

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: EN

# IMPIANTO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE PRESENZANO INFERIORE

Presenzano (CE)  
42,678 MWdc – 35,640 MWac

Progetto definitivo per autorizzazione

## RELAZIONE DI CALCOLO OPERE ELETTRICHE



File: GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.035.00-RELAZIONE DI CALCOLO OPERE ELETTRICHE.docx

| REV. | DATE       | DESCRIPTION     | PREPARED      | VERIFIED    | APPROVED      |
|------|------------|-----------------|---------------|-------------|---------------|
| 00   | 04/03/2024 | Prima Emissione | D. Stangalino | M. Iaquinta | D. Stangalino |

### GRE VALIDATION

|               |             |              |
|---------------|-------------|--------------|
| COLLABORATORS | VERIFIED BY | VALIDATED BY |
|---------------|-------------|--------------|

PROJECT / PLANT

### GRE CODE

| GROUP | FUNCTION | TYPE | ISSUER | COUNTRY | TEC | PLANT    | SYSTEM | PROGRESSIVE | REVISION |
|-------|----------|------|--------|---------|-----|----------|--------|-------------|----------|
| GRE   | EEC      | R    | 27     | IT      | P   | 14456000 | 03     | 500         | 00       |

CLASSIFICATION PUBLIC

UTILIZATION SCOPE Progetto definitivo per autorizzazione



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

**GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.035.00**

PAGE

2 di/of 15

## INDEX

|   |    |
|---|----|
| 1. INTRODUZIONE .....   | 3  |
| 2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....   | 3  |
| 3. IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....  | 3  |
| 4. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI BASSA TENSIONE .....                             | 4  |
| 4.1. CRITERI DI DIMENSIONAMENTO .....   | 4  |
| 4.1.1. Generalità.....  | 4  |
| 4.1.2. Valori ammissibili della caduta di tensione .....                        | 4  |
| 4.1.3. Tipi di installazione .....  | 4  |
| 4.1.4. Calcolo della portata .....  | 5  |
| 4.2. COEFFICIENTI DI CORREZIONE DELLA PORTATA .....                             | 5  |
| 4.2.1. Coefficiente k1 di correzione della temperatura ambiente .....           | 5  |
| 4.2.2. Coefficiente k2 di correzione per resistività del terreno .....          | 5  |
| 4.2.3. Coefficiente k3 di correzione per profondità di posa.....                | 6  |
| 4.2.4. Coefficiente k4 di correzione per presenza di conduttori adiacenti ..... | 6  |
| 4.3. DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE.....   | 6  |
| 4.3.1. Scelta delle tensioni di isolamento .....                                | 6  |
| 4.3.2. Dimensionamento in funzione della portata.....                           | 6  |
| 4.3.3. Verifica della massima caduta di tensione .....                          | 7  |
| 4.3.4. Verifica della protezione contro le sovracorrenti.....                   | 7  |
| 4.3.5. Protezione contro i sovraccarichi.....                                   | 7  |
| 4.3.6. Protezione contro i corto circuiti .....                                 | 8  |
| 4.3.7. Protezione contro i contatti indiretti .....                             | 8  |
| 4.3.8. Tipologia di cavi utilizzati .....                                       | 9  |
| 5. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE.....                              | 9  |
| 5.1. LINEA DI COLLEGAMENTO TRASFORMATORI ELEVATORI .....                        | 9  |
| 5.2. LINEA DI COLLEGAMENTO TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI .....                | 10 |
| 5.3. LINEE IN CAVO MT DI COLLEGAMENTO ALLA SOTTOSTAZIONE.....                   | 11 |
| 5.4. LINEA IN CAVO MT DI COLLEGATO AL TRASFORMATORE ELEVATORE .....             | 12 |
| 6. DIMENSIONAMENTO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE.....                             | 12 |
| 7. DIMENSIONAMENTO DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO AT .....                           | 13 |
| 8. CORTO CIRCUITO DI FASE .....   | 14 |
| 9. GUASTI A TERRA .....   | 14 |
| 10. VALUTAZIONE DELLA CADUTA DI TENSIONE .....                                  | 15 |
| 11. VALUTAZIONE DELLE PERDITE .....   | 15 |
| 12. ALLEGATI .....  | 15 |

