

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

IMPIANTO EOLICO ACQUAVIVA COLLECROCE

(Comuni di Acquaviva Collecroce (CB), Palata (CB), San Felice del Molise (CB),
Castelmauro (CB), Tavenna (CB) e Montecilfone (CB))

RELAZIONE DI CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI

Il Tecnico
Ing. Leonardo Sblendido



File: GRE.EEC.R.73.IT.W.15235.10.004.04 _Relazione di calcolo preliminare degli impianti

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
04	26/05/2022	EMISSIONE PER ITER AUTORIZZATIVO	C. Nicoletti	E.Speranza	L.Sblendido
03	11/11/2021	Aggiornamenti commenti ENEL	S. Quintero	E. Speranza	L. Sblendido
02	29/06/2021	Aggiornamento commenti ENEL	GL.Dattolo	GL.Dattolo	L.Sblendido
01	01/06/2021	Aggiornamento commenti ENEL	GL.Dattolo	GL.Dattolo	L.Sblendido
00	28/01/2021	Prima Emissione	GL.Dattolo	GL.Dattolo	L.Sblendido

EGP VALIDATION

<i>Alessio Provasi</i>	<i>Marco Porcellini</i>	<i>Enrico Pansini</i>
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT ACQUAVIVA COLLECROCE EO	EGP CODE																		
	GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT			SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION							
	GRE	EEC	R	7	3	I	T	W	1	5	2	3	5	1	0	0	0	4	0

CLASSIFICATION

UTILIZATION SCOPE

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	3
2. OGGETTO E SCOPO.....	3
3. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO.....	4
4. BREVE DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO.....	7
5. RIEPILOGO DEI PRINCIPALI DATI DI INPUT.....	10
6. STUDIO DI POWER FLOW.....	18
6.1. SCOPO DELLE ANALISI.....	18
6.2. METODOLOGIA.....	19
6.3. IMPOSTAZIONI DI SIMULAZIONE.....	20
6.4. RISULTATI STUDI DI LOAD FLOW.....	22
7. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO E FORZA DELLA RETE NEL PUNTO DI CONNESSIONE.....	23
7.1. SCOPO DELLE ANALISI.....	23
7.2. METODOLOGIA.....	24
7.3. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO.....	26
8. PROGETTAZIONE CAVIDOTTI MT E RISOLUZIONI INTERFERENZE.....	27
9. SOTTOSTAZIONE DI ELEVAZIONE.....	30
9.1. CARATTERISTICHE TECNICHE.....	30
9.2. SERVIZI AUSILIARI.....	31
9.3. ILLUMINAZIONE ESTERNA.....	31
9.4. RECINZIONE PERIMETRALE.....	31
10. RETE DI TERRA.....	32
10.1. RETE DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE UTENTE 150/33 KV.....	32
10.2. ACRONIMI.....	32
10.2.1. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE.....	33
10.3. RETE DI TERRA WIND FARM.....	33
10.3.1. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA WIND FARM.....	33
10.4. VERIFICA IMPIANTO DI TERRA.....	34

ALLEGATI

- ALLEGATO 1: CALCOLO LOAD FLOW
- ALLEGATO 2: CALCOLO CORRENTE CORTO CIRCUITO 3F MASSIMO
- ALLEGATO 3: CALCOLO CORRENTE CORTO CIRCUITO 3F MINIMO
- ALLEGATO 4: CALCOLO CORRENTE CORTO CIRCUITO 1F-G MASSIMO
- ALLEGATO 5: PIANO CAVI
- ALLEGATO 6: DIMENSIONAMENTO CAVI MT

1. INTRODUZIONE

La presente relazione contiene la descrizione dei calcoli elettrici riferiti al progetto dell'impianto eolico "Acquaviva Collecroce" proposto da Enel Green Power S.p.A., nei Comuni di Acquaviva Collecroce, Castelmauro, Palata, San Felice del Molise, Tavenna e Montecilfone, tutti in provincia di Campobasso (CB).

L'impianto eolico denominato "Acquaviva Collecroce" sarà di tipo grid-connected con allaccio trifase in alta tensione a 150kV su rete TERNA a mezzo di sottostazione elettrica elevatrice 33/150kV. Di seguito si riporta la potenza complessiva dell'impianto pari a 60MW.

L'energia dell'impianto complessivo è derivante da n°10 WTGs da 6MW suddivisi in 4 Clusters.

2. OGGETTO E SCOPO

Il documento ha lo scopo di determinare i parametri elettrici fondamentali di funzionamento dell'impianto, sia in condizioni normali che di guasto, con particolare riferimento ai requisiti richiesti da TERNA per la connessione degli impianti eolici alla RTN. Nella seconda parte del presente documento verrà dimensionata la rete di terra di sottostazione 150/33 kV multiutente e la rete di terra dell'impianto.

Come meglio descritto in seguito, le prescrizioni contenute nell'allegato A.17 al codice di rete riguardano:

- le caratteristiche generali d'impianto ed il campo di funzionamento necessari per la connessione alle reti AT;
- le caratteristiche dei sistemi di protezione ai fini del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico;
- le caratteristiche dei sistemi di regolazione e gestione che gli Impianti Eolici devono fornire in condizioni normali ed in emergenza;

L'oggetto del presente studio sono pertanto le analisi del comportamento a regime dell'impianto eolico ed in particolare, la verifica del supporto reattivo al punto di connessione.

Per lo scopo presente è studiata la sezione di impianto a partire da ogni singolo aerogeneratore in bassa tensione fino al punto di consegna sulla rete elettrica AT, a cui si suppone collegato un opportuno equivalente di rete a 150 kV.

Nei successivi capitoli seguenti sono inclusi:

- Il calcolo delle correnti di cortocircuito;
- I calcoli di load flow, la verifica del dimensionamento delle apparecchiature e delle condutture principali d'impianto;

3. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- a.** CEI EN 60909-0: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti
- b.** TERNA Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete
- c.** TERNA Codice di Rete, allegato A.1 "Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV"
- d.** TERNA Codice di Rete, allegato A.2 "Guida agli schemi di connessione"
- e.** TERNA Codice di Rete, allegato A.3 "Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN"
- f.** TERNA Codice di Rete, allegato A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV"
- g.** TERNA Codice di Rete, allegato A.8 "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV"
- h.** TERNA Codice di Rete, allegato A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV"
- i.** TERNA Codice di Rete, allegato A.12 "Criteri di taratura dei relè di frequenza del sistema elettrico"
- j.** TERNA Codice di Rete, allegato A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna"
- k.** TERNA Codice di Rete, allegato A.14 "Partecipazione alla regolazione di tensione"
- l.** TERNA Codice di Rete, allegato A.15 "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza/potenza"
- m.** TERNA Codice di Rete, allegato A.17 "Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo"
- n.** TERNA Codice di Rete, allegato A.18 "Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore"
- o.** TERNA Codice di Rete, allegato A.45 "Specifica tecnica funzionale e realizzativa delle apparecchiature di misura"

- p.** TERNA Codice di Rete, allegato A.55 "Caratteristiche della tensione sulla rete di trasmissione nazionale"
- q.** TERNA Codice di Rete, allegato A.56 "Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di corto circuito per i siti direttamente connessi alla RTN"
- r.** TERNA Codice di Rete, allegato A.57 "Contratto tipo per la connessione alla rete di trasmissione nazionale"
- s.** TERNA Codice di Rete, allegato A.64 "Modalità di utilizzo del teledistacco applicato ad impianti di produzione da fonte eolica"
- t.** TERNA Codice di Rete, allegato A.65 "Dati tecnici dei gruppi di generazione"
- u.** TERNA Qualità del servizio di trasmissione: Valori minimo e massimo della tensione effettiva misurata dagli Utenti AT sui propri impianti - Anno 2017
- v.** TERNA Qualità del servizio di trasmissione: Valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante con tensione 380-220-150-132 kV – Anno 2019
- w.** SGRE ON SG 6.0-170 Developer Package. Rev 2
- x.** EGP.EEC.S.24.XX.W.00000.00.039.00_MV_UG

Per l'esecuzione del progetto di maglia di terra sono state adottate le norme CEI nella loro edizione più recente nonché gli standard Enel Green Power. Di seguito si elencano le principali normative e standard di riferimento.

- i. CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ii. CEI EN 61936-1 (CEI 99-2)-Impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c. a.-Parte 1: Prescrizioni comuni.
- iii. CEI EN 50522 (CEI 99-3) - Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- iv. CEI 11.17 – Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo;
- v. CEI EN 60865-1 (CEI 11-26) Correnti di cortocircuito – Calcolo degli effetti - Parte 1: Definizioni e metodi di calcolo;
- vi. CEI EN 60909-0 (CEI 11-25) Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata – Parte 0: calcolo delle correnti;

- vii. CEI EN 60909-3 Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata – Parte 3: Correnti in due corto circuiti fase-terra simultanei e distinti e correnti di corto circuito parziali che fluiscono attraverso terra;
- viii. CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo;
- ix. CEI 11-37 Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- x. IEC 60479-1 Effects of current on human beings and livestock - Part 1: General aspects;
- xi. IEC 60479-2 Effects of current on human beings and livestock - Part 2: Special aspects;
- xii. IEC/TR 60909-2:2008 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations;
- xiii. CEI 64.8 – Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V ca e 1500V cc;
- xiv. DL n°81 del 9.04.2008 - Procedure di attuazione per la sicurezza sul lavoro;
- xv. ANSI / IEEE Std 80 – Guide for Safety in AC Substation Grounding;
- xvi. S.24.XX.X.00000.16.010.00 TS_Proj_Guide_Earth_Syst

Per quanto non esplicitamente indicato, dovranno in ogni caso essere sempre adottate tutte le indicazioni normative e di legge atte a garantire la realizzazione del sistema a regola d'arte e nel rispetto della sicurezza.

4. BREVE DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico è costituito da dieci aerogeneratori, ciascuno dei quali comprende un generatore ($V=690V$, $P=6000\text{ kW}$), collegati al rispettivo trasformatore MT/BT di macchina ($33/0.69kV$, $P=6500kVA$). I dieci aerogeneratori sono divisi in quattro sottogruppi (Clusters). All'interno di ogni cluster gli aerogeneratori sono connessi con collegamento di tipo "entra-esci" rigido alla linea MT di distribuzione a 33 kV . L'immissione in rete dell'energia prodotta riferita alla potenza di $60MW$, avverrà mediante il collegamento tra la sottostazione multiutente di trasformazione $150/33\text{ kV}$, ubicata nel comune di Montecilfone, e la futura Stazione RTN $380/150\text{ kV}$ di TERNA, ubicata nello stesso comune.

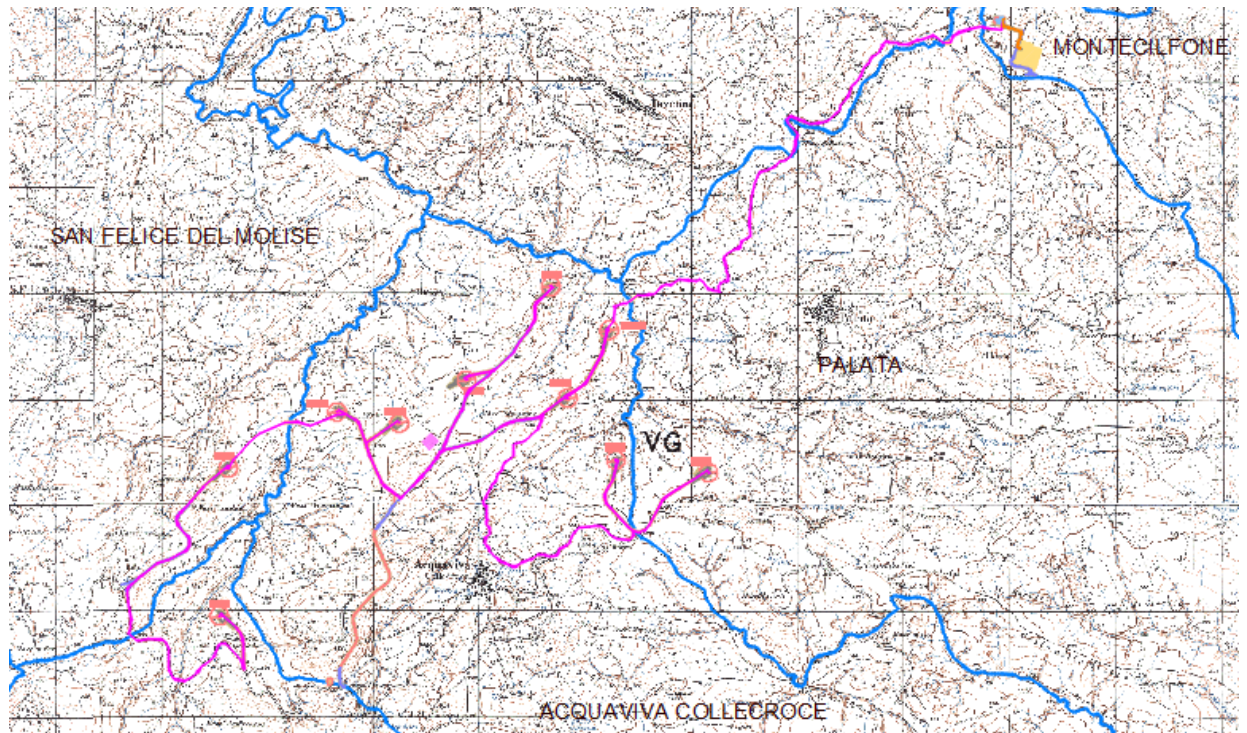
Ogni aerogeneratore è dotato di tutte le apparecchiature e circuiti di potenza nonché di comando, protezione, misura e supervisione.

L'impianto elettrico comprende sistemi di categoria 0, I e II ed è esercito alla frequenza di $50Hz$.

L'impianto è composto dalle seguenti strutture:

- n°1 stazione multiutente ed al suo interno il Quadro MT ed il trasformatore principale AT/MT.
- n°10 aerogeneratori con annesse all'interno tutte le apparecchiature di macchina.

Di seguito vengono mostrati il layout dell'impianto, lo schema elettrico unifilare dell'impianto e lo schema del modello di calcolo implementato nella suite di simulazione DIgSILENT PowerFactory per il dimensionamento dei cavi MT.



LEGENDA DEI COLORI E SIMBOLI IN CARTA












	Limiti amministrativi comunali
	Aerogeneratore (Diametro rotore= 170 m; Hhub=115 m; Htip=200 m)
	Site camp
	Stazione Multiutente 150/33 kV
	Strada di nuova realizzazione
	Strada esistente da adeguare
	Edificio O&M
	Ca vidotto MT di impianto
	Ca vidotto MT di impianto in TOC
	Ca vidotto AT di connessione alla stazione RTN
	Futura stazione RTN 380/150 kV

Figura 1 - Layout d'impianto

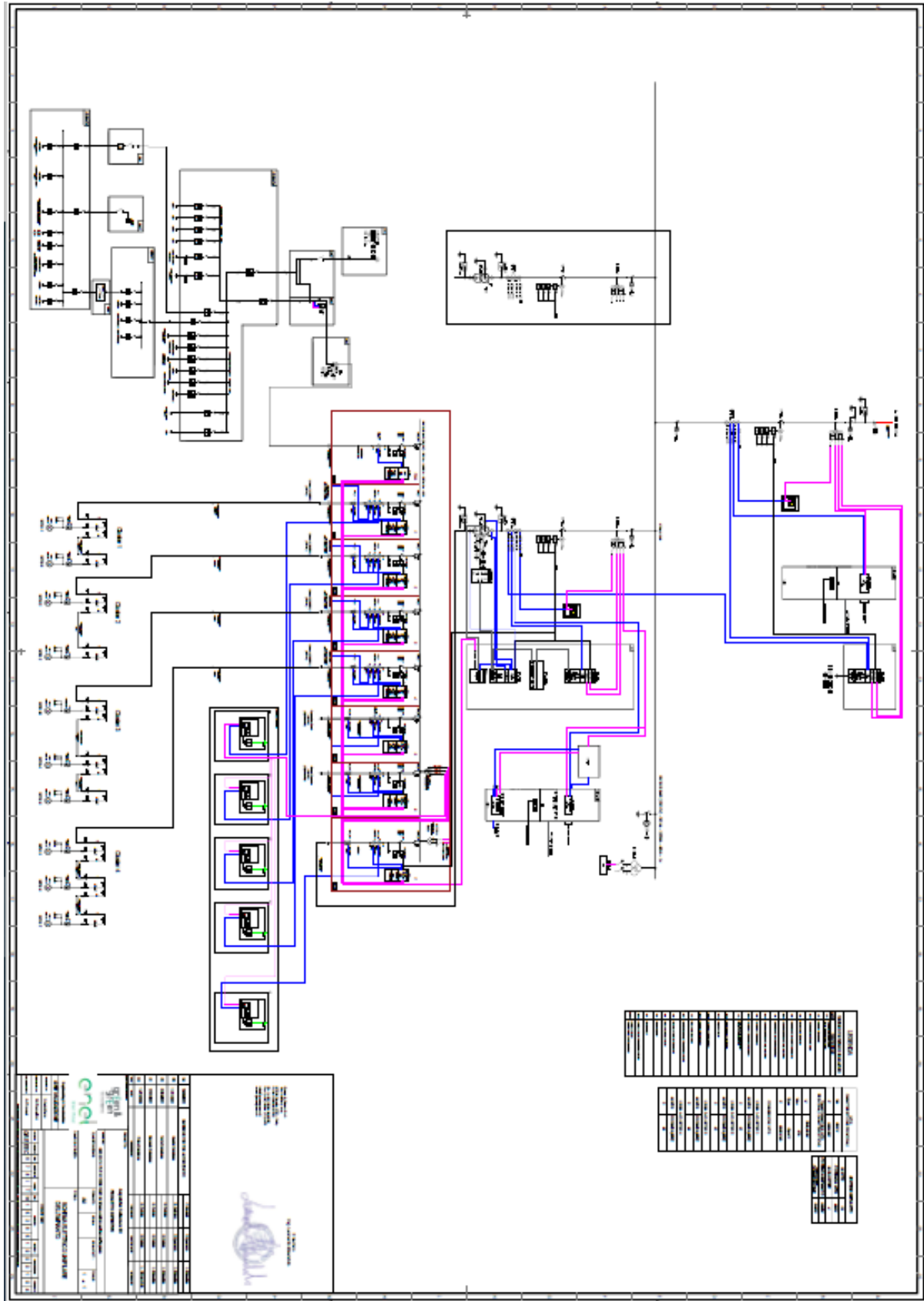


Figura 2 - Schema elettrico unifilare

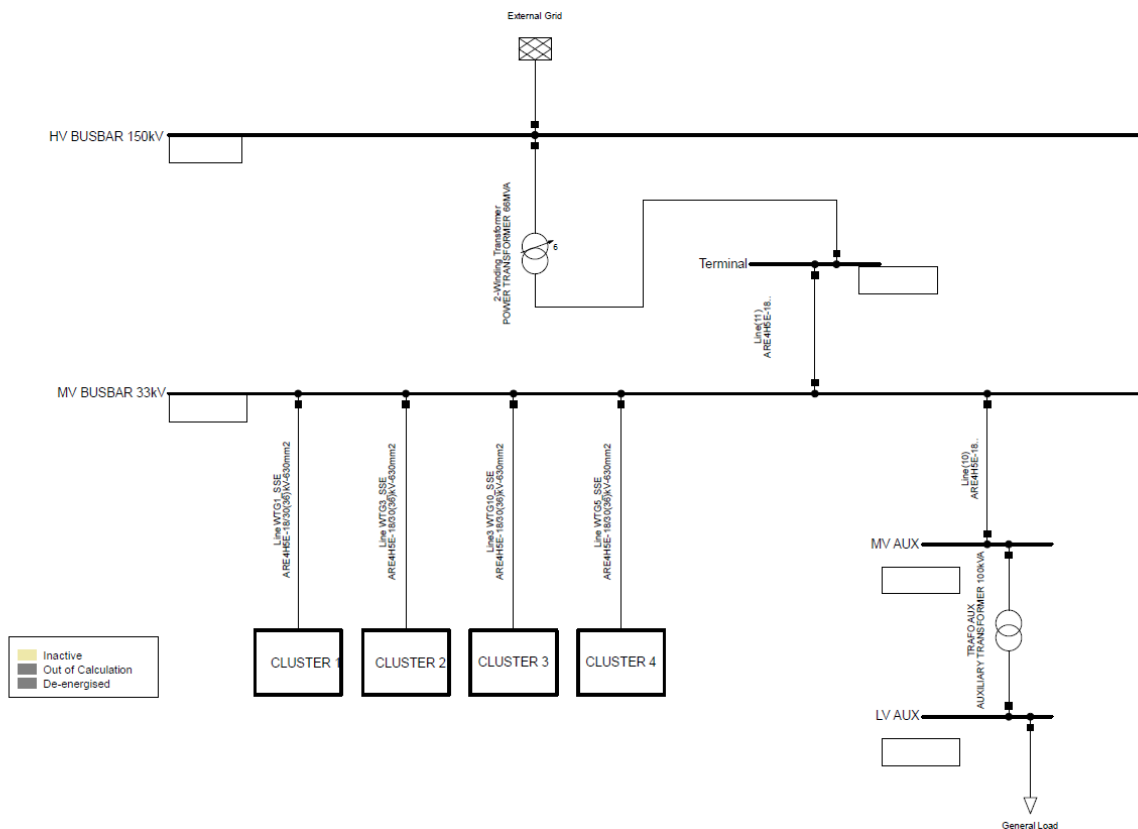


Figura 3 - Estratto dei valori massimi e minimi delle correnti di cortocircuito nella Cabina primaria di LARINO

5. RIEPILOGO DEI PRINCIPALI DATI DI INPUT

La RTN al punto di connessione è rappresentata mediante un equivalente a 150 kV implementata a partire dal valore delle correnti di corto-circuito pubblicate da TERNA. Per lo studio di load flow verrà implementata la rete funzionante a 1.1 p.u. come indicato dalle specifiche tecniche EGP. Il preventivo di connessione rilasciato da Terna prevede nella soluzione tecnica quanto riportato di seguito:

"Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV della RTN da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV "Larino-Gissi".

Vi comunichiamo inoltre che il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della Vs. centrale alla citata SE costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione."

Non avendo a disposizione i dati relativi allo stato della rete nel punto di connessione in quanto la SE è di nuova realizzazione, si è preso per lo svolgimento dei calcoli i valori riportati nei documenti TERNA appartenenti alla cabina primaria di LARINO a 150kV posta nelle vicinanze dell'impianto.



