



CENTRALE EOLICA OFFSHORE "RIMINI" (330 MW) ANTISTANTE LA COSTA TRA RIMINI E CATTOLICA

proponente:

EnergiaWind 2020 srl _ Riccardo Ducoli amministratore unico



RELAZIONE DEL PROGETTO DEFINITIVO

OPERE ELETTRICHE (MARINE E TERRESTRI) DI CONNESSIONE ALLA RTN

Coordinamento:

Tecnoconsult Engineering Construction srl

Ing. Paolo Pierangeli

Albo Ingegneri di Pesaro e Urbino A2162

Progettazione opere elettriche:

3E ingegneria srl

Ing. Giovanni Saraceno

Albo Ingegneri di Reggio Calabria 1629



INDICE DELLA RELAZIONE

1	INTRODUZIONE	5
1.1	RIFERIMENTI NORMATIVI E METODOLOGICI PER L'ELABORAZIONE DELLO STUDIO	5
1.2	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO	7
1.3	NOTE RELATIVE AL PROGETTO PREDISPOSTO PER LA VIA, ALTERNATIVE CONSIDERATE E AMBITO DI INDAGINE	8
1.4	OPERE PRINCIPALI	10
2	OGGETTO E SCOPO	13
3	ELETTRODOTTI AT- PARTE MARINA	14
3.1	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MARINI DI ENERGIA DI CONNESSIONE TRA AEROGENERATORI	16
3.2	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MARINI DI ENERGIA VERSO LA TERRAFERMA	20
3.3	TRACCIATO DELL'ELETTRODOTTO A 380 kV – PARTE MARINA	21
3.3.1	Generalità	21
3.3.2	Descrizione del tracciato	22
3.3.3	Opere attraversate	22
3.4	MODALITÀ DI INSTALLAZIONE E PROTEZIONE DEI CAVI MARINI	22
3.4.1	Modalità di esecuzione degli attraversamenti	22
4	GIUNZIONE TERRA-MARE	25
5	STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA OFFSHORE 66/380 KV	26
5.1	DISPOSIZIONE ELETTROMECCANICA	26
5.2	SERVIZI AUSILIARI	27
5.3	IMPIANTO DI TERRA	27
5.4	CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI	27
5.5	FABBRICATI	28
5.6	APPARECCHIATURE	28
5.6.1	RUMORE	29
6	ELETTRODOTTO A 380 KV IN CAVO INTERRATO – PARTE TERRESTRE	30
6.1	DIMENSIONAMENTO DEL CAVODOTTO	30
6.2	TRACCIATO DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO INTERRATO	31
6.3	CONDIZIONI DI POSA E INSTALLAZIONE CAVO INTERRATO	31
6.3.1	Buche giunti	32
6.3.2	Fibre ottiche	33
6.3.3	Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interrato	33

6.3.3.1	Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici	33
6.3.3.2	Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione	33
6.3.3.3	Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione	33
6.3.4	Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici e tubazioni o strutture metalliche interrato	34
6.3.5	Realizzazione dell'elettrodotto in cavo interrato	35
6.3.5.1	Fasi di costruzione	35
6.3.5.2	Fuori servizio necessari alla realizzazione dell'elettrodotto in cavo interrato	35
6.3.5.3	Realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere per la posa del cavo	36
6.3.5.4	Apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea	36
6.3.5.5	Posa del cavo interrato	36
6.3.5.6	Ricopertura e ripristini	36
6.3.5.7	Scavo della trincea in corrispondenza dei tratti lungo percorso stradale	37
6.3.5.8	Staffaggi su ponti o strutture pre-esistenti	37
6.3.5.9	Trivellazione teleguidata	38
6.4	RUMORE	40
7	STAZIONE A 380 KV DI TRANSIZIONE AEREO-CAVO	41
7.1	CONDIZIONI AMBIENTALI DI RIFERIMENTO	41
7.2	CONSISTENZA DELLA SEZIONE IN ALTA TENSIONE A 380 KV	41
7.3	SISTEMA DI PROTEZIONE, MONITORAGGIO, COMANDO E CONTROLLO	41
7.4	SERVIZI AUSILIARI IN C.A. E C.C.	42
7.5	DIMENSIONAMENTO DI MASSIMA DELLA RETE DI TERRA	42
7.5.1	Dimensionamento termico del dispersore	42
7.5.2	Tensioni di contatto e di passo	43
7.6	RUMORE	43
7.7	OPERE CIVILI	44
7.7.1	Fabbricato	44
7.7.2	Piazzole	44
7.7.3	Fondazioni e cunicoli cavi	44
7.7.4	Ingressi e recinzioni	44
7.7.5	Smaltimento acque meteoriche e fognarie	44
7.7.6	Illuminazione	45
7.8	CARATTERISTICHE DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE DELL'IMPIANTO.	45
8	ELETTRODOTTO AEREO A 380 KV	54

8.1.1	Premessa	54
8.2	ELENCO DELLE OPERE ATTRAVERSATE	55
8.3	CARATTERISTICHE ELETTRICHE DELL'ELETTRODOTTO	55
8.4	DISTANZA TRA I SOSTEGNI	55
8.5	CONDUTTORI E CORDE DI GUARDIA	56
8.5.1	Stato di tensione meccanica	56
8.6	CAPACITÀ DI TRASPORTO	57
8.7	SOSTEGNI	58
8.8	ISOLAMENTO	59
8.8.1	Caratteristiche geometriche	59
8.8.2	Caratteristiche elettriche	60
8.9	MORSETTERIA ED ARMAMENTI	63
8.10	FONDAZIONI	64
8.11	MESSE A TERRA DEI SOSTEGNI	65
8.12	CARATTERISTICHE DEI COMPONENTI	65
8.13	RUMORE	65
9	NUOVO STALLO NELLA STAZIONE TERNA	67
9.1.1	Caratteristiche tecniche	67
9.1.2	Correnti di corto-circuito e correnti termiche nominali	67
9.1.3	Principali apparecchiature AT	68
9.1.4	Caratteristiche elettriche	68
9.1.5	Interramento dell'ultima campata della linea aerea 132 kV "Gambettola-San Martino"	68
10	TERRE E ROCCE DA SCAVO	70
11	CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI	71
12	AREE IMPEGNATE DALLE OPERE DI CONNESSIONE	72
13	FASCE DI RISPETTO	73
14	SICUREZZA NEI CANTIERI	74
15	CALCOLI ELETTRICI PRELIMINARI	75
15.1	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	75
15.2	RIEPILOGO DEI PRINCIPALI DATI DI INPUT	76
15.3	CALCOLO DEI FLUSSI DI POTENZA (LOAD-FLOW)	79
15.4	CALCOLO DELLE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO	80

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 – Ubicazione della Centrale eolica offshore "Rimini" e zone di interdizione (in grigio chiaro).	8
Figura 1.2 – Centrale eolica offshore "Rimini" _ LAYOUT A.....	9
Figura 1.3 – Centrale eolica offshore "Rimini" _ LAYOUT B.....	10
Figura 1.4 – Opere terrestri di connessione alla RTN; in evidenza, l'approdo del cavo marino con HDD (ellisse grigia).....	12
Figura 3.1 _ layout di impianto e percorso dei cavi marini.....	16
Figura 3.2 _ Schema Unifilare.....	17
Figura 3.3: sezione tipica del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica.....	20
Figura 3.4: tipico di attraversamento di cavo.....	23
Figura 3.5: tipico di attraversamento di gasdotto affiorante.....	24
Figura 6.1: tipico buca giunti.....	32
Figura 15.1– Implementazione dell'equivalente di rete – Potenza di cortocircuito.....	76
Figura 15.2– Implementazione del trasformatore principale AT/MT – dati di base.....	77
Figura 15.3– Implementazione del trasformatore principale AT/MT – dati di base.....	77
Figura 15.4–Trasformatore delle WTG – dati di base.....	78
Figura 15.5: Parametri principali cavi MT.....	78

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 15.1: Estratto dei valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito al punto di connessione, al livello 380 kV [2].....	76
Tabella 15.2: – Potenza di cortocircuito e correnti di guasto al nodo di connessione.....	81
Tabella 15.3: – Parametro SCR – valori massimo e minimo.....	87

1 INTRODUZIONE

Il presente documento descrive l'insieme delle opere necessarie alla connessione della centrale eolica offshore "Rimini" alla rete di trasmissione elettrica nazionale. La centrale sarà ubicata nel mare antistante la costa tra Rimini e Cattolica, composta da 51 aerogeneratori della potenza di 6,45 MW (per 330 MW complessivi) e sarà collegata alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) alla Stazione TERNA "San Martino in Venti" ubicata in comune di Rimini.

Il soggetto proponente è **Energia Wind 2020 srl**, con sede legale in via Aldo Moro 28 - 25043 Breno (BS) C.F. P. IVA e Iscrizione al Registro delle Imprese di Brescia n. 03466270984.

Il progetto della Centrale Eolica "Rimini" è stato presentato a livello di Preliminare il 30 marzo 2020, allegato all'istanza di Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.lgs 387/2003 (secondo quanto stabilito dalla Circolare n. 40 del 05/01/2012 del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili, che stabilisce l'articolazione del procedimento in 3 fasi) e **ha superato la prima fase del procedimento**, coordinato dalla Capitaneria di Porto di Rimini e relativo all'istruttoria tecnico amministrativa finalizzata al rilascio della Concessione Demaniale.

L'approfondimento tematico di cui al presente studio costituisce parte integrante del Progetto (approfondito a livello di Definitivo) e della documentazione allegata allo Studio di Impatto Ambientale, documenti redatti in conformità delle norme vigenti e richiesti dal D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii. e dalla Circolare 40/2012 relativamente alla fase di Valutazione di Impatto Ambientale e alla fase di Autorizzazione Unica.

1.1 Riferimenti normativi e metodologici per l'elaborazione dello Studio

Di seguito si riportano i riferimenti normativi (norme tecniche, Leggi, etc...) relativi alla progettazione elettrica:

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 99-4 Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale
- CEI EN 50110 (parte 1 e parte 2) Esercizio degli impianti elettrici
- CEI EN 50160 (A1/A2/A3) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
- CEI 20-13 (V1/V2/V3) Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV

- Norma CEI 0-14 "Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"
- Norma CEI EN 50341 (1-20) "Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1 kV in c.a"
- Norma CEI 11-32 "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria"
- Norma CEI UNI 70029 (class. CEI 11-46) "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali e di sicurezza"
- Norma CEI UNI 70030 (class. CEI 11-47) "Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa"
- Norma CEI 11-61 "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche"
- Norma CEI 11-62 "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria"
- Norma CEI 11-63 "Cabine Primarie"
- Norma CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua"
- Norma CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto"
- Norma CEI EN 61386-24 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 24: Prescrizioni particolari - Sistemi di tubi interrati"
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche"
- D.M. 12 Settembre 1959 "Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro"
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne" (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);

- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- Legge Quadro n. 36 del 22/02/01 e relativo DPCM 08-07-2003 sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici,
- "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)" (D.P.C.M del 8/07/2003);
- "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8" (D.M. 24.11.1984 e s.m.i.);
- Codice della strada (D.Lgs. n. 285/92) e successive modificazioni;
- Leggi regionali e regolamenti locali in materia di rilascio delle autorizzazioni alla costruzione degli elettrodotti, qualora presenti ed in vigore.
- TERNA, Specifica Tecnica: "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN", rev.01, 30/10/2006

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

1.2 Ubicazione dell'impianto e caratteristiche dell'area di intervento

Su larga scala l'area di progetto si inserisce nel bacino del mare Adriatico Settentrionale e per ubicazione geografica la centrale eolica offshore impegna il braccio di mare antistante la costa compresa tra Rimini e Cattolica e parte del litorale marchigiano che dal confine della Regione Emilia Romagna prosegue sino a Gabicce e al Colle San Bartolo.

Nello specifico, lo specchio d'acqua complessivo in cui ricadono gli aerogeneratori nelle diverse alternative di configurazione e localizzazione proposte, è compreso nei seguenti limiti:

- a nord ovest da aree concesse a ENI e occupate dalle piattaforme metanifere del gruppo Azalea e da attraversamenti di condotte;
- a nord est dal limite delle acque territoriali (12 MN) per il Layout "A", già oggetto di valutazione nella prima fase istruttoria, e dal limite delle 18 MN per le configurazioni di layout alternative proposte;
- a sud est dalle piattaforme del gruppo "Regina" e dal limite delle competenze amministrative delle Capitanerie di Porto di Rimini e Pesaro;
- a sud ovest da una linea teorica parallela alla costa e coincidente con il limite delle 6 MN per il layout "A" e con il limite delle 9 MN per i layout alternativi, entrambe identificate sia per attenuare la visibilità degli aerogeneratori dalla terra ferma e sia per rispettare le limitazioni relative agli ostacoli e ai pericoli per la navigazione aerea stabilite per l'aeroporto internazionale di Rimini _ San Marino; in tutti i layout proposti gli aerogeneratori mantengono una distanza minima dal ARP (Airport Reference Point) maggiore di 15 km e risultano esterni alla OHS (Other Horizontal Surface).

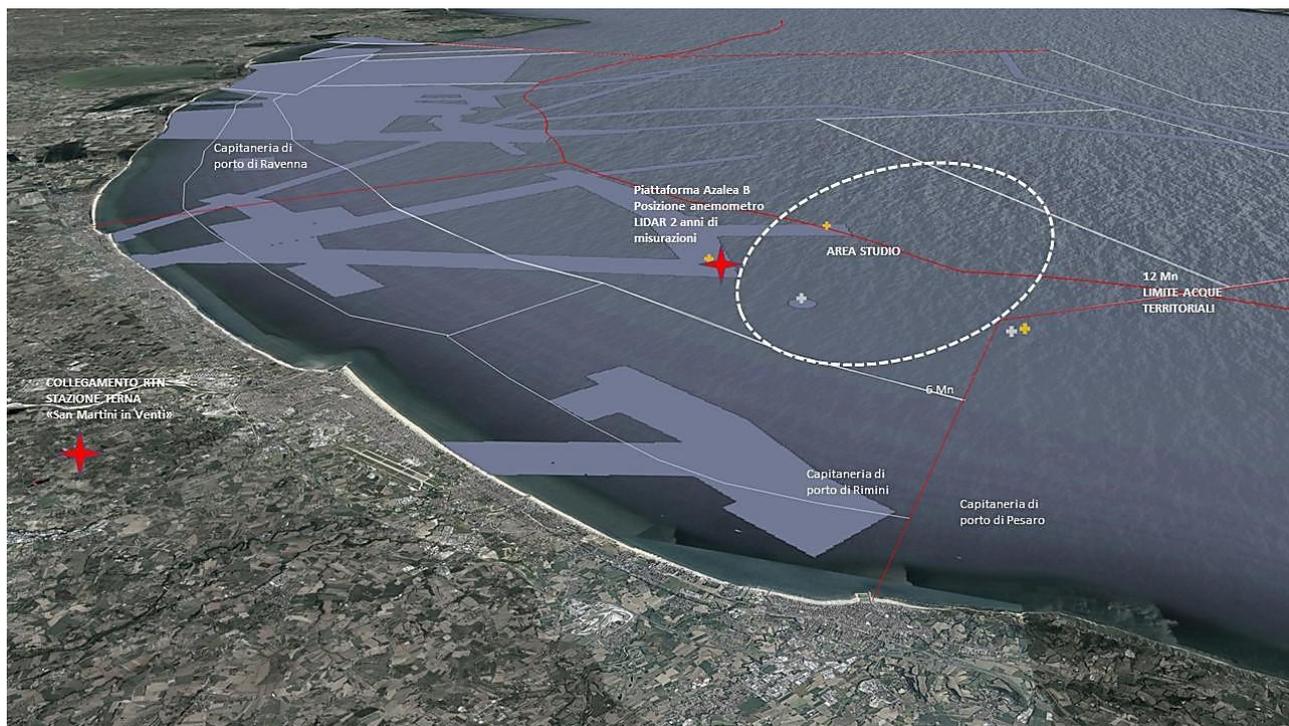


Figura 1.1 – Ubicazione della Centrale eolica offshore "Rimini" e zone di interdizione (in grigio chiaro).

1.3 Note relative al progetto predisposto per la VIA, alternative considerate e ambito di indagine

Per il completamento delle procedure autorizzative, il progetto recepisce le prescrizioni e le osservazioni degli enti che hanno espresso parere nell'ambito della procedura sino a qui esperita nonché alcune considerazioni espresse dai portatori di interesse.

Come previsto dalle norme in materia di Valutazione di Impatto ambientale, il progetto prevede delle alternative sia riguardo al tracciato delle opere terrestri di connessione (cavo AT interrato) che alla localizzazione e disposizione degli aerogeneratori.

Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, si precisa quanto segue:

- Per tutti i Layout considerati restano invariate la posizione della Stazione di Trasformazione Elettrica ubicata in mare nonché le opere di connessione alla RTN;
- il primo riferimento è il **Layout "A"** compreso tra le 6 Mn e le 12 Mn, presentato come integrazione volontaria il 25/09/2020 nell'ambito del procedimento di concessione demaniale, rispetto al quale si sono espressi gli Enti in Conferenza di Servizi attestandone l'ammissibilità in termini di localizzazione; le turbine occupano posizioni con profondità del fondale variabile e compresa tra -15 e -34 m; l'interdistanza tra le torri è regolare e pari a 680 m; la minima distanza dal punto di misurazione anemometrica (Piazzola Azalea "B") è pari a 2,8 km;
- rispetto al precedente, sono state studiate delle alternative localizzative e di configurazione che interessano in parte l'areale del layout "A" e in parte una zona immediatamente contigua e disposta

verso il largo sino alle 18 MN; in tale ambito sono state verificate 3 configurazioni degli aerogeneratori; tra le alternative ne è stata approfondita una in particolare, il "Layout B", vista la sostanziale parità di implicazioni ambientali e di producibilità energetica rispetto agli altri 2 layout proposti e denominati "C" e "D", che in ogni caso vanno considerati come alternative possibili;

- Il **Layout "B"** esemplificativo delle alternative considerate e contiguo al layout "A", occupa un'area a cavallo delle 12 MN ed è compreso tra le 9 e le 18 MN; gli aerogeneratori si dispongono lungo le direttrici di tre archi, in questo caso paralleli e distanti tra loro 3 km, occupando posizioni con profondità del fondale variabile e compresa tra -22 e -43 m; l'interdistanza tra le torri è regolare e pari a 720 m; la minima distanza dal punto di misurazione anemometrica (Piattaforma Azalea "B") è pari a 6 km;
- gli altri layout considerati sono il layout "C", anch'esso organizzato su tre archi, ma concavi verso Nord Ovest e il Layout "D" che è l'unico organizzato "a freccia" su tre rette che si svasano verso il largo; la distanza minima dal punto di misurazione è rispettivamente pari a circa 2,7 km e 3 km;
- per tutti i layout proposti, la profondità e la natura dei fondali fanno sì che le opere di fondazione siano del tipo a monopilone, con elementi cilindrici in acciaio di circa 7,5 m di diametro e infissi al di sotto del fondale con profondità variabili in base alla batimetria.
- Per quanto riguarda l'elettrodotto interrato AT terrestre il progetto prevede che il tracciato, a partire dalla buca giunti di collegamento tra il cavo marino e quello terrestre, segua prevalentemente la viabilità esistente secondaria con un percorso preferenziale di circa 11,7 km, di cui circa 380 m in TOC per il superamento della SS N. 72 Rimini/San Marino e del Torrente Ausa; si prevede anche un percorso alternativo che si distacca e si ricongiunge al precedente e segue viabilità primaria, per una lunghezza complessiva di 11,6 km.

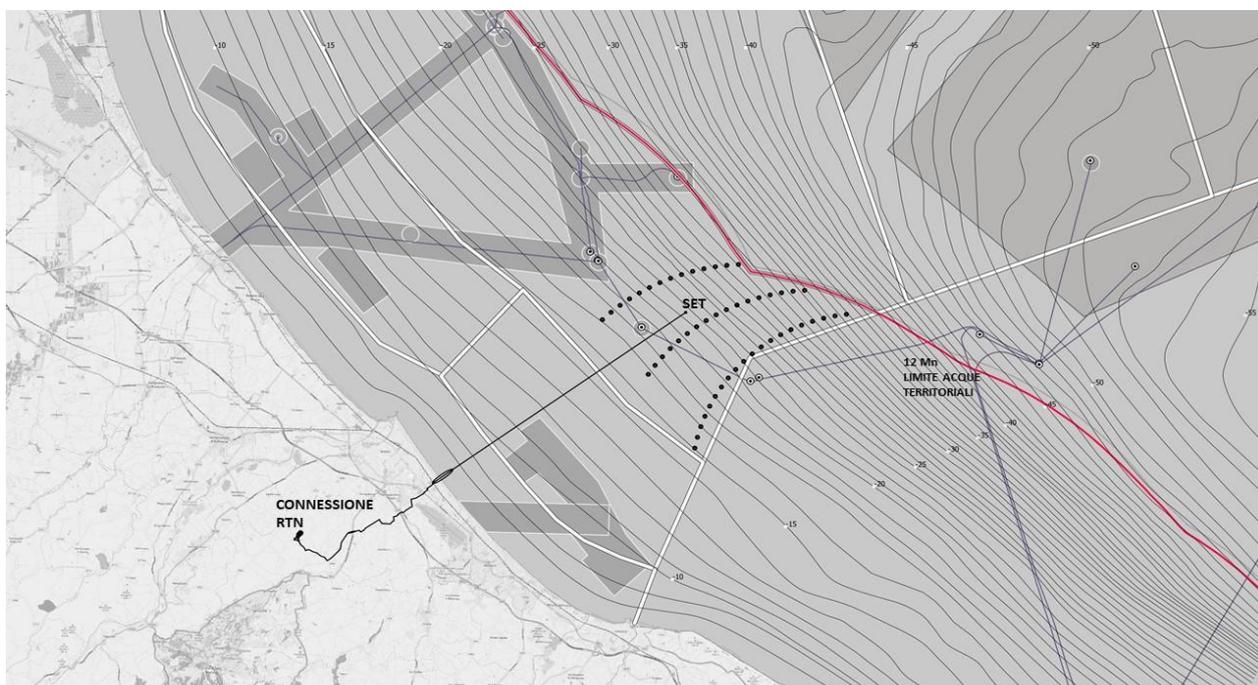


Figura 1.2 –Centrale eolica offshore "Rimini" _ LAYOUT A

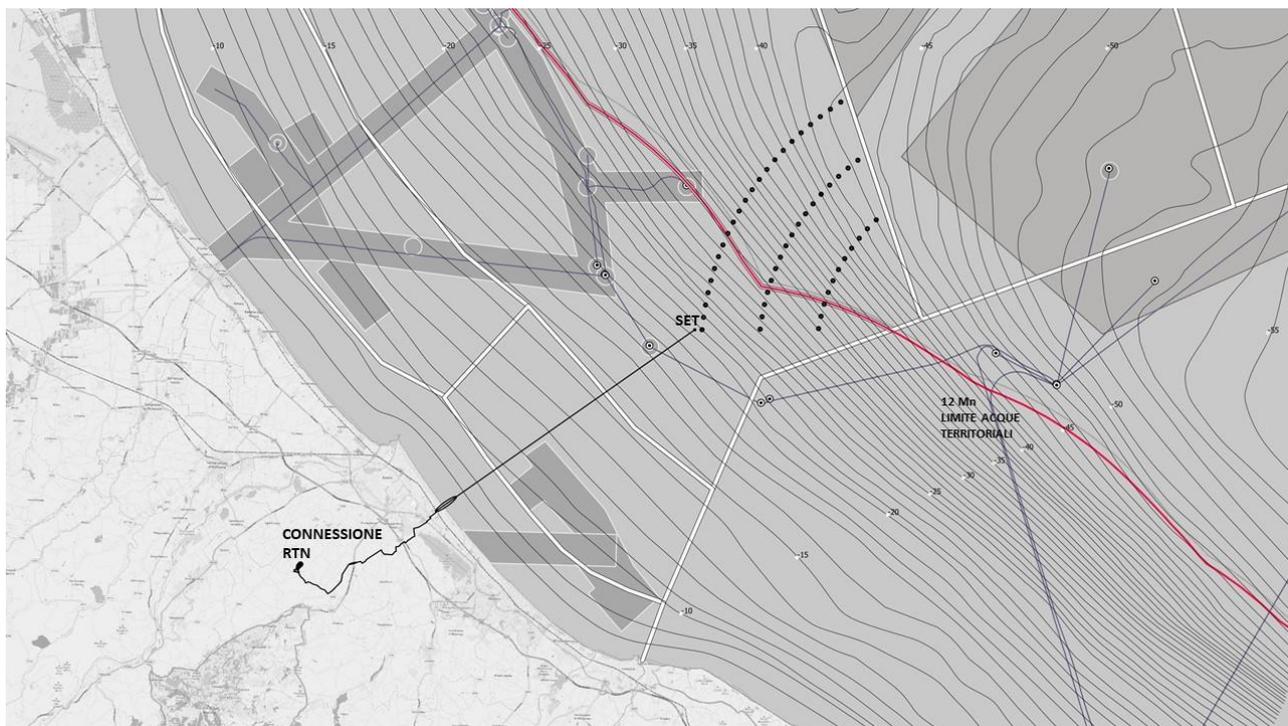


Figura 1.3 – Centrale eolica offshore “Rimini” _ LAYOUT B

1.4 Opere principali

Si riporta di seguito l’elenco sintetico delle principali opere previste dal progetto.