## 1. INTRODUZIONE

Lo scopo della presente relazione tecnica è quello di descrivere i criteri di dimensionamento dei componenti l'impianto fotovoltaico flottante che sarà installato sul bacino della centrale idroelettrica di Presenzano (CE).

L'impianto sarà connesso alla rete in alta tensione di RTN, attraverso la sottostazione esistente a 220 kV, all'interno della quale sarà allestito un nuovo stallo AT.

## 2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Nella stesura della presente relazione tecnica, sono state seguite le prescrizioni indicate e applicabili al caso specifico dalle seguenti norme:

- ✓ Guida CEI 0-2 II Ed. 2002, "Guida per la definizione della documentazione di progetto per gli Impianti Elettrici".
- ✓ Norma CEI EN 61936-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni".
- ✓ Norma CEI EN 50522, "Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a".
- ✓ Norma CEI 11-17, "Linee in cavo".
- ✓ Norma IEC 62271-200, "A.C. metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV".
- ✓ Norma CEI 64-8, "Impianti elettrici utilizzatori".
- ✓ Norma CEI EN 60076, "Trasformatori di potenza".
- ✓ Norma 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".
- ✓ Codice di rete Terna e suoi allegati

## 3. IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico può essere suddiviso in due principali sezioni funzionali:

1. la sezione di produzione dell'energia elettrica, comprendente i moduli fotovoltaici (fissati su strutture galleggianti) e le apparecchiature elettriche di bassa e media tensione;
2. la connessione alla rete elettrica di alta tensione, realizzata tramite la costruzione di una nuova sottostazione utente e del relativo cavo in alta tensione di collegamento alla stazione Terna.

I principali componenti l'impianto sono:

- moduli fotovoltaici
- quadri di primo parallelo
- inverter di stringa
- quadri generale di bassa tensione
- trasformatori
- quadro di media tensione delle cabine di raccolta
- cavi di media tensione
- quadro di media tensione della sottostazione
- sottostazione AT
- elettrodotto di alta tensione

Il generatore fotovoltaico si compone di 64664 pannelli, ciascuno di potenza elettrica di picco in condizioni standard pari a 660 Wp, per una potenza complessiva pari a 42678 kWp lato campo fotovoltaico.

#### **4. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI BASSA TENSIONE**

I cavi di bassa tensione in corrente continua presenti sull'impianto sono:

- Cavi di collegamento dai pannelli fotovoltaici ai quadri di primo parallelo
- Cavi di collegamento dai quadri di primo parallelo agli inverter di stringa

I cavi di bassa tensione in corrente alternata presenti sull'impianto sono:

- Cavi di collegamento da inverter di stringa a QGBT
- Cavi di collegamento da QGBT a trasformatore elevatore
- Cavi di collegamento da trasformatore servizi ausiliari a QSG
- Cavi dei servizi ausiliari

I cavi di collegamento da inverter di stringa ai quadri QGBT saranno posati su passerelle installate su zattere galleggianti, all'interno di tubi corrugati fissati al coronamento del bacino e in tubi interrati.

Tutti gli altri cavi sono posati in passerelle in aria libera o in tubazioni a parete.