VALORI DELLE CORRENTI E DELLE POTENZE DI CORTO CIRCUITO NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380 - 220 - 150 - 132 kV AGGIORNAMENTO APRILE 2020										
Area	Stazione	Codice univoco utente			Tensione kV	Titolare	Icc trifase massima	Icc monofase massima	Pcc massima trifase convenzionale	Pcc minima trifase convenzionale
		Sezione	Nodo	kA			kA	MVA	MVA	
R	KIMBERLY	KCLR_I1501	SUBNET_C	1	150	KIMBERLY	12.765	9.310	3316	2396
R	KLOPMAN	KLOR_I1501	SUBNET_C	1	150	KLOPMAN	8.940	5.735	2323	889
R	A.LANCIANI	LACRDI1501	SUBNET	1	150	ACEA	13.756	10.466	3574	1450
R	LANUVIO SE	LANR_I1501	SUBNET	1	150	TERNA	9.550	7.124	2481	1189
R	LARINO	LARBTI1501	SUBNET	1	150	TERNA	13.113	13.287	3407	1511
R	LARINO	LARRTI1501	SUBNET	2	150	TERNA	13.192	12.213	3427	1648
R	LATINA NUC	LATRTI1501	SUBNET	1	150	TERNA	12.833	11.040	3334	1552
R	LATINA NUC	LATRTI1501	SUBNET	2	150	TERNA	11.187	9.942	2906	1648
R	LATINA NUC	LATRTI1501	SUBNET	3	150	TERNA	15.887	14.353	4127	1678
R	LAVINIO	LAVR_I1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	8.127	5.469	2111	957
R	LARINO CP	LCPRDI1501	SUBNET	1	150	ALTRI PRODUT	12.123	10.463	3150	635
R	LEFERRIERE	LEFRDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	12.240	8.572	3180	999
R	LEONESSA	LEOR_I1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	4.124	2.502	1072	609
R	LAMA PELIG	LMPR_I1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	5.283	3.079	1373	620
R	LANCIANO	LNCRDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	8.173	6.416	2123	776
R	LANUVIOCE	LNVR_I150A	SUBNET	1	150	LIRA PV	9.443	7.063	2453	1182
R	LATERA CP	LTARDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	4.346	2.514	1129	650
R	LARINO TG	LTGRPI1502	SUBNET	1	150	ENEL PRODUIZI	12.934	13.147	3360	1501
R	LATINA LID	LTLRDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	13.727	10.643	3566	1278
R	LATINA TLF	LTNRDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	17.204	13.378	4470	2353
R	LATINA SCA	LTSRDI1501	SUBNET	1	150	ENEL DISTRIB	8.712	6.064	2264	1046
R	MACCHIAG.	MCGR_I1501	SUBNET	1	150	ENEL PRODUIZI	5.639	3.447	1465	689

159

Figura 4 - Estratto dei valori massimi e minimi delle correnti di cortocircuito nella Cabina primaria di LARINO

External Grid - Grid\External Grid.ElmXnet

<ul style="list-style-type: none"> Basic Data Description Load Flow Short-Circuit VDE/IEC Short-Circuit Complete Short-Circuit ANSI Short-Circuit IEC 61363 Short-Circuit DC Quasi-Dynamic Simulation Simulation RMS Simulation EMT Power Quality/Harmonics Reliability Hosting Capacity Analysis Optimal Power Flow Unit Commitment 	Max. Values	Short-Circuit Power Sk''max: <input type="text" value="3427,382"/> MVA Short-Circuit Current Ik''max: <input type="text" value="13,192"/> kA R/X Ratio (max.): <input type="text" value="0,1"/> Impedance Ratio Z2/Z1 max.: <input type="text" value="1,"/> X0/X1 max.: <input type="text" value="1,08"/> R0/X0 max.: <input type="text" value="0,1"/>	Min. Values	Short-Circuit Power Sk''min: <input type="text" value="1648,"/> MVA Short-Circuit Current Ik''min: <input type="text" value="6,343155"/> kA R/X Ratio (min.): <input type="text" value="0,1"/> Impedance Ratio Z2/Z1 min.: <input type="text" value="1,"/> X0/X1 min.: <input type="text" value="1,"/> R0/X0 min.: <input type="text" value="0,1"/>	<input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Cancel"/> <input type="button" value="Figure"/> <input type="button" value="Jump to ..."/>
---	--------------------	---	--------------------	--	---

Figura 5 - Implementazione dell'equivalente di rete

La centrale eolica è collegata alla RTN alla tensione di 150 kV. Per elevare la tensione dal livello della distribuzione in MT a 33 kV, nella stazione di utenza, si ipotizza l'installazione di un trasformatore elevatore 150/33 kV della potenza ONAN/ONAF di 52/66 MVA con una impedenza di cortocircuito pari al 12.5%@66MVA.

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\POWER TRANSFORMER 66MVA.TypTr2

Basic Data	Name	POWER TRANSFORMER 66MVA	OK
Description	Technology	Three Phase Transformer	Cancel
Version	Rated Power	66, MVA	
Load Flow	Nominal Frequency	50, Hz	
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage		
Short-Circuit Complete	HV-Side	150, kV	Vector Group
Short-Circuit ANSI	LV-Side	33, kV	HV-Side
Short-Circuit IEC 61363			LV-Side
Short-Circuit DC			Phase Shift
Simulation RMS	Positive Sequence Impedance		11, *30deg
Simulation EMT	Short-Circuit Voltage uk	12,5 %	Name
Protection	Copper Losses	330, kW	YNd11
Power Quality/Harmonics	Zero Sequence Impedance		
Reliability	Reactance x0	0,1 p.u.	
Hosting Capacity Analysis	Resistance r0	0, p.u.	
Optimal Power Flow			

Figura 6 - Implementazione del trasformatore principale AT/MT - dati di base

2-Winding Transformer Type - Equipment Type Library\POWER TRANSFORMER 66MVA.TypTr2

Basic Data	General	Tap Changer	Saturation	Advanced	OK
Description	<input checked="" type="checkbox"/> Tap Changer 1				Cancel
Version	Type	Ratio/Asym. Phase Shifter			
Load Flow	at Side	HV			
Short-Circuit VDE/IEC	Additional Voltage per Tap	1,5 %			
Short-Circuit Complete	Phase of du	0, deg			
Short-Circuit ANSI	Neutral Position	0			
Short-Circuit IEC 61363	Minimum Position	-10			
Short-Circuit DC	Maximum Position	10			
Simulation RMS	<input type="checkbox"/> Tap dependent impedance				
Simulation EMT					
Protection					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
Hosting Capacity Analysis					
Optimal Power Flow					

Figura 7 - Implementazione del trasformatore principale AT/MT - variatore di tensione

Le WTGs saranno dotate di generatore asincrono DFIG. Di seguito si riportano le principali caratteristiche fornite dal costruttore degli aerogeneratori.

Technical Specifications

Rotor		Generator	
Type	3-bladed, horizontal axis	Type	Asynchronous, DFIG
Position	Upwind	Grid Terminals (LV)	
Diameter	170 m	Baseline nominal power ..	6.0 MW
Swept area	22,698 m ²	Voltage	690 V
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed	Frequency	50 Hz or 60 Hz
Rotor tilt	6 degrees	Yaw System	
Blade		Type	Active
Type	Self-supporting	Yaw bearing	Externally geared
Blade length	83 m	Yaw drive	Electric gear motors
Max chord	4.5 m	Yaw brake	Active friction brake
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils	Controller	
Material	GRE (Glassfiber Reinforced Epoxy) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)	Type	Siemens Integrated Control System (SICS)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813	SCADA system	SGRE SCADA System
Surface color	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018	Tower	
Aerodynamic Brake		Type	Tubular steel / Hybrid
Type	Full span pitching	Hub height	100m to 165 m and site-specific
Activation	Active, hydraulic	Corrosion protection	
Load-Supporting Parts		Surface gloss	Painted
Hub	Nodular cast iron	Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813
Main shaft	Forged steel	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018	
Nacelle bed frame	Nodular cast iron	Operational Data	
Mechanical Brake		Cut-in wind speed	3 m/s
Type	Hydraulic disc brake	Rated wind speed	10.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Position	Gearbox rear end	Cut-out wind speed	25 m/s
Nacelle Cover		Restart wind speed	22 m/s
Type	Totally enclosed	Weight	
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813	Modular approach	All modules weight lower than 80 t for transport
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018		

Figura 8 - Caratteristiche principali datasheet SIEMENS GAMESA SG6.0-170

Il costruttore fornisce insieme alle caratteristiche principali, le curve di funzionamento (curve di capability) qui di seguito riportate.

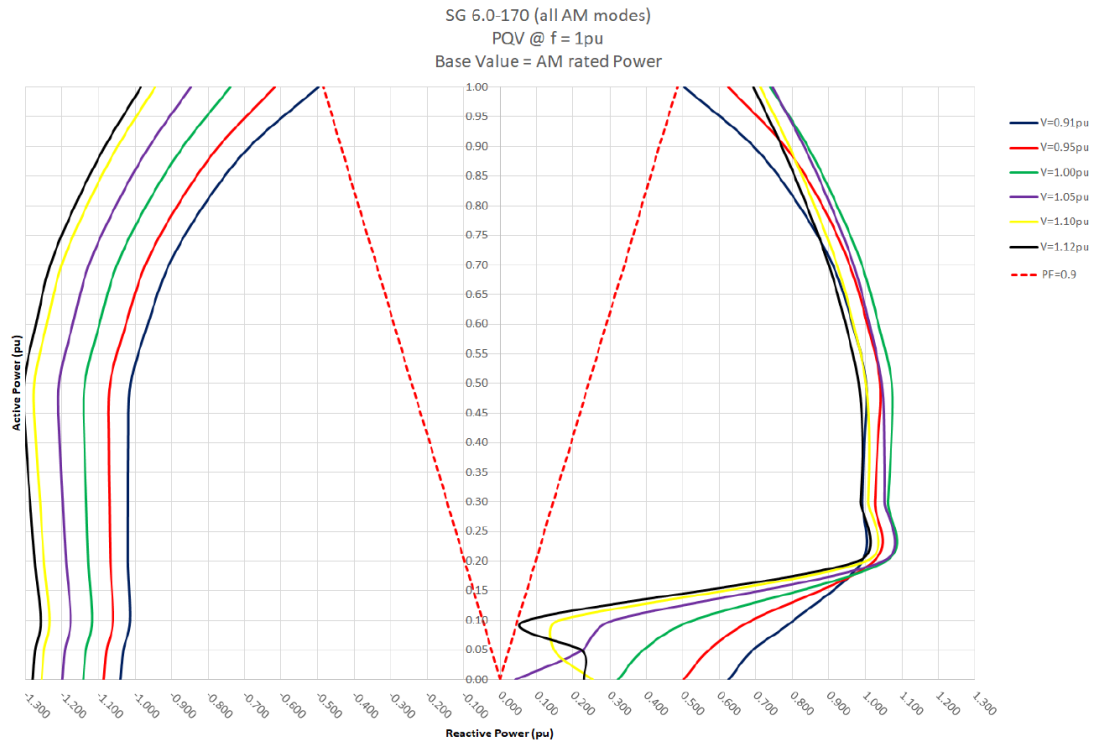


Figure 1: Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.
 Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

Figura 9 - Curva di capability fornita dal costruttore

Quest'ultime verranno caricate nel modello dell'aerogeneratore implementato nel software, tramite inserimento puntuale dei valori tabellati.

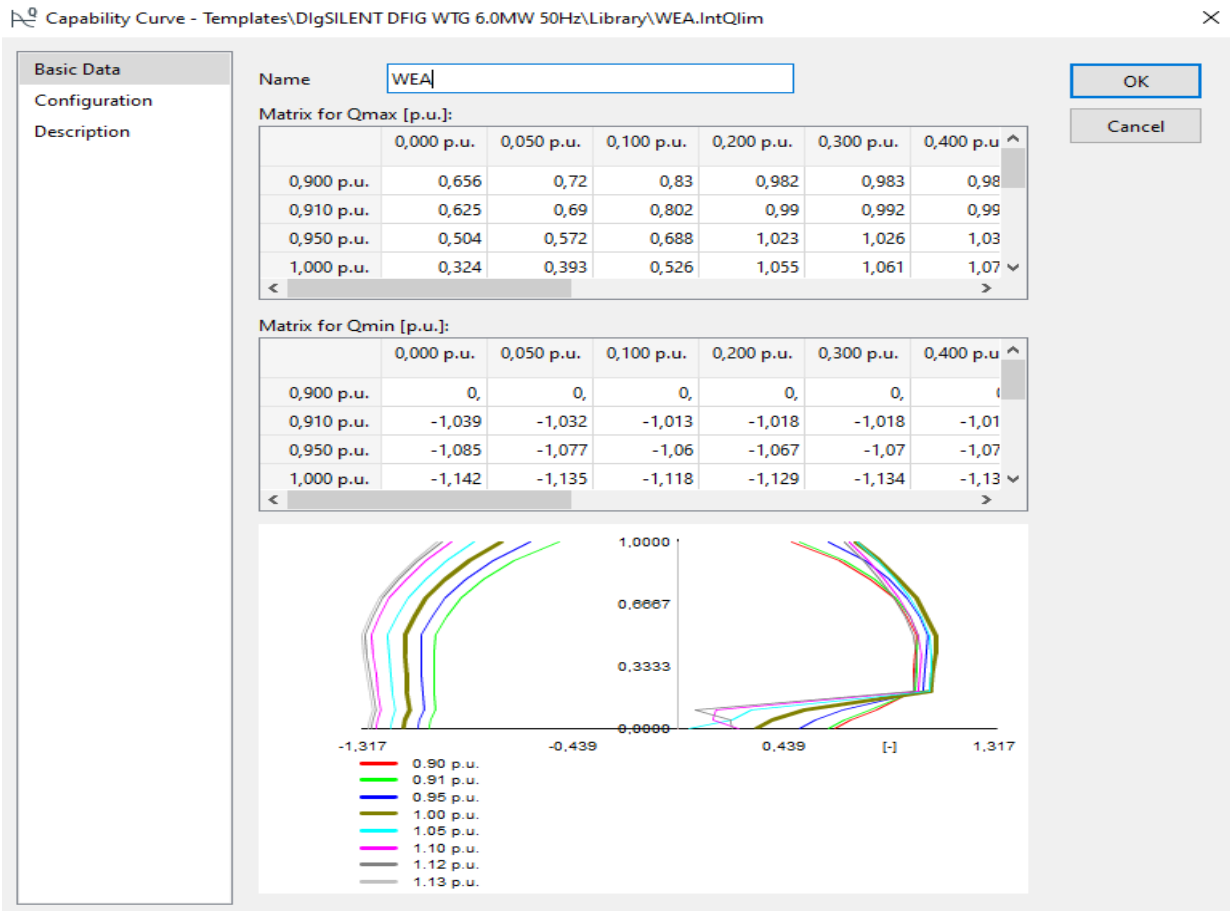


Figura 10 - Implementazione curve di capability in ambiente DIGSILENT

Ogni aerogeneratore dell'impianto consegna la potenza prodotta in bassa tensione a 0.69kV ed è equipaggiato con un trasformatore di macchina per la connessione al sistema di distribuzione in MT.

2-Winding Transformer Type - Templates\DlgSILENT DFIG WTG 6.0MW 50Hz\Library\Trf 0.69kV - 33kV.TypTr2

Basic Data	Name	Trf 0.69kV - 33kV	OK	
Description	Technology	Three Phase Transformer	Cancel	
Version	Rated Power	6,5 MVA		
Load Flow	Nominal Frequency	50, Hz		
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage		Vector Group	
Short-Circuit Complete	HV-Side	33, kV	HV-Side	D
Short-Circuit ANSI	LV-Side	0,69 kV	LV-Side	YN
Short-Circuit IEC 61363	Positive Sequence Impedance		Phase Shift	11, *30deg
Short-Circuit DC	Short-Circuit Voltage uk	9,5 %	Name	Dyn11
Simulation RMS	Copper Losses	82,24 kW		
Simulation EMT	Zero Sequence Impedance			
Protection	Reactance x0	0, p.u.		
Power Quality/Harmonics	Resistance r0	0,01 p.u.		
Reliability				
Hosting Capacity Analysis				
Optimal Power Flow				

Figura 11 - Trasformatore delle WTGs - dati di base

Ogni trasformatore di macchina è anche dotato, sul proprio avvolgimento MT, di un variatore di tensione a vuoto $\pm 2 \times 2.5 \%$.

2-Winding Transformer Type - Templates\DlgSILENT DFIG WTG 6.0MW 50Hz\Library\Trf 0.69kV - 33kV.TypTr2

Basic Data	General	Tap Changer	Saturation	Advanced	OK
Description	<input checked="" type="checkbox"/> Tap Changer 1 <input type="checkbox"/> Tap Changer 2				Cancel
Version	Type	Ratio/Asym. Phase Shifter			
Load Flow	at Side	HV			
Short-Circuit VDE/IEC	Additional Voltage per Tap	2,5 %			
Short-Circuit Complete	Phase of du	0, deg			
Short-Circuit ANSI	Neutral Position	0			
Short-Circuit IEC 61363	Minimum Position	-2			
Short-Circuit DC	Maximum Position	2			
Simulation RMS	<input type="checkbox"/> Tap dependent impedance				
Simulation EMT					
Protection					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
Hosting Capacity Analysis					
Optimal Power Flow					

Figura 12 - Trasformatore delle WTGs - Tap changer

In base al layout dell'impianto ed alla lunghezza di ciascuna tratta, ciascuna tratta è dimensionata in base a criteri di portata di corrente e caduta di tensione in servizio normale e tenuta dei livelli di cortocircuito.

6. STUDIO DI POWER FLOW

6.1. SCOPO DELLE ANALISI

In una rete attiva come quella rappresentata dal collector system di un impianto wind, più che le cadute di tensione percentuali, andrebbero verificate due condizioni importanti:

1. La corrente che passa nei cavi deve essere inferiore o al limite uguale alla portata effettiva stimata della condotta sulla base delle condizioni di posa;
2. La tensione che si trova ai morsetti di ogni WTG sia all'interno del suo campo di funzionamento normale.

Tali verifiche devono essere effettuate almeno in due condizioni critiche (in entrambe la tensione sul quadro MT in stazione può essere considerata pari al valore nominale, dato che il trasformatore principale è equipaggiato con variatore di rapporto sotto carico con range di variazione della tensione tale da compensare le variazioni della tensione sul lato AT):

- A) L'impianto genera la massima potenza attiva consentita, potenza reattiva erogata in rete (sovraeccitazione) pari al massimo valore come indicato in allegato A17 al codice di rete TERNA, tensione sul nodo di alta tensione al minimo valore (0.9 p.u.);
- B) L'impianto genera la minima potenza attiva (da stabilire sulla base del tipo di turbina impiegata), potenza reattiva assorbita dalla rete (sottoeccitazione) pari al massimo valore (assoluto) come indicato in allegato A17 al codice di rete TERNA, tensione sul nodo di alta tensione al massimo valore (1.1 p.u.).

Ogni percorso della rete (cavo) sarà rappresentato da:

- Impedenza longitudinale (serie resistenza e reattanza induttiva);
- Impedenza trasversale (reattanza capacitiva e conduttanza che considera le perdite nel dielettrico).

Lo scambio di energia tra ogni punto di generazione (WTG) and il punto di consegna (Barra AT) è affetta da perdita.

Lo studio di Power Flow di ogni cluster MT consente di calcolare:

- Valore di picco e angolo di fase della tensione a ogni nodo;
- Potenza attiva e reattiva (e corrente anche) che fluisce in ogni linea in cavo;
- Perdite nei cavi.

6.2. METODOLOGIA

Lo studio verrà effettuato analizzando lo scenario peggiore per tutte le linee in cavo relative a ogni cluster e include le seguenti condizioni:

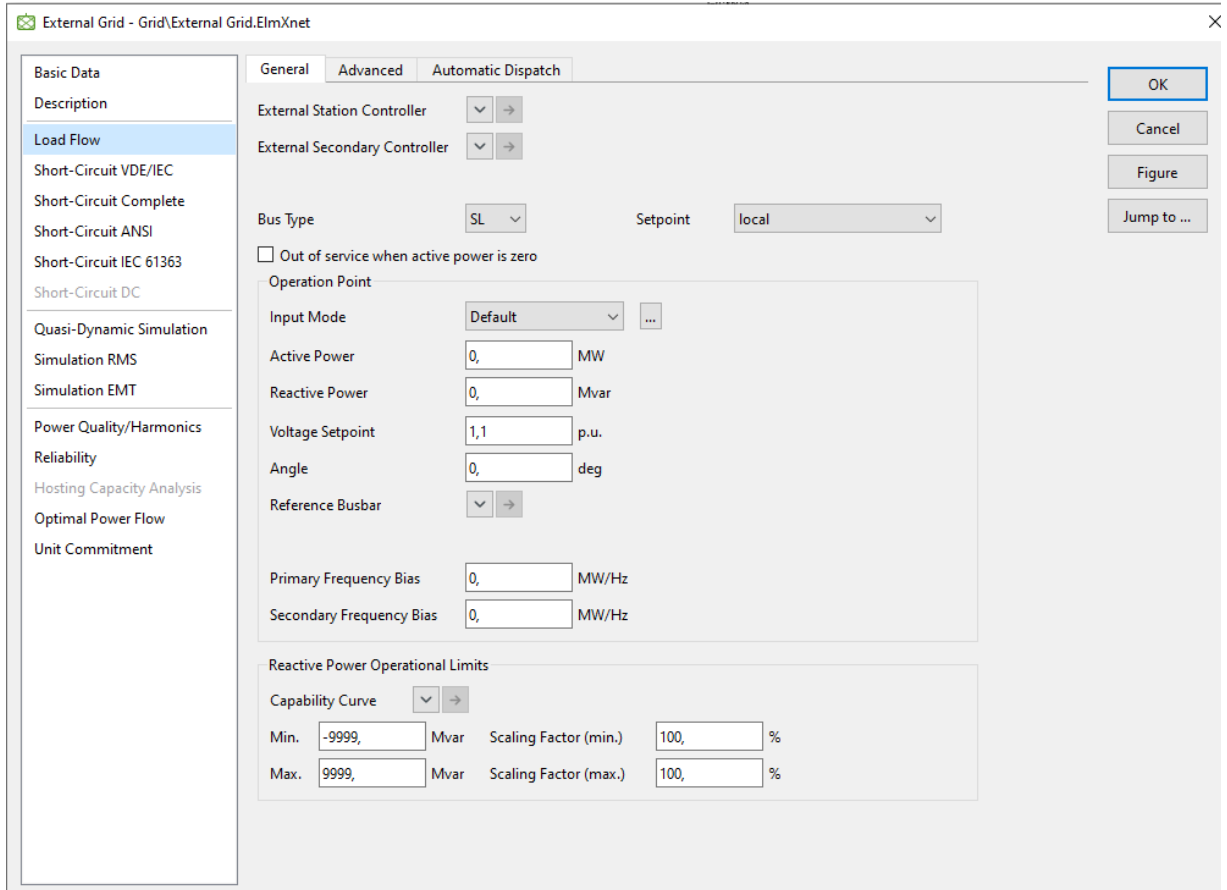
- Ogni WTG al massimo carico (100%) che significa massima potenza attiva e reattiva;
- Valore della tensione al punto di consegna (Barra AT nella SS) al suo massimo valore (1.1 p.u)

I risultati dello studio consentiranno di valutare i seguenti parametri di progettazione di ogni cluster:

- Valore della tensione di ogni nodo di generazione dovrebbe essere nel range stabilito del fornitore delle WTGs o $\pm 4\%$ laddove non specificato.
- La corrente di picco che fluisce in ogni linea in cavo deve essere inferiore all'effettiva portata del cavo I'_z .

