



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

ANALYSIS OF FORESEEABLE INTERACTIONS BETWEEN DEMO FUSION POWER PLANT AND TRASMISSION GRID

Relatore: Prof. Fabio BIGNUCOLO

Correlatore: Prof. Roberto TURRI

Laureando: Marco FELETTTO

Anno Accademico 2021/2022

INDICE

RIASSUNTO	i
INTRODUZIONE	iii
Digsilent Power Factory	1
ITER-like solution	5
1 DEMOnstration	9
2 DEMO HVN (High Voltage Network)	17
2.1 Connessione con la rete di trasmissione	17
2.1.1 PoD singolo	17
2.1.2 PoD doppio con un nodo dedicato al TG	18
2.1.3 PoD doppio con un nodo dedicato a CPS+HPS	18
2.2 TG (Turbine Generator)	20
2.3 Sistema di alimentazione dei carichi Power Pulsed	21
2.3.1 CPS (Coil Power Supply) e HCS (Heating Current Supply)	21
2.3.2 Studio della rete di alimentazione CPS	25
2.3.3 Studio della rete di alimentazione HPS	26
2.3.4 Dimensionamento componenti	26
2.3.5 Schema unifilare	27
2.3.6 Conclusioni	28
3 MLVN (Medium Low Voltage Network)	30
3.1 Sottosistemi	30
3.2 ELL (Electrical Load List)	36
3.3 Studio preliminare della rte MLVN	39
3.4 Analisi load flow	43
3.5 On_load tap analisi	53
4 DYNAMIC SIMULATION	54
4.1 Modellizzazione dinamica dei sistemi	54
4.1.1 Modellizzazione dinamica dei carichi	54
4.1.2 Modellizzazione dinamica del Generatore	62
4.1.3 Modellizzazione dinamica della rete	66
4.2 ENTSO-E Reference Incident	71
4.3 Risultati derivanti dall'analisi dinamica	73
4.3.1 PoD singolo	73
4.3.2 PoD doppio (con PoD dedicato PP)	79
4.3.3 PoD doppio (con PoD dedicato al TG)	86
4.4 Confronto dei risultati ottenuti con il regolamento ENTSO-E	97
5 CONCLUSIONE	105

5.1 Sintesi dei risultati	105
5.2 Limiti dello studio e prospettive future	105
6 APPENDICE	1
6.1 INDIRECT COUPLING AT DWELL	2
6.2 INDIRECT COUPLING AT FLAT TOP	7
6.3 DIRECT COUPLING AT DWELL	12
6.4 DIRECT COUPLING AT FLAT TOP	17
BIBLIOGRAFIA	107

ACRONIMI

AIS	Air Insulated Switchyard	HCPB	Helium Cooled Pebble Bed
BB	Breeding Blanket	HPS	HCD Power Supply
BoP	Balance of Plant	HV	High Voltage
CB	Circuit Breaker	HVN	High Voltage electrical Network
CCWS	Component Cooling Water System	HVS	High voltage switchyard
CD	Conceptual Design	IEA	International Energy Agency
CDA	Concept Design Activities	IHTS	Intermediate Heat Transfer System
CHWS	Chiller Water System	IHX	Intermediate Heat Exchanger
CIS	Central Interlock System	IP	Investment Protection
CODAC	Control, Data Access and Communication	IRS	Interface Requirements Specification
CPS	Coil Power Supply	IVC	In-vessel Components
CS	Central solenoid	LS	Load Specification
CTS	Cryostat Thermal Shield	MAR	Material Assessment Report
DDD	Design Description Document	MLVN	Medium Low Voltage Network
DEMO	Demonstration Fusion Power Plant	NB	Neutral Beam
DG	Diesel Generator	NPP	Nuclear Power Plant
ECS	Electron Cyclotron System	OL	Ordinary Load
ELL	Electrical Load List	PCD	Pre-conceptual Design
ESS	Energy Storage System	PCS	Plant Control System
FDU	Fast Discharge Unit	PES	Plant Electrical System
FMEA	Failure Mode & Effect Analysis	PES.CPS	Coil power supply
FPP	Fusion Power Plant	PES.HPS	H&CD power supply
FW	First Wall	PES.SSN	Steady-state network
HCD	Heating and Current Drive	PES.TG	Turbine generator
		PF	Poloidal Field
		PFD	Process Flow Diagram

PGM	Power-Generating Module	VSC	Voltage Source Converter
PHTS	Primary Heating Transfer System	VV	Vacuum Vessel
PoD	Point of Delivery	VVTS	Vacuum Vessel Thermal Shield
PP	Pulsed Power	WCLL	Water Cooled Lithium Lead (BB concept)
PS	Power Supply		
PTG	Power Transmission Grid		
PTS	Port Thermal Shield		
PWR	Pressure Water Reactor		
RH	Remote Handling		
RM	Remote Maintenance		
RU	Research Unit		
SAE	Safety Assessment and Environment		
SC	Super Conducting		
SCS	Safety Control System		
SG	Synchronous generator		
SIC	Safety Importance Class		
SNU	Switching Network Unit		
SS	Steady State		
SSC	Systems, Subsystems, Components		
SSEN	Steady-state Electrical Network (classification used in ITER)		
TBD	To Be Defined		
TBR	Tritium Breeding Ratio		
TF	Toroidal Field		
TG	Turbine Generator		
TSO	Transmission System Operator		
UPS	Uninterruptible Power Supply		

RIASSUNTO

Una volta reperite le informazioni finora disponibili relative alla centrale a fusione nucleare DEMOnstration ne verrà, per prima cosa, analizzato lo stato dell'arte.

Successivamente verranno introdotti il funzionamento, le varie fasi durante le quali la centrale articola la generazione di energia termica, le possibili configurazioni relative all'accoppiamento tra il reattore e il generatore di energia elettrica (diretto oppure indiretto) e verrà sinteticamente riportato il comportamento dei principali carichi.

Verranno poi descritte le possibili soluzioni per la connessione della centrale alla rete di trasmissione, ruolo che ricopre la rete denominata HVN (High Voltage Network). La medesima ha l'ulteriore funzione di alimentare i sistemi CPS (Coil Power Supply) e HPS (Heating Power Supply), anch'essi descritti nella trattazione.

Approfonditamente verrà poi riportata la composizione della ELL (Electrical Load List) e la funzione dei sistemi appartenenti alla rete MLVN (Medium Low Voltage Network). Quindi verranno dimensionati i componenti, come cavi e trasformatori, per l'alimentazione dei carichi.

Nella parte finale dell'elaborato, particolare attenzione verrà posta all'analisi dinamica per lo studio della connessione tra la centrale e la rete di trasmissione. Si procederà andando a definire i modelli dinamici che descrivono il comportamento dei vari sistemi e successivamente verranno riportate le caratteristiche dinamiche della rete. I risultati ottenuti verranno quindi confrontati con il regolamento ENTSO-E, definendo le possibili criticità della connessione.

INTRODUZIONE

Mai come oggi viene posta l'attenzione su temi quali il riscaldamento globale, le emissioni di CO₂ e la futura disponibilità di energia primaria. Così, per comprendere in modo più dettagliato come si evolverà la situazione in futuro e quali possano essere le strategie da adottare, nonché per inquadrare il ruolo che potrà ricoprire la generazione di energia elettrica da fusione nucleare, è fondamentale analizzare gli scenari che l'IEA (International Energy Agency) ha stilato per prevedere l'impatto sull'ambiente di politiche decisionali differenti. In particolare, sono tre gli scenari presi in considerazione e quindi riportati di seguito:

1. Reference Technology Scenario (RST)

Descrive l'andamento delle emissioni di CO₂ e della richiesta di materie prime considerando gli attuali impegni assunti dalle Nazioni per limitare le emissioni e migliorare l'efficienza energetica. In particolare, le analisi prevedono un aumento della temperatura media pari a 2.7°C al 2100 ed un continuo aumento dopo tale anno.

Per quanto riguarda la domanda di energia primaria questa crescerà del 48% con un aumento annuo del 0.9%. L'uso dei combustibili fossili all'interno del parco energetico continuerà ad essere preponderante rispetto all'uso delle altre fonti di energia, anche se, in termini relativi diminuirà da un totale del 82% nel 2014 ad un totale di 67% nel 2060, viceversa, il consumo assoluto aumenterà del 22%.

2. 2°C Scenario (2DS)

Descrive l'andamento delle emissioni di CO₂ e della richiesta di materie prime in uno scenario in cui ci sia almeno il 50% di possibilità di limitare a 2°C l'aumento della temperatura media globale entro il 2100. Per rispettare i limiti prestabiliti le emissioni di CO₂ devono essere limitate annualmente, fino ad ottenere una riduzione pari al 70% entro l'anno 2060. Per raggiungere l'obiettivo, in termini di aumento medio di temperatura, la riduzione delle emissioni da parte dei combustibili fossili e da parte dei processi industriali deve continuare anche dopo il 2060. Inoltre, si punta a raggiungere l'indipendenza dall'uso del carbone entro il 2100.

Per quanto riguarda la domanda di energia primaria questa crescerà del 17% nel 2060 rispetto ai valori del 2014, con una crescita annua del 0.3%. L'uso dei combustibili fossili all'interno del parco energetico risulterà essere pari al 35% con un consumo assoluto inferiore del 50% rispetto quello del 2014 e venendo sostituito dall'utilizzo di fonti da energia rinnovabile.

3. Beyond 2°C Scenario (B2DS)

Descrive i miglioramenti tecnologici, l'andamento delle emissioni di CO₂ e della richiesta di materie prime in uno scenario in cui ci sia almeno il 50% di possibilità di limitare a 1.75°C l'aumento della temperatura media globale entro il 2100. Sono prese in considerazione le

innovazioni tecnologiche presenti o in fase di sviluppo che permetterebbero di raggiungere l'obiettivo imposto. In particolare, i miglioramenti di quest'ultime vengono considerati come se fossero spinti ai loro limiti massimi al fine di raggiungere emissioni nulle entro il 2060 e addirittura ottenere emissioni negative dopo il medesimo anno, senza alcuna imposizione di limitazioni economiche. Per quanto riguarda la domanda di energia primaria questa crescerà del 10% nel 2060 rispetto ai valori del 2014. L'uso dei combustibili fossili all'interno del parco energetico risulterà essere pari al 26%, sostituito dall'utilizzo di fonti da energia rinnovabile in crescita dal 13% fino al 60%.

Le figure i e ii permettono di osservare graficamente gli andamenti dei dati fino ad ora riportati.

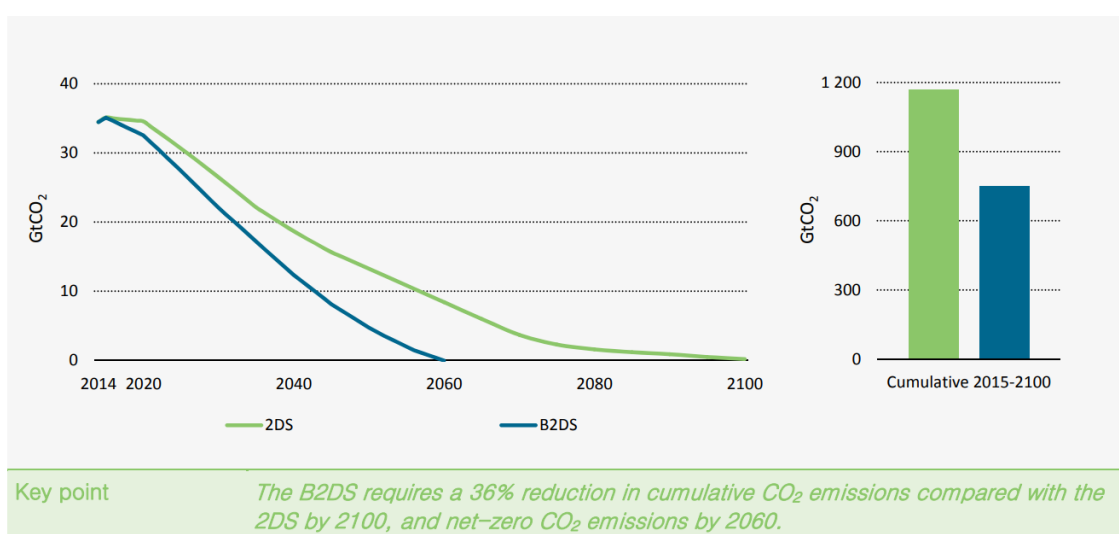


Figura i: Emissioni di CO₂ nel caso di 2DS e B2DS scenario

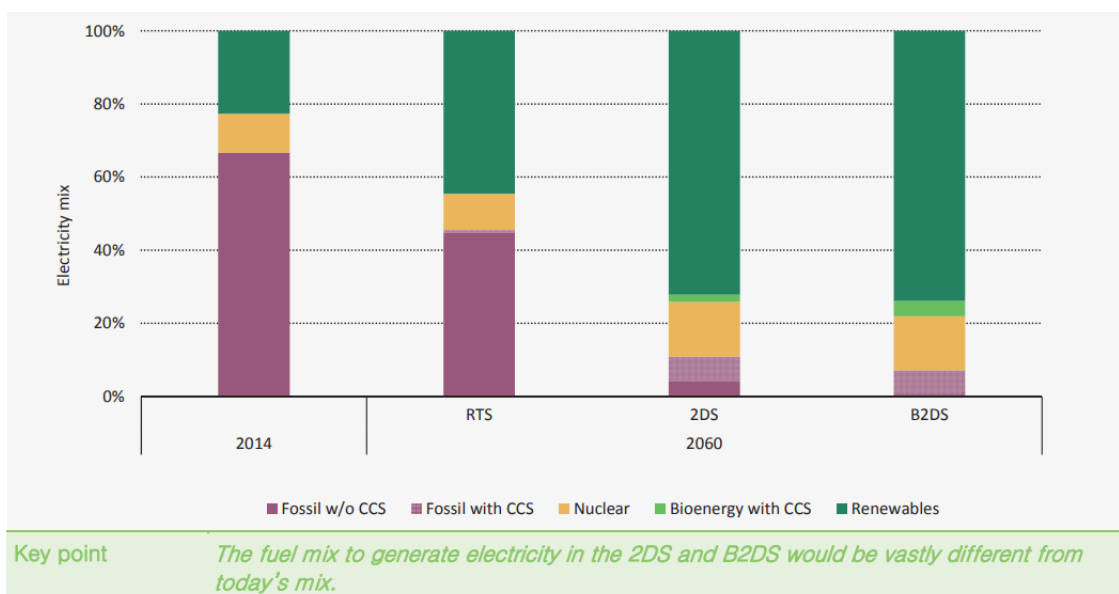
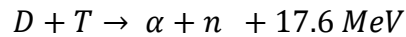
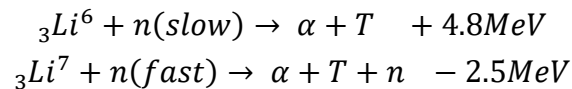


Figura ii: Fonti energetiche utilizzate nei diversi scenari

Viste le problematiche relative all'emissione di CO₂ e alla sempre crescente richiesta di energia primaria, l'introduzione della fusione nucleare come fonte di energia risulta essere di fondamentale importanza nei contesti energetici presi in considerazione. Le emissioni prodotte da questa fonte risultano infatti essere nulle, tranne quelle necessarie per la costruzione dell'impianto. Il carburante per la reazione di fusione sarà composto da atomi di deuterio e trizio che si combinano nel seguente modo:



Il deuterio risulta essere reperibile in abbondanza in quanto già presente all'interno dell'acqua marina, il trizio, invece, risulta essere più complesso da ottenere non essendo presente in natura, poiché, il suo tempo di dimezzamento è pari a circa 12 anni. Tuttavia, utilizzando il litio, quest'ultimo è ottenibile all'interno del reattore secondo le seguenti reazioni:



L'energia prodotta dalla fusione di un grammo di miscela D-T, calcolata attraverso la relazione $\Delta E = \Delta m * c^2$ e sapendo che la riduzione di massa è circa uguale a 0.4%, risulta essere pari a $3.36 * 10^{11} \text{ J/g}$. Per avere un confronto rispetto le varie fonti di energia, vengono riportate anche la densità di energia per grammo ottenuta dalla fissione dell'uranio pari a $8.21 * 10^{10} \text{ J/g}$ e quella derivante dalla combustione di un grammo di carbone: $2.93 * 10^4 \text{ J/g}$

Una volta viste le potenzialità di questa fonte energetica, per comprendere lo stato dell'arte della generazione di energia elettrica attraverso la fusione nucleare dobbiamo fare riferimento alla Roadmap relativa a quest'ultima, e in particolar modo dobbiamo focalizzarci sul progetto DEMOnstration, ovvero, il primo reattore a fusione in grado di generare e scambiare energia con la rete di trasmissione. In questo periodo è in atto la fase di pre-conceptual design che porterà alla costruzione del reattore entro la prima metà del presente secolo. Lo scopo del progetto sarà quello di dimostrare la capacità di produrre centinaia di MW di energia elettrica aprendo la strada alla costruzione di reattori utilizzabili su larga scala.

Tuttavia, la reale operabilità di DEMO sarà definita solamente nel momento in cui avremo conferma della fattibilità degli esperimenti che verranno condotti sul reattore ITER. Quest'ultimo risulta essere il predecessore di DEMO ed è attualmente in costruzione nel sud della Francia. Entrerà in funzione tra qualche anno con lo scopo di raggiungere i seguenti obiettivi:

- Generazione di potenza termica pari a 500 MW per un tempo di 400 s;
- Dimostrazione dell'efficacia delle nuove tecnologie quali controllo, diagnostica, riscaldamento del plasma;

- Raggiungimento dell'auto sostentamento del ciclo deuterio-trizio;
- Dimostrazione della sicurezza dei reattori a fusione nucleare.

Come si può quindi intuire, il ruolo di ITER risulta essere di cruciale importanza nella progettazione del suo successore, in primis, per validare sia gli aspetti fisici che le tecnologie su cui si baserà il reattore.

Le tappe progettuali che porteranno alla costruzione di DEMO risultano essere sostanzialmente tre:

1. Pre-concept design phase (PCD) $\Rightarrow$ 2014-2020

Permette di esplorare differenti scelte progettuali da attuare

2. Concept design phase (CD) $\Rightarrow$ 2020-2027

Permette la validazione dei concetti base e la scelta delle tecnologie da adottare sulla base del programma di R&D.

3. Engineering design phase (ED) $\Rightarrow$ 2027-2040

Permette uno sviluppo dettagliato della progettazione sulla base delle validazioni ottenute con il progetto ITER.

Per la validazione delle scelte da adottare si è deciso di procedere secondo un processo di Decision Gate Process (DGP), ovvero di convalidare lo stato di avanzamento e i risultati della progettazione come riportato in figura iii.

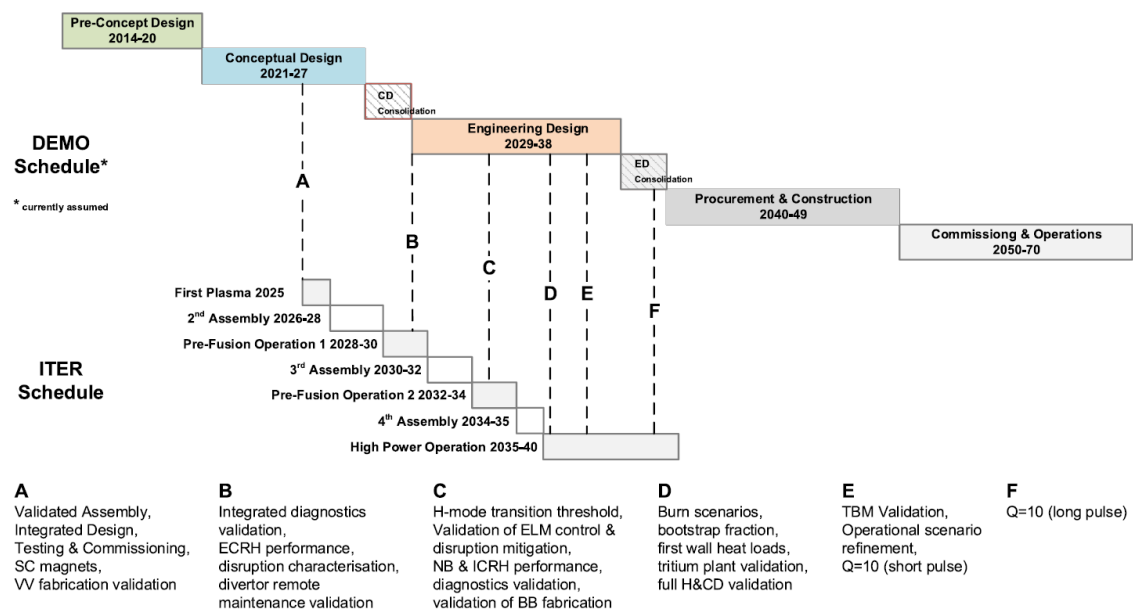


Figura iii: Panoramica delle fasi e degli input chiave del programma ITER DEMO

Tale approccio si basa sull'extrapolazione e il conseguente adattamento di tecnologie, aspetti costruttivi e aspetti progettuali da ITER. Inoltre, non sarà utilizzato solamente in una specifica fase progettuale, ma consisterà nella continua extrapolazione e adattamento di informazioni. Questo permetterà una costante validazione di aspetti specifici atti alla progettazione di DEMO e alle tecnologie da adottare. Al centro del processo vi sono quindi

criteri sviluppati per determinare la fattibilità e il successo di ogni elemento costituente il reattore.

Nella fase odierna, particolare attenzione è posta nella PCD Gate (G1), durante la quale si stanno valutando varie opzioni tecnologiche da installare. Parallelamente, vengono studiate e prese in considerazione soluzioni adottate nei sistemi tokamak maggiormente affermati, con l'obiettivo di assicurare, durante la futura fase di CD, le migliori scelte tra le tecnologie più promettenti.

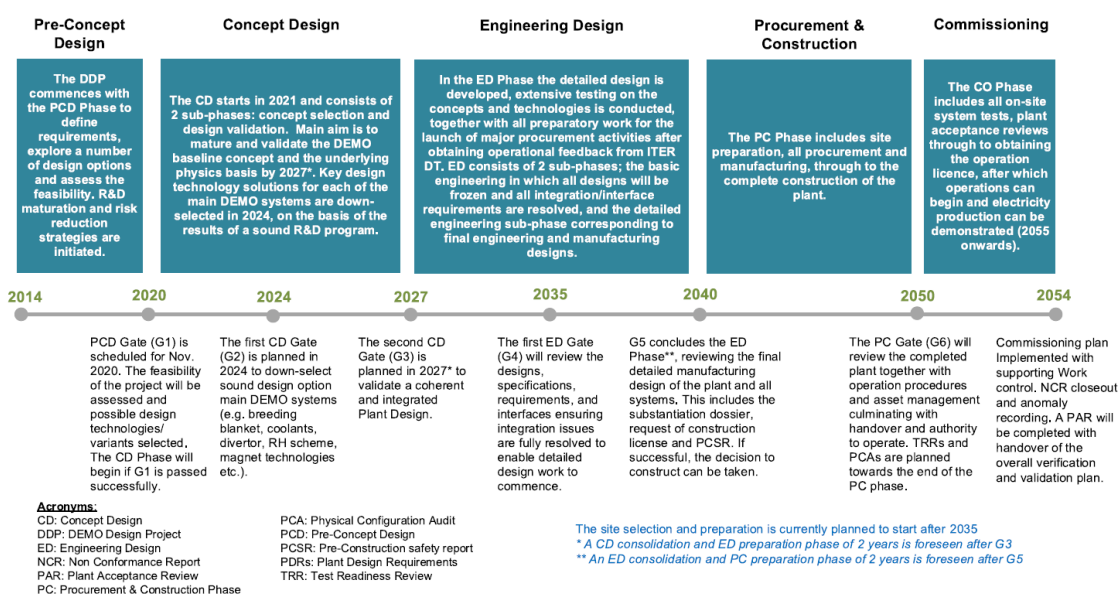


Figura iv: Fasi di approccio con i vari punti decisionali per DEMO

All'interno della fase di CD è stata introdotto un Gate ulteriore, G2, in modo tale da effettuare, in relazione alle caratteristiche del reattore e alle varie fasi di plasma, scelte progettuali relative ai sistemi aventi maggiore criticità come: il breeding blanket, la configurazione del divertore, il sistema heating and current drive (H&CD).

Tutto ciò ci porterà ad ottenere nel 2027 un CD definitivo per il reattore DEMONstration.

Digsilent Power Factory

Al fine di sviluppare il modello matematico e dinamico della centrale a fusione nucleare di DEMOnstation e dei sistemi che la compongono, si è utilizzato un software specialistico che preveda la possibilità di creare modelli dinamici ed in grado di eseguire accuratamente simulazioni dinamiche; la scelta è ricaduta su uno dei software più utilizzati nel settore dell'ingegneria elettrica: DlgSILENT PowerFactory®.

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

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

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

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

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

Le caratteristiche principali includono:

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

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

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

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

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

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

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

Per realizzare il modello dinamico della centrale e valutarne la coerenza con la realtà, è necessario ricorrere a funzioni in grado di simulare il comportamento nel dominio del

tempo. I transitori nei sistemi elettrici di potenza possono essere di breve durata (transitorio elettromagnetico), di media durata (transitorio elettromeccanico) e di lunga durata. Le simulazioni disponibili su DIgSILENT PowerFactory® sono:

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

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

ITER-like solution

Prima di cominciare a studiare in modo dettagliato i sistemi che compongono il reattore DEMONstration, è importante spiegare e definire l'approccio che viene preso in considerazione per la progettazione dei vari impianti. Infatti, all'interno dell'elaborato verrà menzionato più volte il cosiddetto approccio ITER-like.

Questo si basa sul considerare inizialmente le soluzioni adottate per il progetto ITER, cercando di sviluppare e adattare un modello per i vari sistemi interni e per il collegamento di DEMO alla rete di trasmissione.

Tuttavia, alcune importanti precisazioni devono essere effettuate:

- La suddivisione delle reti di alimentazione HVN e MLVN nel progetto DEMO è di tipo orizzontale, mentre in ITER è presente una suddivisione di tipo verticale. In quest'ultimo, infatti, sono presenti i sistemi SSEN (Steady State Electrical Network) e PPEN (Power Pulsed Electrical Network) ciascuno con le relative reti HV, MV, LV (rappresentati nelle figure v e vi). In DEMO quindi, il sistema HVN sarà influenzato sia dal PES (Power Electrical System) interno che dalla sua connessione con la rete di trasmissione. Viceversa, la rete MLVN risulterà solamente influenzata dai carichi che essa alimenta.

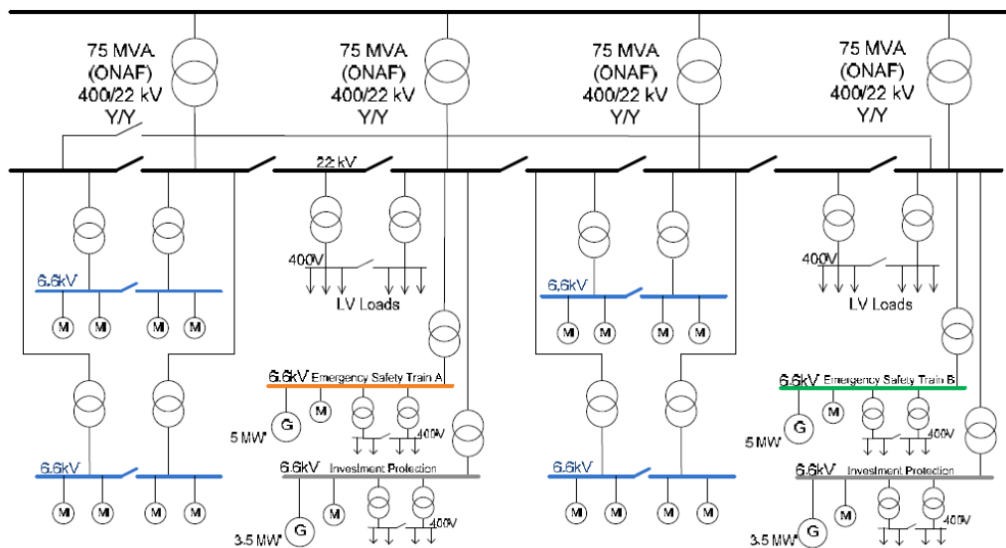


Figura v: ITER Steady State Electrical Network

- Nel progetto DEMO sono presenti carichi PP (Power Pulsed), SS (Steady State) ma anche un TG (Turbine Generator). Per la presenza di quest'ultimo, il nodo di collegamento con la rete di trasmissione si comporterà diversamente (da carico o da generatore) a seconda della fase di plasma.
- Rispetto al progetto ITER, in cui si è scelto di adottare una strategia di minimizzazione del costo utilizzando tecnologie già presenti in quel momento nel mercato, per DEMO tale strategia non può essere seguita, in quanto, la conoscenza di nuove possibili

tecnologie adottabili è limitata a causa della data di inizio costruzione prevista per il 2050.

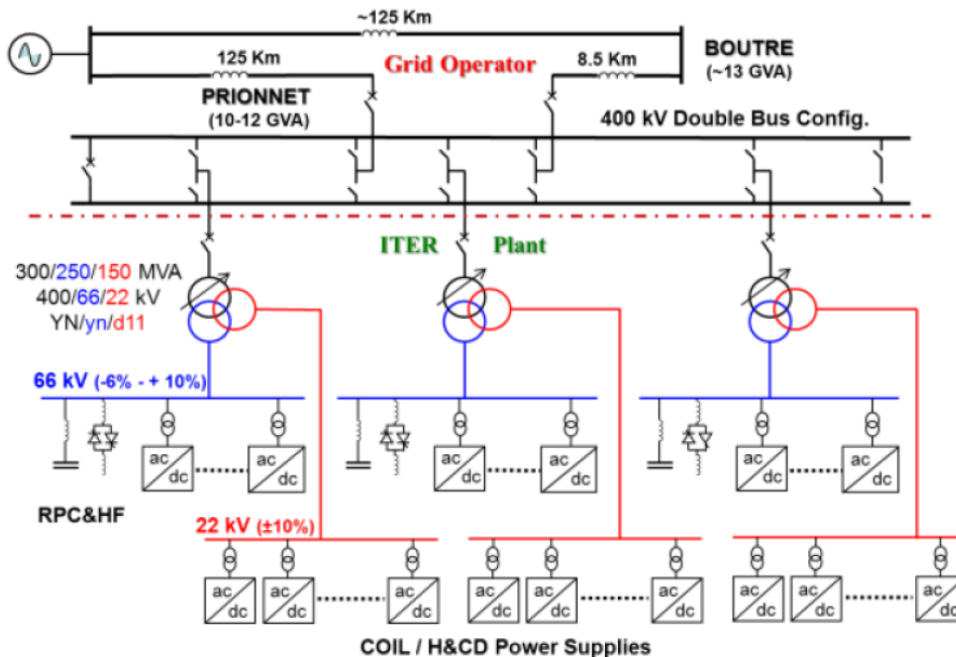


Figura vi: ITER Power Pulsed Electrical Network

Una volta precisate le soprastanti considerazioni, è possibile riassumere gli elementi chiave usati per lo sviluppo del PES (Power Electrical System) di ITER, dai quali è possibile estrapolare le scelte progettuali per DEMO:

- Livelli di tensione:
 - Il collegamento con la rete di trasmissione Europea avviene attraverso un singolo PoD alla tensione di 400 kV.
 - I carichi SS (Steady State) alimentati attraverso la rete SSEN (Steady State Electrical Network) hanno tensione nominale pari a:
 - 22 kV o 6.6 kV $\Rightarrow$ se la potenza è superiore a 400 kW;
 - 0.4/0.23 kV $\Rightarrow$ se la potenza è inferiore a 400 kW.
 La scelta di questi livelli ricade sulla volontà di voler limitare i costi e allo stesso tempo di garantire un elevato livello di flessibilità.
 - I carichi PP (Power Pulsed) alimentati attraverso la rete PPEN (Power Pulsed Electrical Network) hanno tensione nominale pari a:
 - 66 kV Intermediate Voltage (IV);
 - 22 kV Medium Voltage (MV).
- Criteri di dimensionamento dei trasformatori:
 - Per il sistema SSEN sono stati adottati trasformatori a due avvolgimenti con potenza nominale pari a 75 MVA, con lo scopo di convertire la tensione da 400 kV a 22 kV ($400 \pm 10 \times 1.5\%$ / 23.1 kV) e con resistenza di terra avente corrente pari a 500 A;

- Per il sistema PPEN sono stati adottati trasformatori a tre avvolgimenti con potenza nominale pari a 300/250/100 MVA, con lo scopo di convertire la tensione da 400 kV a 66kV e 22 kV ($400 \pm 8 \times 1.25\%$ / 66 / 22.5 kV) ed equipaggiati con variatori sotto carico che operano al di fuori delle fasi di plasma per compensare le variazioni di tensione alla sbarra HV.
- Criteri per il dimensionamento dei cavi:
 - Cavi con caratteristiche relative a condizioni di incendio e fiamme in accordo con la norma IEC 60332-3 e IEC 60332-1;
 - Cavi con caratteristiche relative all'emissione di fumi in accordo con la norma IEC 61034;
 - Cavi con assenza di materiali alogeni in accordo con la norma IEC 61034;
 - Cavi con caratteristiche relative alla tossicità in accordo con la norma IEC 61034;
 - Cavi impiegati per l'alimentazione a tensione pari a 66 kV:
 - Materiale conduttore: Rame;
 - Materiale isolante: XLPE;
 - Massima temperatura continuativa: 90°C;
 - Massima temperatura in condizioni di corto circuito: 250°C.
 - Cavi impiegati nel sistema SSEN:
 - Massima temperatura continuativa: 90°C;
 - Temperatura dell'aria: 30°C;
 - Temperatura del suolo: 20°C;
 - Uso di cavi tripolari se la sezione scelta risulta essere inferiore a o uguale a 120 mm²;
 - Uso di cavi unipolari se la sezione risulta essere compresa tra 120 mm² e 630 mm².
- Criteri di tipo NON elettrico:
 - Criteri per l'affidabilità dei servizi: i sistemi di sicurezza (partendo dai generatori di emergenza alimentati a diesel e includendo trasformatori e cavi) sono progettati considerando gli opportuni criteri di ridondanza o di ridondanza parziale, e includono separazioni di tipo fisico, funzionale ed elettrico.
 - Criteri di dimensionamento per i componenti industriali comuni: sono i medesimi usati nelle centrali nucleari tradizionali.

1. DEMOnstration

La capacità del reattore a fusione nucleare DEMOnstration di generare energia termica sufficiente ad essere convertita in energia elettrica, attraverso un ciclo Rankine, è strettamente correlata alla fisica dei plasmi. Questa porta limitazioni nella durata della produzione di energia termica all'interno del reattore, e di conseguenza, nella durata della produzione di energia elettrica. Ne deriva quindi un comportamento pulsato nel tempo. Per comprendere con maggior dettaglio ciò che si vuole spiegare è opportuno identificare le varie fasi in cui il plasma si articola. Queste vengono riportate di seguito:

- Central Solenoid (CS) pre-magnetization

Durante questa fase, i magneti superconduttori localizzati nella zona del CS (Central Solenoid) vengono energizzati con l'obiettivo di ottenere un flusso magnetico all'interno del Vacuum Vessel (VV). Per far ciò, la tensione ai loro capi viene mantenuta costante, mentre la corrente viene variata all'interno di un range pari a ± 45 kA. Ovviamente tale comportamento determinerà una richiesta di energie, verso la rete, di tipo fortemente pulsato, portando problemi relativi alla stabilità elettrica del sistema, che verranno studiati durante l'elaborato. La durata di questa fase dipende principalmente dalla velocità di carica dei superconduttori che, nel caso di DEMO, corrisponderà a circa 500 s.

- Plasma Breakdown

Risulta essere la fase più breve con una durata di circa 1,4 s, ma allo stesso tempo risulta essere la più critica. Infatti, in questa fase avviene la formazione del plasma all'interno del reattore, la quale implica un comportamento fortemente pulsato da parte dei magneti superconduttori.

- Plasma Ramp-up

Durante questa fase la temperatura del plasma viene progressivamente aumentata sia dal sistema di addizione del calore H&CD sia dai magneti che permettono di innalzare la corrente di plasma. La rampa di crescita deve essere lenta in modo da poter controllare il plasma durante tutta la fase.

Durante questa fase l'energia immagazzinata nei magneti che compongono il CS viene ceduta al plasma, riducendo così il tempo utile di produzione di energia elettrica.

- Heating Flat-Top

Durante questa fase i sistemi di addizione del calore H&CD, quali NBI, ECRH e ICRH, vengono utilizzati in modo tale da raggiungere temperature dell'ordine di $10^7 K$, tali da sostenere la reazione di fusione.

- Burn Flat-Top

Raggiunta tale temperatura si ottengono le condizioni di auto sostentamento della reazione di fusione, di conseguenza, l'energia termica richiesta per il riscaldamento del plasma risulta

essere minima a differenza di quella prodotta dal reattore che diventa massima. La durata di questa fase è pari a 7200 s (2h).

- Plasma Ramp-Down

Il plasma viene gradualmente spento e al contempo sempre controllato attraverso i campi prodotti dai magneti superconduttori e attraverso il sistema H&CD.

- Dwell time

Risulta essere il tempo necessario al reattore per raggiungere una condizione di stabilità tale da garantire un'opportuna condizione di vuoto all'interno del reattore e il successivo inizio di un nuovo ciclo.

Le fasi e le rispettive durate vengono sinteticamente riportate in tabella 1.1.

Tabella 1.1: Fasi del plasma

Phase Initial Time [s]	Phase Final Time [s]	Phase Duration [s]	Phase Name
-500	0	500	CS pre-magnetization
0	1.4	1.4	Plasma Breakdown
1.4	184	183	Plasma Ramp-up
184	194	10	Heating Flat Top
194	7394	7200	Burn Flat-Top
7394	7540	146	Plasma Ramp-Down
7540	7740	200	Dwell time

Facendo invece riferimento all'energia termica che il reattore dovrà essere in grado di generare, questa si aggirerà intorno i 2 GWth. E come precedentemente spiegato, tale quantità sarà disponibile solamente durante la fase di flat top. Di conseguenza, la quantità di energia elettrica prodotta dipenderà dall'accoppiamento tra il sistema atto all'estrazione dell'energia termica dall'interno del reattore, Primary Heat Transfer System (PHTS), e il Power Conversion System (PCS), dove avverrà la generazione di energia elettrica:

➤ Accoppiamento Diretto

Nell'accoppiamento di tipo diretto, i sistemi PHTS e PCS sono direttamente accoppiati senza introdurre quindi alcun accumulatore termico tra i due. In realtà come verrà spiegato, sarà in ogni caso presente un piccolo storage a sali fusi per permettere il funzionamento della turbina ad una potenza pari al 10 % della nominale durante la fase dwell time.

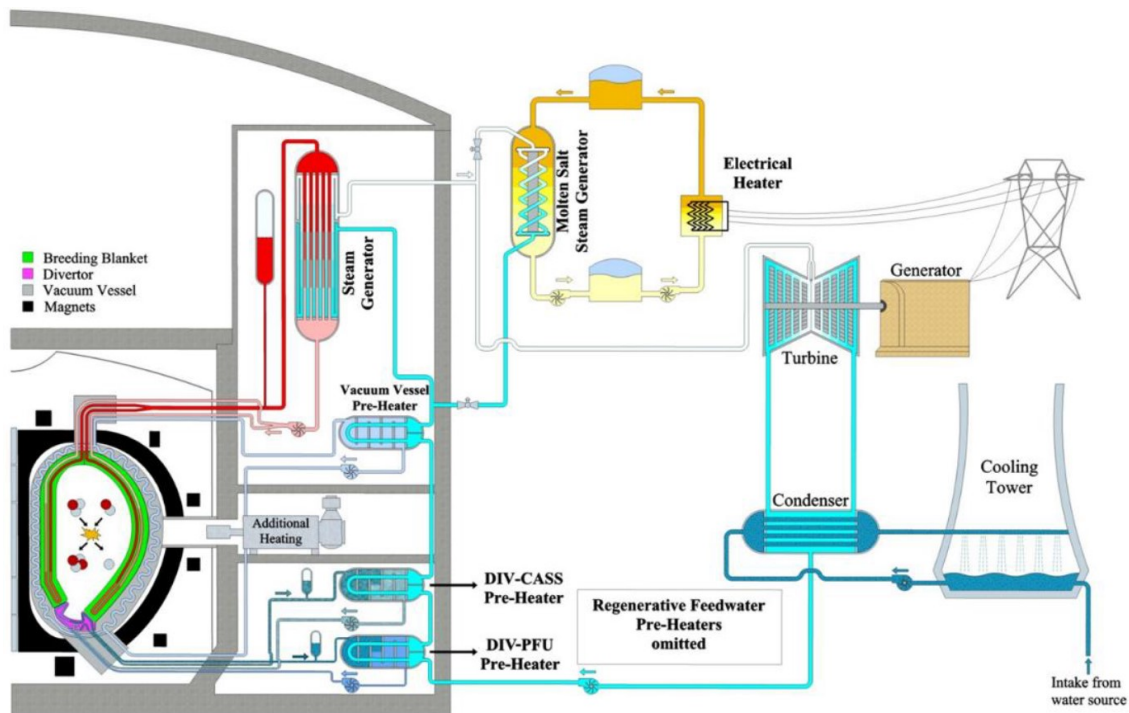


Figura 1.1: Accoppiamento diretto

Quindi, come si può intuire, questo sistema si presenta come il più semplice dal punto di vista strutturale. In realtà sono presenti diversi punti critici, sia dal punto di vista termodinamico che elettrico.

I problemi di tipo termodinamico sono principalmente correlati alle variazioni di potenza termica generata, e quindi di potenza meccanica immessa in turbina, durante le varie fasi di plasma. Ciò potrebbe deteriorare precocemente la turbina limitandone la vita di utilizzo. Inoltre, per raggiungere la fase di massima producibilità, senza avere variazioni di potenza immessa troppo elevate, sarà necessario adottare una variazione della potenza meccanica a rampa con un incremento pari al 10% per minuto, fino al raggiungimento del suo valore nominale.

Un ulteriore problematica, in questo caso sia di tipo termodinamico che elettrico, è dovuta alla minima portata con la quale la turbina può lavorare. Per quanto concerne gli aspetti termodinamici, le continue fluttuazioni di potenza porterebbero la turbina a soffrire delle variazioni cicliche di coppia. Per quanto riguarda gli aspetti elettrici, il generatore elaborando portate insufficienti, si troverebbe a lavorare in condizioni tali da perdere il sincronismo con la rete. Come soluzione, quando ci si troverà al di fuori della fase di massima produzione di energia termica (fase di flat top), si alimenterà la turbina con una portata minima, facendola lavorare ad una potenza pari il 10% della sua nominale. Per permettere l'approvvigionamento di quest'ultima si inserirà un Energy Storage System (ESS) a sali fusi in una delle seguenti configurazioni:

- Configurazione 'Steam only'
In questa configurazione, una parte dell'energia termica prelevata dal reattore tramite il PHTS verrà accumulata per poi essere ceduta durante le fasi in cui risulta essere necessaria.
- Configurazione 'hybrid'
In questa configurazione, l'energia termica verrà accumulata all'interno del ESS sfruttando sia il vapore proveniente dal PHTS sia attraverso un riscaldatore elettrico.
- Configurazione 'Electric only'
In questa configurazione, l'energia termica accumulata all'interno del ESS verrà generata solamente attraverso un riscaldatore elettrico.

Tra le precedenti la migliore risulta essere al momento la soluzione 'Electric only', viste le temperature da raggiungere. Inoltre, nel momento in cui si impieghi una soluzione 'Steam only', l'energia accumulata nel ESS non sarà sufficiente a garantire condizioni di funzionamento corrette da parte della turbina.

La potenza massima immessa in turbina, con questo tipo di accoppiamento, viene stimata a circa 790 MW. Considerando un accoppiamento turbina-generatore sincrono avente efficienza del 95%, la potenza generata si aggirerà intorno a 750 MW. Quindi, ipotizzando un fattore di potenza della macchina sincrona pari a 0.8, la potenza apparente del generatore dovrà essere pari a circa 940 MVA.

Nella figura seguente si può osservare la generazione di energia elettrica rispetto l'energia termica durante le varie fasi di plasma:

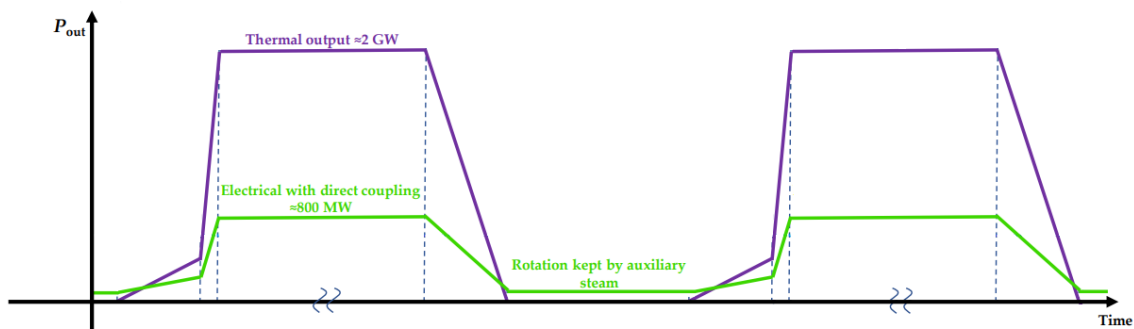


Figura 1.2: Profilo di potenza termica e di potenza elettrica prodotta in caso di accoppiamento diretto

➤ Accoppiamento indiretto

Nell'accoppiamento di tipo indiretto, i sistemi PHTS e PCS sono accoppiati mediante un Energy Storage System (ESS) a sali fusi. Risulta essere più complesso dal punto di vista strutturale rispetto alla configurazione precedente.