#### **4.1. CRITERI DI DIMENSIONAMENTO**

##### **4.1.1. GENERALITÀ**

Per il dimensionamento dei cavi di bassa tensione è stata utilizzata la corrente di impiego della conduttura, come di seguito indicato:

- ✓ Cavi di collegamento ai quadri di distribuzione: 100% della corrente nominale del trasformatore di alimentazione
- ✓ Cavi di collegamento ai quadri di sottodistribuzione: 100% della corrente di assorbimento nelle condizioni nominali di esercizio
- ✓ Cavi di alimentazione motori: 100% della corrente nominale e di avviamento dei motori
- ✓ Cavi di alimentazione utenze statiche: 100% della corrente nominale dell'utenza

##### **4.1.2. VALORI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE**

La massima caduta di tensione ammissibile riferita alla tensione nominale di funzionamento della conduttura sarà la seguente:

- |  |     |
|--|-----|
| ✓ alimentazione quadri e sotto quadri di distribuzione | 2%  |
| ✓ alimentazione motori a regime                        | 4%  |
| ✓ alimentazione motori all'avviamento                  | 15% |
| ✓ alimentazione utilizzatori finali                    | 4%  |

I valori indicati per gli utilizzatori finali sono valori complessivi a partire dalla sorgente di alimentazione.

##### **4.1.3. TIPI DI INSTALLAZIONE**

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 64-8 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari in aria libera posati su passerelle: tipo di posa 13

Cavi multipolari in aria libera posati su passerelle: tipo di posa 13

Cavi multipolari in aria libera in tubi: tipo di posa 3A

Cavi multipolari interrati: tipo di posa 61 (in tubi interrati) tipo di posa 62 (direttamente interrati)

I cavi unipolari in passerella saranno disposti a trifoglio e ogni terna distanziata 2 volte il diametro esterno.

Per i cavi multipolari di sezione  $\geq 25 \text{ mm}^2$  posati in passerella si adotta la disposizione su uno strato solo.

Per i cavi di sezione inferiore a  $25 \text{ mm}^2$  posati in passerella si adotta la disposizione su due strati con un riempimento lineare della passerella pari all'80%.

Per i cavi multipolari posati in tubo si ammette un riempimento massimo del tubo pari al 60% della sua superficie.

#### 4.1.4. CALCOLO DELLA PORTATA

La portata effettiva di un cavo (I<sub>zeff</sub>) è influenzata dai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante (diversa dai valori di riferimento: 30°C posa in aria, 20° C posa interrata,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Pertanto verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata effettiva di un cavo (I<sub>zeff</sub>) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

- K1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (\*)
- K2 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1,5 Km/W
- K3 coefficiente di correzione per posa a profondità diversa da 0,8 m
- K4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti.

(\*) la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa (aria o terreno per la posa interrata).

L'effettiva portata di un cavo posato in aria sarà:  $I_{zeff} = IZ \times K1 \times K4$

L'effettiva portata di un cavo posato interrato sarà:  $I_{zeff} = IZ \times K1 \times K2 \times K3 \times K4$

#### 4.2. COEFFICIENTI DI CORREZIONE DELLA PORTATA

##### 4.2.1. COEFFICIENTE K1 DI CORREZIONE DELLA TEMPERATURA AMBIENTE

Per la posa in aria e temperatura ambiente diversa da 30 °C il fattore di correzione assume i seguenti valori, validi per cavi isolati in EPR:

Temperatura 35°C - K1=0,96

Per la posa interrata e temperatura ambiente diversa da 20 °C il fattore di correzione assume i seguenti valori, validi per i cavi isolati in EPR:

Temperatura 25°C - K1=0,94

##### 4.2.2. COEFFICIENTE K2 DI CORREZIONE PER RESISTIVITA' DEL TERRENO

Per la posa interrata si assume un valore di resistività del terreno pari al valore nominale, pertanto il coefficiente K2 risulterà pari a 1.

#### 4.2.3. COEFFICIENTE K3 DI CORREZIONE PER PROFONDITA' DI POSA

Per la posa interrata si assume un valore della profondità di posa pari a 0,8 m, pertanto il coefficiente K3 risulterà pari a 1.