OPERE IN MARE:

- **51 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 6,45 MW, per una capacità complessiva di 330 MW, ancorati al fondale con fondazione del tipo monopilone in acciaio;**
gli aerogeneratori presi come riferimento tecnologico per il progetto sono del tipo MingYang MySE 6.45-180, con hub a 110/125 m di altezza, diametro del rotore pari a 180 m, tronco di transizione con parte fuori acqua pari a 9/10 m, per un range di altezza complessiva massima compreso tra 210/220 m dal medio mare (in tali range di potenza e dimensionali rientrano altri aerogeneratori simili che potrebbero essere considerati in fase di progettazione esecutiva); gli aerogeneratori vengono proposti in configurazioni alternative, comparate per aspetti ambientali in merito alla localizzazione;
- **Una rete elettrica sottomarina a tensione nominale pari a 66 kV che collega gli aerogeneratori in serie, raggruppandoli in 8 sezioni principali, per poi connettersi alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) offshore 66/380 kV ;**
- **Una piattaforma marina che ospita la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) 66/380 kV, attrezzata con 2 trasformatori da 180/200 MVA, 1 reattore per la compensazione della potenza reattiva, apparecchiature, quadri di controllo e manufatti di servizio e accessori;**
- **Un elettrodotto sottomarino di collegamento tra la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) offshore e la buca giunti terra-mare, costituito da un cavo in AT 380 kV di lunghezza pari a 18,15**

km di cui 1,45 km realizzato con HDD (Horizontal Directional Drilling) per la parte di transizione terra_mare);

la parte di approdo e atterraggio (transizione terra-mare del cavo marino realizzata con HDD) inizia in mare a circa 930 m dalla linea di battigia e raggiunge la buca giunti dopo aver bypassato la spiaggia (in corrispondenza del nuovo circolo velico di Bellariva ubicato tra il bagno 98 e 99), il lungomare Giuseppe Di Vittorio, gli edifici prospicienti, la rete ferroviaria e la linea Metro_Mare;

OPERE A TERRA PER LA CONNESSIONE ALLA RTN:

- **Una buca giunti interrata, in cui avviene la giunzione tra la l'elettrodotto sottomarino e quello terrestre, interrata e posizionata nello slargo compreso tra il sottopasso di Viale Portofino e Viale Siracusa, immediatamente a sud ovest della linea Metro_Mare e della Rete Ferroviaria adriatica;**
- **Un elettrodotto terrestre interrato costituito da una terna di cavi isolati in AT 380 kV, di lunghezza pari a circa 11,7 km (con buche giunti ogni 500/600 m), che raggiunge la Stazione di Transizione cavo-aereo adiacente alla SE TERNA 380/150 kV "San Martino in Venti", dove avviene la connessione alla RTN;**

il progetto prevede che il tracciato, a partire dalla buca giunti di collegamento tra il cavo marino e quello terrestre, segua prevalentemente la viabilità esistente secondaria con un percorso preferenziale di circa 11,7 km, di cui circa 380 m in TOC per il superamento della SS N. 72 Rimini/San Marino e del Torrente Ausa; si prevede anche un percorso alternativo che si distacca e si ricongiunge al precedente e segue viabilità primaria, per una lunghezza complessiva di 11,6 km.

- **Una Stazione di Transizione cavo-aereo da realizzarsi in prossimità della stazione elettrica TERNA "San Martino in Venti", che ospiterà il reattore, le apparecchiature elettromeccaniche, i locali quadri e misure e il portale di partenza della linea aerea di collegamento alla stazione RTN;**

verrà realizzato un breve tratto stradale di lunghezza pari a circa 130 m e larghezza pari a 7 m incluso banchine laterali, di collegamento tra Via San Martino in Venti e la Stazione Utente;

- **Un elettrodotto aereo trifase lungo circa 450 m, in conduttori nudi binati alla tensione di 380 kV, di connessione con lo stallo a 380 kV nella stazione elettrica "San Martino in Venti" 150/380 kV esistente e di proprietà TERNA S.p.A.;**
- **Un nuovo stallo a 380 kV, previo ampliamento della stazione TERNA "San Martino in Venti", nella parte nord-ovest, e interrimento di un tratto di linea in cavo aereo esistente;**

per la realizzazione del nuovo stallo, come indicato dal gestore della rete TERNA, è previsto l'interrimento dell'ultima campata di un elettrodotto aereo a 132 kV "San Martino-Gambettola" esistente; l'elettrodotto aereo, lungo circa 170 m, e il traliccio di arrivo saranno eliminati e sostituiti da un elettrodotto interrato AT 150 kV, di lunghezza pari a circa 230 m, da realizzare all'interno dell'area di ampliamento della Stazione Elettrica San Martino in Venti.

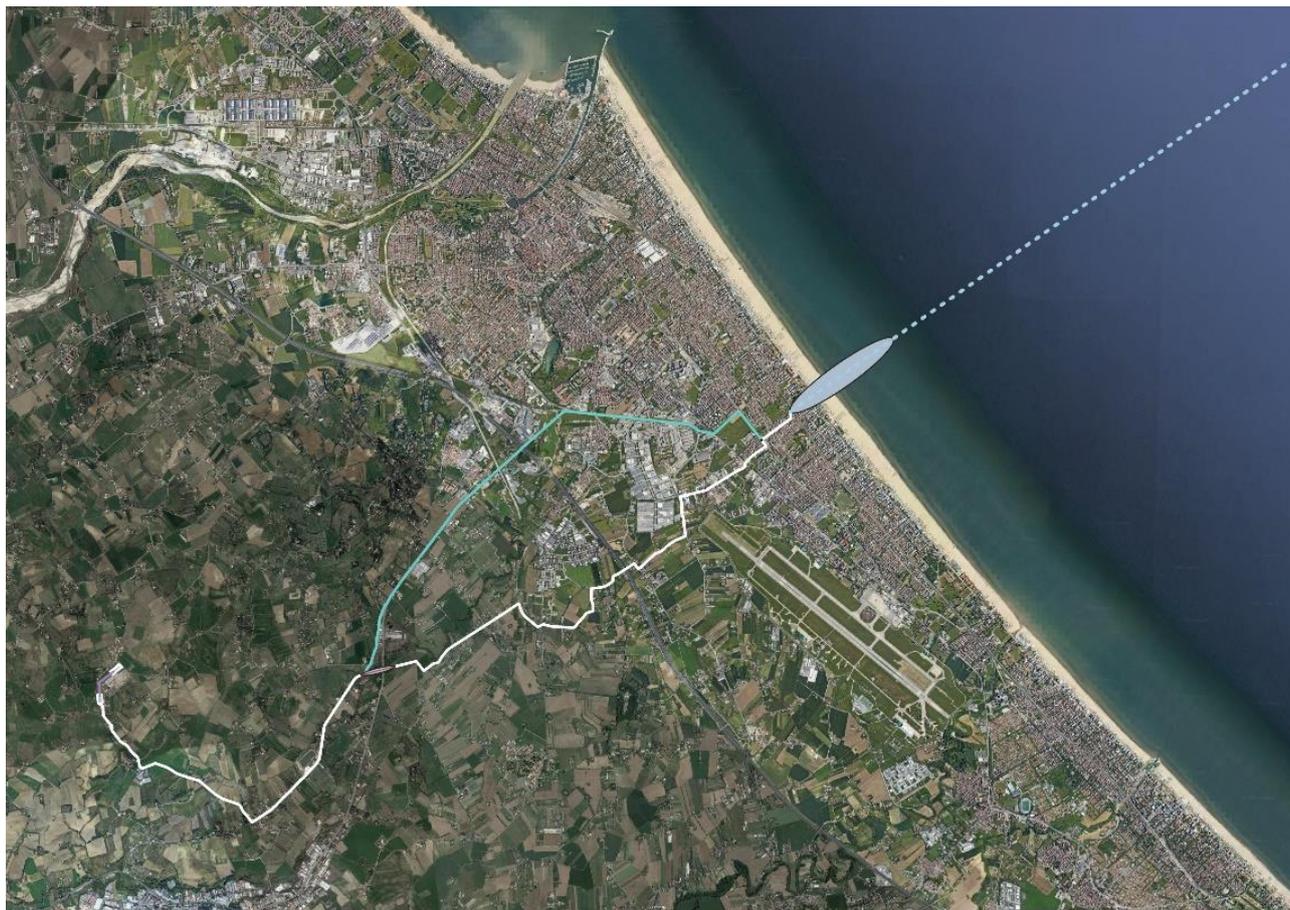


Figura 1.4 – Opere terrestri di connessione alla RTN; in evidenza, l’approdo del cavo marino con HDD (ellisse grigia)

2 OGGETTO E SCOPO

Il presente documento, unitamente agli elaborati grafici allegati, costituisce il progetto delle opere per il collegamento alla RTN dell'impianto eolico offshore denominato "Rimini" (RN) da installare a largo del tratto di costa prospiciente Rimini e Cattolica, in provincia di Rimini (Emilia Romagna). Scopo del documento è quello di descrivere le caratteristiche tecniche e progettuali dell'opera, al fine del rilascio delle autorizzazioni previste dalla legislazione vigente. Il documento definisce in particolare le scelte tecniche di base per la realizzazione dell'opera in oggetto, comprendenti:

- ✓ il tracciato ed il dimensionamento dei cavi marini
- ✓ la stazione di trasformazione 66/380 kV di utenza.
- ✓ il tracciato ed il dimensionamento dei cavi terrestri interrati, dall'approdo sulla costa fino alla stazione elettrica di transizione aereo-cavo
- ✓ la stazione elettrica di transizione cavo-aereo
- ✓ il collegamento alla RTN, da realizzarsi in linea aerea a 380 kV, tra la stazione di transizione e l'ampliamento della stazione di rete "San Martino in Venti".

3 ELETTRODOTTI AT– PARTE MARINA

L'elettrodotto in oggetto costituisce la parte marina della linea di connessione dell'impianto eolico offshore di "Rimini" alla Rete di Trasmissione Nazionale; l'intera opera prevede infatti:

OPERE IN MARE:

- 51 aerogeneratori di potenza nominale unitaria di circa 6,45 MW, per una capacità complessiva di 330 MW, ancorati al fondale con monopilone.
- Una rete elettrica sottomarina a tensione nominale pari a 66 kV che collega gli aerogeneratori in serie, raggruppandoli in 8 sezioni principali, per poi connettersi alla stazione elettrica marina di trasformazione 66/380 kV ;
- Una piattaforma marina che ospita la stazione di trasformazione elettrica 66/380 kV, attrezzata con 2 trasformatori da 180/200 MVA, reattore per la compensazione della potenza reattiva, apparecchiature, quadri di controllo e manufatti di servizio;
- Un elettrodotto sottomarino di collegamento tra la stazione elettrica offshore e la buca giunti terra-mare, costituito da un cavo in AT 380 kV per una lunghezza di circa 18,15 km di cui circa 1,50 km realizzato in TOC per la parte di atterramento, che inizia in mare a circa 930 m dalla linea di battigia e raggiunge la buca giunti dopo aver bypassato la spiaggia, il lungomare, gli edifici prospicienti, la rete ferroviaria e la linea Metro-Mare;

OPERE A TERRA PER LA CONNESSIONE ALLA RTN:

- Una buca giunti interrata, in cui avviene la giunzione tra la l'elettrodotto sottomarino e quello terrestre, interrata e posizionata nello slargo attiguo a Viale Siracusa e posto immediatamente a sud ovest della linea Metro-Mare e della Rete Ferroviaria adriatica;
- Un elettrodotto terrestre interrato costituito da una terna di cavi isolati in AT 380 kV, per una lunghezza di circa 11,75 km, che raggiunge la stazione di transizione cavo-aereo adiacente alla SE TERNA 380/150 kV "San Martino in Venti, dove avviene la connessione alla RTN;
- Una Stazione di transizione cavo-aereo da realizzarsi in prossimità della stazione elettrica TERNA "San Martino in Venti", che ospiterà il reattore, le apparecchiature elettromeccaniche, i locali quadri e misure e il portale di partenza della linea aerea di collegamento alla stazione RTN;
- Verrà realizzato un breve tratto stradale per una lunghezza di circa 130 m e larghezza di circa 7 m incluso banchine laterali, di collegamento tra Via San Martino in Venti e la Stazione Utente;
- Un elettrodotto aereo lungo circa 450 m, in conduttori nudi trinati alla tensione di 380 kV, di connessione con lo stallo a 380 kV nella stazione elettrica "San Martino in Venti" 150/380 kV esistente e di proprietà TERNA S.p.A.;
- Uno nuovo stallo a 380 kV posizionato nell'ampliamento della stazione TERNA "San Martino in Venti".

L'elettrodotto dovrà assicurare una portata di **330 MW**, pari cioè alla potenza nominale della centrale in oggetto.

La centrale eolica, formata da n° 51 aerogeneratori da 6,45 MW di potenza cadauno, sarà suddivisa in otto sottocampi così composti:

- sottocampo n°1: 7 aerogeneratori (45 MW circa) (macchine WTG1-WTG7)
- sottocampo n°2: 7 aerogeneratori (45 MW circa) (macchine WTG8-WTG14)
- sottocampo n°3: 6 aerogeneratori (39 MW circa) (macchine WTG15-WTG20)
- sottocampo n°4: 6 aerogeneratori (39 MW circa) (macchine WTG21-WTG26)
- sottocampo n°5: 5 aerogeneratori (33 MW circa) (macchine WTG27-WTG31)
- sottocampo n°6: 7 aerogeneratori (45 MW circa) (macchine WTG32-WTG38)
- sottocampo n°7: 5 aerogeneratori (33 MW circa) (macchine WTG39-WTG43)
- sottocampo n°8: 8 aerogeneratori (52 MW circa) (macchine WTG44-WTG51)

Ciascun sottocampo sarà collegato con linea dedicata alla stazione di utente in AT; la tensione nominale di esercizio di ciascuna delle otto linee sarà di **66 kV**, per una corrente nominale totale di **3042 A**.

La corrente massima di impiego può essere calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dall'Allegato A.17 del CDR, per le quali è necessario poter effettuare una regolazione di potenza reattiva nell'intervallo del fattore di potenza compreso fra 0,95R e 0,95A. La corrente massima che interessa la linea di collegamento di ciascun sottocampo è pertanto la seguente:

$$I_{b_{max}} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3}V_n \cos \phi} = \frac{52 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 66000 \cdot 0,95} = 479 \text{ A}$$

ove si è assunto, cautelativamente, il valore di potenza corrispondente al sottocampo di maggiore dimensione.

La corrente erogata da ciascuna macchina nelle condizioni di funzionamento suddette è di 60 A circa.

3.1 Dimensionamento dei cavi marini di energia di connessione tra aerogeneratori

Gli elettrodotti marini saranno pertanto otto, uno per ciascun sottocampo. Il loro tracciato è stato individuato sulla base delle carte nautiche disponibili, cercando di ridurre il più possibile la lunghezza del cavo, pur nel rispetto dei vincoli ambientali e delle altre condotte presenti nell'area d'intervento (vedi condotta ENI).

La Fig. 3 2 mostra, in forma semplificata, la geometria dei tracciati così definiti, sia quelli interni alla centrale (per la connessione tra le varie macchine, tracciata in verde), sia quello uscente dalla stazione di utenza fino all'approdo (tracciata in rosso).

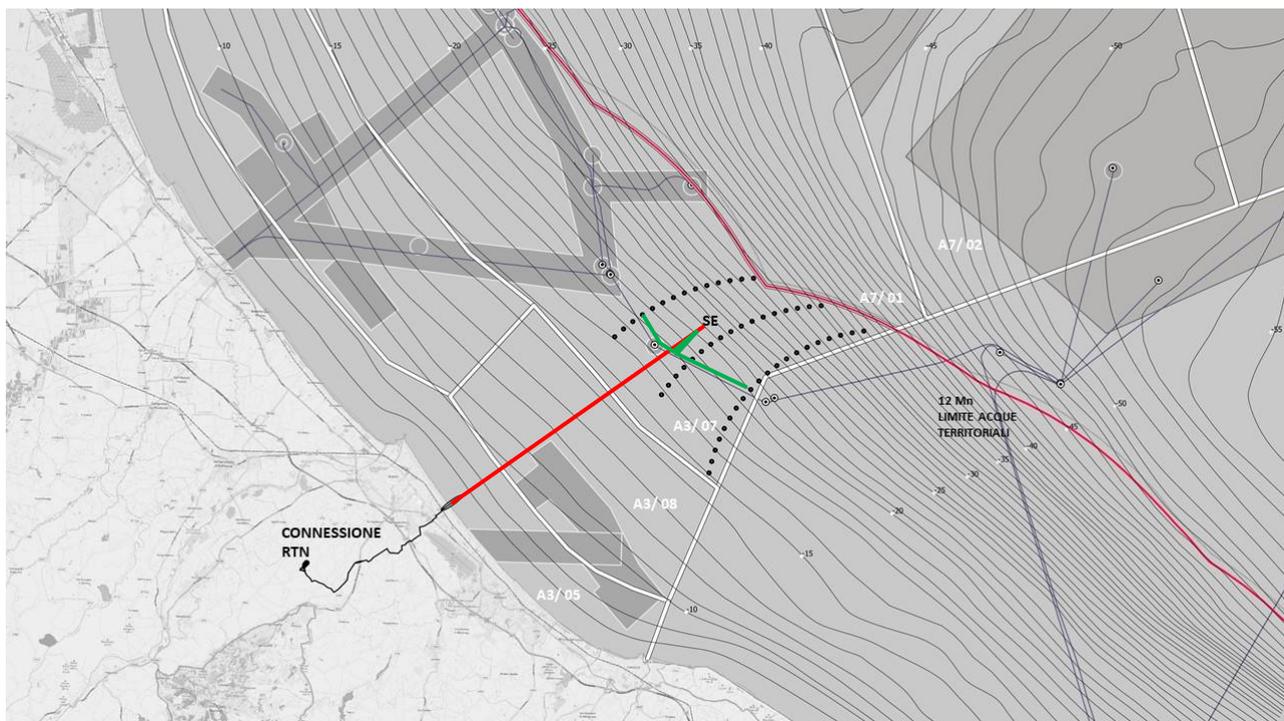


Figura 3.1 _ layout di impianto e percorso dei cavi marini

La Fig. 3.2 seguente mostra lo schema unifilare semplificato dell'impianto, nel quale sono indicate le varie tratte di cavo, per maggiori dettagli consultare la tavola relativa allo schema unifilare completo OWFRMN_V2.SC4.03.

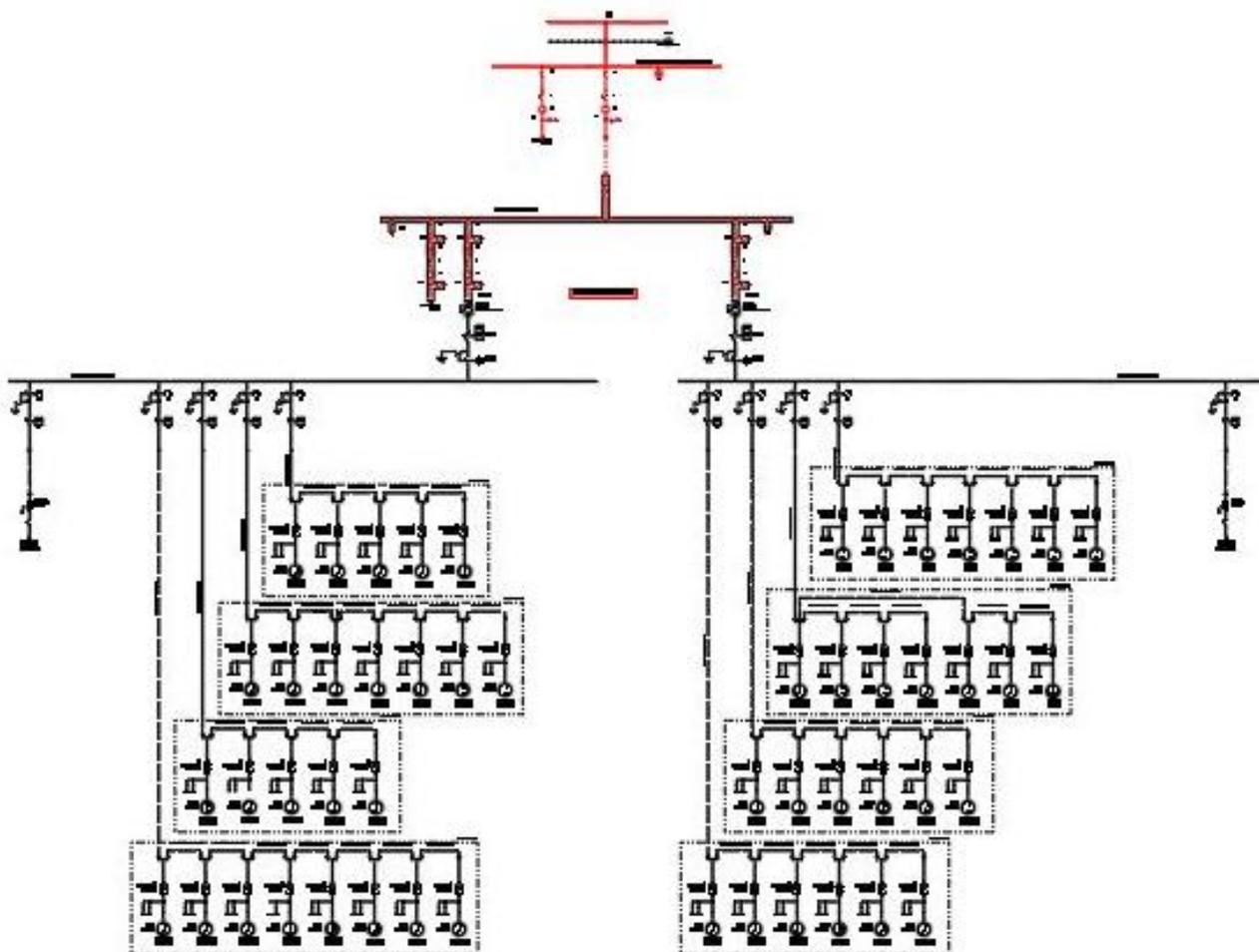


Figura 3.2 _ Schema Unifilare

Le seguenti tabelle riassumono i dati relativi al dimensionamento dei cavi marini, comprensivi della verifica di portata, effettuata tenendo conto anche della corrente capacitiva del cavo.

Il dimensionamento è stato effettuato scegliendo quattro diverse sezioni di cavo: 95 mm², 185 mm², 300 mm², ed in un caso 400 mm².

Per la disposizione e la nomenclatura degli aerogeneratori si faccia riferimento alla planimetria ed allo schema unifilare.

SOTTOCAMPO 1

Da	a	D [m]	n° WTG	lb [A]	lz [A]	vie parall.	S [mm2]	ΔV%
WTG1	WTG2	700	1	63	279.0	1	3 x 1 x 95	0.06%
WTG2	WTG3	700	2	125	279.0	1	3 X 1 X 95	0.12%
WTG3	WTG4	700	3	188	279.0	1	3 X 1 X 95	0.18%
WTG4	WTG5	700	4	251	390.6	1	3 x 1 x 185	0.17%
WTG5	WTG6	700	5	313	390.6	1	3 x 1 x 185	0.21%
WTG6	WTG7	700	6	376	492.9	1	3 X 1 X 300	0.16%
WTG7	CABINA	7280	7	439	492.9	1	3 X 1 X 300	1.93%

SOTTOCAMPO 2

Da	a	D [m]	n° WTG	lb [A]	lz [A]	vie parall.	S [mm2]	ΔV%
WTG8	WTG9	700	1	63	279.0	1	3 x 1 x 95	0.06%
WTG9	WTG10	700	2	125	279.0	1	3 X 1 X 95	0.12%
WTG10	WTG11	700	3	188	279.0	1	3 X 1 X 95	0.18%
WTG14	WTG13	700	1	63	279.0	1	3 X 1 X 95	0.06%
WTG13	WTG12	700	2	125	279.0	1	3 X 1 X 95	0.12%
WTG12	WTG11	700	3	188	279.0	1	3 X 1 X 95	0.18%
WTG11	CABINA	4750	7	439	492.9	1	3 X 1 X 300	1.26%

SOTTOCAMPO 3

Da	a	D [m]	n° WTG	lb [A]	lz [A]	vie parall.	S [mm2]	ΔV%
WTG15	WTG16	700	1	63	279.0	1	3 X 1 X 95	0.06%
WTG16	WTG17	700	2	125	279.0	1	3 X 1 X 95	0.12%
WTG17	WTG18	700	3	188	279.0	1	3 X 1 X 95	0.18%
WTG18	WTG19	700	4	251	390.6	1	3 x 1 x 185	0.17%
WTG19	WTG20	700	5	313	390.6	1	3 x 1 x 185	0.21%
WTG20	CABINA	7400	6	376	492.9	1	3 X 1 X 300	1.68%

SOTTOCAMPO 4

Da	a	D [m]	n° WTG	lb [A]	lz [A]	vie parall.	S [mm2]	ΔV%
WTG21	WTG22	700	1	63	279.0	1	3 X 1 X 95	0.06%
WTG22	WTG23	700	2	125	279.0	1	3 X 1 X 95	0.12%
WTG23	WTG24	700	3	188	279.0	1	3 X 1 X 95	0.18%
WTG24	WTG25	700	4	251	390.6	1	3 x 1 x 185	0.17%
WTG25	WTG26	700	5	313	390.6	1	3 x 1 x 185	0.21%
WTG26	CABINA	3400	6	376	492.9	1	3 X 1 X 300	0.77%

SOTTOCAMPO 5

Da	a	D [m]	n° WTG	lb [A]	lz [A]	vie parall.	S [mm2]	ΔV%
WTG31	WTG30	700	1	63	279.0	1	3 X 1 X 95	0.06%
WTG30	WTG29	700	2	125	279.0	1	3 X 1 X 95	0.12%
WTG29	WTG28	700	3	188	279.0	1	3 X 1 X 95	0.18%
WTG28	WTG27	700	4	251	390.6	1	3 x 1 x 185	0.17%
WTG27	CABINA	3000	5	313	390.6	1	3 x 1 x 185	0.91%

SOTTOCAMPO 6

Da	a	D [m]	n° WTG	lb [A]	lz [A]	vie parall.	S [mm2]	ΔV%
WTG32	WTG33	700	1	63	279.0	1	3 X 1 X 95	0.06%
WTG33	WTG34	700	2	125	279.0	1	3 X 1 X 95	0.12%
WTG34	WTG35	700	3	188	279.0	1	3 X 1 X 95	0.18%
WTG35	WTG36	700	4	251	390.6	1	3 x 1 x 185	0.17%
WTG36	WTG37	700	5	313	390.6	1	3 x 1 x 185	0.21%
WTG37	WTG38	700	6	376	390.6	1	3 x 1 x 185	0.25%
WTG38	CABINA	10200	7	439	492.9	1	3 X 1 X 300	2.71%

SOTTOCAMPO 7

Da	a	D [m]	n° WTG	lb [A]	lz [A]	vie parall.	S [mm2]	ΔV%
WTG39	WTG40	700	1	63	279.0	1	3 X 1 X 95	0.06%
WTG40	WTG41	700	2	125	279.0	1	3 X 1 X 95	0.12%
WTG41	WTG42	700	3	188	279.0	1	3 X 1 X 95	0.18%
WTG42	WTG43	700	4	251	390.6	1	3 x 1 x 185	0.17%
WTG43	CABINA	6900	5	313	390.6	1	3 x 1 x 185	2.09%

SOTTOCAMPO 8

Da	a	D [m]	n° WTG	lb [A]	lz [A]	vie parall.	S [mm2]	ΔV%
WTG51	WTG50	700	1	63	279.0	1	3 X 1 X 95	0.06%
WTG50	WTG49	700	2	125	279.0	1	3 X 1 X 95	0.12%
WTG49	WTG48	700	3	188	279.0	1	3 X 1 X 95	0.18%
WTG48	WTG47	700	4	251	390.6	1	3 x 1 x 185	0.17%
WTG47	WTG46	700	5	313	390.6	1	3 x 1 x 185	0.21%
WTG46	WTG45	700	6	376	390.6	1	3 x 1 x 185	0.25%
WTG45	WTG44	700	7	439	492.9	1	3 X 1 X 300	0.19%
WTG44	CABINA	7100	8	502	548.7	1	3 X 1 X 400	1.84%

Nella seguente figura è indicata la composizione tipica del cavo che sarà utilizzato per la realizzazione delle connessioni tra aerogeneratori.