6.3. IMPOSTAZIONI DI SIMULAZIONE

L'implementazione del valore massimo della tensione al punto di consegna è riportato di seguito.



External Grid - Grid\External Grid.ElmXnet

Basic Data
 Description
Load Flow
 Short-Circuit VDE/IEC
 Short-Circuit Complete
 Short-Circuit ANSI
 Short-Circuit IEC 61363
 Short-Circuit DC
 Quasi-Dynamic Simulation
 Simulation RMS
 Simulation EMT
 Power Quality/Harmonics
 Reliability
 Hosting Capacity Analysis
 Optimal Power Flow
 Unit Commitment

General Advanced Automatic Dispatch

External Station Controller [v] [r]
 External Secondary Controller [v] [r]

Bus Type [SL] Setpoint [local]

Out of service when active power is zero

Operation Point

Input Mode [Default] [...]
 Active Power [0,] MW
 Reactive Power [0,] Mvar
 Voltage Setpoint [1,1] p.u.
 Angle [0,] deg
 Reference Busbar [v] [r]

Primary Frequency Bias [0,] MW/Hz
 Secondary Frequency Bias [0,] MW/Hz

Reactive Power Operational Limits

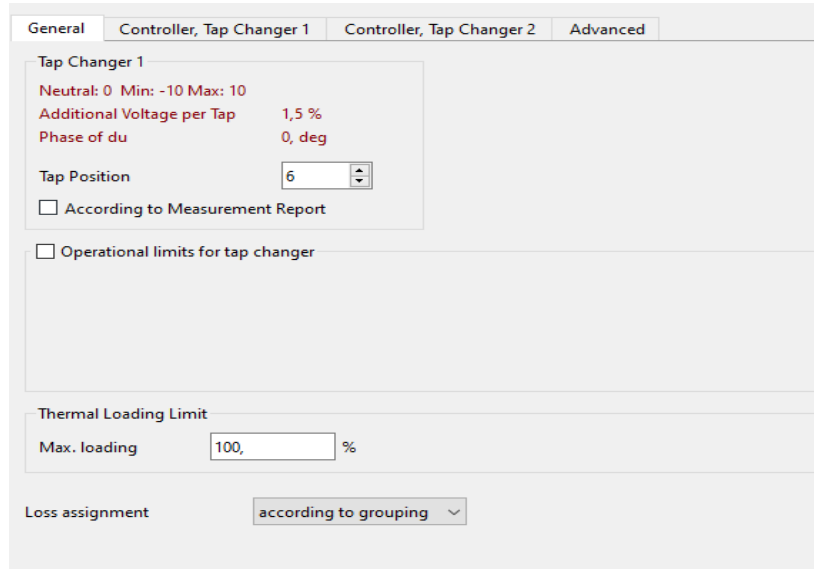
Capability Curve [v] [r]

Min. [-9999,] Mvar Scaling Factor (min.) [100,] %
 Max. [9999,] Mvar Scaling Factor (max.) [100,] %

OK
 Cancel
 Figure
 Jump to ...

Figura 13 - Impostazioni di rete

Il tap del trasformatore principale si posiziona automaticamente in modo tale da avere una tensione pari a 1 p.u. sulla sbarra di media tensione.



General | Controller, Tap Changer 1 | Controller, Tap Changer 2 | Advanced

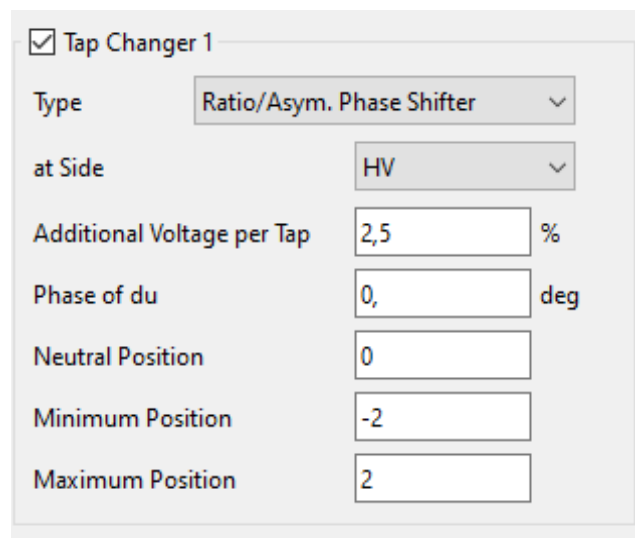
Tap Changer 1
 Neutral: 0 Min: -10 Max: 10
 Additional Voltage per Tap 1,5 %
 Phase of du 0, deg
 Tap Position 6
 According to Measurement Report
 Operational limits for tap changer

Thermal Loading Limit
 Max. loading 100, %

Loss assignment according to grouping

Figura 14 - Tap Trasformatore AT/MT

Laddove non sia rispettato il valore di tensione nel nodo di generazione delle WTGs è necessario agire sul tap del trasformatore delle WTG in modo da far rientrare il valore della tensione nel punto di connessione bt nel range $\pm 4\%$ come indicato da specifiche EGP.



Tap Changer 1

Type Ratio/Asym. Phase Shifter

at Side HV

Additional Voltage per Tap 2,5 %

Phase of du 0, deg

Neutral Position 0

Minimum Position -2

Maximum Position 2

Figura 15 - Tap Trasformatore WTGs

6.4. RISULTATI STUDI DI LOAD FLOW

Di seguito vengono riportati i collegamenti con il tipo di cavo, la potenza di carico su ogni tratto di linea e la relativa caduta di tensione e perdite. Le sezioni dei cavi riportate di seguito soddisfano le condizioni 1) e 2) sopra riportate nel capitolo 6.1.

Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione				Numero di Terne	Lunghezza [m]	Lunghezza +10% [m]	Potenza (kVA)	Caduta di Tensione
				Sezione [mm ²]								
Cluster 1												
Line 1	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG1	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	11034,4	12137,84	12000	0,48%
Line 2	WTG1	WTG9	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1	4469,67	4917	6000	0,58%
Cluster 2												
Line 3	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG3	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	9768,78	10746	12000	0,47%
Line 4	WTG3	WTG2	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1	842,58	927	6000	0,09%
Cluster 3												
Line 5	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG10	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	6092,3	6702	18000	0,41%
Line 6	WTG10	WTG4	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	300	1	3377,06	3715	6000	0,43%
Line 7	WTG4	WTG8	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1	1307,92	1439	6000	0,14%
Cluster 4												
Line 8	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG5	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	6861,62	7548	18000	0,48%
Line 9	WTG5	WTG6	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	300	1	4384,67	4823	6000	0,56%
Line 10	WTG6	WTG7	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1	1791,4	1971	6000	0,19%

Cluster	Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione				Lunghezza [m]	Lunghezza +10% [m]	Potenza Linea [kVA]	Perdita di Potenza Linea [kW]	Potenza WTG [kW]
					Sezione [mm2]								
1	Line 1	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG1	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	11034,4	12137,84	12000	71,00	6000
	Line 2	WTG1	WTG9	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	4469,67	4916,637	6000	29,00	6000
2	Line 3	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG3	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	9769	10745,658	12000	63,00	6000
	Line 4	WTG3	WTG2	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	843	926,838	6000	6,00	6000
3	Line 5	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG10	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	6092,3	6702	18000	88,00	6000
	Line 6	WTG10	WTG4	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	300	3377,06	3715	6000	56,00	6000
	Line 7	WTG4	WTG8	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1307,92	1439	6000	9,00	6000
4	Line 8	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG5	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	6861,62	7548	18000	99,00	6000
	Line 9	WTG5	WTG6	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	300	4384,67	4823	6000	72,00	6000
	Line 10	WTG6	WTG7	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1791,4	1971	6000	12,00	6000
Perdite di Potenza Totali Linee kW]											505,00		

7. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO E FORZA DELLA RETE NEL PUNTO DI CONNESSIONE.

7.1. SCOPO DELLE ANALISI

Questa sezione del rapporto si propone la valutazione delle correnti di cortocircuito oltre al confronto della potenza nominale dell'impianto con la Potenza di cortocircuito nel punto di connessione (rete "forte" o "debole").

Nel seguito, pertanto, si riepilogano i risultati del calcolo delle correnti di cortocircuito al PCC ed ai nodi interni dell'impianto eolico.

Successivamente si determinerà il valore di Short Circuit Ratio (SCR) come misura della prevalenza del Sistema AT.

I calcoli seguenti sono ottenuti a partire dalle grandezze e ipotesi di calcolo riepilogate nel capitolo precedente.

Le analisi sono state svolte ai sensi della norma CEI EN 60909-0 a e considerando configurazioni opportune per questo tipo di analisi. Eventuali possibili aggiustamenti del layout o modesti cambiamenti delle lunghezze delle condutture elettriche non influiscono sull'ordine di grandezza dei risultati.

7.2. METODOLOGIA

I calcoli di corto circuito sono stati realizzati mediante l'utilizzo del programma PowerFactory, secondo la procedura della norma CEI EN 60909-0; in particolare sono stati calcolati i valori massimi delle seguenti grandezze:

S_k = potenza di cortocircuito totale

I''_k = corrente di cortocircuito simmetrica iniziale

I_{th} = corrente termica equivalente di breve durata

I_p = valore di cresta della corrente di cortocircuito

Tali valori sono da utilizzare per il dimensionamento dei quadri e per la scelta dei dispositivi di interruzione automatici. Nello schema unifilare sono riportati, a fianco di ciascun nodo dell'impianto, i valori delle suddette correnti nel caso di guasto trifase.

Al fine della determinazione delle correnti di cortocircuito convenzionali massime, i componenti delle reti AAT e AT sono considerati tutti in servizio (salvo particolari eccezioni); le reti a 380 kV e 220 kV si trovano in assetto pienamente magliato, mentre le reti a 150 kV e 132 kV ad "isole di esercizio". Per il macchinario di generazione sono considerate le reattanze subtransitorie dirette. E' stata inoltre applicata la massima utilizzazione possibile del parco di generazione disponibile per l'esercizio. Le correnti di cortocircuito massime, inoltre, sono calcolate supponendo la tensione preesistente al guasto pari al 110% della tensione nominale (fattore di tensione $c=1.1$), trascurando le correnti di carico e considerando nulla l'impedenza di guasto.

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime convenzionali è invece effettuato eseguendo una simulazione sulla rete in condizioni ordinarie di esercizio, considerando il parco di generazione effettivamente in parallelo nelle condizioni di minima potenza rotante in servizio.

Le correnti di cortocircuito sono calcolate imponendo la tensione preesistente al guasto pari alla tensione nominale. Il calcolo è inoltre effettuato ipotizzando indisponibile il componente di rete (linea, generatore, trasformatore di interconnessione) che ha maggiore influenza sui valori totali delle correnti di cortocircuito nel punto in esame (Regola A ai sensi dell'allegato A.56 "Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN", allegato al Codice di Rete).

Il criterio generale suddetto non si è applicato alle sezioni a 150 e 132 kV delle stazioni di interconnessione 380/150-132 kV e 220/150-132 kV. In questi casi la corrente minima convenzionale di cortocircuito è calcolata considerando il nodo in esame alimentato da uno solo dei trasformatori di stazione in servizio nelle condizioni ordinarie di esercizio ed annullando ogni altro contributo proveniente dalle linee 150-132 kV ad esso afferente (Regola B ai sensi dell'allegato A.56 "Determinazione e verifica dei valori minimi e massimi convenzionali della potenza di cortocircuito per i siti direttamente connessi alla RTN", allegato al Codice di Rete).

La Potenza di cortocircuito del nodo di connessione ha una grande importanza in relazione all'impatto dell'impianto eolico sulla rete locale. Tutte le problematiche connesse alle performance degli impianti collegati alla rete, dalla regolazione della tensione, al supporto di potenza reattiva, all'insensibilità alle variazioni di tensione, sono direttamente legati alla potenza di cortocircuito della rete nel punto di connessione.

Come misura relativa della prevalenza della rete nel punto di connessione si può fare riferimento all'indice SCR (short-circuit ratio) definito come:

$$SCR = \frac{S}{P_{WIND}}$$

Dove S è la Potenza di cortocircuito trifase simmetrica del nodo di connessione in AT espressa in MVA e Pwind è la potenza nominale espressa in MW dell'impianto eolico.

Più debole è il sistema (cioè più basso è l'indice SCR) maggiore sarà l'impatto dell'esercizio dell'impianto sulla rete.

Normalmente, in letteratura, il rapporto SCR è classificato secondo i seguenti range:

- SCR > 15 corrisponde a "RETE MOLTO FORTE"
- 15 < SCR < 10, corrisponde a "RETE FORTE" può essere considerato un rapporto normale e non comporta alcuna criticità
- 10 < SCR < 4 corrisponde a "RETE DEBOLE"
- SCR < 4 corrisponde a "RETE MOLTO DEBOLE" in relazione alla potenza dell'impianto da connettere

Si deve notare che un punto di connessione pur normalmente non critico e operante, in condizioni normali e per la maggioranza del tempo, con SCR elevato o molto elevato, in condizioni di emergenza o per mancanza di elementi di rete (condizione N-1) può essere caratterizzato da valori di SCR bassi o bassissimi.

7.3. CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO

Nella tabella seguente e nei grafici delle pagine successive sono riportati i valori delle correnti di guasto calcolate ai sensi della norma CEI EN 60909 in base alle ipotesi descritte in precedenza e assumendo per il rapporto X/R dell'impedenza di cortocircuito dell'equivalente di rete un valore pari a 10.

L'equivalente di rete è caratterizzato dalle seguenti caratteristiche:

		Potenza di cortocircuito [MVA]	Corrente di Cortocircuito [kA]
Valori massimi	Trifase	3427	13,192
	Monofase	3173	12,213
Valori minimi	Trifase	1648	6,350

Le correnti calcolate per tutti i nodi del modello sono riportate negli allegati finali.

La tabella riporta i valori per le correnti di corto-circuito massime alla sbarra principale MT e nel punto di connessione AT applicate dal software.

SCENARIO CORTO MAX	CORTOCIRCUITO TRIFASE			CORTOCIRCUITO MONOFASE A TERRA
BARRA AT (PDC)	Sc	I^{''}k [rms]	ip	I^{''}k[rms] fase 1
	MVA	kA	kA	kA
	3491	13,437	33,17	13,860
BARRA MV	Sc	I^{''}k [rms]	ip	I^{''}k[rms] fase 1
	MVA	kA	kA	kA
	579,8	10,144	26,52	0,331

I valori calcolati per le correnti di corto-circuito minime alla sbarra principale MT e nel punto di connessione AT sono riportati di seguito.

SCENARIO CORTO MIN	CORTOCIRCUITO TRIFASE		
	Scc	I"k [rms]	ip
BARRA AT (PDC)	MVA	kA	kA
	1.565,6	6,026	14,880
BARRA MV	Scc	I"k [rms]	ip
	MVA	kA	kA
	379,9	6,647	17,406

8. PROGETTAZIONE CAVIDOTTI MT E RISOLUZIONI INTERFERENZE

Nell'ambito della progettazione del cavidotto ci si è attenuto alle specifiche tecniche di Enel Green Power, la quale definisce per i collegamenti in MT i cavi debbano essere in alluminio del tipo ARE4H5E 18/30(36) kV (unipolari). La messa in posa sarà a profondità non superiore a 1m secondo quanto prescritto da CEI 11-17 e specifiche EGP. Il cavidotto MT conterrà oltre ai cavi MT, la fibra ottica interrata a una profondità di posa di 1m e la corda di rame nudo per la terra interrata a una profondità di 0.85m. I conduttori verranno interrati in uno strato di sabbia fine di 0.35m e protetti tramite piastrella di copertura.

La temperatura minima di posa del cavo in oggetto, nel rispetto delle indicazioni fornite dal costruttore, non è inferiore a -25°C.

La progettazione del cavidotto sotterraneo in bassa e media tensione è improntata a criteri di sicurezza, sia per quanto attiene le modalità di realizzazione sia per quanto concerne la compatibilità in esercizio con le opere interferite. La progettazione è improntata all'ottimizzazione del tracciato di posa in funzione del costo del cavo in opera, tenendo in particolare considerazione la riduzione dei tempi e dei costi di realizzazione. Non risultano noti in questa fase altri servizi esistenti nel sottosuolo, quali: acquedotti, cavi elettrici o telefonici, cavi dati, fognature ecc.

La risoluzione di ulteriori interferenze, quali l'attraversamento di canali segnalati lungo il percorso del cavidotto in progetto (vedi tavola progettuale "GRE.EEC.D.73.IT.W.15235.12.029_Planimetria con individuazione tratti di posa e sezioni tipo cavidotto") avverrà tramite la realizzazione di TOC.

Le fasi operative per la posa di una tubazione mediante trivellazione controllata sono essenzialmente quattro:

1. Apertura buche di immersione e di emersione
2. esecuzione del foro pilota;
3. alesatura e pulizia del foro;
4. tiro e posa delle tubazioni.

L'esecuzione del foro pilota è la più delicata delle fasi di lavoro. La trivellazione avviene mediante l'inserimento nel terreno di una serie di aste flessibili rotanti, la prima delle quali collegata ad una testa di trivellazione orientabile. L'asportazione del terreno in eccesso avviene per mezzo di fanghi bentonitici e vari polimeri biodegradabili che, passando attraverso le aste di perforazione e fuoriuscendo dalla testa, asporta il terreno facendolo defluire a ritroso lungo il foro, fino alla buca di partenza (immersione) sotto forma di fango.

Il controllo della testa di trivellazione, generalmente, avviene ad onde radio o via cavo per mezzo di una speciale sonda che, alloggiata all'interno della testa, è in grado di fornire in ogni istante dati multipli su profondità, inclinazione e direzione sul piano orizzontale. Di frequente utilizzo, in casi in cui non è possibile guidare la testa della trivella con uno dei metodi descritti precedentemente, si ricorre ad un sistema di guida denominato Para Track. Tale sistema consiste nel guidare la testa rotante tramite un segnale GPS di estrema precisione, permettendo così di ridurre ulteriormente eventuali deviazioni della trivellazione.

Una volta realizzato il foro pilota, la testa di trivellazione viene sostituita con particolari alesatori di diverso diametro che vengono trascinati a ritroso all'interno del foro, i quali, ruotando grazie al moto trasmesso dalle aste, esercitano un'azione fresante e rendono il foro del diametro richiesto, sempre coadiuvati dai getti di fango per l'asportazione del terreno e la stabilizzazione delle pareti del foro (generalmente il diametro dell'alesatura deve essere del 20- 30% più grande del tubo da posare).

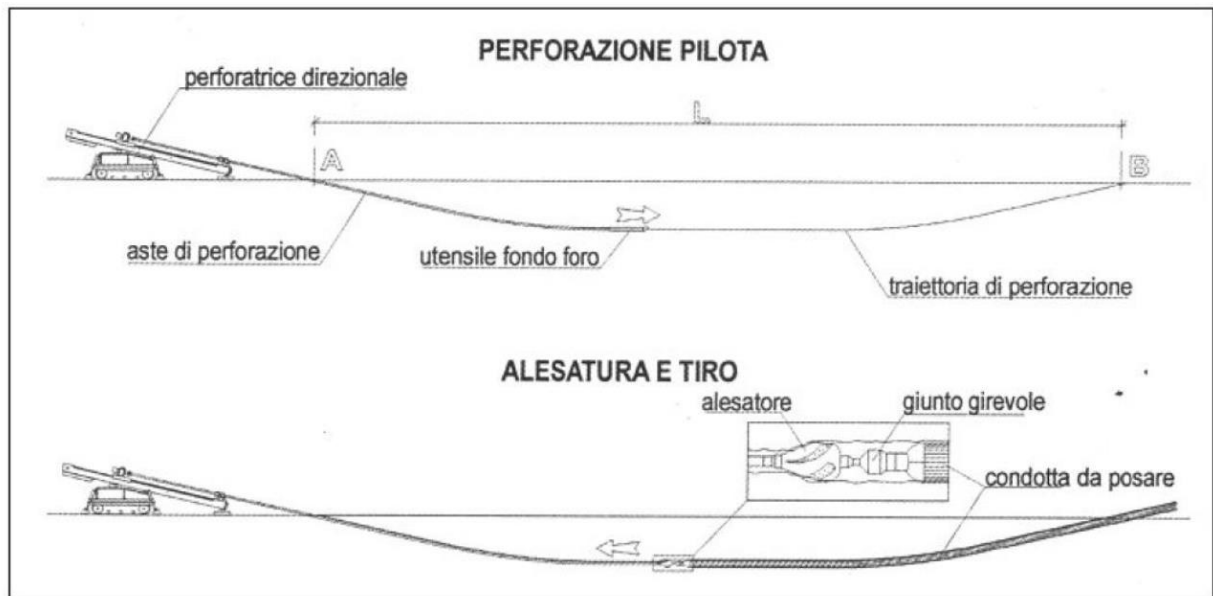


Figura 16. Realizzazione TOC

Per ulteriori dettagli sulla messa in posa dei cavi e sulle sezioni dei cavidotti e sulla realizzazione delle TOC si rimanda all'elaborato grafico di progetto "GRE.EEC.D.73.IT.W.15235.12.029_Planimetria con individuazione tratti di posa e sezioni tipo cavidotto".