#### 4.2.4. COEFFICIENTE K4 DI CORREZIONE PER PRESENZA DI CONDUTTORI ADIACENTI

|  |              |
|--|--------------|
| Cavi unipolari posati in passerella            | $k_4 = 0,89$ |
| Cavi multipolari posati su passerelle          | $k_4 = 0,8$  |
| Cavi multipolari posati a fascio su passerelle | $k_4 = 0,7$  |
| Cavi multipolari posati in tubo in aria        | $k_4 = 0,7$  |

#### 4.3. DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE

Il dimensionamento dei cavi di bassa tensione sarà realizzato considerando il seguente schema operativo:

- determinazione della corrente di impiego delle condutture ( $I_b$ ) in funzione dei dati nominali dell'utenza alimentata;
- scelta del tipo di cavo in funzione delle condizioni ambientali;
- scelta del tipo di posa in funzione delle condizioni ambientali;
- dimensionamento dei cavi in base alla portata, considerando le reali condizioni di posa e ambientali rispetto alle condizioni ideali di riferimento;
- verifica della caduta di tensione ammissibile;
- scelta dei dispositivi di protezione in base alla corrente di impiego delle condutture da proteggere e al livello di cortocircuito nel punto di installazione;
- verifica della protezione contro i sovraccarichi;
- verifica della protezione contro i cortocircuiti a inizio e fondo linea;
- verifica della protezione delle persone contro i contatti indiretti.

##### 4.3.1. SCELTA DELLE TENSIONI DI ISOLAMENTO

In accordo a quanto stabilito dalla Norma CEI 64-8 saranno definiti i valori delle tensioni di isolamento  $U_0$  (tensione nominale di isolamento tra un conduttore isolato e la terra) e  $U$  (tensione nominale di isolamento tra due conduttori isolati) in relazione ai valori nominali e massimi presenti sull'impianto.

*Per le condizioni di esercizio dell'impianto saranno impiegati cavi con le seguenti tensioni di isolamento:*

- *Rete di bassa tensione a 400 V – 0,6/1 kV*
- *Rete di bassa tensione a 800 V – 1 kV*
- *Rete in corrente continua in uscita dai pannelli FV – 1,5 kV*

##### 4.3.2. DIMENSIONAMENTO IN FUNZIONE DELLA PORTATA

La portata di un cavo dipende dal tipo di cavo, dal suo regime di funzionamento, dalle sue condizioni di installazione (temperatura ambiente, modalità di posa, numero di cavi e loro raggruppamento). La portata dei cavi viene calcolata in accordo a quanto descritto in precedenza, in relazione alle reali condizioni di posa.

La portata dei cavi sarà scelta in modo da soddisfare la condizione:  $I_b \leq I_z$

dove  $I_b$  = corrente di impiego del cavo di bassa tensione

$I_z$  = portata in regime permanente del cavo

#### 4.3.3. VERIFICA DELLA MASSIMA CADUTA DI TENSIONE

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V\% = K \times L \times I \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) / V$$

nella quale:

|                |   |  |
|----------------|---|--|
| L              | = | lunghezza della linea espressa in km                     |
| I              | = | corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A |
| R              | = | resistenza (a 90°) della linea in $\Omega/\text{km}$     |
| X              | = | reattanza della linea in $\Omega/\text{km}$              |
| $\cos \varphi$ | = | fattore di potenza                                       |
| k              | = | 2 per linee monofasi - 1,73 per linee trifasi            |

La formula generale usata per il calcolo della caduta di tensione percentuale per i sistemi in corrente continua è la seguente:

$$\Delta V\% = [2 \times L \times I \times R \times 100] / V$$

|               |   |  |
|---------------|---|--|
| nella quale L | = | lunghezza della linea espressa in km                                 |
| I             | = | corrente di impiego $I_B$ o corrente di taratura $I_N$ espressa in A |
| R             | = | resistenza (a 90°) della linea in $\Omega/\text{km}$                 |

#### 4.3.4. VERIFICA DELLA PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI

Per le linee elettriche in bassa tensione sarà effettuata la verifica della protezione delle condutture contro le sovracorrenti in accordo alla Norma CEI 64-8/4 art. 433.2 e 434.3.