Il cavo utilizzato sarà di tipo tripolare, isolato in XLPE, con conduttori in rame, schermo in piombo e armatura in acciaio.

Il cavo in fibra ottica, a 24 o 48 fibre, sarà alloggiato all'interno del cavo di energia protetto da idoneo setto separatore come mostrato in Fig. 3 5.

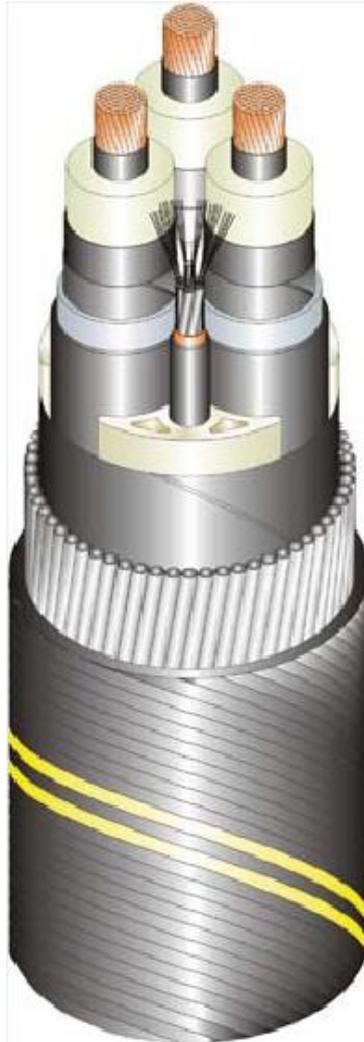


Figura 3.3: sezione tipica del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica

3.2 Dimensionamento dei cavi marini di energia verso la terraferma

La linea elettrica che collegherà la stazione di trasformazione offshore alla terraferma (fino alla buca giunti terra-mare) sarà esercita alla tensione di 380 kV, cioè lo stesso livello di tensione di consegna alla RTN.

L'elettrodotta sarà costituito in particolare da un cavo tripolare con conduttori di fase realizzati in rame, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione di 630 mm².

Il collegamento dovrà essere in grado di trasportare la potenza massima in immissione della centrale eolica in oggetto, pertanto considerando un funzionamento a $\cos \phi$ pari a 0.95, si ha:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V\cos\phi} = 528 \text{ A}$$

Per il cavo di sezione pari a 630 mm² e per le condizioni standard di posa in mare si ottiene una portata massima di 740 A, pertanto ampiamente idonea.

Le caratteristiche elettriche principali del collegamento.

Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale	380 kV
Potenza nominale dell'impianto da collegare	330 MW
Intensità di corrente	528 A
Intensità di corrente massima ammessa nelle condizioni di posa	740 A

Composizione del collegamento

Per l'elettrodotto in oggetto sono previsti i seguenti componenti:

- n. 3 conduttori di energia;
- n. 3 terminali cavo per esterno ed installazione in ambiente marino;
- n. 3 giunti cavo marino/terrestre;
- n. 1 sistema di telecomunicazioni.

3.3 Tracciato dell'elettrodotto a 380 kV – parte marina

3.3.1 Generalità

La rotta del tracciato è stata studiata cercando di contemperare al meglio gli interessi pubblici e privati coinvolti e ha considerato in particolare:

- l'individuazione di aree idonee per il sito di approdo (nei quali collocare anche i rispettivi giunti terra-mare);
- le attività di pesca e marittime esercitate nelle aree, in quanto costituiscono il principale fattore di danneggiamento di cavi marini;
- la eventuale presenza di aree marine protette;
- cavi e condotte sottomarine esistenti, in esercizio e fuori servizio;
- la tipologia del fondale e l'andamento batimetrico.

La scelta dei tracciati è stata determinata, oltre che dalla localizzazione degli approdi, in base alla profondità, alle caratteristiche del fondale e alla necessità di incrociare altri cavi e gasdotti esistenti con angoli opportuni.

3.3.2 Descrizione del tracciato

Il tratto iniziale del collegamento sarà realizzato mediante una trivellazione teleguidata che oltrepasserà la rete ferroviaria e la linea Metro_Mare, gli edifici prospicienti il lungomare, la spiaggia fino a circa 930 m dalla linea di battigia. Successivamente il tracciato del cavo AT si dirige verso Nord-Est incontrando la batimetrica dei 20 m dopo circa 18 km, terminando in corrispondenza della stazione di utente offshore.

Dalla stazione di utente partono otto cavi, relativi ad altrettanti sottocampi nei quali è stata suddivisa la centrale eolica "Rimini".

L'andamento in dettaglio dei tracciati di collegamento tra ciascuna macchina è riportato nelle planimetrie allegate.

3.3.3 Opere attraversate

Il tratto marino del collegamento con la terraferma attraversa una condotta ENI.

3.4 Modalità di installazione e protezione dei cavi marini

Per le attività in mare si prevede di utilizzare una nave posacavi di adeguate dimensioni opportunamente attrezzata per le operazioni di posa dei cavi sottomarini. Tutti i dettagli relativi alla fase di esecuzione dei lavori in mare, della posa e protezione dei cavi marini, inclusa a realizzazione dell'approdo del condotto marino mediante un tratto di trivellazione teleguidata sono rescritti nel documento OWFRMN_V2-SC2-08 "Relazione aspetti logistici e organizzazione del cantiere"

3.4.1 Modalità di esecuzione degli attraversamenti

In presenza di altri servizi, quali cavi o gasdotti, posati in trincea, l'attraversamento potrà essere realizzato facendo transitare i cavi al di sopra del servizio da attraversare, se quest'ultimo non è interrato, separandoli opportunamente, adottando ad esempio soluzioni in materiale plastico, ovvero con materassi o sacchi riempiti di sabbia o cemento come mostrato nella seguente figura. La stessa tecnica può essere necessaria anche in caso che il cavo o il tubo attraversato sia interrato artificialmente o naturalmente (vedi figure seguenti).

ATTRAVERSAMENTO DI CAVO

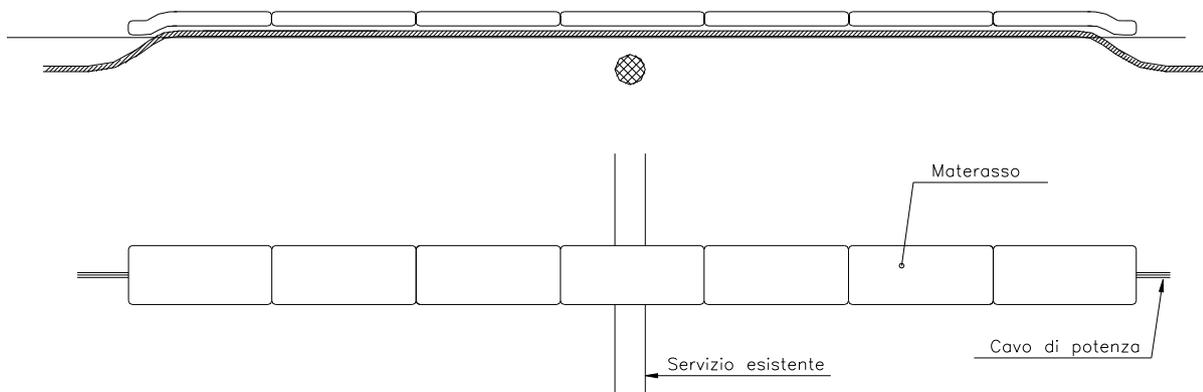


Figura 3.4: tipico di attraversamento di cavo

ATTRAVERSAMENTO DI GASDOTTO

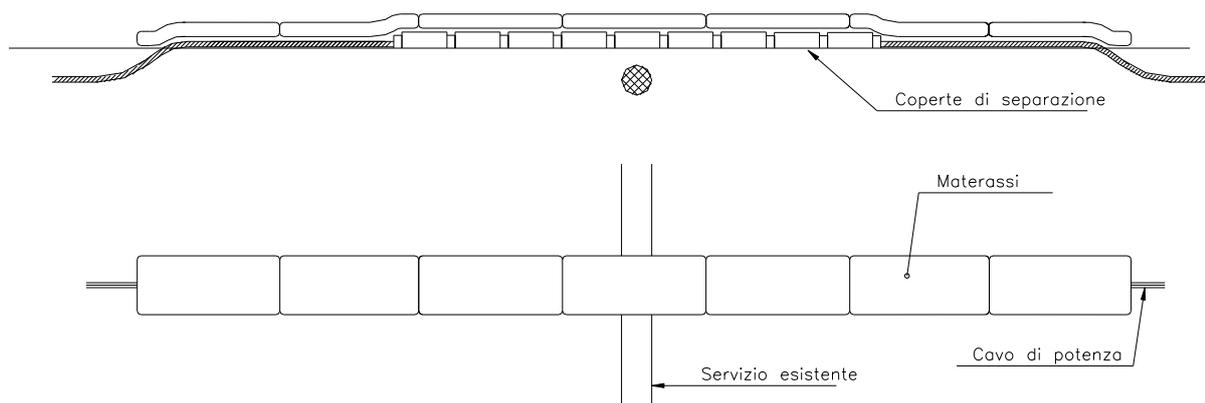


Fig. 3-1: tipico di attraversamento di gasdotto

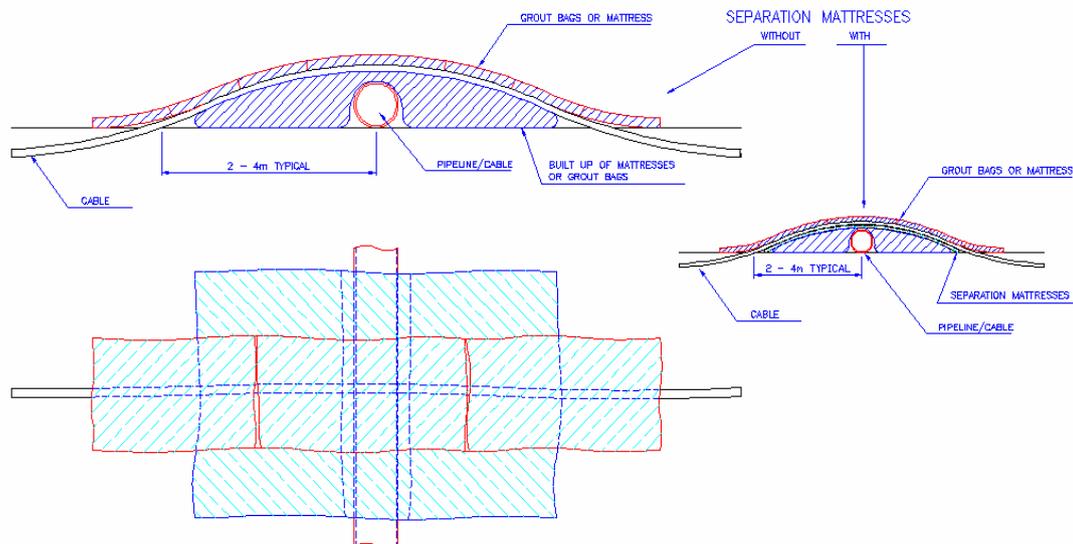


Figura 3.5: tipico di attraversamento di gasdotto affiorante

4 GIUNZIONE TERRA-MARE

I giunti terra-mare di transizione tra i cavi marini e i cavi terrestri saranno realizzati in apposito manufatto in cls, da interrare in corrispondenza della fine del tratto di trivellazione teleguidata successivo all'approdo in località Marebello, nel comune di Rimini (RN).

La "buca-giunti" avrà dimensioni di circa 5x10m, e una profondità di interramento di circa 2m.

5 STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA OFFSHORE 66/380 kV

La nuova stazione elettrica 66/380 kV sarà realizzata su una piattaforma a più livelli che occuperà un'area di circa 2200 m² e sarà composta da due sezioni: una a 380 kV in SF6 e l'altra a 66 kV SF6-free, ciascuna racchiusa in apposito edificio. La stazione sarà dotata inoltre di due trasformatori da 180/200 MVA, per l'elevazione della tensione dal livello 66 kV (livello di tensione del sistema di distribuzione degli aerogeneratori) alla tensione di consegna di 380 kV, oltre ad un reattore per la compensazione della potenza reattiva, apparecchiature e quadri di controllo e servizio.

La Stazione Elettrica di trasformazione è stata progettata non solo per assolvere alle funzioni tecniche di trasformazione elettrica ma anche per assumere il ruolo di presidio in mare fulcro delle attività di monitoraggio ambientale, didattiche e turistiche associate alla realizzazione della centrale eolica offshore.

5.1 Disposizione elettromeccanica

La sezione a 380 kV sarà del tipo con isolamento in SF6 (o ove possibile con tecnologia SF6-free) e sarà costituita da:

- n° 1 sistema a semplice sbarra con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TV di sbarra su un lato;
- n° 1 stallo linea in cavo;
- n° 2 stalli primario trasformatore;
- n° 1 stallo per reattore;

La sezione a 66 kV sarà del tipo con isolamento in aria (SF6-free) con componenti analoghi a quelli che saranno usati per gli aerogeneratori e sarà suddivisa in due sottosezioni (una per ogni trasformatore principale) ciascuna costituita da:

- n° 1 sistema a semplice sbarra;
- n° 4 stalli linea arrivo sottocampo;
- n° 1 stallo trasformazione servizi ausiliari
- n° 4 stalli disponibili;
- n° 1 stallo secondario trasformatore;

Tutte le apparecchiature suddette saranno contenute rispettivamente nell'edificio che ospiterà l'impianto GIS (Gas Insulated Substation) a 380 kV e la sala quadri a 66 kV.

Sono inoltre previste le seguenti apparecchiature esterne:

- n° 2 ATR 380/660 kV con potenza di 200 MVA;
- n° 1 reattore di compensazione a 380 kV;

Tali apparecchiature saranno collocate all'esterno, lungo il perimetro della stazione e saranno collegate con quelle presenti nell'edificio GIS tramite condotti metallici isolati in SF6 (o SF6-free) per a sezione 380 kV, e in cavo per la sezione 66 kV.

5.2 Servizi ausiliari

I Servizi Ausiliari (S.A.) della nuova stazione elettrica saranno progettati e realizzati con riferimento agli attuali standard elettrici nazionali.

Saranno alimentati da trasformatori AT/BT derivati dalla rete a 66 kV ed integrati da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza di tensione alle sbarre dei quadri principali BT.

Le utenze fondamentali quali protezioni, comandi interruttori e sezionatori, segnalazioni, ecc saranno alimentate in corrente continua a 110 V tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori.

5.3 Impianto di terra

La rete di terra della stazione sarà costituita dal dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature, che saranno dimensionati termicamente per una corrente di guasto di 63 kA per 0,5 sec.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale, le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante quattro corde di rame con sezione di 125 mm².

5.4 Campi Elettrici e Magnetici

L'impianto sarà progettato e costruito in modo da rispettare i valori di campo elettrico e magnetico, previsti dalla normativa statale vigente (Legge 36/2001 e D.P.C.M. 08/07/2003). Si rileva che nella stazione, che sarà normalmente esercita in teleconduzione, non è prevista la presenza di personale se non per interventi di manutenzione ordinaria o straordinaria.

Data la standardizzazione dei componenti e della disposizione geometrica, si può affermare che i campi elettrici e magnetici esternamente all'area di stazione sono riconducibili ai valori generati dalle linee entranti e quindi l'impatto determinato dalla stazione stessa è compatibile con i valori prescritti dalla vigente normativa.

La stazione elettrica in mare ospita dei locali adibiti alla ricerca e al monitoraggio ambientale e che possono essere utilizzati anche per visite didattiche guidate.

I locali dedicati a tali funzioni sono ubicati al piano primo del blocco servizi e locali accessori e quindi in un settore completamente autonomo e distaccato dal ponte principale e dai vani tecnici in cui sono alloggiato le apparecchiature elettromeccaniche e le sale quadri e i relativi cavi in entrata e di collegamento.

I locali eventualmente accessibili al pubblico risultano ben distanti dai limiti della fasce di rispetto delle linee entranti e pertanto sono assolutamente rispettate le necessarie condizioni di sicurezza.

5.5 Fabbricati

Nella stazione offshore sarà realizzato un unico edificio che ospiterà gli apparati, sia della sezione a 380 kV che di quella a 66 kV. Il fabbricato sarà realizzato su più livelli, con pianta rettangolare in cui è possibile individuare tre parti principali.

La parte centrale, avente dimensioni in pianta circa 25 x 14 m ed altezza di 11,8 m, è destinata a contenere le apparecchiature GIS e il carro ponte di 10 ton necessario per le operazioni di manutenzione e movimentazione delle apparecchiature. Due corpi laterali dove saranno alloggiati i due trasformatori 66/380 kV, aventi dimensioni in pianta circa 14 x 9 m ed altezza di 11,8 m. Una parte, suddivisa in tre livelli, avrà dimensioni in pianta circa 25 x 19 m ed altezza di 4 m (per ogni livello); ospiterà al piano inferiore la sala quadri a 66 kV, al piano intermedio sarà presente un'area per il passaggio dei collegamenti della sezione GIS a 380 kV, la sala comando e controllo ed i servizi, mentre al piano superiore sarà presente un'area visitatori ed una parte per l'alloggiamento degli impianti HVAC.

Al lato della struttura sarà infine ricavata l'area per l'alloggiamento dei reattori di compensazione.

La copertura dell'edificio sarà dotata di eliporto. Sarà inoltre predisposta una struttura per l'approdo di imbarcazioni con scale ed un camminamento per accedere in piattaforma all'edificio.

La superficie complessivamente occupata sarà di circa 2.150 m², con un volume di circa 25.400 m³.

5.6 Apparecchiature

- Ciascuno dei due trasformatori da 380/66 kV avrà le seguenti caratteristiche principali:
- Potenza nominale 200 MVA (KNAF)
- Tensione nominale 380/66 kV
- Vcc% 13%
- Commutatore sotto carico variazione del $\pm 10\%$ Vn con +5 e -5 gradini
- Raffreddamento KNAF
- Gruppo Ynd11
- Potenza sonora 92 db (A)

Le principali caratteristiche tecniche complessive della stazione saranno le seguenti.

Sezione 380 kV

tensione massima sezione 380 kV	420 kV
frequenza nominale	50 Hz
correnti limite di funzionamento permanente sbarre 380 kV	4.000 A

stalli linea 380 kV	2000 A
potere di interruzione interruttori 380 kV	63 kA
corrente di breve durata 380 kV	63 kA
condizioni ambientali limite	-15/+45°C
salinità di tenuta superficiale degli isolamenti portanti	40 kg/m ³
salinità di tenuta superficiale degli isolamenti passanti	56 kg/m ³
Sezione 66 kV	
tensione massima sezione 66 kV	72 kV
frequenza nominale	50 Hz
correnti limite di funzionamento permanente sbarre 66 kV	4.000 A
stalli linea 66 kV e stallo parallelo	2000 A
potere di interruzione interruttori 66 kV	31,5 kA
corrente di breve durata 66 kV	31,5 kA
condizioni ambientali limite	-15/+45°C
salinità di tenuta superficiale degli isolamenti portanti	56 kg/m ³
salinità di tenuta superficiale degli isolamenti passanti	56 kg/m ³

5.6.1 RUMORE

Nella stazione elettrica sarà presente esclusivamente macchinario statico che costituisce una modesta sorgente di rumore ed apparecchiature elettriche che costituiscono fonte di rumore esclusivamente in fase di manovra.

Il livello di emissione di rumore è in ogni caso in accordo ai limiti fissati dal D.P.C.M. 1 marzo 1991, dal D.P.C.M. 14 novembre 1997 e secondo le indicazioni della legge quadro sull'inquinamento acustico (Legge n. 477 del 26/10/1995), in corrispondenza dei recettori sensibili.

Al fine di ridurre le radio interferenze dovute a campi elettromagnetici, l'impianto è inoltre progettato e costruito in accordo alle raccomandazioni riportate nei parr. 4.2.6 e 9.6 della Norma CEI EN 61936-1.

6 ELETTRODOTTO A 380 kV IN CAVO INTERRATO – PARTE TERRESTRE

L'elettrodotto in oggetto costituisce la parte terrestre della linea di connessione dell'impianto eolico offshore "Rimini" alla Rete di Trasmissione Nazionale.

L'elettrodotto dovrà assicurare una portata di **330 MW**, pari cioè alla potenza nominale della centrale in oggetto.

6.1 Dimensionamento del cavo

La linea del tratto terrestre sarà realizzata quasi completamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale.

Il tracciato è stato individuato seguendo lo stesso criterio e prediligendo un percorso quasi interamente stradale, in modo da garantire allo stesso tempo anche una buona accessibilità ed una discreta facilità di posa. Sulla base di tali criteri è stato definito un percorso lungo circa 11,75 km (vedi tavole allegate).

Le caratteristiche del cavo selezionato per tale utilizzo sono le seguenti:

Dati nominali di funzionamento di ciascuna delle due linee di polo

Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale	380 kV
Potenza nominale dell'impianto da collegare	330 MW
Intensità di corrente (per fase)	528 A
Intensità di corrente massima ammessa nelle condizioni di posa	740 A

Caratteristiche tecniche:

- Tipo di cavo: ABB XLPE Land Cable Systems
- Formazione: 1x630 mm²
- Tipo di conduttore: unipolare in rame
- Isolamento: Polimerico
- Tensione nominale d'isolamento: 380 kV
- Tensione massima permanente di esercizio: 400 kV
- Frequenza: 50 Hz
- Corrente nominale (*): circa 740 A
- Resistenza di fase a 20°C: 0,0283 Ω/km
- Diametro esterno massimo: 98,2 mm
- Peso: 15,7 kg/m

- - Norme di riferimento: IEC 60502, IEC 62067, CEI 11-17

(*) Le ipotesi di posa sono le seguenti:

- posa a trifoglio
- connessione schermo Cross bonded
- resistività termica del terreno pari a 100°C cm/W
- temperatura suolo 15° C
- profondità di posa: 1,5 m

6.2 Tracciato dell'elettrodotto in cavo interrato

Si rimanda all'elaborato OWFRMN_V2-SC2-02-2 "Relazione descrittiva tracciato elettrodotto".

6.3 Condizioni di posa e installazione cavo interrato

L'elettrodotto in oggetto sarà installato all'interno di uno stesso scavo, di dimensioni come meglio mostrato nelle tavole allegate, si riporta di seguito la sezione tipica di posa.

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1,6 m, con disposizione delle fasi a trifoglio e configurazione degli schermi cross-bonded.

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di un bauletto di cemento magro protetto superiormente da una lastra prefabbricata in cemento armato dello spessore di 6 cm. Il cavidotto sarà segnalato superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico.

La restante parte della trincea verrà riempita seguendo le disposizione degli enti proprietari delle strade interessate, così come le modalità di ripristino del manto stradale.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

In corrispondenza di attraversamenti stradali o ferroviari i cavi saranno installati in tubiere con le modalità e le dimensioni indicative di cui alle tavole allegate.

In corrispondenza di ponti i cavi saranno staffati alla spalla (lato valle) del ponte stesso con opportune staffe tripolari (vedi tavole allegate).

E' previsto inoltre il posizionamento di targhette resistenti ed inalterabili (di tipo non intrusivo) sulla sede stradale, per la segnalazione del tracciato del cavo. La sezione tipica di posa è riportata in allegato al presente documento.

6.3.1 Buche giunti

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso del cavo, a distanze variabili tra 500 e 800 m l'uno dall'altro, ed ubicati all'interno di opportune buche giunti che avranno una configurazione come descritto nella seguente figura.