Tuttavia, le problematiche di tipo termodinamico ed elettrico, legate alla variazione di potenza termica generata dal reattore risultano essere risolte. Questo perché l'ESS permette il disaccoppiamento perfetto tra PHTS e PCS e più precisamente permette di alimentare la turbina alla sua potenza nominale per tutta la durata delle fasi di plasma, con una portata di

vapore costante e quindi con una potenza in ingresso costante. In questo modo le variazioni di energia termica all'interno del reattore non andranno ad influenzare il comportamento elettrico della centrale

Per il dimensionamento dell'ESS, come prima cosa, si deve tenere in considerazione che, l'energia prelevata dal Breeding blanket, dal VV (Vacuum Vessel) e dal Divertore risulta essere massima durante la fase di flat top (2h), mentre, è minima durante la fase di dwell time. Il comportamento pulsato quindi, riduce il rendimento dell'accumulo a sali, che scende da 25.6% al 19.1%. Di conseguenza, per approvvigionare la turbina con una portata costante pari al 80% rispetto alla nominale, è necessaria una capacità di accumulo termico per 8000 t di Sali fusi (due serbatoi equivalenti per i sali caldi e freddi) in grado di fornire un'energia di circa 1600 MWh per ciclo (8240 s).

Inoltre, la presenza di un Intermediate Heat Transfer System (IHTS), e quindi di un sistema di scambio più complesso, determina anche una diminuzione dell'efficienza complessiva, dal momento che limita il trasferimento della potenza termica al PCS. Per questo motivo, l'efficienza totale dell'intero accoppiamento è stimata all'85%.

Così la potenza elettrica generata si aggirerà intorno a 640 MW, e ipotizzando un fattore potenza della macchina sincrona pari a 0.8, la potenza nominale del generatore da installare sarà di circa 800 MVA.

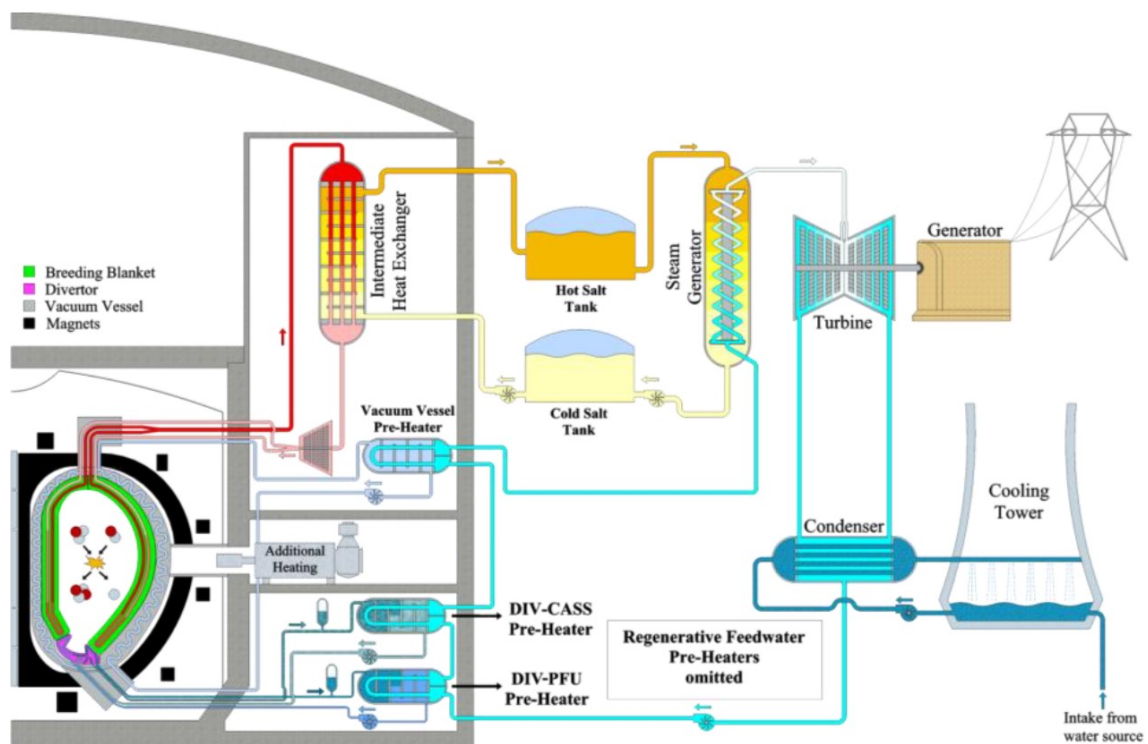


Figura 1.3: Accoppiamento indiretto

Nella figura seguente si può osservare la generazione di energia elettrica in relazione all'energia termica durante le varie fasi di plasma:

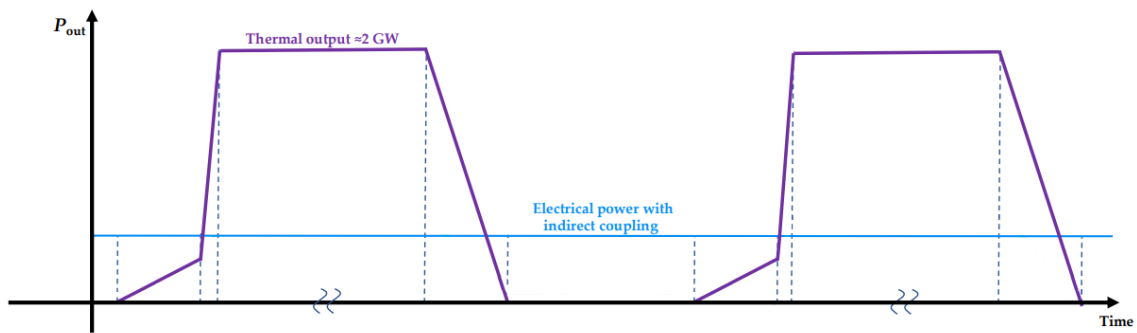


Figura 1.4: Profilo di potenza termica e di potenza elettrica prodotta in caso di accoppiamento indiretto

Discusse sinteticamente, le problematiche relative alla scelta dell'accoppiamento tra PHTS e PCS, che verranno approfondite durante l'elaborato, osserviamo come sono composti e come si comportano i carichi. Come criterio di suddivisione, può essere presa in considerazione la caratteristica di potenza assorbita. In particolare, il loro raggruppamento avverrà in due grandi categorie:

➤ Steady State Loads

Raggruppano tutti i carichi alimentati ad una tensione costante e a una frequenza di 50 HZ. Le loro caratteristiche (tensione di alimentazione, potenza assorbita, fattore di potenza,...) sono riportate nella Electrical Load List (ELL) dalla quale si può estrapolare che il loro assorbimento di potenza varia in modo lieve durante le varie fasi di plasma, da questo il loro nome Steady State. Il livello di conoscenza delle caratteristiche di ogni carico non è ancora dettagliato, ma attraverso un approccio ITER-like, è possibile estrapolare un'approssimata stima.

I sistemi che alimentano i carichi appartenenti a questa categoria verranno dettagliatamente descritti e presi in considerazione nel capitolo 3.

➤ Power Pulsed Loads

Raggruppano tutti i carichi alimentati con forme d'onda di tipo variabile. Più nel dettaglio, saranno alimentati tramite convertitori statici di potenza. I sistemi che rientrano in questa categoria sono rispettivamente quello addetto all'alimentazione dei magneti superconduttori, il Coil Power Supply (CPS), e quello addetto all'addizione del calore al plasma, il Heating and Current Drive (H&CD).

Anche in questo caso il livello di conoscenza delle caratteristiche dei carichi non è molto avanzato, ma adottando un approccio ITER-like, è possibile ottenerne una prima stima.

Un focus particolare verrà posto nel capitolo 2.

La somma della potenza assorbita dai carichi Steady State e Power Pulsed durante le varie fasi di plasma può essere rappresentata dalla figura 1.5.

Da quest'ultima si osserva come tale richiesta presenta variazioni molto spiccate in brevi periodi. Questo, potrebbe portare problemi alla connessione con la rete di trasmissione. Anche tale aspetto verrà ampiamente studiato nel corso dell'elaborato.

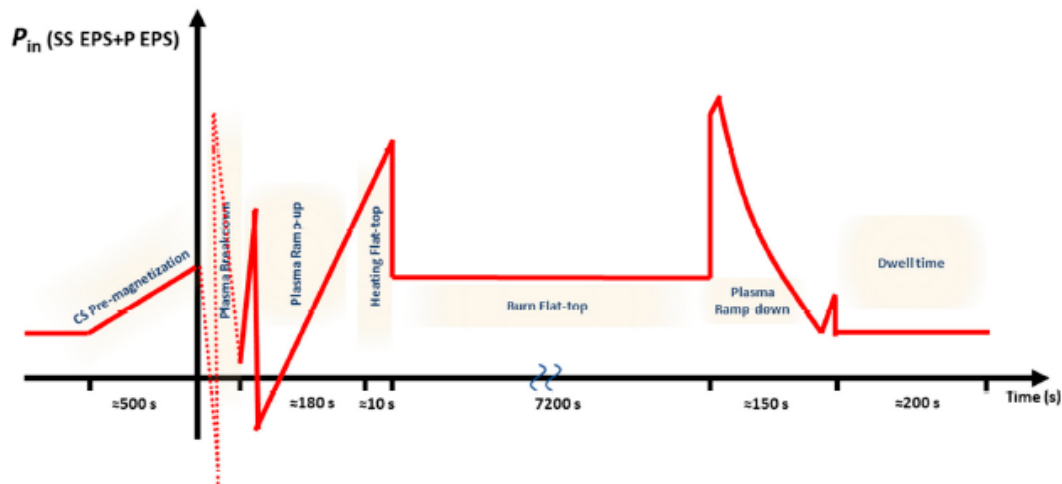


Figura 1.5: Profilo di potenza assorbita dai carichi SS e PP

Spostandoci sui sistemi di alimentazione dei carichi, questi vengono suddivisi in funzione del livello di tensione che distribuiscono ai vari impianti, in particolare saranno raggruppati in HVN e MLVN come riportato in figura 1.6 e successivamente descritti:

➤ HVN (High Voltage Network)

Ha la duplice funzione di:

- interfacciare con la rete di trasmissione il sistema di generazione dell'energia elettrica PTG (Power Turbine Generator) e quindi immettere in rete l'energia prodotta;
- distribuire all'interno del sistema l'alimentazione a tensioni superiori ai 30 kV e quindi, più nel dettaglio, fornire l'alimentazione alla tensione di 66 kV al sistema di alimentazione del CPS (Coil Power Supply).

➤ MLVN (Medium Low Voltage Network)

Ha la funzione di distribuire all'interno del sistema l'alimentazione a tensioni inferiori a 22kV e quindi di alimentare:

- Steady state loads: 22kV, 6.6 kV e 0.4 kV;
- HPS (Heat Power System): 22 kV.

Una considerazione particolare va puntualizzata per questo sistema di alimentazione, che ha lo scopo di alimentare i servizi atti all'addizione del calore al plasma. Questi sono connessi ad una tensione di 22kV e fanno quindi parte del sistema MLVN. Tuttavia, siccome la scelta progettuale adottata per alimentare i carichi power pulsed, tra cui il sistema H&CD, è quella di utilizzare trasformatori a tre avvolgimenti, per comprendere meglio le scelte alla base del dimensionamento di tali trasformatori si inserirà tale sistema all'interno del HVN. Maggiore chiarezza verrà fatta nel capitolo 2.

Nella figura 1.6 viene riportato in via grafica l'insieme di sistemi che compongono DEMO. In particolar modo:

- Verde

Rappresenta il sistema HVN (High Voltage Network) che ha la funzione di connettere la centrale alla rete di trasmissione ad una tensione di 400 kV e al contempo alimenta i carichi collegati ai nodi con tensioni superiori ai 30 kV.

- Giallo

Rappresenta il TG (Turbine Generator) che ha la funzione di convertire l'energia termica estratta dal reattore in energia elettrica che verrà immessa in rete e al contempo alimenterà i carichi del sistema.

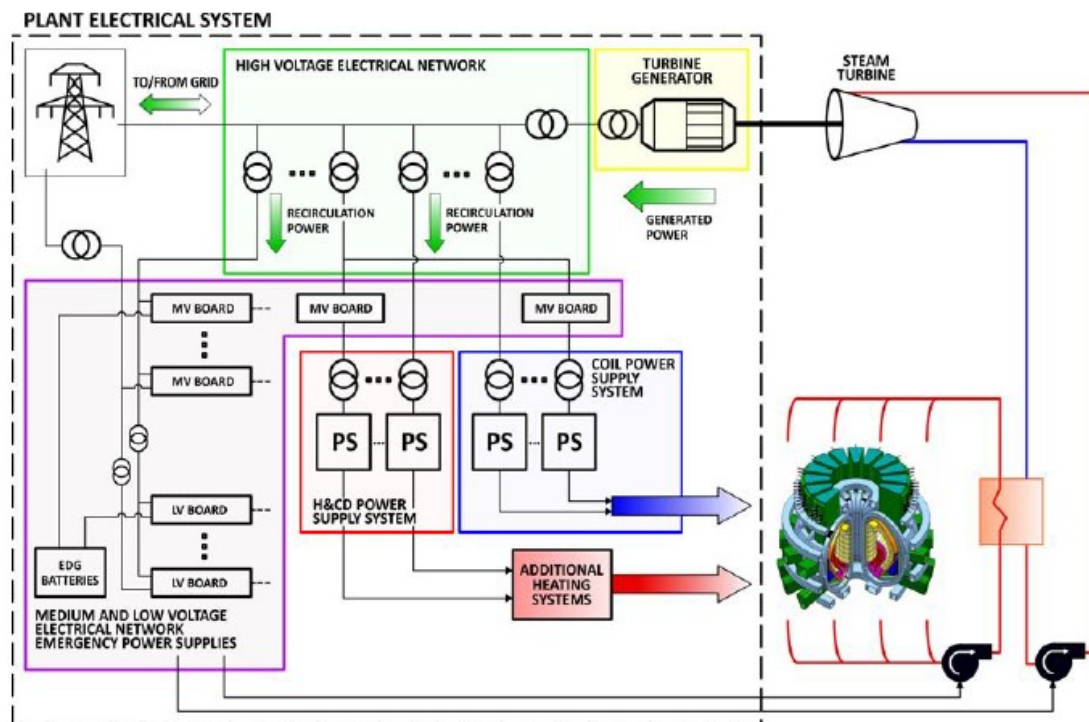


Figura 1.6: Suddivisione concettuale dei sistemi di DEMO

- Viola

Rappresenta i componenti appartenenti alla rete MLVN (Medium Low Voltage Network) che permettono l'alimentazione di vari carichi connessi ai nodi 22kV, 6.6kV, 0.4kV. alimenta, inoltre, i sistemi di alimentazione di emergenza.

- Blu

Rappresenta il sistema CPS (Coil Power Supply) che permette:

- l'alimentazione delle spire superconduttrici SC (Superconducting Coils) per la formazione e il confinamento del plasma durante le sue varie fasi.
- La scarica rapida delle SC.

- Rosso

Permette l'alimentazione dei sistemi di addizione del calore al plasma HCD.

2. DEMO HVN (High Voltage Network)

Come precedentemente descritto, le funzioni del sistema HVN sono molteplici, tra cui:

- Interfacciare il PTG con la rete di trasmissione europea;
- Alimentare i sistemi ad una tensione superiore ai 30 kV.

2.1. Connessione con la rete di trasmissione

Per prima cosa andremo ad analizzare le possibili configurazioni con le quali risulta essere possibile collegare il reattore DEMOnstration alla rete di trasmissione.

Sono tre le possibili configurazioni e quindi le scelte progettuali ad essere studiate:

- PoD singolo
- PoD doppio con nodo dedicato al TG
- PoD doppio con nodo dedicato a CPS+HPS

2.1.1. PoD singolo

il TG (Turbine Generator), il CPS (Coil Power Supply), il HPS (Heating and current drive Power Supply) e i carichi SS (Steady State) sono connessi alla rete di trasmissione attraverso un singolo nodo.

Una prima considerazione da fare quando si sceglie di adottare questa soluzione è quella per cui non sia possibile procedere attraverso un approccio ITER-like, in quanto in ITER non è presente la parte di generazione e quindi l'unica funzione del PoD risulta essere quella di alimentazione dei carichi.

La connessione con la rete di trasmissione europea può essere rappresentata schematicamente nel seguente modo:

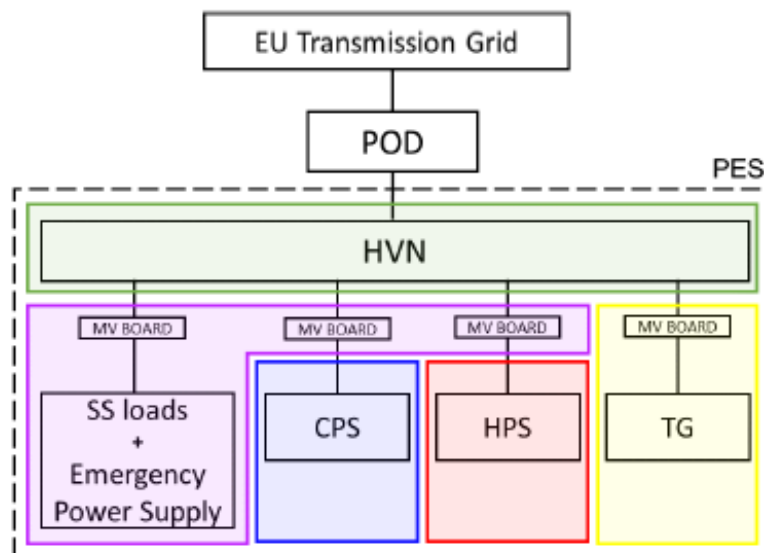


Figura 2.1: Connessione alla rete di trasmissione attraverso PoD singolo

2.1.2. PoD doppio con un nodo dedicato al TG

Sono presenti 2 nodi per la connessione alla rete di trasmissione su cui uno si collega il TG, mentre sull'altro sono connessi i carichi SS, HPS CPS

La connessione con la rete di trasmissione europea può essere rappresentata schematicamente nel seguente modo:

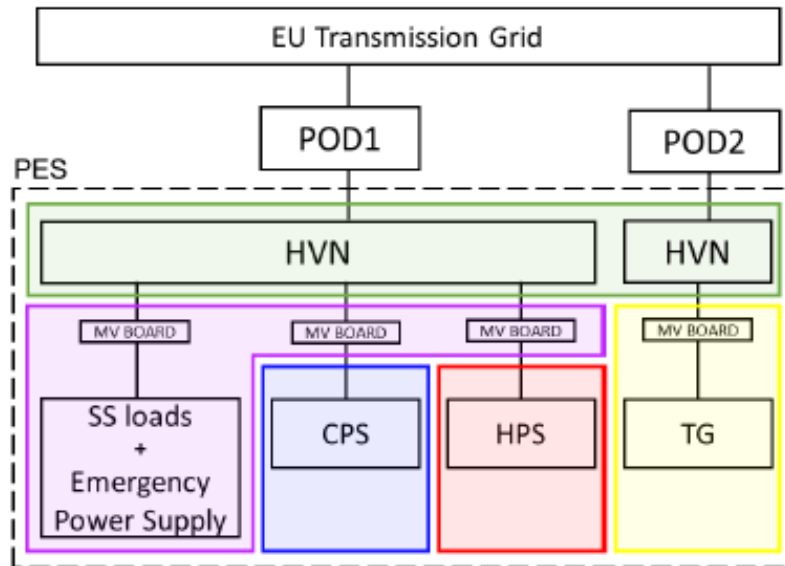


Figura 2.3: Connessione alla rete di trasmissione attraverso due PoD con PoD dedicato al TG

2.1.3. PoD doppio con un nodo dedicato a CPS+HPS

Sono presenti 2 nodi per la connessione alla rete di trasmissione su cui uno si appoggia il CPS+HPS, mentre sull'altro sono collegati i carichi SS e il generatore TG.

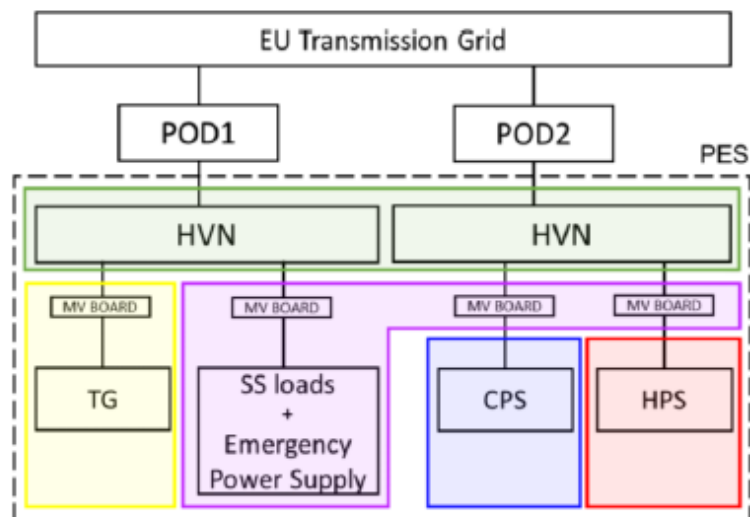


Figura 2.4: Connessione alla rete di trasmissione attraverso due PoD con PoD dedicato al PP

Un breve sunto su quali possano essere i vantaggi e gli svantaggi delle precedenti soluzioni viene riportato nella tabella 2.1.

Tabella 2.1: Caratteristiche delle connessioni con la rete di trasmissione

Configurazione PoD	Vantaggi	Svantaggi
Singolo	implementazione semplice	Variazioni di potenza ai capi del TG e di conseguenza stress meccanici
Doppio con nodo dedicato al TG	Nodo dedicato alla sola generazione $\Rightarrow$ assenza di variazioni di potenza ai capi del TG $\Rightarrow$ assenza di stress meccanici	Variazioni e di picchi di potenza impattano sulla rete di trasmissione.
Doppio con nodo dedicato a CPS+HPS	Assenza di variazioni di potenza ai capi del TG $\Rightarrow$ assenza di stress meccanici	Nodo di sola generazione solo nel caso di accoppiamento indiretto. Nodo di generazione/carico nel caso di accoppiamento diretto.

Per determinare quale sia la soluzione che possiede le caratteristiche migliori, per definire e studiare il comportamento e le problematiche che le differenti configurazioni possono avere con la connessione con la rete, si procederà implementando un'analisi dinamica attraverso l'uso del software DigSilent Power Factory. In quest'ultima non verranno considerati sistemi di compensazione di potenza reattiva, sistemi di accumulo di tipo elettrico e magnetico. Verranno invece considerati sistemi di accumulo termico nel caso di accoppiamento diretto WCLL. L'analisi sarà accuratamente descritta nel capitolo 4 in quanto, prima di poter procedere con quest'ultima, sarà strettamente necessario dimensionare i vari sistemi compresi di cavi, trasformatori e carichi come verrà riportato nel proseguo di questo capitolo e nel capitolo 3.

2.2. TG (Turbine Generator)

Per questa parte dell'impianto di DEMOnstration non sarà possibile utilizzare un approccio ITER-like in quanto il progetto ITER non prevede una parte dedicata alla generazione di energia elettrica. Si adotteranno quindi configurazioni proprie di NPP (Nuclear Power Plant) come:

- Tensione nominale lato AT: 400kV;
- Trasformatore elevatore permette la connessione tra il generatore e la sbarra alta tensione a 400 kV;
- Il trasformatore è collegato alla sbarra alta tensione tramite un interruttore e due sezionatori che permettono, attraverso il loro coordinamento di collegare il trasformatore a una delle due sbarre a 400 kV (nel caso di configurazione 2 PoD);
- Possibilità di alimentare il trasformatore degli ausiliari tramite una sbarra isolata alimentata dal generatore;
- Diverse soluzioni per il trasformatore step-up sono prese in considerazione come un unico trasformatore trifase o tre trasformatori monofase.

I dati e le caratteristiche del generatore di DEMO prese attualmente in considerazione sono le seguenti:

Tabella 2.2: Caratteristiche tecniche del generatore sincrono adottato

Potenza nominale [MVA]	Tensione nominale [kV]	Velocità nominale [rpm]
984	17	1500

Tabella 2.3: Caratteristiche elettriche del generatore sincrono adottato

RESISTENCE (at 75°C) [Ohm]	
Stator	0.00078
Rotor	0.114
Discharge	0.25
REACTANCES [p.u.]	
Unsaturated direct synchronous	2
Saturated direct synchronous	1.87
Unsaturated direct transient	0.355
Saturated direct transient	0.315
Unsaturated direct sub-transient	0.285
Saturated direct sub-transient	0.225
Unsaturated negative sequence	0.285
Saturated negative sequence	0.225
Zero sequence	0.2
TIME CONSTANT (at 75 °C) [sec]	
At no load T'do	10
Direct transient component T'd	1.65
Direct subtransient component T''d	0.03
Unidirectional component Ta	0.22

Il dimensionamento del trasformatore per la connessione del generatore sincrono alla sbarra 400 kV viene effettuato considerando la potenza nominale della macchina rotante e la tensione minima del sistema di generazione. Tenendo in considerazione quanto detto, la potenza nominale del trasformatore potrebbe essere pari a 1000 MVA.

2.3. Sistema di alimentazione dei carichi Power Pulsed

I sistemi CPS (Coil Power Supply) e HPS (Heat Power Supply) permettono l'alimentazione dei convertitori atti a fornire la potenza richiesta dai carichi pulsati. Quest'ultimi hanno lo scopo di stabilizzare e controllare il plasma all'interno del reattore e di addizionarne il calore. Sono caratterizzati da un profilo di potenza che risulta variare fortemente nel tempo.

Un'accurata descrizione e il conseguente dimensionamento dei sistemi che permettono l'alimentazione di questi carichi sono riportati di seguito.

2.3.1. CPS (Coil Power Supply) e HCS (Heating Current Supply)

Come sopra riportato i sistemi di alimentazione dei carichi pulsati vengono suddivisi in:

- CPS (Coil Power Supply)

Permette l'alimentazione dei magneti superconduttori appartenenti ai circuiti del CS (Central Solenoid), PF (Poloidal field coils) e TF (Toroidal Field Coil) atti al controllo, alla stabilità del plasma e all'induzione di corrente come mostrato in figura 2.5.

Il sistema magnetico di DEMONstration include 16 spire per il Toroidal Field (TF) per la generazione del campo magnetico toroidale con lo scopo di stabilizzare il plasma durante le varie operazioni. Sono incluse anche 6 spire per il Poloidal Field (PF) che hanno lo scopo di definire e controllare la forma del plasma e stabilizzarlo verticalmente. Ulteriori 5 moduli sono destinati ai magneti del Central Solenoid (CS) con lo scopo di indurre la corrente di plasma e mantenerla durante il funzionamento del reattore.

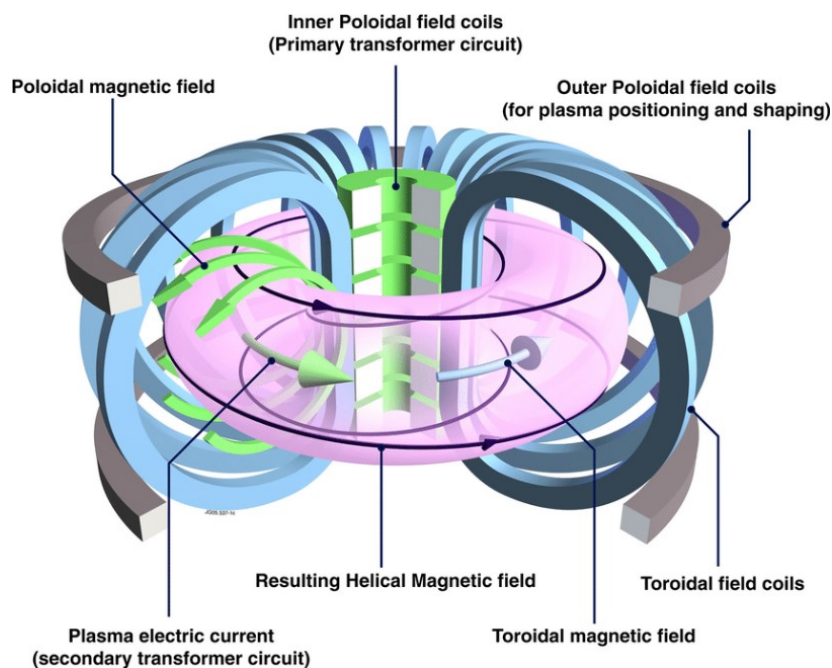


Figura 2.5: Struttura dei magneti e dei campi magnetici prodotti

L'alimentazione dei circuiti descritti avviene attraverso l'utilizzo di convertitori Base Converter (BS) come riportato in figura 2.6 e 2.7.

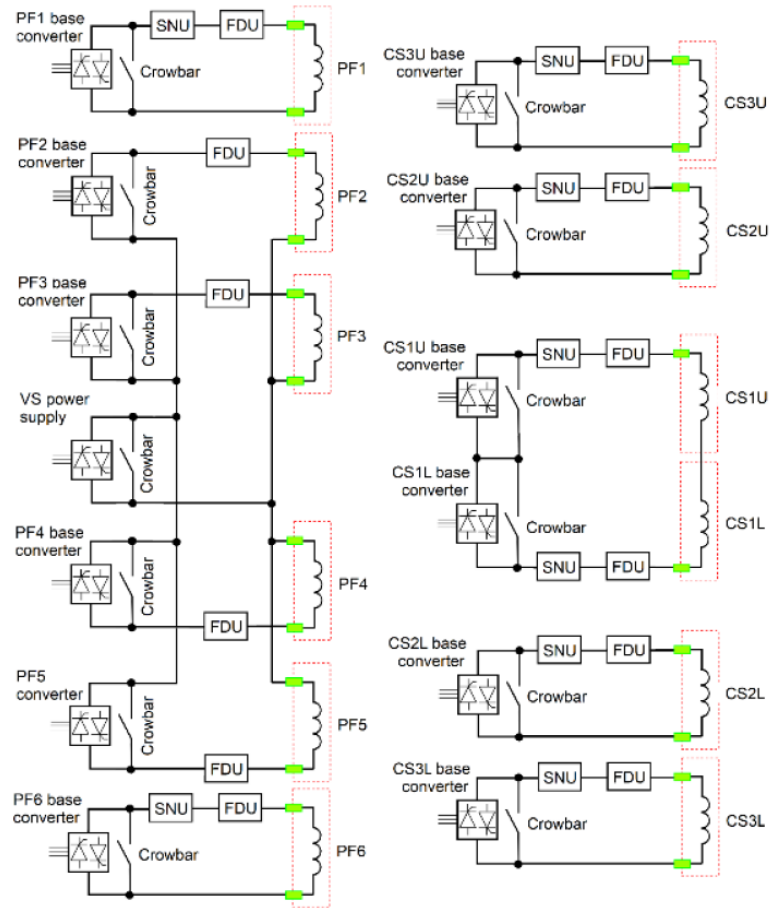


Figura 2.6: Circuito elettrico per l'alimentazione dei circuiti CS e PF basandosi sulla configurazione ITER-like

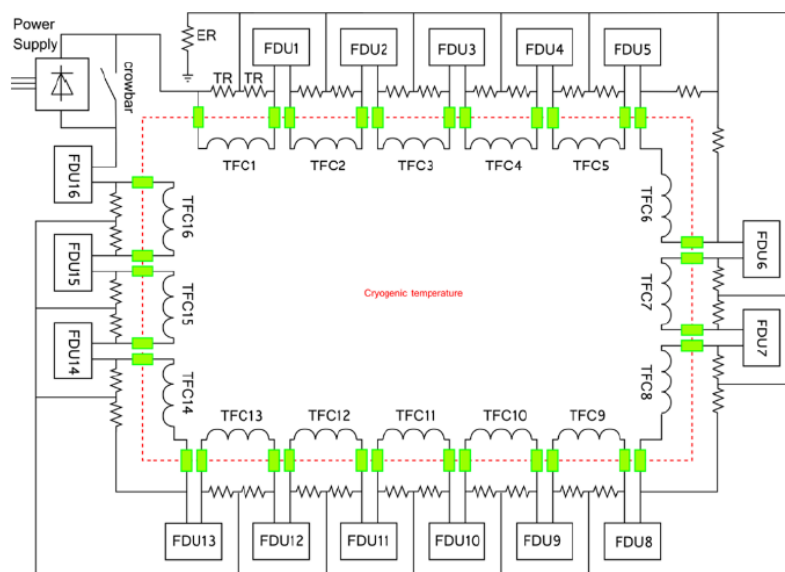


Figura 2.7: Toroidal Field coils con 16 settori e 16 FDUs e 16 coppie di alimentatori (in verde).

Anche se la corrente necessaria per l'alimentazione dei circuiti CS e PF è messa in gioco dai BC, non è ancora definita in modo dettagliato, una prima stima viene riportata nella tabella 2.3 che riporta anche un confronto con le grandezze caratteristiche di ITER:

Tabella 2.3: Possibili valori dei convertitori del CS e PF in confronto a quelli di ITER

SC coils	DEMO voltage rating*	DEMO current rating	ITER voltage rating*	ITER current rating
CS1U, CS1L, CS2U, CS2L, CS3U, CS3U	±8 kV	±45 kA	±2.1 kV	±45 kA
PF1, PF6				±55 kA
PF2, PF3, PF4, PF5	±10 kV		±3.15 kV	

* on load, coil terminal to terminal voltage

- HCS (Heating Current Supply)

Permette l'alimentazione dei servizi atti ad aggiungere energia al plasma in modo da portarlo ad una temperatura, pari circa a 150 milioni di °K, sufficiente a far avvenire e mantenere il processo di fusione. Non risulta possibile, infatti, raggiungere tali temperature solamente attraverso la potenza fornita dai magneti superconduttori. Inoltre, l'uso di questi sistemi permette il controllo e l'aumento della stabilità del plasma all'interno del reattore. Diverse tecnologie sono disponibili, ma quelle che potrebbero essere adottate per DEMO risultano essere le seguenti:

- Radiofrequency heating at ion cyclotron resonance frequency (ICRH)

Basato sull'iniezione di radiazioni elettromagnetiche ad alta intensità e ad una frequenza di risonanza (decine di megahertz) tale da eccitare gli ioni contenuti nel plasma;

- Microwave heating at electron cyclotron resonance frequency (ECRH)

Basato sull'iniezione di radiazioni elettromagnetiche ad alta intensità e ad una frequenza di risonanza (centinaia di megahertz) tale da eccitare gli elettroni contenuti nel plasma;

- Neutral beam injectors (NBI)

Basato sull'iniezione di particelle elettricamente neutre ad alta energia in grado di trasferire la loro energia al plasma attraverso collisioni.

Prima di procedere con il dimensionamento dei vari sistemi, risulta essere importante precisare che lo stato di conoscenza di questi servizi non è ancora dettagliato. Di conseguenza, per il loro studio verrà adottato un approccio ITER-like, riportato e descritto all'inizio dell'elaborato.

2.3.2. Studio della rete di alimentazione CPS

Di seguito viene riportato il procedimento attuato per il dimensionamento del sistema CPS (Coil Power Supply).

Come primo accorgimento si estrapolano le scelte progettuali adottate in ITER quali:

- Alimentazione dei convertitori CPS (Coil Power Supply):
 - Tensione nominale: 66 kV;
 - Air switchyard con corrente nominale da 3000 A e corrente di cortocircuito di 40 kA;
 - Alimentazione da parte di trasformatori HV/MV a tre avvolgimenti 400/69/22.5 kV;
 - La ridondanza dei trasformatori a tre avvolgimenti non è richiesta (è comunque presente in sito un trasformatore di sostituzione in caso di guasto);
 - Si considera che il sovradimensionamento di potenza dei carichi sia già tenuto in considerazione nella ELL. Viene comunque preso in considerazione un sovradimensionamento dovuto alla non uniformità dei carichi.

Successivamente, per il calcolo e il dimensionamento del numero di sottostazioni a 66 kV e dei trasformatori necessari all'alimentazione dei vari gruppi convertitori, si sono adottati i seguenti accorgimenti:

- Il profilo di potenza attiva e reattiva richiesta da CS (Central Solenoid) e PF (Poloidal Field) può essere rappresentato della seguente caratteristica:

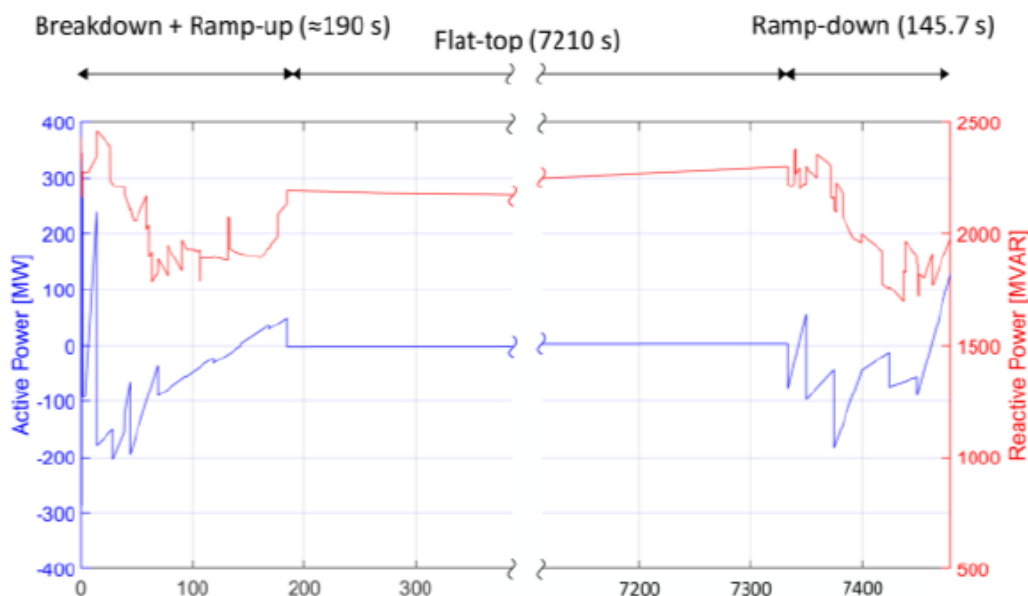


Figura 2.6: Profilo di potenza attiva (blu) e reattiva (rosso) relativa ai convertitori del CS e del PF

- Potenza installata: il sistema CPS richiede una potenza assorbita massima pari a 2350 MVA, come si può osservare in figura 2.6, che sarà considerata come potenza totale installata in via cautelativa. Tale scelta risulta essere motivata dal fatto che durante questa fase di progetto, la presenza di dati certi è scarsa, viene quindi presa in considerazione solamente la potenza di picco. Inoltre, si tiene in considerazione che:

- Per poter ridurre tale potenza si necessita una conoscenza più accurata del profilo di potenza;
 - Nel caso in cui sia permesso il sovraccarico dei trasformatori, tale situazione si verificherebbe ciclicamente. Successivamente, sarà quindi necessaria un'analisi più approfondita;
 - Informazioni riguardante il contenuto armonico non sono ancora disponibili. Si tiene in considerazione quindi che i convertitori mettano in gioco un contenuto armonico elevato (sebbene il filtraggio delle armoniche sia previsto) impattando anche sul rapporto di trasformazione.
- Sovradimensionamento della potenza installata: pari al 20 %.

2.3.3. Studio della rete di alimentazione HPS

Di seguito sono riportate le varie procedure attuate per il dimensionamento del sistema HPS (Heating Power Supply).

Come primo accorgimento si sono state estrapolate le scelte progettuali adottate in ITER quali:

- Alimentazione del sistema HPS (Heating Power Supply):
 - Tensione Nominale 22 kV;
 - 22kV gas insulated switchgear con corrente nominale di 2500 A e corrente di cortocircuito di 40 kA;
 - Alimentazione da parte di trasformatori HV/MV a tre avvolgimenti 400/69/22.5 kV;

Successivamente, per il calcolo del numero di sottostazioni a 22 kV e dei trasformatori necessari all'alimentazione dei componenti, si sono adottati i seguenti accorgimenti:

- Essendo la potenza attiva necessaria ad alimentare la rete HPS tuttora in via di sviluppo, ed essendo, in prima approssimazione tra i 100 MW ei 500 MW, si considererà una potenza installata pari a 325 MW (che verrà aggiornata in futuro).
- Fattore di potenza: considerato pari a 0.9;
- Sovradimensionamento della potenza installata del 20 %.

2.3.4. Dimensionamento componenti

Nella tabella 2.6, ricavata da [7], è possibile osservare i calcoli attraverso i quali si è identificato il numero di trasformatori 400/66/22 kV e switchyard da utilizzare per alimentare i carichi PP:

Tabella 2.6: Trasformatori necessari ad alimentare i sistemi CPS e HPS

1- INPUT DATA			
1.1- CPS data			
CPS rated voltage (kV):			66
Maximum total CPS 66 kV power demand (MVA):			2350
Maximum % for 66 kV distribution unbalance (%):			14
Assumed voltage variation in 66 kV system (%):			Included within margin for distribution unbalance
Maximum current of 66 kV switchyards (A):			3000
1.2- HPS data			
HPS rated voltage (kV):			22
Maximum total HPS 22 kV power demand (MW):			325
Maximum total HPS 22 kV PF:			0,9
Maximum total HPS 22 kV power demand (MVA):			361,1
Maximum % for HPS distribution unbalance (%):			20,0
Assumed voltage variation in 22 kV system (%):			Included within margin for distribution unbalance
Maximum current of 22 kV switchyards (A):			2500
2- ESTIMATE OF THE NUMBER OF 66 kV TRANSFORMERS			
No.of 66 kV switchyards:			8,0
Power demand per each 66 kV winding (MVA) inc. unbalance:			335
3- ESTIMATE OF THE NUMBER OF 22 kV TRANSFORMERS			
No.of 22 kV transformers, current rating base:			5,0
No.of 22 kV transformers, considering no. 66 kV transformers:			8,0
No. Of 22 kV transformers:			8,0
Power demand per each 22 kV winding (MVA) inc. unbalance:			55

Dai risultati ottenuti le caratteristiche elettriche dei vari componenti scelti saranno:

- Trasformatori trifase a tre avvolgimenti 400/69/22.5 kV:
 - Numero di trasformatori: 8;
 - Tensione nominale: 400kV $\pm$ 10x1% variatore sotto carico 400 / 69 kV / 22.5 kV;
 - Potenza nominale: 420 MVA / 360 MVA / 60 MVA ONAF;
 - Impedenza nominale: Zps=13% (360MVA base); Zpt=11%(60 MVA base).
- Switchyard 66 kV:
 - numero di switchyard: 8;
 - corrente nominale 3000A, corrente di cortocircuito 31.5 kA.;
- Switchgear 22 kV:
 - Numero di switchgear: 5, cio nonostante, ne vengono utilizzati 8 a causa del numero di switchyard 66 kV;
 - corrente nominale 2500 A, corrente di cortocircuito 40 kA.

2.3.5. Schema unifilare

In figura 2.7 viene riportato lo schema unifilare che rappresenta la parte di rete HVN che ha lo scopo di fornire la potenza necessaria ai sistemi di alimentazione dei carichi pulsati.

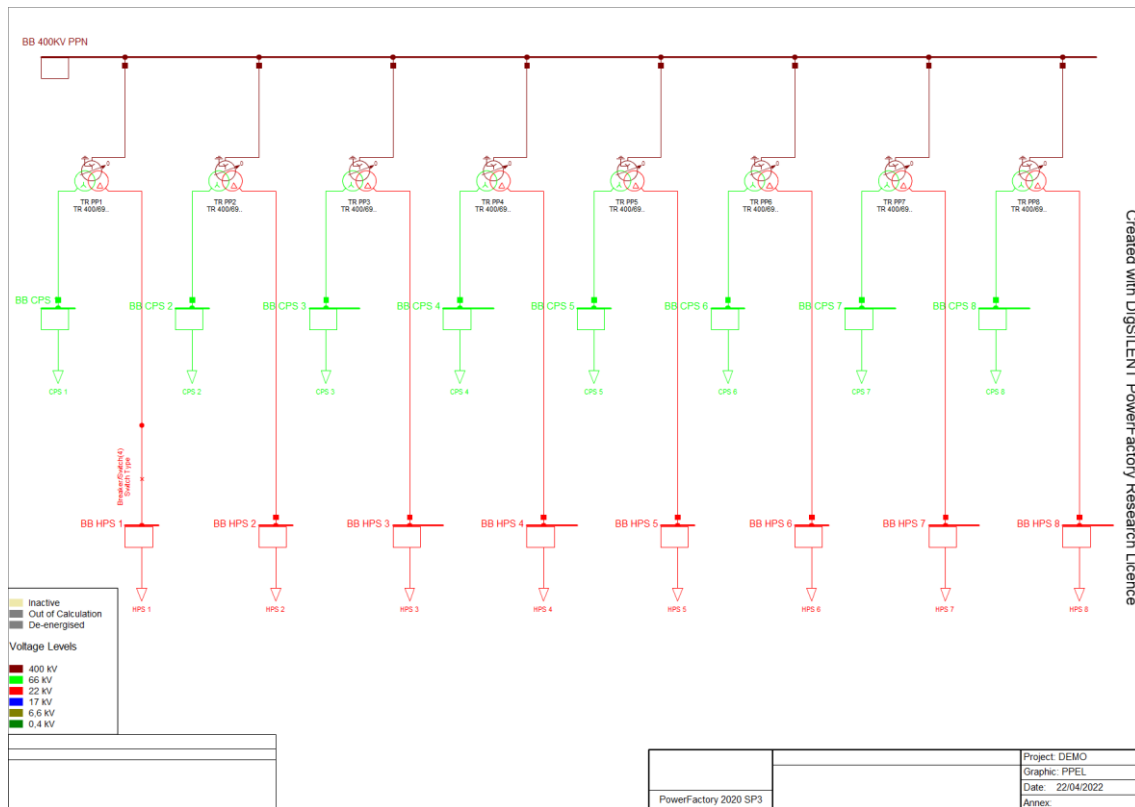


Figura 2.7: Schema unifilare del sistema di alimentazione dei sistemi CPS e HPS

2.3.6. Conclusioni

Nonostante sia stato effettuato un primo dimensionamento, le condizioni e le ipotesi prese in considerazione dovranno essere aggiornate nel momento in cui si conosceranno più dettagliatamente gli aspetti caratterizzanti questi carichi. Infatti, i risultati ottenuti si basano, come già riportato, su una distribuzione uniforme della potenza richiesta dai sistemi CPS e HPS tra le varie sbarre, ma con una distribuzione non uniforme del carico pari al 15% nel caso del sistema CPS e del 20 % nel caso del sistema HPS.