9. SOTTOSTAZIONE DI ELEVAZIONE

La Stazione multiutente di trasformazione 150/33 kV, ubicata nel Comune di Montecilfone, risulta costituita da due stalli trasformatori (uno facente capo ad altra iniziativa analoga a quella dell'impianto in trattazione) ed uno stallo linea. Dalla SSE multiutente 150/33 kV sarà prevista la connessione mediante cavo AT verso la Futura Stazione RTN 380/150 kV. La condivisione dello stallo all'interno della futura Stazione RTN comporta la condivisione del cavidotto AT con il produttore facente capo ad altra iniziativa.

La sottostazione di trasformazione multiutente 150/33 kV avrà dimensioni 77.6m x 51m.

Si riporta di seguito la planimetria elettromeccanica della SSE multiutente.

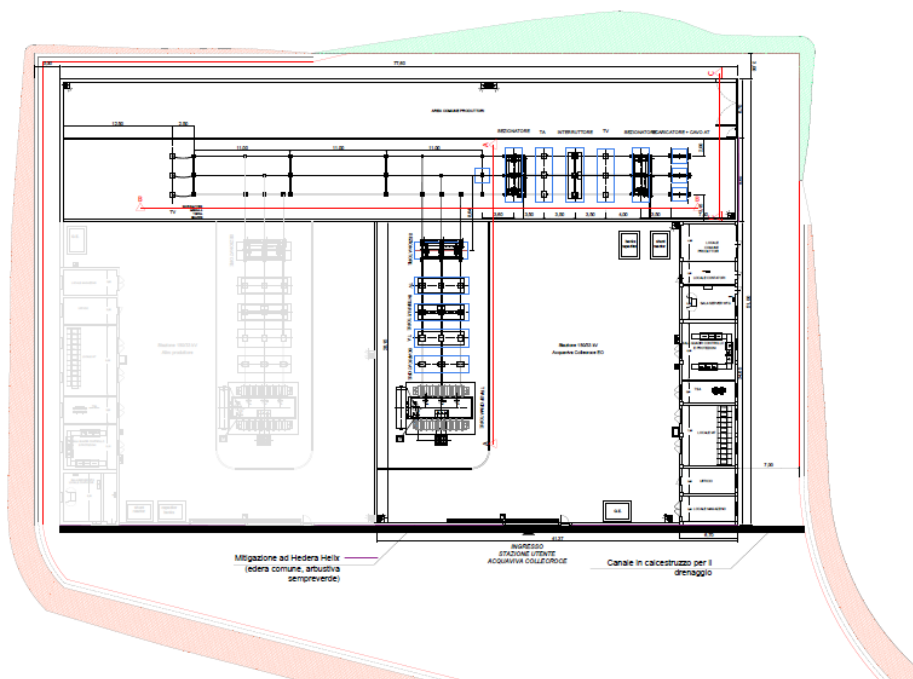


Figura 17. Planimetria Sottostazione multiutente 150/33 kV

9.1. CARATTERISTICHE TECNICHE

La Stazione Utente relativa al progetto "Acquaviva collecroce" sarà formata sostanzialmente da:

- N°1. Stallo di trasformazione;
- N°1. Stallo Linea (in condivisione con altro produttore);
- N°1. Sbarre AT 170kV (in .

Lo stallo trasformatore adibito per la connessione dell'impianto in oggetto sarà costituito dalle seguenti apparecchiature in aria:

- Trasformatore elevatore 150/33 kV ONAN ONAF 52/66 MVA vcc%=12.5%, gruppo YNd11;

- Scaricatori di sovratensione per reti a 150 kV con sostegno;
- Trasformatore di corrente con sostegno, per misure e protezione;
- Interruttore tripolare 170 kV;
- Trasformatore di tensione induttivo con sostegno, per misure e protezione;
- Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV con lame di terra;

9.2. SERVIZI AUSILIARI

L'alimentazione servizi ausiliari di sottostazione avverrà dal quadro MT posto nell'edificio di sottostazione, mediante riduzione della tensione tramite trasformatore MT/bt 33/0.4 kV in resina da 100 kVA posto all'interno dell'edificio in locale dedicato.

I servizi ausiliari di sottostazione per l'alimentazione d'emergenza saranno alimentati da un gruppo elettrogeno per esterno di 30 kVA 400V IP 56.

9.3. ILLUMINAZIONE ESTERNA

Al fine di garantire la manutenzione e la sorveglianza delle apparecchiature anche nelle ore notturne, si installerà un sistema di illuminazione dell'area di stazione mediante corpi illuminanti posti su pali in vetroresina di altezza 7m.

9.4. RECINZIONE PERIMETRALE

La recinzione della sottostazione sarà del tipo ad elementi prefabbricati in cemento armato vibrato (c.a.v.), costituita da un basamento fuori terra di altezza pari a circa 0,60 m e dalla soprastante ringhiera a pettine di tipo aperta di altezza pari a 1,90 m, per un'altezza complessiva pari a 2,50 m. La distanza dell'anello perimetrale dalla recinzione è non inferiore a 2m. I cancelli di stazione sono in materiale metallico e verranno collegati al dispersore di terra a mezzo di due conduttori equipotenziale in rame nudo da 70mm².

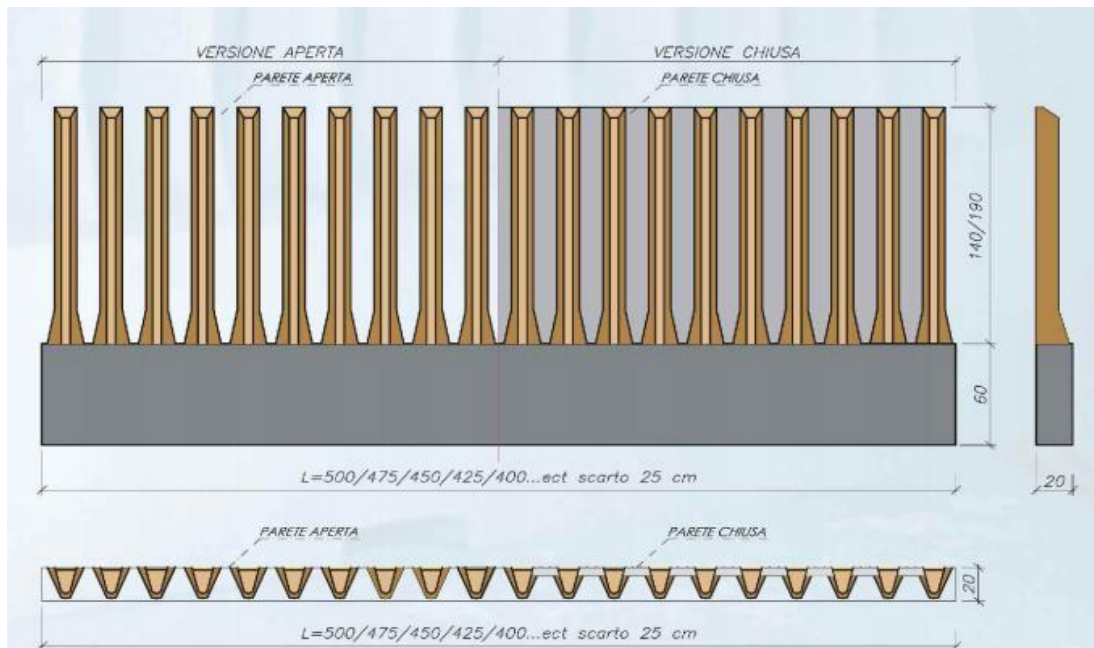


Figura 18. Tipico recinzione

Esternamente, a ridosso della recinzione, verrà prevista una mitigazione ad Hedera Helix (edera comune, arbustiva sempreverde).

10. RETE DI TERRA

10.1. RETE DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE UTENTE 150/33 kV

Nell'ambito della progettazione della Sottostazione 150/33kV è prevista la verifica della rete di terra di stazione e di cabine di consegna presenti in stazione a servizio della stessa. Trattandosi di una Stazione Elettrica di proprietà di Enel Green Power, verranno attuati i criteri progettuali previsti dalle Specifiche Tecniche e dalle Norme CEI.

10.2. ACRONIMI

AT	Alta Tensione
bt	Bassa Tensione
MT	Media Tensione
SE	Stazione Elettrica
TV	Trasformatore di tensione
TA	Trasformatore di corrente

10.2.1. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA DI SOTTOSTAZIONE

L'impianto di terra sarà costituito essenzialmente da una maglia primaria perimetrale e da una maglia secondaria.

La prima è costituita da un dispersore orizzontale ad anello perimetrale in corda di rame nudo da 120mm², interrato ad una profondità di circa 0.5m, mentre la seconda da una rete magliata in corda di rame nudo da 70mm² interrato ad una profondità di circa 0.5m.

La dimensione delle singole maglie sarà mediamente variabile, in modo da realizzare una superficie pressoché equipotenziale su tutta l'area interessata dall'impianto. Lo sviluppo superficiale complessivo della rete, con particolare riferimento alla lunghezza dei conduttori ed ai potenziali, saranno oggetto di verifica nel presente calcolo.

Eventuali strutture metalliche inserite nelle fasi successive di realizzazione e manutenzione dell'impianto dovranno essere oggetto di valutazione elettrica e al fine di verificare ed eliminare pericolose tensioni di contatto.

10.3. RETE DI TERRA WIND FARM

La progettazione dell'impianto di terra della Wind Farm è stata effettuata seguendo le direttive delle norme CEI e le specifiche tecniche di Enel Green Power.

10.3.1. PROGETTAZIONE DELLA MAGLIA DI TERRA WIND FARM

L'impianto di terra sarà costituito da doppi anelli circolari in corda di rame nudo da 70 mm² posti attorno ai singoli aerogeneratori. Gli anelli saranno fatti nel seguente modo:

- Anello interno: $r = 6\text{m}$ interrato a una profondità di 0.5m;
- Anello esterno: $r = 14\text{m}$ interrato a una profondità di 1m.

I due anelli saranno collegati tra loro in 4 punti tramite corda in rame nudo da 70mm².

Gli anelli esterni degli aerogeneratori saranno dotati di 4 dispersori a picchetto circolare in rame di diametro 2.5cm e lunghezza 6m.

I collegamenti tra i singoli aerogeneratori verranno effettuati tramite corda in rame nudo da 70mm² interrata alla profondità di 0.85m.

L'impianto di terra della Wind Farm non verrà collegato all'impianto di terra di sottostazione utente ma verrà predisposto un collegamento con cavo isolato fino a 5m dalla sottostazione utente come descritto nelle specifiche tecniche

EGP.EEC.X.24.00000.10.012.00.

10.4. VERIFICA IMPIANTO DI TERRA

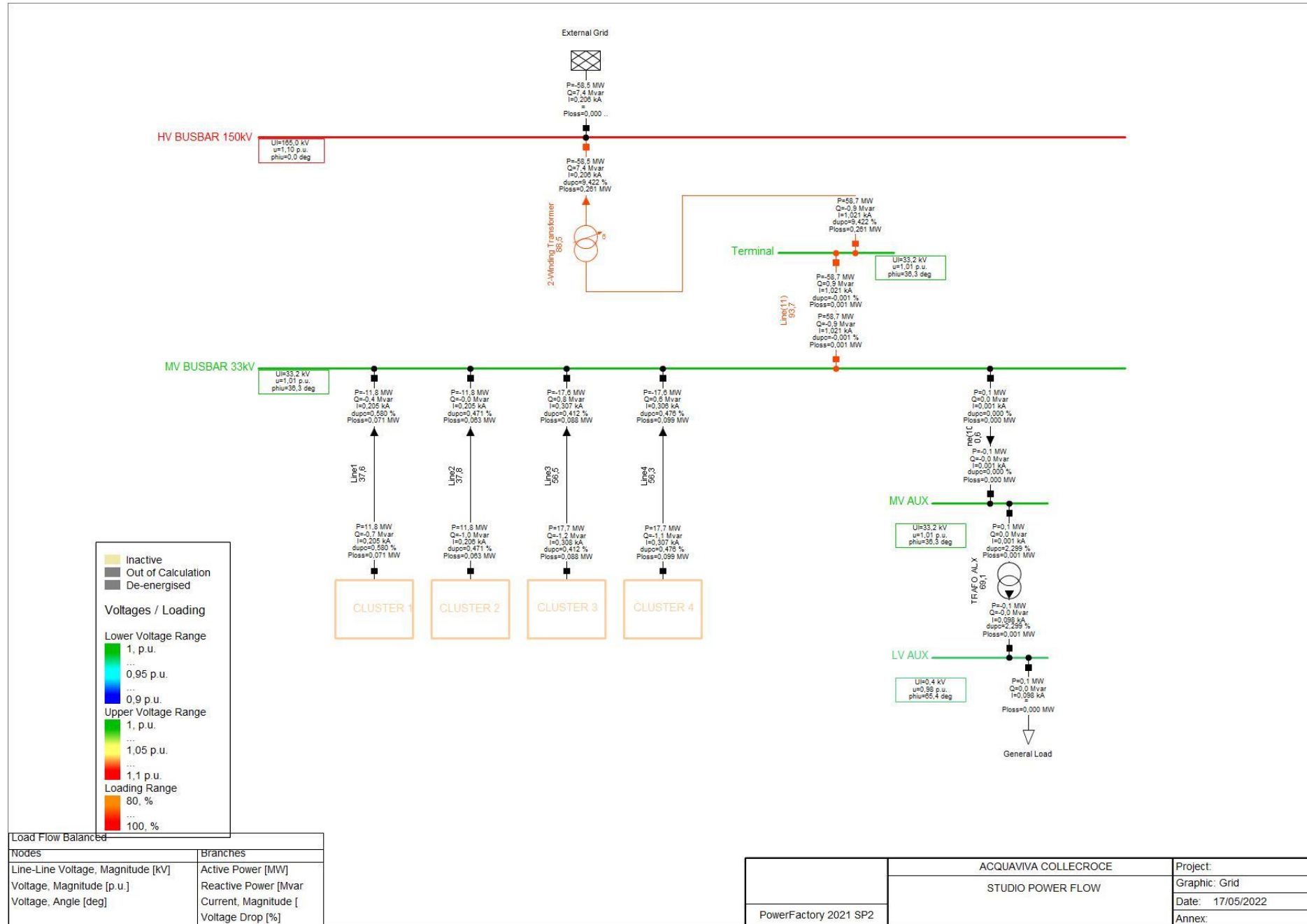
Prima della messa in servizio dell'impianto, l'impianto di terra deve essere sottoposto a verifica iniziale e successivamente a verifiche periodiche. Verifiche straordinarie dovranno essere eseguite a seguito della modifica del dispersore e/o della distribuzione di masse nelle sue vicinanze. In particolare le verifiche sono obbligatorie come prescritto dalla CEI 99-2 (CEI EN 61936-1), dal DLgs 81/08, DPR 462/01, DM 37/08.3 sia ad impianto realizzato sia durante le varie fasi della sua realizzazione essendo la SE, come da richiesto da TERNA, sempre in esercizio. Le tensioni di guasto che possono assumere valori preoccupanti nell'area di SSE sono quelle "di passo" e "di contatto", come definite dalla normativa CEI 99-3 cap 3 (CEI EN 50522). Il progetto del dispersore è eseguito con particolare riferimento alle tensioni di contatto, poiché queste assumono normalmente valori di gran lunga superiori a quelle di passo. Come indicato al punto 4.3 della norma CEI 99-3 (CEI EN 50522), al fine di soddisfare i criteri di sicurezza, nell'osservare le prescrizioni per la tensione di contatto vengano automaticamente soddisfatte le prescrizioni per la tensione di passo.

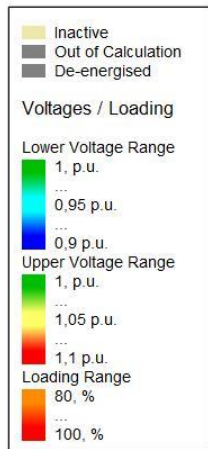
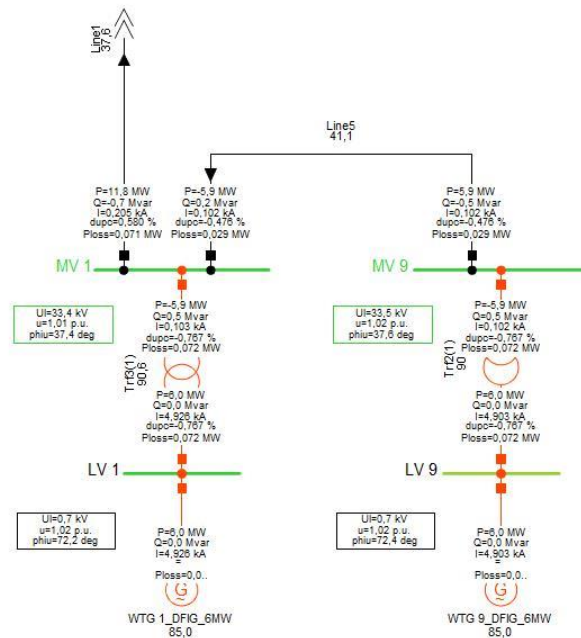
Per quanto riguarda l'impianto di terra della sottostazione, nelle zone più periferiche, cioè in prossimità del conduttore perimetrale, anche le tensioni di passo possono divenire pericolose per l'intensa attività disperdente dell'anello perimetrale, ciò generalmente accade a distanza di un metro dall'anello perimetrale. A causa di tale fenomeno, il perimetro dell'impianto potrà essere asfaltato e l'anello perimetrale disterà non meno di due metri dalla recinzione muraria. In ogni caso, saranno oggetto di verifica strumentale le tensioni di contatto e di passo sia internamente alla stazione che nelle zone esterne periferiche.

Il Tecnico
Ing. Leonardo Sblendido



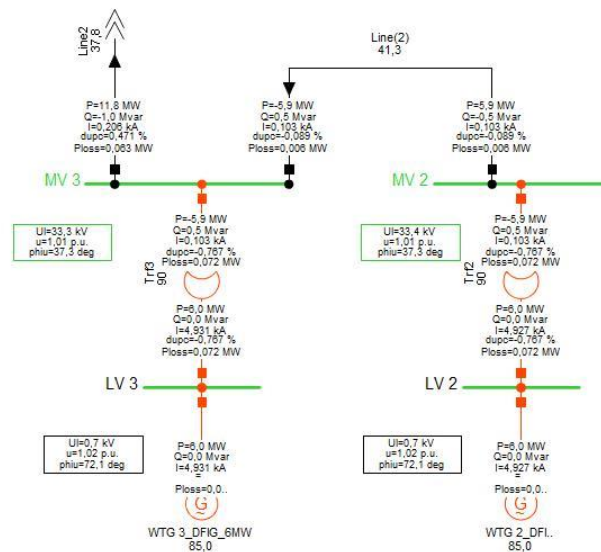
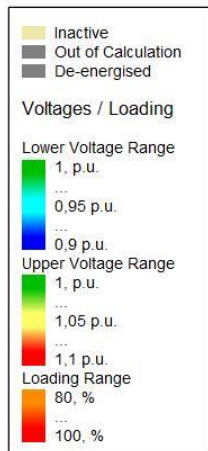
ALLEGATO 1





Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mv]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO POWER FLOW	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mv]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO POWER FLOW	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

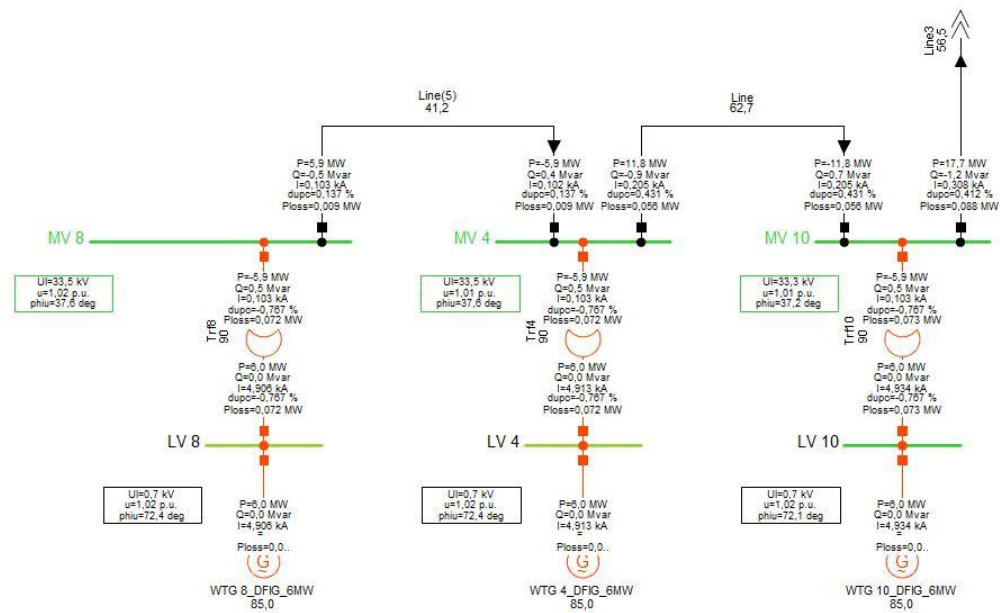
1, p.u.
...
0,95 p.u.
...
0,9 p.u.

Upper Voltage Range

1, p.u.
...
1,05 p.u.
...
1,1 p.u.

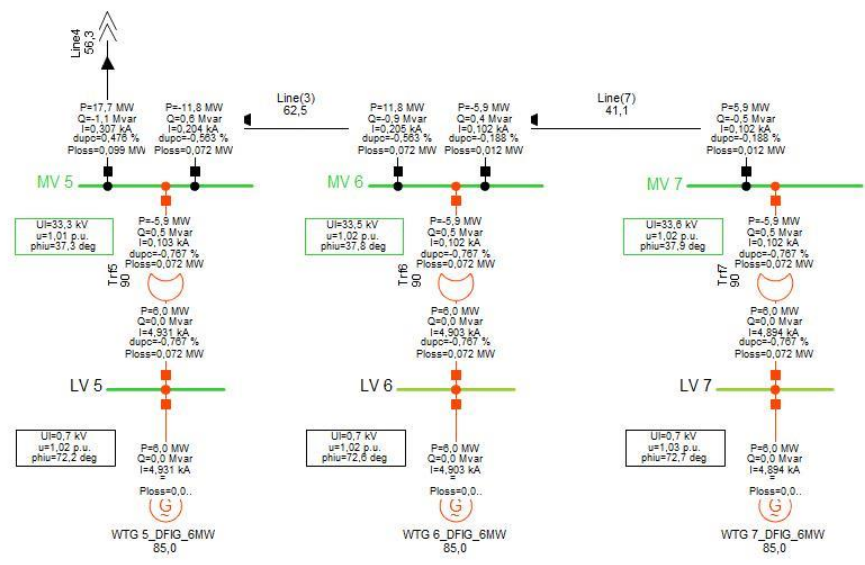
Loading Range

80, %
...
100, %



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO POWER FLOW	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:



Inactive
Out of Calculation
De-energised

Voltages / Loading

Lower Voltage Range

1, p.u.
...
0,95 p.u.
...
0,9 p.u.