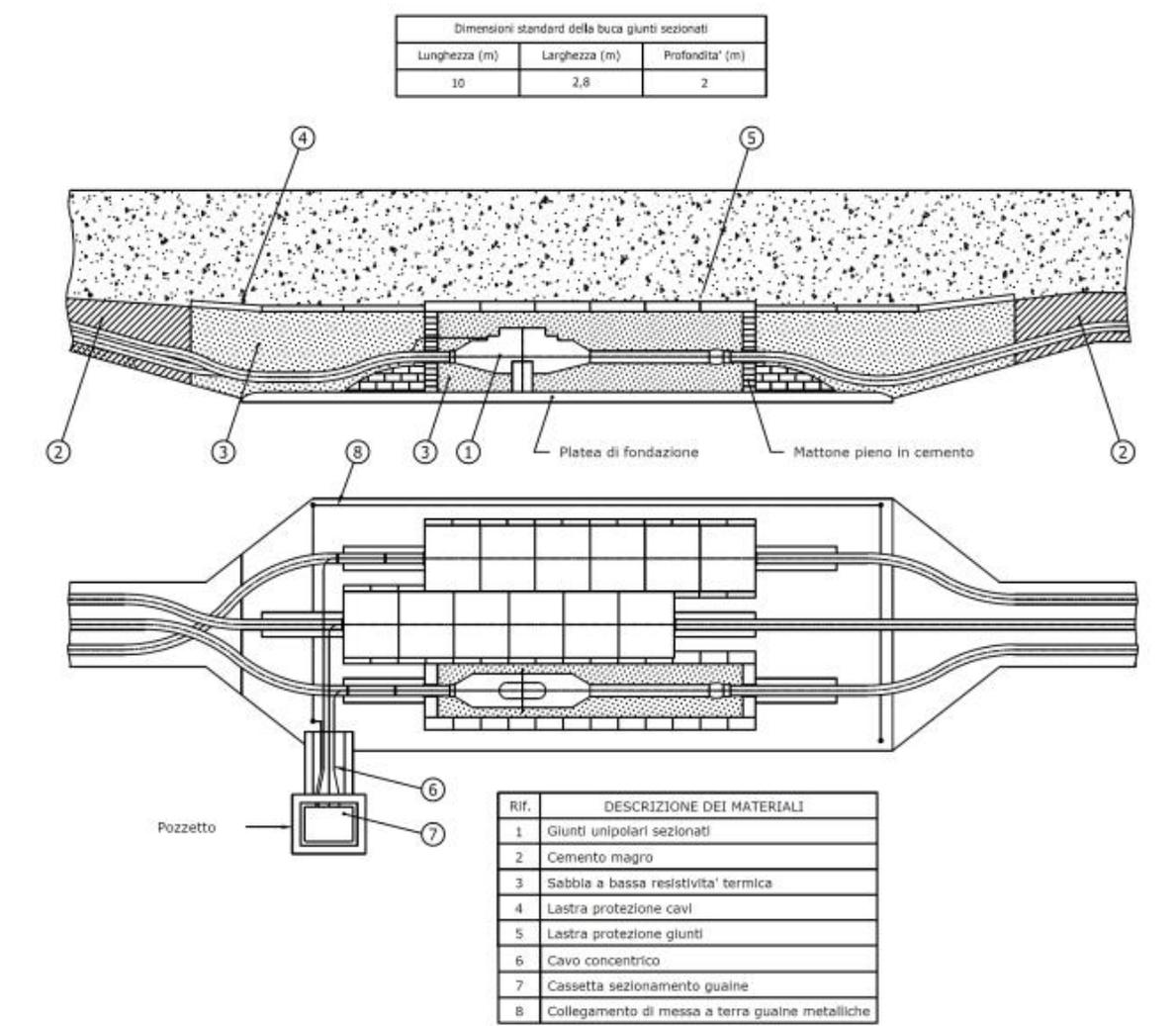


Figura 6.1: tipico buca giunti

Il posizionamento dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto e della presenza di ventali recettori sensibili.

6.3.2 Fibre ottiche

E' prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo secondo le modalità descritte nei tipici allegati.

In sede di progetto esecutivo e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotta, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso privato; ciò costituisce denuncia di inizio attività ai sensi dello stesso D.Lgs.259/2003 art. 99, comma 4.

6.3.3 Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interrato

In caso di interferenza con altre infrastrutture interrato saranno rispettati i criteri riassunti nei seguenti paragrafi.

6.3.3.1 Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici

I cavi aventi la stessa tensione possono essere posati alla stessa profondità, ad una distanza di circa 3 volte il loro diametro nel caso di posa diretta.

6.3.3.2 Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione

Negli incroci il cavo elettrico, di regola, sarà situato inferiormente al cavo di telecomunicazione.

La distanza fra i due cavi non sarà inferiore 0,30 m ed inoltre il cavo posto superiormente sarà protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, mediante un dispositivo di protezione identico a quello previsto per i parallelismi. Tali dispositivi saranno disposti simmetricamente rispetto all'altro cavo.

Ove, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettato il distanziamento minimo di cui sopra, anche sul cavo sottostante sarà applicata una protezione analoga a quella prescritta per il cavo situato superiormente.

Non è necessario osservare le prescrizioni sopraindicate quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza necessità di effettuare scavi.

6.3.3.3 Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione

Nei parallelismi con cavi di telecomunicazione i cavi elettrici saranno di regola posati alla maggiore distanza possibile dalla linea di telecomunicazione; quando vengono posati lungo la stessa strada si cercherà di posare le due linee possibilmente ai lati opposti di questa.

Ove, per giustificate esigenze tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra è ammesso posare i cavi in vicinanza purché sia mantenuta tra i due cavi una distanza minima, in proiezione sul piano orizzontale, non

inferiore a 0,30 m. Qualora detta distanza non possa essere rispettata si applicherà sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

- Cassetta metallica zincata a caldo;
- Tubazione in acciaio zincato a caldo;
- Tubazione in PVC o fibrocemento, rivestite esternamente con uno spessore di calcestruzzo non inferiore a 10 cm.

I predetti dispositivi potranno essere omessi sul cavo posato alla maggiore profondità quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m.

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata, in appositi manufatti (tubazione, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso e rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessità di effettuare scavi.

In sede di progetto esecutivo saranno effettuate tutte le verifiche richieste dalla normativa in merito all'interferenza con le linee di telecomunicazione. In particolare la verifica di sovratensioni indotte sarà effettuata secondo la Norma CEI 103-6, sulla base dall'elenco definitivo delle linee di telecomunicazione interferenti, fornito dal Ministero delle Telecomunicazioni. Inoltre, come detto in precedenza, in sede di progetto esecutivo e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotto, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche".

6.3.4 Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici e tubazioni o strutture metalliche interrato

La distanza in proiezione orizzontale tra cavi elettrici e tubazioni metalliche interrato parallelamente ad esse non deve essere inferiore a 0,30 m.

Si può tuttavia derogare dalla prescrizione suddetta previo accordo tra gli esercenti quando:

- la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;
- tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubi convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro tipo di posa è invece consentito, previo accordo tra gli Enti interessati, purché il cavo elettrico e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro.

Non saranno effettuati giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio.

Nessuna prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi elettrici e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m.

Tale distanza potrà essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano si venga interposto

un elemento separatore non metallico (ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

Le distanze suddette possono ulteriormente essere ridotte, previo accordo fra gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le strutture sono contenute in un manufatto di protezione non metallico.

Prescrizioni analoghe dovranno essere osservate nel caso in cui non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo, oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli inferiori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul distanziamento.

6.3.5 Realizzazione dell'elettrodotto in cavo interrato

6.3.5.1 Fasi di costruzione

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato (circa 500÷600 metri) della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della linea e ripristini;

In alcuni casi particolari e comunque dove si renderà necessario, in particolare per tratti interni ai centri abitati e in corrispondenza di attraversamenti, si potrà procedere anche con modalità diverse da quelle su esposte.

In particolare si evidenzia che in alcuni casi sarà necessario procedere con:

- Posa del cavo in tubo interrato;
- Staffaggio su ponti o strutture pre-esistenti;
- Perforazione teleguidata
- Realizzazione manufatti per attraversamenti corsi d'acqua

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo della linea.

6.3.5.2 Fuori servizio necessari alla realizzazione dell'elettrodotto in cavo interrato

Vista la natura dell'opera e le modalità attraverso le quali è previsto il collegamento della stessa alla rete, non sono previsti lunghi fuori-servizio relativi alle infrastrutture elettriche. Infatti le uniche attività per le quali deve essere previsto il fuori-servizio di elementi di rete sono alcune delle fasi relative alla realizzazione del nuovo stallo a 380 kV nella sezione a 380 kV della stazione elettrica s. Martino in Venti, che saranno espletate secondo la procedura di lavoro TERNA.

Si può prevedere un fuori-servizio, in fasi non adiacenti, complessivamente pari a circa 48 ore.

6.3.5.3 Realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere per la posa del cavo

Prima della realizzazione dell'opera sarà necessario realizzare le piazzole di stoccaggio per il deposito delle bobine contenenti i cavi; di norma vengono predisposte piazzole circa ogni 500-600 metri.

Tali piazzole sono, ove possibile, realizzate in prossimità di strade percorribili dai mezzi adibiti al trasporto delle bobine e contigue alla fascia di lavoro, al fine di minimizzare le interferenze con il territorio e ridurre la conseguente necessità di opere di ripristino.

Si eseguiranno, se non già presenti, accessi provvisori dalla viabilità ordinaria per permettere l'ingresso degli autocarri alle piazzole stesse.

6.3.5.4 Apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea

Le operazioni di scavo e posa dei cavi richiedono l'apertura di un'area di passaggio, denominata "fascia di lavoro". Questa fascia dovrà essere la più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio.

6.3.5.5 Posa del cavo interrato

In accordo alla normativa vigente, l'elettrodotto interrato sarà realizzato in modo da escludere, o rendere estremamente improbabile, la possibilità che avvenga un danneggiamento dei cavi in tensione provocato dalle opere sovrastanti (ad esempio, per rottura del sistema di protezione dei conduttori).

Una volta realizzata la trincea si procederà con la posa dei cavi, che arriveranno nella zona di posa avvolti su bobine. La bobina viene comunemente montata su un cavalletto, piazzato ad una certa distanza dallo scavo in modo da ridurre l'angolo di flessione del conduttore quando esso viene posato sul terreno. Durante le operazioni di posa o di spostamento dei cavi saranno adottate le seguenti precauzioni:

si opererà in modo che la temperatura dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venire piegati o raddrizzati, non sarà inferiore a 0°C;

i raggi di curvatura dei cavi, misurati sulla generatrice interna degli stessi, non saranno mai inferiori a 15 volte il diametro esterno del cavo.

6.3.5.6 Ricopertura e ripristini

Al termine delle fasi di posa e di rinterro si procederà alla realizzazione degli interventi di ripristino. La fase comprende tutte le operazioni necessarie per riportare il territorio attraversato nelle condizioni ambientali precedenti la realizzazione dell'opera.

Le opere di ripristino previste possono essere raggruppate nelle seguenti due tipologie principali:

- ripristini geomorfologici ed idraulici;
- ripristini della vegetazione.

Preliminarmente si procederà alle sistemazioni generali di linea, che consistono nella ri-profilatura dell'area interessata dai lavori e nella ri-configurazione delle pendenze preesistenti, ricostruendo la morfologia

originaria del terreno e provvedendo alla riattivazione di fossi e canali irrigui, nonché delle linee di deflusso eventualmente preesistenti.

La funzione principale del ripristino idraulico è essenzialmente il consolidamento delle coltri superficiali attraverso la regimazione delle acque, evitando il ruscellamento diffuso e favorendo la ricrescita del manto erboso.

Successivamente si passerà al ripristino vegetale, avente lo scopo di ricostituire, nel più breve tempo possibile, il manto vegetale preesistente i lavori nelle zone con vegetazione naturale.

Il ripristino avverrà mediante:

- ✓ ricollocazione dello strato superficiale del terreno se precedentemente accantonato;
- ✓ inerbimento;
- ✓ messa a dimora, ove opportuno, di arbusti e alberi di basso fusto.

Per gli inerbimenti verranno utilizzate specie erbacee adatte all'ambiente pedoclimatico, in modo da garantire il migliore attecchimento e sviluppo vegetativo possibile. Le aree agricole saranno ripristinate al fine di restituire l'originaria fertilità.

6.3.5.7 Scavo della trincea in corrispondenza dei tratti lungo percorso stradale

Tenendo conto che il tracciato si sviluppa quasi interamente su percorso stradale si nota che quando la strada lo consenta (cioè nel caso in cui la sede stradale permetta lo scambio di due mezzi pesanti) sarà realizzata, come anticipato, la posa in scavo aperto, mantenendo aperto lo scavo per tutto il tratto compreso tra due giunti consecutivi (500÷600 m) e istituendo per la circolazione stradale un regime di senso unico alternato mediante semafori iniziale e finale, garantendo la opportuna segnalazione del conseguente restringimento di corsia e del possibile rallentamento della circolazione. In casi particolari e solo quando si renderà necessario potrà essere possibile interrompere al traffico, per brevi periodi, alcuni tratti stradali particolarmente stretti, segnalando anticipatamente ed in modo opportuno la viabilità alternativa e prendendo i relativi accordi con i comuni e gli enti interessati.

Per i tratti su strade strette o in corrispondenza dei centri abitati, tali da non consentire l'istituzione del senso unico alternato, ovvero laddove sia manifesta l'impossibilità di interruzione del traffico si potrà procedere con lo scavo di trincee più brevi (30÷50 m) all'interno delle quali sarà posato il tubo di alloggiamento dei cavi, da ricoprire e ripristinare in tempi brevi, effettuando la posa del cavo tramite sonda nell'alloggiamento sotterraneo e mantenendo aperti solo i pozzetti in corrispondenza di eventuali giunti.

6.3.5.8 Staffaggi su ponti o strutture pre-esistenti

Nei casi in cui è possibile, quando l'attraversamento di alcuni elementi avviene in corrispondenza di ponti pre-esistenti, si effettuerà lo staffaggio sotto la soletta in c.a. del ponte stesso o sulla fiancata della struttura mediante apposite staffe in acciaio e realizzando cunicoli inclinati raccordando opportunamente la posa in profondità (circa 1,5 m) dei cavi realizzati lungo la sede stradale con la posa mediante staffaggio.

6.3.5.9 Trivellazione teleguidata

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico. Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, questa sonda dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare e correggere in tempo reale gli eventuali errori.

Indagine del sito e analisi dei sottoservizi esistenti

L'indagine del sito e l'attenta analisi dell'eventuale presenza di sottoservizi e/o qualsiasi impedimento alla realizzazione della perforazione, è una fase fondamentale per la corretta progettazione di una perforazione orizzontale. Per analisi dei sottoservizi, e per la mappatura degli stessi, soprattutto in ambiti urbani fortemente compromessi, è consigliabile l'utilizzo del sistema "Georadar". Mentre in ambiti suburbani, dove la presenza di sottoservizi è minore è possibile, mediante indagini da realizzare c/o gli enti proprietari dei sottoservizi, saperne anticipatamente l'ubicazione.

Realizzazione del foro pilota

La prima vera e propria fase della perforazione è la realizzazione del "foro pilota", in cui il termine pilota sta ad indicare che la perforazione in questa fase è controllata ossia "pilotata". La "sonda radio" montata sulla punta di perforazione emette delle onde radio che indicano millimetricamente la posizione della punta stessa. I dati rilevabili e sui quali si può interagire sono:

- Altezza;
- Inclinazione;
- Direzione;
- Posizione della punta.

Il foro pilota viene realizzato lungo tutto il tracciato della perforazione da un lato all'altro dell'impedimento che si vuole attraversare (strada, ferrovia, canale, pista aeroportuale ecc.). La punta di perforazione viene spinta dentro il terreno attraverso delle aste cave metalliche, abbastanza elastiche così da permettere la realizzazione di curve altimetriche. All'interno delle aste viene fatta scorrere dell'aria ad alta pressione ed eventualmente dell'acqua. L'acqua contribuirà sia al raffreddamento della punta che alla lubrificazione della stessa, l'aria invece permetterà lo spurgo del materiale perforato ed in caso di terreni rocciosi, ad alimentare il martello "fondo-foro".

Generalmente la macchina teleguidata viene posizionata sul piano di campagna ed il foro pilota emette geometricamente una "corda molla" per evitare l'intercettazione dei sottoservizi esistenti. In alcuni casi però, soprattutto quando l'impianto da posare è una condotta fognaria non in pressione, è richiesta la realizzazione di una camera per il posizionamento della macchina alla quota di perforazione desiderata.

Allargamento del foro pilota

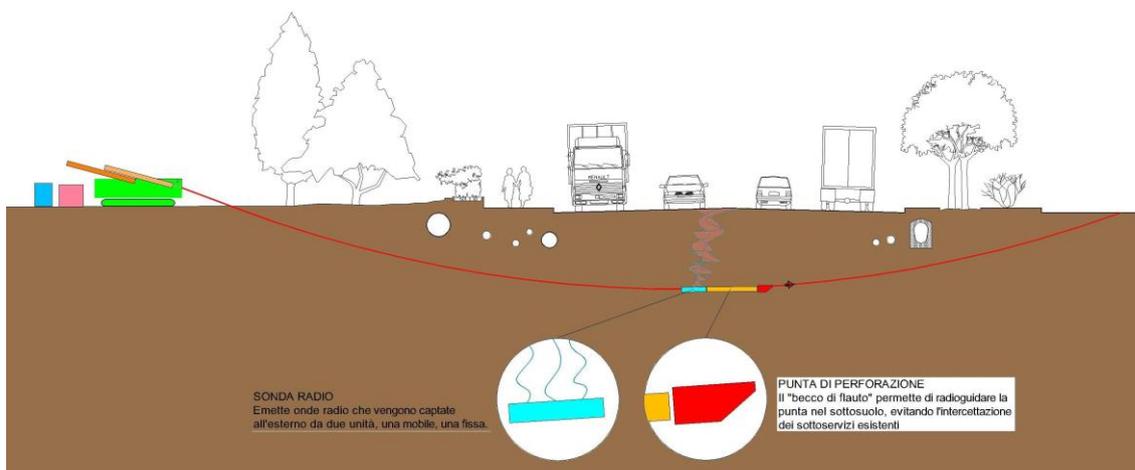
La seconda fase della perforazione teleguidata è l'allargamento del "foro pilota", che permette di posare all'interno del foro, debitamente aumentato, un tubo camicia o una composizione di tubi camicia generalmente in PEAD.

L'allargamento del foro pilota avviene attraverso l'ausilio di strumenti chiamati "Alesatori" che sono disponibili in diverse misure e adatti ad aggredire qualsiasi tipologia di terreno, anche rocce dure. Essi vengono montati al posto della punta di perforazione e tirati a ritroso attraverso le aste cave, al cui interno possono essere immesse aria e/o acqua ad alta pressione per agevolare l'aggressione del terreno oltre che lo spurgo del materiale.

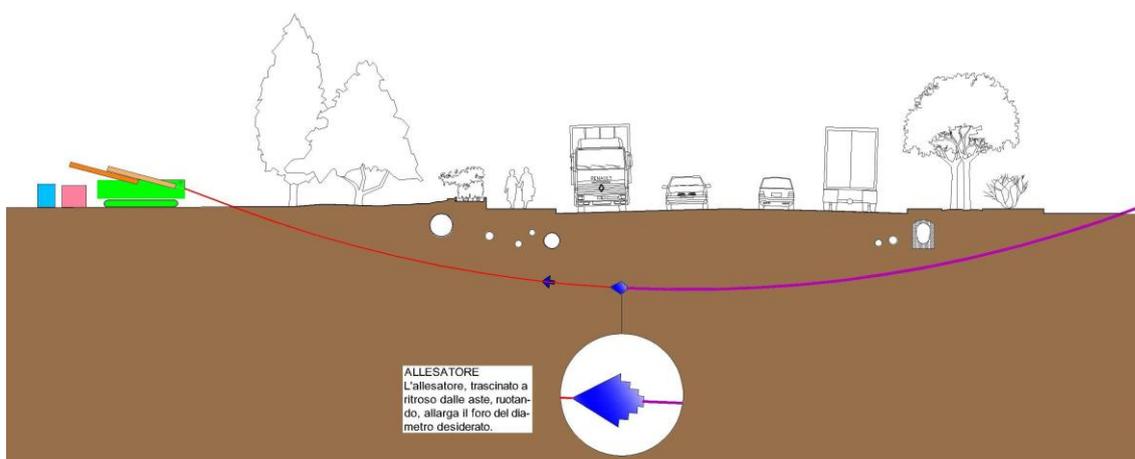
Posa in opera del tubo camicia

La terza ed ultima fase che in genere, su terreni morbidi e/o incoerenti, avviene contemporaneamente a quella di "alesaggio", è l'infilaggio del tubo camicia all'interno del foro alesato.

La tubazione camicia generalmente in PEAD, se di diametro superiore ai 110 mm, viene saldata a caldo preventivamente, e ancorata ad uno strumento di collegamento del tubo camicia all'asta di rotazione. Questo strumento, chiamato anche "girella", evita durante il tiro del tubo camicia che esso ruoti all'interno del foro insieme alle aste di perforazione.



fase 1: REALIZZAZIONE FORO PILOTA CON CONTROLLO ALTIMETRICO



fase 2: ALESAGGIO DEL FORO PILOTA E TIRO TUBO CAMICIA

6.4 Rumore

L'elettrodotto in cavo interrato non costituisce fonte di rumore.

7 STAZIONE A 380 kV DI TRANSIZIONE AEREO-CAVO

La stazione elettrica di transizione aereo-cavo sarà realizzata allo scopo di collegare alla stazione di rete di San Martino in Venti (RN) l'impianto eolico offshore "Rimini".

L'area individuata per la realizzazione dell'opera è situata in prossimità della suindicata stazione di rete, in un'area a Sud-Ovest di questa attualmente destinata ad uso agricolo.

L'accesso alla stazione avverrà tramite una breve strada che si staccherà direttamente dalla viabilità esistente per l'accesso all'impianto di rete.

7.1 Condizioni ambientali di riferimento

Valore minimo temperatura ambiente all'interno: -5°C

Valore minimo temperatura ambiente all'esterno: -25°C

Temperatura ambiente di riferimento per la portata delle condutture: 30°C

Grado di inquinamento: III

Irraggiamento: 1000 W/m²

Altitudine e pressione dell'aria: poiché l'altitudine è inferiore ai 1000 m s.l.m. non si considerano variazioni della pressione dell'aria

Umidità all'interno: 95%

Umidità all'esterno: fino al 100% per periodi limitati

Classificazione sismica (OPCM 3274 del 2003): zona 2

Accelerazione orizzontale massima: $0.15 < a_g \leq 0.25$.

7.2 Consistenza della sezione in alta tensione a 380 kV

La sezione in alta tensione a 380 kV è composta da uno stallo di arrivo in cavo interrato ed una partenza linea aerea, con apparati di misura e protezione (TV e TA).

Lo stallo arrivo cavo è comprensivo di terminali cavo, interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

Lo stallo di partenza è comprensivo di portale aereo, interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

7.3 Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo

La stazione può essere controllata da un sistema centralizzato di controllo in sala quadri e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono installati nell'edificio di stazione ed interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e hanno la funzione di connettere l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, di provvedere al controllo e all'automazione a livello di impianto di tutta la stazione, di restituire le informazioni dell'oscillografia e della registrazione cronologica degli eventi.

Dalla sala quadri centralizzata è possibile il controllo della stazione qualora venga a mancare il sistema di teletrasmissione o quando questo è messo fuori servizio per manutenzione. In sala quadri la situazione dell'impianto (posizione degli organi di manovra), le misure e le segnalazioni sono rese disponibili su un display video dal quale è possibile effettuare le manovre di esercizio.

7.4 Servizi ausiliari in c.a. e c.c.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.a. è costituito da:

- ✓ quadro MT
- ✓ trasformatore MT/BT
- ✓ quadro BT centralizzato di distribuzione (costituito da due semiquadri).

I servizi ausiliari in c.c. a 110 V sono alimentati da due raddrizzatori carica-batteria in tampone con una batteria prevista per un'autonomia di 4 ore. Ciascuno dei due raddrizzatori è in grado di alimentare i carichi di tutto l'impianto e contemporaneamente di fornire la corrente di carica della batteria; in caso di anomalia su un raddrizzatore i carichi vengono commutati automaticamente sull'altro.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.c. è costituito da: batteria, raddrizzatori, quadro di distribuzione centralizzato e quadri di distribuzione nei chioschi (comuni per c.a. e c.c.).

7.5 Dimensionamento di massima della rete di terra

La rete di terra è stata dimensionata in accordo alla Norma CEI 99-3.

In particolare, nel seguito si descrivono:

- il dimensionamento termico del dispersore e dei conduttori di terra in accordo all'Allegato C della Norma CEI 99-3;
- le caratteristiche geometriche del dispersore, in modo da garantire il rispetto delle tensioni di contatto e di passo secondo la curva di sicurezza di cui all'allegato B della Norma CEI 99-3.

7.5.1 Dimensionamento termico del dispersore

Il dispersore sarà realizzato con corda nuda in rame, la cui sezione può essere determinata con la seguente formula:

$$A = \frac{I}{K} \sqrt{\frac{t}{\ln \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta}}}, \text{ dove:}$$

A = sezione minima del conduttore di terra, in mm²

I = corrente del conduttore, in A

t = durata della corrente di guasto, in s

$$K = 226 \frac{A \cdot \sqrt{s}}{mm^2} \text{ (rame)}$$

$\beta = 234,5 \text{ } ^\circ\text{C}$

$\Theta_i =$ temperatura iniziale in $^\circ\text{C}$ (20 $^\circ\text{C}$)

$\Theta_f =$ temperatura finale in $^\circ\text{C}$ (300 $^\circ\text{C}$)

Assumendo un tempo $t = 0,5$ s si ottengono i seguenti valori di sezione minima, in funzione del valore di corrente di guasto a terra:

I_g [kA]	<i>S teorica</i> [mm ²]	<i>S scelta</i> [mm ²]
40	145	150

In alternativa, tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante due o quattro corde di rame con sezione di 120 mm².

7.5.2 Tensioni di contatto e di passo

La definizione della geometria del dispersore al fine di garantire il rispetto dei limiti di tensione di contatto e di passo sarà effettuata in fase di progetto esecutivo, quando saranno noti i valori di resistività del terreno, da determinare con apposita campagna di misure. In via preliminare, sulla base degli standard normalmente adottati e di precedenti esperienze, può essere ipotizzato un dispersore orizzontale a maglia, con lato di maglia di 5 m. In caso di terreno non omogeneo con strati superiori ad elevata resistività si potrà procedere all'installazione di dispersori verticali (picchetti) di lunghezza sufficiente a penetrare negli strati di terreno a resistività più bassa, in modo da ridurre la resistenza di terra dell'intero dispersore. In ogni caso, qualora risultasse la presenza di zone periferiche con tensioni di contatto superiori ai limiti, si procederà all'adozione di uno o più dei cosiddetti provvedimenti "M" di cui all'Allegato E della Norma CEI 99-3.