Una riassuntiva descrizione dei risultati e delle possibili future migliorie sono riportate di seguito:

- Il numero di trasformatori installati e di conseguenza delle sbarre atte all'alimentazione dei vari sistemi risulta essere elevato richiedendo quindi una riduzione di numero;
- Il numero di sbarre alla tensione di 66 kV e quindi il numero di trasformatori può essere diminuito considerando di innalzare la tensione di alimentazione a 132 kV;
- Dato il numero di sbarre e dato il layout della disposizione lo spazio richiesto per DEMO sarà:
 - 175% maggiore rispetto a ITER per i carichi SS;
 - 250% maggiore rispetto a ITER per i carichi PP.

- Nel caso il sistema HCS abbia una richiesta di potenza costante nel tempo, si può considerare la possibilità di collegarlo alla SSEN. In questo modo, l'uso dei trasformatori a tre avvolgimenti verrà adottato solamente per diminuire le sbarre a 400 kV.

3. MLVN (Medium Low Voltage Network)

La funzione del sistema MLVN è quella di distribuire l'alimentazione a medie e basse tensioni e più in particolare ai carichi Steady State, ovvero, quei carichi che hanno una caratteristica di potenza quasi costante nel tempo, e del sistema HPS, riportato nel precedente capitolo per scelta progettuale.

Di conseguenza andremo a concentrarci solamente nella descrizione del dimensionamento dei sistemi di alimentazione dei carichi SS, ovvero quelli atti all'alimentazione dei servizi ausiliari, compresi i componenti indispensabili per la sicurezza nucleare e la protezione.

I vari sottosistemi, il cui obiettivo e la potenza messa in gioco sono descritti nella ELL (Electrical Load List) verranno di seguito analizzati.

3.1. Sottosistemi

- MAG (Magnet System)

Fornisce la potenza necessaria per alimentare il circuito magnetico e renderlo operativo. La potenza da fornire a tale sistema sarà data dalla somma della potenza assorbita dai magneti e da quella richiesta dai servizi ausiliari.

In particolare, il valore della prima non sarà riportato nella ELL in quanto caratterizza un carico PP, mentre la seconda è tenuta in considerazione nel sottosistema PES.

La potenza riportata sarà quindi quella necessaria all'alimentazione dei servizi di diagnostica, misura e all'apparecchiatura usata per il supporto dei magneti.

- TFV (Tritium, Fueling, Vacuum System)

Raggruppa e combina tre circuiti differenti, rispettivamente:

- Tritium: raggruppa tutti i componenti che appartengono al Fuel Cycle;
- Fueling: raggruppa i componenti dedicati all'inserimento del pellet, all'alimentazione del plasma, all'iniezione del gas e al condizionamento delle pareti del reattore;
- Vacuum: raggruppa i componenti (motori, pompe e compressori) dedicati alla formazione del vuoto all'interno del Vacuum Vessel.

Da tenere in considerazione che i dati presenti per questi sistemi nella ELL derivano da un'estrapolazione dei dati relativi a ITER. Ne consegue una poco dettagliata descrizione della richiesta di potenza durante le varie fasi di plasma.

- TER (Tritium Extraction and Removal)

Ha la funzione di estrarre il trizio esausto o il trizio che non ha preso parte alla fusione dal Vacuum Vessel e di trasportarlo nel sistema *Fuel Cycle*. Lo scopo risulta quindi quello di permettere il riutilizzo del trizio ancora disponibile per la reazione di fusione.

Al momento non sono presenti informazioni riguardanti questo sottosistema. Bensì, siccome la potenza totale sarà pari pochi megawatt, partendo dall'esperienza del progetto ITER, nella ELL sarà riportata una potenza di 3MW.

- HCPB ICD BOP (Helium Cooled Pebble Bed Indirect Coupling Configuration Balance of Plant)

Raggruppa tutti i componenti e i sistemi volti all'estrazione del calore, al trasporto e alla trasformazione di quest'ultimo in energia elettrica.

Per la tecnologia ad elio, il layout più promettente risulta essere un accoppiamento di tipo indiretto, quindi è necessaria la presenza di un accumulatore di calore (ESS) interposto tra PHTS e PCS. Una possibile rappresentazione di questa tipologia di accoppiamento è rappresentata in figura 3.1.

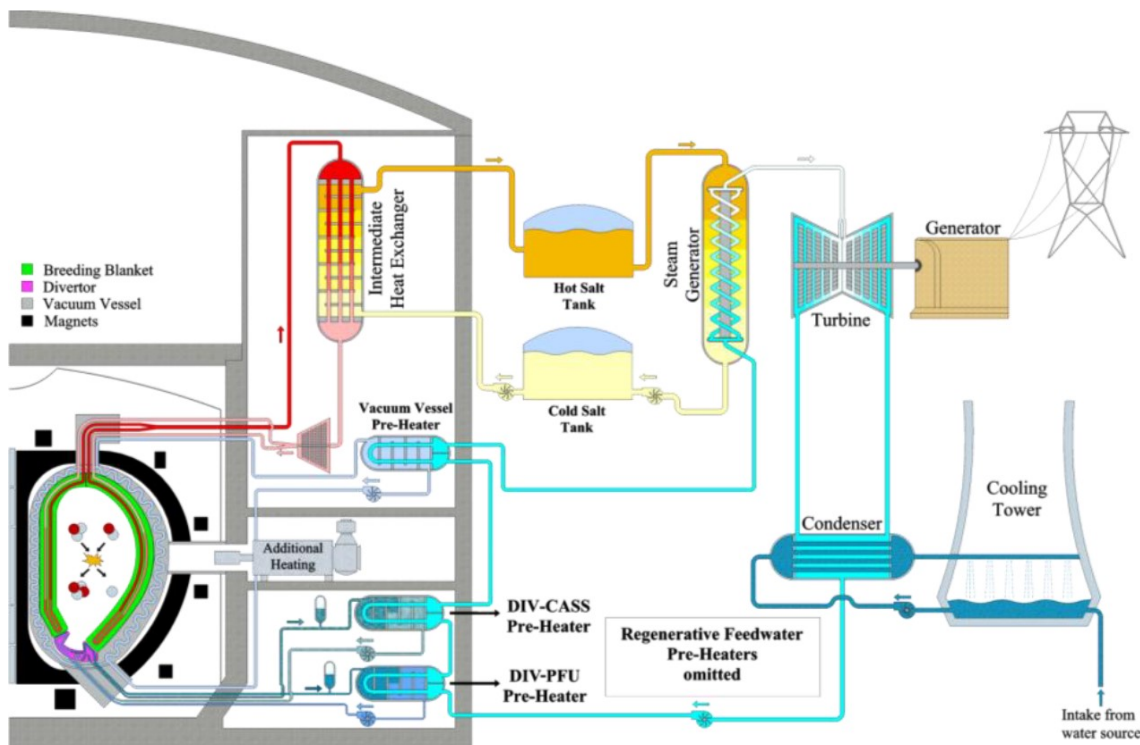


Figura 3.1: Accoppiamento indiretto HCPB

Le principali zone in cui avviene l'esportazione di calore dal reattore risultano essere il BB (Breeding blanket) (85% del calore totale), VV (Vacuum Vessel) e il Divertore.

Il sistema di raffreddamento e quindi il sistema per l'esportazione di calore dal BB viene suddiviso in 8 cicli indipendenti l'uno dall'altro. Ogni ciclo di raffreddamento è composto da due pompe che permettono l'estrazione del calore sia dalla parte interna Inboard Blanket (IB) che da quella esterna Outboard Blanket (OB) del breeding blanket. Ogni ciclo a sua volta alimenterà 2 settori per un impiego totale di 16 settori dedicati all'estrazione del calore. Questa soluzione permette di ottenere una maggiore ridondanza e quindi una maggiore continuità di servizio in caso di possibili guasti (common mode failures).

I carichi che modellizzano elettricamente questa parte di sottosistema risultano essere i motori che permettono, attraverso l'uso di pompe, la circolazione del fluido all'interno delle varie tubazioni. Per definire la potenza elettrica installata quindi, si tiene conto del design

del ciclo termo-idraulico e della lunghezza delle tubazioni. Viene presa in considerazione anche un'efficienza globale del 90% che permette di caratterizzare l'accoppiamento meccanico tra il motore e il compressore considerando anche l'efficienza elettrica del motore stesso.

Un'ulteriore considerazione progettuale risulta essere quella di limitare l'assorbimento di potenza durante le fasi in cui non c'è potenza termica rilevante proveniente dal reattore. Questo permette di limitare l'elevato consumo di potenza da parte del PHTS. Inoltre, sapendo che la potenza richiesta dai compressori dipende dal cubo della velocità dei motori, la potenza riportata nella tabella ELL prevede un valore pari al 20 % della potenza nominale durante il periodo di dwell time e del 100% della potenza nominale durante il resto del periodo.

Particolare attenzione va prestata anche al periodo di passaggio tra le due fasi, in quanto, quest'ultimo non può avvenire in modo istantaneo o con una qualsiasi velocità bensì, in relazione alla tecnologia disponibile per i compressori ad elio, è permessa una variazione massima di potenza a rampa pari a 20%/min. Questo dato, come mostrato in figura 3.2, deriva dal fatto che variazioni di potenza con rampe del 10%/min risultano essere troppo lente, viceversa variazioni troppo rapide deteriorerebbero precocemente i componenti.

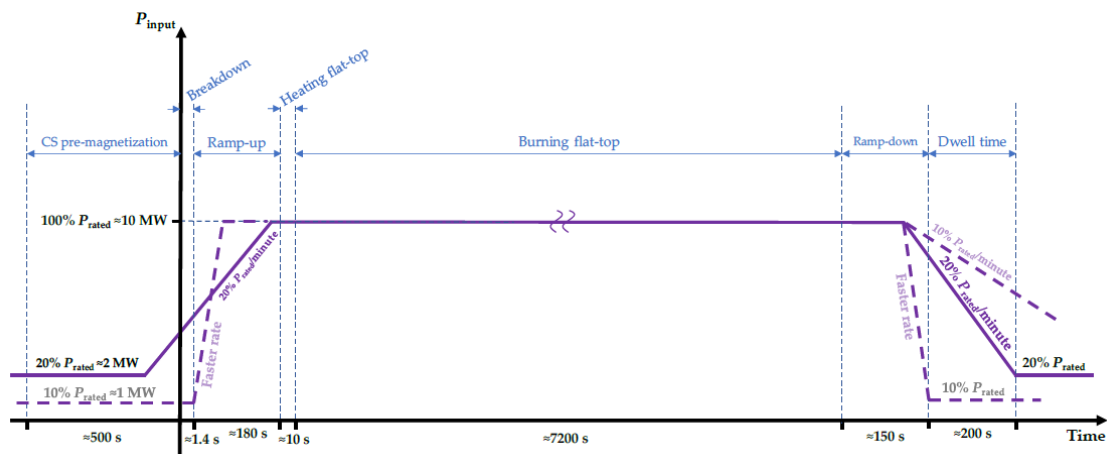


Figura 3.2: profilo di potenza dei compressori durante le varie fasi di plasma

L'accoppiamento tra la turbina e PHTS viene effettuato interponendo un accumulo termico ESS con relativo scambiatore IHX (Intermediate Heat Exchanger) a fascio tubiero e mantello. Questa soluzione rende possibile mitigare il comportamento dinamico del reattore durante il passaggio tra la fase dwell time e flat top e di conseguenza mitigare le variazioni di potenza in ingresso al generatore accoppiato.

I carichi che modellizzano elettricamente questa parte di sottosistema risultano essere i motori che permettono, attraverso le pompe, il movimento del fluido all'interno dello scambiatore.

Il sistema PCS (Power Conversion System) è basato su un ciclo di Hirn con surriscaldatore, generatore di vapore, riscaldatore, degassatore, condensatore, e turbina.

Per questa parte di sistema i carichi investigati al momento sono solamente pompe che risultano essere i carichi elettrici riportati nella ELL.

Il generatore, grazie all'utilizzo dell'accoppiamento di tipo indiretto, lavorerà ad una potenza costante pari al 80% rispetto quella del PHTS.

Altri carichi come gli ausiliari verranno analizzati in futuro.

- WCLL DCD BOP (Water Cooled Lithium Lead Indirect Coupling Configuration Balance of Plant)

Raggruppa tutti i componenti e i sistemi volti all'estrazione del calore, al trasporto e alla trasformazione di quest'ultimo in energia elettrica.

La figura 3.3 descrive lo schema concettuale per l'accoppiamento di tipo diretto WCLL incluso un piccolo accumulatore termico ESS ancora in via di studio.

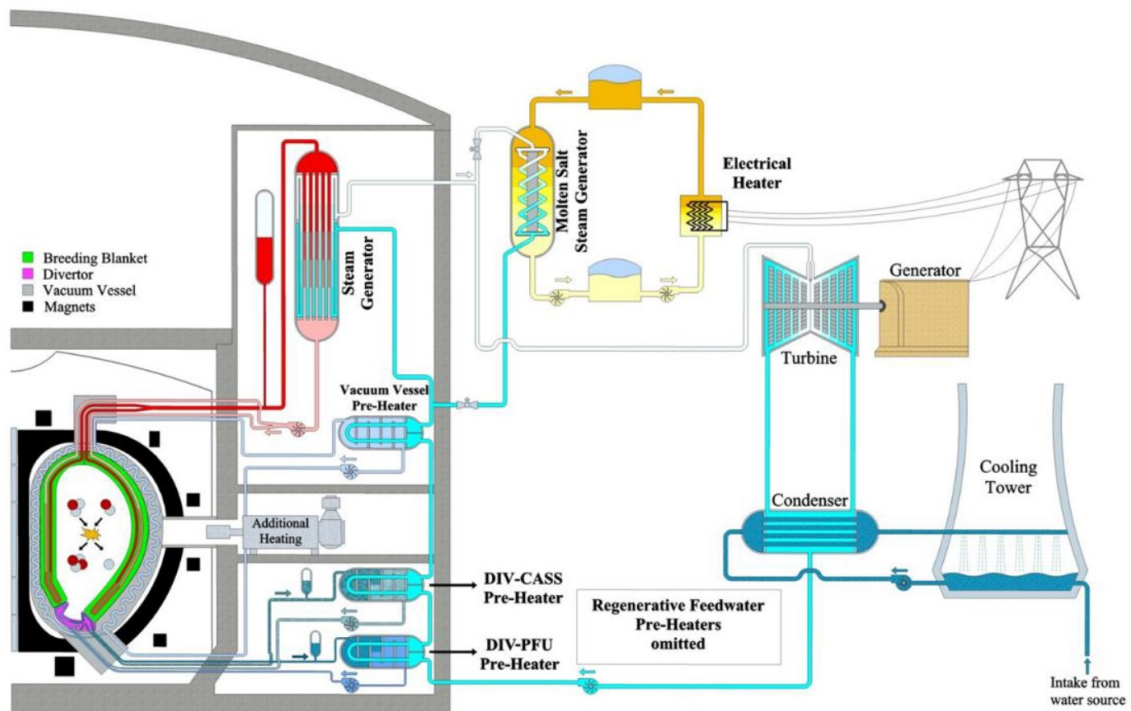


Figura 3.3: Accoppiamento diretto WCLL

Il sistema di PHTS (Primary Heat Transfer System) è composto da quattro differenti sistemi di raffreddamento che provvedono la rimozione del calore da diverse zone del blanket quali: Breeding zone, first wall, divertore e limiters.

I carichi elettrici considerati per questo sistema, risultano essere i motori elettrici collegati a pompe e pressurizzatori. I primi, collegati alle pompe, hanno un assorbimento di carico costante durante tutti gli scenari, cosa che non può essere considerata per i motori collegati ai pressurizzatori che sono regolati in modo retro azionato. I pressurizzatori, infatti, sono costituiti da banchi di resistori, che hanno il compito di riscaldare l'acqua nel momento in cui

è necessario aumentarne la pressione. Due differenti tipi di riscaldatori per pressurizzare il fluido sono considerati nel presente layout:

- Riscaldatore proporzionale: la potenza nominale di set-up è pari alla metà della potenza massima assorbibile e la sua regolazione avviene in modo inversamente proporzionale alla pressione misurata;
- Riscaldatore on/off: può solamente essere acceso o spento. Lavorerà quindi solamente alla massima potenza.

La totale potenza dei pressurizzatori risulta essere pari a 600 kW per il ciclo BZ (Breeding Zone) e 400 kW per il ciclo FW (First Wall) in condizioni standard e 1200 kW e 800 kW nel momento in cui la pressione si trova al di sotto della soglia limite.

La totale potenza richiesta dei pressurizzatori sarà pari 2.4 MW e 1.6 MW for the BZ e FW. Per tenere in considerazione il caso peggiore si assume che questi lavorino continuamente alla potenza di 2.4MW e 1.6 MW ed essendo carichi di tipo resistivo si considera un fattore di potenza unitario.

In aggiunta un piccolo accumulo termico accoppiato a d un riscaldatore viene proposto nella configurazione diretta i cui consumi sono pari a 37 MW durante la fase flat top e di 3.7MW durante la fase dwell time.

- RM (Remote Maintenance)

A causa del fatto che ci si aspetta che l'Occupational Radiation Exposure di DEMO risulti essere pari a circa due-tre volte quello dei moderni reattori a fissione nucleare, si adotta questo sistema per il trasporto delle parti estratte dal VV in modo sicuro e poter successivamente effettuare la manutenzione necessaria. Il sistema viene suddiviso in due parti, a seconda di dove viene effettuata l'operazione:

- In-vessel RM: include tutte le attività riguardanti il movimento delle parti del VV o altre operazioni che avvengono al suo interno;
- Ex-vessel RM: include le attività riguardanti la manutenzione delle Port Cells all'interno e nell'intorno del tokamak e le attività di manutenzione nelle Maintenance Facility (strutture di manutenzione), suddivise a sua volta in Manned Area (aree presidiate), Unmanned Area (aree non presidiate) and Controlled Area (aree di controllo).

Il funzionamento di alcune parti del sistema risulta essere indipendente rispetto la fase di plasma presa in considerazione. Ciò diviene importante durante la fase di progettazione, in particolar modo nella definizione del fattore di contemporaneità con altri sistemi che quindi risulta essere nullo, non portando quindi ad un sovradimensionamento del sistema elettrico.

- CRYO (Cryoplant and Cryodistribution)

Lo scopo del sistema, anche se il design preliminare è in via di sviluppo, sia in termini di layout che in termini di potenza stimata e assorbita dalle cryopompe, risulta essere quello di alimentare i vari sistemi che permettono il mantenimento ad una certa temperatura i seguenti carichi:

- bobine superconduttrici alla temperatura di 4°K tra cui:
 - 16 bobine TF (Toroidal Field);
 - 5 moduli per il CS (Central Solenoid);
 - 6 bobine per PF (Poloidal Field);
 - Rivestimento e struttura di supporto delle bobine;
- bobine super conduttrici ad alta temperatura (HTS) circa 50 °K.
- Scudi termici (le cui temperature di lavoro non sono ancora accuratamente definite, ma si presuppone si aggirino all'interno di un range compreso tra 60°K e 150°K):
 - Vacuum Vessel Thermal Shields (VVTs).
 - Cryostat thermal shields (CTs).
 - Port thermal shields (PTs).
 - Cryodistribution thermal shields.

La potenza riportata nella ELL viene definita effettuando un'estrapolazione di tipo lineare dal progetto ITER e in particolare dal suo subsystem cryoplant. Quindi si considera una potenza tanto maggiore quanto maggiore risulta essere il rapporto tra il volume di DEMO rispetto a ITER. Si considera inoltre un fattore di sicurezza pari al 120% in previsione della possibilità di installazione di carichi aggiuntivi.

- PES (Plant Electrical System)

La potenza impiegata in questo subsystem rappresenta la potenza necessaria ad alimentare gli ausiliari e il Local Control per l'alimentazione delle bobine e per l'alimentazione dell'H&CD (Heating & Current Drive). Inoltre, vengono riportati anche una prima stima degli ausiliari correlati al TG (Turbine Generator), al HVS (High Voltage Substation) e al load center.

- PCS (Plant Control System)

Fino a questo momento non sono disponibili informazioni riguardanti il subsystem PCS. Una stima della potenza richiesta per il mantenimento dei carichi relativi al controllo, Data Access, comunicazione (CODAC), Central Interblock System e Central Safety System, è ottenuta prendendo in considerazione quella installata in ITER che risulta essere pari a 260 kW. Ulteriori approfondimenti si rendono però necessari.

- AUX (Auxiliaries)

Informazioni limitate sono disponibili per effettuare una valutazione della potenza richiesta dai vari carichi quali: Component Cooling Water System (CCWS), Chiller Water System (CHWS), Sulfur Hexafluoride (SF6) distribution system (solo per NBI). Considerando che nel progetto ITER la potenza richiesta è pari a 30 MW e tenendo conto della differenza in volume tra i due, si assume una potenza richiesta per demo pari a tre volte quella del predecessore.

- BUI (Buildings).

I carichi elettrici inclusi nella stima sono: sistema di illuminazione, sistema di sollevamento, sistema di riscaldamento, ventilazione e aria condizionata. In ITER la potenza richiesta per ogni edificio è stata assunta pari a 38 MW con un'ulteriore aggiunta di 4 MW per i servizi SIC (Safety Importance Class). Per quanto riguarda la potenza considerata per ogni edificio di DEMO, sarà assunta pari a quella di ITER maggiorata di un fattore di sicurezza pari a 30% per edificio.

3.2. ELL (Electrical Load List)

Per poter implementare un'analisi dettagliata della parte di MLVN alimentante i carichi SS c'è la necessità di conoscere dettagliatamente i carichi e le relative caratteristiche elettriche. Per far fronte a questa esigenza si sfrutta la ELL (Electrical Load List), ovvero un file Excel che racchiude e raggruppa una stima delle caratteristiche dei vari carichi elettrici.

Il file è organizzato in varie sezioni. I carichi sono suddivisi come: OL (Ordinary Load), SIC (Safety-Relevant load) e IP (Investment Protection load). Altre sezioni descrittive saranno più dettagliatamente riportate in questo capitolo.

Da tenere fortemente in considerazione è il fatto che i carichi elencati nel ELL risultano essere i principali, infatti, ancora molti di essi non sono stati accuratamente analizzati. Inoltre, i carichi possono avere fattore di contemporaneità differente da 1, cosa che non è ancora stata presa in considerazione. Infine, nessun carico SIC/IP viene riportato in questa versione.

Di seguito sono spiegate le varie colonne in cui la ELL si articola e con le quali descrive le caratteristiche dei carichi:

- DEMO BoM

Vengono riportate le informazioni riguardanti la classificazione dei carichi in accordo al DEMO BoM (Base of Plant).

Da tenere in considerazione è il fatto che, durante questa fase di progettazione, la struttura del progetto è ancora in via di sviluppo. Quindi per alcuni sottosistemi si è proceduto andando ad estrapolare le informazioni dalla ELL del 2020.

- Material Description

Vengono riportati il nome del sottosistema o del dispositivo preso in considerazione.

- Project

Viene riportato il nome abbreviato relativo al progetto.

- Source

Contiene informazioni legate al nodo di alimentazione sul quale il carico è connesso.

▪ Location

Vengono riportate le informazioni riguardanti la locazione del carico. Da tenere in considerazione che a causa delle limitate informazioni la posizione sarà approssimata all'edificio.

▪ Baseline

Vengono riportate le informazioni relative al fatto che il carico preso in considerazione sia considerato "opzionale" o meno, nel senso che si stia valutando come possibile soluzione per il miglioramento o la sostituzione dei già presenti dispositivi.

In particolare, le possibili opzioni sono:

- Baseline: il carico è presente nelle linee guida del progetto;
- Optional: il carico è considerato come possibile opzione o come alternativa;
- Eliminated: il carico era presente nella precedente versione del progetto ma tutt'ora non risulta essere preso in considerazione;
- Mixed: quando una riga contiene l'insieme di più carichi;
- TBD (To Be Defined).

▪ Load Type

Vengono riportate informazioni riguardanti la tipologia di carico:

- Steady-state: il carico risulta avere una caratteristica di carico costante durante tutte le fasi di plasma;
- Variable steady-state: un carico Steady-State ma che può variare durante fasi di plasma differenti;
- Maintenance: carichi che non risultano essere connessi durante il normale funzionamento ma che permettono il mantenimento in caso di prolungata mancanza di alimentazione;
- Mixed: una riga che contiene più carichi raggruppati;
- TBD (To Be Defined).

▪ Electrical Phases

Vengono riportate informazioni riguardanti il numero di fasi del carico:

- DC: Non presente;
- 1P: Singola Fase;
- 2P: Bifase;
- 3P+N; Trifase + Neutro.

▪ Voltage Level

Vengono riportate informazioni riguardanti il livello di tensione al nodo sul quale si appoggiano i vari carichi:

- 66 kV: solamente i carichi PP;
- 22 kV: per i carichi SS e PP;
- 6.6 kV: solamente per i carichi SS;

- 400 V: solamente per carichi SS;
- 230V 1P: solamente per carichi SS di piccola taglia;
- DC: Non presenti;
- Mixed: quando sono raggruppati carichi con livelli di tensione differenti;
- TBD: To Be Defined.

▪ Load Class (Safety Class)

In questa colonna vengono riportate informazioni riguardanti la classe di protezione:

- Ordinary Load (OL);
- Safety Importance Class (SIC);
- Investment Protection (IP);
- Mixed;
- TBD (to be defined).

▪ Voltage Class (Availability Class)

La classe di tensione definisce il grado di continuità di alimentazione a cui deve essere sottoposto il carico.

La classe di tensione utilizzata è bastata sul modello di ITER e sintetizzata nella seguente tabella:

Tabella 3.1: Classi di tensione di DEMO

Voltage Class	Load	Safety Class	Voltage Level	Source
Class I-SIC	Uninterruptible DC	SIC	Up to 250 V	SIC DC batteries
Class I-IP	Uninterruptible DC	IP	Up to 250 V	IP DC batteries
Class II-SIC	Uninterruptible AC	SIC	230/400 V	SIC UPS systems
Class II-IP	Uninterruptible AC	IP	230/400 V	IP UPS systems
Class III-SIC	Temporarily interruptible AC (30 s for generators start-up)	SIC	230/400 V 6.6 kV	SIC diesel generators
Class III-IP	Temporarily interruptible AC (30 s for generators start-up)	IP	230/400 V 6.6 kV	IP diesel generators
Class IV	Indefinitely interruptible AC	OL	230/400 V	Electrical network
			6.6 kV	

I generatori di emergenza alimentati a diesel sono connessi alle sbarre 6.6 kV che risultano essere i nodi iniziali per i treni SIC e IP.

▪ Redundancy

Vengono riportate informazioni riguardanti la ridondanza dei carichi per motivi legati all'affidabilità.

- Contemporary Factor

Vengono riportate informazioni riguardanti la possibilità che due carichi alimentati dallo stesso cavo operino simultaneamente.

- Active and Reactive Powers

Vengono riportate informazioni riguardanti il fatto che durante le varie fasi di plasma anche i carichi SS possono avere delle variazioni di carico.

- Rated Power Factor

Vengono riportate informazioni riguardanti il fattore di potenza di un determinato carico. Durante questa fase di progettazione si tiene in considerazione che il fattore di carico non vari durante le differenti fasi di plasma ma resti costante.

- Notes

Vengono riportate ulteriori informazioni riguardanti un carico o un sottosistema.

- References

Vengono riportate informazioni riguardanti i documenti che contengono le informazioni riportate.

Una schematica rappresentazione della ELL è riportata di seguito:

SRID	Item	Item Description	Project	Start	Location	Baseline	ISO 9001	ISO 14001	ISO 45001	ISO 26000	ISO 27001	ISO 28000	ISO 31000	ISO 33000	ISO 34000	ISO 35000	ISO 36000	ISO 37000	ISO 38000	ISO 39000	ISO 40000	ISO 41000	ISO 42000	ISO 43000	ISO 44000	ISO 45000	ISO 46000	ISO 47000	ISO 48000	ISO 49000	ISO 50000	ISO 51000	ISO 52000	ISO 53000	ISO 54000	ISO 55000	ISO 56000	ISO 57000	ISO 58000	ISO 59000	ISO 60000	ISO 61000	ISO 62000	ISO 63000	ISO 64000	ISO 65000	ISO 66000	ISO 67000	ISO 68000	ISO 69000	ISO 70000	ISO 71000	ISO 72000	ISO 73000	ISO 74000	ISO 75000	ISO 76000	ISO 77000	ISO 78000	ISO 79000	ISO 80000	ISO 81000	ISO 82000	ISO 83000	ISO 84000	ISO 85000	ISO 86000	ISO 87000	ISO 88000	ISO 89000	ISO 90000	ISO 91000	ISO 92000	ISO 93000	ISO 94000	ISO 95000	ISO 96000	ISO 97000	ISO 98000	ISO 99000	ISO 100000	ISO 101000	ISO 102000	ISO 103000	ISO 104000	ISO 105000	ISO 106000	ISO 107000	ISO 108000	ISO 109000	ISO 110000	ISO 111000	ISO 112000	ISO 113000	ISO 114000	ISO 115000	ISO 116000	ISO 117000	ISO 118000	ISO 119000	ISO 120000	ISO 121000	ISO 122000	ISO 123000	ISO 124000	ISO 125000	ISO 126000	ISO 127000	ISO 128000	ISO 129000	ISO 130000	ISO 131000	ISO 132000	ISO 133000	ISO 134000	ISO 135000	ISO 136000	ISO 137000	ISO 138000	ISO 139000	ISO 140000	ISO 141000	ISO 142000	ISO 143000	ISO 144000	ISO 145000	ISO 146000	ISO 147000	ISO 148000	ISO 149000	ISO 150000	ISO 151000	ISO 152000	ISO 153000	ISO 154000	ISO 155000	ISO 156000	ISO 157000	ISO 158000	ISO 159000	ISO 160000	ISO 161000	ISO 162000	ISO 163000	ISO 164000	ISO 165000	ISO 166000	ISO 167000	ISO 168000	ISO 169000	ISO 170000	ISO 171000	ISO 172000	ISO 173000	ISO 174000	ISO 175000	ISO 176000	ISO 177000	ISO 178000	ISO 179000	ISO 180000	ISO 181000	ISO 182000	ISO 183000	ISO 184000	ISO 185000	ISO 186000	ISO 187000	ISO 188000	ISO 189000	ISO 190000	ISO 191000	ISO 192000	ISO 193000	ISO 194000	ISO 195000	ISO 196000	ISO 197000	ISO 198000	ISO 199000	ISO 200000	ISO 201000	ISO 202000	ISO 203000	ISO 204000	ISO 205000	ISO 206000	ISO 207000	ISO 208000	ISO 209000	ISO 210000	ISO 211000	ISO 212000	ISO 213000	ISO 214000	ISO 215000	ISO 216000	ISO 217000	ISO 218000	ISO 219000	ISO 220000	ISO 221000	ISO 222000	ISO 223000	ISO 224000	ISO 225000	ISO 226000	ISO 227000	ISO 228000	ISO 229000	ISO 230000	ISO 231000	ISO 232000	ISO 233000	ISO 234000	ISO 235000	ISO 236000	ISO 237000	ISO 238000	ISO 239000	ISO 240000	ISO 241000	ISO 242000	ISO 243000	ISO 244000	ISO 245000	ISO 246000	ISO 247000	ISO 248000	ISO 249000	ISO 250000	ISO 251000	ISO 252000	ISO 253000	ISO 254000	ISO 255000	ISO 256000	ISO 257000	ISO 258000	ISO 259000	ISO 260000	ISO 261000	ISO 262000	ISO 263000	ISO 264000	ISO 265000	ISO 266000	ISO 267000	ISO 268000	ISO 269000	ISO 270000	ISO 271000	ISO 272000	ISO 273000	ISO 274000	ISO 275000	ISO 276000	ISO 277000	ISO 278000	ISO 279000	ISO 280000	ISO 281000	ISO 282000	ISO 283000	ISO 284000	ISO 285000	ISO 286000	ISO 287000	ISO 288000	ISO 289000	ISO 290000	ISO 291000	ISO 292000	ISO 293000	ISO 294000	ISO 295000	ISO 296000	ISO 297000	ISO 298000	ISO 299000	ISO 300000	ISO 301000	ISO 302000	ISO 303000	ISO 304000	ISO 305000	ISO 306000	ISO 307000	ISO 308000	ISO 309000	ISO 310000	ISO 311000	ISO 312000	ISO 313000	ISO 314000	ISO 315000	ISO 316000	ISO 317000	ISO 318000	ISO 319000	ISO 320000	ISO 321000	ISO 322000	ISO 323000	ISO 324000	ISO 325000	ISO 326000	ISO 327000	ISO 328000	ISO 329000	ISO 330000	ISO 331000	ISO 332000	ISO 333000	ISO 334000	ISO 335000	ISO 336000	ISO 337000	ISO 338000	ISO 339000	ISO 340000	ISO 341000	ISO 342000	ISO 343000	ISO 344000	ISO 345000	ISO 346000	ISO 347000	ISO 348000	ISO 349000	ISO 350000	ISO 351000	ISO 352000	ISO 353000	ISO 354000	ISO 355000	ISO 356000	ISO 357000	ISO 358000	ISO 359000	ISO 360000	ISO 361000	ISO 362000	ISO 363000	ISO 364000	ISO 365000	ISO 366000	ISO 367000	ISO 368000	ISO 369000	ISO 370000	ISO 371000	ISO 372000	ISO 373000	ISO 374000	ISO 375000	ISO 376000	ISO 377000	ISO 378000	ISO 379000	ISO 380000	ISO 381000	ISO 382000	ISO 383000	ISO 384000	ISO 385000	ISO 386000	ISO 387000	ISO 388000	ISO 389000	ISO 390000	ISO 391000	ISO 392000	ISO 393000	ISO 394000	ISO 395000	ISO 396000	ISO 397000	ISO 398000	ISO 399000	ISO 400000	ISO 401000	ISO 402000	ISO 403000	ISO 404000	ISO 405000	ISO 406000	ISO 407000	ISO 408000	ISO 409000	ISO 410000	ISO 411000	ISO 412000	ISO 413000	ISO 414000	ISO 415000	ISO 416000	ISO 417000	ISO 418000	ISO 419000	ISO 420000	ISO 421000	ISO 422000	ISO 423000	ISO 424000	ISO 425000	ISO 426000	ISO 427000	ISO 428000	ISO 429000	ISO 430000	ISO 431000	ISO 432000	ISO 433000	ISO 434000	ISO 435000	ISO 436000	ISO 437000	ISO 438000	ISO 439000	ISO 440000	ISO 441000	ISO 442000	ISO 443000	ISO 444000	ISO 445000	ISO 446000	ISO 447000	ISO 448000	ISO 449000	ISO 450000	ISO 451000	ISO 452000	ISO 453000	ISO 454000	ISO 455000	ISO 456000	ISO 457000	ISO 458000	ISO 459000	ISO 460000	ISO 461000	ISO 462000	ISO 463000	ISO 464000	ISO 465000	ISO 466000	ISO 467000	ISO 468000	ISO 469000	ISO 470000	ISO 471000	ISO 472000	ISO 473000	ISO 474000	ISO 475000	ISO 476000	ISO 477000	ISO 478000	ISO 479000	ISO 480000	ISO 481000	ISO 482000	ISO 483000	ISO 484000	ISO 485000	ISO 486000	ISO 487000	ISO 488000	ISO 489000	ISO 490000	ISO 491000	ISO 492000	ISO 493000	ISO 494000	ISO 495000	ISO 496000	ISO 497000	ISO 498000	ISO 499000	ISO 500000	ISO 501000	ISO 502000	ISO 503000	ISO 504000	ISO 505000	ISO 506000	ISO 507000	ISO 508000	ISO 509000	ISO 510000	ISO 511000	ISO 512000	ISO 513000	ISO 514000	ISO 515000	ISO 516000	ISO 517000	ISO 518000	ISO 519000	ISO 520000	ISO 521000	ISO 522000	ISO 523000	ISO 524000	ISO 525000	ISO 526000	ISO 527000	ISO 528000	ISO 529000	ISO 530000	ISO 531000	ISO 532000	ISO 533000	ISO 534000	ISO 535000	ISO 536000	ISO 537000	ISO 538000	ISO 539000	ISO 540000	ISO 541000	ISO 542000	ISO 543000	ISO 544000	ISO 545000	ISO 546000	ISO 547000	ISO 548000	ISO 549000	ISO 550000	ISO 551000	ISO 552000	ISO 553000	ISO 554000	ISO 555000	ISO 556000	ISO 557000	ISO 558000	ISO 559000	ISO 560000	ISO 561000	ISO 562000	ISO 563000	ISO 564000	ISO 565000	ISO 566000	ISO 567000	ISO 568000	ISO 569000	ISO 570000	ISO 571000	ISO 572000	ISO 573000	ISO 574000	ISO 575000	ISO 576000	ISO 577000	ISO 578000	ISO 579000	ISO 580000	ISO 581000	ISO 582000	ISO 583000	ISO 584000	ISO 585000	ISO 586000	ISO 587000	ISO 588000	ISO 589000	ISO 590000	ISO 591000	ISO 592000	ISO 593000	ISO 594000	ISO 595000	ISO 596000	ISO 597000	ISO 598000	ISO 599000	ISO 600000	ISO 601000	ISO 602000	ISO 603000	ISO 604000	ISO 605000	ISO 606000	ISO 607000	ISO 608000	ISO 609000	ISO 610000	ISO 611000	ISO 612000	ISO 613000	ISO 614000	ISO 615000	ISO 616000	ISO 617000	ISO 618000	ISO 619000	ISO 620000	ISO 621000	ISO 622000	ISO 623000	ISO 624000	ISO 625000	ISO 626000	ISO 627000	ISO 628000	ISO 629000	ISO 630000	ISO 631000	ISO 632000	ISO 633000	ISO 634000	ISO 635000	ISO 636000	ISO 637000	ISO 638000	ISO 639000	ISO 640000	ISO 641000	ISO 642000	ISO 643000	ISO 644000	ISO 645000	ISO 646000	ISO 647000	ISO 648000	ISO 649000	ISO 650000	ISO 651000	ISO 652000	ISO 653000	ISO 654000	ISO 655000	ISO 656000	ISO 657000	ISO 658000	ISO 659000	ISO 660000	ISO 661000	ISO 662000	ISO 663000	ISO 664000	ISO 665000	ISO 666000	ISO 667000	ISO 668000	ISO 669000	ISO 670000	ISO 671000	ISO 672000	ISO 673000	ISO 674000	ISO 675000	ISO 676000	ISO 677000	ISO 678000	ISO 679000	ISO 680000	ISO 681000	ISO 682000	ISO 683000	ISO 684000	ISO 685000	ISO 686000	ISO 687000	ISO 688000	ISO 689000	ISO 690000	ISO 691000	ISO 692000	ISO 693000	ISO 694000	ISO 695000	ISO 696000	ISO 697000	ISO 698000	ISO 699000	ISO 700000	ISO 701000	ISO 702000	ISO 703000	ISO 704000	ISO 705000	ISO 706000	ISO 707000	ISO 708000	ISO 709000	ISO 710000	ISO 711000	ISO 712000	ISO 713000	ISO 714000	ISO 715000	ISO 716000	ISO 717000	ISO 718000	ISO 719000	ISO 720000	ISO 721000	ISO 722000	ISO 723000	ISO 724000	ISO 725000	ISO 726000	ISO 727000	ISO 728000	ISO 729000	ISO 730000	ISO 731000	ISO 732000	ISO 733000	ISO 734000	ISO 735000	ISO 736000	ISO 737000	ISO 738000	ISO 739000	ISO 740000	ISO 741000	ISO 742000	ISO 743000	ISO 744000	ISO 745000	ISO 746000	ISO 747000	ISO 748000	ISO 749000	ISO 750000	ISO 751000	ISO 752000	ISO 753000	ISO 754000	ISO 755000	ISO 756000	ISO 757000	ISO 758000	ISO 759000	ISO 760000	ISO 761000	ISO 762000	ISO 763000	ISO 764000	ISO 765000	ISO 766000	ISO 767000	ISO 768000	ISO 769000	ISO 770000	ISO 771000	ISO 772000	ISO 773000	ISO 774000	ISO 775000	ISO 776000	ISO 777000	ISO 778000	ISO 779000	ISO 780000	ISO 781000	ISO 782000	ISO 783000	ISO 784000	ISO 785000	ISO 786000	ISO 787000	ISO 788000	ISO 789000	ISO 790000	ISO 791000	ISO 792000	ISO 793000	ISO 794000	ISO 795000	ISO 796000	ISO 797000	ISO 798000	ISO 799000	ISO 800000	ISO 801000	ISO 802000	ISO 803000	ISO 804000	ISO 805000	ISO 806000	ISO 807000	ISO 808000	ISO 809000	ISO 810000	ISO 811000	ISO 812000	ISO 813000	ISO 814000	ISO 815000	ISO 816000	ISO 817000	ISO 818000	ISO 819000	ISO 820000	ISO 821000	ISO 822000	ISO 823000	ISO 824000	ISO 825000	ISO 826000	ISO 827000	ISO 828000	ISO 829000	ISO 830000	ISO 831000	ISO 832000	ISO 833000	ISO 834000	ISO 835000	ISO 836000	ISO 837000	ISO 838000	ISO 839000	ISO 840000	ISO 841000	ISO 842000	ISO 843000	ISO 844000	ISO 845000	ISO 846000	ISO 847000	ISO 848000	ISO 849000	ISO 850000	ISO 851000	ISO 852000	ISO 853000	ISO 854000	ISO 855000	ISO 856000	ISO 857000	ISO 858000	ISO 859000	ISO 860000	ISO 861000	ISO 862000	ISO 863000	ISO 864000	ISO 865000	ISO 866000	ISO 867000	ISO 868000	ISO 869000	ISO 870000	ISO 871000	ISO 872000	ISO 873000	ISO 874000	ISO 875000	ISO 876000	ISO 877000	ISO 878000	ISO 879000	ISO 880000	ISO 881000	ISO 882000	ISO 883000	ISO 884000	ISO 885000	ISO 886000	ISO 887000	ISO 888000	ISO 889000	ISO 890000	ISO 891000	ISO 892000	ISO 893000	ISO 894000	ISO 895000	ISO 896000	ISO 897000	ISO 898000	ISO 899000	ISO 900000	ISO 901000	ISO 902000	ISO 903000	ISO 904000	ISO 905000	ISO 906000	ISO 907000	ISO 908000	ISO 909000	ISO 910000	ISO 911000	ISO 912000	ISO 913000	ISO 914000	ISO 915000	ISO 916000	ISO 917000	ISO 918000	ISO 919000	ISO 920000	ISO 921000	ISO 922000	ISO 923000	ISO 924000	ISO 925000	ISO 926000	ISO 927000	ISO 928000	ISO 929000	ISO 930000	ISO 931000	ISO 932000	ISO 933000	ISO 934000	ISO 935000	ISO 936000	ISO 937000	ISO 938000	ISO 939000	ISO 940000	ISO 941000	ISO 942000	ISO 943000	ISO 944000	ISO 945000	ISO 946000	ISO 947000	ISO 948000	ISO 949000	ISO 950000	ISO 951000	ISO 952000	ISO 953000	ISO 954000	ISO 955000	ISO 956000	ISO 957000	ISO 958000	ISO 959000	ISO 960000	ISO 961000	ISO 962000	ISO 963000	ISO 964000	ISO 965000	ISO 966000	ISO 967000	ISO 968000	ISO 969000	ISO 970000	ISO 971000	ISO 972000	ISO 973000	ISO 974000	ISO 975000	ISO 976000	ISO 977000	ISO 978000	ISO 979000	ISO 98000
------	------	------------------	---------	-------	----------	----------	----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	-----------

Figura 3.3: ELL (Electrical Load List)

3.3. STUDIO PRELIMINARE DELLA RETE MLVN

La finalità dello studio preliminare della rete che alimenta i carichi SS (Steady State) e i servizi di emergenza EPS (Emergency Power Supply) è quella di dimensionare cavi e trasformatori ed arrivare ad una stima della potenza attiva e reattiva messa in gioco dai vari carichi.

La simulazione viene effettuata utilizzando il software DigSilent Power Factory.

In particolare, sono stati presi in considerazione le configurazioni:

- WCLL direct coupling;
- HCPB indirect coupling.

E ogni configurazione è stata studiata durante le fasi di

- Dwell time;
- Flat top.

Ovvero durante le fasi in cui si ha rispettivamente massima e minima richiesta di potenza da parte dei carichi.

Per quanto riguarda i criteri e i limiti per il dimensionamento dei componenti si è proceduto seguendo il diagramma di flusso riportato in figura 3.4.

