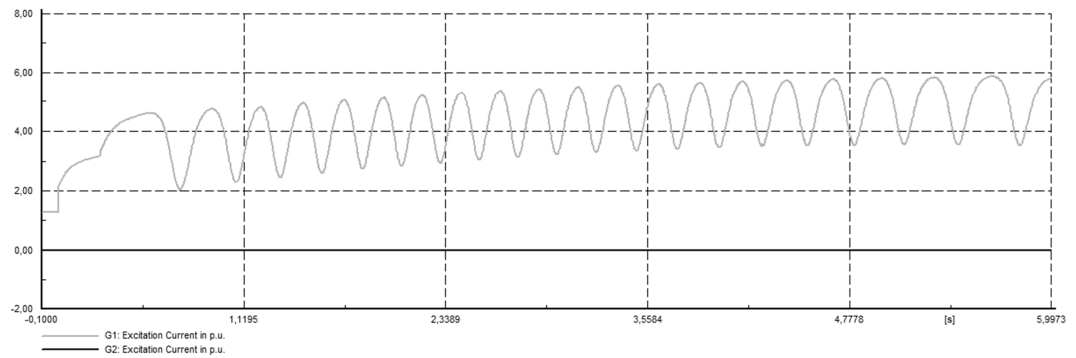
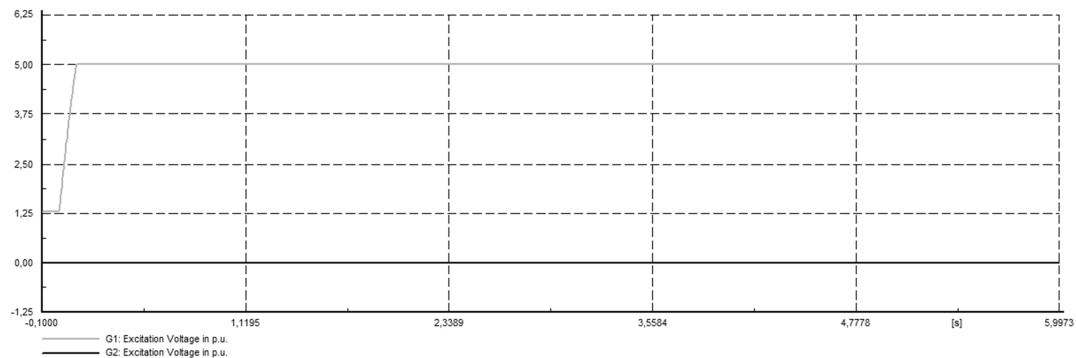
- Correnti ai morsetti dei generatori:



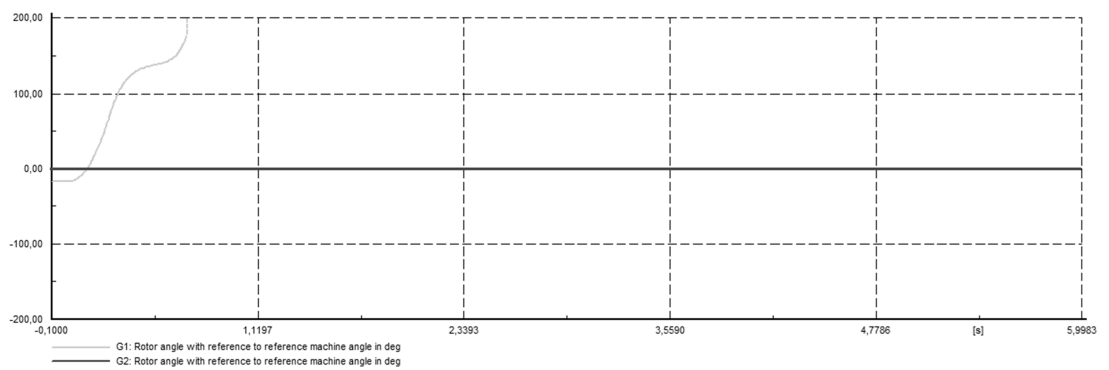
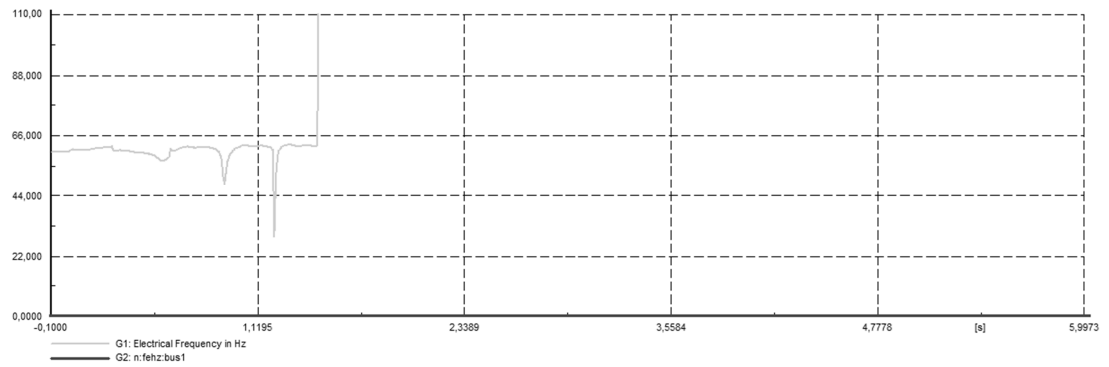
- Potenze erogate dai generatori:



- Grandezze sugli avvolgimenti di eccitazione:



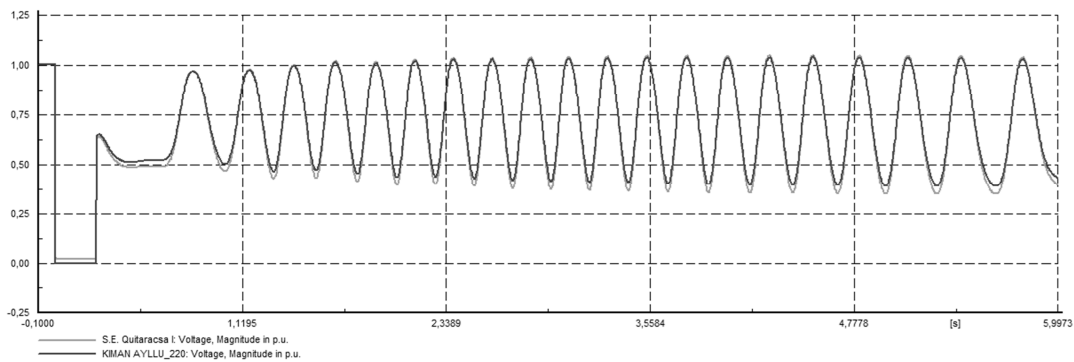
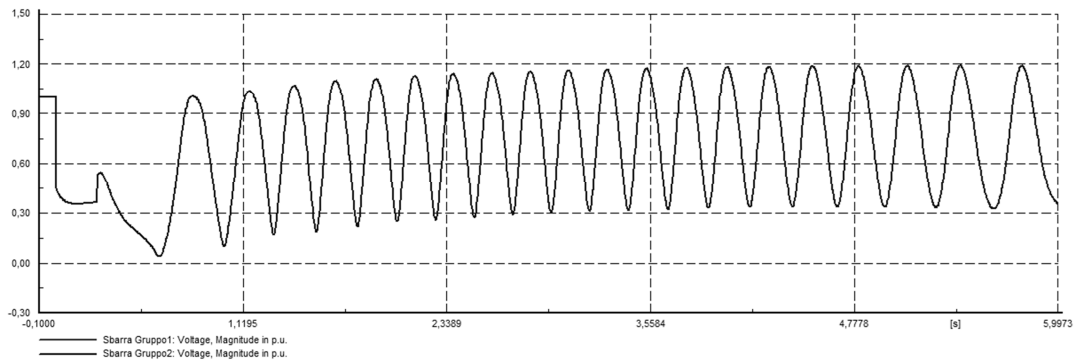
- Frequenza ed angolo di generazione:



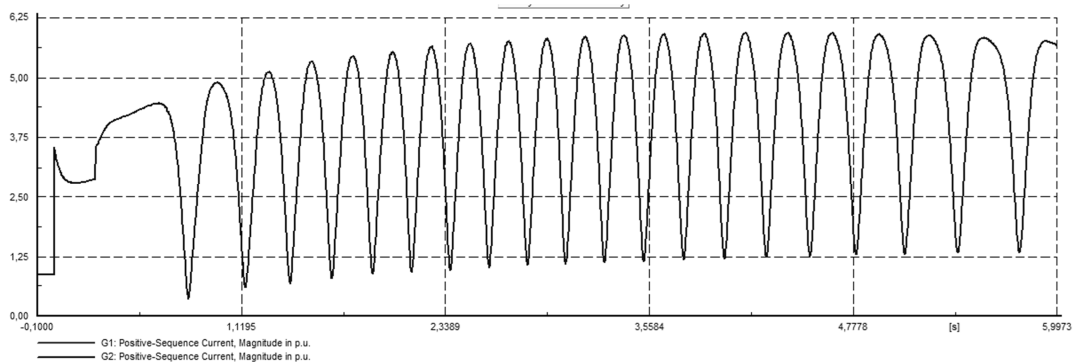
Appendice N

Risultati dell'analisi della stabilità transitoria in caso di guasto trifase alla sbarra della sottostazione elettrica Kiman Ayllu con due unità generatrici in funzione (durata guasto= $t_c = 246$ ms)

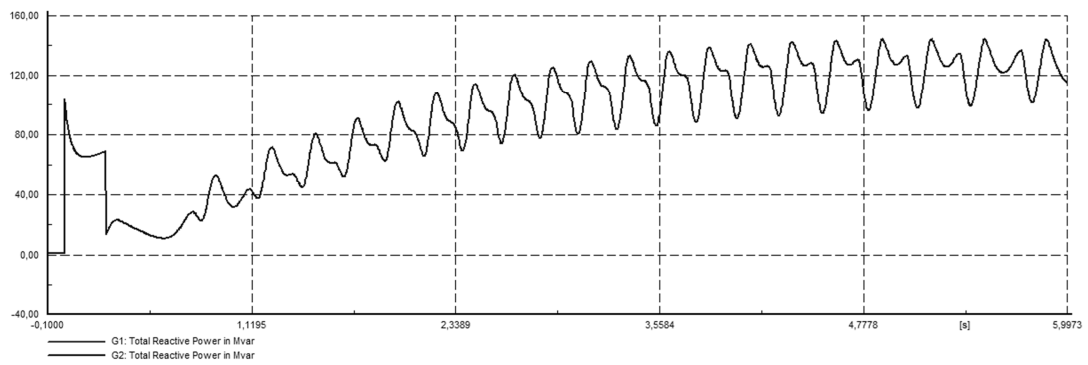
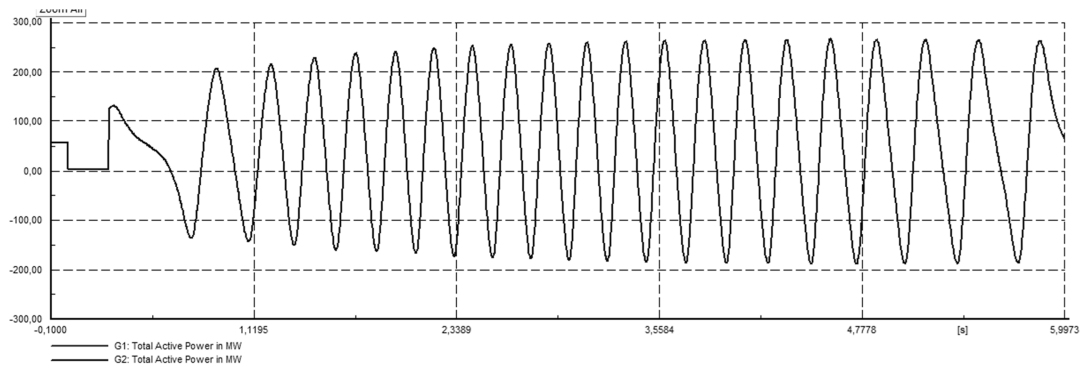
- Tensioni alle sbarre:



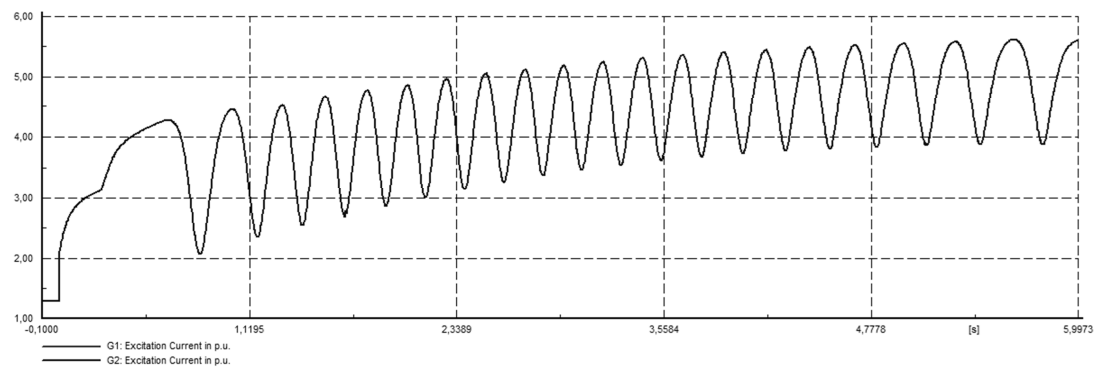
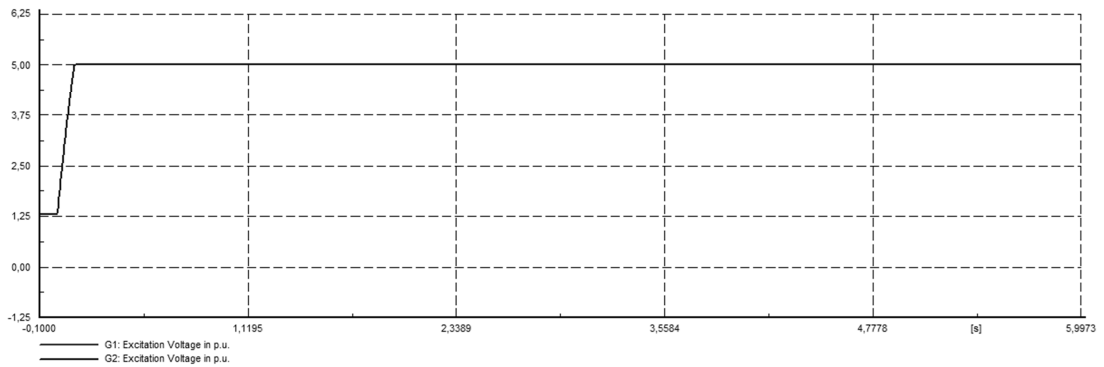
- Correnti ai morsetti dei generatori:



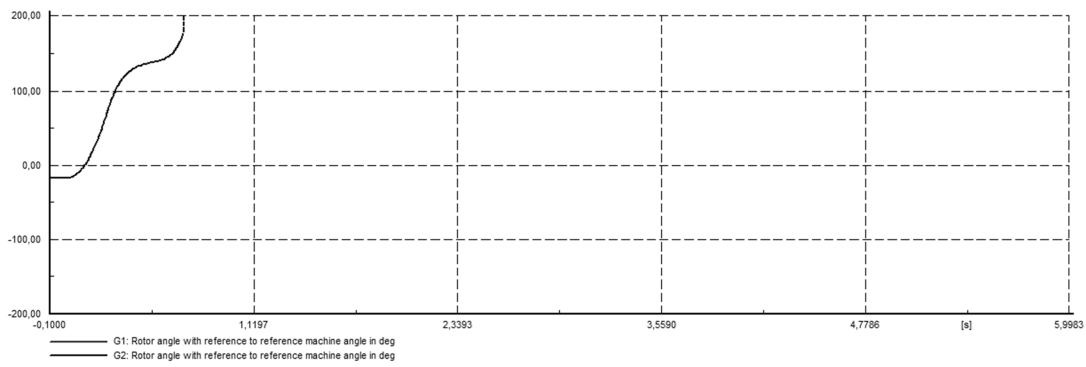
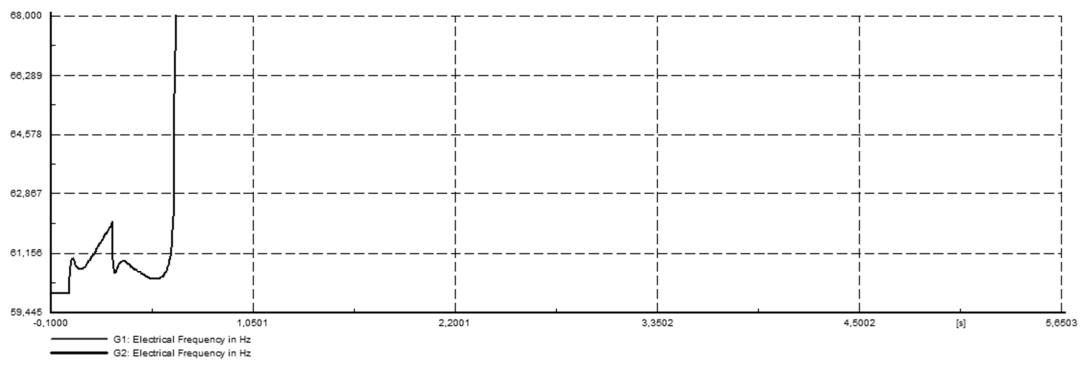
- Potenze erogate dai generatori:



- Grandezze sugli avvolgimenti di eccitazione:



- Frequenza ed angolo di generazione:



BIBLIOGRAFIA

- [1] S.T.E. energy S.P.A., *Reference list*. Padova, Maggio 2011.
- [2] Juan A. Solidoro Cuellar, *Project design document form, Executive board*. Lima: United Nation Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Dicembre 2006.
- [3] Ministerio de Energia y Minas, *DS N°076-2009-EM*. Lima, Ottobre 2009.
- [4] (2011, Settembre) Google Maps. [Online]. <http://maps.google.it/maps?hl=it&tab=wl>
- [5] EnerSur S.A. - GDF Suez, *Especificación tècnica consolidada sistema de excitación estàtica.*, Febbaio 2011.
- [6] Rainpower Hymatek A.S., *Data sheet AVR MAGNOSTAT 10/12 S*. Oslo, 2011.
- [7] Prysmian cables & systems, *Catalogo generale.*, 2011.
- [8] ABB, *XLPE cable systems user's guide.*, 2011.
- [9] ABB. (2011, Settembre) [Online]. <http://www.abb.it>
- [10] Ministerio de energia y minas, *Ley de concesiones elèctricas N°29178*. Lima, Gennaio 2008.
- [11] COES-SINAC, *Alcances para el estudio de pre operatividad para la conexiòn al SEIN de centrales de generaciòn con recursos energèticos renovables (eòlicos, biomasa, hidroelèctricas, solar fotovoltaicas)*. Lima, 01-03-2010.
- [12] DlgSILENT, *DIgSILENT PowerFactory user's manual*. Gomaringen, Germany, Luglio 2010.
- [13] DlgSILENT, *DIgSILENT PowerFactory technical reference & documentation: Synchronous machines*. Gomaringen, Germany, 2010.
- [14] DlgSILENT, *DIgSILENT PowerFactory technical reference & documentation: Two windings transformers*. Gomaringen, Germany, 2010.
- [15] R. Caldon and L. Fellin, *Esercizi di impianti elettrici*, Seconda ed.: Edizioni Libreria Progetto Padova, 1988.
- [16] DlgSILENT, *DIgSILENT PowerFactory technical reference & documentation: Loads*. Gomaringen, Germany, 2010.

- [17] R Caldon, *Impianti di produzione dell'energia elettrica - dispense delle lezioni*. Università degli studi di Padova.
- [18] DigSILENT, *DigSILENT PowerFactory technical reference & documentation: Line models and parameters*. Gomaringen, Germany, 2010.
- [19] RainPower S.A., *Quitarcasa I, stability and transient analysis of waterway and turbines.*, Luglio 2011.
- [20] IEEE Std 421.5-1992, *Recommended practice for excitation system models for power systems stability studies*. New York , USA, Marzo 1992.
- [21] (2011, Luglio) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. [Online]. <http://www.coes.org.pe>
- [22] COES-SINAC, dirección de planificación de Transmisión, *Informe de diagnostico de las condiciones operativas del SEIN, periodo 2013-2022.*, Febbraio 2011.
- [23] Norma IEC-EN 60909, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems.*, Dicembre 2001.
- [24] A. Paolucci, *Lezioni di trasmissione dell'energia elettrica*, Quarta ed. ,Padova: CLEUP, Ottobre 1998.
- [25] (2011, Ottobre) Registro italiano dighe. [Online]. <http://www.registroitalianodighe.it>