7.6 Rumore

Nella stazione di transizione aereo-cavo non ci sono fonti di rumore permanente; le sole apparecchiature che rappresentano una sorgente di rumore sono gli interruttori, durante le manovre (di brevissima durata e pochissimo frequenti), possono provocare un rumore trasmissibile all'esterno. In ogni caso il rumore sarà contenuto nei limiti previsti dal DPCM 01-03-1991 e la legge quadro sull'inquinamento acustico del 26 ottobre 1995 n. 447.

7.7 Opere civili

7.7.1 Fabbricato

Il fabbricato delle dimensioni di ml. 20,00 x ml. 4,25 x ml. 3,40, è costituito da un edificio nel quale saranno alloggiate le apparecchiature di comando e controllo, telecomunicazioni e misure. Il pavimento potrà essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.

7.7.2 Piazzole

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

7.7.3 Fondazioni e cunicoli cavi

Le fondazioni dei sostegni sbarre, delle apparecchiature e degli ingressi di linea in stazione sono realizzate in calcestruzzo armato gettato in opera; per le sbarre e per le apparecchiature, con l'esclusione degli interruttori, potranno essere realizzate anche fondazioni di tipo prefabbricato, con caratteristiche comunque uguali o superiori a quelle delle fondazioni gettate in opera. Le caratteristiche delle fondazioni sono riportate nei disegni allegati. Le coperture dei pozzetti e dei cunicoli facenti parte delle suddette fondazioni, saranno in PRFV con resistenza di 2000 daN.

I cunicoli per cavetteria saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati; le coperture in PRFV saranno carrabili con resistenza di 5000 daN.

7.7.4 Ingressi e recinzioni

Il collegamento dell'impianto alla viabilità sarà garantito dalla strada di accesso alla vicina stazione di rete ed un nuovo tratto di viabilità dedicato alla stazione di transizione.

E' previsto un cancello carrabile largo m 7,00; l'ingresso sarà inserito fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale sarà conforme alla norma CEI 99-2.

7.7.5 Smaltimento acque meteoriche e fognarie

Per la raccolta delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.).

Lo smaltimento delle acque, meteoriche, è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di sub-irrigazione o altro.

7.7.6 Illuminazione

L'illuminazione della stazione sarà realizzata pali tradizionali di tipo stradale, con proiettori orientabili a led installati lungo la recinzione perimetrale.

7.8 Caratteristiche delle principali apparecchiature dell'impianto.

Tutto l'impianto e le apparecchiature installate saranno corrispondenti alle prescrizioni delle Norme CEI generali (99-2 e 99-3) e specifiche. Le caratteristiche principali sono le seguenti:

- tensione massima: 420 kV,
- tensione nominale di tenuta a frequenza industriale sul sezionamento: 1050 kV,
- tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico sul sezionamento: 1425 kV.

Interruttori tripolari in SF6:

- corrente nominale: 3150 A,
- potere di interruzione nominale in cto cto: 63 kA.

Sezionatori tripolari verticali di sbarra, orizzontali con lame di messa a terra sulle partenze di linea:

- corrente nominale: 3150 A (con lame di terra),
- corrente nominale di breve durata: 63 kA.

Trasformatori di corrente:

- rapporto di trasformazione nominale: 800-3200/5 A/A
- corrente massima permanente: 1,2 I primaria nominale,
- corrente nominale termica di cto cto: 63 kA.

Trasformatori di tensione:

- rapporto di trasformazione nominale: $380.000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$,

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo.

I trasformatori di tensione saranno di tipo capacitivo, eccetto quelli dedicati alle misure contrattuali che potranno essere di tipo induttivo.

Sbarre:

- corrente nominale: 4000 A.

Interruttore a tensione nominale 380 kV

GRANDEZZE NOMINALI				
Tipo	Y1/8	Y1/10	Y1/12	Y1/14
Tensione nominale (kV)	420			
Livello di isolamento nominale:				
Tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico:				
- verso terra (kV)	1425			
- tra i contatti aperti (kV)	1425 (+240)			
Tensione nominale di tenuta a impulso di manovra:				
- verso terra (kV)	1050			
- tra i contatti aperti (kV)	900 (+345)			
Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale:				
- verso terra (kV)	520			
- tra i contatti aperti (kV)	610			
Frequenza nominale (Hz)	50			
Corrente nominale (A)	3150		4000	
Durata nominale di corto circuito (s)	1			
Tensioni nominali di alimentazione dei circuiti ausiliari:				
- corrente continua (V)	110			
- corrente alternata monofase/trifase a quattro fili (V)	230/400			
Potenza massima assorbita da ogni singolo circuito indipendente (CH, AP1, AP2, AP3, motore/i, climatizzazione):				
- corrente continua (W)	1500			
- corrente alternata monofase/trifase (VA)	850/2500			
Corrente di stabilimento nominale di corto circuito (kA)	125	160	125	160
Sequenza di manovra nominale	O-0,3 s-CO-1 min-CO			
Corrente di interruzione nominale di linee a vuoto (A)	400			
Corrente di interruzione nominale di cavi a vuoto (A)	400			
Corrente di interruzione nominale di batteria singola di condensatori (A)	400			
Corrente di interruzione nominale in discordanza di fase (kA)	12,5	16	12,5	16
Durata massima di interruzione (ms)	60			
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms)	80			
Durata massima di chiusura (ms)	150			
Forze statiche ai morsetti:				
- orizzontale longitudinale (N)	1750			
- orizzontale trasversale (N)	1250			
- verticale (N)	1500			
Livello di qualificazione sismica	AF5			

Sezionatori orizzontali a tensione nominale 420 kV con lame di messa a terra

Codifica Terna	Y12/2	Y12/4	Y12/6	Y12/8
Classe di corrente indotta del sezionatore di terra	A		B	
Salinità di tenuta a 243 kV (kg/m ³)	40			
Tensione nominale (kV)	420			
Corrente nominale (A)	3150			
Frequenza nominale (Hz)	50			
Corrente nominale di breve durata:				
- valore efficace (kA)	50	63	50	63
- valore di cresta (kA)	125	160	125	160
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1			
Accoppiamento elettromagnetico (sezionatore di terra)				
- corrente induttiva nominale (A)	80		200	
- tensione induttiva nominale (kV)	2		22	
Accoppiamento elettrostatico (sezionatore di terra)				
- corrente induttiva nominale (A)	1,25		18	
- tensione induttiva nominale (kV)	5		22	
Tensione di prova ad impulso atmosferico:				
- verso massa (kV)	1425			
- sul sezionamento (kV)	1425 (+240)			
Tensione di prova ad impulso di manovra:				
- verso massa (kV)	1050			
- sul sezionamento (kV)	900 (+345)			
Tensione di prova a frequenza di esercizio:				
- verso massa (kV)	520			
- sul sezionamento (kV)	610			
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:				
- orizzontale longitudinale (N)	2000			
- orizzontale trasversale (N)	660			
- verticale (N)	1500			
Tensione nominale di alimentazione:				
- motore e circuiti di comando ed ausiliari (V _{cc})	110			
- resistenza di riscaldamento (V _{ca})	230			
Assorbimento massimo complessivo dei motori di comando di ciascun sezionatore (kW)	2			
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15			

Sezionatori verticali a tensione nominale 420 kV

<i>Codifica Terna</i>	Y13/2	Y13/4
Salinità di tenuta a 243 kV (kg/m ³)	40	
Tensione nominale (kV)	420	
Corrente nominale (A)	3150	
Frequenza nominale (Hz)	50	
Corrente nominale di breve durata:		
- valore efficace (kA)	50	63
- valore di cresta (kA)	125	160
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1	
Corrente nominale commutazione di sbarra (A)	1600	
Tensione nominale commutazione di sbarra (V)	300	
Tensione di prova ad impulso atmosferico:		
- verso massa (kV)	1425	
- sul sezionamento (kV)	1425(+240)	
Tensione di prova ad impulso di manovra:		
- verso massa (kV)	1050	
- sul sezionamento (kV)	900(+345)	
Tensione di prova a frequenza di esercizio:		
- verso massa (kV)	520	
- sul sezionamento (kV)	610	
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:		
- orizzontale longitudinale (N)	4000	
- orizzontale trasversale (N)	1600	
- verticale (N)	1500	
Tensione nominale di alimentazione:		
- motore (V _{cc})	110	
- circuiti di comando ed ausiliari (V _{cc})	110	
- resistenza di riscaldamento (V _{ca})	230	
Assorbimento massimo complessivo motori di comando (kW)	2	
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15	
Zona di contatto X/Y/Z (mm)	150/150/150	

Sezionatore di terra sbarre a tensione nominale di 420 kV

Codifica Tema	Y14/1	Y14/2
Tensione nominale (kV)	420	
Frequenza nominale (Hz)	50	
Corrente nominale di breve durata:		
- valore efficace (kA)	50	63
- valore di cresta (kA)	125	160
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1	
Tensione di prova ad impulso atmosferico verso massa (kV)	1425	
Tensione di prova ad impulso di manovra verso massa (kV)	1050	
Tensione di prova a frequenza di esercizio verso massa (kV)	520	
Sforzo meccanico orizzontale trasversale nom. sui morsetti (N)	3000	
Tensione nominale di alimentazione:		
- motore (V_{cc})	110	
- circuiti di comando ed ausiliari (V_{cc})	110	
- resistenza di riscaldamento (V_{ca})	230	
Assorbimento massimo complessivo dei motori di comando (kW)	2	
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15	

Trasformatore di corrente a tensione nominale di 380 kV

GRANDEZZE NOMINALI		
Corrente termica di breve durata (I_{th})	(kA)	63
Tensione nominale (U_m)	(kV)	420
Frequenza nominale	(Hz)	50
Rapporto di trasformazione nominale:	(A/A)	800/5 1600/5 3200/5
Numero di nuclei	(n)	3
Corrente termica nominale permanente	(A)	1,2 I_p
Corrente termica nominale di emergenza 1 h	(A)	1,5 I_p
Corrente dinamica nominale (I_{dyn})	(p.u.)	2,5 I_{th}
Resistenza secondaria II e III nucleo a 75°C	(Ω)	$\leq 0,2$ $\leq 0,4$ $\leq 0,8$
Prestazioni e classi di precisione sul rapporto 800/5: I nucleo II e III nucleo	(VA/Cl.) (VA/Cl.)	20/0,2 40/0,5 15/5P30
Prestazioni e classi di precisione sul rapporto 1600/5 e 3200/5: I nucleo II e III nucleo	(VA/Cl.) (VA/Cl.)	30/0,2 60/0,5 30/5P30
Fattore di sicurezza (I nucleo)	-	≤ 10
Tensione di tenuta a impulso atmosferico	(kV)	1550
Tensione di tenuta a frequenza industriale	(kV)	680
Tensione di tenuta a impulso di manovra	(kV)	1175

Trasformatore di tensione capacitivo a tensione nominale di 380 kV

GRANDEZZE NOMINALI				
Codice TERNA	Y41/1	Y43/1	Y46/1	Y44/1
Tensione primaria nominale [kV]	380 / $\sqrt{3}$	220 / $\sqrt{3}$	150 / $\sqrt{3}$	132 / $\sqrt{3}$
Tensione secondaria nominale [V]	100 / $\sqrt{3}$			
Frequenza nominale [Hz]	50			
Prestazione nominale e classe di precisione [VA/Cl.]	50/0,2 – 75/0,5 – 100/3P			
Capacità nominale [pF]	4000÷10000			
Tensione massima per l'apparecchiatura [kV]	420	245	170	145
Tensione di tenuta a frequenza industriale [kV]	630	460	325	275
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico [kV]	1425	1050	750	650
Tensione di tenuta ad impulso di manovra [kV]	1050	-	-	-
Carico di tenuta meccanica sui terminali AT [N]	3000	2500	2000	2000
Carico di tenuta meccanica sulla flangia [N]	-	-	4000	4000

Trasformatore di tensione induttivo a tensione nominale di 380 kV

GRANDEZZE NOMINALI				
Codice TERNA	Y41/2	Y43/2	Y46/2	Y44/2
Tensione primaria nominale [kV]	380/ $\sqrt{3}$	220/ $\sqrt{3}$	150/ $\sqrt{3}$	132/ $\sqrt{3}$
Tensione secondaria nominale [V]	100/ $\sqrt{3}$			
Numero avvolgimenti secondari [n]	1			
Frequenza nominale [Hz]	50			
Prestazione nominale e classe di precisione [VA/Cl.]	50/0,2			
Tensione massima per l'apparecchiatura [kV]	420	245	170	145
Tensione di tenuta a frequenza industriale [kV]	630	460	325	275
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico [kV]	1425	1050	750	650
Tensione di tenuta ad impulso di manovra [kV]	1050	-	-	-
Carico di tenuta meccanica sui terminali AT [N]	3000	2500	2000	2000

Scaricatori per tensione nominale a 380 kV

Tipo Terna	Y56
Tensione della rete 50Hz (max tensione)	380 kV (420 kV)
Tensione servizio continuo U _c	265 kV
Max tensione temporanea 1 s	366 kV
Max tensione residua con impulsi atmosferici (20 kA - 8/20 μ s)	830 kV
Max tensione residua con impulsi atmosferici (10 kA - 8/20 μ s)	-
Max tensione residua con impulsi fronte ripido (20 kA - 1 μ s)	955 kV
Max tensione residua con impulsi fronte ripido (10 kA - 1 μ s)	-
Max tensione residua con impulsi manovra (30/60 μ s)	2000 A: 720 kV
Classe di scarica della linea (IEC)	4
Corrente nominale scarica	20 kA
Valore di cresta impulsi forte corrente	100 kA
Corrente nominale di corto circuito	63 kA

8 ELETTRDOTTO AEREO A 380 kV

Tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. Il tracciato degli elettrodotti, come risulta dalla corografia allegata, è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n. 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.

La nuova linea a 380 kV partirà dal portale installato nelle stazione di transizione aereo-cavo, fiancheggerà la parte Nord della recinzione della stazione RTN fino a giungere all'area dedicata alla realizzazione dell'ampliamento della SE 150/380 kV San Martino in Venti. L'elettrodotto sarà costituito da una palificazione a semplice terna armata con tre fasi ciascuna composta da un fascio di 2 (binato) conduttori di energia e una corda di guardia.

La linea elettrica aerea AT 380 kV sarà composta da n.4 sostegni di seguito elencati:

- N.1 Portale tipo h=21 ubicato all'interno della stazione elettrica utente di transizione aereo-cavo;
- N.2 Sostegni (P1) tipo CA27 e (P2) EA27;
- N.1 Portale tipo h=21 ubicato all'interno della stazione elettrica 150/380 kV "San Martino in Venti".

Il tracciato interesserà il solo comune di Rimini, in una zona a vocazione industriale già infrastrutturata da impianti di rete.

8.1.1 Premessa

I calcoli delle frecce e delle sollecitazioni dei conduttori di energia, delle corde di guardia, dell'armamento, dei sostegni e delle fondazioni, sono rispondenti alla Legge n. 339 del 28/06/1986 ed alle norme contenute nei Decreti del Ministero dei LL.PP. del 21/03/1988 e del 16/01/1991 con particolare riguardo agli elettrodotti di classe terza, così come definiti dall'art. 1.2.07 del Decreto del 21/03/1988 suddetto; per quanto concerne le distanze tra conduttori di energia e fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporta tempi di permanenza prolungati, queste sono conformi anche al dettato del D.P.C.M. 08/07/2003.

Il progetto dell'opera è conforme al Progetto Unificato per gli elettrodotti elaborato fin dalla prima metà degli anni '70 a cura della Direzione delle Costruzioni di ENEL, aggiornato nel pieno rispetto della normativa prevista dal DM 21-10-2003 (Presidenza del Consiglio di Ministri Dipartimento Protezione Civile) e tenendo conto delle Norme Tecniche per le Costruzioni, Decreto 14/09/2005.

Per quanto attiene gli elettrodotti, nel Progetto Unificato TERNA, sono inseriti tutti i componenti (sostegni e fondazioni, conduttori, morsetteria, isolatori, ecc.) con le relative modalità di impiego.

8.2 Elenco delle opere attraversate

La nuova linea elettrica aerea, della lunghezza di circa 450 m, attraverserà le seguenti opere.

- Diverse linee elettriche in media tensione aeree entranti nella cabina primaria adiacente alla SE 150/380 kV "San Martino in Venti";
- Un fosso naturale per la regimentazione delle acque meteoriche;
- La strada di accesso alla cabina primaria adiacente;
- Una linea di telecomunicazioni aerea;
- Un piccolo canale per la per la regimentazione delle acque meteoriche;

8.3 Caratteristiche elettriche dell'elettrodotto

Le caratteristiche elettriche dell'elettrodotto sono le seguenti:

Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale	380 kV
Corrente nominale	1500 A
Potenza nominale	1000 MVA

La portata in corrente in servizio normale del conduttore sarà conforme a quanto prescritto dalla norma CEI 11-60, per elettrodotti a 380 kV in zona A e in zona B.

8.4 Distanza tra i sostegni

La distanza tra due sostegni consecutivi dipende dall'orografia del terreno e dall'altezza utile dei sostegni impiegati; mediamente in condizioni normali per il livello di tensione 380 kV si può ritenere essere circa pari a 450 ÷ 500 m; nel caso in esame, data la brevità ed il percorso del collegamento, i sostegni saranno installati ad una distanza di circa 150-200 m.

8.5 Conduttori e corde di guardia

Nelle campate ciascuna fase sarà costituita da un fascio di 2 conduttori collegati fra loro da distanziatori (fascio binato). Ciascun conduttore di energia sarà costituito da una corda di alluminio-acciaio della sezione complessiva di 585,3 mm² composta da n. 19 fili di acciaio del diametro 2,10 mm e da n. 54 fili di alluminio del diametro di 3,50 mm, con un diametro complessivo di 31,50 mm.

Il carico di rottura teorico di tale conduttore sarà di 16852 daN.

Per zone ad alto inquinamento salino può essere impiegato in alternativa il conduttore con l'anima a "zincatura maggiorata" ed ingrassato fino al secondo mantello di alluminio.

I conduttori avranno un'altezza da terra non inferiore a metri 11,50, arrotondamento per accesso di quella minima prevista dall'art. 2.1.05 del D.M. 16/01/1991.

L' elettrodotto sarà inoltre equipaggiato con due corde di guardia destinate, oltre che a proteggere l'elettrodotto stesso dalle scariche atmosferiche, a migliorare la messa a terra dei sostegni. Ciascuna corda di guardia, in acciaio zincato del diametro di 11,50 mm e sezione di 78,94 mm², sarà costituita da n. 19 fili del diametro di 2,30 mm (tavola LC 23).

Il carico di rottura teorico della corda di guardia sarà di 10645 daN.

In alternativa è possibile l'impiego di una o di due corde di guardia in alluminio-acciaio con fibre ottiche, del diametro di 17,9 mm (tavola UX LC50), da utilizzarsi per il sistema di protezione, controllo e conduzione degli impianti.

I conduttori e le funi di guardia in acciaio sono rispondenti alle norme CEI 7-2. Le funi di guardia in acciaio rivestito di alluminio sono rispondenti alle norme CEI 7- 11.

8.5.1 Stato di tensione meccanica

Il tiro dei conduttori e delle corde di guardia è stato fissato in modo che risulti costante, in funzione della campata equivalente, nella condizione "normale" di esercizio linea, cioè alla temperatura di 15°C ed in assenza di sovraccarichi (EDS - "every day stress"). Ciò assicura una uniformità di comportamento nei riguardi delle sollecitazioni prodotte dal fenomeno delle vibrazioni.

Nelle altre condizioni o "stati" il tiro varia in funzione della campata equivalente di ciascuna tratta e delle condizioni atmosferiche (vento, temperatura ed eventuale presenza di ghiaccio). La norma vigente divide il territorio italiano in due zone, A e B, in relazione alla quota e alla disposizione geografica.

Gli "stati" che interessano, da diversi punti di vista, il progetto delle linee sono riportati nello schema seguente:

- EDS** – Condizione di tutti i giorni: +15°C, in assenza di vento e ghiaccio
- MSA** – Condizione di massima sollecitazione (zona A): -5°C, vento a 130 km/h
- MSB** – Condizione di massima sollecitazione (zona B): -20°C, manicotto di ghiaccio di 12 mm, vento a 65 km/h
- MPA** – Condizione di massimo parametro (zona A): -5°C, in assenza di vento e ghiaccio

- MPB** – Condizione di massimo parametro (zona B): -20°C, in assenza di vento e ghiaccio
- MFA** – Condizione di massima freccia (Zona A): +55°C, in assenza di vento e ghiaccio
- MFB** – Condizione di massima freccia (Zona B): +40°C, in assenza di vento e ghiaccio
- CVS1** – Condizione di verifica sbandamento catene : 0°C, vento a 26 km/h
- CVS2** – Condizione di verifica sbandamento catene: +15°C, vento a 130 km/h
- CVS3** – Condizione di verifica sbandamento catene: 0°C (Zona A) -10°C (Zona B), vento a 65 km/h
- CVS4** – Condizione di verifica sbandamento catene: +20°C, vento a 65 km/h

Nel seguente prospetto sono riportati i valori dei tiri in EDS per i conduttori, in valore percentuale rispetto al carico di rottura:

ZONA A EDS=21% per il conduttore tipo RQUT0000C2 conduttore alluminio-acciaio

ZONA B EDS=20% per il conduttore tipo RQUT0000C2 conduttore alluminio-acciaio

Il corrispondente valore di EDS per la corda di guardia è stato fissato con il criterio di avere un parametro del 15% più elevato, rispetto a quello del conduttore, nella stessa condizione di EDS, come riportato di seguito:

ZONA A EDS=12.18% per corda di guardia tipo LC 23

EDS=15 % per corda di guardia tipo LC 50

ZONA B EDS=11.60% per corda di guardia tipo LC 23

EDS=13,9 % per corda di guardia tipo LC 50

Per fronteggiare le conseguenze dell'assestamento dei conduttori, si rende necessario maggiorare il tiro all'atto della posa. Ciò si ottiene introducendo un decremento fittizio di temperatura ($\Delta\theta$) nel calcolo delle tabelle di tesatura:

-16°C in zona A

-25°C in zona B.

La linea in oggetto è situata in "ZONA B"

8.6 Capacità di trasporto

La capacità di trasporto dell'elettrodotto è funzione lineare della corrente di fase. Il conduttore in oggetto corrisponde al "conduttore standard" preso in considerazione dalla Norma CEI 11-60, nella quale sono definite anche le portate nei periodi caldo e freddo. Il progetto dell'elettrodotto in oggetto è stato sviluppato nell'osservanza delle distanze di rispetto previste dalle Norme vigenti, sopra richiamate, pertanto le portate in corrente da considerare sono le stesse indicate nella Norma CEI 11-60.

8.7 Sostegni

I sostegni saranno del tipo a delta rovesciato (E) a semplice terna o tronco-piramidali con mensole a bandiera (EP), di varie altezze secondo le caratteristiche altimetriche del terreno, in angolari di acciaio ad elementi zincati a caldo e bullonati. Gli angolari di acciaio sono raggruppati in elementi strutturali. Il calcolo delle sollecitazioni meccaniche ed il dimensionamento delle membrature è stato eseguito conformemente a quanto disposto dal D.M. 21/03/1988 e le verifiche sono state effettuate per l'impiego sia in zona "A" che in zona "B".

Essi avranno un'altezza tale da garantire, anche in caso di massima freccia del conduttore, il franco minimo prescritto dalle vigenti norme; l'altezza totale fuori terra sarà di norma inferiore a 61 m. Nei casi in cui ci sia l'esigenza tecnica di superare tale limite, si provvederà, in conformità alla normativa sulla segnalazione degli ostacoli per il volo a bassa quota, alla verniciatura del terzo superiore dei sostegni e all'installazione delle sfere di segnalazione sulle corde di guardia.

I sostegni saranno provvisti di difese parasalita.

Per quanto concerne detti sostegni, fondazioni e relativi calcoli di verifica, TERNA si riserva di apportare nel progetto esecutivo modifiche di dettaglio dettate da esigenze tecniche ed economiche, ricorrendo, se necessario, all'impiego di opere di sottofondazione.

Ciascun sostegno si può considerare composto dai piedi, dalla base, da un tronco e dalla testa, della quale fanno parte le mensole. Ad esse sono applicati gli armamenti (cioè l'insieme di elementi che consente di ancorare meccanicamente i conduttori al sostegno pur mantenendoli elettricamente isolati da esso) che possono essere di sospensione o di amarro. Vi sono infine i cimini, atti a sorreggere le corde di guardia.

I piedi del sostegno, che sono l'elemento di congiunzione con il terreno, possono essere di lunghezza diversa, consentendo un migliore adattamento, in caso di terreni acclivi.

L'elettrodotto a 380 kV semplice terna è realizzato utilizzando una serie unificata di tipi di sostegno, tutti diversi tra loro (a seconda delle sollecitazioni meccaniche per le quali sono progettati) e tutti disponibili in varie altezze (H), denominate "altezze utili" (di norma variabili da 15 a 42 m).

I tipi di sostegno standard utilizzati e le loro prestazioni nominali (riferiti alla zona B), con riferimento al conduttore utilizzato alluminio-acciaio Φ 31,5 mm, in termini di campata media (Cm), angolo di deviazione (δ) e costante altimetrica (K) sono i seguenti:

SOSTEGNI 380 kV Semplice Terna a delta rovesciato e tronco-piramidali- ZONA B EDS 20 %

TIPO	ALTEZZA	CAMPATA MEDIA	ANGOLO DEVIAZIONE	COSTANTE ALTIMETRICA
"E" Eccezionale	18 ÷ 42 m	400 m	100°	0,3825

Ogni tipo di sostegno ha un campo di impiego rappresentato da un diagramma di utilizzazione nel quale sono rappresentate le prestazioni lineari (campate media), trasversali (angolo di deviazione) e verticali (costante altimetrica K).

Il diagramma di utilizzazione di ciascun sostegno è costruito secondo il seguente criterio.