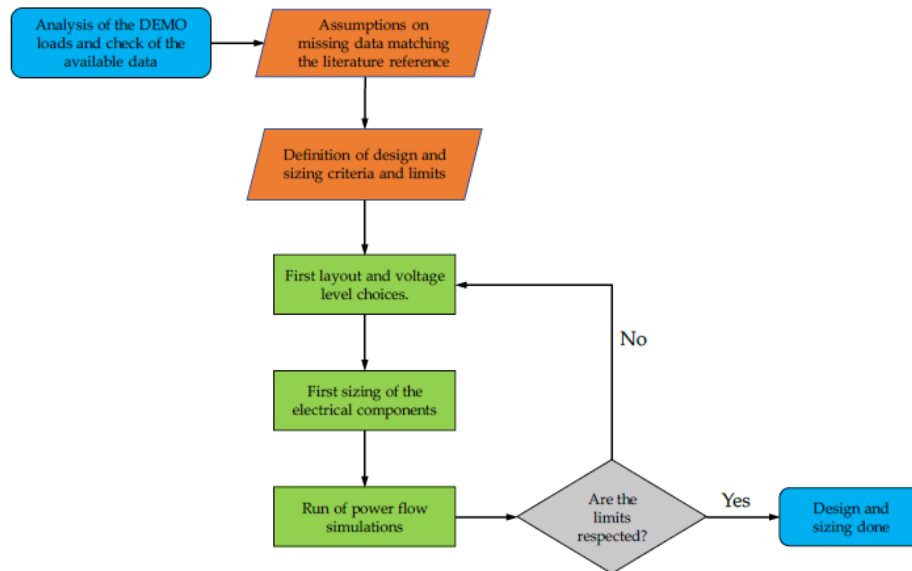


Figura 3.4: Diagramma di flusso per il dimensionamento dei componenti

Le varie fasi di cui è articolato il diagramma sono di seguito descritte:

1. Analisi dei carichi di DEMO e dei dati disponibili:

In questa fase sono stati presi in considerazione i vari dati relativi ai carichi riportati nella ELL, come riportato nel paragrafo precedente.

2. Assunzioni e ipotesi riguardanti i dati mancanti:

A causa del precoce stato dell'ELL le ipotesi effettuate sono:

- Fattore di utilizzazione e coincidenza unitario (caso peggiore);
- Lunghezza cavi BT pari a 100 m;
- Lunghezza cavi MT pari a 400 m;
- Nel sub-system CRYO si è reso necessario la suddivisione di un macro carico in 10 sotto carichi per poter rappresentare in modo migliore lo scenario.

3. Criteri e limiti per il dimensionamento dei componenti:

In questo caso si è scelto di adottare una soluzione ITER-like e adattarla al progetto DEMO. In particolare:

- Variazione massima di tensione accettabile durante il funzionamento:
6% per i carichi MV e 4% per i carichi LV;
- Taglia dei trasformatori installati:

nel caso in cui la potenza nominale è inferiore rispetto la potenza elettrica installata si effettua il collegamento in parallelo di un ulteriore trasformatore. Questo garantisce un'adeguata capacità di approvvigionamento in caso di sovraccarico ma allo stesso tempo un'adeguata ridondanza in caso di guasto;

- Taglia dei cavi:
la corrente circolante dovrà risultare inferiore rispetto il limite termico;
- Criterio per la scelta dei livelli di tensione:
 - Carichi con potenza inferiore di 200 kW $\Rightarrow$ alimentati in BT (0.4 kV)
 - Carichi con potenza superiore di 200 kW $\Rightarrow$ alimentati in MT (6.6 kV o 22 kV)

4. Schema di collegamento e scelta dei livelli di tensione:

Anche per questo punto si è scelto di adottare una soluzione ITER-like.

Lo schema di alimentazione sarà di tipo radiale in cui i vari sub-systems verranno alimentati dai relativi trasformatori.

I livelli di tensione risultano essere tre ovvero: 22 kV, 6.6 kV e 0.4 kV.

5. Dimensionamento dei componenti e load flow:

La simulazione di load flow permette di simulare il comportamento elettrico dei vari componenti calcolando i valori che vengono assunti dalle variabili elettriche e quindi permette di effettuare le scelte che garantiscono il soddisfacimento dei vincoli sopra riportati.

I trasformatori e i cavi adottati sono stati scelti in modo da garantire un'adeguata continuità di servizio in caso di guasto. Le loro caratteristiche tecniche sono sintetizzate rispettivamente nelle tabelle 3.2, 3.3, 3.4.

Tabella 3.2: Caratteristiche tecniche dei trasformatori

PowerTransformer400±12x1.25%/22kV					Power Transformer 22 ± 4x1.25% /6.6 kV				
Sn [MVA]	P0 [kW]	Psc [kW]	Vsc [%]	IO [%]	Sn [MVA]	P0 [kW]	Psc [kW]	Vsc% [%]	IO [%]
150	17.1	77.5	11	2	40	15.1	220	7	0.3

PowerTransformer400±12x1.25%/22kV					Power Transformer 22 ± 4x1.25% /6.6 kV				
Sn [MVA]	P0 [kW]	Psc [kW]	Vsc [%]	IO [%]	Sn [MVA]	P0 [kW]	Psc [kW]	Vsc% [%]	IO [%]
20	7.7	110	7	0.3	3.75	5	21.8	7	0.8

PowerTransformer6.6±2x2.5%/0.4kV					PowerTransformer6.6±2x2.5%/0.4kV				
Sn [MVA]	P0 [kW]	Psc [kW]	Vsc [%]	IO [%]	Sn [MVA]	P0 [kW]	Psc [kW]	Vsc% [%]	IO [%]
0.63	1.1	7.11	6	0.6	1.25	1.8	11	6	1

Tabella 3.3: Caratteristiche tecniche dei cavi

Cable electrical data					
Rated voltage [kV]	Cross Section [mm ²]	Rated current [A]	R'd (@ 20 °C) [Ω/km]	Max R'd (@ 90 °C) [Ω/km]	X'd1 (@ 50 Hz) [Ω/km]
0.4	1x240	550	0.0801	0.1040	0.0810
	1x300	620	0.0641	0.0850	0.0790
6.6	1x500	760	0.0366	0.0510	0.0930
	1x630	850	0.0283	0.0420	0.0900
	1x800	930	0.0221	0.0350	0.0860
22	1x150	453	0.1240	0.1590	0.1280
	1x240	612	0.0754	0.0978	0.1280
	3x400	813	0.0470	0.0627	0.1280

Tabella 3.4: Caratteristiche dei cavi

Rated Voltage [kV]	Section [mm ²]	Cores	Conductor	Insulation
0.4	240	Single	Stranded flexible annealed bare copper	High-module HEPR rubber, with filler/sheath non-hydroscopic material and special PVC outer sheath
	300			
6.6	500	single	copper	Unarmored XLPE, with semi-conductive screens on conductor and insulation
	630			
	800			
22	150	single	Stranded circular compacted copper	XLPE insulation, with conductor screen and insulation screen
	240			
	400	triple		

3.4. Analisi load flow

Per effettuare l'analisi Load Flow si è utilizzato il software DigSilent Power Factory. Inizialmente sono stati costruiti gli schemi unifilari dei vari sistemi come in figure 3.5-3.18. Successivamente, attraverso l'uso della ELL, sono state inserite le potenze messe in gioco dai singoli carichi. Una volta determinate le totali potenze assorbite dai sistemi e le correnti messe in gioco, sono state opportunamente scelte le caratteristiche di cavi e trasformatori impiegati. Per terminare sono state effettuate le simulazioni load flow determinando le potenze attive e reattive durante le varie fasi di plasma considerando i diversi tipo di accoppiamento.

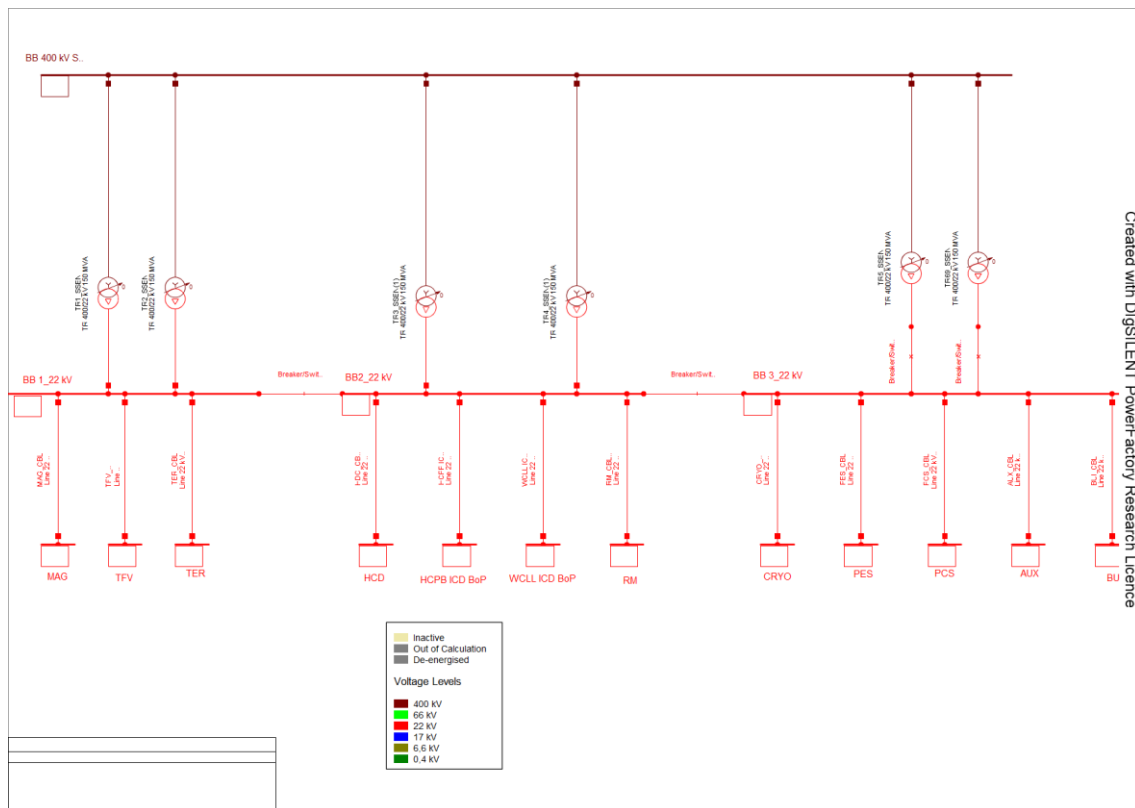


Figura 3.5: HVN substation MLVN

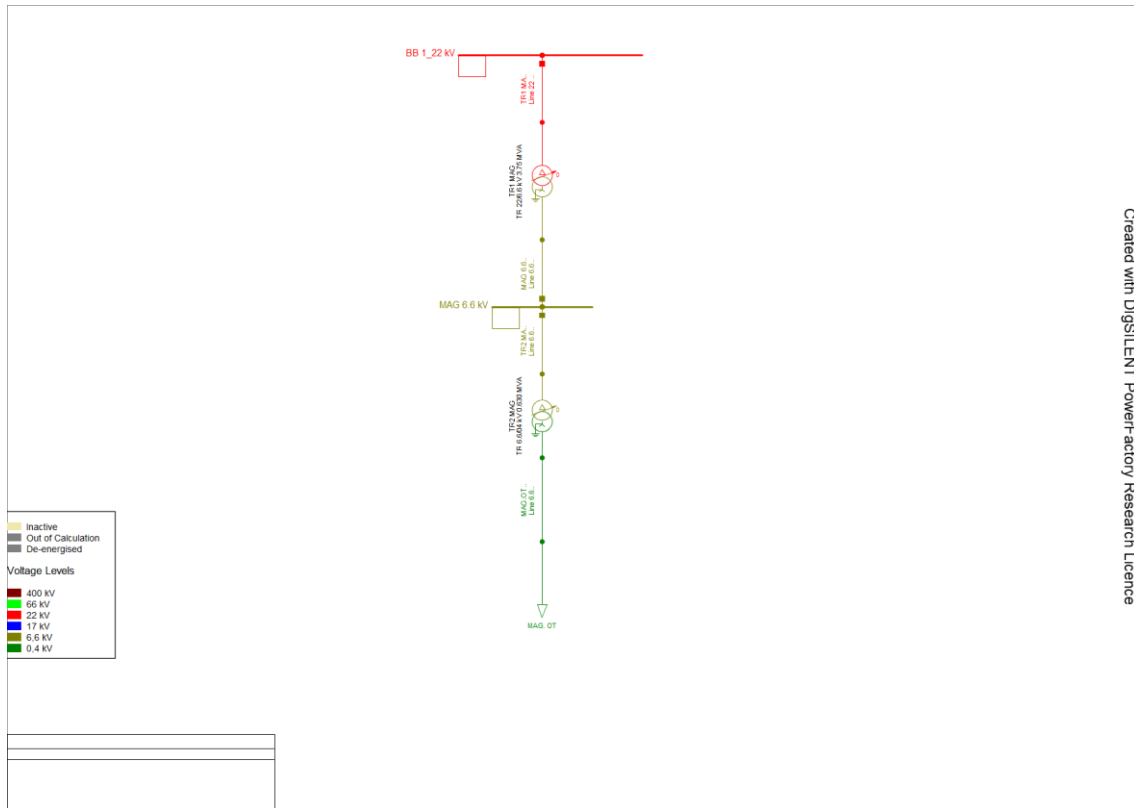


Figura 3.6: MG (Magnet System)

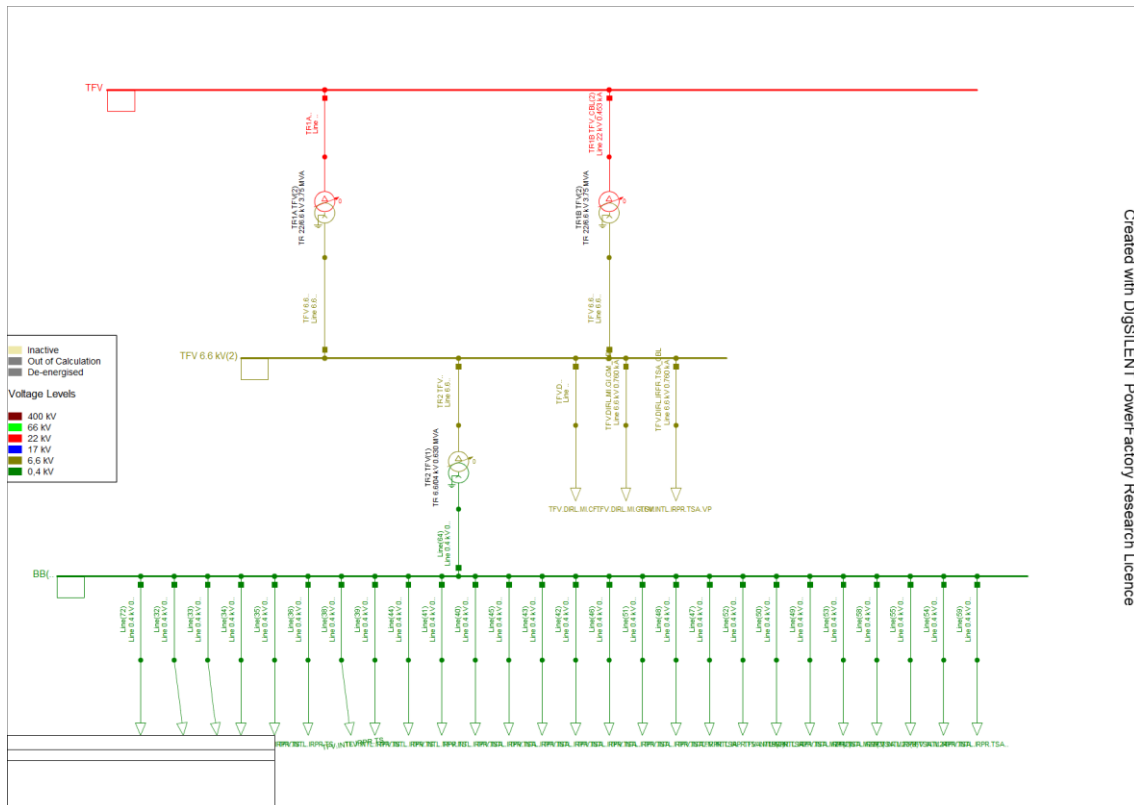


Figura 3.7: TFV (Tritium, Fueling, Vacuum)

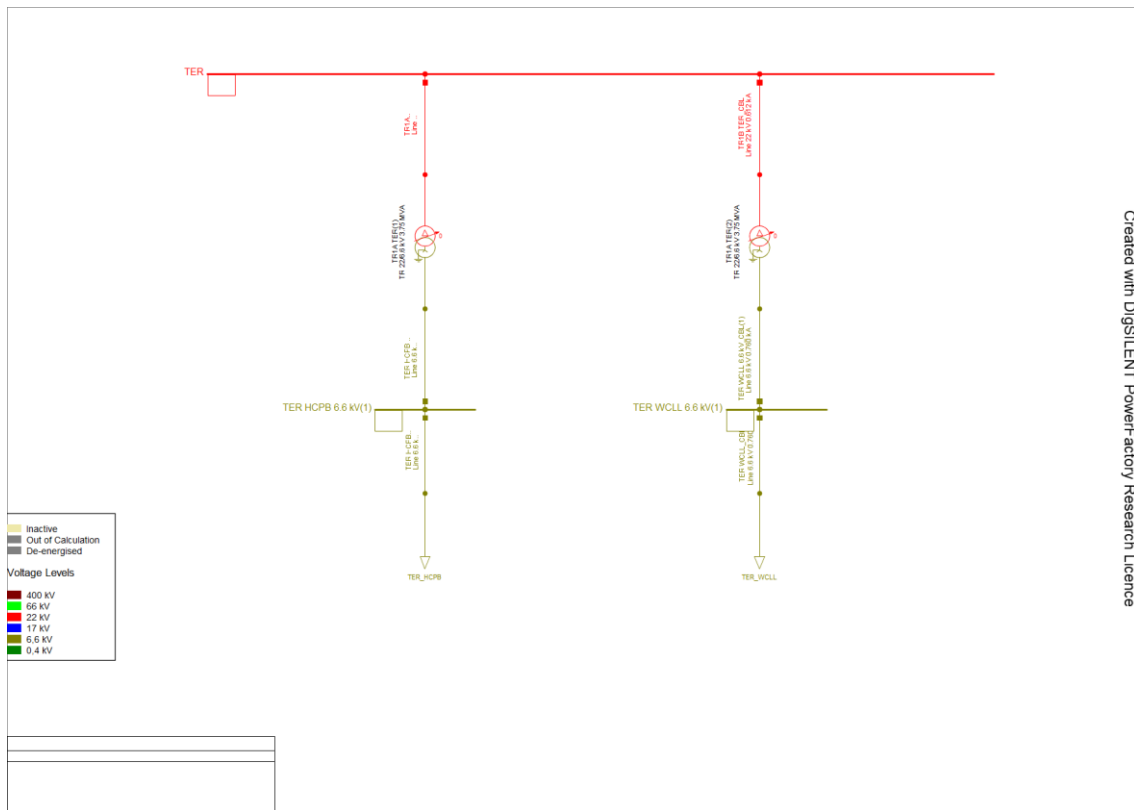


Figure 3.8: TER (Tritium Extraction and Removal)

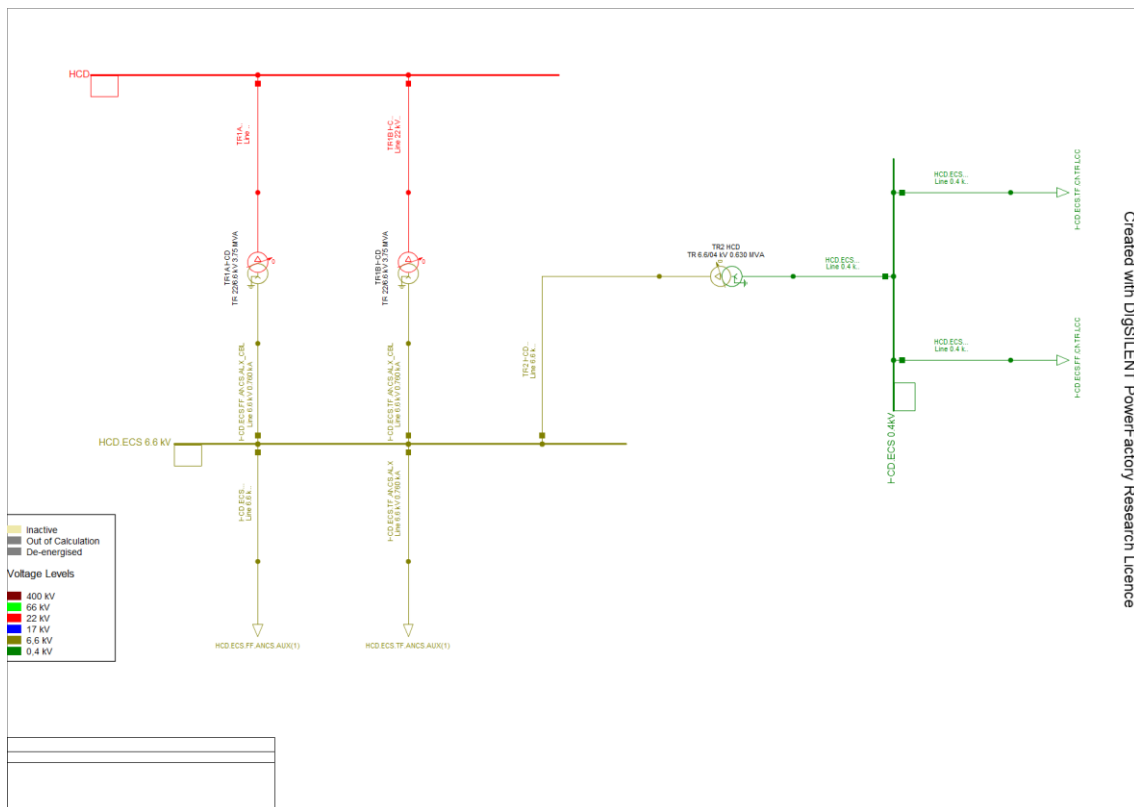


Figure 3.9: HCD (Heating and Current Drive System)

Created with DigiSilent | Power-actory Research Licence

45

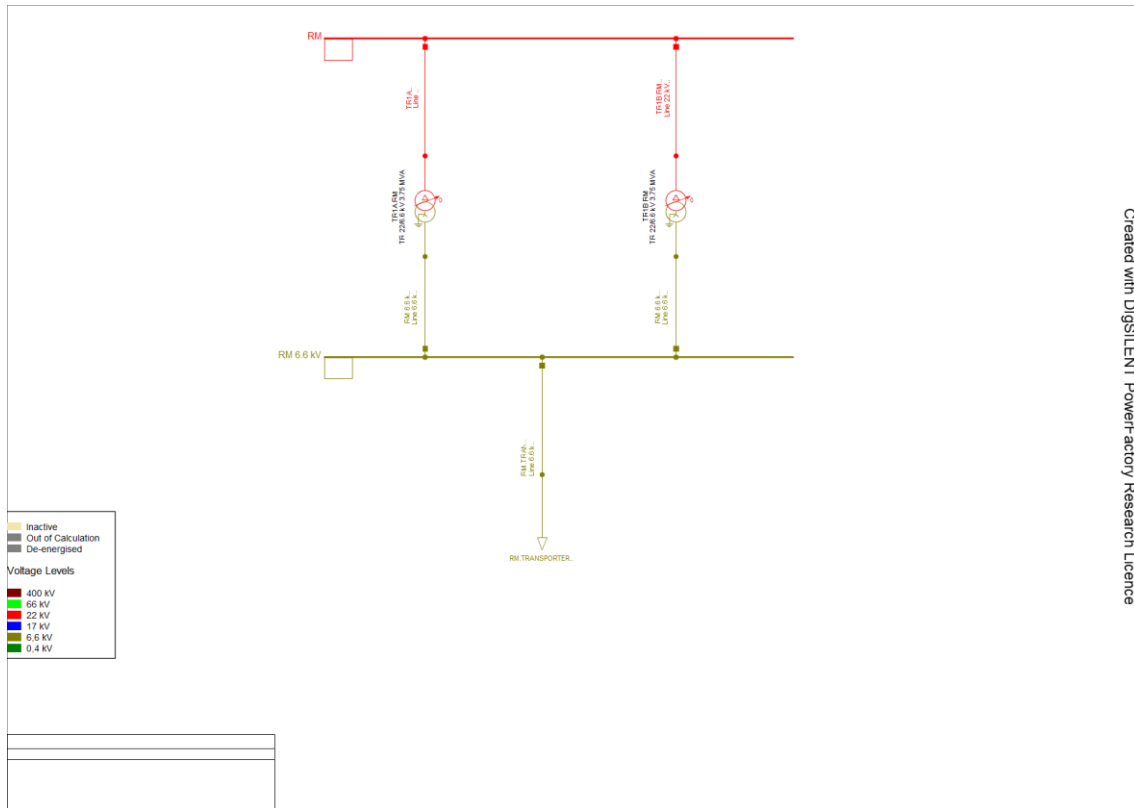


Figura 3.12: RM (Remote Maintenance)

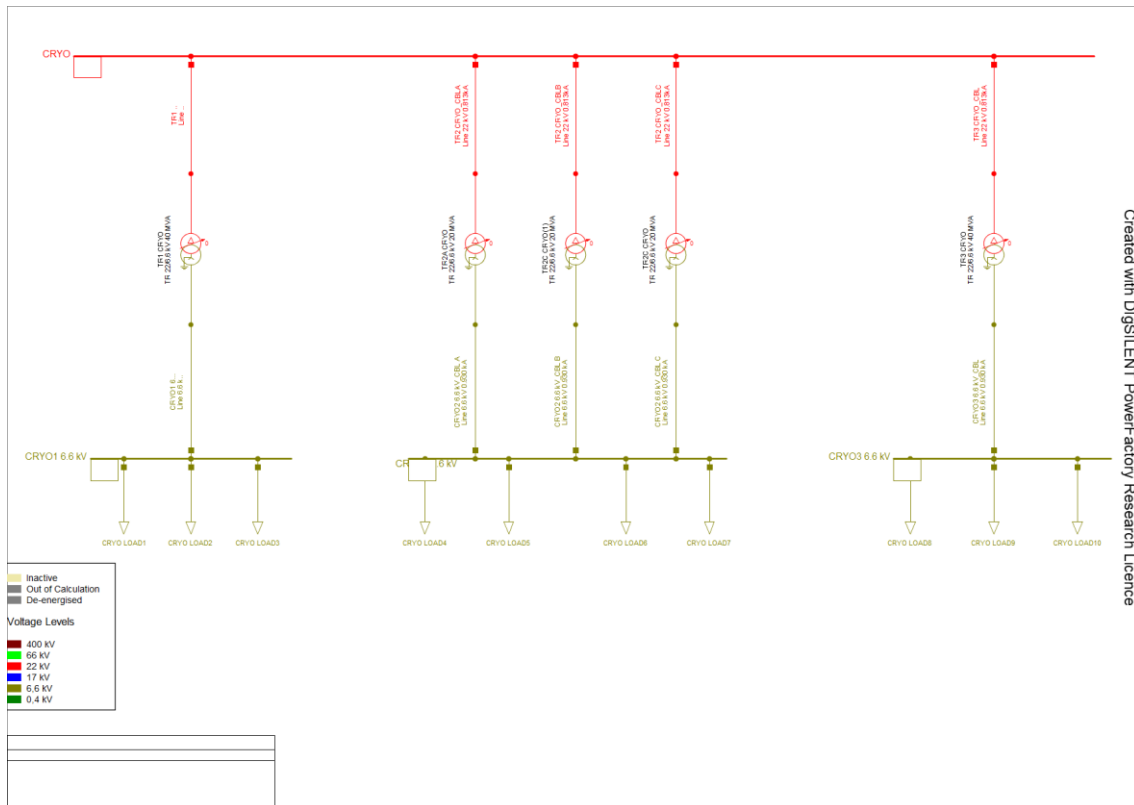


Figura 3.13: CRYO (Cryoplant and Cryodistribution)

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

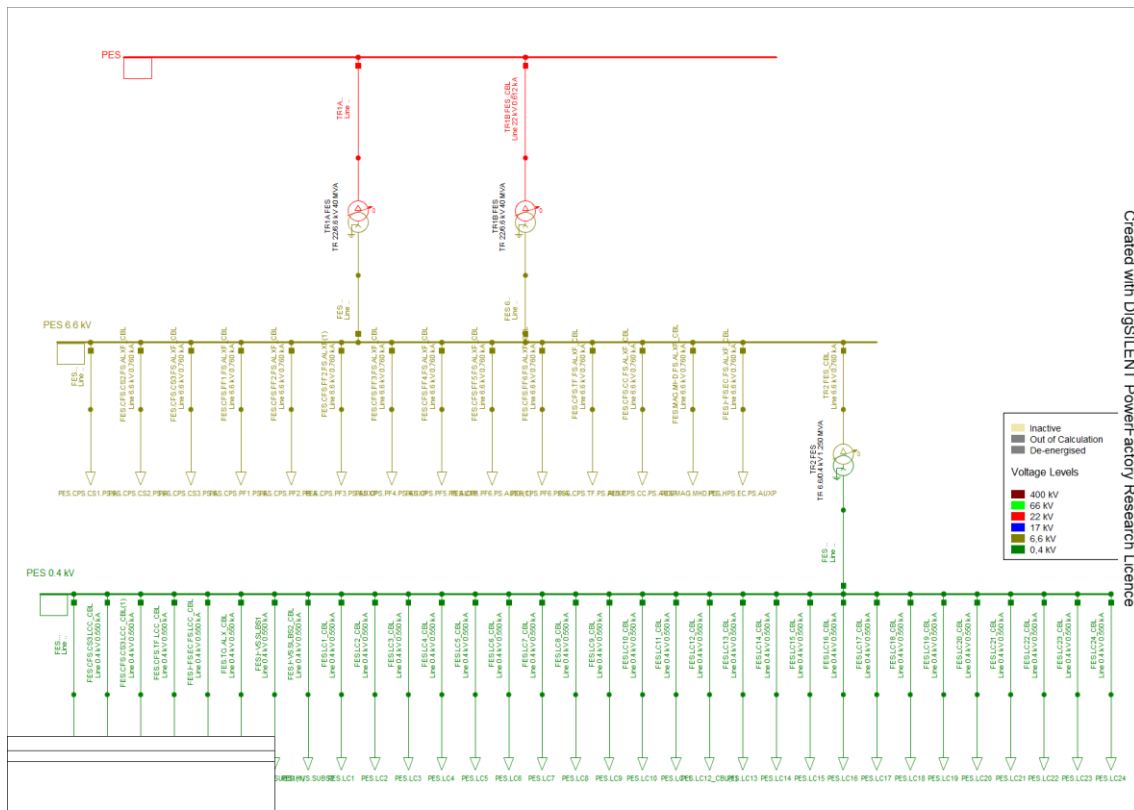


Figura 3.14: PES (Plant Electrical System)

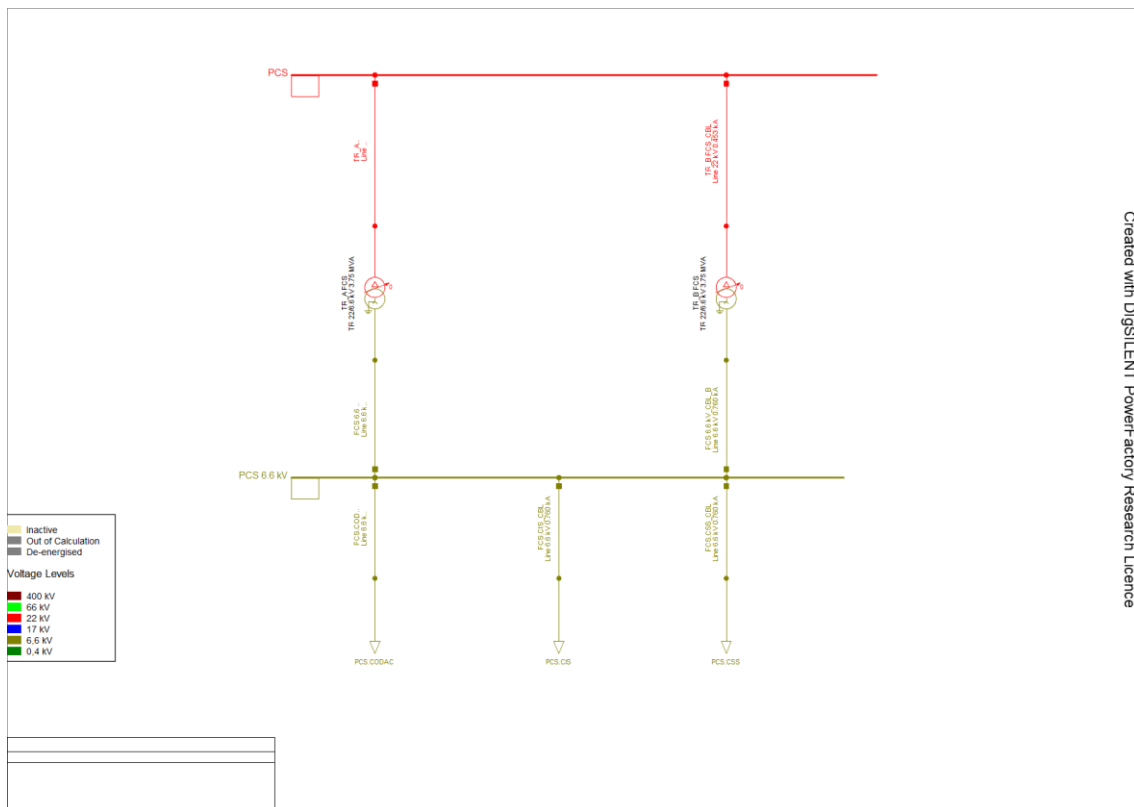


Figura 3.15: PCS (Plant Control System)

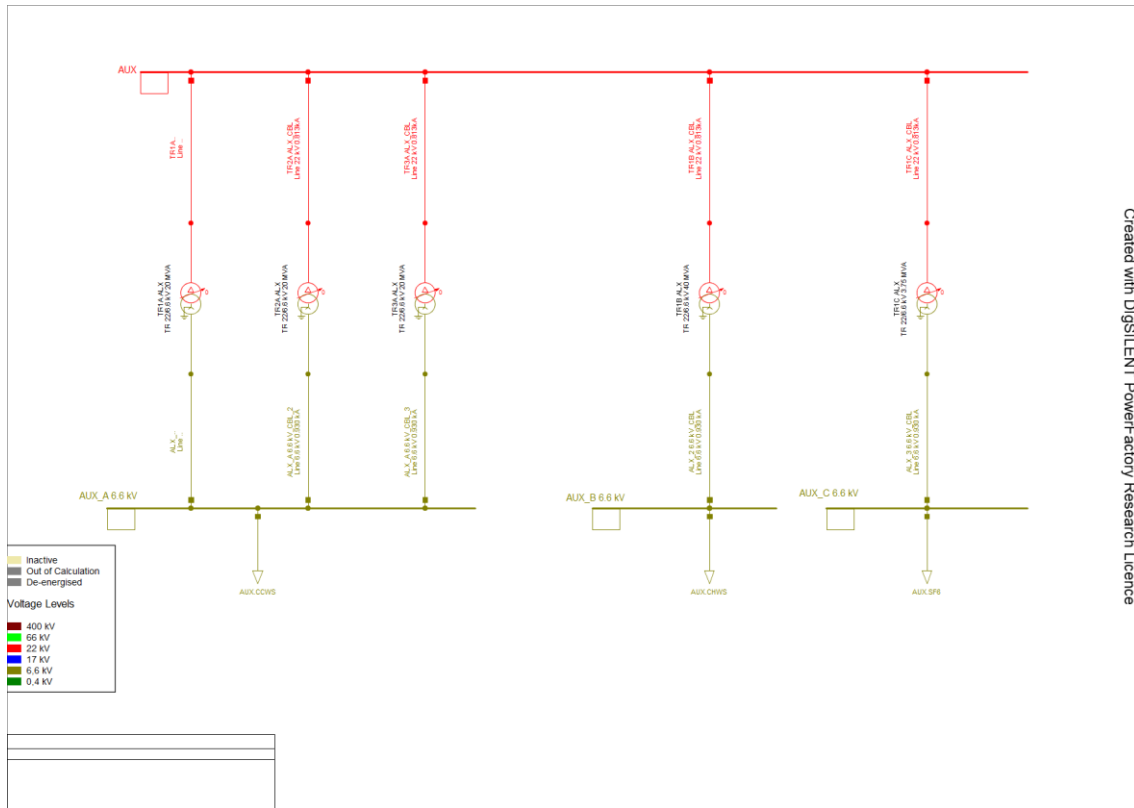


Figure 3.16: AUX (Auxiliaries):

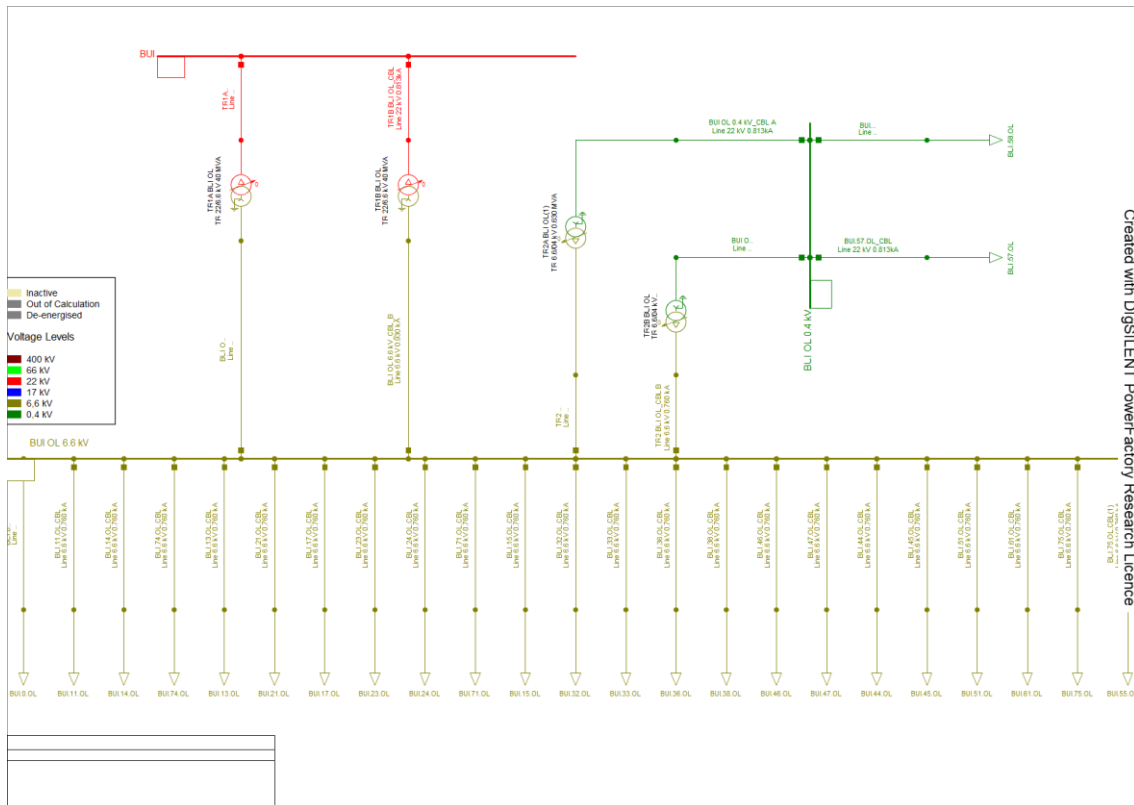


Figure 3.17: BUI OL (Buildings Ordinary Loads)

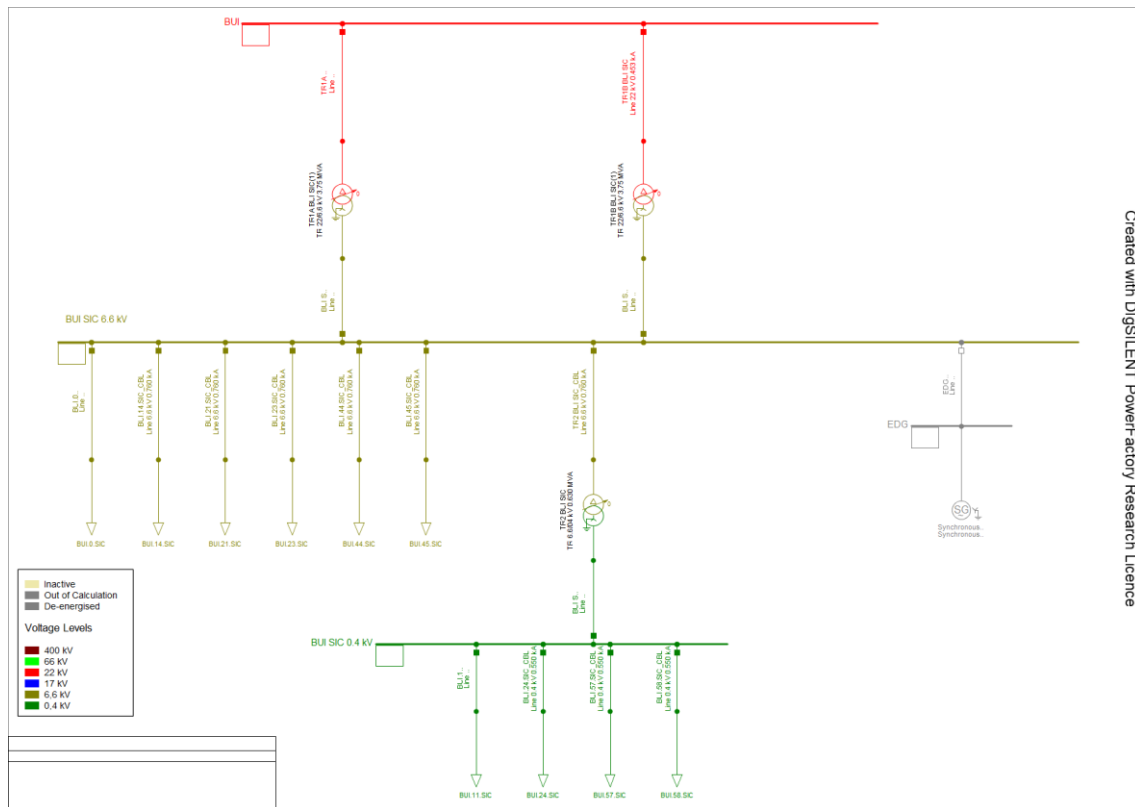


Figura 3.18: BUI SIC (Buildings Safety Loads)

Come si può osservare dai vari diagrammi unifilari, l'alimentazione dei vari sottosistemi avviene attraverso l'uso di 6 trasformatori abbassatori a due avvolgimenti $400 \pm 12 \times 1.25 / 22$ kV 150 MVA. Tale scelta progettuale è motivata dal fatto che durante il funzionamento dell'impianto, nella fase di massima potenza assorbita (flat top), con le varie sbarre connesse tra loro (e quindi considerabili come un'unica sbarra) i trasformatori avranno un fattore di carico pari a:

- Accoppiamento indiretto HCPB: 62,3%;
- Accoppiamento diretto WCLL: 54,5%.

Nel caso in cui i vari connettori di sbarra siano aperti, sempre nella medesima fase di plasma, i fattori di carico varranno:

- Accoppiamento indiretto HCPB: $\approx 4\%$ per i trasformatori alimentanti la sbarra BB1, $\approx 62\%$ per i trasformatori alimentanti la sbarra BB2 e $\approx 125\%$ per i trasformatori alimentanti le sbarre BB3
- Accoppiamento diretto WCLL: $\approx 4\%$ per i trasformatori alimentanti la sbarra BB1, $\approx 38\%$ per i trasformatori alimentanti la sbarra BB2 e $\approx 127\%$ per i trasformatori alimentanti le sbarre BB3

I risultati non risultano essere critici, in quanto, bisogna tenere in considerazione l'ipotesi che la potenza richiesta dal sottosistema *Cryoplant* sia di molto inferiore rispetto a quella riportata nella ELL. Infatti, basta effettuare delle simulazioni in cui venga dimezzata la

potenza assorbita dai suddetti carichi. In questo caso i fattori di carico dei trasformatori varranno:

- Accoppiamento indiretto HCPB: $\approx 4\%$ per i trasformatori alimentanti la sbarra BB1, $\approx 62\%$ per i trasformatori alimentanti la sbarra BB2 e $\approx 102\%$ per i trasformatori alimentanti le sbarre BB3
- Accoppiamento diretto WCLL: $\approx 4\%$ per i trasformatori alimentanti la sbarra BB1, $\approx 38\%$ per i trasformatori alimentanti la sbarra BB2 e $\approx 102\%$ per i trasformatori alimentanti le sbarre BB3

Per l'alimentazione dei carichi dei diversi sistemi sono stati adottati rispettivamente:

- MAG subsystem: n°1 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 3.75 MVA, n°1 transformer step-down 2-avvolgimenti $6.6\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV 0.630 MVA
- TFV subsystem: n°2 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 3.75 MVA, n°1 transformer step-down 2-avvolgimenti $6.6\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV 0.630 MVA;
- TER subsystem: n°2 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 3.75 MVA;
- HCD subsystem: n°2 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 3.75 MVA, n°1 transformer step-down 2-avvolgimenti $6.6\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV 0.630 MVA;
- HCPB ICD BoP subsystem: n°4 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 40 MVA, n°1 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 20 MVA;
- WCLL DCD BoP subsystem: n°3 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 40 MVA;
- RM subsystem: n° 2 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 3.75 MVA;
- CRYO subsystem: n°2 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 40 MVA, n°3 transformer step-down 2-avvolgimenti $6.6\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV 20 MVA;
- PES subsystem: n°2 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 40 MVA, n°1 transformer step-down 2-avvolgimenti $6.6\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV 1.250 MVA;
- PCS subsystem: n°2 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 3.75 MVA;
- AUX subsystem: n°3 transformer step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 20 MVA, n°1 transformer step-down 2-avvolgimenti $6.6\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV 3.75 MVA;

- BUI (OL) subsystem: n°2 transformeratori step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 40 MVA, n°2 transformeratori step-down 2-avvolgimenti $6.6\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV 0.360MVA;
- BUI (SIC) subsystem: n°2 transformeratori step-down 2-avvolgimenti $22\pm 4 \times 1.25\%/6.6$ kV 3.75 MVA, n°1 transformeratore step-down 2-avvolgimenti $6.6\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV 0.630 MVA.