Upper Voltage Range

1, p.u.
...
1,05 p.u.
...
1,1 p.u.

Loading Range

80, %
...
100, %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mv]
Voltage, Angle [deg]	Current, Magnitude

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO POWER FLOW	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

Load Flow Calculation	Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange
-----------------------	---

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: Grid	System Stage: Grid	Study Case: Study Case	Annex: / 1
------------	--------------------	------------------------	------------

rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
HV BUSBAR 150kV									
150,00	1,10	165,00	0,00						
Cub_1 /Xnet	External Grid			-58,45	7,41	-0,99	0,21		Sk": 3427,38 MVA
Cub_2 /Tr2	2-Winding Transfor			-58,45	7,41	-0,99	0,21	88,46	Tap: 6,00 Min: -10 Max: 10
LV 1									
0,69	1,02	0,70	72,21						
Cub_1 /Asm	WTG 1_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,93	85,05	Slip: xm:
Cub_4 /Tr2	Trf3(1)			6,00	0,00	1,00	4,93	90,56	Tap: 0,00 Min: -2 Max: 2
LV 10									
0,69	1,02	0,70	72,05						
Cub_1 /Asm	WTG 10_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,93	85,05	Slip: xm:
Cub_4 /Tr2	Trf10			6,00	0,00	1,00	4,93	90,71	Tap: 0,00 Min: -2 Max: 2
LV 2									
0,69	1,02	0,70	72,15						
Cub_1 /Asm	WTG 2_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,93	85,05	Slip: xm:
Cub_4 /Tr2	Trf2			6,00	0,00	1,00	4,93	90,58	Tap: 0,00 Min: -2 Max: 2

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case				Annex:		/ 2		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	Bus-voltage [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
LV 3													
	0,69	1,02	0,70	72,10									
Cub_1	/Asm	WTG 3_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,93	85,05	Slip:	xm:		
Cub_4	/Tr2	Trf3			6,00	0,00	1,00	4,93	90,66	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
LV 4													
	0,69	1,02	0,71	72,38									
Cub_1	/Asm	WTG 4_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,91	85,05	Slip:	xm:		
Cub_4	/Tr2	Trf4			6,00	0,00	1,00	4,91	90,33	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
LV 5													
	0,69	1,02	0,70	72,15									
Cub_1	/Asm	WTG 5_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,93	85,05	Slip:	xm:		
Cub_4	/Tr2	Trf5			6,00	0,00	1,00	4,93	90,66	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
LV 6													
	0,69	1,02	0,71	72,57									
Cub_1	/Asm	WTG 6_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,90	85,05	Slip:	xm:		
Cub_4	/Tr2	Trf6			6,00	0,00	1,00	4,90	90,16	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
LV 7													
	0,69	1,03	0,71	72,66									
Cub_1	/Asm	WTG 7_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,89	85,05	Slip:	xm:		
Cub_4	/Tr2	Trf7			6,00	0,00	1,00	4,89	89,99	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
LV 8													
	0,69	1,02	0,71	72,44									
Cub_1	/Asm	WTG 8_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,91	85,05	Slip:	xm:		
Cub_4	/Tr2	Trf8			6,00	0,00	1,00	4,91	90,21	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case				Annex: / 3				
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	Bus-voltage [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
LV 9													
	0,69	1,02	0,71	72,42									
Cub_1	/Asm	WTG 9_DFIG_6MW			6,00	0,00	1,00	4,90	85,05	Slip:	xm:		
Cub_4	/Tr2	Trf2(1)			6,00	0,00	1,00	4,90	90,14	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
LV AUX													
	0,40	0,98	0,39	65,43									
Cub_2	/Lod	General Load			0,06	0,03	0,90	0,10		P10:	0,06 MW	Q10:	0,03 Mvar
Cub_1	/Tr2	TRAFO AUX			-0,06	-0,03	-0,90	0,10	69,11	Tap:	0,00	Min: 0	Max: 0
MV 1													
	33,00	1,01	33,38	37,37									
Cub_1	/Tr2	Trf3(1)			-5,93	0,51	-1,00	0,10	90,56	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2	/Lne	Line5			-5,90	0,22	-1,00	0,10	41,13	Pv:	29,43 kW	cLod: 0,31 Mvar	L: 4,47 km
Cub_3	/Lne	Line1			11,83	-0,73	1,00	0,20	37,60	Pv:	70,63 kW	cLod: 1,38 Mvar	L: 11,03 km
MV 10													
	33,00	1,01	33,33	37,20									
Cub_1	/Tr2	Trf10			-5,93	0,52	-1,00	0,10	90,71	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_3	/Lne	Line			-11,79	0,73	-1,00	0,20	62,69	Pv:	55,68 kW	cLod: 0,28 Mvar	L: 3,38 km
Cub_4	/Lne	Line3			17,72	-1,24	1,00	0,31	56,46	Pv:	88,04 kW	cLod: 0,76 Mvar	L: 6,09 km
MV 2													
	33,00	1,01	33,38	37,31									
Cub_1	/Tr2	Trf2			-5,93	0,51	-1,00	0,10	90,58	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2	/Lne	Line(2)			5,93	-0,51	1,00	0,10	41,34	Pv:	5,62 kW	cLod: 0,06 Mvar	L: 0,84 km
MV 3													
	33,00	1,01	33,35	37,26									
Cub_1	/Tr2	Trf3			-5,93	0,51	-1,00	0,10	90,66	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2	/Lne	Line(2)			-5,92	0,46	-1,00	0,10	41,34	Pv:	5,62 kW	cLod: 0,06 Mvar	L: 0,84 km
Cub_3	/Lne	Line2			11,85	-0,97	1,00	0,21	37,77	Pv:	62,97 kW	cLod: 1,22 Mvar	L: 9,77 km

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case				Annex:		/ 4		
	rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	Angle [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
MV 4													
	33,00	1,01	33,47	37,57									
Cub_1	/Tr2	Trf4			-5,93	0,51	-1,00	0,10	90,33	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2	/Lne	Line(5)			-5,92	0,43	-1,00	0,10	41,17	Pv:	8,65 kW	cLod: 0,09 Mvar	L: 1,31 km
Cub_3	/Lne	Line			11,85	-0,94	1,00	0,21	62,69	Pv:	55,68 kW	cLod: 0,28 Mvar	L: 3,38 km
MV 5													
	33,00	1,01	33,35	37,31									
Cub_1	/Tr2	Trf5			-5,93	0,51	-1,00	0,10	90,66	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_3	/Lne	Line(3)			-11,77	0,62	-1,00	0,20	62,54	Pv:	71,93 kW	cLod: 0,37 Mvar	L: 4,38 km
Cub_4	/Lne	Line4			17,70	-1,14	1,00	0,31	56,34	Pv:	98,75 kW	cLod: 0,86 Mvar	L: 6,86 km
MV 6													
	33,00	1,02	33,53	37,78									
Cub_1	/Tr2	Trf6			-5,93	0,51	-1,00	0,10	90,16	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2	/Lne	Line(7)			-5,92	0,39	-1,00	0,10	41,07	Pv:	11,78 kW	cLod: 0,13 Mvar	L: 1,79 km
Cub_3	/Lne	Line(3)			11,84	-0,90	1,00	0,20	62,54	Pv:	71,93 kW	cLod: 0,37 Mvar	L: 4,38 km
MV 7													
	33,00	1,02	33,60	37,89									
Cub_1	/Tr2	Trf7			-5,93	0,51	-1,00	0,10	89,99	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2	/Lne	Line(7)			5,93	-0,51	1,00	0,10	41,07	Pv:	11,78 kW	cLod: 0,13 Mvar	L: 1,79 km
MV 8													
	33,00	1,02	33,51	37,64									
Cub_1	/Tr2	Trf8			-5,93	0,51	-1,00	0,10	90,21	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2	/Lne	Line(5)			5,93	-0,51	1,00	0,10	41,17	Pv:	8,65 kW	cLod: 0,09 Mvar	L: 1,31 km
MV 9													
	33,00	1,02	33,54	37,63									
Cub_1	/Tr2	Trf2(1)			-5,93	0,51	-1,00	0,10	90,14	Tap:	0,00	Min: -2	Max: 2
Cub_2	/Lne	Line5			5,93	-0,51	1,00	0,10	41,13	Pv:	29,43 kW	cLod: 0,31 Mvar	L: 4,47 km

Grid: Grid		System Stage: Grid			Study Case: Study Case				Annex:		/ 5		
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data				
MV AUX													
33,00	1,01	33,19	36,29										
Cub_1 /Lne		Line(10)		-0,06	-0,03	-0,88	0,00	0,62	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,00 km
Cub_2 /Tr2		TRAFO AUX		0,06	0,03	0,88	0,00	69,11	Tap:	0,00	Min:	0	Max: 0
MV BUSBAR 33kV													
33,00	1,01	33,19	36,29										
Cub_13 /Lne		Line3		-17,63	0,75	-1,00	0,31	56,46	Pv:	88,04 kW	cLod:	0,76 Mvar	L: 6,09 km
Cub_14 /Lne		Line4		-17,60	0,59	-1,00	0,31	56,34	Pv:	98,75 kW	cLod:	0,86 Mvar	L: 6,86 km
Cub_15 /Lne		Line1		-11,76	-0,43	-1,00	0,20	37,60	Pv:	70,63 kW	cLod:	1,38 Mvar	L: 11,03 km
Cub_16 /Lne		Line2		-11,79	-0,05	-1,00	0,21	37,77	Pv:	62,97 kW	cLod:	1,22 Mvar	L: 9,77 km
Cub_7 /Lne		Line(10)		0,06	0,03	0,88	0,00	0,62	Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,00 km
Cub_8 /Lne		Line(11)		58,71	-0,90	1,00	1,02	93,71	Pv:	0,80 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,01 km
Terminal													
33,00	1,01	33,19	36,29										
Cub_1 /Tr2		2-Winding Transfor		58,71	-0,90	1,00	1,02	88,46	Tap:	6,00	Min:	-10	Max: 10
Cub_2 /Lne		Line(11)		-58,71	0,90	-1,00	1,02	93,71	Pv:	0,80 kW	cLod:	0,00 Mvar	L: 0,01 km

Grid: Grid	System Stage: Grid				Study Case: Study Case			Annex:	/ 7
	rtd.V [kV]	Bus - [p.u.]	voltage [kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - 0	Deviation [%] +5	+10
LV AUX	0,69	1,024	0,71	72,42			>>>>		
MV 1	0,40	0,983	0,39	65,43			<<<<		
MV 10	33,00	1,012	33,38	37,37			>>		
MV 2	33,00	1,010	33,33	37,20			>		
MV 3	33,00	1,011	33,38	37,31			>>		
MV 4	33,00	1,010	33,35	37,26			>>		
MV 5	33,00	1,014	33,47	37,57			>>		
MV 6	33,00	1,011	33,35	37,31			>>		
MV 7	33,00	1,016	33,53	37,78			>>>		
MV 8	33,00	1,018	33,60	37,89			>>>		
MV 9	33,00	1,016	33,51	37,64			>>>		
MV AUX	33,00	1,016	33,54	37,63			>>>		
MV BUSBAR 33kV	33,00	1,006	33,19	36,29					
Terminal	33,00	1,006	33,19	36,29					

Load Flow Calculation	Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange
-----------------------	---

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 %

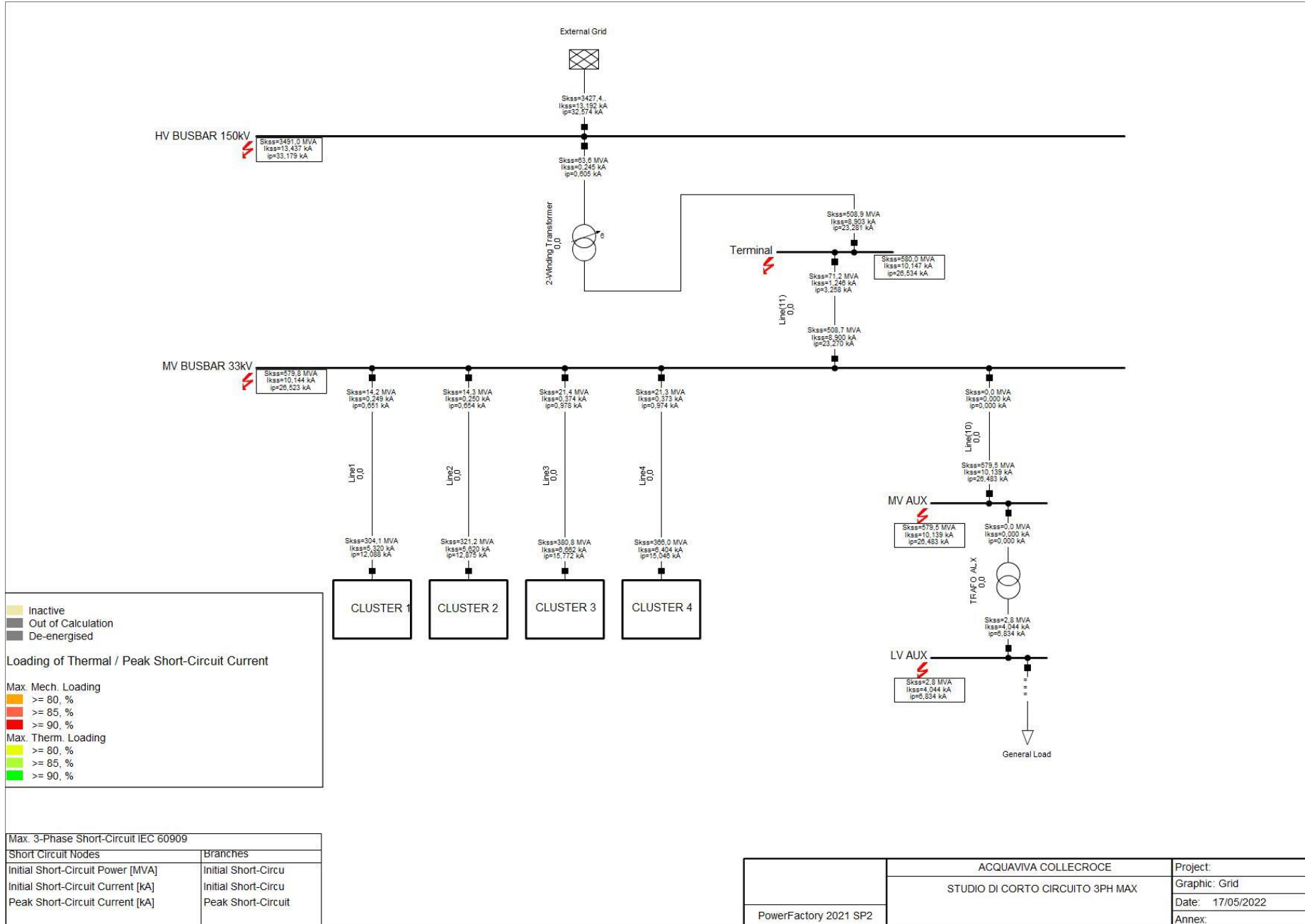
Grid: Grid	System Stage: Grid	Study Case: Study Case	Annex: / 8
------------	--------------------	------------------------	------------

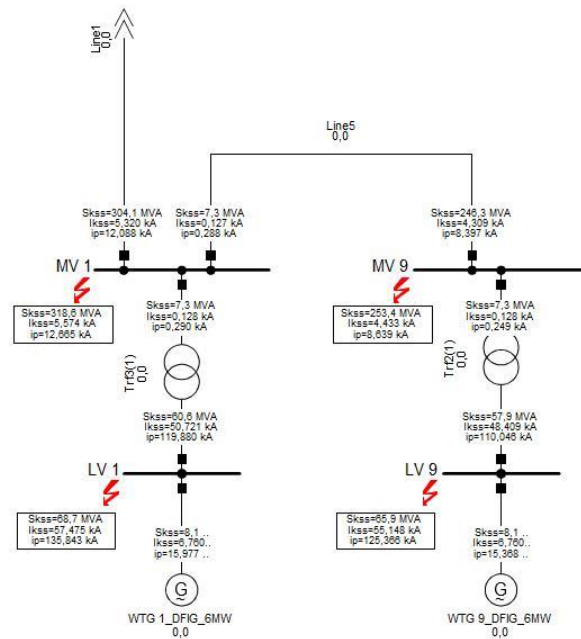
Volt. Level [kV]	Generation [MW]/[Mvar]	Motor Load [MW]/[Mvar]	Load [MW]/[Mvar]	Compensation [MW]/[Mvar]	External Infeed [MW]/[Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW]/[Mvar]	Total Losses [MW]/[Mvar]	Load Losses [MW]/[Mvar]	No load Losses [MW]/[Mvar]
0,40	0,00 0,00	0,00 0,00	0,06 0,03	0,00 0,00	0,00 0,00	33,00 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
							-0,06	0,00	0,00	0,00
0,69	60,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	33,00 kV	60,00	0,00	0,00	0,00
							0,00	0,72	0,67	0,05
33,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,40 kV	0,06	0,50	0,50	-0,00
							0,03	-4,25	1,22	-5,47
						0,69 kV	-59,28	0,72	0,67	0,05
							5,12	5,12	5,00	0,12
						150,00 kV	58,71	0,26	0,26	0,00
							-0,90	6,50	6,45	0,05

Grid: Grid		System Stage: Grid				Study Case: Study Case			Annex:		/ 9
Volt. Level	Generation [MW]/ [Mvar]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load [MW]/ [Mvar]	Compensation [MW]/ [Mvar]	External Infeed [MW]/ [Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]	
150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-58,45			0,00	0,00	0,00	
	0,00	0,00	0,00	0,00	7,41	33,00 kV	-58,45	0,00	0,00	0,00	
							7,41	0,26	0,26	0,00	
								6,50	6,45	0,05	
Total:	60,00	0,00	0,06	0,00	-58,45		0,00	1,49	1,44	0,05	
	0,00	0,00	0,03	0,00	7,41		0,00	7,38	12,67	-5,29	

Total System Summary		Study Case: Study Case				Annex:		/ 10	
Generation [MW]/ [Mvar]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load [MW]/ [Mvar]	Compensation [MW]/ [Mvar]	External Infeed [MW]/ [Mvar]	Inter Area Flow [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]	
\utente21\AcquavivaCollecroce\Network Model\Network Data\Grid									
60,00	0,00	0,06	0,00	-58,45	0,00	1,49	1,44	0,05	
0,00	0,00	0,03	0,00	7,41	0,00	7,38	12,67	-5,29	
Total:	60,00	0,00	0,06	0,00	-58,45		1,49	1,44	0,05
	0,00	0,00	0,03	0,00	7,41		7,38	12,67	-5,29

ALLEGATO 2





Legend:

- Inactive (Yellow background)
- Out of Calculation (Grey background)
- De-energised (Black background)

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

- >= 80, % (Orange)
- >= 85, % (Red-Orange)
- >= 90, % (Red)

Max. Therm. Loading

- >= 80, % (Yellow-Green)
- >= 85, % (Green)
- >= 90, % (Dark Green)

Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circ
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circ
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit

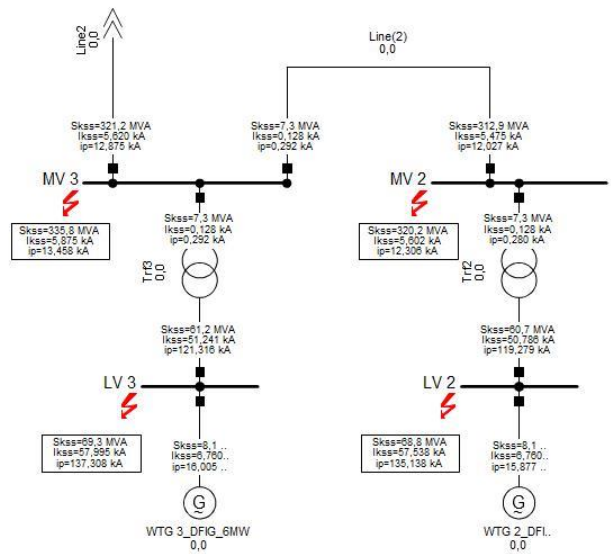
PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 3PH MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

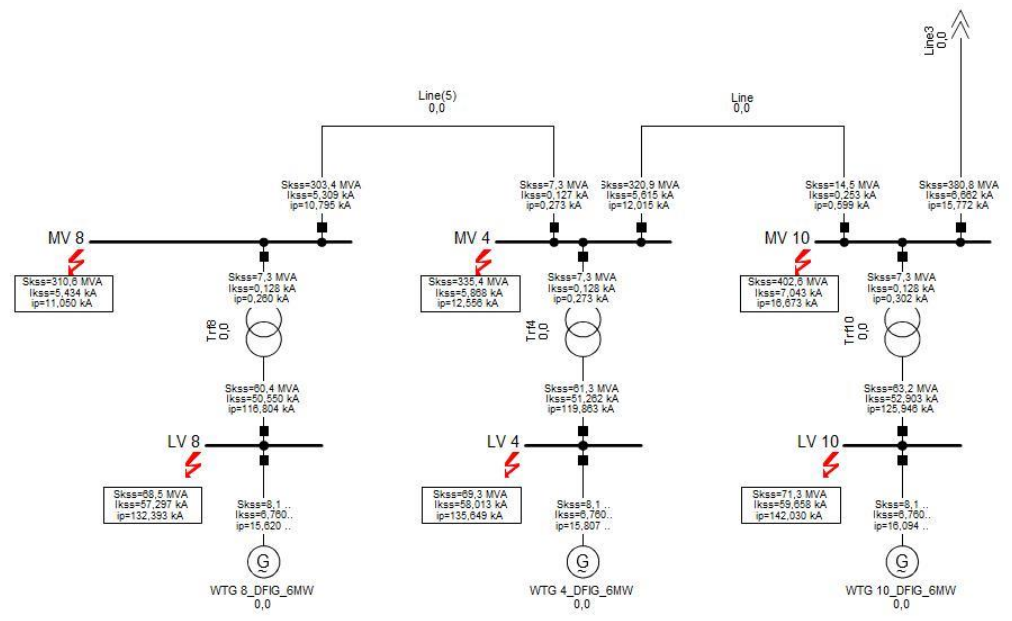
Max. Mech. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %

Max. Therm. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %



Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circ
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circ
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 3PH MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

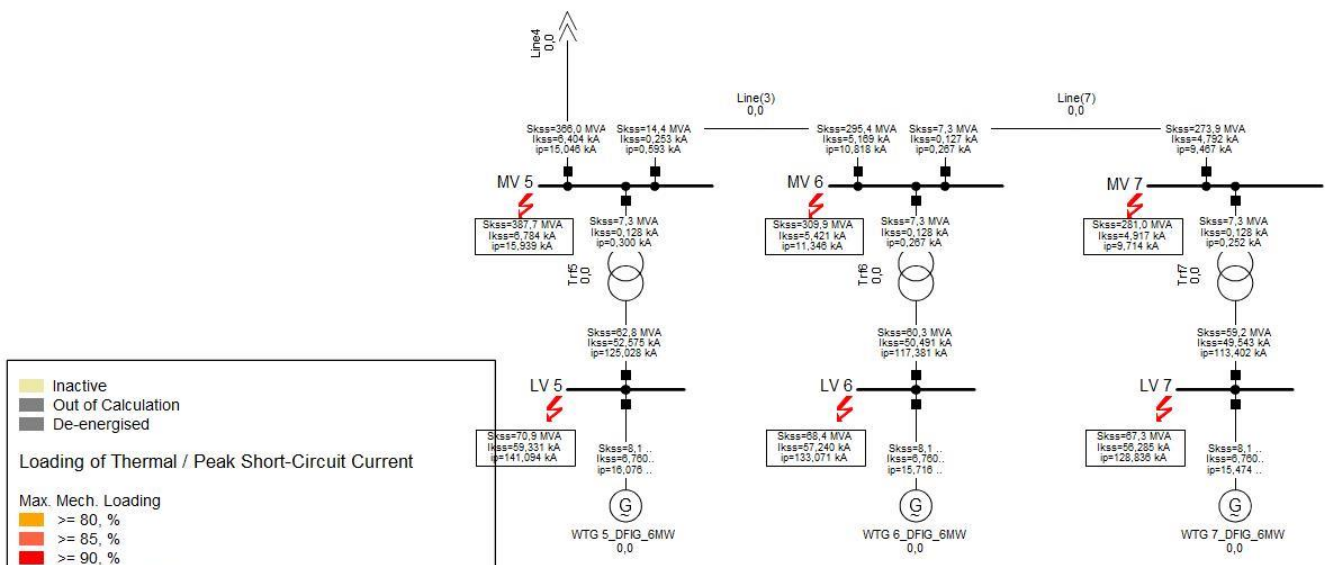
Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %

Max. Therm. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %

Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circ
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circ
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 3PH MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:



Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circ
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circ
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 3PH MAX	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

		DIgSILENT	Project:
		PowerFactory	-----
		2021 SP2	Date: 17/05/2022

Verification
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909 3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents

Asynchronous Motors	Grid Identification	Short-Circuit Duration
Always Considered	Automatic	Break Time 0,10 s
Decaying Aperiodic Component (idc)	Conductor Temperature	Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s
Using Method C	User Defined No	Voltage factor c
		User defined table and equivalent voltage s

Grid: Grid System Stage: Grid | Annex: / 1

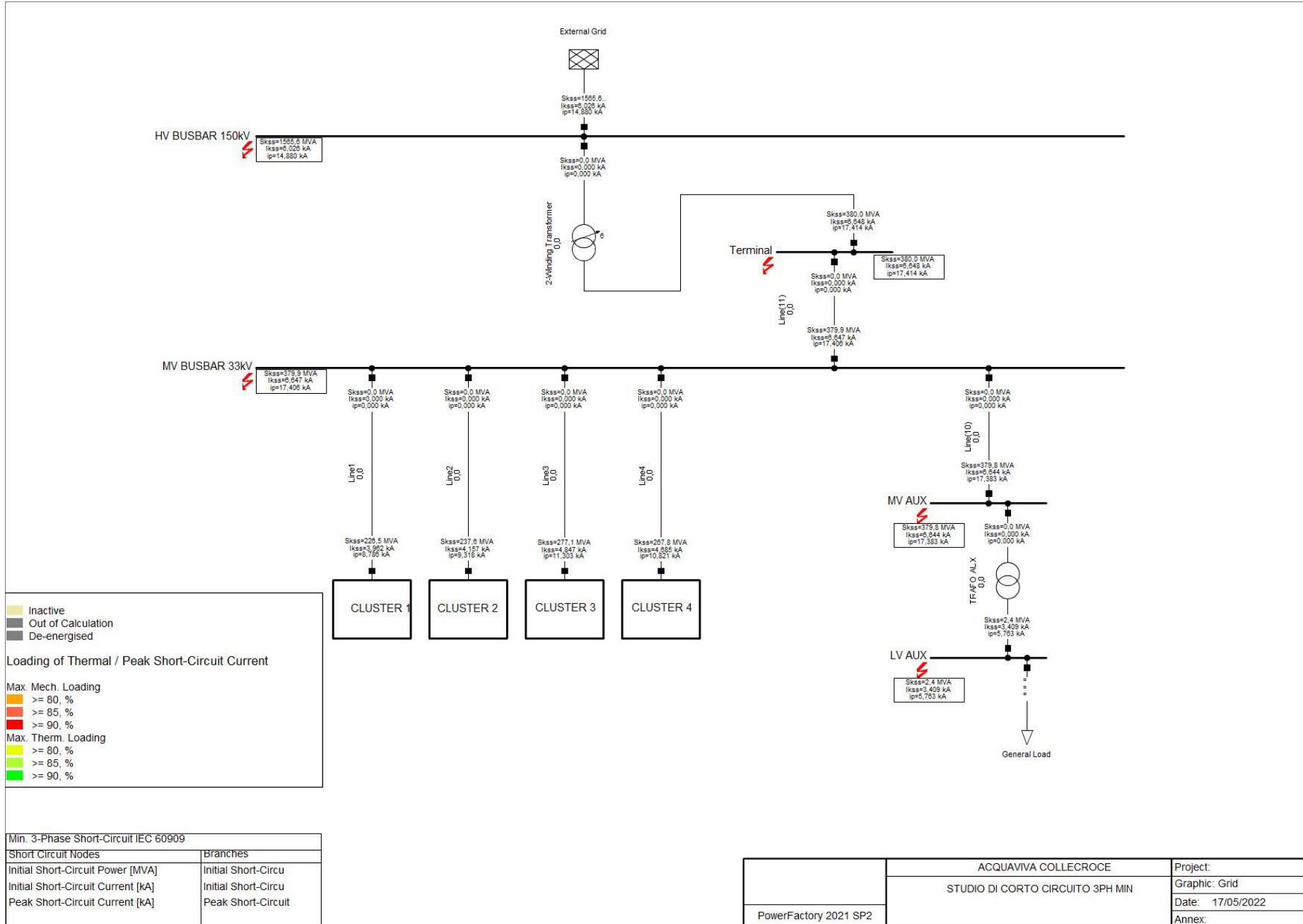
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ik" [deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
HV BUSBAR 150kV	150,00	0,00	0,00	1,10	3491,03 MVA	13,44 kA	-84,29	33,18 kA	13,22	3435,51	13,22	13,66
2-Winding Trans	Terminal				63,65 MVA	0,24 kA	95,71	0,60 kA				
External Grid					3427,38 MVA	13,19 kA	-84,29	32,57 kA				
LV 1	0,69	0,00	0,00	1,10	68,69 MVA	57,48 kA	-82,23	135,84 kA	49,27	58,88	49,27	58,19
Trf3(1)	MV 1				60,62 MVA	50,72 kA	98,08	119,88 kA				
WTG 1_DFIG_6MW					8,08 MVA	6,76 kA	-84,50	15,98 kA				
LV 10	0,69	0,00	0,00	1,10	71,30 MVA	59,66 kA	-82,58	142,03 kA	51,39	61,42	51,39	60,44
Trf10	MV 10				63,22 MVA	52,90 kA	97,67	125,95 kA				
WTG 10_DFIG_6MW					8,08 MVA	6,76 kA	-84,50	16,09 kA				
LV 2	0,69	0,00	0,00	1,10	68,76 MVA	57,54 kA	-81,92	135,14 kA	49,35	58,98	49,35	58,23
Trf2	MV 2				60,69 MVA	50,79 kA	98,43	119,28 kA				
WTG 2_DFIG_6MW					8,08 MVA	6,76 kA	-84,50	15,88 kA				
LV 3	0,69	0,00	0,00	1,10	69,31 MVA	58,00 kA	-82,31	137,31 kA	49,79	59,51	49,79	58,73

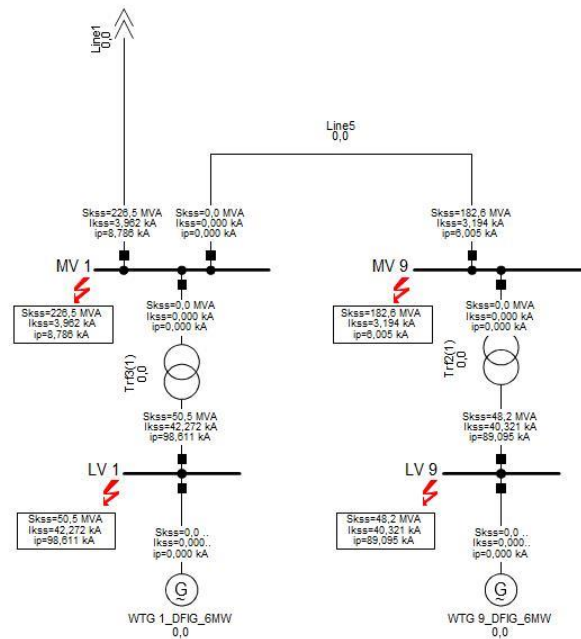
Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex: / 2						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]		
Trf3 WTG 3_DFIG_6MW	MV 3				61,24 MVA 8,08 MVA	51,24 kA 6,76 kA	97,98 -84,50	121,32 kA 16,01 kA				
LV 4 Trf4 WTG 4_DFIG_6MW	0,69 MV 4	0,00	0,00	1,10	69,33 MVA 61,26 MVA 8,08 MVA	58,01 kA 51,26 kA 6,76 kA	-81,69 98,68 -84,50	135,65 kA 119,86 kA 15,81 kA	49,74	59,45	49,74	58,69
LV 5 Trf5 WTG 5_DFIG_6MW	0,69 MV 5	0,00	0,00	1,10	70,91 MVA 62,83 MVA 8,08 MVA	59,33 kA 52,58 kA 6,76 kA	-82,53 97,73 -84,50	141,09 kA 125,03 kA 16,08 kA	51,05	61,01	51,05	60,10
LV 6 Trf6 WTG 6_DFIG_6MW	0,69 MV 6	0,00	0,00	1,10	68,41 MVA 60,34 MVA 8,08 MVA	57,24 kA 50,49 kA 6,76 kA	-81,40 99,01 -84,50	133,07 kA 117,38 kA 15,72 kA	48,95	58,50	48,95	57,89
LV 7 Trf7 WTG 7_DFIG_6MW	0,69 MV 7	0,00	0,00	1,10	67,27 MVA 59,21 MVA 8,08 MVA	56,29 kA 49,54 kA 6,76 kA	-80,61 99,92 -84,50	128,84 kA 113,40 kA 15,47 kA	48,04	57,41	48,04	56,87
LV 8 Trf8 WTG 8_DFIG_6MW	0,69 MV 8	0,00	0,00	1,10	68,48 MVA 60,41 MVA 8,08 MVA	57,30 kA 50,55 kA 6,76 kA	-81,10 99,36 -84,50	132,39 kA 116,80 kA 15,62 kA	49,05	58,62	49,05	57,92
LV 9 Trf2(1) WTG 9_DFIG_6MW	0,69 MV 9	0,00	0,00	1,10	65,91 MVA 57,85 MVA 8,08 MVA	55,15 kA 48,41 kA 6,76 kA	-80,26 100,34 -84,50	125,37 kA 110,05 kA 15,37 kA	47,02	56,20	47,02	55,70
LV AUX TRAFO AUX	0,40 MV AUX	0,00	0,00	1,10	2,80 MVA 2,80 MVA	4,04 kA 4,04 kA	-60,12 119,88	6,83 kA 6,83 kA	4,04	2,80	4,04	4,06
MV 1 Trf3(1) Line5 Line1	33,00 LV 1 MV 9 MV BUSBAR	0,00	0,00	1,10	318,62 MVA 7,30 MVA 7,26 MVA 304,10 MVA	5,57 kA 0,13 kA 0,13 kA 5,32 kA	-80,26 95,71 96,01 99,92	12,67 kA 0,29 kA 0,29 kA 12,09 kA	5,04	288,32	5,04	5,63

Grid: Grid	System Stage: Grid					Annex: / 3						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	Ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]		
MV 10	33,00	0,00	0,00	1,10	402,56 MVA	7,04 kA	-82,31	16,67 kA	6,27	358,55	6,27	7,13
Trf10	LV 10				7,30 MVA	0,13 kA	95,71	0,30 kA				
Line	MV 4				14,47 MVA	0,25 kA	96,02	0,60 kA				
Line3	MV BUSBAR				380,80 MVA	6,66 kA	97,80	15,77 kA				
MV 2	33,00	0,00	0,00	1,10	320,21 MVA	5,60 kA	-78,49	12,31 kA	5,08	290,46	5,08	5,65
Trf2	LV 2				7,30 MVA	0,13 kA	95,71	0,28 kA				
Line(2)	MV 3				312,95 MVA	5,48 kA	101,64	12,03 kA				
MV 3	33,00	0,00	0,00	1,10	335,80 MVA	5,87 kA	-80,68	13,46 kA	5,31	303,62	5,31	5,94
Trf3	LV 3				7,30 MVA	0,13 kA	95,71	0,29 kA				
Line(2)	MV 2				7,29 MVA	0,13 kA	95,77	0,29 kA				
Line2	MV BUSBAR				321,24 MVA	5,62 kA	99,48	12,87 kA				
MV 4	33,00	0,00	0,00	1,10	335,39 MVA	5,87 kA	-77,02	12,56 kA	5,27	300,96	5,27	5,91
Trf4	LV 4				7,30 MVA	0,13 kA	95,71	0,27 kA				
Line(5)	MV 8				7,28 MVA	0,13 kA	95,80	0,27 kA				
Line	MV 10				320,93 MVA	5,61 kA	103,30	12,01 kA				
MV 5	33,00	0,00	0,00	1,10	387,74 MVA	6,78 kA	-81,94	15,94 kA	6,04	345,46	6,04	6,87
Trf5	LV 5				7,30 MVA	0,13 kA	95,71	0,30 kA				
Line(3)	MV 6				14,44 MVA	0,25 kA	96,11	0,59 kA				
Line4	MV BUSBAR				366,03 MVA	6,40 kA	98,18	15,05 kA				
MV 6	33,00	0,00	0,00	1,10	309,86 MVA	5,42 kA	-75,72	11,35 kA	4,87	278,25	4,87	5,46
Trf6	LV 6				7,30 MVA	0,13 kA	95,71	0,27 kA				
Line(7)	MV 7				7,28 MVA	0,13 kA	95,83	0,27 kA				
Line(3)	MV 5				295,45 MVA	5,17 kA	104,69	10,82 kA				
MV 7	33,00	0,00	0,00	1,10	281,03 MVA	4,92 kA	-72,13	9,71 kA	4,45	254,10	4,45	4,94
Trf7	LV 7				7,30 MVA	0,13 kA	95,71	0,25 kA				
Line(7)	MV 6				273,90 MVA	4,79 kA	108,20	9,47 kA				

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex: / 4					
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]			
MV 8	33,00	0,00	0,00	1,10	310,61 MVA	5,43 kA	-74,00	11,05 kA	4,90	280,36	4,90	5,47	
Trf8	LV 8				7,30 MVA	0,13 kA	95,71	0,26 kA					
Line(5)	MV 4				303,43 MVA	5,31 kA	106,24	10,79 kA					
MV 9	33,00	0,00	0,00	1,10	253,37 MVA	4,43 kA	-71,24	8,64 kA	4,06	232,28	4,06	4,46	
Trf2(1)	LV 9				7,30 MVA	0,13 kA	95,71	0,25 kA					
Line5	MV 1				246,27 MVA	4,31 kA	109,14	8,40 kA					
MV AUX	33,00	0,00	0,00	1,10	579,52 MVA	10,14 kA	-86,74	26,48 kA	8,93	510,21	8,93	10,44	
Line(10)	MV BUSBAR				579,52 MVA	10,14 kA	93,26	26,48 kA					
TRAFO AUX	LV AUX				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
MV BUSBAR 33kV	33,00	0,00	0,00	1,10	579,81 MVA	10,14 kA	-86,79	26,52 kA	8,93	510,42	8,93	10,45	
Line3	MV 10				21,38 MVA	0,37 kA	96,13	0,98 kA					
Line4	MV 5				21,30 MVA	0,37 kA	96,22	0,97 kA					
Line1	MV 1				14,24 MVA	0,25 kA	96,12	0,65 kA					
Line2	MV 3				14,31 MVA	0,25 kA	95,97	0,65 kA					
Line(10)	MV AUX				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line(11)	Terminal				508,70 MVA	8,90 kA	92,80	23,27 kA					
Terminal	33,00	0,00	0,00	1,10	579,98 MVA	10,15 kA	-86,79	26,53 kA	8,93	510,60	8,93	10,45	
2-Winding Trans	HV BUSBAR				508,87 MVA	8,90 kA	92,80	23,28 kA					
Line(11)	MV BUSBAR				71,22 MVA	1,25 kA	96,12	3,26 kA					

ALLEGATO 3





Legend:

- Inactive (Yellow)
- Out of Calculation (Grey)
- De-energised (Dark Grey)

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

- >= 80, % (Orange)
- >= 85, % (Red-Orange)
- >= 90, % (Red)

Max. Therm. Loading

- >= 80, % (Yellow-Green)
- >= 85, % (Green)
- >= 90, % (Dark Green)

Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circ
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circ
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 3PH MIN	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

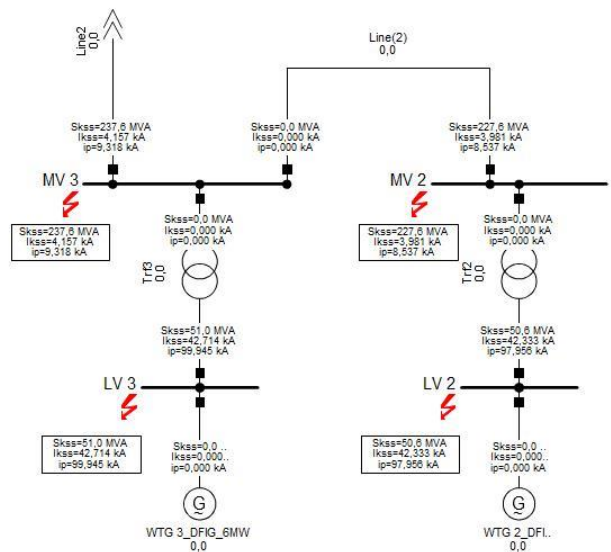
Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %



Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circ
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circ
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 3PH MIN	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

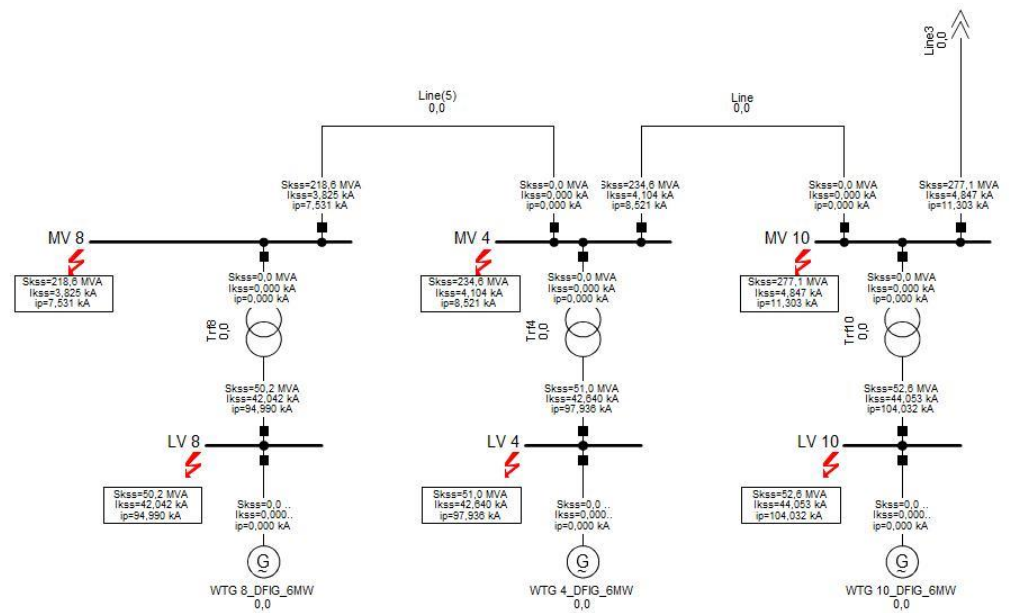
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Legend:

- Inactive
- Out of Calculation
- De-energised



Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circ
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circ
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit

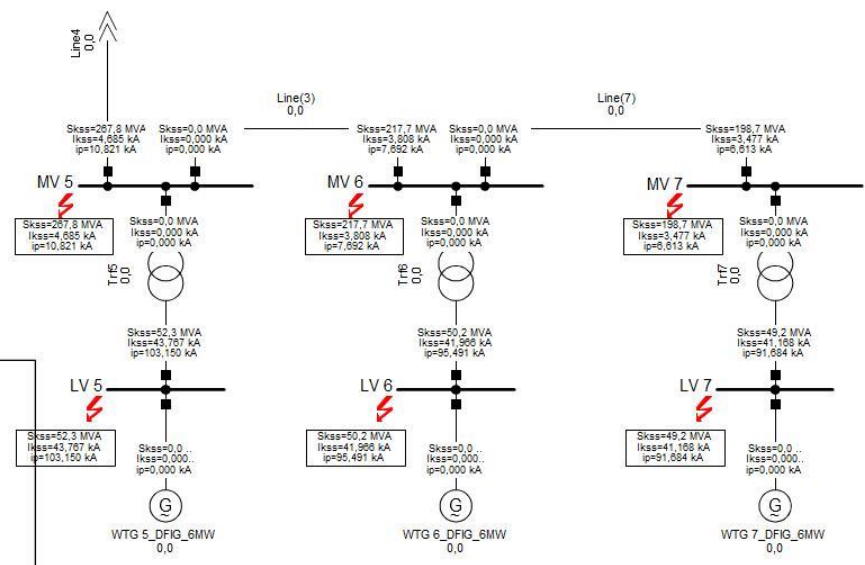
PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 3PH MIN	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %

Max. Therm. Loading
 >= 80, %
 >= 85, %
 >= 90, %



Min. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circ
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circ
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit

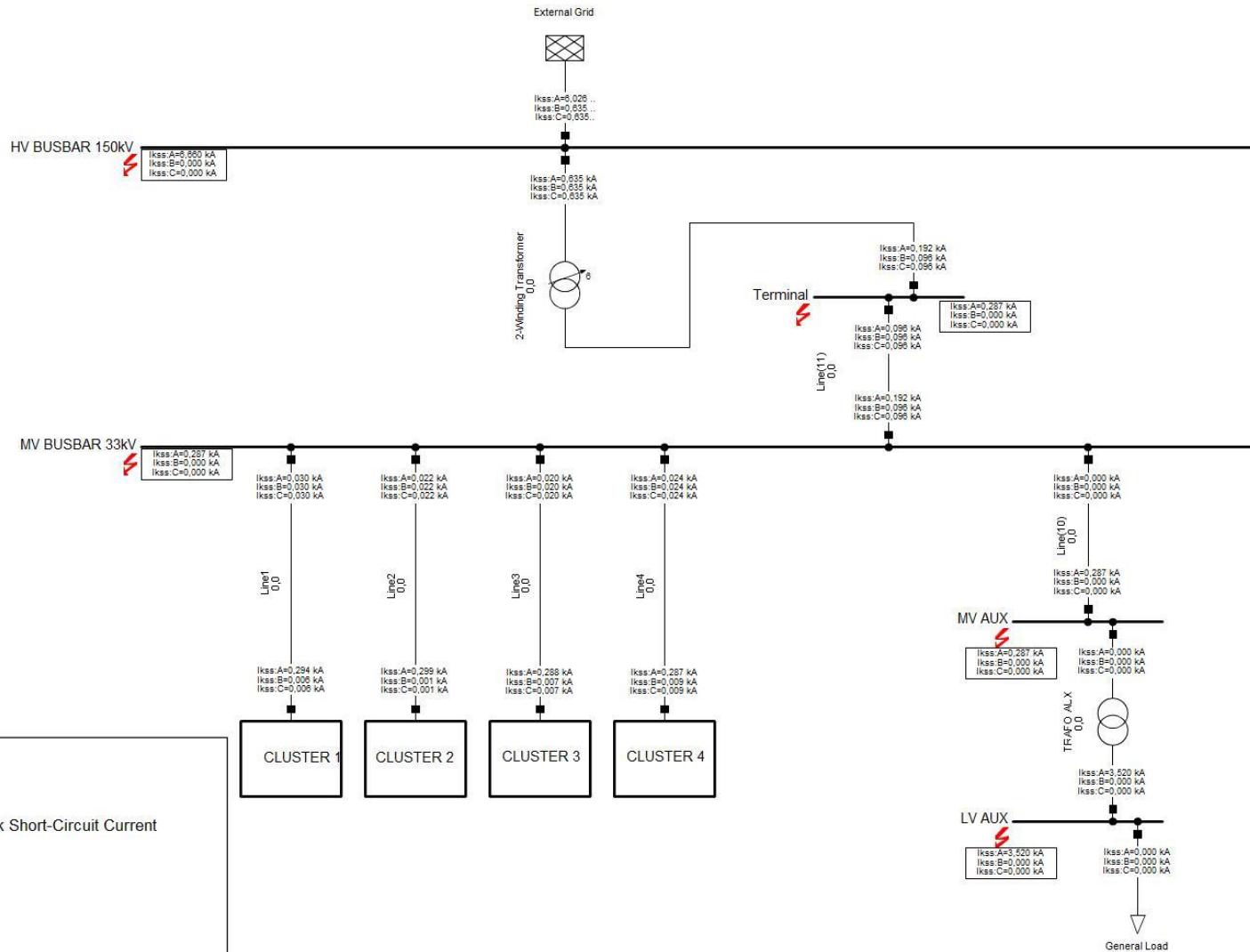
PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 3PH MIN	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

Grid: Grid		System Stage: Grid					Annex: / 2						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
Trf3 WTG 3_DFIG_6MW	MV 3				51,05 MVA 0,00 MVA	42,71 kA 0,00 kA	98,24 0,00	99,95 kA 0,00 kA					
LV 4 Trf4 WTG 4_DFIG_6MW	0,69 MV 4	0,00	0,00	0,95	50,96 MVA 50,96 MVA 0,00 MVA	42,64 kA 42,64 kA 0,00 kA	-80,84 99,16 0,00	97,94 kA 97,94 kA 0,00 kA	42,64	50,96	42,64	43,09	
LV 5 Trf5 WTG 5_DFIG_6MW	0,69 MV 5	0,00	0,00	0,95	52,31 MVA 52,31 MVA 0,00 MVA	43,77 kA 43,77 kA 0,00 kA	-82,11 97,89 0,00	103,15 kA 103,15 kA 0,00 kA	43,77	52,31	43,77	44,30	
LV 6 Trf6 WTG 6_DFIG_6MW	0,69 MV 6	0,00	0,00	0,95	50,15 MVA 50,15 MVA 0,00 MVA	41,97 kA 41,97 kA 0,00 kA	-80,37 99,63 0,00	95,49 kA 95,49 kA 0,00 kA	41,97	50,15	41,97	42,39	
LV 7 Trf7 WTG 7_DFIG_6MW	0,69 MV 7	0,00	0,00	0,95	49,20 MVA 49,20 MVA 0,00 MVA	41,17 kA 41,17 kA 0,00 kA	-79,26 100,74 0,00	91,68 kA 91,68 kA 0,00 kA	41,17	49,20	41,17	41,54	
LV 8 Trf8 WTG 8_DFIG_6MW	0,69 MV 8	0,00	0,00	0,95	50,24 MVA 50,24 MVA 0,00 MVA	42,04 kA 42,04 kA 0,00 kA	-80,01 99,99 0,00	94,99 kA 94,99 kA 0,00 kA	42,04	50,24	42,04	42,45	
LV 9 Trf2(1) WTG 9_DFIG_6MW	0,69 MV 9	0,00	0,00	0,95	48,19 MVA 48,19 MVA 0,00 MVA	40,32 kA 40,32 kA 0,00 kA	-78,85 101,15 0,00	89,10 kA 89,10 kA 0,00 kA	40,32	48,19	40,32	40,67	
LV AUX TRAFO AUX	0,40 MV AUX	0,00	0,00	0,95	2,36 MVA 2,36 MVA	3,41 kA 3,41 kA	-60,16 119,84	5,76 kA 5,76 kA	3,41	2,36	3,41	3,42	
MV 1 Trf3(1) Line5 Line1	33,00 LV 1 MV 9 MV BUSBAR	0,00	0,00	0,95	226,47 MVA 0,00 MVA 0,00 MVA 226,47 MVA	3,96 kA 0,00 kA 0,00 kA 3,96 kA	-79,03 0,00 0,00 100,97	8,79 kA 0,00 kA 0,00 kA 8,79 kA	3,96	226,47	3,96	4,00	

Grid: Grid		System Stage: Grid					Annex: / 3						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]			
MV 10	33,00	0,00	0,00	0,95	277,05 MVA	4,85 kA	-81,59	11,30 kA	4,85	277,05	4,85	4,90	
Trf10	LV 10				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line	MV 4				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line3	MV BUSBAR				277,05 MVA	4,85 kA	98,41	11,30 kA					
MV 2	33,00	0,00	0,00	0,95	227,55 MVA	3,98 kA	-77,22	8,54 kA	3,98	227,55	3,98	4,01	
Trf2	LV 2				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line(2)	MV 3				227,55 MVA	3,98 kA	102,78	8,54 kA					
MV 3	33,00	0,00	0,00	0,95	237,62 MVA	4,16 kA	-79,60	9,32 kA	4,16	237,62	4,16	4,20	
Trf3	LV 3				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line(2)	MV 2				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line2	MV BUSBAR				237,62 MVA	4,16 kA	100,40	9,32 kA					
MV 4	33,00	0,00	0,00	0,95	234,56 MVA	4,10 kA	-75,39	8,52 kA	4,10	234,56	4,10	4,13	
Trf4	LV 4				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line(5)	MV 8				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line	MV 10				234,56 MVA	4,10 kA	104,61	8,52 kA					
MV 5	33,00	0,00	0,00	0,95	267,79 MVA	4,69 kA	-81,12	10,82 kA	4,69	267,79	4,69	4,74	
Trf5	LV 5				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line(3)	MV 6				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line4	MV BUSBAR				267,79 MVA	4,69 kA	98,88	10,82 kA					
MV 6	33,00	0,00	0,00	0,95	217,67 MVA	3,81 kA	-73,73	7,69 kA	3,81	217,67	3,81	3,83	
Trf6	LV 6				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line(7)	MV 7				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line(3)	MV 5				217,67 MVA	3,81 kA	106,27	7,69 kA					
MV 7	33,00	0,00	0,00	0,95	198,75 MVA	3,48 kA	-69,79	6,61 kA	3,48	198,75	3,48	3,49	
Trf7	LV 7				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Line(7)	MV 6				198,75 MVA	3,48 kA	110,21	6,61 kA					

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex: / 4						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
MV 8	33,00	0,00	0,00	0,95	218,62 MVA	3,82 kA	-72,12	7,53 kA	3,82	218,62	3,82	3,85
Trf8	LV 8				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line(5)	MV 4				218,62 MVA	3,82 kA	107,88	7,53 kA				
MV 9	33,00	0,00	0,00	0,95	182,58 MVA	3,19 kA	-68,98	6,01 kA	3,19	182,58	3,19	3,21
Trf2(1)	LV 9				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line5	MV 1				182,58 MVA	3,19 kA	111,02	6,01 kA				
MV AUX	33,00	0,00	0,00	0,95	379,75 MVA	6,64 kA	-86,83	17,38 kA	6,64	379,75	6,64	6,85
Line(10)	MV BUSBAR				379,75 MVA	6,64 kA	93,17	17,38 kA				
TRAFO AUX	LV AUX				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
MV BUSBAR 33kV	33,00	0,00	0,00	0,95	379,90 MVA	6,65 kA	-86,87	17,41 kA	6,65	379,90	6,65	6,85
Line3	MV 10				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line4	MV 5				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line1	MV 1				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line2	MV 3				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line(10)	MV AUX				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Line(11)	Terminal				379,90 MVA	6,65 kA	93,13	17,41 kA				
Terminal	33,00	0,00	0,00	0,95	380,01 MVA	6,65 kA	-86,88	17,41 kA	6,65	380,01	6,65	6,85
2-Winding Trans	HV BUSBAR				380,01 MVA	6,65 kA	93,12	17,41 kA				
Line(11)	MV BUSBAR				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				

ALLEGATO 4



Inactive

Out of Calculation

De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

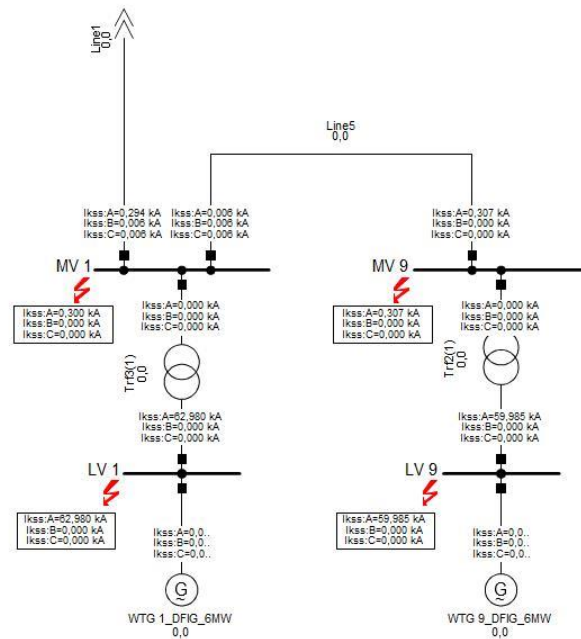
- $\geq 80, \%$
- $\geq 85, \%$
- $\geq 90, \%$

Max. Therm. Loading

- $\geq 80, \%$
- $\geq 85, \%$
- $\geq 90, \%$

Min. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-Ci
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-Ci
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Initial Short-Ci

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 1PH	Graphic: Grid
		Date: 17/05/2022
		Annex:



Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Min. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-C
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-C
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Initial Short-C

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 1PH	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

Inactive
 Out of Calculation
 De-energised

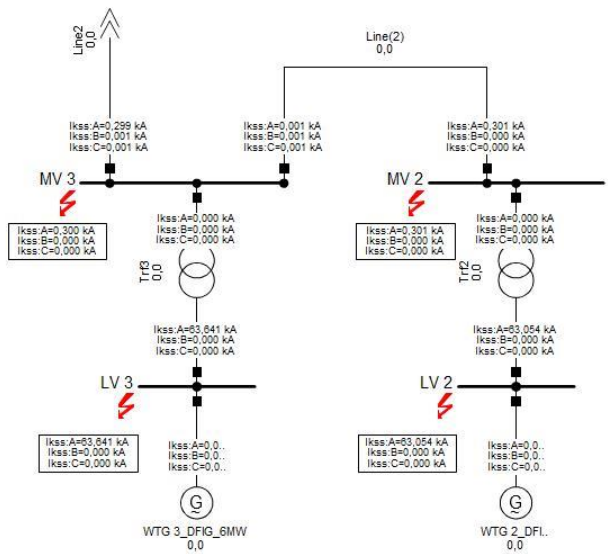
Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

Max. Mech. Loading

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %



Min. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-C
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-C
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Initial Short-C

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 1PH	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

Loading of Thermal / Peak Short-Circuit Current

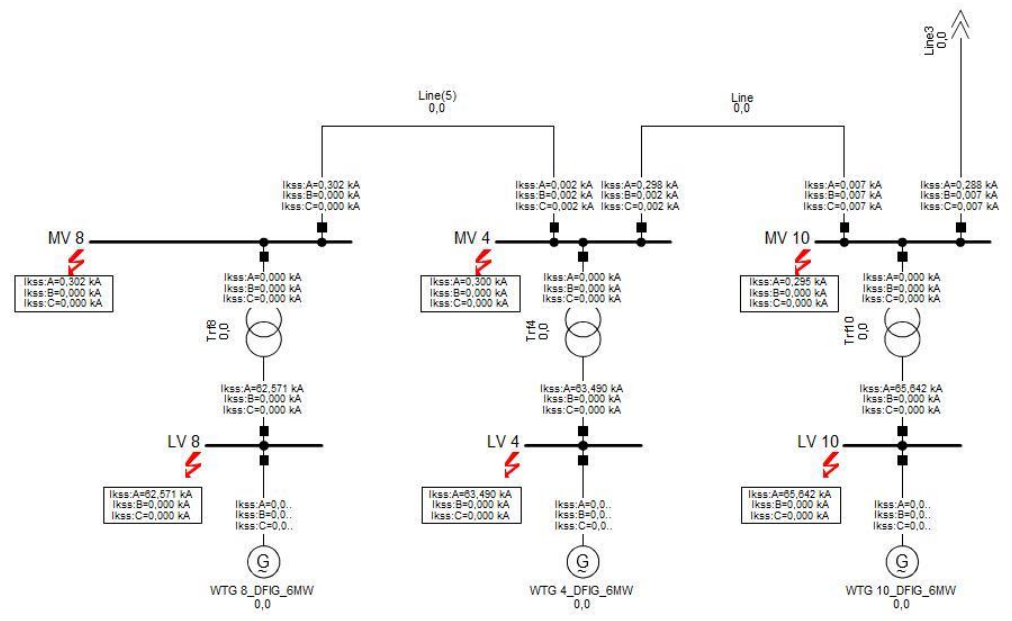
Max. Mech. Loading

- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Max. Therm. Loading

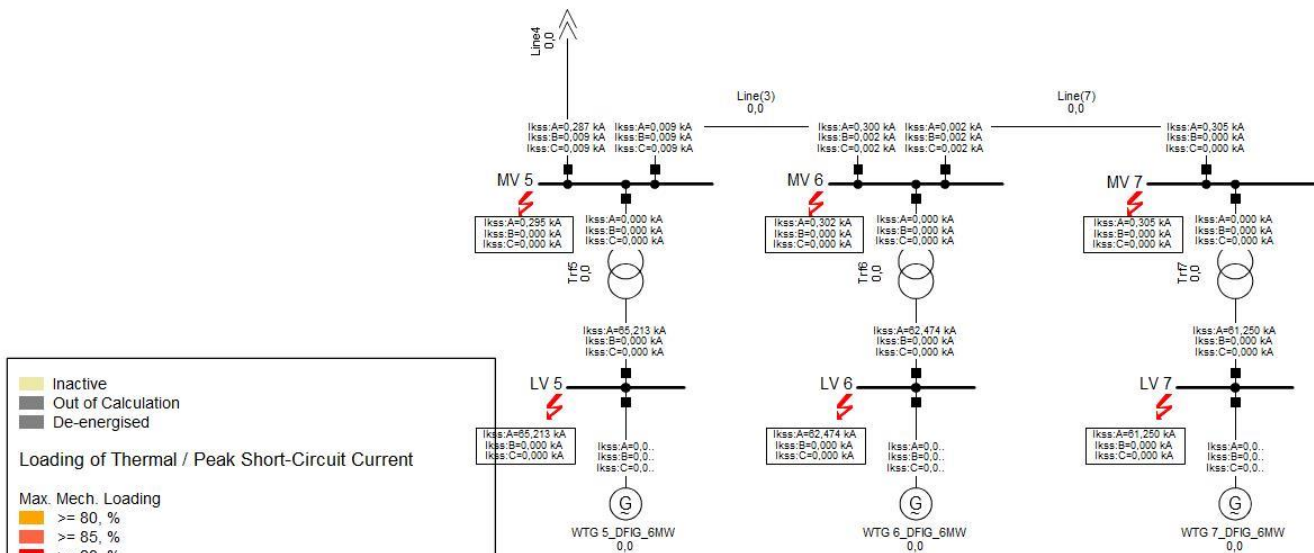
- >= 80, %
- >= 85, %
- >= 90, %

Inactive
 Out of Calculation
 De-energised



Min. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-C
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-C
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Initial Short-C

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 1PH	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:



Min. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-C
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-C
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Initial Short-C

PowerFactory 2021 SP2	ACQUAVIVA COLLECROCE	Project:
	STUDIO DI CORTO CIRCUITO 1PH	Graphic: CompGrph
		Date: 17/05/2022
		Annex:

		DIgSILENT		Project:	
		PowerFactory		-----	
		2021 SP2		Date: 17/05/2022	

Verification
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909 Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents

Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic		Short-Circuit Duration	
		Conductor Temperature User Defined		Break Time	
		No		Fault Clearing Time (Ith)	
				Voltage factor c	
				User defined table and equivalent voltage s	

Grid: Grid System Stage: Grid Annex: / 1

	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
HV BUSBAR 150kV A	150,00	0,00	0,00	1,10	1200,33 MVA	13,86 kA	-84,60	34,22 kA	13,86	1200,33	0,00
B		94,37	-117,66		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,99
C		93,29	117,97		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,98
2-Winding Trans Terminal											
				A	84,01 MVA	0,97 kA	91,47	2,40 kA			
				B	72,83 MVA	0,84 kA	85,72	2,08 kA			
				C	72,48 MVA	0,84 kA	95,04	2,07 kA			
External Grid											
				A	1116,53 MVA	12,89 kA	-84,31	31,83 kA			
				B	72,83 MVA	0,84 kA	85,72	2,08 kA			
				C	72,48 MVA	0,84 kA	95,04	2,07 kA			
LV 1											
A	0,69	0,00	0,00	1,10	32,92 MVA	82,63 kA	-77,79	195,29 kA	82,63	32,92	0,00
B		0,36	-92,75		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,80
C		0,42	89,37		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,94

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex:		/ 2		
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]		c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Trf3(1)	MV 1					A	30,83 MVA	77,39 kA	101,21	182,92 kA		
						B	1,74 MVA	4,38 kA	125,62	10,34 kA		
						C	0,51 MVA	1,29 kA	84,74	3,05 kA		
WTG 1_DFIG_6MW						A	2,16 MVA	5,42 kA	-63,35	12,80 kA		
						B	1,74 MVA	4,38 kA	125,62	10,34 kA		
						C	0,51 MVA	1,29 kA	84,74	3,05 kA		
LV 10	A	0,69	0,00	0,00	1,10		32,99 MVA	82,81 kA	-79,84	197,15 kA	82,81	32,99 0,00
						B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 0,79
						C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 0,94
Trf10	MV 10					A	31,74 MVA	79,68 kA	100,24	189,71 kA		
						B	1,25 MVA	3,13 kA	158,24	7,45 kA		
						C	1,25 MVA	3,13 kA	38,25	7,45 kA		
WTG 10_DFIG_6MW						A	1,25 MVA	3,13 kA	-81,75	7,45 kA		
						B	1,25 MVA	3,13 kA	158,24	7,45 kA		
						C	1,25 MVA	3,13 kA	38,25	7,45 kA		
LV 2	A	0,69	0,00	0,00	1,10		31,75 MVA	79,69 kA	-79,23	187,17 kA	79,69	31,75 0,00
						B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 0,80
						C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 0,94
Trf2	MV 2					A	30,50 MVA	76,57 kA	100,87	179,84 kA		
						B	1,24 MVA	3,12 kA	158,18	7,33 kA		
						C	1,24 MVA	3,12 kA	38,19	7,33 kA		
WTG 2_DFIG_6MW						A	1,24 MVA	3,12 kA	-81,81	7,33 kA		
						B	1,24 MVA	3,12 kA	158,18	7,33 kA		
						C	1,24 MVA	3,12 kA	38,19	7,33 kA		