Partendo dai valori di C_m , δ e K relativi alle prestazioni nominali, si calcolano le forze (azione trasversale e azione verticale) che i conduttori trasferiscono all'armamento.

Successivamente con i valori delle azioni così calcolate, per ogni valore di campata media, si vanno a determinare i valori di δ e K che determinano azioni di pari intensità.

In ragione di tale criterio, all'aumentare della campata media diminuisce sia il valore dell'angolo di deviazione sia la costante altimetrica con cui è possibile impiegare il sostegno.

La disponibilità dei diagrammi di utilizzazione agevola la progettazione, in quanto consente di individuare rapidamente se il punto di lavoro di un sostegno, di cui si siano determinate la posizione lungo il profilo della linea e l'altezza utile, e quindi i valori a picchetto di C_m , δ e K , ricade o meno all'interno dell'area delimitata dal diagramma di utilizzazione stesso.

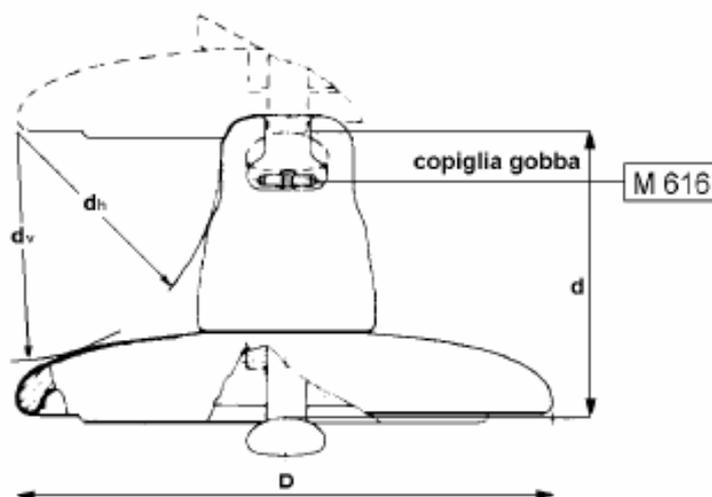
8.8 Isolamento

L'isolamento degli elettrodotti, previsto per una tensione massima di esercizio di 420 kV, sarà realizzato con isolatori a cappa e perno in vetro temprato, con carico di rottura di 160 e 210 kN nei due tipi "normale" e "antisale", connessi tra loro a formare catene di almeno 19 elementi negli amarri e 21 nelle sospensioni, come indicato nel grafico riportato al paragrafo successivo. Le catene di sospensione saranno del tipo a V o ad L (semplici o doppie per ciascuno dei rami) mentre le catene in amarro saranno tre in parallelo. Inoltre per i sostegni tubolari monostelo e per i sostegni a mensola isolanti saranno utilizzati anche isolatori a bastone in porcellana (tav. LJ 21).

Le caratteristiche degli isolatori rispondono a quanto previsto dalle norme CEI.

8.8.1 Caratteristiche geometriche

Nella tabella LJ 2 allegata sono riportate le caratteristiche geometriche tradizionali ed inoltre le due distanze " d_h " e " d_v " (vedi figura) atte a caratterizzare il comportamento a sovratensione di manovra sotto pioggia.



8.8.2 Caratteristiche elettriche

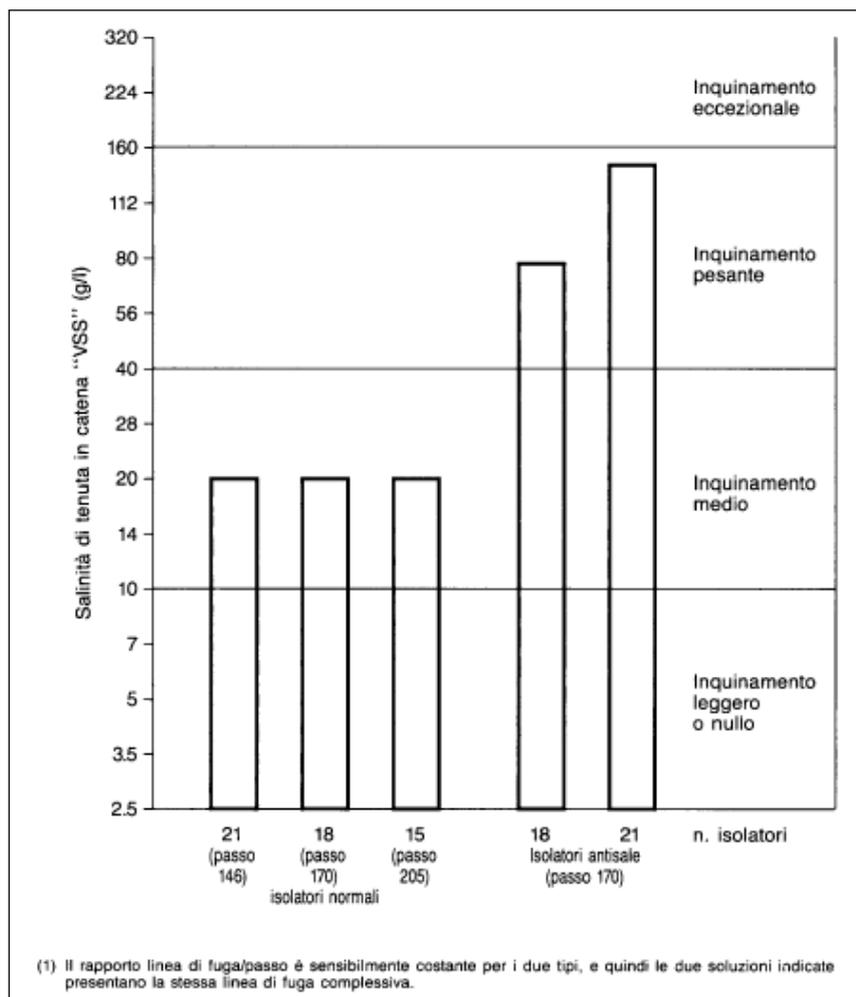
Le caratteristiche geometriche di cui sopra sono sufficienti a garantire il corretto comportamento delle catene di isolatori a sollecitazioni impulsive dovute a fulminazione o a sovratensioni di manovra.

Per quanto riguarda il comportamento degli isolatori in presenza di inquinamento superficiale, nelle tabelle sono riportate, per ciascun tipo di isolatore, le condizioni di prova in nebbia salina, scelte in modo da porre ciascuno di essi in una situazione il più possibile vicina a quella di effettivo impiego.

Nella tabella che segue è poi indicato il criterio per individuare il tipo di isolatore ed il numero di elementi da impiegare con riferimento ad una scala empirica dei livelli di inquinamento.

LIVELLO DI INQUINAMENTO	DEFINIZIONE	MINIMA SALINITA' DI TENUTA (kg/m ²)
I – Nullo o leggero (1)	<ul style="list-style-type: none"> • Zone prive di industrie e con scarsa densità di abitazioni dotate di impianto di riscaldamento • Zone con scarsa densità di industrie e abitazioni, ma frequentemente soggette a piogge e/o venti. • Zone agricole (2) • Zone montagnose Occorre che tali zone distino almeno 10-20 km dal mare e non siano direttamente esposte a venti marini (3)	10
II – Medio	<ul style="list-style-type: none"> • Zone con industrie non particolarmente inquinanti e con media densità di abitazioni dotate di impianto di riscaldamento • Zone ad alta densità di industrie e/o abitazioni, ma frequentemente soggette a piogge e/o venti. • Zone esposte ai venti marini, ma non troppo vicine alla costa (distanti almeno alcuni chilometri) (3) 	40
III - Pesante	<ul style="list-style-type: none"> • Zone ad alta densità industriale e periferie di grandi agglomerati urbani ad alta densità di impianti di riscaldamento produttori sostanze inquinanti • Zone prossime al mare e comunque esposte a venti marini di entità relativamente forte 	160
IV – Eccezionale	<ul style="list-style-type: none"> • Zone di estensione relativamente modesta, soggette a polveri o fumi industriali che causano depositi particolarmente conduttivi • Zone di estensione relativamente modesta molto vicine a coste marine e battute da venti inquinanti molto forti • Zone desertiche, caratterizzate da assenza di pioggia per lunghi periodi, esposte a tempeste di sabbia e sali, e soggette a intensi fenomeni di condensazione 	(*)

- (1) Nelle zone con inquinamento nullo o leggero una prestazione dell'isolamento inferiore a quella indicata può essere utilizzata in funzione dell'esperienza acquisita in servizio.
- (2) Alcune pratiche agricole quali la fertirrigazione o la combustione dei residui, possono produrre un incremento del livello di inquinamento a causa della dispersione via vento delle particelle inquinanti.
- (3) Le distanze dal mare sono strettamente legate alle caratteristiche topografiche della zona eda alle condizioni di vento più severe.
- (4) (*) per tale livello di inquinamento non viene dato un livello di salinità di tenuta, in quanto risulterebbe più elevato del massimo valore ottenibile in prove di salinità in laboratorio. Si rammenta inoltre che l'utilizzo di catene di isolatori antisale di lunghezze superiori a quelle indicate nelle tabelle di unificazione (criteri per la scelta del numero e del tipo degli isolatori) implicherebbe una linea di fuga specifica superiore a 33 mm/kV fase-fase oltre la quale interviene una non linearità nel comportamento in ambiente inquinato.



Il numero degli elementi può essere aumentato fino a 21 (sempre per ciò che riguarda gli armamenti VSS) coprendo così quasi completamente le zone ad inquinamento "pesante". In casi eccezionali si potranno adottare soluzioni che permettono l'impiego fino a 25 isolatori "antisale" da montare su speciali sostegni detti a "isolamento rinforzato". Con tale soluzione, se adottata in zona ad inquinamento eccezionale, si dovrà comunque ricorrere ad accorgimenti particolari quali lavaggi periodici, ingrassaggio, ecc.

Le considerazioni fin qui esposte vanno pertanto integrate con l'osservazione che gli armamenti di sospensione diversi da VSS hanno prestazioni minori a parità di isolatori. E precisamente:

- gli armamenti VDD, LSS, LDS presentano prestazioni inferiori di mezzo gradino della scala di salinità
- gli armamenti LSD, LDD (di impiego molto eccezionale) presentano prestazioni di inferiori di 1 gradino della scala di salinità.
- gli armamenti di amarro, invece, presentano le stesse prestazioni dei VSS.

Tenendo presente, d'altra parte, il carattere probabilistico del fenomeno della scarica superficiale, la riduzione complessiva dei margini di sicurezza sull'intera linea potrà essere trascurata se gli armamenti indicati sono relativamente pochi rispetto ai VSS (per esempio 1 su 10). Diversamente se ne terrà conto nello stabilire la soluzione prescelta (ad esempio si passerà agli "antisale" prima di quanto si sarebbe fatto in presenza dei soli armamenti VSS).

Le caratteristiche della zona interessata dall'elettrodotto in esame sono di inquinamento atmosferico medio e quindi si è scelta la soluzione dei 21 isolatori (passo 146) tipo J1/3 (normale) per tutti gli armamenti in sospensione e quella dei 18 isolatori (passo 170) tipo J1/4 (normale) per gli armamenti in amarro.

8.9 Morsetteria ed armamenti

Gli elementi di morsetteria per linee a 380 kV sono stati dimensionati in modo da poter sopportare gli sforzi massimi trasmessi dai conduttori al sostegno.

A seconda dell'impiego previsto sono stati individuati diversi carichi di rottura per gli elementi di morsetteria che compongono gli armamenti in sospensione:

- 120 kN utilizzato per le morse di sospensione.
- 210 kN utilizzato per i rami semplici degli armamenti di sospensione e dispositivo di amarro di un singolo conduttore.
- 360 kN utilizzato nei rami doppi degli armamenti di sospensione.

Le morse di amarro sono invece state dimensionate in base al carico di rottura del conduttore.

Per equipaggiamento si intende il complesso degli elementi di morsetteria che collegano le morse di sospensione o di amarro agli isolatori e questi ultimi al sostegno.

Per le linee a 380 kV si distinguono i tipi di equipaggiamento riportati nella tabella seguente.

EQUIPAGGIAMENTO	TIPO	CARICO DI ROTTURA [kN]		SIGLA
		Ramo 1	ramo 2	
a "V" semplice	380/1	210	210	VSS
a "V" doppio	380/2	360	360	VDD
a "L" semplice-	380/3	210	210	LSS
a "L" semplice-doppio	380/4	210	360	LSD
a "L" doppio-semplce	380/5	360	210	LDS
a "L" doppio	380/6	360	360	LDD
triplo per amarro	385/1	3 x 210		TA
doppio per amarro	387/2	2 x 120		DA
ad "I" per richiamo collo morto	392/1	30		IR

La scelta degli equipaggiamenti viene effettuata, per ogni singolo sostegno, fra quelli disponibili nel progetto unificato, in funzione delle azioni (trasversale, verticale e longitudinale) determinate dal tiro dei conduttori e dalle caratteristiche di impiego del sostegno esaminato (campata media, dislivello a monte e a valle, ed angolo di deviazione).

8.10 Fondazioni

Ciascun sostegno è dotato di quattro piedi e delle relative fondazioni.

La fondazione è la struttura interrata atta a trasferire i carichi strutturali (compressione e trazione) dal sostegno al sottosuolo.

Le fondazioni unificate sono utilizzabili su terreni normali, di buona o media consistenza.

Ciascun piedino di fondazione è composto di tre parti:

1. un blocco di calcestruzzo armato costituito da una base, che appoggia sul fondo dello scavo, formata da una serie di platee (parallelepipedi a pianta quadrata) sovrapposte; detta base è simmetrica rispetto al proprio asse verticale;
2. un colonnino a sezione circolare, inclinato secondo la pendenza del montante del sostegno;
3. un "moncone" annegato nel calcestruzzo al momento del getto, collegato al montante del "piede" del sostegno. Il moncone è costituito da un angolare, completo di squadrette di ritenuta, che si collega con il montante del piede del sostegno mediante un giunto a sovrapposizione. I monconi sono raggruppati in tipi, caratterizzati dalla dimensione dell'angolare, ciascuno articolato in un certo numero di lunghezze.

Dal punto di vista del calcolo dimensionale è stata seguita la normativa di riferimento per le opere in cemento armato di seguito elencata:

- D.M. Infrastrutture e Trasporti 14 settembre 2005 n. 159 "Norme tecniche per le costruzioni";
- D.M. 9 gennaio 1996, "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche";
- D.M. 14 febbraio 1992: "Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche";
- Decreto Interministeriale 16 Gennaio 1996: "Norme tecniche relative ai "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".

Sono inoltre osservate le prescrizioni della normativa specifica per elettrodotti, costituita dal D.M. 21/3/1988; in particolare per la verifica a strappamento delle fondazioni, viene considerato anche il contributo del terreno circostante come previsto dall'articolo 2.5.06 dello stesso D.M. 21/3/1988.

L'articolo 2.5.08 dello stesso D.M., prescrive che le fondazioni verificate sulla base degli articoli sopramenzionati, siano idonee ad essere impiegate anche nelle zone sismiche per qualunque grado di sismicità.

I sostegni utilizzati sono tuttavia stati verificati anche secondo le disposizioni date dal D.M. 9/01/96 (Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche)

L'abbinamento tra ciascun sostegno e la relativa fondazione è determinato nel progetto unificato mediante le "Tabelle delle corrispondenze" che sono le seguenti:

- Tabella delle corrispondenze tra sostegni, monconi e fondazioni;
- Tabella delle corrispondenze tra fondazioni ed armature colonnino

Con la prima tabella si definisce il tipo di fondazione corrispondente al sostegno impiegato mentre con la seconda si individua la dimensione ed armatura del colonnino corrispondente.

Come già detto le fondazioni unificate sono utilizzabili solo su terreni normali di buona e media consistenza, pertanto le fondazioni per sostegni posizionati su terreni con scarse caratteristiche geomeccaniche, su terreni instabili o su terreni allagabili sono oggetto di indagini geologiche e sondaggi mirati, sulla base dei quali vengono, di volta in volta, progettate ad hoc.

In fase di progetto esecutivo saranno comunque effettuate le verifiche ai sensi del DM 17 gennaio 2018.

8.11 Messe a terra dei sostegni

Per ogni sostegno, in funzione della resistività del terreno misurata in sito, viene scelto, in base alle indicazioni riportate nel Progetto Unificato, anche il tipo di messa a terra da utilizzare.

Il Progetto Unificato ne prevede di 6 tipi, adatti ad ogni tipo di terreno.

8.12 Caratteristiche dei componenti

Si rimanda alla consultazione dell'elaborato OWFRMN_V2-SC4-19 "Caratteristiche linea elettrica area 380 kV".

8.13 Rumore

La produzione di rumore da parte di un elettrodotto in esercizio è dovuta essenzialmente a due fenomeni fisici: il vento e l'effetto corona. Il vento, se particolarmente intenso, può provocare il "fischio" dei conduttori, fenomeno peraltro locale e di modesta entità. L'effetto corona, invece, è responsabile del leggero ronzio che viene talvolta percepito nelle immediate vicinanze dell'elettrodotto.

Per quanto riguarda l'emissione acustica di una linea a 380 kV di configurazione standard, misure sperimentali effettuate in condizioni controllate, alla distanza di 15 m dal conduttore più esterno, in condizioni di simulazione di pioggia, hanno fornito valori pari a 40 dB(A).

Occorre rilevare che il rumore si attenua con la distanza in ragione di 3 dB(A) al raddoppiare della distanza stessa e che, a detta attenuazione, va aggiunta quella provocata dalla vegetazione e/o dai manufatti. In queste condizioni, tenendo conto dell'attenuazione con la distanza, si riconosce che già a poche decine di metri dalla linea risultano rispettati anche i limiti più severi tra quelli di cui al D.P.C.M. marzo 1991, e alla Legge quadro sull'inquinamento acustico (Legge n. 447 del 26/10/1995).

Confrontando i valori acustici relativi alla rumorosità di alcuni ambienti tipici (rurale, residenziale senza strade di comunicazione, suburbano con traffico, urbano con traffico) si constata che tale rumorosità ambientale è dello stesso ordine di grandezza, quando non superiore, dei valori indicati per una linea a 380 kV. Considerazioni analoghe valgono per il rumore di origine eolica.

Per una corretta analisi dell'esposizione della popolazione al rumore prodotto dall'elettrodotto in fase di esercizio, si deve infine tenere conto del fatto che il livello del fenomeno è sempre modesto e che l'intensità

massima è legata a cattive condizioni meteorologiche (vento forte e pioggia battente) alle quali corrispondono una minore propensione della popolazione alla vita all'aperto e l'aumento del naturale rumore di fondo (sibilo del vento, scroscio della pioggia, tuoni). Fattori, questi ultimi, che riducono sia la percezione del fenomeno che il numero delle persone interessate.

9 NUOVO STALLO NELLA STAZIONE TERNA

Lo stallo 380 kV da realizzare nella stazione elettrica esistente "San Martino in Venti", impianto di rete per la connessione, prevede l'ampliamento della stazione esistente nella parte nord-ovest.

In particolare si realizzeranno l'ampliamento del piazzale di stazione esistente, il prolungamento del doppio sistema di sbarre a 380 kV esistente, e l'interramento mediante posa di una terna cavi AT dell'ultima campata della linea elettrica aerea a 132 kV "San Martino-Gambettola" in ingresso alla stazione elettrica 380 kV di "San Martino in Venti".

Lo stallo AT 380 kV sarà costituito dalle seguenti apparecchiature AT:

- N.1 Portale tipo h=21 m;
- N.1 interruttore;
- N.1 Sezionatore orizzontale con lame di terra;
- N.2 Sezionatore verticale;
- N.3 TA ad alta affidabilità incrementata;
- N.3 TVC;
- N.2 Bobina di sbarramento onda convogliata (BOC).

9.1.1 Caratteristiche tecniche

Per la sezione 380 kV è previsto un livello di isolamento di 1425 kVP a impulso atmosferico e di 1050 kVP a impulso di manovra, con distanze minime di isolamento in aria fase-terra di 340 cm e fase-fase di 360 cm.

La protezione dell'isolamento delle apparecchiature degli stalli linea, ad interruttore aperto, deve essere assicurata dagli spinterometri montati sulle catene di amarro delle linee nel portale della stazione, caratterizzati da una tensione di scarica 50% ad impulso atmosferico pari a 1050 kVP.

Per la sezione 132kV è previsto un unico livello di isolamento esterno di 750 kVP a impulso atmosferico e di 325 kVP a f.i. con distanze minime di isolamento in aria fase-terra e fase-fase di 150 cm.

La protezione dell'isolamento delle apparecchiature degli stalli linea, ad interruttore aperto, deve essere assicurata dagli spinterometri montati sulle catene di amarro delle linee nel portale della stazione.

9.1.2 Correnti di corto-circuito e correnti termiche nominali

L'impianto viene progettato in modo da sopportare in sicurezza le sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti da correnti di corto circuito, in conformità a quanto indicato nella Norma CEI 99-2.

Per la sezione a 380 kV il livello di corrente di corto circuito trifase previsto è di 63 kA.

Le correnti termiche nominali previste sono:

- 4000 A per sistema di sbarre;
- 3150 A per stallo linea e sistema di parallelo sbarre.

Per la sezione 132-kV il livello di corrente di corto circuito trifase previsto sarà scelto fra i valori da 31,5 kA a 40 kA.

Le correnti di regime previste sono:

- 2000 A per sistema di sbarre e parallelo sbarre;
- 1250 A per stallo linea.

9.1.3 Principali apparecchiature AT

Come descritto nei paragrafi precedenti, le principali apparecchiature in alta tensione (150 e 380 kV) costituenti il nuovo impianto sono interruttori, sezionatori per connessione delle sbarre AT, sezionatori sulla partenza linee con lame di terra, scaricatori di sovratensione ad ossido metallico a protezione degli autotrasformatori, trasformatori di tensione e di corrente per misure e protezioni, bobine ad onde convogliate per la trasmissione dei segnali, sostegni portale per l'amarro linee, trasformatori ed autotrasformatori di potenza (MT/AT e AT/AAT).

Le distanze progettuali principali adottate sono indicate in tabella 6.

9.1.4 Caratteristiche elettriche

Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale	380 kV
Potenza nominale	1000 MVA
Intensità di corrente nominale (limite termico)	2610 A

9.1.5 Interramento dell'ultima campata della linea aerea 132 kV "Gambettola-San Martino"

Per la realizzazione dell'ampliamento della sezione a 380 kV della stazione elettrica di "San Martino in Venti" e dello stallo di arrivo a 380 kV è necessario, come indicato dal gestore della rete Terna, l'interramento dell'ultima campata della linea elettrica aerea a 132 kV "San Martino-Gambettola" in ingresso alla stazione elettrica 380 kV di "San Martino in Venti".

L'interramento avverrà mediante la posa di una terna cavi a 150 kV di sezione pari a 1600 mm² con conduttore in alluminio ed isolante estruso; sarà pertanto realizzato un breve tracciato di circa 230 m interno alla nuova recinzione dell'ampliamento previsto nella stazione elettrica di "San Martino in Venti".

La linea aerea esistente verrà attestata e ritesata su un nuovo palo gatto da realizzare nell'ampliamento della stazione e da qui il collegamento elettrico procederà attraverso il nuovo tratto in cavo interrato fino allo stallo predisposto da Terna.

10 TERRE E ROCCE DA SCAVO

In ottemperanza delle normativa vigente in fase di progettazione esecutiva, verrà predisposto idoneo "Piano di Gestione delle Terre e Rocce da Scavo" nel quale verranno descritti le modalità di gestione delle stesse in fase di realizzazione.

In particolare, il suddetto Piano di Gestione sarà così articolato:

a) Studio preliminare. Ovvero una verifica diretta in campo e documentale presso Comuni, Provincia e Regione, volta al reperimento di dati storici che consentano una valutazione a priori della possibile presenza di contaminazione nell'area interessata dagli elettrodotti.

b) Piano di indagine. In funzione del posizionamento definitivo dei sostegni e delle profondità previste per gli scavi di fondazione, conseguenti alle verifiche geotecniche e alla definizione del progetto esecutivo degli elettrodotti, facendo riferimento alle risultanze dello studio preliminare di cui al punto precedente, verrà predisposto un Piano di Indagine nel quale saranno definite le quantità, la posizione, la qualità dei prelievi e delle analisi da eseguire e dei parametri da ricercare.

c) Indagini. Preliminarmente all'avvio del cantiere di costruzione degli elettrodotti saranno eseguiti, nei punti definiti dal Piano di indagine, i prelievi dei campioni, le analisi chimiche finalizzate alla determinazione del codice CER e alla classificazione del terreno e la determinazione della destinazione finale del terreno (ovvero il riutilizzo in sito, qualora possibile, o lo smaltimento in discarica autorizzata).

In questa fase di progettazione è stato svolto lo studio preliminare riportato nel documento OWFRMN_V2- SC3-13 "Piano preliminare di utilizzo in sito del materiale di scavo".

11 CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI

Si rimanda alla relazione tecnica specifica OWFRMN_V2-SC2-02-3 "Relazione campo elettrico e elettromagnetico e calcolo delle DPA".

12 AREE IMPEGNATE DALLE OPERE DI CONNESSIONE

In merito all'attraversamento di aree da parte dell'elettrodotto di collegamento alla RTN, si possono individuare, con riferimento al Testo Unico 327/01, le **aree impegnate**, cioè le aree necessarie per la sicurezza dell'esercizio e manutenzione dell'elettrodotto:

- 25 m dall'asse linea per elettrodotti aerei a 380 kV
- 4 m dall'asse linea per elettrodotti in cavo interrato a 380 kV

Il vincolo preordinato all'esproprio sarà invece apposto sulle "aree potenzialmente impegnate" (previste dalla L. 239/04), equivalenti alle "zone di rispetto" di cui all'articolo 52 quater, comma 6, dello stesso testo unico (come integrato dal Decreto Legislativo 27 dicembre 2004, n. 330), all'interno delle quali poter inserire eventuali modeste varianti al tracciato dell'elettrodotto senza che le stesse comportino la necessità di nuove autorizzazioni.