Dall'analisi load flow si possono ricavare le potenze messe in gioco alla sbarra AT 400 kV dai vari carichi:

Tabella 3.5: Risultati Load Flow

COUPLING	PLASMA PHASE	P [MW]	Q [MVAR]
DIRECT	DWELL TIME	369	272
	FLAT TOP	403	280
INDIRECT	DWELL TIME	377	280
	FLAT TOP	452	337

3.5. On_load tap analisi

Inoltre, durante la simulazione load flow, è stata implementata la funzione 'tap adjustment of transformers' per studiare e verificare che le tensioni ai vari nodi e quindi le cadute di tensioni interne all'impianto rispettassero i limiti in relazione alle caratteristiche e ai valori dei variatori sotto carico associati ai trasformatori. In questo caso DigSilent Power Factory implementerà un algoritmo che permetterà di aggiustare i gradini dei variatori sotto carico in modo da mantenere la tensione ai nodi più prossima a quella nominale. I valori relativi alle cadute di tensione nei vari rami e sottosistemi sono riportati alla fine dell'elaborato:

- Voltage drop: INDIRECT COUPLING AT DWELL (Appendice 5.1)
- Voltage drop: INDIRECT COUPLING AT FLAT TOP (Appendice 5.2)
- Voltage drop: DIRECT COUPLING AT DWELL (Appendice 5.3)
- Voltage drop: DIRECT COUPLING AT FLAT TOP (Appendice 5.4)

4. DYNAMIC SIMULATION

Una volta dimensionati i sistemi di alimentazioni dei servizi della centrale DEMOnstration e dopo aver implementato le simulazioni di load flow per determinare la potenza attiva e reattiva messa in gioco, si è proseguito implementando uno studio dinamico. Quest'ultimo risulta focalizzarsi sull'impatto che la centrale, e più in particolare le variazioni di potenza richiesta dai vari sistemi (MLVN e HVN) e le variazioni di potenza generata dal TG (Turbine Generator), possono avere sulla connessione con la rete di trasmissione.

Il comportamento, infatti, una volta fissate le caratteristiche di quest'ultima, può variare in funzione di due aspetti progettuali:

- Configurazione adottata per il collegamento con la rete di trasmissione:
 - PoD singolo;
 - PoD doppio (con PoD dedicato al generatore);
 - PoD doppio (con PoD dedicato ai carichi PP).
- Configurazione adottata per l'accoppiamento tra PHTS e TG:
 - Accoppiamento diretto WCLL;
 - Accoppiamento indiretto HCPB.

4.1. Modellizzazione dinamica dei sistemi

Per effettuare uno studio dinamico è prima necessario andare a modellizzare i vari sistemi (MLVN, HVN, PTG). Facendo ciò si mira ad ottenere dei modelli semplificati che permettono di osservare l'evoluzione delle diverse grandezze elettriche in funzione del tempo.

4.1.1. Modellizzazione dinamica dei carichi

Per la modellizzazione dei carichi, e in particolar modo per definire la potenza assorbita da questi in un certo istante temporale, sono stati utilizzati dei profili 'user-defined.' Ciò è implementato adottando dei 'measurement file' (figura 4.1) attraverso i quali è possibile definire delle uscite multi-dimensionali ($y_1, y_2, y_3, \dots$), in cui y_i sono i segnali di output e x_j i valori di input (j definisce la specifica colonna di input):

$$y_i = a * x_j + b$$

mentre a rappresenta il fattore di scala e b rappresenta l'offset.

Inoltre, per simulare un profilo di potenza più accurato, si deve tenere in considerazione che l'assorbimento da parte dei carichi può avere una dipendenza da frequenza e tensione di tipo:

- Lineare (rispetto a tensione e frequenza);
- Non lineare rispetto la tensione ma lineare rispetto la frequenza;
- Non lineare (rispetto a tensione e frequenza).

Figura 4.1: Finestra measurement file

Quindi, la dipendenza della potenza attiva e reattiva al variare delle grandezze di frequenza e tensione è definita attraverso opportuni coefficienti. Quest'ultimi sono approssimati da polinomi di terzo grado come segue:

- I coefficienti di proporzionalità della tensione sono:

$$Kp_v = [aP \left(\frac{|u|}{u_0}\right)^{e_{aP}} + bP \left(\frac{|u|}{u_0}\right)^{e_{bP}} + (1 - aP - bP) \left(\frac{|u|}{u_0}\right)^{e_{cP}}]$$

$$Kq_v = [aQ \left(\frac{|u|}{u_0}\right)^{e_{aQ}} + bQ \left(\frac{|u|}{u_0}\right)^{e_{bQ}} + (1 - aQ - bQ) \left(\frac{|u|}{u_0}\right)^{e_{cQ}}]$$

dove u_0 è la tensione nominale, u è la tensione misurata, (aP, bP, cP) , (aQ, bQ, cQ) sono i coefficienti di proporzionalità e (e_{aP}, e_{bP}, e_{cP}) , (e_{aQ}, e_{bQ}, e_{cQ}) sono i coefficienti esponenziali.

- I coefficienti di proporzionalità della frequenza sono:

$$Kp_f = [fP (1 + kpf \frac{Fe - Fnom}{Fnom}) + (1 - fP) \left(\frac{Fe}{Fnom}\right)^{kpf}]$$

$$Kq_f = [fQ (1 + kqf \frac{Fe - Fnom}{Fnom}) + (1 - fQ) \left(\frac{Fe}{Fnom}\right)^{kqf}]$$

dove F_{nom} è la frequenza nominale, Fe è la frequenza misurata, kpf e kqf sono i coefficienti/esponenti corrispondenti al comportamento lineare o non lineare del carico. Tale comportamento può essere selezionato definendo il valore dei coefficienti fP e fQ pari a 1 o 0.

Come risultato, la potenza attiva e reattiva varieranno come riportato nelle seguenti espressioni:

$$P = P0(t) \times Kp_v \times Kp_f$$

$$Q = Q0(t) \times Kq_v \times Kq_f$$

Dove $P0(t)$ e $Q0(t)$ sono le potenze di riferimento.

Come si vedrà di seguito, i coefficienti utilizzati saranno definiti seguendo le seguenti ipotesi:

- indipendenza dalle variazioni frequenza $\Rightarrow fP=fQ=kfp=kfq=0$;
- dipendenza dalle variazioni di tensione $\Rightarrow aP=bP=0, aQ=bQ=0, cP=cQ=1, e_cP=e_cQ=2$;

Dalle quali si evince che:

$$Kp_v = Kq_v$$

$$Kp_f = Kq_f = 0$$

Quindi, per modellizzare la dipendenza dalla tensione si è costruito il common model rappresentato in figura 4.2, i cui rispettivi coefficienti sono riportati in figura 4.3.

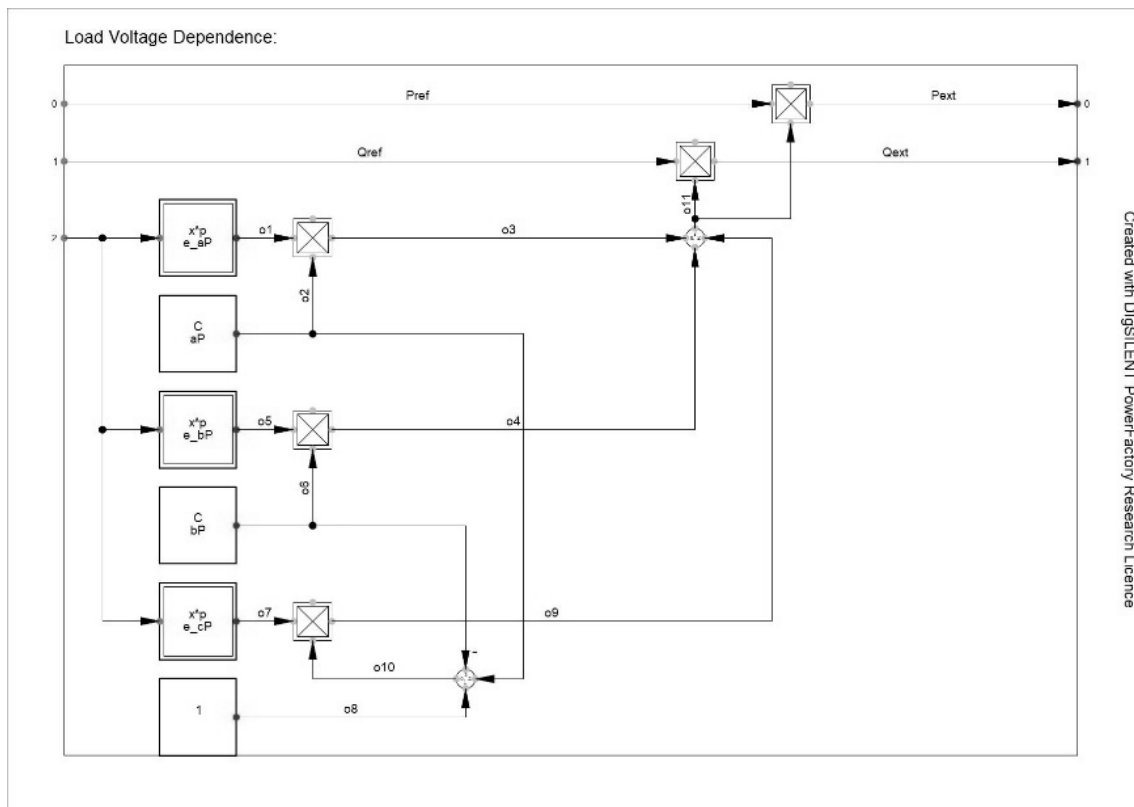


Figura 4.2: Common model 'Load Voltage dependency' per la dipendenza della potenza dalle variazioni di tensione

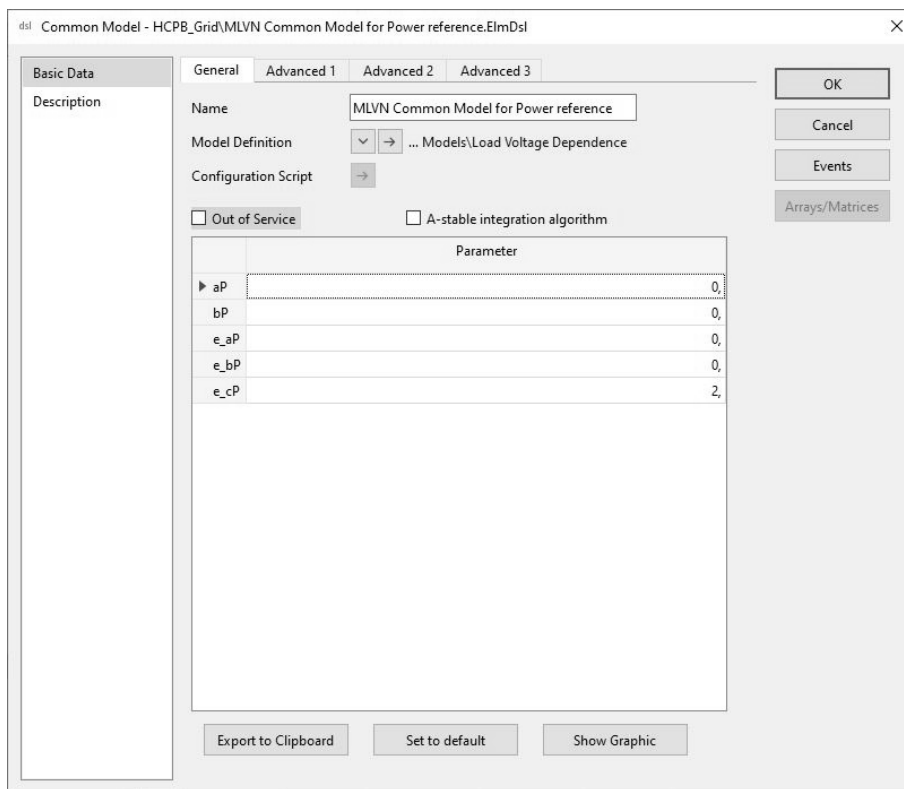


Figura 4.3: Coefficienti del Common Model 'Load Voltage dependency'

a. Modello dinamico equivalente MLVN

Nel caso della rete MLVN, per modellizzare i vari carichi, è stato costruito un modello composto da un insieme di componenti statici e dinamici dove, quelli statici rappresentano i carichi resistivi, induttivi e capacitivi mentre quelli dinamici rappresentano i motori asincroni.

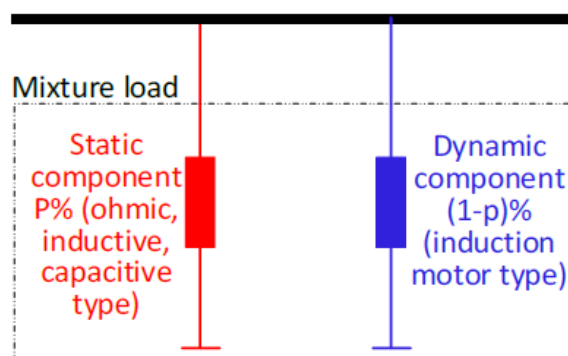


Figura 4.3: Rappresentazione schematica dei carichi MLVN

Per quanto riguarda la parte statica, questa viene inizializzata partendo dai risultati ottenuti attraverso l'implementazione dei load flow mentre, la parte dinamica viene tenuta in considerazione, come descritto in precedenza, con i coefficienti specifici. In questo caso i coefficienti caratteristici della dipendenza da tensione e frequenza vengono inizializzati nel seguente modo:

- indipendenza dalle variazioni frequenza $\Rightarrow f_P=f_Q=k_{fP}=k_{fQ}=0$;
- dipendenza dalle variazioni di tensione $\Rightarrow a_P=b_P=0, a_Q=b_Q=0, c_P=c_Q=1, e_{cP}=e_{cQ}=2$;

Definiti i coefficienti di non linearità, si è costruito il ‘composite model’ (figura 4.5) in DigSilent Power Factory che permette di definire il profilo di potenza partendo dai riferimenti P_0 e Q_0 e tenendo in considerazione la non linearità rispetto le variazioni di tensione.

In questo caso, all’interno del ‘measurement file’, per inserire la potenza attiva P_0 e reattiva Q_0 di riferimento assorbita dai sistemi, verranno utilizzate due colonne (da tenere in considerazione che la colonna del tempo non viene considerata). I dati, in figura 4.6, sono stati estrapolati dal documento [2], e vengono descritti in forma tabulata e grafica nelle tabelle 4.1, 4.2 e nelle figure 4.7 e 4.8.

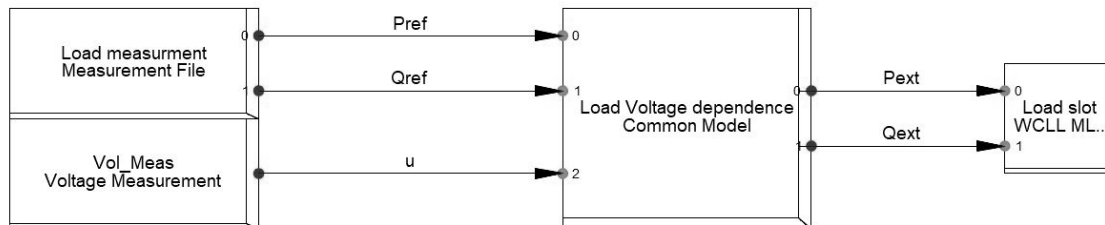


Figura 4.5: Composite model per la modellizzazione del carico MLVN

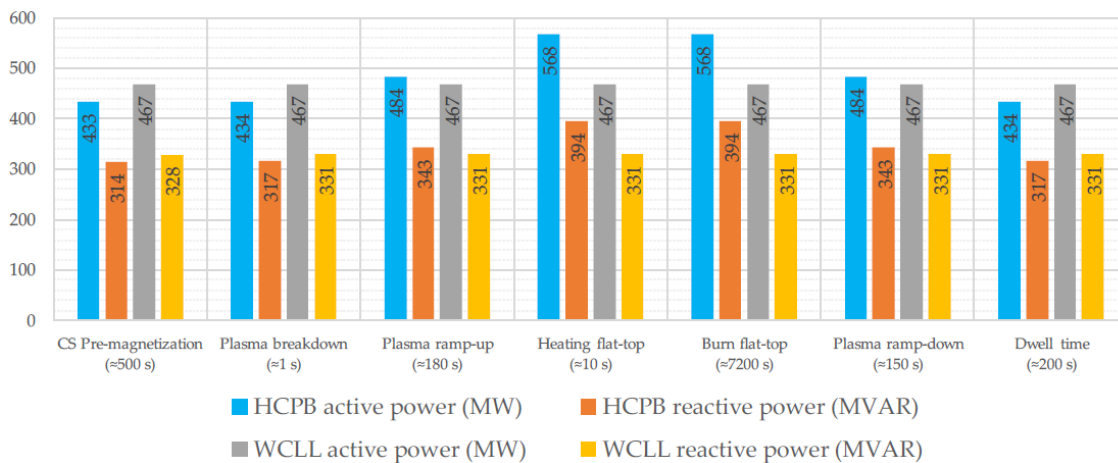


Figura 4.6: Potenza assorbita dai sistemi MLVN durante le varie fasi di plasma

Tabella 4.1: Profilo di potenza del sistema MLVN con accoppiamento indiretto HCPB

Time	$P_0(t)$ [MW]	$Q_0(t)$ [MVar]
0	433	314
501.4	434	317
681.4	484	343

691.4	568	394
7894	568	394
8040	484	343
8240	434	317

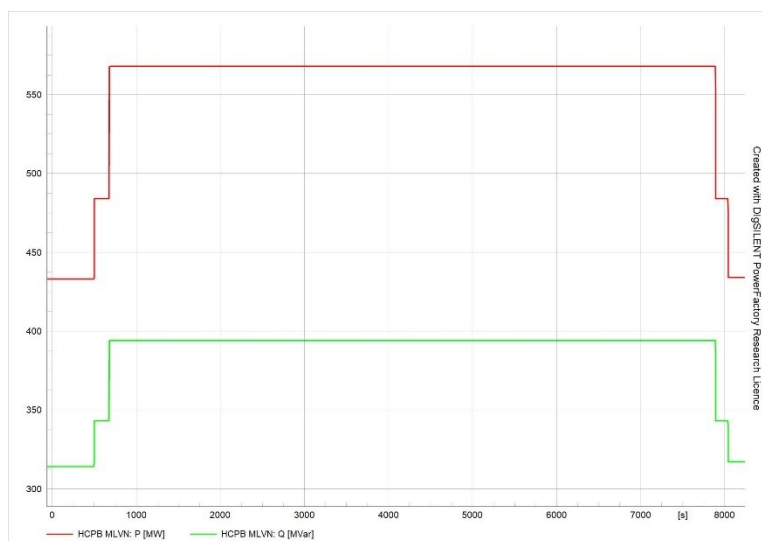


Figura 4.7: Profilo di potenza del sistema MLVN con accoppiamento indiretto HCPB

Tabella 3.2: Profilo di potenza dei sistemi MLVN con accoppiamento diretto WCLL

Time	P0(t) [MW]	Q0(t) [MVar]
0	467	328
501.4	434	331
8240	434	331



Figura 4.8: Profilo di potenza del sistema MLVN con accoppiamento diretto WCLL

b. Modello dinamico equivalente HVN

Esattamente come effettuato per la modellazione dinamica della rete MLVN si procede per quella della rete HVN. Dal momento che la rete è costituita principalmente da convertitori elettronici di potenza che possono lavorare in 4 quadranti, per la rappresentazione, è stato adottato un modello 100% dinamico.

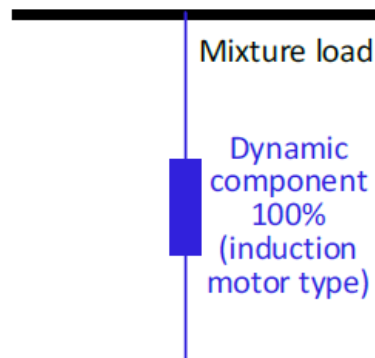


Figura 4.10: Rappresentazione schematica del carico HVN

I coefficienti caratteristici della dipendenza da tensione e frequenza vengono inizializzati nel seguente modo:

- indipendenza dalle variazioni frequenza $\Rightarrow f_P=f_Q=k_{fp}=k_{fq}=0$;
- dipendenza dalle variazioni di tensione $\Rightarrow a_P=b_P=0, a_Q=b_Q=0, c_P=c_Q=1, e_{cP}=e_{cQ}=2$;

Definiti i coefficienti di non linearità, si è costruito il 'composite model' in DigSilent Power Factory che permette di definire il profilo di potenza partendo dai riferimenti P_0 e Q_0 e tenendo in considerazione la non linearità rispetto le variazioni di tensione.

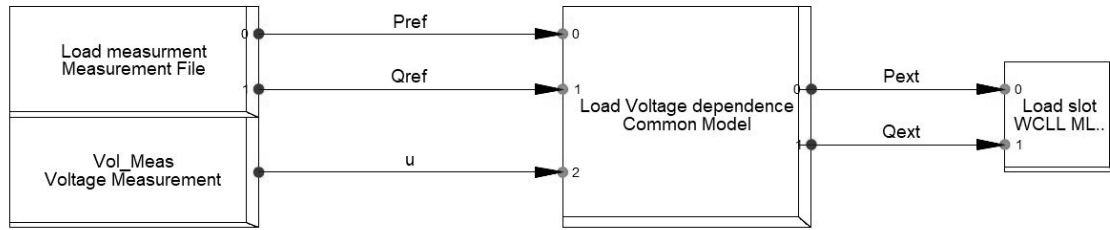


Figura 4.9: Composite model per la modellizzazione del carico HVN

Dove i dati contenuti all'interno del 'measurement file' sono ottenuti da [7] e vengono riportati in tabella 4.3 e descritti in forma grafica in figura 4.10. Anche in questo caso, siccome necessitiamo di inserire la potenza attiva e reattiva di riferimento assorbita dai sistemi, per la definizione del 'measurement file', utilizzeremo due colonne (da tenere in considerazione che la colonna del tempo non viene considerata).

Tabella 4.3: Profilo di potenza del sistema HVN

Time	P0(t) [MW]	Q0(t) [MVar]
0	42.5	0
500	324.1	0
500.35	-313.4	0
500.5	1259.5	0
500.51	1259.5	0
501.4	324.9	0
684	425	0
694	425	0
694.1	42.5	0
7894	42.5	0
7894.1	425	0
8040	42.5	0
8240	42.5	0

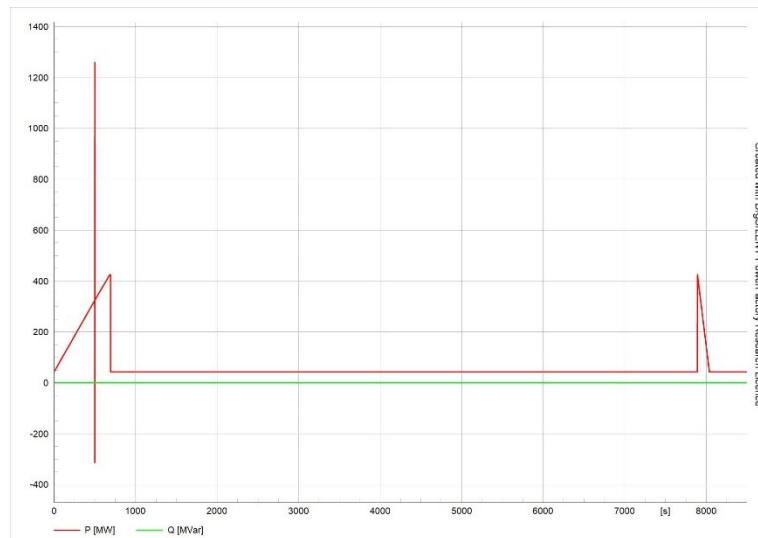


Figura 4.10: Profilo di potenza del sistema HVN

4.1.2. Modellizzazione dinamica del Generatore

Per rappresentare il comportamento del steam turbine generator è stato utilizzato un controllore che permettesse di regolare la tensione di eccitazione e la potenza meccanica in ingresso alla turbina in funzione delle varie fasi di plasma.

Quest'ultimo risulta essere il modello di controllo Frame Synchronous Generator IEEE (figura 4.12), adottato considerando il medesimo controllore utilizzato in [7].

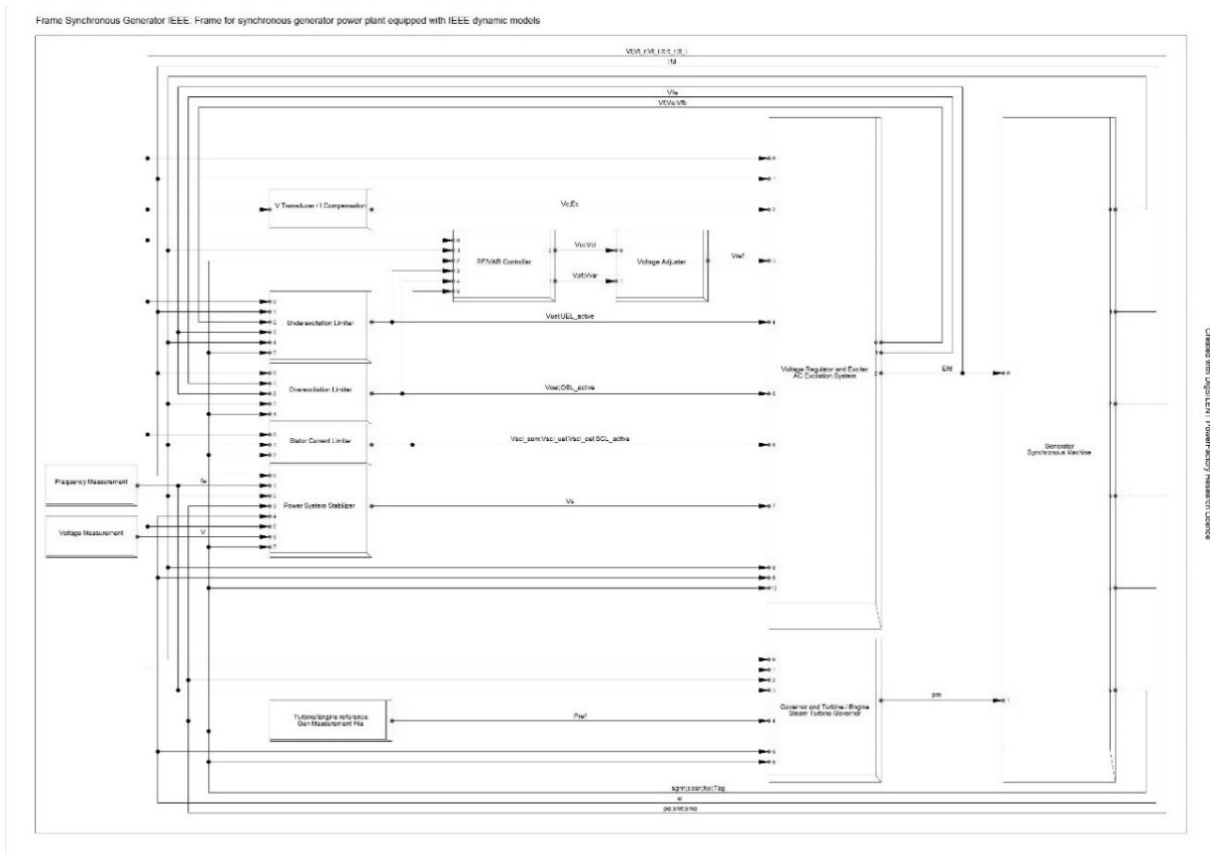


Figura 4.12: Frame Synchronous Generator IEEE

Di seguito sono riportati il modello per il controllo del flusso di vapore afferente alla turbina 'GOV_steam', e quello per il controllo dell'eccitazione della macchina 'axc_AC', entrambi presenti nella libreria DigSilent.

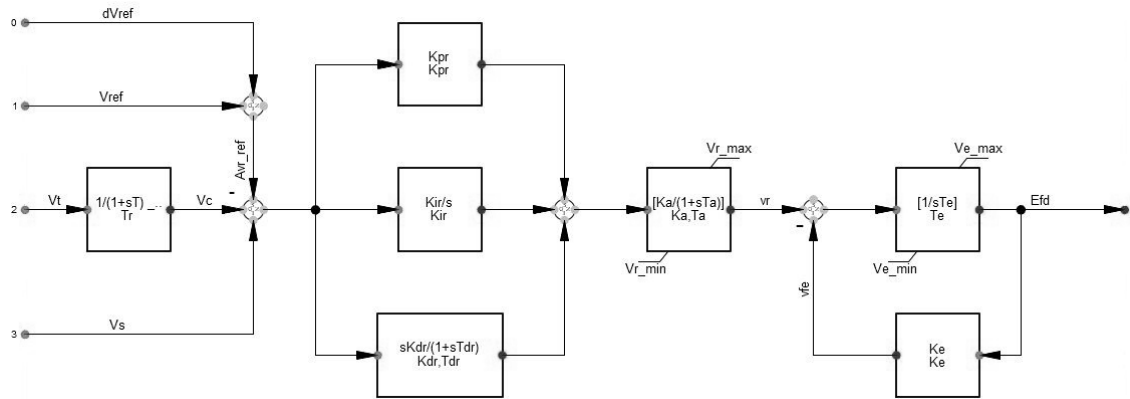


Figura 4.13: GOV_steam common model

gov Common Model - HCPB_Grid\Steam Turbine Governor.ElmDsl

Basic Data

Description

General

Name: Steam Turbine Governor

Model Definition: ...s and Turbines/Engines\gov_STEAM

Configuration Script: →

☐ Out of Service ☐ A-stable integration algorithm

Parameter	Value
K Governor gain [p.u.]	0,
T1 Governor lag time constant [s]	0,2
T2 Governor lead time constant [s]	0,15
T3 Valve positioner time constant [s]	0,1
T4 Inlet piping/steam bowl time constant [s]	0,1
T5 Second boiler pass time constant [s]	7,
T6 Third boiler pass time constant [s]	5,
T7 Fourth boiler pass time constant [s]	5,
K1 Fraction of first boiler pass [p.u.]	0,3
K2 Fraction of second boiler pass [p.u.]	0,25
K3 Fraction of third boiler pass [p.u.]	0,3
K4 Fraction of fourth boiler pass [p.u.]	0,15
Uc Maximum valve closing velocity [p.u.]	-0,3
P_min Minimum valve opening [p.u.]	0,
Uo Maximum valve opening velocity [p.u.]	0,3
P_max Maximum valve opening [p.u.]	1,

Export to Clipboard Set to default Show Graphic

OK Cancel Events Arrays/Matrices

Figura 4.14: parametri GOV_steam

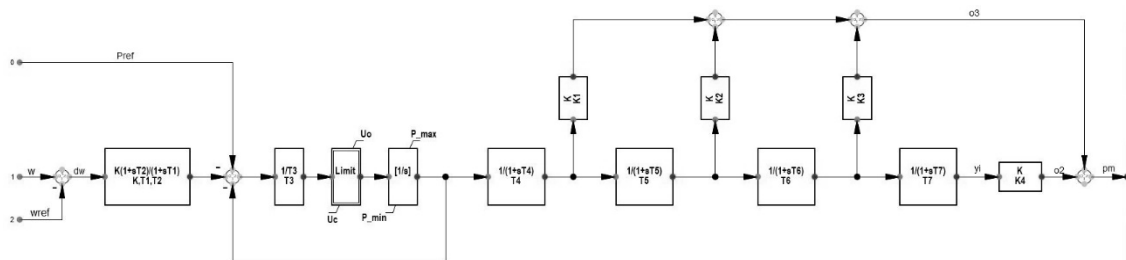


Figura 4.15: axc_AC common model

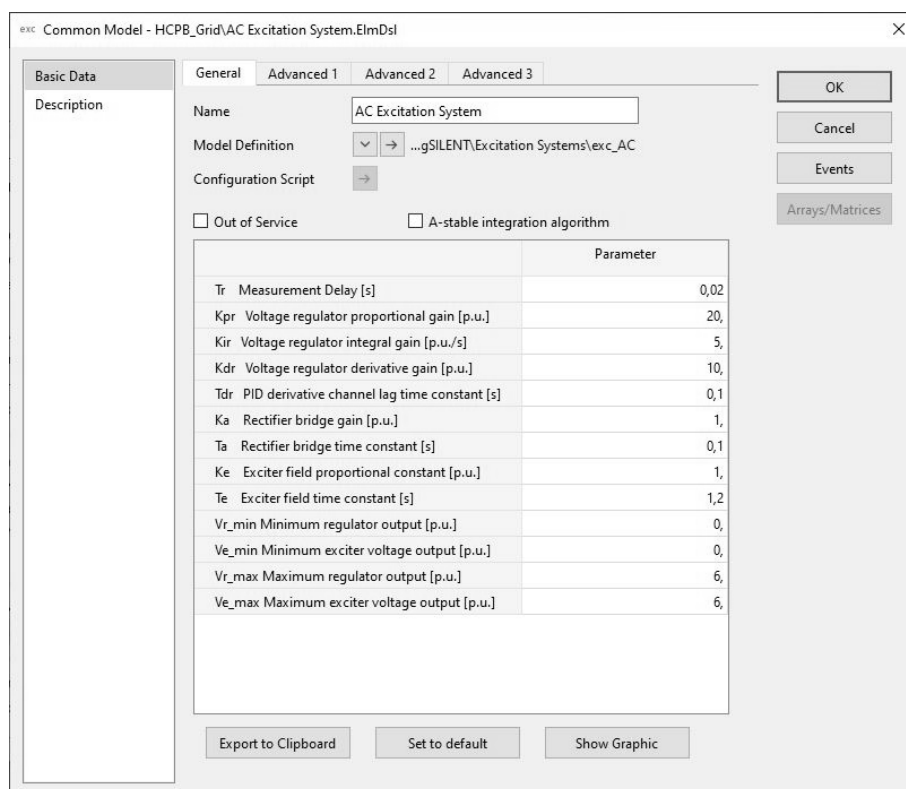


Figura 4.16: parametri axc AC

Per quanto riguarda la modellizzazione del profilo di potenza in ingresso alla turbina, si è utilizzato un profilo user-defined, ottenuto da [7], implementato attraverso l'uso di un 'measurement file'. In particolare, siccome necessitiamo l'inserimento della sola potenza meccanica, utilizzeremo una colonna (da tenere in considerazione che la colonna del tempo non viene considerata):

Tabella 4.4: Profilo di potenza meccanica in ingresso alla turbina con accoppiamento diretto WCLL

Tme [s]	$x1$ (p.u.)
0	0.10
501.4	0.10
1184	0.385

1194	1.00
7894	1.00
8040	0.10
8240	0.10

Tabella 4.5: Profilo di potenza meccanica in ingresso alla turbina con accoppiamento indiretto HCPB

Tme [s]	$x1$ (p.u.)
0	0.85
8240	0.85

In figura 4.17 è possibile osservare come la potenza meccanica all'albero della turbina segua il profilo il profilo di potenza user-defined nell'accoppiamento di tipo diretto WCLL.

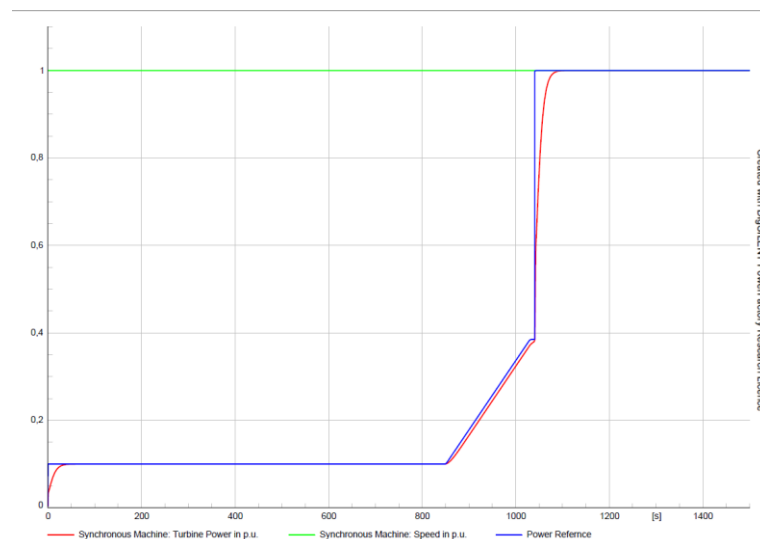


Figura 4.17: Andamento della potenza di riferimento e della potenza meccanica

4.1.3. Modellizzazione dinamica della rete

Per la modellazione della rete di trasmissione ENTSO-E è stata costruita in DigSilent Power Factory la rete riportata in figura 4.18.

Si è cercato di simulare la dinamica della rete di trasmissione con una macchina rotante sincrona chiamata per l'appunto 'ENTSO-E'. In aggiunta è stata introdotta una macchina sincrona che tenesse in considerazione la generazione da fonti tradizionali. Per simulare l'incidente di riferimento ENTSO-E è stato inserito un generatore produttore una potenza pari a 3 GW.

La modellizzazione dei carichi in rete avviene attraverso un carico concentrato caratterizzato da opportuni coefficienti tensione e frequenza dipendenti. Le caratteristiche di generatori e carico sono riportate nelle figure seguenti.

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

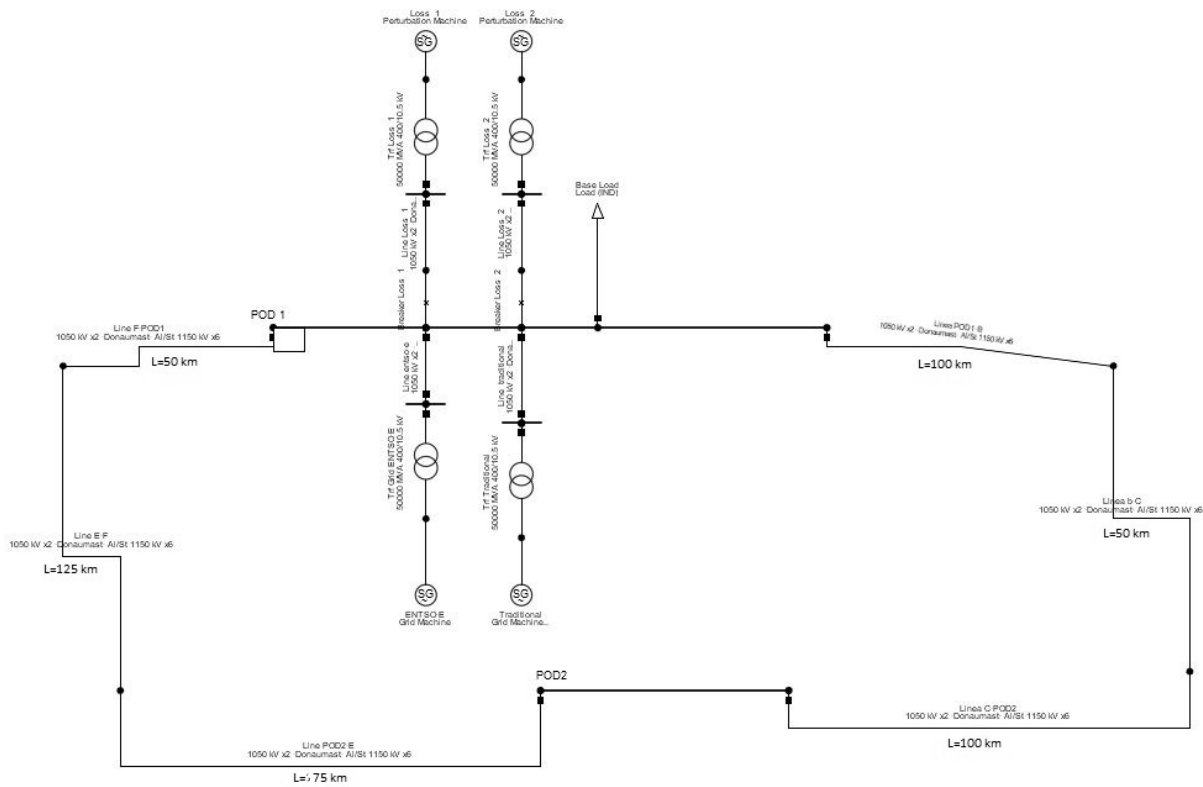


Figura 4.18: Modellizzazione della rete ENTSO-E

Figura 4.19: Caratteristiche del generatore 'ENTSO-E'

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Synchronous Machine Type - Equipment Type Library/Perturbation Machine TypSym

Basic Data

Description:

Version:

Load Flow: MVA

Short-Circuit VDE/IEC: kV

Short-Circuit Complete:

Short-Circuit ANSI:

Short-Circuit IEC 61363:

Short-Circuit DC:

Simulation RMS:

Simulation EMT:

Protection:

Power Quality/Harmonics:

Reliability:

Hosting Capacity Analysis:

Optimal Power Flow:

Figura 4.20: Caratteristiche del generatore 'Loss'

Synchronous Machine Type - Equipment Type Library/Grid Machine 2 TypSym

Basic Data

Description:

Version:

Load Flow: MVA

Short-Circuit VDE/IEC: kV

Short-Circuit Complete:

Short-Circuit ANSI:

Short-Circuit IEC 61363:

Short-Circuit DC:

Simulation RMS:

Simulation EMT:

Protection:

Power Quality/Harmonics:

Reliability:

Hosting Capacity Analysis:

Optimal Power Flow:

Figura 4.21: Caratteristiche del generatore 'Traditional'

General Load - HCPB_Grid.Base Load.ElmLoad

General

Description:

Version:

Load Flow: MW

Short-Circuit VDE/IEC: MW

Short-Circuit Complete:

Short-Circuit ANSI:

Short-Circuit IEC 61363:

Short-Circuit DC:

Simulation RMS:

Simulation EMT:

Power Quality/Harmonics:

Reliability:

Hosting Capacity Analysis:

Optimal Power Flow:

Unit Commitment:

State Estimation:

Figura 4.22: Caratteristiche del carico

Il controllo adottato per la regolazione delle grandezze dei generatori sincroni 'ENTSO-E' e 'traditional' è rappresentato in figura 4.22. Quest'ultimo è stato adottato seguendo quanto riportato in [15].