#### 4.3.5. PROTEZIONE CONTRO I SOVRACCARICHI

La protezione contro le sovracorrenti sarà realizzata mediante interruttori automatici magnetotermici o relè termici, i quali saranno in grado di assicurare la protezione contro i sovraccarichi se avranno una corrente nominale e una corrente convenzionale di funzionamento tali da soddisfare contemporaneamente le seguenti condizioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_f \leq 1,45 I_Z$$

|            |   |   |
|------------|---|---|
| dove $I_B$ | = | Corrente di impiego del circuito                        |
| $I_N$      | = | Corrente nominale del dispositivo di protezione         |
| $I_Z$      | = | Portata in regime permanente della conduttura           |
| $I_f$      | = | Corrente di funzionamento del dispositivo di protezione |

#### 4.3.6. PROTEZIONE CONTRO I CORTO CIRCUITI

I dispositivi impiegati per la protezione contro i sovraccarichi, sono in grado di assicurare la protezione contro i cortocircuiti se soddisfano le seguenti condizioni:

- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione:

$$I_{cc \max} \leq I_{cs}$$

- tutte le correnti provocate da un corto circuito che si presenti in un punto qualsiasi del circuito devono essere interrotte in un tempo non superiore a quello che porta i conduttori alla temperatura limite ammissibile:

$$I^2t \leq K^2S^2$$

$$I_{cc \ fl} > I_m$$

dove  $I_{cc \max}$  = Corrente di corto circuito massima

$I_{cc \ fl}$  = Corrente di corto circuito a fondo linea

$I_{cs}$  = Potere di interruzione di servizio del dispositivo (CEI EN 60947-2)

$I_m$  = Valore di intervento della soglia magnetica

$I^2t$  = Energia specifica associata alla corrente presunta corrente di corto c.to

$K$  = Coefficiente in funzione dell'isolante della conduttura

$S$  = Sezione della conduttura

I dispositivi impiegati per la protezione contro il sovraccarico dovendo svolgere anche la funzione di sezionamento e protezione contro i cortocircuiti saranno installati all'origine delle linee, in accordo alla Norma CEI 64-8.

La Norma CEI 64-8 prescrive che l'intervento delle protezioni debba essere verificato anche per corto circuito a fondo linea.

La presenza di un dispositivo di protezione unico contro il sovraccarico e il cortocircuito è considerata sufficiente ad assicurare la protezione anche contro le correnti di corto circuito a fondo linea.

In caso di dispositivi separati la verifica deve essere assicurata.

#### 4.3.7. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro tali contatti sarà assicurata dalla rete di terra in accordo alle prescrizioni delle Norme CEI 64-8.

Nell'impianto in oggetto, dotato di propria cabina di trasformazione, la distribuzione in bassa tensione è realizzata con sistema TN-S pertanto le masse saranno collegate ad un unico impianto di messa a terra.

In accordo alla Norma CEI 64-8 art. 413.1.1.1 la protezione contro i contatti indiretti sarà realizzata mediante interruzione automatica dell'alimentazione.

Questa misura di protezione richiede il coordinamento tra il modo di collegamento a terra del sistema e le caratteristiche dei conduttori di protezione e dei dispositivi di protezione.

Le masse dovranno essere collegate ad un conduttore di protezione, in accordo all'art. 413.1.1.2 della Norma CEI 64-8/4, nelle condizioni specifiche di ciascun modo di collegamento a terra.

Trattandosi di un sistema TN-S le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti devono essere tali che, in caso di guasto di impedenza trascurabile in qualsiasi parte dell'impianto tra un conduttore di fase ed un conduttore di protezione o una massa, l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro il tempo specificato, soddisfacendo la seguente condizione (art. 413.1.3.3):

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

dove  $U_0$  = è la tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra, in Volt

$Z_s$  = è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente;

$I_a$  = è la corrente che provoca l'intervento del dispositivo di protezione entro il tempo definito dalla tabella 41A.