L'estensione delle zone di rispetto nel caso in specie sarà:

- 50 m dall'asse linea per elettrodotti aerei a 380 kV
- 10 m dall'asse linea per elettrodotti in cavo interrato a 380 kV

La planimetria catastale 1:2 000 documento OWFRMN_V2-SC4-10 riporta l'asse indicativo del tracciato e un'ipotesi di posizionamento preliminare dei sostegni e la fascia delle aree potenzialmente impegnate sulle quali sarà apposto il vincolo preordinato all'esproprio. In fase di progetto esecutivo dell'opera si procederà alla delimitazione delle aree effettivamente impegnate dalla stessa con conseguente riduzione delle porzioni di territorio soggette a vincolo preordinato all'esproprio e servitù.

L'elenco delle particelle catastali interessate dall'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, con l'indicazione dei nominativi dei proprietari come da risultanze catastali, è riportato nel documento OWFRMN_V2-SC2-11 "Piano Particellare di esproprio (elenco ditte)".

13 FASCE DI RISPETTO

Per "fasce di rispetto" si intendono quelle definite dalla Legge 22 febbraio 2001 n° 36, all'interno delle quali non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003.

Tale DPCM prevede (art. 6 comma 2) che l'APAT, sentite le ARPA, definisca la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto con l'approvazione del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Con Decreto 29 maggio 2008 (pubblicato in G.U. n. 156 del 05/07/2008 – Supplemento Ordinario n. 160) il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha approvato la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti.

Si veda la relazione OWFRMN_V2-SC2-02-3 "Relazione campo elettrico e elettromagnetico e calcolo delle DPA".

14 SICUREZZA NEI CANTIERI

I lavori si svolgeranno in ossequio alla normativa del D.Lgs. 81/08 e s.m.i.. Pertanto, in fase di progettazione la Società proponente provvederà a nominare un Coordinatore per la sicurezza in fase di progettazione, abilitato ai sensi della predetta normativa, che redigerà il Piano di Sicurezza e Coordinamento. Successivamente, in fase di realizzazione dell'opera, sarà nominato un Coordinatore per la esecuzione dei lavori, anch'esso abilitato, che vigilerà durante tutta la durata dei lavori sul rispetto da parte delle ditte appaltatrici delle norme di legge in materia di sicurezza e delle disposizioni previste nel Piano di Sicurezza e Coordinamento.

15 CALCOLI ELETTRICI PRELIMINARI

Il presente capitolo ha come oggetto la verifica delle condizioni di funzionamento della centrale eolica offshore "Rimini" ubicata nel mare antistante la costa tra Rimini e Cattolica e costituita da n°51 aerogeneratori della potenza di 6,45 MW ciascuno (per un totale di 330 MW complessivi). La centrale sarà collegata alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) alla Stazione TERNA "San Martino in Venti" ubicata nel comune di Rimini.

Per lo scopo presente è studiata la sezione di impianto rappresentata nello schema elettrico semplificato allegato, 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 380 kV.

La presente relazione comprende i calcoli di load-flow e cortocircuito i cui risultati sono riportati dettagliatamente nel seguito.

15.1 Documenti di riferimento

- [1] CEI EN 60909-0: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti
- [2] 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 2020
- [3] TERNA Allegato A.2 "Guida agli schemi di connessione"
- [4] TERNA Allegato A.3 "Requisiti e caratteristiche di riferimento di stazioni e linee elettriche della RTN"
- [5] TERNA Allegato A.4 "Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV"
- [6] TERNA 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"
- [7] TERNA Allegato A.11 "Criteri generali per la taratura delle protezioni delle reti a tensione uguale o superiore a 110 kV"
- [8] TERNA Allegato A.13 "Criteri di connessione al sistema di controllo di Terna"
- [9] TERNA Allegato A.17 "Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT Sistemi di protezione regolazione e controllo"
- [10] TERNA Allegato A.18 "Verifica della conformità delle unità di generazione alle prescrizioni tecniche del Gestore"

15.2 Riepilogo dei principali dati di input

La RTN al punto di connessione è rappresentata mediante un equivalente a 380 kV implementata a partire dal valore delle correnti di cortocircuito pubblicate da Terna [2]

VALORI DELLE CORRENTI E DELLE POTENZE DI CORTO CIRCUITO NEGLI IMPIANTI DELLA RETE A 380 - 220 - 150 - 132 kV AGGIORNAMENTO APRILE 2021										
Area	Stazione	Codice univoco utente		Tensione kV	Titolare	lcc trifase massima	lcc monofase massima	Pcc massima trifase convenzionale	Pcc minima trifase convenzionale	
		Sezione	Nodo			kA	kA	MVA	MVA	
F	S.MART. XX	SMVFTI3801	SUBNET	1	380	TERNA	17.114	11.631	11264	5006

Tabella 15.1: Estratto dei valori minimi e massimi convenzionali della corrente di cortocircuito al punto di connessione, al livello 380 kV [2]

Max. Values			Min. Values		
Short-Circuit Power Sk''max	11264,	MVA	Short-Circuit Power Sk''min	5006,	MVA
Short-Circuit Current Ik''max	17,11388	kA	Short-Circuit Current Ik''min	7,60583	kA
R/X Ratio (max.)	0,1		R/X Ratio (min.)	0,1	
Impedance Ratio			Impedance Ratio		
Z2/Z1 max.	1,		Z2/Z1 min.	1,	
X0/X1 max.	2,414		X0/X1 min.	2,414	
R0/X0 max.	0,1		R0/X0 min.	0,1	

Figura 15.1- Implementazione dell'equivalente di rete – Potenza di cortocircuito

L'impianto eolico in oggetto è collegato alla RTN alla tensione di 380 °kV. Per elevare la tensione dal livello della distribuzione a 66 °kV, nella stazione di trasformazione offshore sono installati due trasformatori elevatori 380/66°kV della potenza ONAN/ONAF di 180/200°MVA con un impedenza di cortocircuito pari a 13,5%@200 MVA.

The screenshot shows a software interface for configuring a transformer. The main parameters are as follows:

Name	Main TR.200MVA Type
Technology	Three Phase Transformer
Rated Power	200, MVA
Nominal Frequency	50, Hz
Rated Voltage	
HV-Side	380, kV
LV-Side	66, kV
Vector Group	
HV-Side	YN
LV-Side	D
Phase Shift	11, *30deg
Name	YNd11
Positive Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk	13,5 %
Ratio X/R	55,
Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0	12,15 %
Ratio X0/R0	50,

Figura 15.2– Implementazione del trasformatore principale AT/MT – dati di base

The screenshot shows the configuration for a tap changer. The parameters are as follows:

<input checked="" type="checkbox"/> Tap Changer 1	
Type	Ratio/Asym. Phase Shifter
at Side	HV
Additional Voltage per Tap	1,25 %
Phase of du	0, deg
Neutral Position	0
Minimum Position	-12
Maximum Position	12

Figura 15.3– Implementazione del trasformatore principale AT/MT – dati di base

Ogni aerogeneratore dell’impianto consegna la potenza prodotta in bassa tensione a 0.71°kV ed è equipaggiato con un trasformatore di macchina per la connessione al sistema di distribuzione in MT.

Le caratteristiche principali dei trasformatori delle WTG sono riepilogate nella seguente figura.

Name	TR2 WTG 6600kVA Type	
Technology	Three Phase Transformer	
Rated Power	6,6	MVA
Nominal Frequency	50,	Hz
Rated Voltage		Vector Group
HV-Side	66,	kV
LV-Side	0,71	kV
Positive Sequence Impedance		Phase Shift
Short-Circuit Voltage uk	7,	%
Ratio X/R	20,	
Zero Sequence Impedance		Name
Short-Circuit Voltage uk0	6,3	Dyn11
Ratio X0/R0	18,	

Figura 15.4-Trasformatore delle WTG – dati di base

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

Infine, gli aerogeneratori sono collegati tra loro e alle sbarre principali di media tensione mediante una rete di distribuzione MT a 66 kV realizzata mediante cavi sottomarini in rame isolati in XLPE con le caratteristiche riepilogate nella seguente tabella.

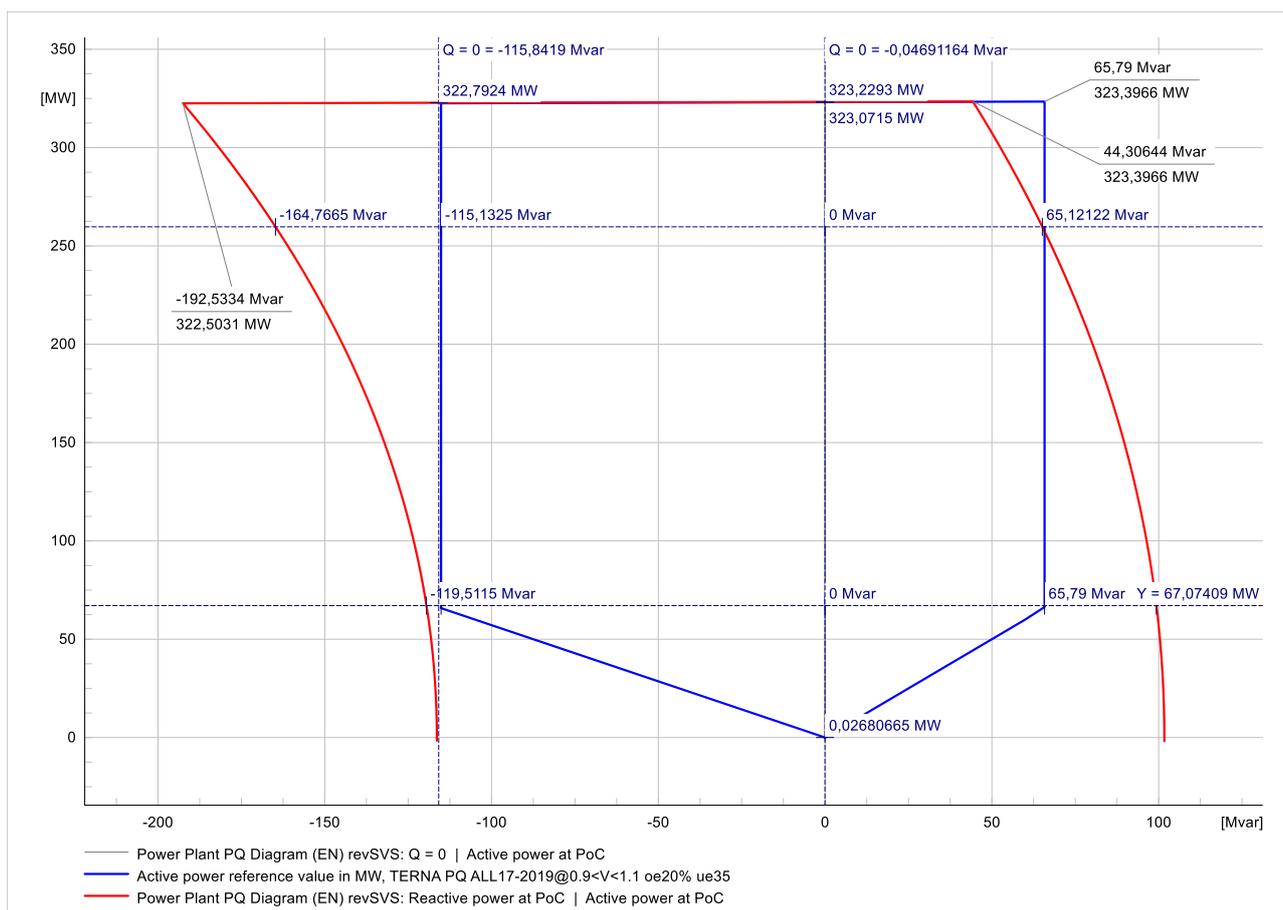
Sez Cu n x [mm ²]	R'(AC,20°C) [Ω/km]	RO'(AC) [Ω/km]	X' [Ω/km]	C' [μF/km]	V [kV]	Frequency [Hz]	Rtd. Current [kA]
3x1 x 95	0.195	0.78	0.138	0.16	66	50	0.3
3x1 x 185	0.1	0.4	0.123	0.2	66	50	0.42
3x1 x 300	0.06	0.24	0.116	0.23	66	50	0.53
3x1 x 400	0.047	0.188	0.111	0.25	55	50	0.59

Figura 15.5: Parametri principali cavi MT

15.3 Calcolo dei flussi di potenza (LOAD-FLOW)

Nel caso di funzionamento con impianto a vuoto ma collegato alla rete e con tensione di rete pari a 1 p.u. della tensione nominale, si dimensiona un banco di reattori di rifasamento in modo da ottenere la compensazione della potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete MT del parco eolico a vuoto. Nel caso in esame, per mantenere la potenza reattiva erogata verso la rete al di sotto del valore di 500 kvar ,sono necessari due reattori di rifasamento della potenza di 122 Mvar ciascuno.

Nella seguente figura, è indicato il risultato del calcolo al variare della potenza attiva prodotta per tensione di rete uguale al valore nominale.



Dalla figura si può notare che la potenza reattiva assorbita dalla rete, può sempre soddisfare i requisiti minimi richiesti: infatti, con gli aerogeneratori che erogano la massima potenza attiva, la massima potenza reattiva assorbita (sottoeccitazione) raggiunge 192,5 Mvar (contro una richiesta di 115,13 Mvar). Al contrario la massima potenza reattiva immessa in rete al punto di consegna (sovraccitazione) può raggiungere al massimo circa 44,3 Mvar (contro una richiesta minima, pari al 20% di Pnd, corrispondente a 65,8 Mvar). Per evitare ciò, una soluzione potrebbe essere quella di frazionare uno dei due reattori di rifasamento, a circa l'80% della potenza nominale (circa 259 MW) in modo da ottenere la copertura della curva come richiesto dalla capability.

15.4 Calcolo delle correnti di cortocircuito

Questa sezione del rapporto si propone di valutare le correnti di cortocircuito oltre a confrontare la potenza nominale dell'impianto con la Potenza di cortocircuito nel punto di connessione.

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 del cosiddetto Short Circuit Ratio (SCR) come misura sintetica dell'adeguatezza del Sistema AT nel punto di connessione.

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 [1] e sulla base delle ipotesi precedentemente riepilogate (assumendo per le macchine configurazioni opportune per questo tipo di analisi). Eventuali possibili aggiustamenti del layout e conseguenti modesti cambiamenti delle lunghezze dei cavi MT non influiscono significativamente sull'ordine di grandezza dei risultati calcolati.

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 per il caso del corto circuito trifase (3ph) i valori delle seguenti grandezze:

S_k = potenza di cortocircuito totale

I''_k = corrente di cortocircuito simmetrica iniziale

I_p = valore di cresta della corrente di cortocircuito

Per la definizione dell'equivalente della rete AT nel punto di connessione vengono utilizzate le correnti di corto circuito convenzionali massime e minime. Le correnti di cortocircuito massime 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. Inoltre, per i generatori si considerano le reattanze sub-transitorie di asse diretto ed il parco di generazione disponibile per l'esercizio è assunto con la massima utilizzazione possibile.

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 assumendo 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").

Ai sensi del documento [2], pubblicato da Terna Rete Italia, "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 2020" l'equivalente di rete risulta definito dalle caratteristiche riassunte nella seguente tabella

		Potenza di cortocircuito [MVA]	Corrente di Cortocircuito [kA]
Valori Massimi	Trifase	11264	17.114
Valori minimi	Trifase	5006	11.631

Tabella 15.2: – Potenza di cortocircuito e correnti di guasto al nodo di connessione

Nelle tabelle seguenti sono riportati i valori delle correnti di guasto nel punto di connessione AT, alla sbarra principale MT ed ai principali nodi della rete MT d'impianto calcolate ai sensi della norma CEI EN 60909 in base alle ipotesi descritte in precedenza (assumendo per il rapporto X/R delle impedenze di cortocircuito dell'equivalente di rete un valore pari a 10 e lo stesso rapporto X0/X1 passando dal calcolo delle correnti massime a quelle minime).

		3ph short-circuit		
CORRENTI MASSIME	Tensione Nominale	Sym I ^k _{rms}	S shc Power s	ip
Nodo della rete	[kV]	[kA]	[MVA]	[kA]
RTN Terminal	380	17,75	11684,08	43,85
Terminal transizione	380	17,62	11597,15	43,54
BB1 66kV (OSS)	66	14,43	1649,87	38,31
BB2 66kV (OSS)	66	14,50	1657,77	38,46
BB3 380 kV (OSS)	380	13,41	8823,75	32,09
wtg bb(01)	66	9,69	1108,17	20,16
wtg bb(02)	66	9,98	1141,07	21,29

CORRENTI MASSIME	Tensione Nominale	3ph short-circuit		
		Sym I ^k rms	S shc Power s	ip
Nodo della rete	[kV]	[kA]	[MVA]	[kA]
wtg bb(03)	66	10,28	1174,64	22,52
wtg bb(04)	66	10,57	1208,81	23,87
wtg bb(05)	66	10,82	1237,17	24,78
wtg bb(06)	66	11,08	1266,21	25,75
wtg bb(07)	66	11,31	1293,13	26,52
wtg bb(08)	66	11,12	1271,47	24,18
wtg bb(09)	66	11,49	1313,17	25,80
wtg bb(10)	66	11,86	1355,70	27,62
wtg bb(11)	66	12,24	1398,86	29,68
wtg bb(12)	66	11,86	1355,70	27,62
wtg bb(13)	66	11,49	1313,17	25,80
wtg bb(14)	66	11,12	1271,47	24,18
wtg bb(15)	66	9,85	1125,80	20,52
wtg bb(16)	66	10,14	1159,71	21,69
wtg bb(17)	66	10,45	1194,35	22,96
wtg bb(18)	66	10,76	1229,61	24,37
wtg bb(19)	66	11,01	1258,93	25,32
wtg bb(20)	66	11,28	1288,99	26,34
wtg bb(21)	66	11,01	1258,98	23,59
wtg bb(22)	66	11,38	1300,43	25,14
wtg bb(23)	66	11,75	1342,79	26,87
wtg bb(24)	66	12,12	1385,89	28,82
wtg bb(25)	66	12,44	1422,49	30,17
wtg bb(26)	66	12,77	1460,14	31,63

CORRENTI MASSIME	Tensione Nominale	3ph short-circuit		
		Sym I ^k rms	S shc Power s	ip
Nodo della rete	[kV]	[kA]	[MVA]	[kA]
wtg bb(27)	66	12,81	1463,84	30,61
wtg bb(28)	66	12,46	1424,77	29,22
wtg bb(29)	66	12,06	1378,63	27,22
wtg bb(30)	66	11,66	1333,44	25,44
wtg bb(31)	66	11,28	1289,38	23,85
wtg bb(32)	66	9,01	1029,66	18,37
wtg bb(33)	66	9,26	1058,53	19,30
wtg bb(34)	66	9,52	1087,97	20,31
wtg bb(35)	66	9,78	1117,93	21,40
wtg bb(36)	66	9,99	1142,44	22,13
wtg bb(37)	66	10,21	1167,48	22,89
wtg bb(38)	66	10,44	1193,07	23,70
wtg bb(39)	66	9,91	1132,91	19,84
wtg bb(40)	66	10,22	1168,59	20,93
wtg bb(41)	66	10,54	1205,27	22,13
wtg bb(42)	66	10,87	1242,89	23,44
wtg bb(43)	66	11,14	1273,71	24,32
wtg bb(44)	66	11,60	1326,30	27,95
wtg bb(45)	66	11,36	1298,61	27,12
wtg bb(46)	66	11,10	1268,91	26,06
wtg bb(47)	66	10,85	1239,88	25,07
wtg bb(48)	66	10,60	1211,53	24,13
wtg bb(49)	66	10,30	1177,47	22,75
wtg bb(50)	66	10,01	1143,96	21,50

		3ph short-circuit		
CORRENTI MASSIME	Tensione Nominale	Sym I ^k rms	S shc Power s	ip
Nodo della rete	[kV]	[kA]	[MVA]	[kA]
wtg bb(51)	66	9,72	1111,10	20,35

		3ph short-circuit		
CORRENTI MINIME	Tensione Nominale	Sym I ^k rms	S shc Power s	ip
Nodo della rete	[kV]	[kA]	[MVA]	[kA]
RTN Terminal	380	7,61	5006,00	18,78
Terminal transizione	380	7,58	4986,99	18,71
BB1 66kV (OSS)	66	9,64	1102,15	25,59
BB2 66kV (OSS)	66	9,64	1102,15	25,59
BB3 380 kV (OSS)	380	6,51	4287,21	15,65
wtg bb(01)	66	6,89	787,70	14,16
wtg bb(02)	66	7,06	807,54	14,89
wtg bb(03)	66	7,24	827,83	15,69
wtg bb(04)	66	7,42	848,50	16,57
wtg bb(05)	66	7,57	865,37	17,17
wtg bb(06)	66	7,72	882,75	17,80
wtg bb(07)	66	7,86	898,82	18,29
wtg bb(08)	66	7,78	888,92	16,84
wtg bb(09)	66	7,98	912,77	17,87
wtg bb(10)	66	8,20	937,00	19,02
wtg bb(11)	66	8,41	961,49	20,32
wtg bb(12)	66	8,20	937,00	19,02

CORRENTI MINIME	Tensione Nominale	3ph short-circuit		
		Sym I ^k rms	S shc Power s	ip
Nodo della rete	[kV]	[kA]	[MVA]	[kA]
wtg bb(13)	66	7,98	912,77	17,87
wtg bb(14)	66	7,78	888,92	16,84
wtg bb(15)	66	6,99	798,70	14,42
wtg bb(16)	66	7,16	819,01	15,17
wtg bb(17)	66	7,35	839,77	16,00
wtg bb(18)	66	7,53	860,90	16,93
wtg bb(19)	66	7,68	878,20	17,54
wtg bb(20)	66	7,84	896,03	18,21
wtg bb(21)	66	7,73	883,29	16,50
wtg bb(22)	66	7,94	907,23	17,48
wtg bb(23)	66	8,15	931,60	18,59
wtg bb(24)	66	8,37	956,29	19,83
wtg bb(25)	66	8,55	976,93	20,67
wtg bb(26)	66	8,73	998,18	21,59
wtg bb(27)	66	8,76	1000,90	20,92
wtg bb(28)	66	8,56	979,08	20,05
wtg bb(29)	66	8,34	952,87	18,78
wtg bb(30)	66	8,11	927,06	17,65
wtg bb(31)	66	7,89	901,77	16,64
wtg bb(32)	66	6,43	734,60	12,89
wtg bb(33)	66	6,58	752,32	13,49
wtg bb(34)	66	6,74	770,46	14,15
wtg bb(35)	66	6,90	788,99	14,87
wtg bb(36)	66	7,03	803,91	15,35

CORRENTI MINIME	Tensione Nominale	3ph short-circuit		
		Sym I ^k rms	S shc Power s	ip
Nodo della rete	[kV]	[kA]	[MVA]	[kA]
wtg bb(37)	66	7,17	819,28	15,86
wtg bb(38)	66	7,31	835,10	16,40
wtg bb(39)	66	7,03	803,28	13,93
wtg bb(40)	66	7,21	824,76	14,63
wtg bb(41)	66	7,41	846,85	15,41
wtg bb(42)	66	7,61	869,50	16,27
wtg bb(43)	66	7,77	887,73	16,84
wtg bb(44)	66	8,00	913,96	19,15
wtg bb(45)	66	7,85	897,54	18,61
wtg bb(46)	66	7,70	879,88	17,93
wtg bb(47)	66	7,55	862,72	17,28
wtg bb(48)	66	7,40	846,04	16,69
wtg bb(49)	66	7,22	825,69	15,79
wtg bb(50)	66	7,05	805,69	14,98
wtg bb(51)	66	6,88	786,10	14,25

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 sintetica relativa della prevalenza della rete nel punto di connessione si può fare riferimento all'indice SCR (Short-Circuit Ratio) definito come:

$$SCR = \frac{S_{cc}}{P_n}$$

Dove S_{cc} è la Potenza di cortocircuito trifase simmetrica del nodo di connessione in AT espressa in MVA e P_n è la potenza nominale dell'impianto di produzione espressa in MW.