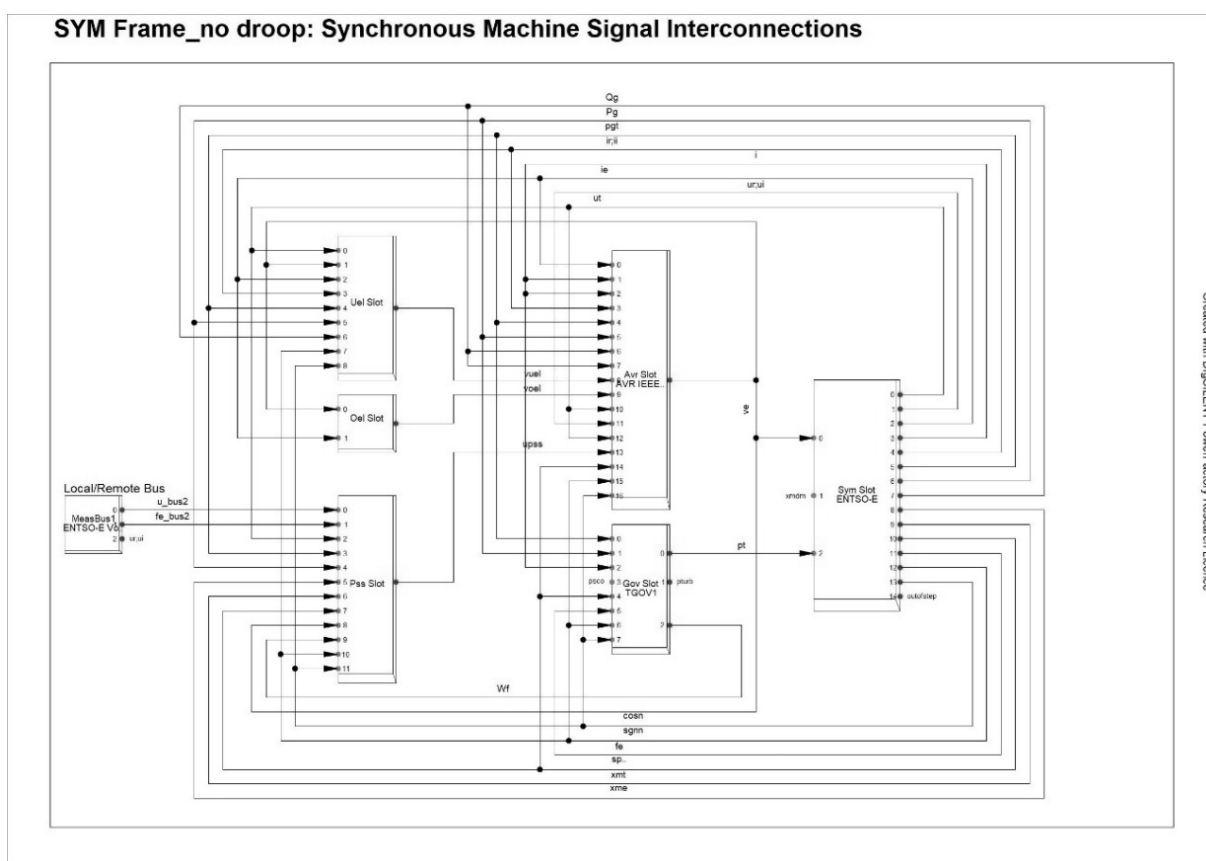


Figura 4.23: ENTSO-E composite model

Come riportato in [15], i modelli DigSilent 'TGOV1' e 'AVR IEEE1' impiegati, sono rappresentati in figura 4.24 e 4.26 con i relativi parametri in figura 4.25 e 4.27

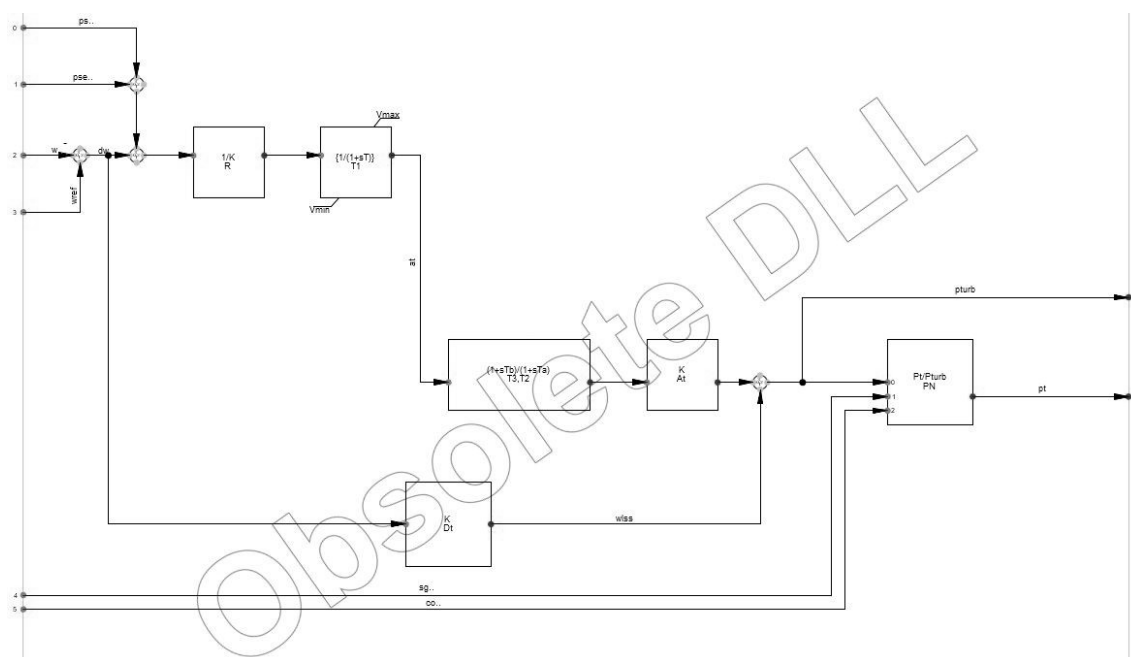


Figura 4.24: TGOV1 common model

gov Common Model - Grid\Grid_base (Frame no droop)\TGOV1.ElmDsl

Basic Data

Description

General

Name: TGOV1

Model Definition: User Defined Models\gov_TGOV1

Configuration Script: →

☐ Out of Service ☐ A-stable integration algorithm

Parameter	Value
T3 Turbine Delay Time Constant [pu]	2,
T2 Turbine Derivative Time Constant [pu]	1,
At Turbine power coefficient [pu]	1,
Dt Frictional Losses Factor [pu]	0,
R Controller Droop [pu]	0,05
T1 Governor Time Constant [s]	0,2
PN Turbine Rated Power(=0->PN=Pgnn) [Mw]	0,
Vmin Minimum Gate Limit [pu]	0,
Vmax Maximum Gate Limit [pu]	1,

Export to Clipboard Set to default Show Graphic

OK Cancel Events Arrays/Matrices

Figura 4.25: Parametri TVGOV1

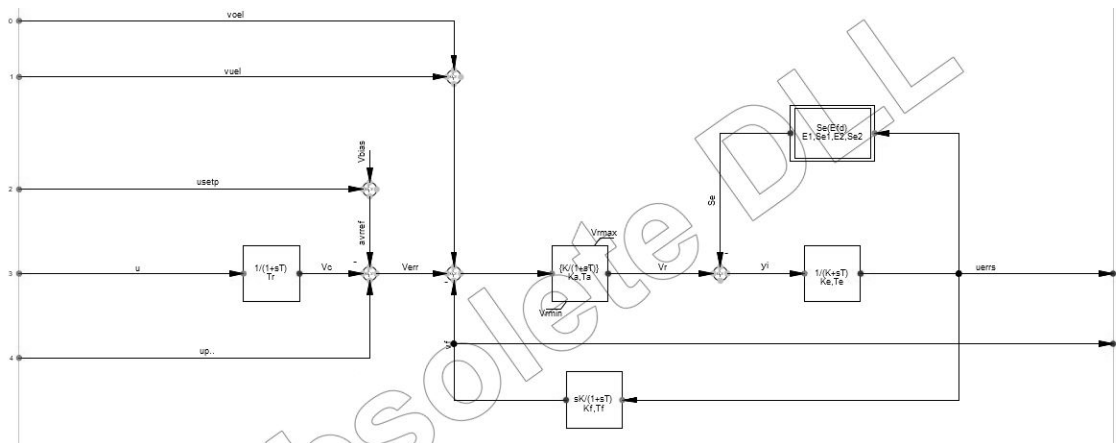


Figura 4.26: AVR IEEE1 common model

Parameter	Value
Tr Measurement Delay [s]	0,02
Ka Controller Gain [pu]	200,
Ta Controller Time Constant [s]	0,03
Ke Exciter Constant [pu]	1,
Te Exciter Time Constant [s]	0,2
Kf Stabilization Path Gain [pu]	0,05
Tf Stabilization Path Time Constant [s]	1,5
E1 Saturation Factor 1 [pu]	3,9
Se1 Saturation Factor 2 [pu]	0,1
E2 Saturation Factor 3 [pu]	5,2
Se2 Saturation Factor 4 [pu]	0,5
Vrmin Controller Output Minimum [pu]	-10,
Vrmax Controller Output Maximum [pu]	10,

Figura 4.27: Parametri AVR IEEE 1

4.2. ENTSO-E Reference Incident

Il Reference Incident descritto all'interno del regolamento ENTSO-E corrisponde ad un evento tale per cui si ha una variazione istantanea tra la potenza generata e quella assorbita dai carichi pari a 3 GW.

Risulta interessante simulare tale situazione per verificare che, come riportato in [12], la massima variazione di frequenza dopo che si sia verificato tale evento, si mantenga all'interno del range ± 200 mHz.

Per implementare la simulazione si è proceduto definendo un 'switch event'. Come mostrato in figura 4.38, al tempo $t=1000$ s, viene aperto lo switch che connette il generatore sincrono 'LOSS 1', il quale genera una potenza pari a 3 GW, disconnettendolo dalla rete di trasmissione europea.

I risultati che ne derivano sono riportati in figura 4.28 e 4.29 dove risulta possibile osservare che, anche dopo un evento simile, il sistema riesce a mantenere il sincronismo. Allo stesso tempo, anche la frequenza si mantiene all'interno del range (± 200 mHz) imposto dal regolamento ENTSO-E.

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

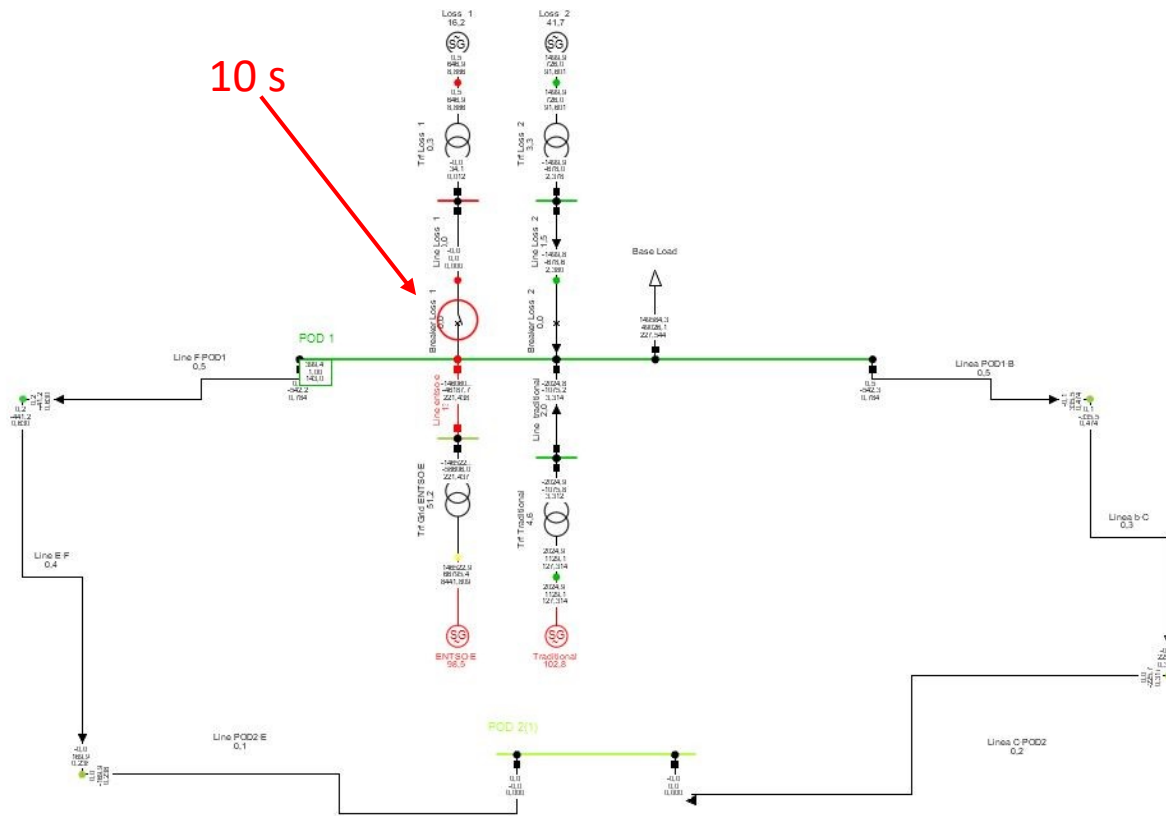


Figura 4.28: Incidente di riferimento ENTSO-E al tempo $t=1000$ s

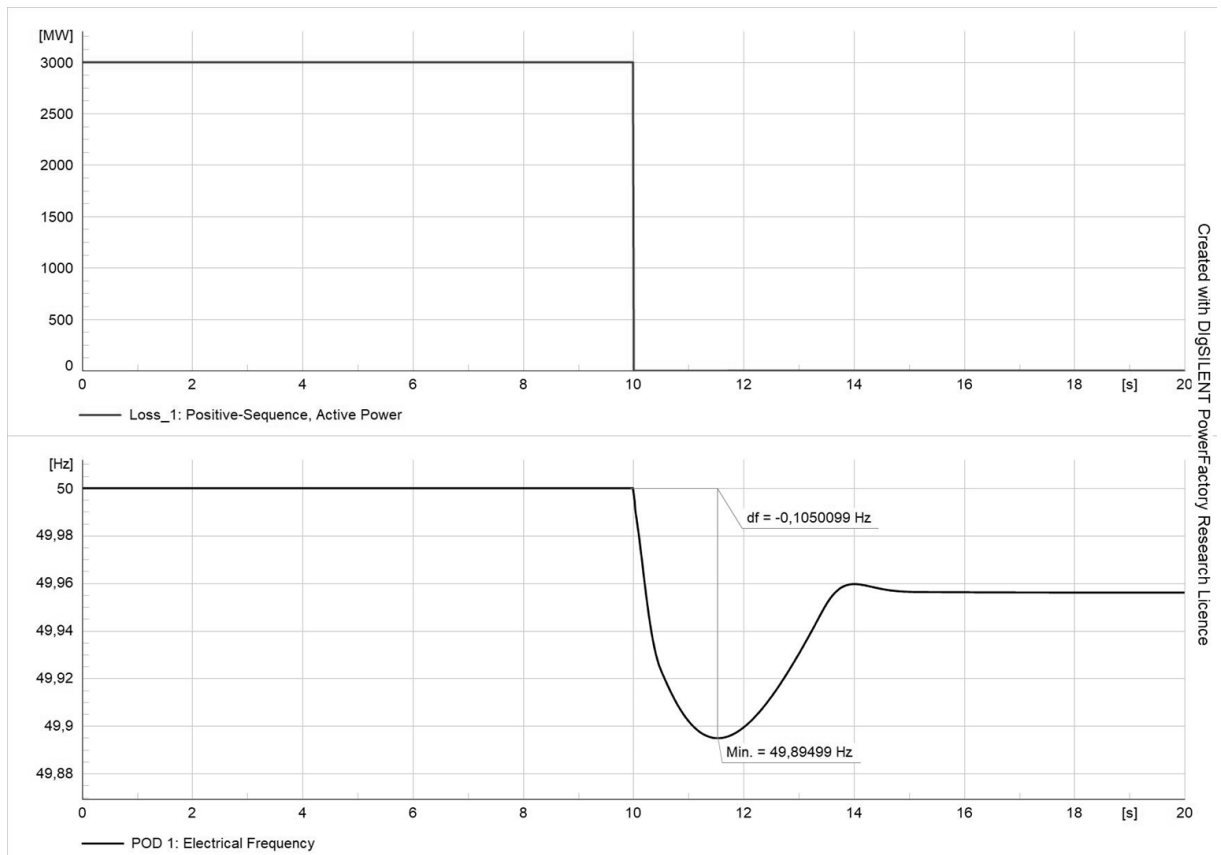


Figura 4.29: Incidente di riferimento ENTSO-E

4.3. Risultati derivanti dall'analisi dinamica

Una volta modellizzati i carichi (MLVN, HVN), generatore (TG) e rete di trasmissione è possibile procedere con l'analisi dinamica per studiare le problematiche che le diverse configurazioni di collegamento alla rete e le diverse configurazioni di accoppiamento interne possono portare.

In particolare, il numero totale di combinazioni da simulare sarà pari a 12, come riportato nella seguente:

Tabella 4.6: Combinazioni prese in considerazione per le simulazioni

Configurazione	Accoppiamento	Tipo connessione	Elementi connessi al POD
A	DIRETTO WCLL	1 POD	POD 1: TG, MLVN e HVN POD2: -
		2 POD (PP dedicate)	POD 1: TG e MLVN POD 2: HVN
		2 POD (TG dedicate)	POD 1: TG POD 2: MLVN e HVN
	INDIRETTO HCPB	1 POD	POD 1: TG, MLVN e HVN POD2: -
		2 POD (PP dedicate)	POD 1: TG e MLVN POD 2: HVN
		2 POD (TG dedicate)	POD 1: TG POD 2: MLVN e HVN
B	DIRETTO WCLL	1 POD	POD 1: - POD 2: TG, MLVN e HVN
		2 POD (PP dedicate)	POD 1: HVN POD 2: TG e MLVN
		2 POD (TG dedicate)	POD 1: MLVN e HVN POD 2: TG
	INDIRETTO HCPB	1 POD	POD 1: - POD 2: TG, MLVN e HVN
		2 POD (PP dedicate)	POD 1: HVN POD 2: TG e MLVN
		2 POD (TG dedicate)	POD 1: MLVN e HVN POD 2: TG

4.3.1. PoD singolo

- Configurazione A: TG, MLVN e HVN connessi al POD 1

In figura 4.30 viene riportata la rete utilizzata per lo studio. Si osserva come i carichi HVN, MLVN e il TG siano connessi tramite un unico nodo (POD 1) alla rete di trasmissione.

In figura 4.31 vengono riportati i risultati grafici, mentre in tabella 4.7 vengono riassunti i risultati analitici derivanti dalla simulazione

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

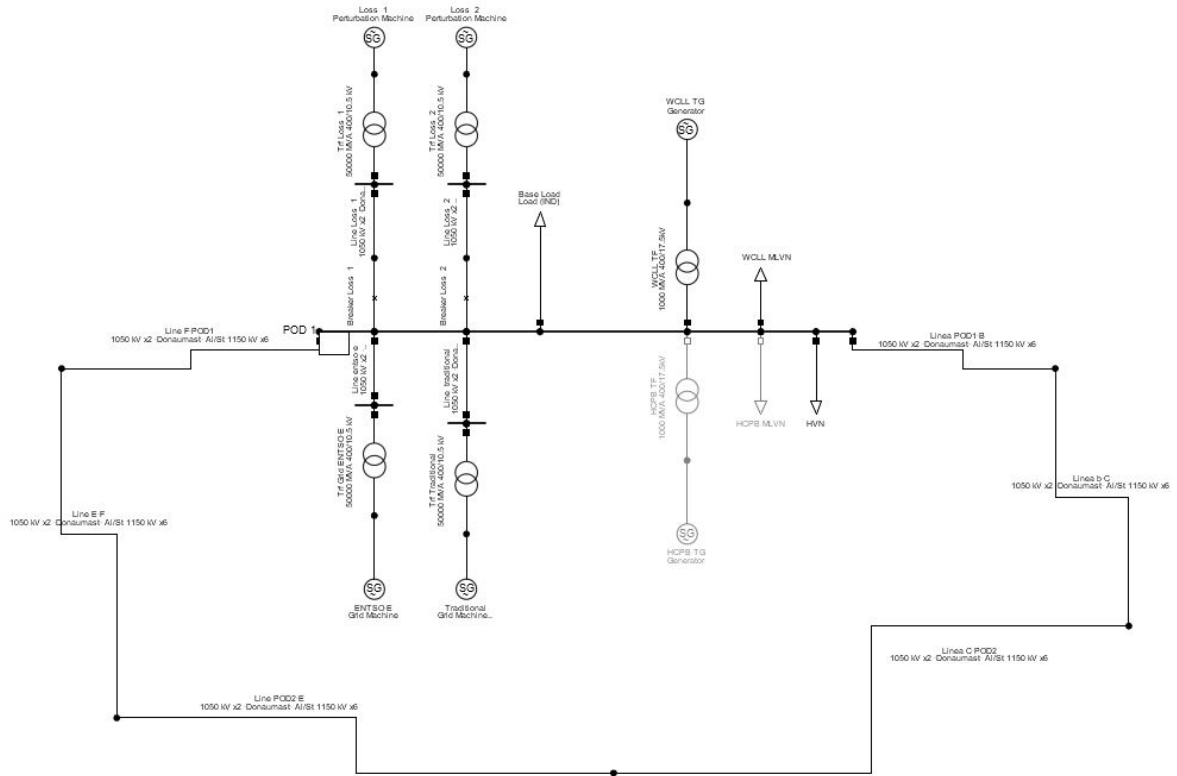


Figura 4.30: Diagramma unifilare 1 PoD (configurazione A)

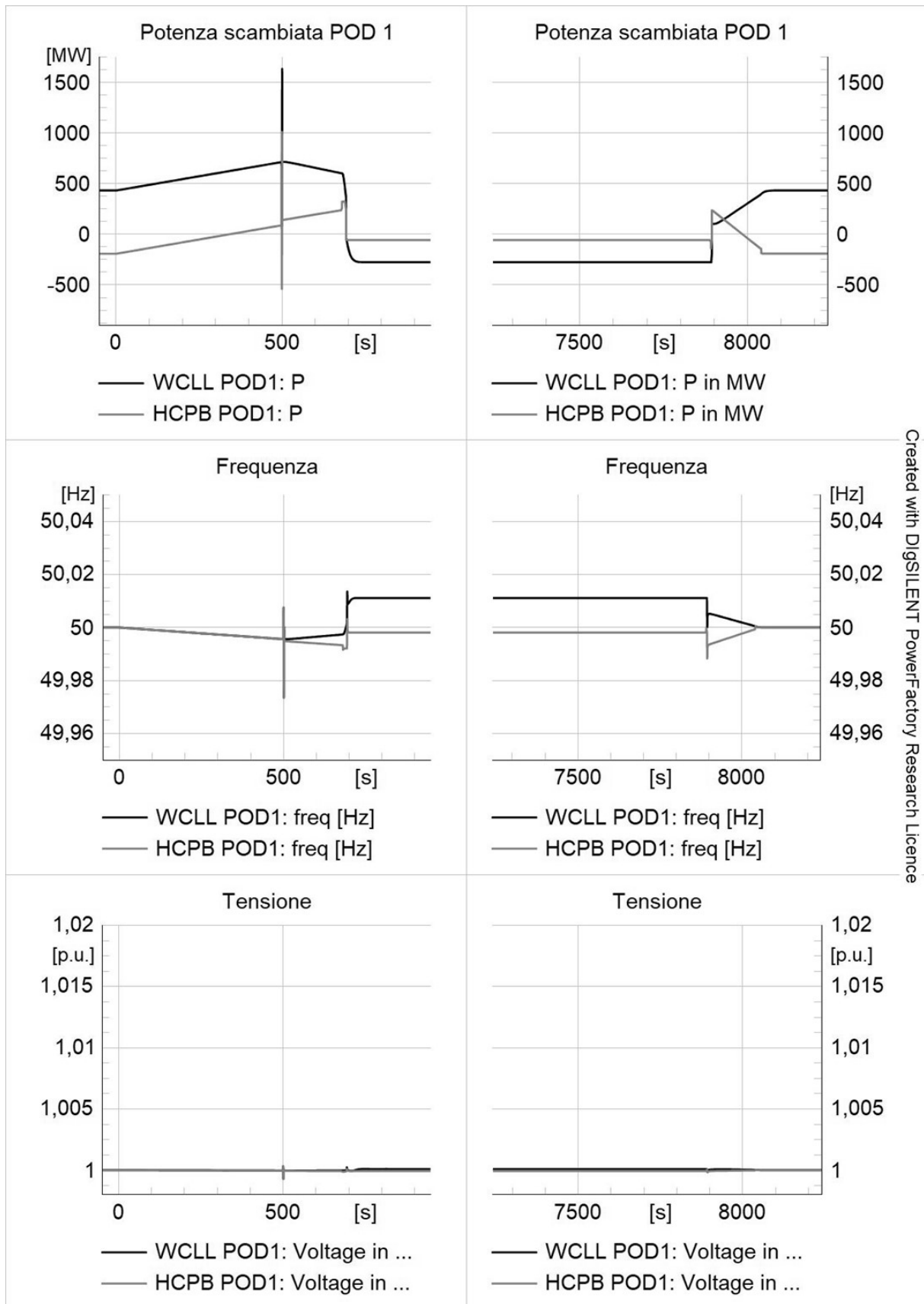


Figura 4.31: Risultati PoD singolo con configurazione A

- Configurazione B: TG, MLVN e HVN connessi al POD 2

In figura 4.32 viene riportata la rete utilizzata per lo studio. Si osserva come i carichi HVN, MLVN e il TG siano connessi tramite un unico nodo (POD 2) alla rete di trasmissione.

In figura 4.33 vengono riportati i risultati grafici, mentre in tabella 4.7 vengono riassunti i risultati analitici derivanti dalla simulazione.

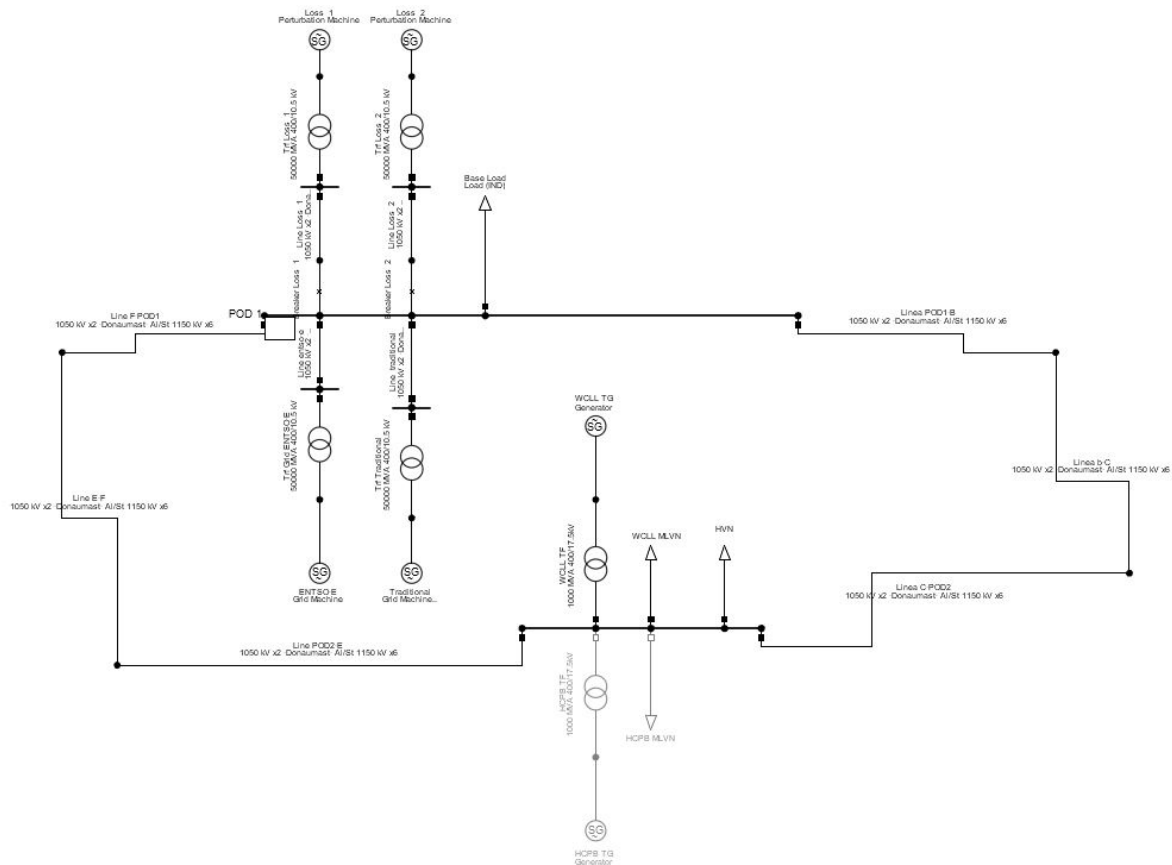


Figura 4.32: Diagramma unifilare 1 PoD (configurazione B)

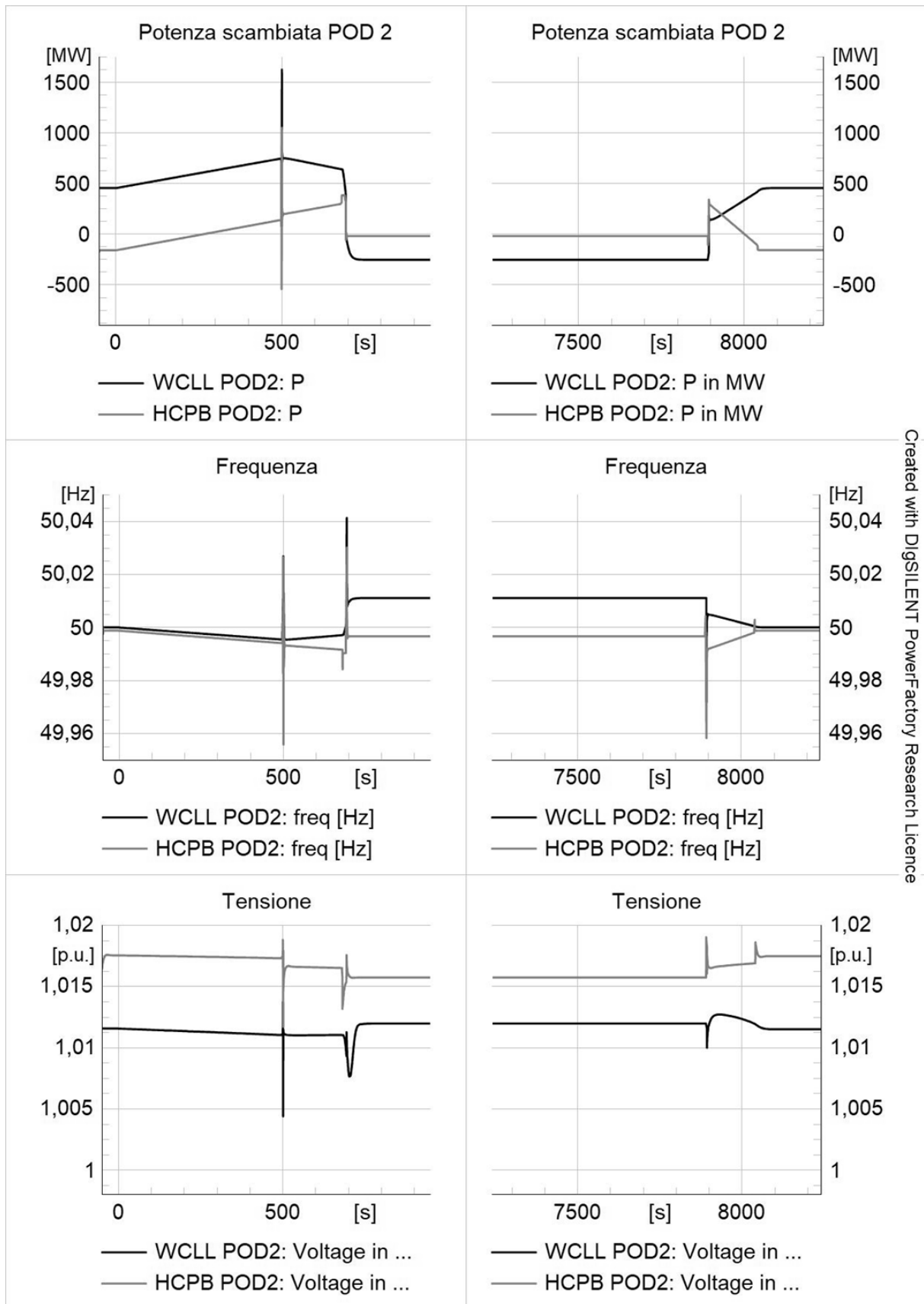


Figura 4.33: Risultati PoD singolo (configurazione B)

Tabella 4.7: Risultati PoD singolo (configurazione A e B)

	PHTS-PCS coupling configuration	Power and Energy	Value
A	WCLL DIRECT COUPLING WITH SMALL ESS	Maximum active power injected into the grid	277.5 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	1631.7 MW
		Average active power injected	174 MW
		Maximum active power derivative	-4243 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	-400.6 MWh*
	HCPB INDIRECT COUPLING	Maximum active power injected into the grid	540.2 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	1009 MW
		Average active power injected	54.6 MW
		Maximum active power derivative	-4206 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	-125.8 MWh*
B	WCLL DIRECT COUPLING WITH SMALL ESS	Maximum active power injected into the grid	252.9 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	1623.6 MW
		Average active power injected	152.2 MW
		Maximum active power derivative	-4512 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	-348.4 MWh*
	HCPB INDIRECT COUPLING	Maximum active power injected into the grid	540.8 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	1054.6 MW
		Average active power injected	13.5 MW
		Maximum active power derivative	-3450 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	30.8 MWh*

* – indica che l'energia è stata immessa in rete

Dai risultati ottenuti si può osservare che:

- Nel caso di accoppiamento diretto e indiretto, indipendentemente dal tipo di soluzione (connessione al POD1 o al POD2), il nodo si comporterà come un nodo di generazione o come un nodo di carico in funzione della fase di plasma corrispondente;
- La richiesta di potenza di tipo reattivo risulta essere pressoché costante. Tale condizione sussiste in quanto nella presente configurazione la rete HVN non richiede potenza reattiva. Di conseguenza, nel momento in cui si avranno ulteriori informazioni a

riguardo, un'analisi più approfondita sarà necessaria dal momento che anche il profilo della tensione potrebbe variare;

- L'andamento di tensione e frequenza risulta essere fluttuante durante le varie fasi. Ciò è dovuto alle variazioni cospicue di potenza generata, nel caso di accoppiamento diretto, e alle variazioni di carico, in entrambi gli accoppiamenti. Si osserva inoltre, che le stesse, sono fortemente influenzate dal POD a cui sono connessi MLVN, HVN e TG.

4.3.2. PoD doppio (con PoD dedicato PP)

- Configurazione A: - TG, MLVN connessi al POD 1
- HVN connesso al POD 2

In figura 4.34 viene riportata la rete utilizzata per lo studio. Si osserva come i carichi HVN, MLVN e il TG siano connessi a nodi della rete di trasmissione differenti, in particolare vi è un nodo dedicato al carico HVN (POD 2) e uno dedicato al TG e al carico MLVN (POD 1).

In figura 4.35 e 4.36 vengono riportati i risultati grafici, mentre in tabella 4.8 e 4.9 vengono riassunti i risultati analitici derivanti dalla simulazione.

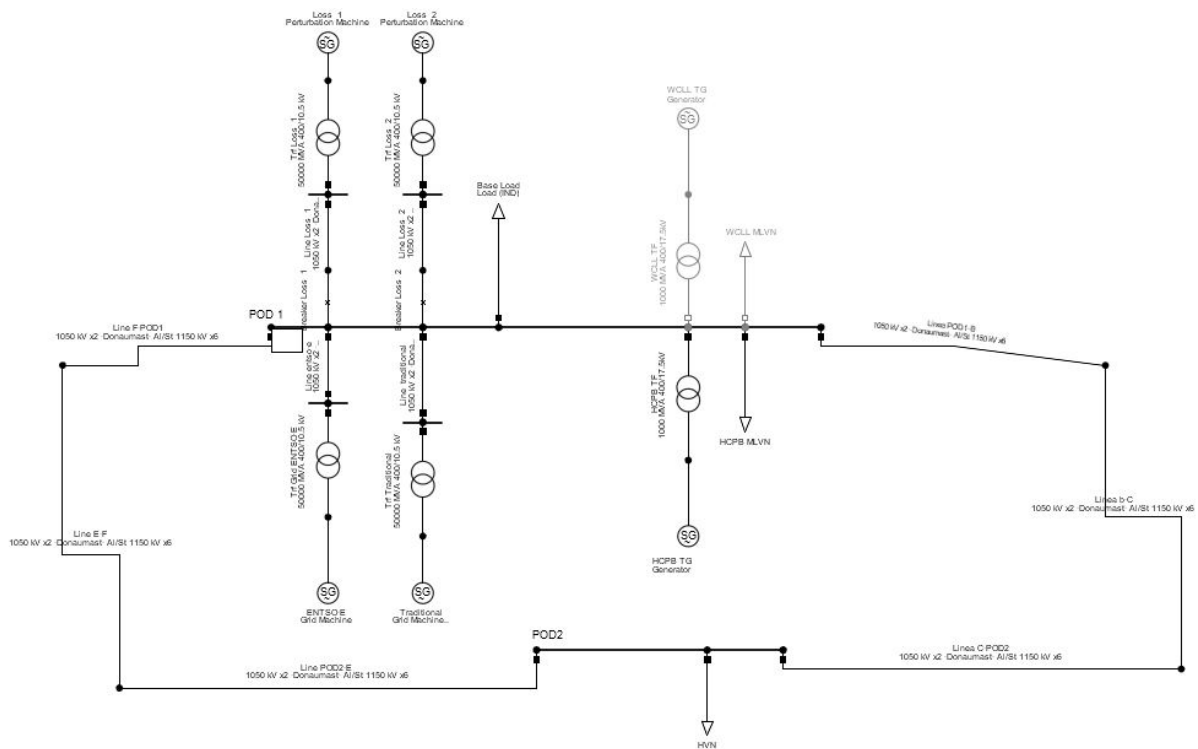


Figura 4.34: Diagramma unifilare 2 PoD con PoD dedicato ai carichi PP (configurazione A).

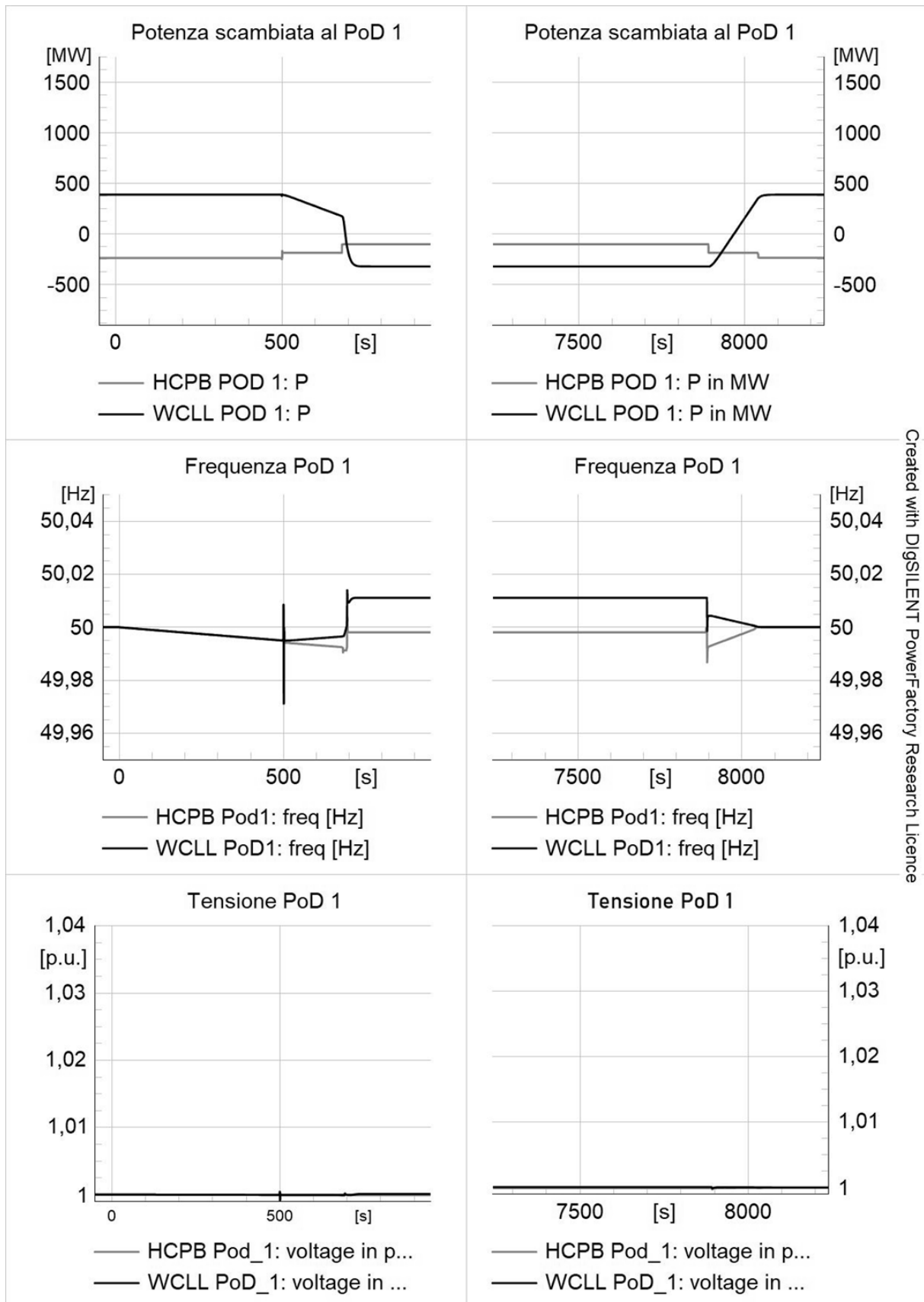


figura 4.35: Risultati PoD dedicato ai carichi MLVN e al TG (configurazione A)

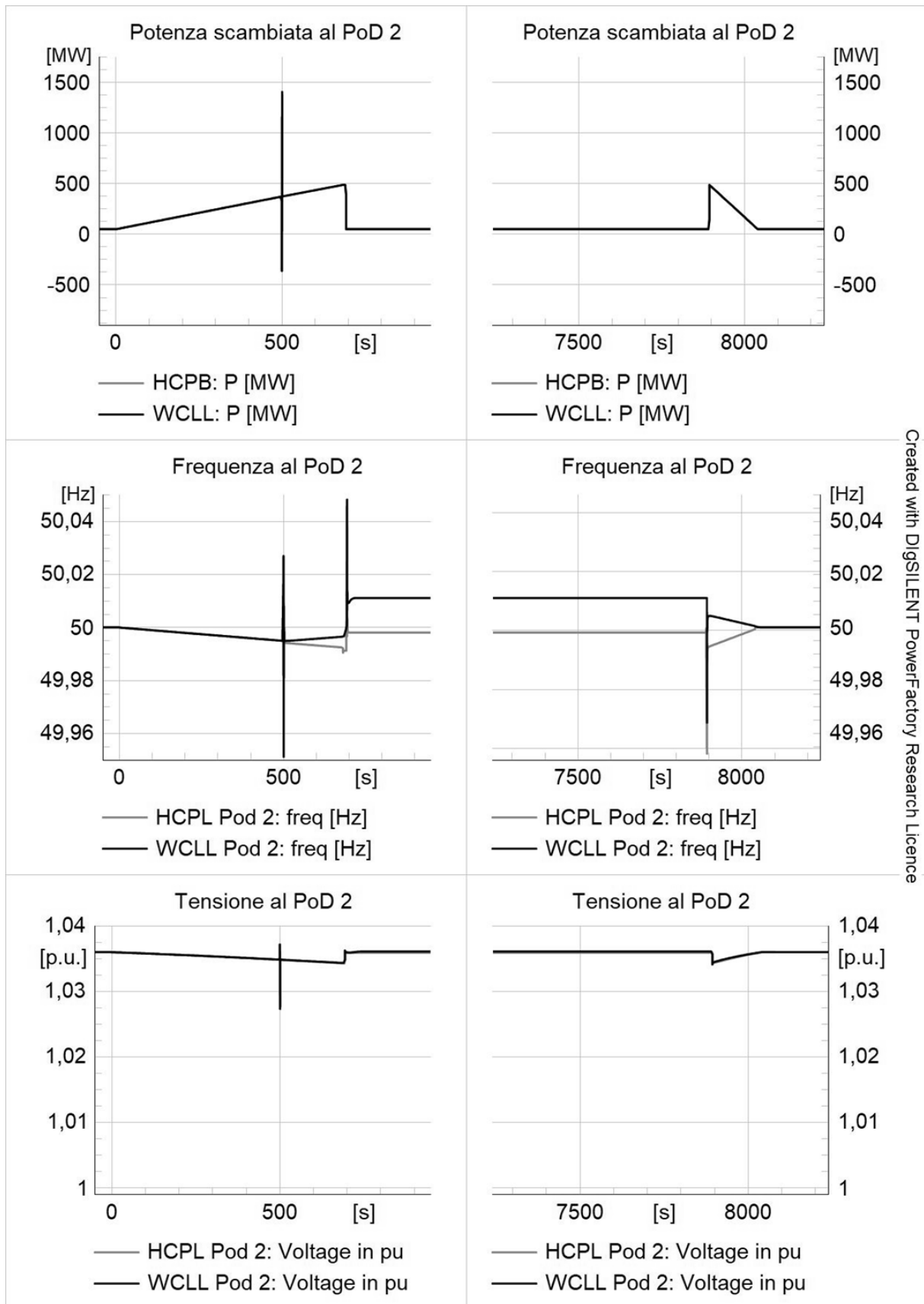


figura 4.36: Risultati PoD dedicato ai carichi PP (configurazione A)

- Configurazione B: - HVN connesso al POD 1
- TG, MLVN connessi al POD 2

In figura 4.37 viene riportata la rete utilizzata per lo studio. Si osserva come i carichi HVN, MLVN e il TG siano connessi a nodi della rete di trasmissione differenti, in particolare vi è un nodo dedicato al carico HVN (POD 1) e uno dedicato al TG e al carico MLVN (POD 2).

In figura 4.36 e 4.37 vengono riportati i risultati grafici, mentre in tabella 4.8 e 4.9 vengono riassunti i risultati analitici derivanti dalla simulazione.

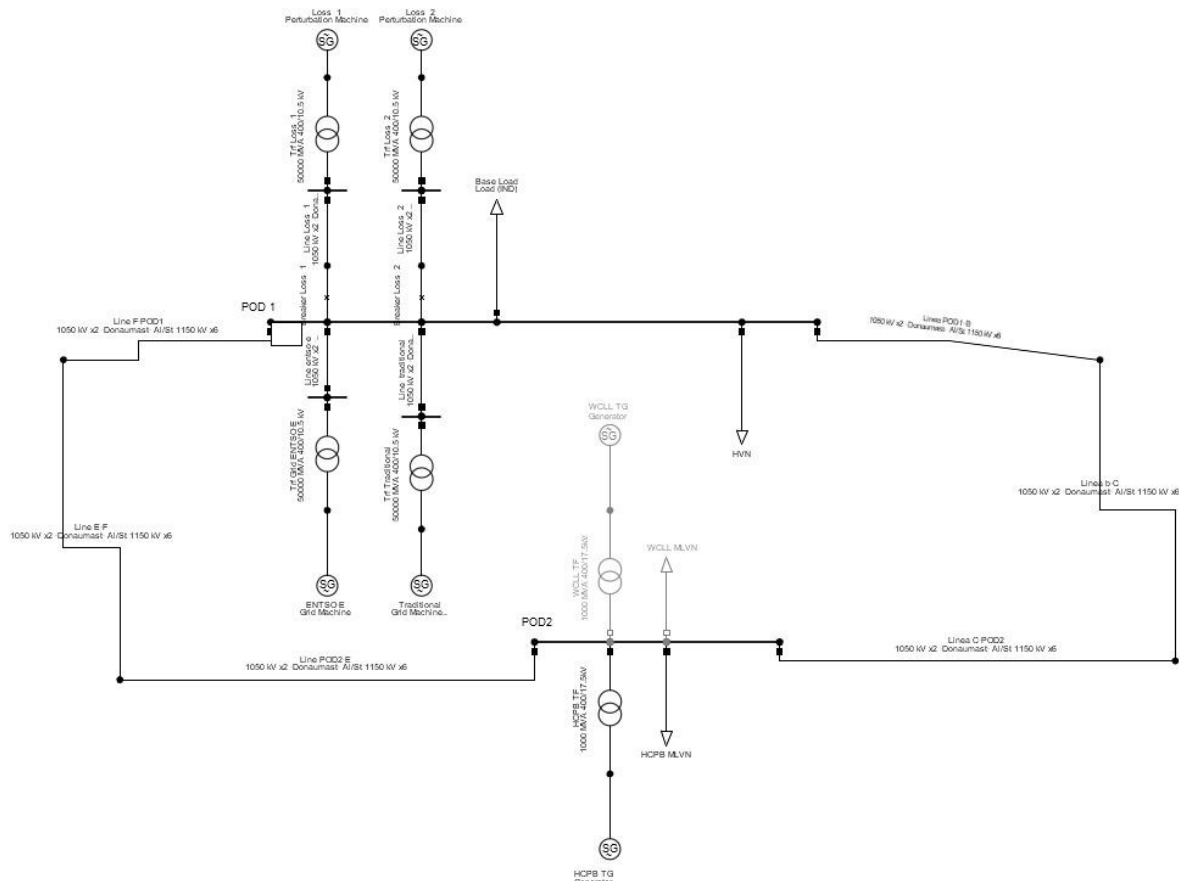


Figura 4.37: Diagramma unifilare 2 PoD con PoD dedicato ai carichi PP (configurazione B).