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 3				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]		
LV 3	A	0,69	0,00	0,00	1,10	32,02 MVA	80,38 kA	-79,62	190,31 kA	80,38	32,02	0,00
	B		0,38	-90,76		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,80
	C		0,43	90,74		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,94
Trf3		MV 3										
	A					30,78 MVA	77,26 kA	100,46	182,92 kA			
	B					1,24 MVA	3,12 kA	158,18	7,39 kA			
WTG 3_DFIG_6MW	C					1,24 MVA	3,12 kA	38,19	7,39 kA			
	A					1,24 MVA	3,12 kA	-81,81	7,39 kA			
	B					1,24 MVA	3,12 kA	158,18	7,39 kA			
LV 4	C					1,24 MVA	3,12 kA	38,19	7,39 kA			
	A	0,69	0,00	0,00	1,10	31,99 MVA	80,30 kA	-78,95	187,77 kA	80,30	31,99	0,00
	B		0,38	-90,87		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,80
Trf4	C		0,43	90,73		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,94
	A					30,75 MVA	77,19 kA	101,16	180,48 kA			
	B					1,24 MVA	3,12 kA	158,24	7,29 kA			
WTG 4_DFIG_6MW	C					1,24 MVA	3,12 kA	38,24	7,29 kA			
	A					1,24 MVA	3,12 kA	-81,75	7,29 kA			
	B					1,24 MVA	3,12 kA	158,24	7,29 kA			
LV 5	C					1,24 MVA	3,12 kA	38,24	7,29 kA			
	A	0,69	0,00	0,00	1,10	32,79 MVA	82,31 kA	-79,79	195,74 kA	82,31	32,79	0,00
	B		0,38	-90,75		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,79
	C		0,44	90,76		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,94

Grid: Grid		System Stage: Grid						Annex:		/ 4		
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]		c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Trf5		MV 5										
						31,54 MVA	79,18 kA	100,28	188,31 kA			
						1,25 MVA	3,13 kA	158,23	7,43 kA			
						1,25 MVA	3,13 kA	38,24	7,43 kA			
WTG 5_DFIG_6MW												
						1,25 MVA	3,13 kA	-81,76	7,43 kA			
						1,25 MVA	3,13 kA	158,23	7,43 kA			
						1,25 MVA	3,13 kA	38,24	7,43 kA			
LV 6	A	0,69	0,00	0,00	1,10	31,52 MVA	79,12 kA	-78,67	183,94 kA	79,12	31,52	0,00
	B		0,38	-90,91		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,80
	C		0,43	90,71		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,94
Trf6		MV 6										
						30,28 MVA	76,01 kA	101,46	176,71 kA			
						1,24 MVA	3,11 kA	158,23	7,24 kA			
						1,24 MVA	3,11 kA	38,24	7,24 kA			
WTG 6_DFIG_6MW												
						1,24 MVA	3,11 kA	-81,76	7,24 kA			
						1,24 MVA	3,11 kA	158,23	7,24 kA			
						1,24 MVA	3,11 kA	38,24	7,24 kA			
LV 7	A	0,69	0,00	0,00	1,10	30,95 MVA	77,69 kA	-77,87	177,83 kA	77,69	30,95	0,00
	B		0,38	-91,00		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,80
	C		0,43	90,71		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,93
Trf7		MV 7										
						29,71 MVA	74,59 kA	102,29	170,72 kA			
						1,24 MVA	3,11 kA	158,24	7,12 kA			
						1,24 MVA	3,11 kA	38,24	7,12 kA			
WTG 7_DFIG_6MW												
						1,24 MVA	3,11 kA	-81,76	7,12 kA			
						1,24 MVA	3,11 kA	158,24	7,12 kA			
						1,24 MVA	3,11 kA	38,24	7,12 kA			

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 5				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]		
LV 8	A	0,69	0,00	0,00	1,10	31,56 MVA	79,22 kA	-78,35	183,06 kA	79,22	31,56	0,00
	B		0,38	-90,94		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,80
	C		0,43	90,73		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,94
Trf8		MV 8										
					A	30,32 MVA	76,11 kA	101,78	175,87 kA			
					B	1,24 MVA	3,12 kA	158,24	7,20 kA			
				C	1,24 MVA	3,12 kA	38,25	7,20 kA				
WTG 8_DFIG_6MW					A	1,24 MVA	3,12 kA	-81,75	7,20 kA			
					B	1,24 MVA	3,12 kA	158,24	7,20 kA			
					C	1,24 MVA	3,12 kA	38,25	7,20 kA			
LV 9	A	0,69	0,00	0,00	1,10	30,35 MVA	76,19 kA	-77,53	173,19 kA	76,19	30,35	0,00
	B		0,38	-91,04		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,80
	C		0,43	90,68		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,93
Trf2(1)		MV 9										
					A	29,11 MVA	73,08 kA	102,65	166,13 kA			
					B	1,24 MVA	3,11 kA	158,22	7,08 kA			
				C	1,24 MVA	3,11 kA	38,23	7,08 kA				
WTG 9_DFIG_6MW					A	1,24 MVA	3,11 kA	-81,77	7,08 kA			
					B	1,24 MVA	3,11 kA	158,22	7,08 kA			
					C	1,24 MVA	3,11 kA	38,23	7,08 kA			
LV AUX	A	0,40	0,00	0,00	1,10	0,96 MVA	4,17 kA	-69,95	7,05 kA	4,17	0,96	0,00
	B		0,29	-114,85		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,15
	C		0,21	124,98		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,84

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 6							
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]				
TRAFO AUX	MV AUX														
				A	0,96 MVA	4,17 kA	110,05	7,05 kA							
				B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA							
				C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA							
General Load				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA							
				B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA							
				C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA							
MV 1				A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,57 MVA	0,35 kA	89,07	0,78 kA	0,35	6,57	0,00
				B		37,32	-151,40		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
				C		37,58	150,73		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,79
Trf3(1)	LV 1			A	0,09 MVA	0,00 kA	-77,41	0,01 kA							
				B	0,07 MVA	0,00 kA	109,34	0,01 kA							
				C	0,02 MVA	0,00 kA	76,71	0,00 kA							
Line5	MV 9			A	0,17 MVA	0,01 kA	-91,68	0,02 kA							
				B	0,10 MVA	0,01 kA	-114,29	0,01 kA							
				C	0,11 MVA	0,01 kA	-66,22	0,01 kA							
Line1	MV BUSBAR			A	6,32 MVA	0,33 kA	-91,09	0,75 kA							
				B	0,07 MVA	0,00 kA	22,73	0,01 kA							
				C	0,10 MVA	0,00 kA	120,62	0,01 kA							
MV 10				A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,46 MVA	0,34 kA	89,41	0,80 kA	0,34	6,46	0,00
				B		37,13	-151,07		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
				C		37,28	150,66		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
Trf10	LV 10			A	0,04 MVA	0,00 kA	-92,57	0,00 kA							
				B	0,04 MVA	0,00 kA	147,42	0,00 kA							
				C	0,04 MVA	0,00 kA	27,43	0,00 kA							

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 7			
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Line	MV 4										
				A	0,22 MVA	0,01 kA	-90,97	0,03 kA			
				B	0,12 MVA	0,01 kA	-122,68	0,02 kA			
				C	0,13 MVA	0,01 kA	-57,99	0,02 kA			
Line3	MV BUSBAR										
				A	6,20 MVA	0,33 kA	-90,56	0,77 kA			
				B	0,13 MVA	0,01 kA	39,66	0,02 kA			
				C	0,14 MVA	0,01 kA	138,55	0,02 kA			
MV 2											
	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,60 MVA	0,35 kA	88,76	0,76 kA	0,35	6,60 0,00
	B		37,29	-151,46		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 1,78
	C		37,59	150,68		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 1,79
Trf2	LV 2										
				A	0,05 MVA	0,00 kA	-97,03	0,01 kA			
				B	0,05 MVA	0,00 kA	142,96	0,01 kA			
				C	0,05 MVA	0,00 kA	22,97	0,01 kA			
Line(2)	MV 3										
				A	6,55 MVA	0,34 kA	-91,19	0,76 kA			
				B	0,05 MVA	0,00 kA	-37,04	0,01 kA			
				C	0,05 MVA	0,00 kA	-157,03	0,01 kA			
MV 3											
	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,57 MVA	0,34 kA	89,10	0,79 kA	0,34	6,57 0,00
	B		37,28	-151,33		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 1,78
	C		37,51	150,73		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 1,79
Trf3	LV 3										
				A	0,05 MVA	0,00 kA	-94,51	0,01 kA			
				B	0,05 MVA	0,00 kA	145,48	0,01 kA			
				C	0,05 MVA	0,00 kA	25,49	0,01 kA			
Line(2)	MV 2										
				A	0,07 MVA	0,00 kA	-93,14	0,01 kA			
				B	0,04 MVA	0,00 kA	174,14	0,00 kA			
				C	0,04 MVA	0,00 kA	-3,17	0,01 kA			

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 8				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor		Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
Line2	MV BUSBAR			A	6,45 MVA	0,34 kA	-90,85	0,78 kA				
				B	0,08 MVA	0,00 kA	-21,53	0,01 kA				
				C	0,09 MVA	0,00 kA	-168,06	0,01 kA				
MV 4	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,58 MVA	0,35 kA	88,62	0,74 kA	0,35	6,58	0,00
	B		37,22	-151,45		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
	C		37,54	150,60		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,79
Trf4	LV 4			A	0,05 MVA	0,00 kA	-98,64	0,01 kA				
				B	0,05 MVA	0,00 kA	141,35	0,01 kA				
				C	0,05 MVA	0,00 kA	21,36	0,01 kA				
Line(5)	MV 8			A	0,08 MVA	0,00 kA	-95,14	0,01 kA				
				B	0,04 MVA	0,00 kA	-171,22	0,00 kA				
				C	0,05 MVA	0,00 kA	-22,36	0,01 kA				
Line	MV 10			A	6,45 MVA	0,34 kA	-91,28	0,72 kA				
				B	0,08 MVA	0,00 kA	-17,77	0,01 kA				
				C	0,09 MVA	0,00 kA	179,54	0,01 kA				
MV 5	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,47 MVA	0,34 kA	89,38	0,80 kA	0,34	6,47	0,00
	B		37,15	-151,12		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,77
	C		37,33	150,67		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
Trf5	LV 5			A	0,04 MVA	0,00 kA	-92,97	0,01 kA				
				B	0,04 MVA	0,00 kA	147,02	0,01 kA				
				C	0,04 MVA	0,00 kA	27,03	0,01 kA				
Line(3)	MV 6			A	0,27 MVA	0,01 kA	-90,99	0,03 kA				
				B	0,16 MVA	0,01 kA	-115,04	0,02 kA				
				C	0,17 MVA	0,01 kA	-65,40	0,02 kA				

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 9			
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Line4	MV BUSBAR				A	6,16 MVA	0,32 kA	-90,59	0,76 kA		
					B	0,16 MVA	0,01 kA	50,58	0,02 kA		
					C	0,17 MVA	0,01 kA	128,25	0,02 kA		
MV 6	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,62 MVA	0,35 kA	88,37	0,73 kA	0,35	6,62 0,00
	B		37,27	-151,61		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 1,78
	C		37,67	150,59		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 1,79
Trf6	LV 6				A	0,05 MVA	0,00 kA	-100,20	0,01 kA		
					B	0,05 MVA	0,00 kA	139,80	0,01 kA		
					C	0,05 MVA	0,00 kA	19,80	0,01 kA		
Line(7)	MV 7				A	0,10 MVA	0,01 kA	-95,52	0,01 kA		
					B	0,04 MVA	0,00 kA	-159,09	0,00 kA		
					C	0,06 MVA	0,00 kA	-32,85	0,01 kA		
Line(3)	MV 5				A	6,47 MVA	0,34 kA	-91,50	0,71 kA		
					B	0,08 MVA	0,00 kA	-12,80	0,01 kA		
					C	0,10 MVA	0,01 kA	172,08	0,01 kA		
MV 7	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,69 MVA	0,35 kA	87,64	0,69 kA	0,35	6,69 0,00
	B		37,30	-151,91		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 1,78
	C		37,84	150,48		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 1,80
Trf7	LV 7				A	0,06 MVA	0,00 kA	-104,52	0,01 kA		
					B	0,06 MVA	0,00 kA	135,47	0,01 kA		
					C	0,06 MVA	0,00 kA	15,48	0,01 kA		
Line(7)	MV 6				A	6,63 MVA	0,35 kA	-92,25	0,69 kA		
					B	0,06 MVA	0,00 kA	-44,53	0,01 kA		
					C	0,06 MVA	0,00 kA	-164,52	0,01 kA		

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 10				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
MV 8	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,62 MVA	0,35 kA	88,10	0,71 kA	0,35	6,62	0,00
	B		37,24	-151,66		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
	C		37,67	150,52		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,79
Trf8		LV 8										
					A	0,05 MVA	0,00 kA	-102,19	0,01 kA			
					B	0,05 MVA	0,00 kA	137,81	0,01 kA			
				C	0,05 MVA	0,00 kA	17,81	0,01 kA				
Line(5)		MV 4										
					A	6,57 MVA	0,34 kA	-91,82	0,70 kA			
					B	0,05 MVA	0,00 kA	-42,19	0,01 kA			
				C	0,05 MVA	0,00 kA	-162,19	0,01 kA				
MV 9	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,74 MVA	0,35 kA	87,31	0,69 kA	0,35	6,74	0,00
	B		37,38	-152,13		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,78
	C		38,02	150,45		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,81
Trf2(1)		LV 9										
					A	0,06 MVA	0,00 kA	-105,73	0,01 kA			
					B	0,06 MVA	0,00 kA	134,26	0,01 kA			
				C	0,06 MVA	0,00 kA	14,27	0,01 kA				
Line5		MV 1										
					A	6,68 MVA	0,35 kA	-92,56	0,68 kA			
					B	0,06 MVA	0,00 kA	-45,74	0,01 kA			
				C	0,06 MVA	0,00 kA	-165,73	0,01 kA				
MV AUX	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,30 MVA	0,33 kA	89,87	0,86 kA	0,33	6,30	0,00
	B		36,90	-150,66		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
	C		36,94	150,54		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 11				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]		
Line(10)	MV BUSBAR			A	6,30 MVA	0,33 kA	-90,13	0,86 kA				
				B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
				C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
TRAF0 AUX	LV AUX			A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
				B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
				C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
MV BUSBAR 33kV	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,30 MVA	0,33 kA	89,87	0,87 kA	0,33	6,30	0,00
	B		36,90	-150,66		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
	C		36,94	150,54		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
Line3	MV 10			A	0,51 MVA	0,03 kA	-89,68	0,07 kA				
				B	0,41 MVA	0,02 kA	-99,87	0,06 kA				
				C	0,40 MVA	0,02 kA	-80,75	0,05 kA				
Line4	MV 5			A	0,60 MVA	0,03 kA	-89,74	0,08 kA				
				B	0,49 MVA	0,03 kA	-98,22	0,07 kA				
				C	0,48 MVA	0,03 kA	-82,41	0,07 kA				
Line1	MV 1			A	0,72 MVA	0,04 kA	-88,76	0,10 kA				
				B	0,61 MVA	0,03 kA	-93,82	0,08 kA				
				C	0,63 MVA	0,03 kA	-88,19	0,09 kA				
Line2	MV 3			A	0,54 MVA	0,03 kA	-89,85	0,07 kA				
				B	0,47 MVA	0,02 kA	-95,73	0,06 kA				
				C	0,47 MVA	0,02 kA	-84,75	0,06 kA				
Line(10)	MV AUX			A	0,00 MVA	0,00 kA	-90,08	0,00 kA				
				B	0,00 MVA	0,00 kA	-90,08	0,00 kA				
				C	0,00 MVA	0,00 kA	-90,08	0,00 kA				

Grid: Grid		System Stage: Grid				Annex:		/ 12				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]	
Line(11)	Terminal				A	3,93 MVA	0,21 kA	-90,54	0,54 kA			
					B	1,97 MVA	0,10 kA	83,39	0,27 kA			
					C	1,97 MVA	0,10 kA	95,53	0,27 kA			
Terminal	A	33,00	0,00	0,00	1,10	6,30 MVA	0,33 kA	89,87	0,87 kA	0,33	6,30	0,00
	B		36,90	-150,65		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
	C		36,94	150,54		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,76
2-Winding Trans	HV BUSBAR				A	3,93 MVA	0,21 kA	-90,54	0,54 kA			
					B	1,98 MVA	0,10 kA	83,40	0,27 kA			
					C	1,98 MVA	0,10 kA	95,53	0,27 kA			
Line(11)	MV BUSBAR				A	2,38 MVA	0,12 kA	-89,46	0,33 kA			
					B	1,98 MVA	0,10 kA	-96,60	0,27 kA			
					C	1,98 MVA	0,10 kA	-84,47	0,27 kA			



**"ACQUAVIVA COLLECROCE" WIND FARM
PROVINCIA DI CAMPOBASSO (CB), ITALY**

cavi di potenza MT/ MV power cables

Numero/ Number	Tratta/ Line		Lunghezza/ Length	Lunghezza/ Length	Tipo di cavo/ Type of cable			Posa/ Cable laying		Pezzature MAX/ Maximum size (m)	Giunzioni/ Joints (1 per phase)	Note/ Note
	Partenza/ From	Arrivo/ To	Cavo / Cable(m)	Cavo da ordinare/ Cable to buy(m)	Materiale / Core	Formazione/ Formation	Sigla/ Cable code	Tipologia/ Type	Competenza/ Task			
001	MV switchgear_step-up station 150/33kV	WTG1	12.138	36.415	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x630	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	12	
002	WTG1	WTG9	4.917	14.755	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x150	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	4	
003	MV switchgear_step-up station 150/33kV	WTG3	10.746	32.240	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x630	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	10	
004	WTG3	WTG2	927	2.785	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x150	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	0	
005	MV switchgear_step-up station 150/33kV	WTG10	6.702	20.110	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x630	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	6	
006	WTG10	WTG4	3.715	11.145	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x300	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	3	
007	WTG4	WTG8	1.439	4.320	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x150	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	1	
008	MV switchgear_step-up station 150/33kV	WTG5	7.548	22.645	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x630	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	7	
009	WTG5	WTG6	4.823	14.470	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x300	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	4	
010	WTG6	WTG7	1.971	5.915	ALLUMINIO/ ALUMINIUM	1x150	ARE4H5E 18/30(36)kV	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	1000	2	

**"ACQUAVIVA COLLECROCE" WIND FARM
PROVINCIA DI CAMPOBASSO (CB), ITALY**

0

Pag.5 di 12

fibra ottica/ optical fiber

Tratta/ Line		Lunghezza/ Length	Tipo di cavo/ Type of cable	Posa/ Cable laying		Note/ Note
Numero/ Number	Partenza/ From	Arrivo/ To	Cavo da ordinare/ Cable to buy(m)	Designazione/ Formation	Tipologia/ Type	Competenza/ Task
001	MV switchgear_step-up station 150/33kV	WTG1	12.138	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
002	WTG1	WTG9	4.917	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
003	MV switchgear_step-up station 150/33kV	WTG3	10.746	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
004	WTG3	WTG2	927	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
005	MV switchgear_step-up station 150/33kV	WTG10	6.702	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
006	WTG10	WTG4	3.715	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
007	WTG4	WTG8	1.439	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
008	MV switchgear_step-up station 150/33kV	WTG5	7.548	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
009	WTG5	WTG6	4.823	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR
010	WTG6	WTG7	1.971	MONOMODALE/ SINGLE MODE 9/125/250	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR

Numero/ Number	Tratta/ Line		Lunghezza/ Length	Tipo di cavo/ Type of cable			Posa/ Cable laying		Note/ Note
	Partenza/ From	Arrivo/ To	Cavo da ordinare/ Cable to buy(m)	Materiale/ Core	SIGLA _ Sezione/ Formation (mm2)	Sigla/ Standard	Tipologia/ Type	Competenza/ Task	
001	CORDA DI RAME PER IMPIANTO EOLICO/ COPPER CONDUCTOR FOR WF 70mm2		32.550	RAME/ COPPER	1x70	IEC 60228	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	
002	CORDA DI RAME MAGLIA PRIMARIA PER SOTTOSTAZIONE 70mm2		250	RAME/ COPPER	1x70	IEC 60228	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	
003	CORDA DI RAME MAGLIA SECONDARIA PER SOTTOSTAZIONE 120mm2		2.150	RAME/ COPPER	1x120	IEC 60228	INTERRATO/ BURIED	DITTA APPALTATRICE/ CONTRACTOR	

ALLEGATO 6

Linea	Da	A	Codice Cavo	Formazione				Numero di Terne	Lunghezza [m]	Lunghezza a +10% [m]	Potenza (kVA)	Caduta di Tensione
				Sezione [mm ²]								
Cluster 1												
Line 1	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG1	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	11034,4	12170	12000	0,48%
Line 2	WTG1	WTG9	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1	4469,67	4950	6000	0,58%
Cluster 2												
Line 3	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG3	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	9768,78	10779	12000	0,47%
Line 4	WTG3	WTG2	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1	842,58	960	6000	0,09%
Cluster 3												
Line 5	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG10	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	6092,3	6735	18000	0,41%
Line 6	WTG10	WTG4	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	300	1	3377,06	3748	6000	0,43%
Line 7	WTG4	WTG8	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1	1307,92	1472	6000	0,14%
Cluster 4												
Line 8	Quadro MT_step-up station 150/33kV	WTG5	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	1	6861,62	7581	18000	0,48%
Line 9	WTG5	WTG6	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	300	1	4384,67	4856	6000	0,56%
Line 10	WTG6	WTG7	ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1	1791,4	2004	6000	0,19%

Codice Cavo	Formazione				Lunghezza[m]	Lunghezza +10% [m]	Potenza Linea [kVA]	Perdita di Potenza Linea [kW]	Potenza WTG [kW]
	Sezione [mm2]								
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	11034,4	12137,84	12000	71,00	6000
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	4469,67	4917	6000	29,00	6000
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	9768,78	10746	12000	63,00	6000
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	842,58	927	6000	6,00	6000
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	6092,3	6702	18000	88,00	6000
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	300	3377,06	3715	6000	56,00	6000
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1307,92	1439	6000	9,00	6000
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	630	6861,62	7548	18000	99,00	6000
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	300	4384,67	4823	6000	72,00	6000
ARE4H5E 18/30(36) kV	3x	1	X	150	1791,4	1971	6000	12,00	6000
Perdite di Potenza Totali Linee [kW]								505,00	

WTG Tensione primaria Trasformatore[kV]	WTG Tensione secondaria Trasformatore [kV]	WTG Power transformer			WTG Perdite totali trasformatore simulate [kW]
		Max. Perdite a vuoto supposte [kW]	Max. Perdite a carico supposte [kW]	WTG Perdite totali trasformatore supposte [kW]	
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
33	0,69	4,77	82,24	87,01	72
Total [kW]				870,1	720

Tensione primaria trasformatore [kV]	Tensione secondaria trasformatore [kV]	Max. Perdite a vuoto (548/2014/CE) [kW]	Max. Perdite a carico (548/2014/CE) [kW]	Perdite totali (548/2014/CE) [kW]	Perdite totali simulate [kW]
33	0,4	0,28	2	2,28	1