Più debole è il sistema (cioè più basso è l'indice SCR) maggiore sarà l'impatto dell'esercizio dell'impianto rinnovabile sulla rete. Normalmente, in letteratura, il rapporto SCR è classificato secondo i seguenti range:

SCR > 10 corrisponde a "RETE FORTE" e SCR > 15 a "RETE MOLTO FORTE" normalmente non comportano alcuna criticità

10 < SCR < 4 corrisponde a "RETE DEBOLE"

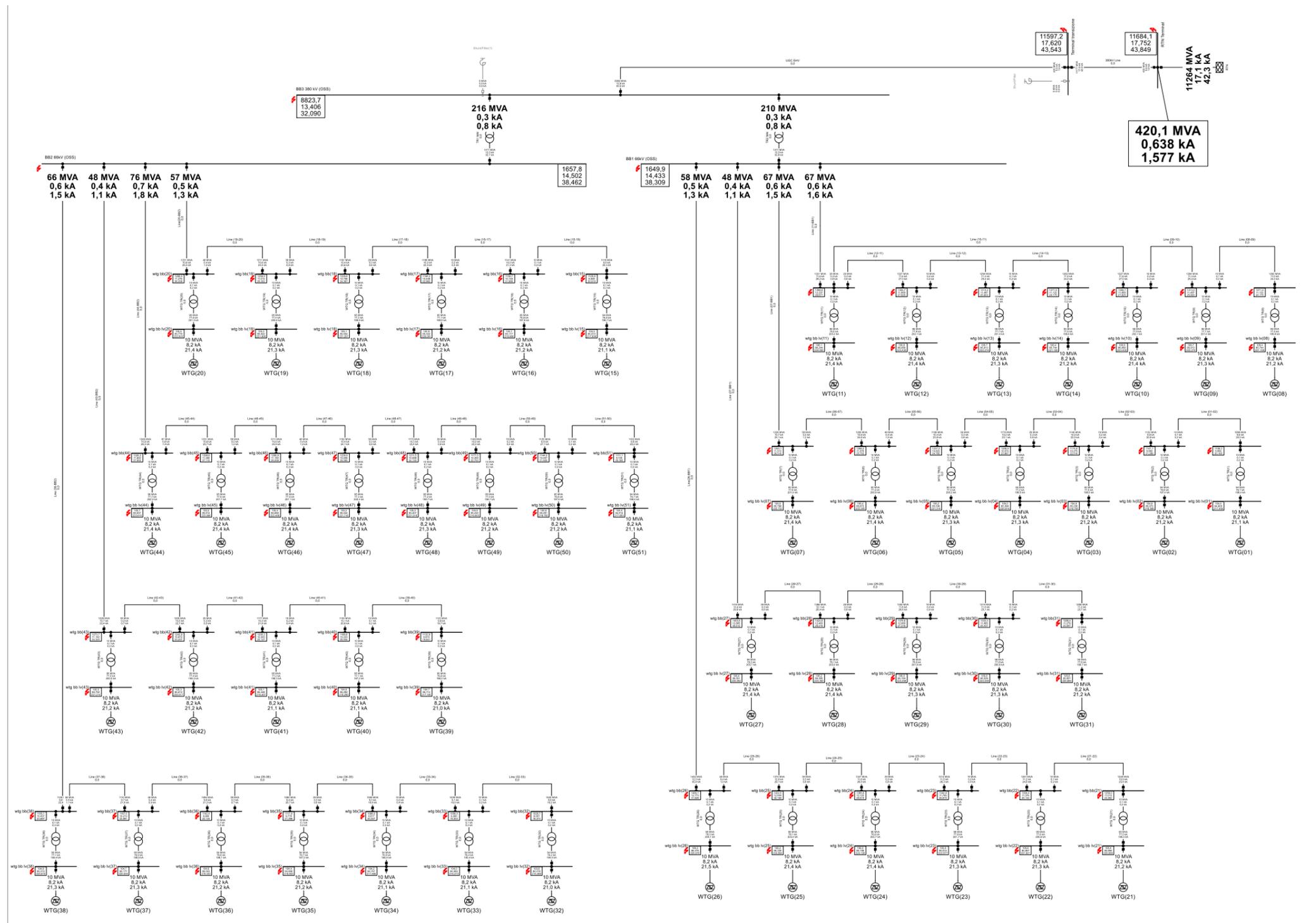
SCR < 4 corrisponde a "RETE MOLTO DEBOLE" in relazione alla potenza dell'impianto da connettere

In base ai valori convenzionali della corrente di cortocircuito e della potenza di cortocircuito della rete rilevante e considerando la potenza nominale dell'impianto eolico (330 MW), con riferimento alle potenze di cortocircuito massima e minima della rete nel punto di connessione, si ottengono i seguenti valori dell'indice SCR che non implicano alcuna criticità:

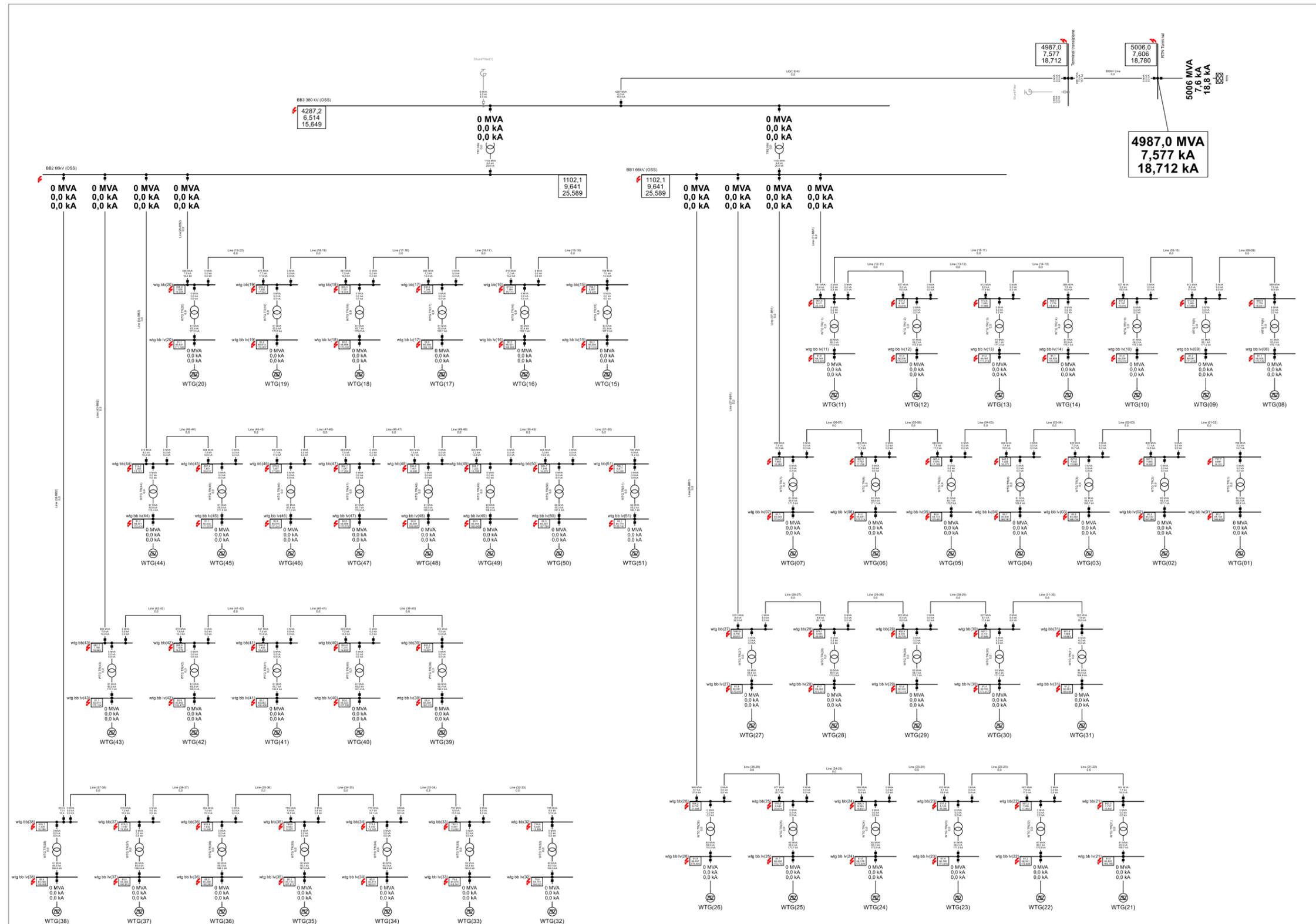
Prevalenza della rete	Indice SCR
Massimo	34
Minimo	15

Tabella 15.3: – Parametro SCR – valori massimo e minimo

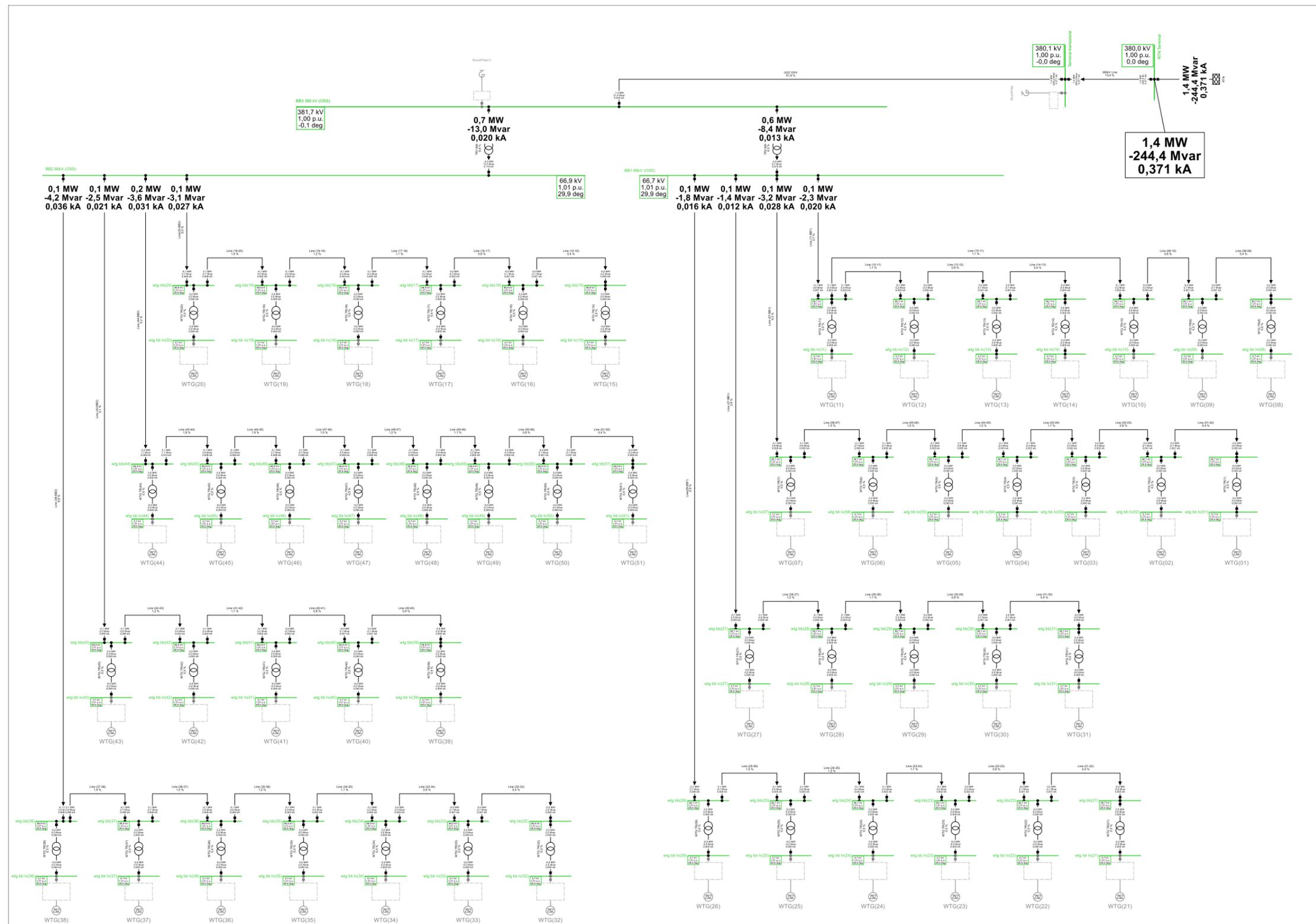
La potenza di corto circuito della rete nel punto di connessione risulta certamente adeguata alla taglia nominale dell'impianto rinnovabile, anche considerando la contemporanea presenza di altri impianti di taglia analoga, che condividano la stessa soluzione di connessione.



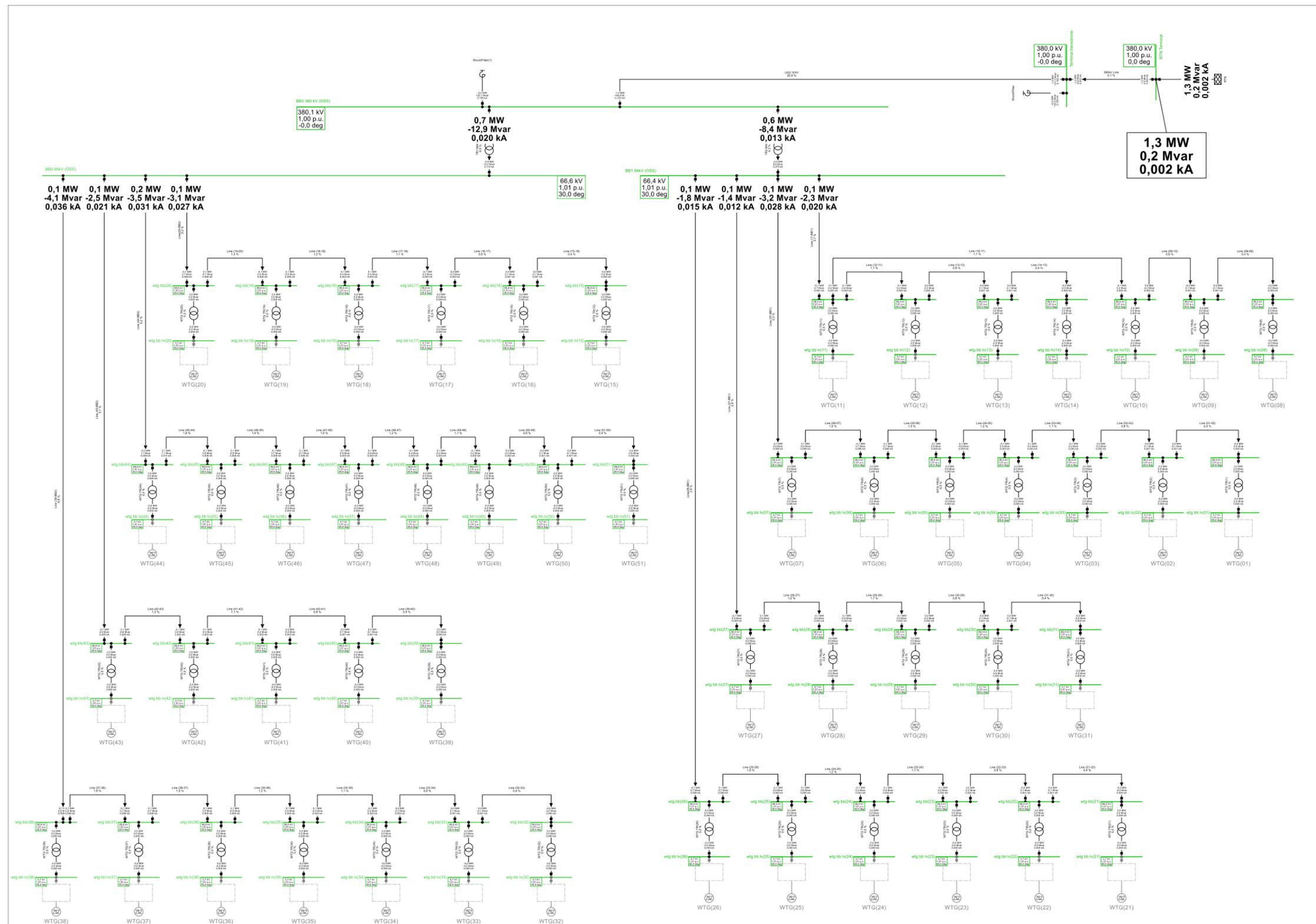
Cortocircuito trifase – Correnti massime



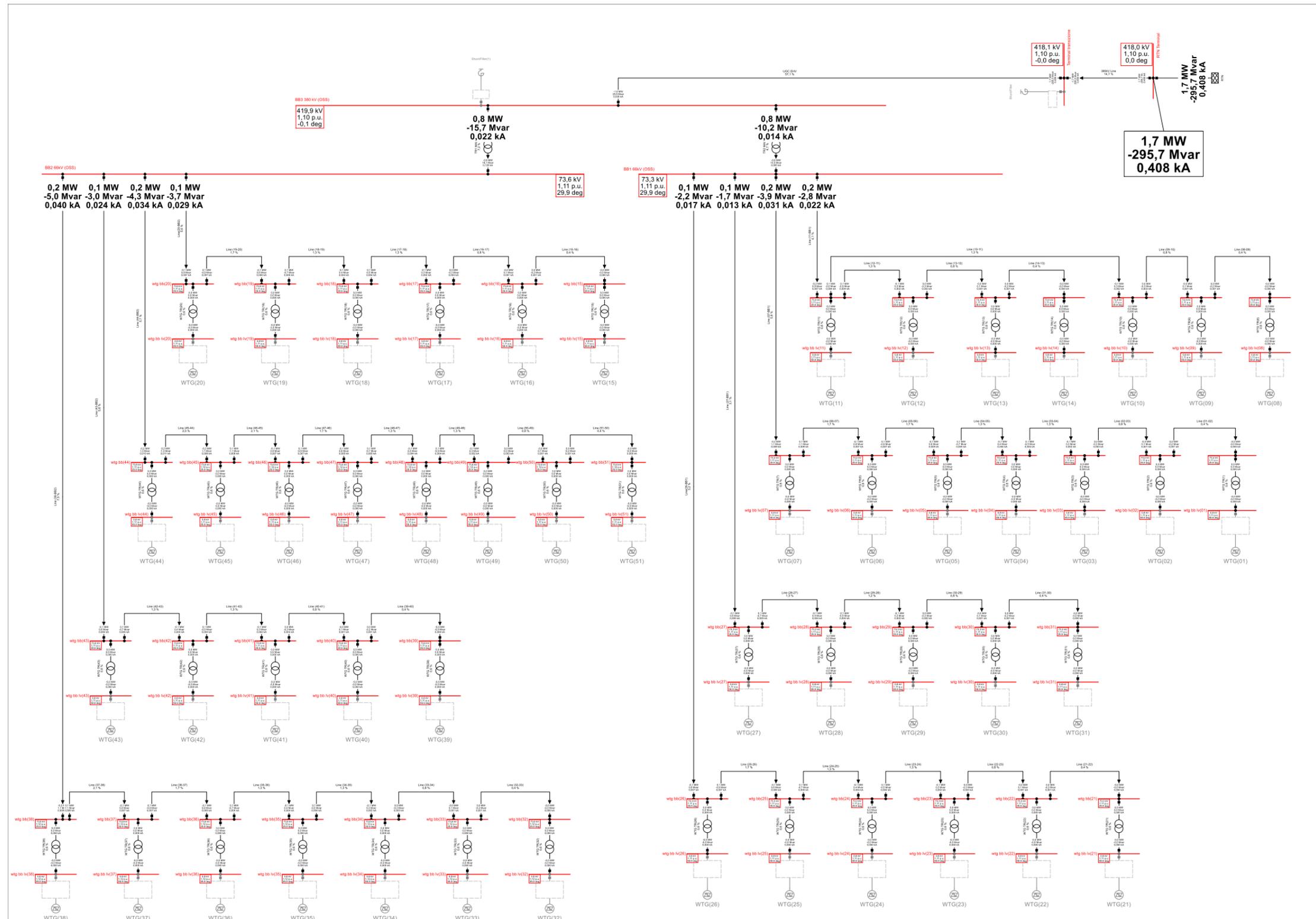
Cortocircuito trifase – Correnti minime



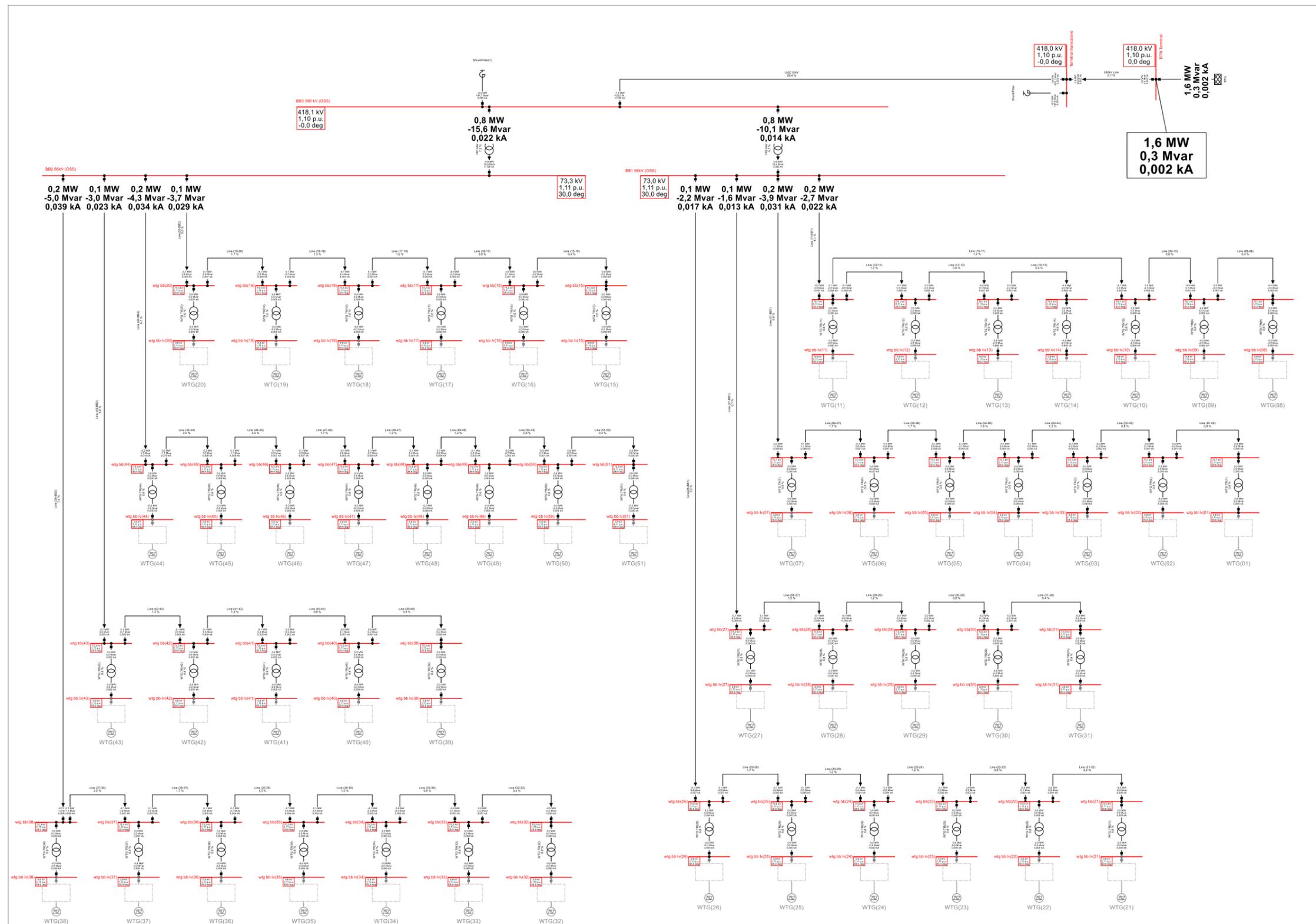
Load flow con impianto a vuoto (no shunt-reactor) e tensione di rete pari a 1 p.u. della tensione nominale.



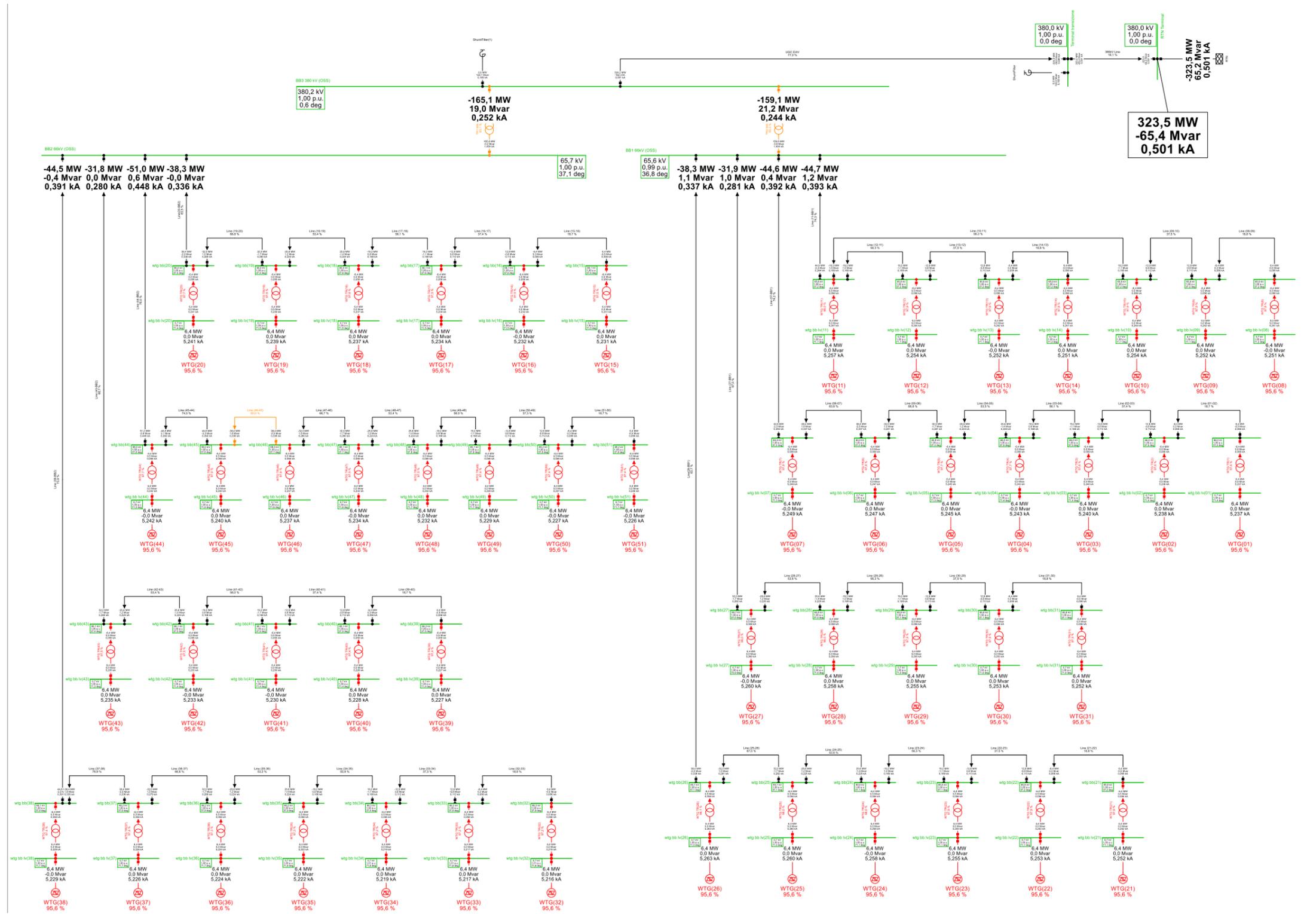
Load flow con impianto a vuoto (con shunt reactor) e tensione di rete pari a 1 p.u. della tensione nominale.



Load flow con impianto a vuoto (no shunt-reactor) e tensione di rete pari a 1.1 p.u. della tensione nominale.



Load flow con impianto a vuoto (con shunt-reactor) e tensione di rete pari a 1.1 p.u. della tensione nominale.



Load flow con impianto alla potenza nominale e tensione di rete pari a 1 p.u. della tensione nominale.