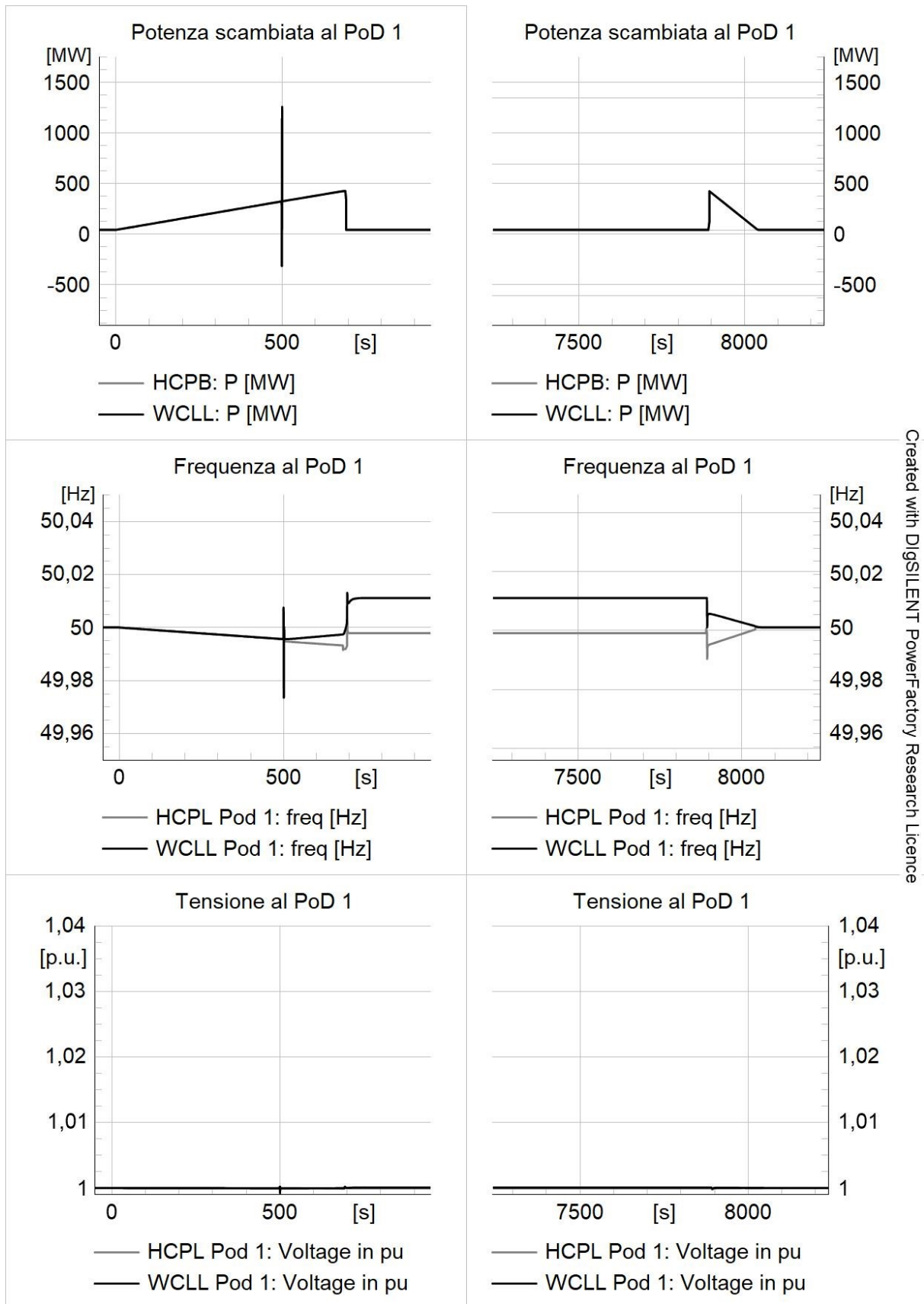


figura 4.38: Risultati PoD dedicato ai carichi HVN (configurazione B)

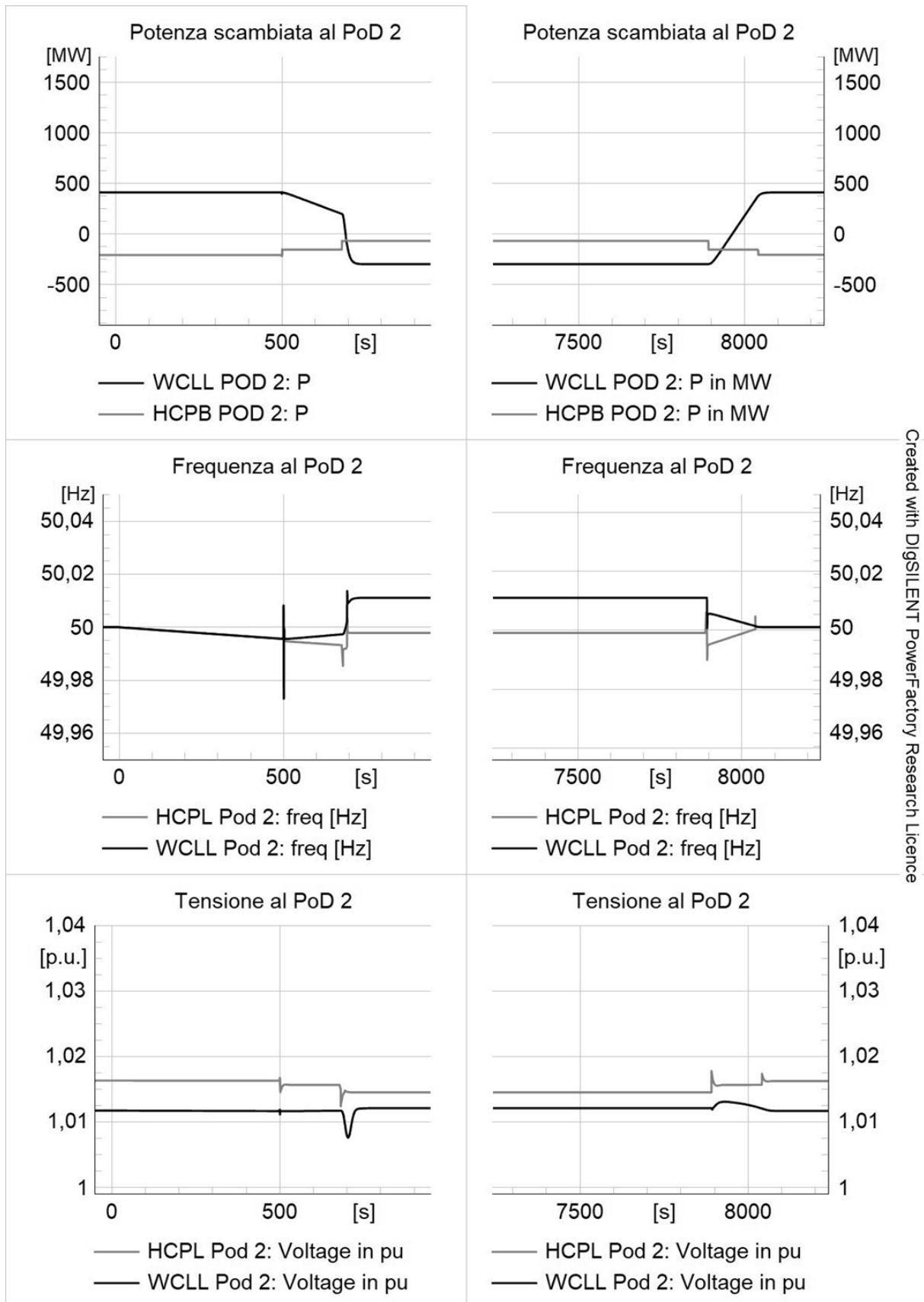


figura 4.39: Risultati PoD dedicato ai carichi MLVN e TG (configurazione B)

Tabella 4.8: Risultati PoD dedicato ai carichi PP (configurazione A e B)

	Characteristic	Value
A	Maximum active power injected into the grid	362.7 MW
	Maximum active power absorbed from the grid	1403.2 MW
	Average active power injected	71.7 MW
	Maximum active power derivative	-4860 MW/s
	Energy balance at the HV node per cycle	164.1 MWh
B	Maximum active power injected into the grid	313.9 MW
	Maximum active power absorbed from the grid	1255.9 MW
	Average active power injected	62.3 MW
	Maximum active power derivative	-4247 MW/s
	Energy balance at the HV node per cycle	142.6 MWh

Tabella 4.9: Risultati PoD dedicato ai carichi MLVN e al TG (configurazione A e B)

	PHTS-PCS coupling configuration	Power and Energy	Value
A	WCLL DIRECT COUPLING WITH SMALL ESS	Maximum active power injected into the grid	328.9 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	404.9 MW
		Average active power injected	240 MW
		Maximum active power derivative	24.4 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	-549.3 MWh*
	HCPB INDIRECT COUPLING	Maximum active power injected into the grid	254.2 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	0
		Average active power injected	116.8 MW
		Maximum active power derivative	923 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	-269 MWh*
B	WCLL DIRECT COUPLING WITH SMALL ESS	Maximum active power injected into the grid	305.4 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	426.7 MW
		Average active power injected	217.1 MW
		Maximum active power derivative	24.4 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	-497 MWh*

B	HCPB INDIRECT COUPLING	Maximum active power injected into the grid	225.5 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	0
		Average active power injected	82.6 MW
		Maximum active power derivative	726 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	-189.2 MWh*

* – indica che l'energia è stata immessa in rete

Dai risultati ottenuti visibili in figura 4.36, 4.37, 4.38 e 4.39 si può osservare che:

- Il PoD a cui sono connessi TG e MLVN si comporta come un nodo:
 - di generazione nel caso di accoppiamento indiretto
 - di generazione/carico, in funzione della fase di plasma, nel caso di accoppiamento diretto.
- Il PoD a cui è connesso il carico HVN, si comporta come un nodo di puro carico in quanto ha la funzione di alimentare i sistemi di elettronici di potenza per fornire energia ai carichi pulsati. Le variazioni di potenza attiva determinano variazioni di frequenza come riportato in figura.

In generale si osserva come la configurazione B (HVN connesso al POD 1 e TG e MLVN connessi al POD 2) presenti variazioni di frequenza e tensioni più contenute rispetto alla configurazione A.

4.3.3. PoD doppio (con PoD dedicato al TG)

- Configurazione A: - TG connesso al POD 1
 - Carichi HVN e MLVN connessi al POD 2

In figura 4.40 viene riportata la rete utilizzata per lo studio. Si osserva come i carichi HVN, MLVN e il TG siano connessi a nodi della rete di trasmissione differenti, in particolare vi è un nodo dedicato ai carichi HVN e MLVN (POD 2) e uno dedicato al TG (POD 1).

In figura 4.41 e 4.42 vengono riportati i risultati grafici, mentre in tabella 4.10 e 4.11 vengono riassunti i risultati analitici derivanti dalla simulazione.

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

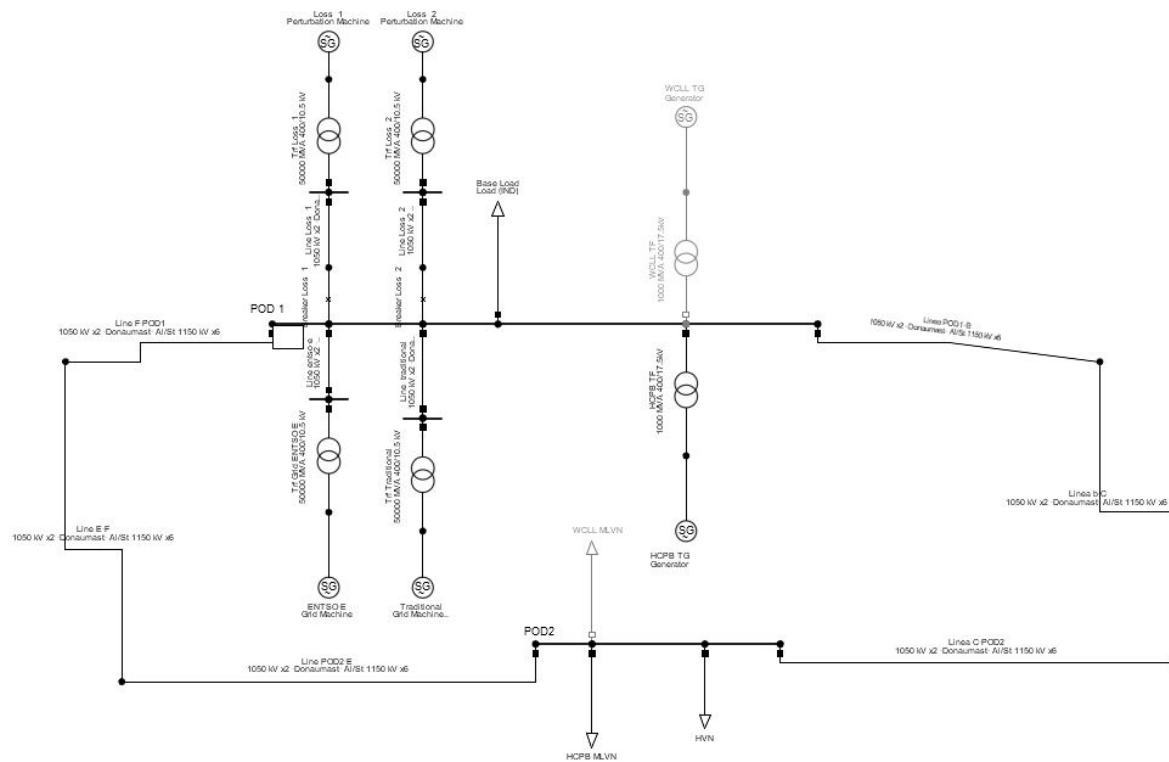


Figura 4.40: Diagramma unifilare 2 PoD con PoD dedicato al TG (configurazione A)

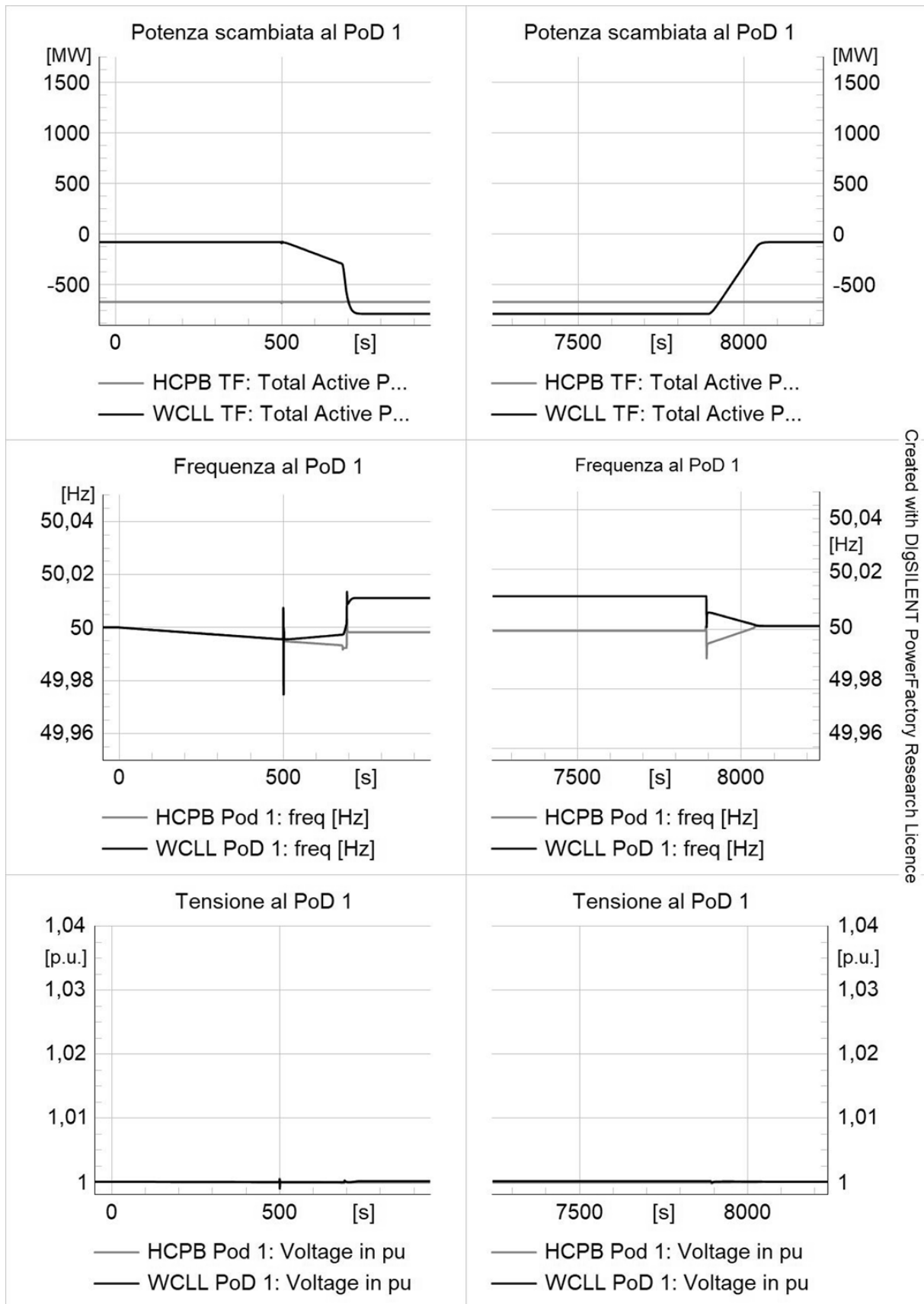


Figura 4.41: Risultati PoD dedicato al TG (configurazione A)

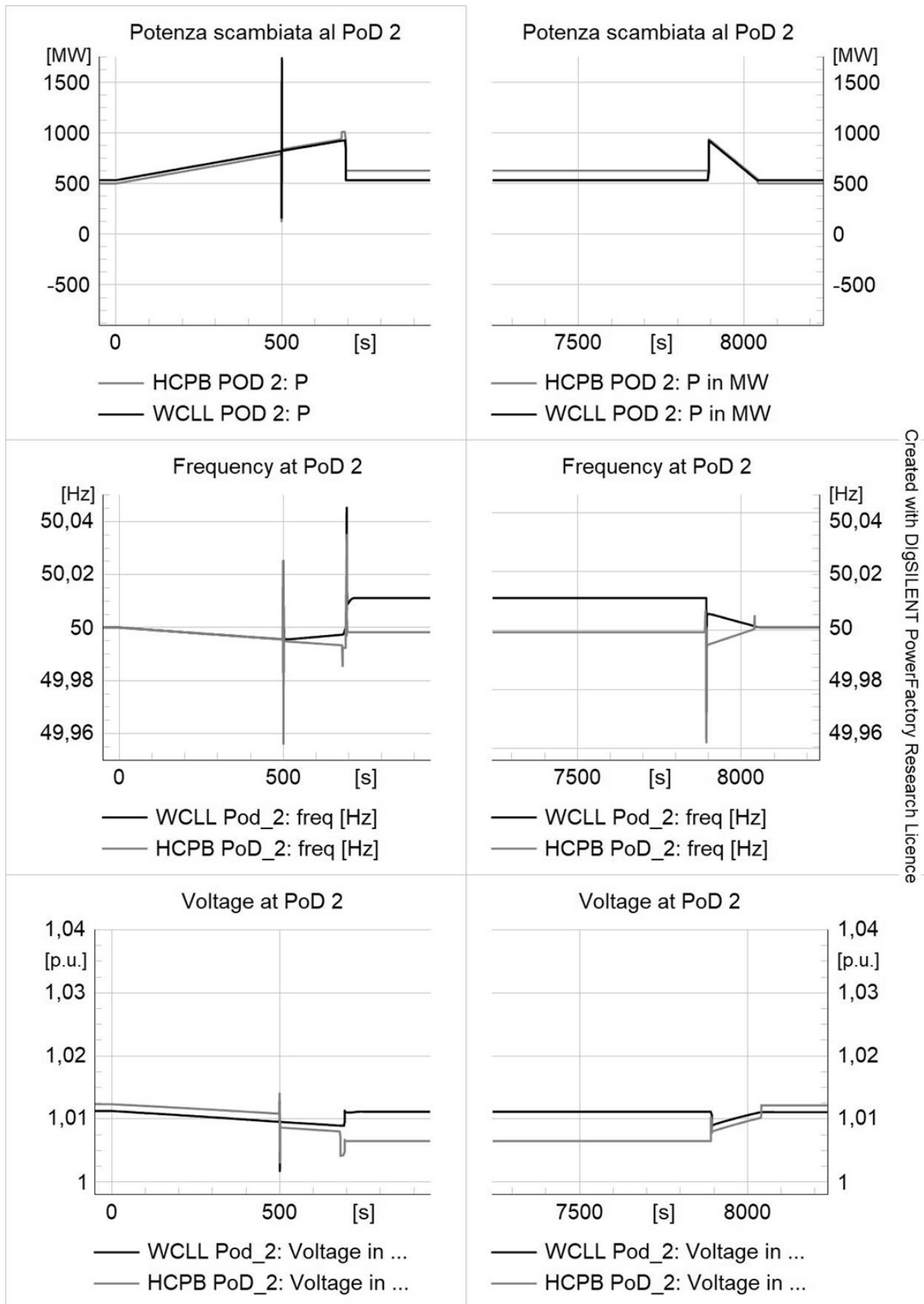


Figura 4.42: Risultati PoD dedicato ai carichi MLVN e HVN (configurazione A)

- Configurazione B: - Carichi HVN e MLVN connessi al POD 1
- TG connesso al POD 2

In figura 4.43 viene riportata la rete utilizzata per lo studio. Si osserva come i carichi HVN, MLVN e il TG siano connessi a nodi della rete di trasmissione differenti, in particolare vi è un nodo dedicato ai carichi HVN e MLVN (POD 1) e uno dedicato al TG (POD 2).

In figura 4.44 e 4.45 vengono riportati i risultati grafici, mentre in tabella 4.10 e 4.11 vengono riassunti i risultati analitici derivanti dalla simulazione.

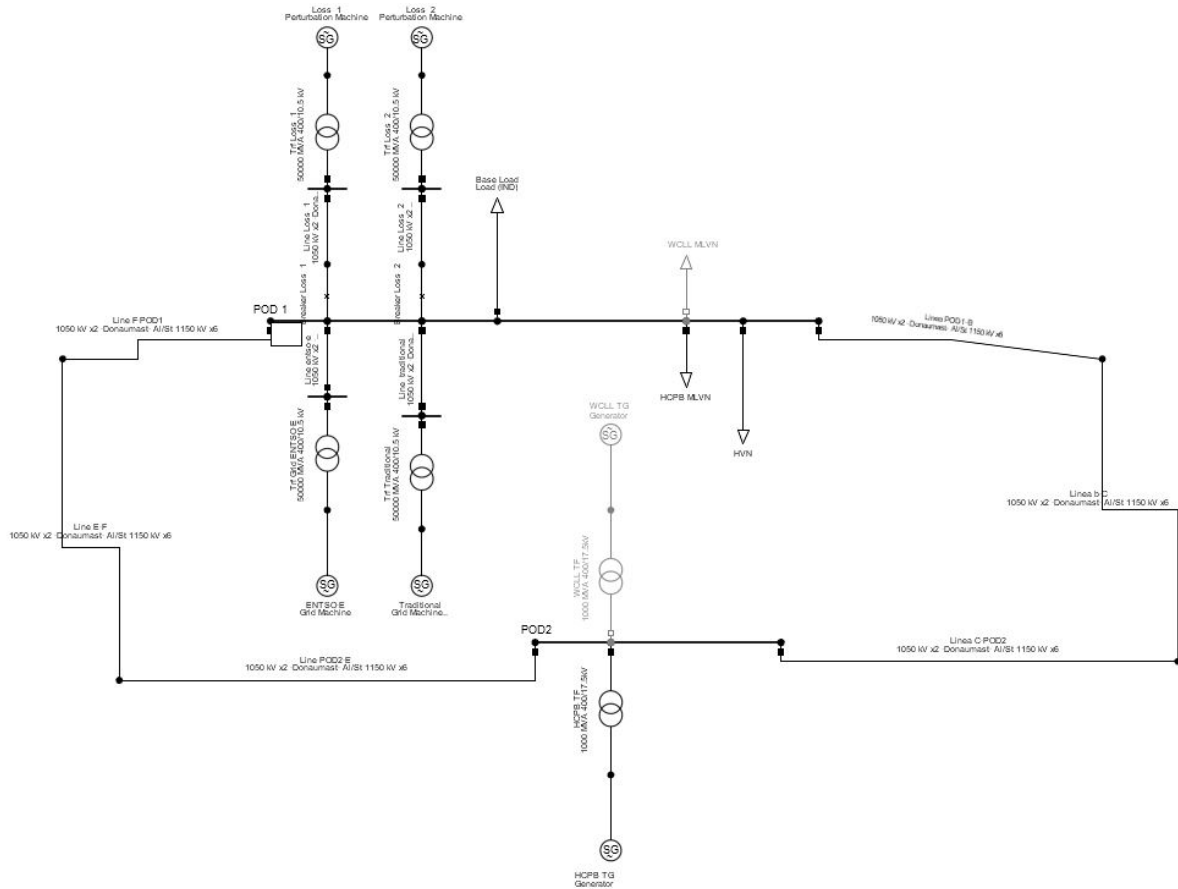


Figura 4.43: Diagramma unifilare 2 PoD con PoD dedicato al TG (configurazione B)

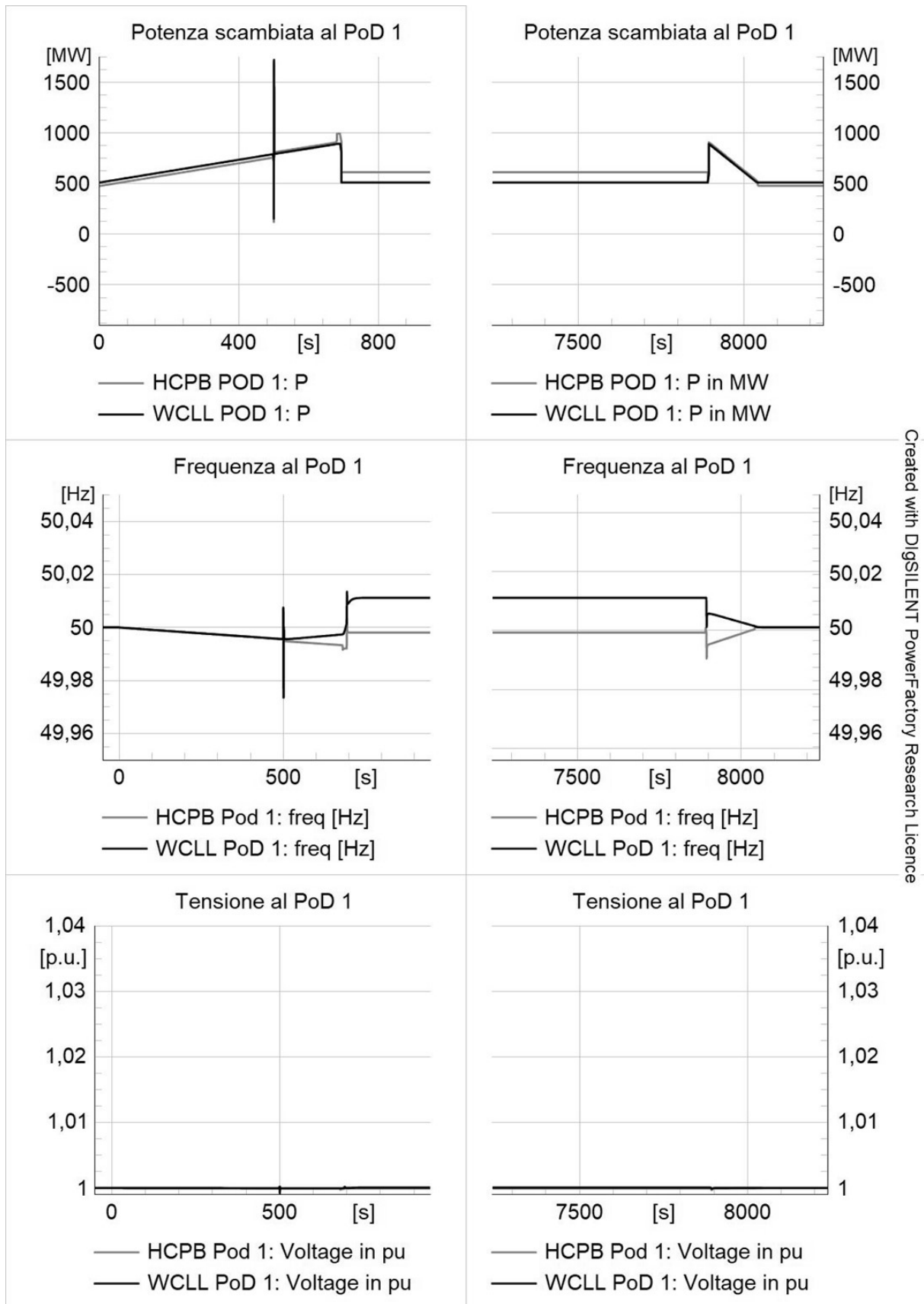


Figura 4.44 Risultati PoD dedicato ai carichi MLVN e HVN (configurazione B)

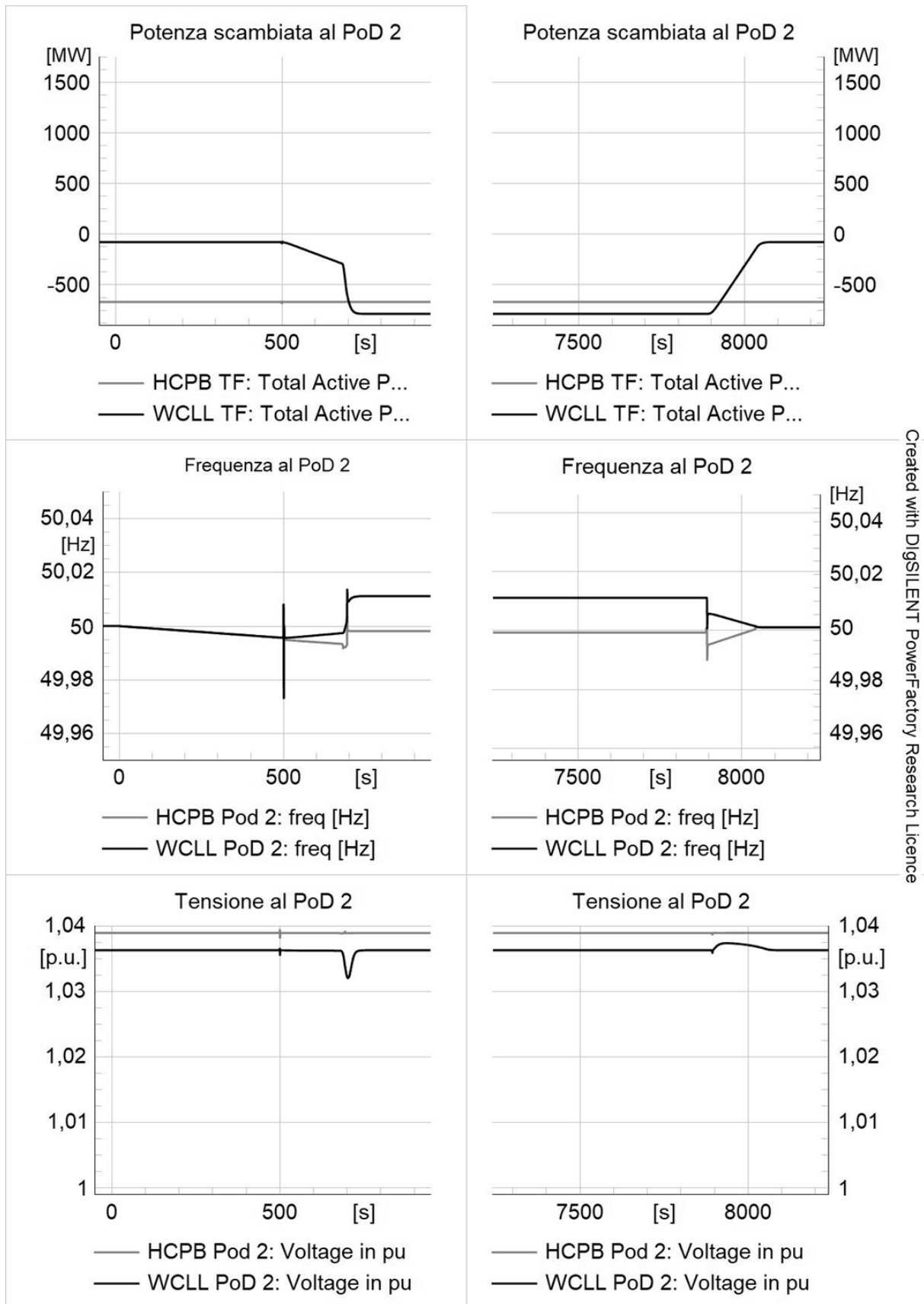


Figura 4.45: Risultati PoD dedicato al TG (configurazione B)

Tabella 4.9: Risultati PoD dedicato ai carichi MLVN e HVN

	PCS coupling configuration	Energy and Power	Value
A	WCLL DIRECT COUPLING WITH SMALL ESS	Maximum active power injected into the grid	0
		Maximum active power absorbed from the grid	1736.9 MW
		Average active power absorbed	553 MW
		Maximum active power derivative	-3912 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	1265.7 MWh
	HCLL INDIRECT COUPLING	Maximum active power injected into the grid	0
		Maximum active power absorbed from the grid	1711.8 MW
		Average active power absorbed	632.9 MW
		Maximum active power derivative	- 3828 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	1448.65 MWh
B	WCLL DIRECT COUPLING WITH SMALL ESS	Maximum active power injected into the grid	0
		Maximum active power absorbed from the grid	1721.6 MW
		Average active power absorbed	529.6 MW
		Maximum active power derivative	-4243 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	1211.7 MWh
	HCLL INDIRECT COUPLING	Maximum active power injected into the grid	0
		Maximum active power absorbed from the grid	1687.7 MW
		Average active power absorbed	615.6 MW
		Maximum active power derivative	- 4240 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	1408.4 MWh

Tabella 4.10: Risultati PoD dedicato al TG

	PCS coupling configuration	Energy and Power	Value
A	WCLL DIRECT COUPLING WITH SMALL ESS	Maximum active power injected into the grid	788.1 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	0
		Average active power injected	707.1 MW
		Maximum active power derivative	24.4 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	-1618.5 MWh*

A	HCLL INDIRECT COUPLING	Maximum active power injected into the grid	669.1 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	0
		Average active power injected	669.1 MW
		Maximum active power derivative	0
		Energy balance at the HV node per cycle	-1531.5 MWh*
B	WCLL DIRECT COUPLING WITH SMALL ESS	Maximum active power injected into the grid	788.1 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	0
		Average active power injected	707.1 MW
		Maximum active power derivative	24.6 MW/s
		Energy balance at the HV node per cycle	-38183 MWh*
	HCLL INDIRECT COUPLING	Maximum active power injected into the grid	669.1 MW
		Maximum active power absorbed from the grid	0
		Average active power injected	669.1 MW
		Maximum active power derivative	0
		Energy balance at the HV node per cycle	-1531.5 MWh*

* – indica che l'energia è stata immessa in rete

Dai risultati ottenuti si può osservare che:

- Il PoD a cui sono connessi i carichi HVN e MLVN, si presenta come un nodo di carico durante tutte le fasi di plasma. Le variazioni di potenza assorbita dipendono dal tipo di accoppiamento. Le variazioni di tensione, dovute alla variazione di potenza reattiva, e quelle di frequenza, dovute alle variazioni di potenza attiva, dipendono dal POD a cui sono connessi i carichi.
- Il PoD, dedicato a TG, si comporta come un nodo di pura generazione con profili di potenza, frequenza e tensione che variano in funzione del tipo di accoppiamento.

Per riassumere i risultati ottenuti dalle varie simulazioni, e per avere un quadro generale sulle scelte progettuali più adatte, sia dal punto di vista dell'accoppiamento che dal punto di vista della connessione con la rete di trasmissione, viene presentata la seguente tabella con i relativi grafici.

Tabella 4.11: Confronto risultati

Configurazione	Accoppiamento	Tipo connessione	POD	Differenza tra la massima e minima frequenza [Hz]	Differenza tra la massima e minima tensione in p.u.	Derivata della potenza attiva [MW/s]	Energia scambiata al POD in 8240 s [MWh]
A	DIRETTO WCLL	1 POD	1	0.040	$1.12 * 10^{-3}$	-4243	-400.6
		2 POD (PP dedicate)	1	0.044	$1.5 * 10^{-3}$	-24.4	-549.3
			2	0.097	$9.84 * 10^{-3}$	-4860	164
		2 POD (TG dedicate)	1	0.039	$1.5 * 10^{-3}$	24.4	-1618.5
			2	0.089	$11.4 * 10^{-3}$	-3912	1265.7
	INDIRETTO HCPB	1 POD	1	0.034	$1.27 * 10^{-3}$	-4206	-123
		2 POD (PP dedicate)	1	0.038	$1.5 * 10^{-3}$	-923	-265.7
			2	0.088	$9.84 * 10^{-3}$	-4859	164
		2 POD (TG dedicate)	1	0.033	$1.5 * 10^{-3}$	0	-1531.5
			2	0.079	$11.3 * 10^{-3}$	-3828	1448.7
B	DIRETTO WCLL	1 POD	2	0.074	$9.44 * 10^{-3}$	-4512	-348.3
		2 POD (PP dedicate)	1	0.040	$1.12 * 10^{-3}$	-4247	142.6
			2	0.041	$4.5 * 10^{-3}$	24.4	-497
		2 POD (TG dedicate)	1	0.040	$1.12 * 10^{-3}$	-4243	1211.8
			2	0.041	$4.67 * 10^{-3}$	-24.6	-1618.5
	INDIRETTO HCPB	1 POD	2	0.085	$7.1 * 10^{-3}$	-3450	-30.84
		2 POD (PP dedicate)	1	0.034	$1.12 * 10^{-3}$	-4247	142.6
			2	0.035	$4.45 * 10^{-3}$	726	-189.2
		2 POD (TG dedicate)	1	0.034	$1.12 * 10^{-3}$	-4240	1408.5
			2	0.035	$1.04 * 10^{-3}$	0	-1531.5

* - indica la potenza immessa in rete

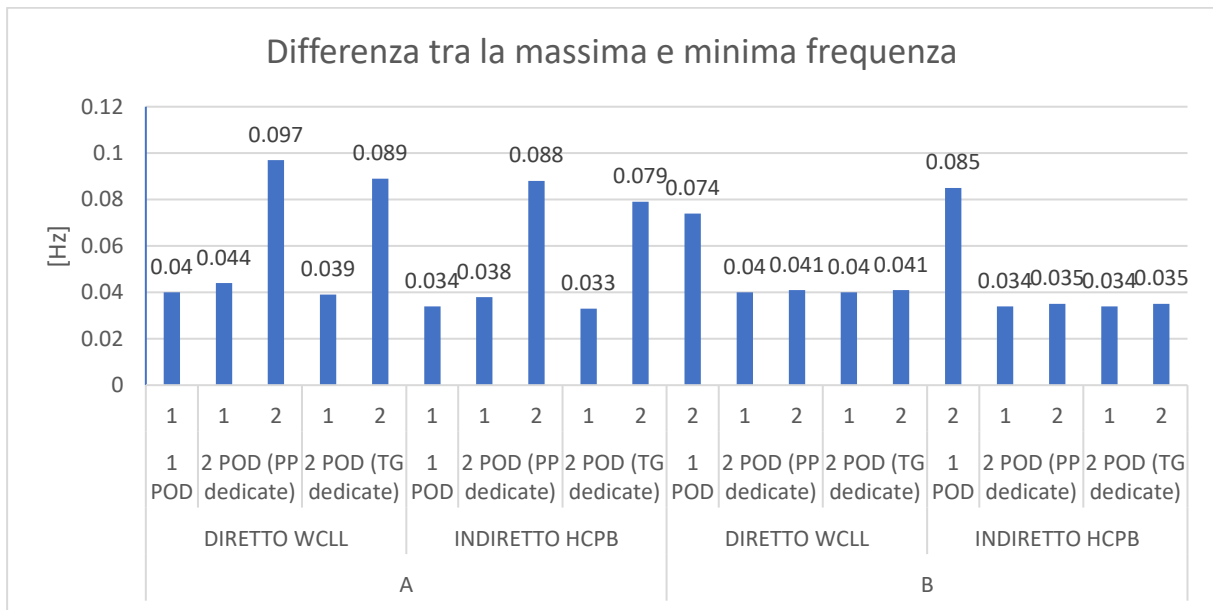


Figura 4.44: Differenza tra la massima e minima frequenza in Hz nelle varie configurazioni

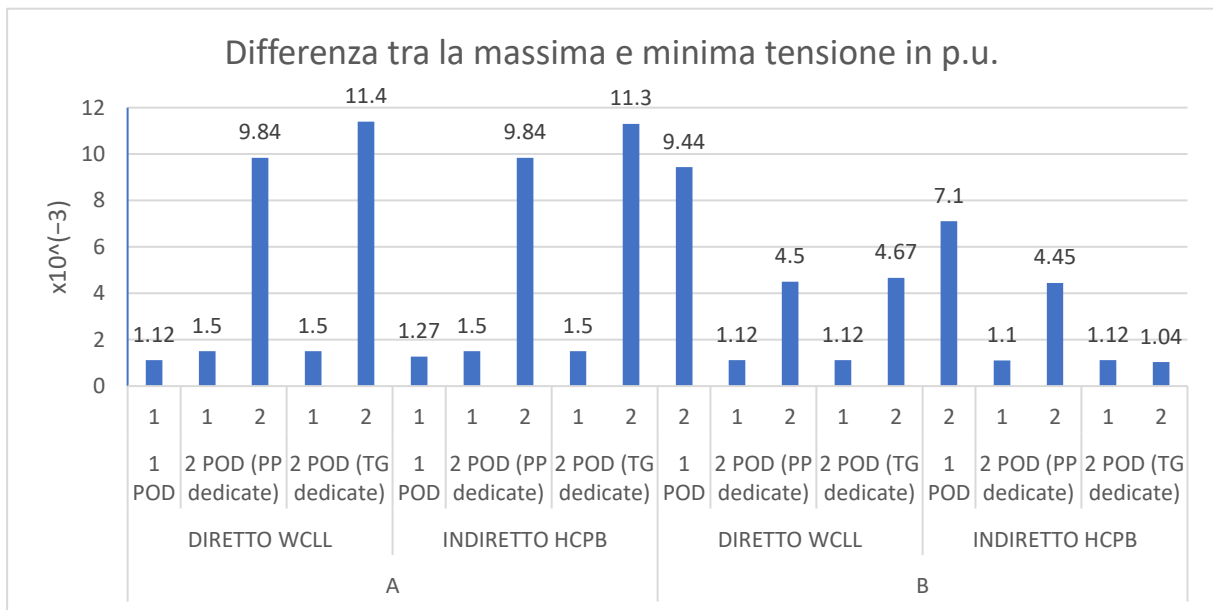
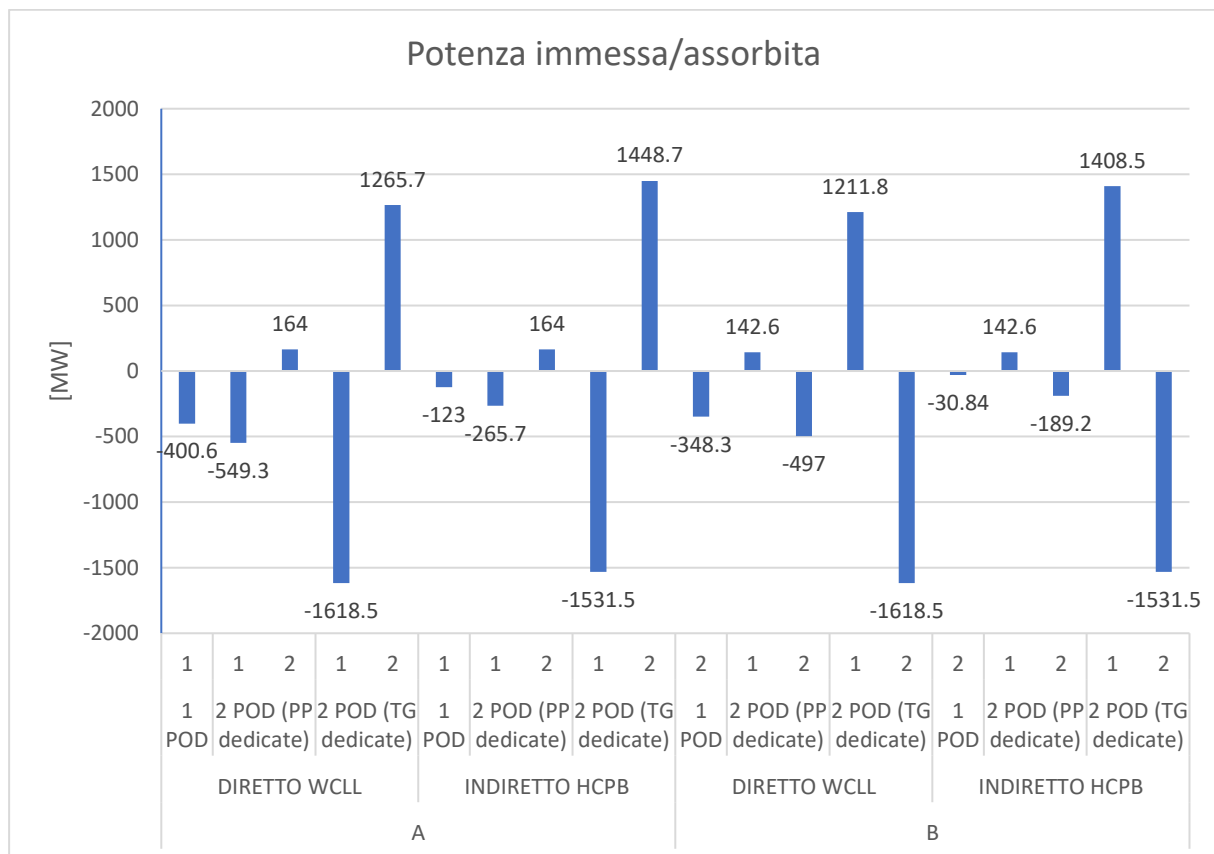


Figura 4.45: Differenza tra la massima e minima tensione in p.u. nelle varie configurazioni



* i valori negativi indicano la potenza immessa in rete

Figura 4.46: Potenza immessa/assorbita nelle varie configurazioni

Da questi ultimi si può osservare che:

- nel caso di accoppiamento indiretto perfetto HCPB, il generatore subisce variazioni di frequenza sempre più limitate rispetto all'accoppiamento di tipo diretto, anche considerando le differenti connessioni con la rete di trasmissione;
- l'energia scambiata con la rete gioca sempre a favore dell'accoppiamento diretto.
- le variazioni di tensione in pu non presentano valori problematici, tuttavia, per una valutazione più approfondita si necessitano ulteriori aggiornamenti sull'assorbimento di potenza reattiva da parte dei carichi PP (Power Pulsed).
- È opportuno connettere i carichi PP, che presentano una variazione di potenza assorbita a gradino implicando perturbazioni di frequenza elevate. Si può osservare come le configurazioni che presentano sollecitazioni inferiori siano proprio quelle in cui i carichi sono connessi al POD1.

4.4. Confronto dei risultati ottenuti con il regolamento ENTSO-E

Una volta effettuate le simulazioni dinamiche è necessario verificare che, valutando i valori che assumono le varie grandezze (Potenza attiva erogata e assorbita, variazioni di tensione, variazioni di frequenza, ...), la connessione della centrale con la rete non presenti problemi. Per far ciò si fa riferimento al documento 'Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators' [12].

Come primo step si classificano i moduli di generazione di potenza:

a) Un modulo di generazione di potenza è di tipo A se il suo PoD è alimentato ad una tensione inferiore a 110 kV e la sua capacità massima è pari o superiore a 0,8 kW. I requisiti applicabili ai moduli di generazione di potenza di tipo A sono requisiti di livello base, necessari a garantire la capacità di generazione in intervalli operativi caratterizzati da una risposta automatica limitata e da un controllo minimo della generazione da parte dell'operatore del sistema. Devono garantire che non vi sia alcuna perdita di generazione cospicua durante gli intervalli operativi della rete, riducendo così al minimo gli eventi critici e nel caso quest'ultimi si presentino, un modulo di generazione di tipo A deve includere i requisiti necessari per un opportuno intervento.

b) Un gruppo di generazione è di tipo B se il suo PoD è alimentato ad una tensione inferiore a 110 kV e la sua capacità massima è pari o superiore ad una soglia che viene definita da ciascun TSO. Più in particolare, quest'ultima non deve essere superiore alla soglia per i gruppi di generazione di tipo B riportata nella tabella 4.11.

I requisiti richiesti ai moduli di generazione di potenza di tipo B prevedono un livello di risposta dinamica automatica più ampio rispetto al gruppo precedente, in modo tale da massimizzare la risposta di generazione in funzione degli eventi del sistema. Nel caso quest'ultimi si presentino viene garantita una maggiore resilienza da parte del modulo di generazione dagli stessi eventi.

c) Un gruppo di generazione è di tipo C se il suo PoD è alimentato ad una tensione inferiore a 110 kV e la sua capacità massima è pari o superiore a una soglia che viene definita da ciascun TSO. Più in particolare, quest'ultima non deve essere superiore alla soglia per i gruppi di generazione di tipo B riportata nella tabella 4.11.

I requisiti richiesti ai moduli di generazione di potenza di tipo C sono tali da permettere di fornire una risposta dinamica stabile e finemente controllabile (in tempo reale) garantendo sicurezza di generazione e gestione nel caso di eventi di sistema.

Tabella 4.13: Soglie per i moduli di generazione di potenza Tipo B, C e D

Synchronous Area	maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type B	maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type C	maximum capacity threshold from which on a Power Generating Module is of Type D
Continental Europe	1 MW	50 MW	75 MW
Nordic	1.5 MW	10 MW	30 MW
Great Britain	1 MW	10 MW	30 MW
Ireland	0.1 MW	5 MW	10 MW
Baltic	0.5 MW	10 MW	15 MW

d) Un gruppo di generazione è di tipo D se il suo PoD è alimentato ad una tensione pari a 110 kV o superiore, oppure, se il suo PoD è alimentato ad una tensione inferiore a 110 kV e la sua capacità massima è pari o superiore a una soglia che viene definita da ciascun TSO.

I requisiti richiesti ai moduli di generazione di potenza di tipo D risultano essere specifici per i sistemi di generazione connessi a tensioni elevate e quindi con un impatto maggiore sul controllo e sul funzionamento dell'intera rete. Per questo motivo, devono essere capaci di garantire un funzionamento stabile della rete.

Dalle classificazioni riportate risulta essere evidente l'appartenenza della centrale a fusione nucleare DEMONstration al gruppo D.

Di conseguenza, i principali vincoli che devono essere soddisfatti sono riferiti a:

- 1) Stabilità della frequenza;
- 2) Limited frequency sensitive mode—over-frequency;
- 3) Riduzione della Potenza ammessa;
- 4) Limited frequency sensitive mode—under-frequency;
- 5) Frequency sensitive mode;
- 6) Capacità di mantenere la potenza generata costante;
- 7) Riaccensione del sistema;
- 8) Stabilità della tensione;
- 9) Robustezza;
- 10) Gestione generale del sistema;
- 11) Richieste specifiche per i generatori di tipo D.

Dal momento in cui ci troviamo in una fase preliminare della progettazione della centrale, non andremo ad analizzare dettagliatamente ogni singolo punto del regolamento (non saranno sviluppati per esempio i punti 9-10-11). Di conseguenza, lo scopo sarà quello di analizzare gli aspetti principali, ovvero quelli che possono avere un aspetto impattante nelle scelte progettuali da adottare durante la fase di progettazione.

1) Stabilità della frequenza

Un modulo di generazione deve essere in grado di mantenere la connessione con la rete, operando all'interno di un range di frequenza e per un determinato intervallo di tempo come riportato in tabella 4.12.

Inoltre, in [12] viene definito che, la massima variazione istantanea di frequenza dopo una perdita di generazione o di carico, deve mantenersi all'interno di un range pari a ± 800 mHz.

Dalle simulazioni dinamiche effettuate al punto 4.2, si può osservare che la frequenza ai PoD, considerando le diverse configurazioni (1 PoD, 2 PoD (TG dedicate), 2 PoD (PP dedicate)) e i diversi tipi accoppiamenti (WCLL direct coupling e HCPB indirect coupling), rimane sempre all'interno dei limiti imposti dal regolamento. Non vi sono quindi problemi legati a questa parte di normativa.

Tabella 4.14: Tempo minimo per il quale un PGM deve essere in grado di restare connesso con la rete per differenti variazioni di frequenza rispetto a quella nominale

Synchronous Area	Frequency Range	Time period for operation
Continental Europe	47.5 Hz – 48.5 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutes
Nordic	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutes
Great Britain	47.0 Hz – 47.5 Hz	20 seconds
	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 90 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes
	51.5 Hz – 52.0 Hz	15 minutes
Ireland	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 90 minutes
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutes
Baltic	47.5 Hz – 48.5 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes
	48.5 Hz – 49.0 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Unlimited
	51.0 Hz – 51.5 Hz	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 30 minutes

2-5) Capacità di controllo sulla potenza generata

La Limited Frequency Sensitive Mode—Over/Under frequency (LFSM-O/U) è una politica presente nel regolamento che viene attivata dal TSO, quando la rete si trova in uno stato di emergenza, a causa di un aumento/riduzione di frequenza. Viene richiesto quindi che il gruppo di generazione diminuisca/aumenti la potenza generata come riportato in figura 4.36 e 4.37.

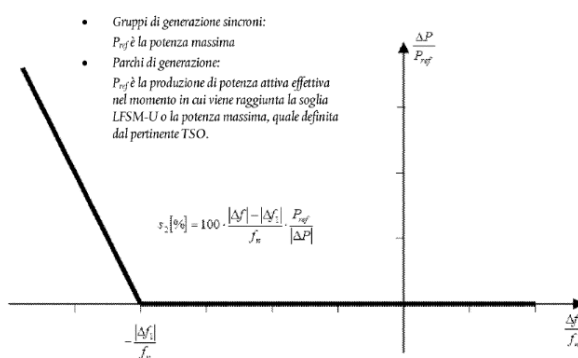


Figura 4.47: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità LFSM-U

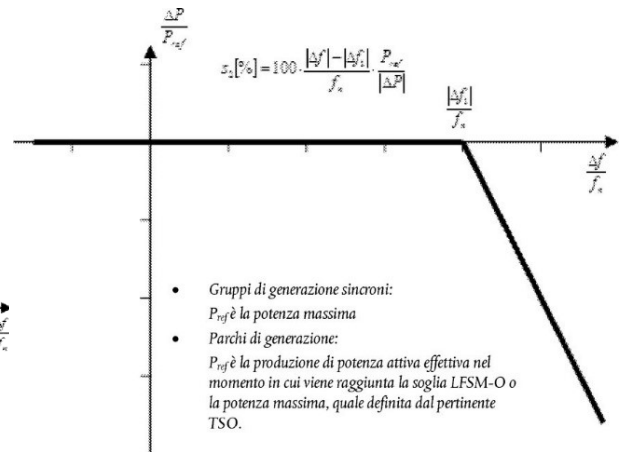


Figura 4.48: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità LFSM-O

La Frequency Sensitive Mode (FSM), invece, descrive la modalità che viene adottata dai PMG in maniera ordinaria. A variazioni di frequenza della rete corrisponderanno variazioni di potenza generata come riportato in figura 4.38.

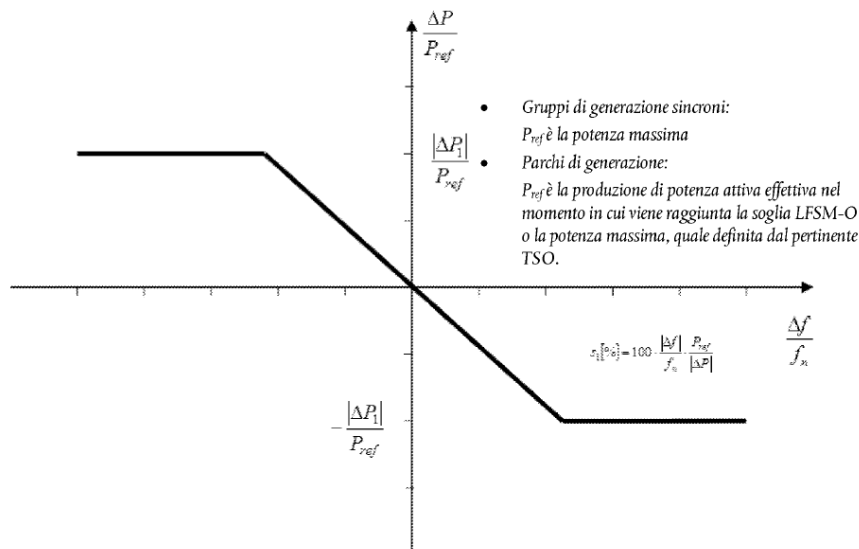


Figura 4.49: Capacità di risposta frequenza/potenza attiva dei gruppi di generazione in modalità FSM che illustra il caso con banda morta e insensibilità pari a zero

Tabella 4.15: Parametri caratterizzanti la risposta frequenza/potenza attiva in modalità FSM

Parametri		Intervalli
Rapporto potenza attiva/potenza massima $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$		1,5 — 10 %
Insensibilità della risposta in frequenza	$ \Delta f_i $	10 — 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 — 0,06 %
Banda morta della risposta in frequenza		0 — 500 mHz
Statismo s1		2 — 12 %

Come si può dedurre dalle brevi descrizioni sopra riportate, le politiche ENTSO-E prevedono la capacità di variare la potenza generata in funzione della frequenza di rete. In particolare, il vincolo più stringente risulta essere quello imposto dalla modalità FSM in cui si richiede una variazione massima di potenza pari al 10% di quella massima generabile ($\Delta P_{max}=0.1P_{max}$).

Relativamente a tale richiesta, considerando l'accoppiamento indiretto, per definire la reale capacità del generatore a rispondere alle variazioni di frequenza, si dovrà prima valutare le performance del ESS. Infatti, questa capacità dipenderà dalla possibilità di diminuire o aumentare la potenza meccanica in ingresso alla turbina e quindi di variare il flusso di vapore elaborato dalla stessa.

Per quanto riguarda l'accoppiamento di tipo diretto, la figura 4.38 descrive, attraverso la linea tratteggiata e quella continua, il profilo che la generazione deve essere in grado di mantenere per poter operare all'interno della rete europea come un generatore convenzionale di tipo D.

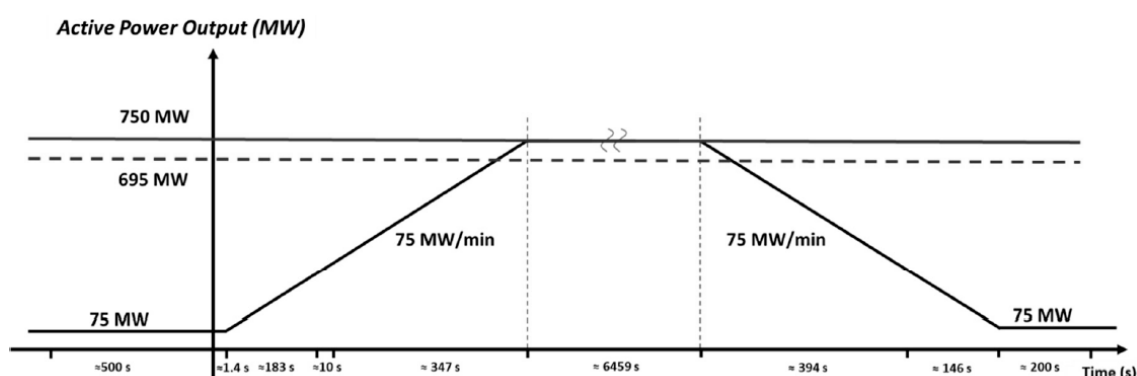


Figura 4.50: Profilo di potenza della generazione adattato ai limiti imposti dal TSO della rete di trasmissione europea ENTSO-E

In particolare, la linea continua, rappresenta la massima capacità che, per il regolamento, il generatore deve essere in grado di fornire durante il normale funzionamento della rete. Quella tratteggiata descrive il limite inferiore di potenza attiva nel caso di FSM. Quest'ultima viene fissata considerando una variazione di potenza massima pari al 10% della nominale,

come precedentemente descritto. Nell'accoppiamento di tipo diretto, anche se il profilo di generazione non corrisponde a quello richiesto dal regolamento ENTSO-E, c'è comunque la possibilità di abbassare la produzione di potenza, adottando una soluzione tale per cui, usando delle valvole di bypass a monte della turbina, si diminuisce il flusso che quest'ultima andrà ad elaborare.

6) Capacità di mantenere la potenza generata costante

All'interno dei range di frequenza descritti al punto 1) i PGM devono essere in grado di mantenere un profilo di generazione costante nel tempo.

Quindi, se considerassimo l'accoppiamento di tipo indiretto, DEMOnstration sarebbe in grado di soddisfare questo vincolo. Viceversa, nel caso di accoppiamento di tipo diretto, ciò non è verificato, a causa delle variazioni di potenza generata. Quest'ultime sono comprese in un range pari a 700 MW, non consentendo nemmeno una compensazione di tale variazione dal lato elettrico. Quindi, per risolvere questo problema si potrebbero adottare due soluzioni:

- La prima prevede di adottare un generatore di vapore ausiliario che permette di alimentare la turbina con un flusso di vapore costante durante tutte le fasi di plasma, garantendo una potenza meccanica costante. Tale generatore è costituito da un ESS alimentato elettricamente. Questo tipo di soluzione ridurrebbe la totale potenza erogata e farebbe venir meno la semplicità costruttiva dell'accoppiamento diretto.
- La seconda prevede di adottare un secondo generatore in grado di compensare la generazione durante le fasi di non produzione da parte di DEMO. Questa soluzione risulterebbe più complessa anche rispetto alla precedente, sia dal punto di vista della gestione della produzione da parte delle due diverse fonti sia da quello costruttivo.

7) Riaccensione del sistema

La capacità di un generatore di riaccendersi, dopo un evento di spegnimento del sistema e in assenza dell'alimentazione proveniente dalla rete, è chiamata black start capability ed è necessaria e richiesta dal TSO.

Nel caso di accoppiamento indiretto tale servizio è garantito, bisogna comunque tenere in considerazione la riserva di calore presente nel ESS, e quindi considerare il periodo durante il quale il reattore non è stato in funzione.

Viceversa, nel caso di accoppiamento diretto, tale capacità non è garantita e per essere riavviato il reattore dovrà essere necessariamente connesso alla rete.

8) Stabilità della tensione

Un modulo di generazione deve essere in grado di mantenere la connessione con la rete, operando all'interno di un range di tensione e per un determinato intervallo di tempo, come riportato in tabella 4.14.

Tabella 4.16: Tempo minimo per il quale un PGM deve essere in grado di restare connesso con la rete per differenti variazioni di tensione rispetto a quella nominale (la tensione base per i valori in pu è 400kV)

Synchronous Area	Voltage Range	Time period for operation
Continental Europe	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.90 pu – 1.05 pu	Unlimited
	1.05 pu – 1.0875 pu	To be defined by each TSO while respecting the provisions of Article 4(3), but not less than 60 minutes
	1.0875 pu – 1.10 pu	60 minutes
Nordic	0.90 pu – 1.05 pu	Unlimited
	1.05 pu – 1.10 pu	60 minutes
Great Britain	0.90 pu – 1.10 pu	Unlimited
	1.05 pu – 1.10 pu	60 minutes
Ireland	0.90 pu – 1.05 pu	Unlimited
Baltic	0.85 pu – 0.90 pu	20 minutes
	0.90 pu – 1.10 pu	Unlimited
	1.10 pu – 1.15 pu	20 minutes

Come si può osservare dalle simulazioni dinamiche effettuate al punto 4.2 la tensione ai PoD, considerando le diverse configurazioni (1 PoD, 2 PoD (TG dedicate), 2 PoD (PP dedicate)) e i diversi tipi accoppiamenti (WCLL direct coupling e HCPB indirect coupling), rimane sempre all'interno dei limiti imposti dal regolamento. Non vi sono quindi problemi legati a questa parte di normativa.

5. CONCLUSIONE

5.1 Sintesi dei risultati

In relazione a [5] i risultati ottenuti differiscono per diversi motivi tra i quali:

- Si hanno nuove informazioni relative al possibile generatore sincrono da installare;
- Sono state aggiornate le informazioni all'interno della ELL, si hanno quindi a disposizione profili di potenza assorbita dai carichi più dettagliati;
- Le simulazioni sono state effettuate con un modello di rete differente, ciò porta ad avere perturbazioni alle variazioni di potenza differenti.

In ogni caso, gli obiettivi studiati nel presente lavoro non mirano a dare risultati precisi e dettagliati dal momento in cui i dati disponibili sono in continuo aggiornamento. Tuttavia, si è cercato di ottenere un comportamento qualitativo che descrivesse le dinamiche della centrale DEMOnstration.

In particolare, dai risultati ottenuti, si può affermare che non vi siano particolari vincoli riguardanti le variazioni di frequenza e tensione in relazione alle configurazioni di connessione adottate (1 PoD, 2 PoD (PP dedicate), 2 PoD (TG dedicate)) o in relazione al tipo di accoppiamento (WCLL direct coupling, HCPB indirect coupling).

Quindi le principali limitazioni risultano presentarsi a livello costruttivo. Per esempio, una di esse riguarda le dimensioni e la fattibilità progettuale dell'accumulo termico (ESS), interposto tra PHTS e PTG nell'accoppiamento indiretto. Parallelamente anche gli sforzi dinamici dovuti alle variazioni cicliche di potenza che la turbina deve elaborare, nel caso di accoppiamento diretto, dovranno essere presi in considerazione e studiati. Altro dato da pesare riguarda l'energia scambiata con la rete, superiore nel caso di accoppiamento diretto.

5.2 Limiti dello studio e prospettive future

Le principali limitazioni dello studio sono correlate allo stato dell'arte del progetto. Per questo motivo:

- nel momento in cui la ELL verrà ulteriormente aggiornata (potenze in gioco, posizione dei carichi, fattore di contemporaneità e utilizzo) si dovrà revisionare il corretto dimensionamento di trasformatori e cavi adottati;
- considerando la possibilità di avere a disposizione dati relativi ad un nodo reale della rete elettrica e, al contempo avere maggiori informazioni riguardanti i sistemi HPS e CPS (tra cui gli andamenti di potenza richiesta e i convertitori da adottare), si dovrà definire in modo dettagliato le interazioni tra reattore e rete di trasmissione.

BIBLIOGRAFIA

1. Sergio Ciattaglia, Maria Carmen Falvo, Alessandro Lampasi and Matteo Proietti Cosimi. Energy Analysis for the Connection of the Nuclear Reactor DEMO to the European Electrical Grid
2. Simone Minucci, Stefano Panella, Sergio Ciattaglia, Maria Carmen Falvo and Alessandro Lampasi. Electrical Loads and Power Systems for the DEMO Nuclear Fusion Project
3. E. Gaio, A. Ferroa, A. Lampasib, A. Maistrelloa, M. Dana, M.C. Falvoc, F. Gasparinia, F. Lunardona, A. Magnanimoe, M. Manganellic, S. Minuccid, S. Panellac, M. Proietti Cosimic, D. Rattia. Status and challenges for the concept design development of the EU DEMO Plant Electrical System.
4. G. Federici C. Bachmann, L. Barucca, C. Baylard, W. Biel, L.V. Boccaccini, C. Bustreo, S. Ciattaglia, F. Cismondi, V. Corato, C. Day, E. Diegele, T. Franke, E. Gaio, C. Gliss, T. Haertl, A. Ibarra, J. Holden, G. Keech, R. Kembleton, A. Loving, F. Maviglia, J. Morris, B. Meszaros, I. Moscato, G. Pintsuk, M. Siccino, N. Taylor, M.Q. Tran, C. Vorpahl, H. Walden and J.H. You. Overview of the DEMO staged design approach in Europe.
5. Falvo, Maria Carmen, Design studies of the DEMO High Voltage Network (HVN) architecture.
6. Iturbe Uriarte Ramón, ITER-like design of DEMO High Voltage Network.
7. Zhe Chen, Impact of power transients.
8. Bravo Rodríguez Pablo, ITER/NPP-like design of MLVN and Emergency Power Supplies.
9. Minucci Simone (University of Tuscia - ENEA), Design studies on the architecture of the DEMO Medium and Low Voltage Network.
10. Minucci Simone (University of Tuscia - ENEA), Design studies on the architecture of the DEMO Medium and Low Voltage Network.
11. DlgSILENT PowerFactory 2021, Technical Reference — General Load (ElmLod, TypLod).
12. ENTSO-E, P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance
13. Energy Technology Perspectives 2017
14. Dr. E. Bubelis, Dr. W. Hering (KIT), ‘Thermal Energy Storage System Proposal for DEMO Fusion Power Plant’

15. Bignucolo, F., Cervi, A., & Stecca, R. (2019). Network Frequency Regulation with DFIG Wind Turbines compliant with Italian standards. *Proceedings - 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC/I and CPS Europe 2019*. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2019.8783580>

6. APPENDICE

6.1 INDIRECT COUPLING AT DWELL

Load Flow Calculation				Complete System Report: Voltage Profiles			
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence	No		
Automatic tap adjustment of transformers	Yes			Max. Acceptable Load Flow Error			
Consider reactive power limits	No			Bus Equations (HV)	1,00 kVA		
				Model Equations	0,10 %		
Grid: DEMO PP & SS EN				System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case			
				Annex: / 1			
	nom.V	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]			
	[kV]	[p.u.]	[kV] [deg]	-10	-5	0	+5 +10
AUX							
	22,00	0,992	21,82 -2,69				
AUX_A 6.6 kV							
	6,60	0,987	6,52 25,27				
AUX_B 6.6 kV							
	6,60	0,986	6,51 -4,84				
AUX_C 6.6 kV							
	6,60	0,998	6,59 26,92				
BB 1_22 kV							
	22,00	0,995	21,88 -2,58				
BB 3_22 kV							
	22,00	0,995	21,88 -2,58				
BB 400 kV SSN							
	400,00	1,000	399,99 0,00				
BB 400KV PPN							
	400,00	1,000	399,93 0,00				
BB 400KV TG							
	400,00	1,000	400,02 -0,00				
BB CPS 1							
	66,00	1,024	67,57 29,90				

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex: / 2			
	nom.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV] [deg]		-10	-5	Voltage - Deviation [%]		
							0	+5	+10
BB CPS 2	66,00	1,024	67,57	29,90					
BB CPS 3	66,00	1,024	67,57	29,90					
BB CPS 4	66,00	1,024	67,57	29,90					
BB CPS 5	66,00	1,024	67,57	29,90					
BB CPS 6	66,00	1,024	67,57	29,90					
BB CPS 7	66,00	1,024	67,57	29,90					
BB CPS 8	66,00	1,024	67,57	29,90					
BB HPS 1	22,00	1,001	22,01	29,79					
BB HPS 2	22,00	1,001	22,01	29,79					
BB HPS 3	22,00	1,001	22,01	29,79					
BB HPS 4	22,00	1,001	22,01	29,79					
BB HPS 5	22,00	1,001	22,01	29,79					
BB HPS 6	22,00	1,001	22,01	29,79					
BB HPS 7	22,00	1,001	22,01	29,79					
BB HPS 8	22,00	1,001	22,01	29,79					
BB(4)	0,40	0,996	0,40	55,99					
BB2_22 kV									

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case			Annex: / 3				
	nom.V	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
	22,00	0,995	21,88	-2,58					
BUI									
	22,00	0,993	21,84	-2,67					
BUI OL 0.4 kV									
	0,40	1,007	0,40	23,50					
BUI OL 6.6 kV									
	6,60	0,999	6,59	-5,40					
BUI SIC 0.4 kV									
	0,40	0,989	0,40	54,86					
BUI SIC 6.6 kV									
	6,60	1,001	6,60	26,96					
CD BOP.PHTS 0.4kV									
	0,40	1,007	0,40	27,42					
CRYO									
	22,00	0,992	21,83	-2,68					
CRYO1 6.6 kV									
	6,60	0,991	6,54	-4,48					
CRYO2 6.6 kV									
	6,60	0,990	6,53	24,47					
CRYO3 6.6 kV									
	6,60	0,991	6,54	-4,48					
HCD									
	22,00	0,994	21,87	-2,59					
HCD.ECS 0.4kV									
	0,40	0,998	0,40	56,79					
HCD.ECS 6.6 kV									
	6,60	1,001	6,60	26,94					
HCPB ICD BOP.IHTS+ESS+PCS									
	6,60	0,994	6,56	-4,68					
HCPB ICD BOP.PHTS.BB									
	6,60	0,999	6,59	-3,29					
HCPB ICD BOP.PHTS.DIVCAS+PFU+VV									
	6,60	0,992	6,55	23,99					

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex:				/ 4
	nom.V	Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10	
HCPB ICD BoP	22,00	0,993	21,85	-2,64						
MAG	22,00	0,995	21,88	-2,58						
MAG 6.6 kV	6,60	1,007	6,65	27,41						
Node 400 kV	400,00	1,000	400,00	0,00						
PCS	22,00	0,994	21,87	-2,59						
PCS 6.6 kV	6,60	1,001	6,61	26,99						
PES	22,00	0,993	21,84	-2,68						
PES 0.4 kV	0,40	0,997	0,40	-7,16						
PES 6.6 kV	6,60	0,984	6,50	-5,21						
RM	22,00	0,994	21,86	-2,60						
RM 6.6 kV	6,60	0,999	6,59	26,82						
TER	22,00	0,994	21,87	-2,59						
TER HCPB 6.6 kV	6,60	0,996	6,57	26,72						
TER WCLL 6.6 kV	6,60	1,006	6,64	27,41						
TFV	22,00	0,994	21,86	-2,59						
TFV 6.6 kV	6,60	0,999	6,60	26,96						
WCLL DCD BOP.PCS.ESS										

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

| Grid: DEMO PP & SS EN System Stage: DEMO PP & SS EN | Study Case: Study Case | Annex: / 5 |

	nom.V	Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10	
	6,60	1,007	6,65	-2,58						
WCLL DCD BOP.PCS.RK_EG										
	6,60	1,007	6,65	-2,58						
WCLL DCD BOP.PHTS 6.6 kV										
	6,60	1,007	6,65	-2,58						
WCLL ICD BoP										
	22,00	0,995	21,88	-2,58						

6.2 INDIRECT COUPLING AT FLAT TOP

Load Flow Calculation					Complete System Report: Voltage Profiles				
AC Load Flow, balanced, positive sequence					Automatic Model Adaptation for Convergence				
Automatic tap adjustment of transformers Yes					Max. Acceptable Load Flow Error				
Consider reactive power limits No					Bus Equations (HV) 1,00 kVA				
					Model Equations 0,10 %				
Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN			Study Case: Study Case			Annex: / 1	
nom.V		Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]				
[kV]		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
AUX									
22,00		0,986	21,69	-3,22					
AUX_A 6.6 kV									
6,60		0,981	6,47	24,70					
AUX_B 6.6 kV									
6,60		0,980	6,46	-5,40					
AUX_C 6.6 kV									
6,60		0,992	6,55	26,38					
BB 1_22 kV									
22,00		0,988	21,74	-3,11					
BB 3_22 kV									
22,00		0,988	21,74	-3,11					
BB 400 kV SSN									
400,00		1,000	399,99	0,00					
BB 400KV PPN									
400,00		1,000	399,93	0,00					
BB 400KV TG									
400,00		1,000	400,02	-0,00					
BB CPS 1									
66,00		1,034	68,24	29,90					

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex:		/ 2	
	nom.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV] [deg]		-10	-5	Voltage - Deviation [%]		+10
							0	+5	
BB CPS 2	66,00	1,034	68,24	29,90					
BB CPS 3	66,00	1,034	68,24	29,90					
BB CPS 4	66,00	1,034	68,24	29,90					
BB CPS 5	66,00	1,034	68,24	29,90					
BB CPS 6	66,00	1,034	68,24	29,90					
BB CPS 7	66,00	1,034	68,24	29,90					
BB CPS 8	66,00	1,034	68,24	29,90					
BB HPS 1	22,00	1,011	22,23	29,79					
BB HPS 2	22,00	1,011	22,23	29,79					
BB HPS 3	22,00	1,011	22,23	29,79					
BB HPS 4	22,00	1,011	22,23	29,79					
BB HPS 5	22,00	1,011	22,23	29,79					
BB HPS 6	22,00	1,011	22,23	29,79					
BB HPS 7	22,00	1,011	22,23	29,79					
BB HPS 8	22,00	1,011	22,23	29,79					
BB(4)	0,40	0,989	0,40	55,44					
BB2_22 kV									

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex:				/ 3
	nom.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV] [deg]		-10	-5	Voltage - Deviation [%]			
							0	+5	+10	
	22,00	0,988	21,74	-3,11						
BUI										
	22,00	0,987	21,71	-3,20						
BUI OL 0.4 kV										
	0,40	0,985	0,39	22,81						
BUI OL 6.6 kV										
	6,60	0,979	6,46	-6,05						
BUI SIC 0.4 kV										
	0,40	0,982	0,39	54,29						
BUI SIC 6.6 kV										
	6,60	0,994	6,56	26,42						
CD BOP.PHTS 0.4kV										
	0,40	1,001	0,40	26,88						
CRYO										
	22,00	0,986	21,69	-3,21						
CRYO1 6.6 kV										
	6,60	0,985	6,50	-5,04						
CRYO2 6.6 kV										
	6,60	0,969	6,40	23,82						
CRYO3 6.6 kV										
	6,60	0,985	6,50	-5,04						
HCD										
	22,00	0,988	21,73	-3,13						
HCD.ECS 0.4kV										
	0,40	0,992	0,40	56,24						
HCD.ECS 6.6 kV										
	6,60	0,994	6,56	26,40						
HCPB ICD BOP.IHTS+ESS+PCS										
	6,60	0,987	6,51	-5,31						
HCPB ICD BOP.PHTS.BB										
	6,60	0,973	6,42	-6,58						
HCPB ICD BOP.PHTS.DIVCAS+PFU+VV										
	6,60	0,971	6,41	23,25						

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex:				/ 4
	nom.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV] [deg]		-10	-5	Voltage - Deviation [%]			
							0	+5	+10	
HCPB ICD BoP										
	22,00	0,986	21,69	-3,23						
MAG										
	22,00	0,988	21,74	-3,11						
MAG 6.6 kV										
	6,60	1,001	6,60	26,88						
Node 400 kV										
	400,00	1,000	400,00	-0,00						
PCS										
	22,00	0,988	21,73	-3,13						
PCS 6.6 kV										
	6,60	0,989	6,53	26,45						
PES										
	22,00	0,986	21,70	-3,21						
PES 0.4 kV										
	0,40	0,990	0,40	-7,75						
PES 6.6 kV										
	6,60	0,978	6,45	-5,77						
RM										
	22,00	0,988	21,73	-3,13						
RM 6.6 kV										
	6,60	0,993	6,55	26,28						
TER										
	22,00	0,988	21,73	-3,12						
TER HCPB 6.6 kV										
	6,60	0,990	6,53	26,18						
TER WCLL 6.6 kV										
	6,60	1,000	6,60	26,88						
TFV										
	22,00	0,988	21,73	-3,12						
TFV 6.6 kV										
	6,60	0,993	6,55	26,42						
WCLL DCD BOP.PCS.ESS										

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

| Grid: DEMO PP & SS EN System Stage: DEMO PP & SS EN | Study Case: Study Case | Annex: / 5 |

	nom.V	Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]				
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
	6,60	1,001	6,60	-3,11					
WCLL DCD BOP.PCS.RK_EG	6,60	1,001	6,60	-3,11					
WCLL DCD BOP.PHTS 6.6 kV	6,60	1,001	6,60	-3,11					
WCLL ICD BoP	22,00	0,988	21,74	-3,11					

6.3 DIRECT COUPLING AT DWELL

Load Flow Calculation					Complete System Report: Voltage Profiles				
AC Load Flow, balanced, positive sequence					Automatic Model Adaptation for Convergence				
Automatic tap adjustment of transformers Yes					Max. Acceptable Load Flow Error				
Consider reactive power limits No					Bus Equations (HV) 1,00 kVA				
					Model Equations 0,10 %				
Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN			Study Case: Study Case			Annex: / 1	
rtd.V		Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]				
[kV]		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
AUX									
22,00		0,977	21,50	-2,07					
AUX_A 6.6 kV									
6,60		0,974	6,43	25,94					
AUX_B 6.6 kV									
6,60		0,970	6,41	-4,29					
AUX_C 6.6 kV									
6,60		0,983	6,49	27,52					
BB 1_22 kV									
22,00		0,980	21,56	-1,96					
BB 3_22 kV									
22,00		0,980	21,56	-1,96					
BB 400 kV SSN									
400,00		1,000	399,99	0,00					
BB 400KV PPN									
400,00		1,000	399,93	0,01					
BB 400KV TG									
400,00		1,000	400,00	-0,00					
BB CPS 1									
66,00		1,019	67,28	24,68					

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex:		/ 2		
		rtd.V	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
		[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
BB CPS 2										
		66,00	1,019	67,28	24,68					
BB CPS 3										
		66,00	1,019	67,28	24,68					
BB CPS 4										
		66,00	1,019	67,28	24,68					
BB CPS 5										
		66,00	1,019	67,28	24,68					
BB CPS 6										
		66,00	1,019	67,28	24,68					
BB CPS 7										
		66,00	1,019	67,28	24,68					
BB CPS 8										
		66,00	1,019	67,28	24,68					
BB HPS 1										
		22,00	0,957	21,06	16,45					
BB HPS 2										
		22,00	0,957	21,06	16,45					
BB HPS 3										
		22,00	0,957	21,06	16,45					
BB HPS 4										
		22,00	0,957	21,06	16,45					
BB HPS 5										
		22,00	0,957	21,06	16,45					
BB HPS 6										
		22,00	0,957	21,06	16,45					
BB HPS 7										
		22,00	0,957	21,06	16,45					
BB HPS 8										
		22,00	0,957	21,06	16,45					
BB2_22 kV										
		22,00	0,980	21,56	-1,96					
BUI										

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case			Annex: / 3				
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV] [deg]		-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0 +5 +10		
	22,00	0,978	21,52	-2,05					
BUI OL 0.4 kV									
	0,40	0,976	0,39	23,89					
BUI OL 6.6 kV									
	6,60	0,969	6,40	-4,95					
BUI SIC 0.4 kV									
	0,40	0,990	0,40	56,38					
BUI SIC 6.6 kV									
	6,60	0,986	6,51	27,58					
CD BOP.PHTS 0.4kV									
	0,40	0,974	0,39	23,36					
CRYO									
	22,00	0,977	21,50	-2,06					
CRYO1 6.6 kV									
	6,60	0,968	6,39	-5,39					
CRYO2 6.6 kV									
	6,60	0,974	6,43	25,00					
CRYO3 6.6 kV									
	6,60	0,976	6,44	-3,92					
HCD									
	22,00	0,979	21,54	-1,97					
HCD.ECS 0.4kV									
	0,40	0,983	0,39	57,39					
HCD.ECS 6.6 kV									
	6,60	0,986	6,50	27,54					
HCPB ICD BOP.IHTS+ESS+PCS									
	6,60	0,992	6,55	-1,96					
HCPB ICD BOP.PHTS.BB									
	6,60	0,992	6,55	-1,96					
HCPB ICD BOP.PHTS.DIVCAS+PFU+VV									
	6,60	0,992	6,55	28,04					
HCPB ICD BoP									
	22,00	0,980	21,56	-1,96					

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

| Grid: DEMO PP & SS EN System Stage: DEMO PP & SS EN | Study Case: Study Case | Annex: / 4 |

	rtd.V	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
MAG									
	22,00	0,980	21,56	-1,96					
MAG 6.6 kV									
	6,60	0,992	6,55	28,03					
Node 400 kV									
	400,00	1,000	400,00	-0,00					
PCS									
	22,00	0,979	21,54	-1,97					
PCS 6.6 kV									
	6,60	0,986	6,51	27,60					
PES									
	22,00	0,978	21,51	-2,06					
PES 0.4 kV									
	0,40	0,980	0,39	-6,69					
PES 6.6 kV									
	6,60	0,969	6,39	-4,67					
RM									
	22,00	0,979	21,54	-1,98					
RM 6.6 kV									
	6,60	0,984	6,49	27,42					
TER									
	22,00	0,979	21,54	-1,97					
TER HCPB 6.6 kV									
	6,60	0,992	6,54	28,03					
TER WCLL 6.6 kV									
	6,60	0,981	6,47	27,32					
TFV									
	22,00	0,979	21,54	-1,97					
TFV 6.6 kV									
	6,60	0,985	6,50	27,60					
WCLL DCD BOP.PCS.ESS									
	6,60	0,990	6,53	-2,47					
WCLL DCD BOP.PCS.RK_EG									

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex:				/ 5		
		rtd.V	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]							
		[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10		
		6,60	0,959	6,33	-5,70							
WCLL DCD BOP.PHTS 6.6 kV												
		6,60	0,967	6,38	-5,40							
WCLL ICD BoP												
		22,00	0,978	21,52	-2,04							

6.4 DIRECT COUPLING AT FLAT TOP

Load Flow Calculation					Complete System Report: Voltage Profiles				
AC Load Flow, balanced, positive sequence					Automatic Model Adaptation for Convergence				
Automatic tap adjustment of transformers Yes					Max. Acceptable Load Flow Error				
Consider reactive power limits No					Bus Equations (HV) 1,00 kVA				
					Model Equations 0,10 %				
Grid: DEMO PP & SS EN					System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				
					Annex: / 1				
rtd.V Bus - voltage					Voltage - Deviation [%]				
[kV] [p.u.] [kV] [deg]					-10 -5 0 +5 +10				
AUX									
22,00 0,997 21,92 -2,17									
AUX_A 6.6 kV									
6,60 0,994 6,56 25,92									
AUX_B 6.6 kV									
6,60 0,991 6,54 -4,30									
AUX_C 6.6 kV									
6,60 1,003 6,62 27,44									
BB 1_22 kV									
22,00 0,999 21,98 -2,06									
BB 3_22 kV									
22,00 0,999 21,98 -2,06									
BB 400 kV SSN									
400,00 1,000 399,99 0,00									
BB 400KV PPN									
400,00 1,000 399,93 0,01									
BB 400KV TG									
400,00 1,000 400,02 -0,00									
BB CPS 1									
66,00 1,020 67,34 24,67									
BB CPS 2									

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex:				/ 2
	rtd.V	Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10	
	66,00	1,020	67,34	24,67						
BB CPS 3										
	66,00	1,020	67,34	24,67						
BB CPS 4										
	66,00	1,020	67,34	24,67						
BB CPS 5										
	66,00	1,020	67,34	24,67						
BB CPS 6										
	66,00	1,020	67,34	24,67						
BB CPS 7										
	66,00	1,020	67,34	24,67						
BB CPS 8										
	66,00	1,020	67,34	24,67						
BB HPS 1										
	22,00	0,989	21,77	16,52						
BB HPS 2										
	22,00	0,989	21,77	16,52						
BB HPS 3										
	22,00	0,989	21,77	16,52						
BB HPS 4										
	22,00	0,989	21,77	16,52						
BB HPS 5										
	22,00	0,989	21,77	16,52						
BB HPS 6										
	22,00	0,989	21,77	16,52						
BB HPS 7										
	22,00	0,989	21,77	16,52						
BB HPS 8										
	22,00	0,989	21,77	16,52						
BB2_22 kV										
	22,00	0,999	21,98	-2,06						
BUI										
	22,00	0,997	21,94	-2,15						
BUI OL 0.4 kV										

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

| Grid: DEMO PP & SS EN System Stage: DEMO PP & SS EN | Study Case: Study Case | Annex: / 3 |

	rtd.V	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
	0,40	0,998	0,40	23,96					
BUI OL 6.6 kV									
	6,60	0,991	6,54	-4,93					
BUI SIC 0.4 kV									
	0,40	0,994	0,40	55,40					
BUI SIC 6.6 kV									
	6,60	1,005	6,63	27,48					
CD BOP.PHTS 0.4kV									
	0,40	1,010	0,40	23,51					
CRYO									
	22,00	0,997	21,93	-2,16					
CRYO1 6.6 kV									
	6,60	0,989	6,53	-5,35					
CRYO2 6.6 kV									
	6,60	0,978	6,46	24,93					
CRYO3 6.6 kV									
	6,60	0,996	6,57	-3,94					
HCD									
	22,00	0,998	21,97	-2,08					
HCD.ECS 0.4kV									
	0,40	0,991	0,40	57,30					
HCD.ECS 6.6 kV									
	6,60	0,993	6,55	27,45					
HCPB ICD BOP.IHTS+ESS+PCS									
	6,60	0,999	6,59	-2,06					
HCPB ICD BOP.PHTS.BB									
	6,60	0,999	6,59	-2,06					
HCPB ICD BOP.PHTS.DIVCAS+PFU+VV									
	6,60	0,999	6,59	27,94					
HCPB ICD BoP									
	22,00	0,999	21,98	-2,06					
MAG									
	22,00	0,999	21,98	-2,06					
MAG 6.6 kV									

Analysis of foreseeable interactions between DEMO fusion power plant and transmission grid

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex: / 4			
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	voltage [kV] [deg]		-10	-5	Voltage - Deviation [%]		
							0	+5	+10
	6,60	0,999	6,59	27,93					
Node 400 kV									
	400,00	1,000	400,00	-0,00					
PCS									
	22,00	0,999	21,97	-2,07					
PCS 6.6 kV									
	6,60	0,994	6,56	27,51					
PES									
	22,00	0,997	21,93	-2,16					
PES 0.4 kV									
	0,40	0,980	0,39	-6,76					
PES 6.6 kV									
	6,60	0,969	6,40	-4,74					
RM									
	22,00	0,998	21,96	-2,08					
RM 6.6 kV									
	6,60	0,991	6,54	27,33					
TER									
	22,00	0,999	21,97	-2,07					
TER HCPB 6.6 kV									
	6,60	0,998	6,59	27,93					
TER WCLL 6.6 kV									
	6,60	1,001	6,60	27,24					
TFV									
	22,00	0,998	21,97	-2,07					
TFV 6.6 kV									
	6,60	1,005	6,63	27,51					
WCLL DCD BOP.PCS.ESS									
	6,60	0,950	6,27	-6,84					
WCLL DCD BOP.PCS.RK_EG									
	6,60	0,988	6,52	-5,74					
WCLL DCD BOP.PHTS 6.6 kV									
	6,60	1,001	6,61	-5,34					
WCLL ICD BoP									

Grid: DEMO PP & SS EN		System Stage: DEMO PP & SS EN Study Case: Study Case				Annex:		/ 5			
		rtd.V		Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
		[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10	
		22,00	0,997	21,94	-2,19						

RINGRAZIAMENTI

Un ringraziamento va ai professori Fabio Bignucolo e Roberto Turri per avermi dato la possibilità di intraprendere questo interessantissimo percorso di tesi.

Un ringraziamento va a tutti coloro, amici e parenti, che mi sono sempre stati vicini.

Un ringraziamento speciale va alla mia famiglia.

A Margherita ed Ernesto per avermi dato la possibilità di intraprendere questo percorso e per avermi supportato in ogni singolo momento.

A Matteo per essere stato un punto di riferimento in tutti questi anni.

Ai nonni per la loro amorevole vicinanza.

A Erika per avermi capito e accompagnato durante questa avventura.