Tab. 41A **Tempi massimi di interruzione per i sistemi TN**

| $U_0$ (V) (*) | Tempo di interruzione (s) |
|---------------|---------------------------|
| 120           | 0,8                       |
| 230           | 0,4                       |
| 400           | 0,2                       |
| > 400         | 0,1                       |

(\*) Questi valori si basano sulla Norma CEI 8-6.

#### 4.3.8. TIPOLOGIA DI CAVI UTILIZZATI

In corrente continua per il collegamento dei pannelli fotovoltaici ai quadri di parallelo saranno utilizzati cavi unipolari H1Z2Z2-K aventi sezione 4 mm<sup>2</sup>, mentre per il collegamento dei quadri di parallelo saranno utilizzati cavi unipolari H1Z2Z2-K aventi sezione 10 mm<sup>2</sup>.

In corrente alterna per il collegamento degli inverter ai quadri QGBT delle cabine di impianto saranno utilizzati FG16M16 0,6/1 kV.

Per le sezioni impiegate far riferimento alla tabella di valutazione delle cadute di tensione e delle perdite allegate.

### 5. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE

#### 5.1. LINEA DI COLLEGAMENTO TRASFORMATORI ELEVATORI

Saranno impiegati cavi con conduttore in alluminio, isolamento in XLPE, con tensione di isolamento 18/30 kV, per il collegamento dei trasformatori elevatori di potenza 4500 kVA al quadro di media tensione della cabina di campo.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Tipo di cavo: unipolare – 18/30 kV  
Isolamento: XLPE  
Sezione: 3x(1x120) mm<sup>2</sup>  
Conduttore: alluminio  
Sigla: ARE4H5E 18/30 kV  
Lunghezza: 10 m

Condizioni di posa in passerella in aria libera  
Temperatura ambiente 35 °C

Portata nominale  $I_z$  309 A  
Costante cavo  $K = 92$   
Energia specifica passante  $121,882 \times 10^6$  A<sup>2</sup>s

Coefficiente di correzione per la temperatura  $K_1 = 0,96$   
Coefficiente di correzione per la vicinanza di altri circuiti  $K_4 = 0,81$

Portata effettiva del cavo  $I_{zeff}$   $I_z * K_1 * K_4 = 240,3$  A

Corrente di impiego  $I_b$  78,83 A (corrente nominale trasformatore da 4500 kVA)

Verifica della portata  $I_b < I_{zeff} \rightarrow 78,83$  A < 240,3 A

Tempo di intervento protezioni 0,25 s soglia di corto circuito ritardato (51)  
Massima c.c. sopportabile  $I = KS/\sqrt{t} = 22,080$  kA

La massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo è superiore alla corrente di corto circuito dell'impianto (20 kA).

La caduta di tensione sulla linea è inferiore a 2% data la ridotta lunghezza della stessa.

## 5.2. LINEA DI COLLEGAMENTO TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI

Saranno impiegati cavi con conduttore in alluminio, isolamento in XLPE, con tensione di isolamento 18/30 kV, per il collegamento dei trasformatori dei servizi ausiliari (50 kVA/100 kVA).

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

Tipo di cavo: unipolare - 18/30 kV  
Isolamento: XLPE  
Sezione:  $3 \times (1 \times 120)$  mm<sup>2</sup>  
Conduttore: alluminio  
Sigla: ARE4H5E 18/30 kV  
Lunghezza: 10 m

Condizioni di posa in passerella in aria libera  
Temperatura ambiente 35 °C

Portata nominale  $I_z$  309 A  
Costante cavo  $K = 92$   
Energia specifica passante  $121,882 \times 10^6$  A<sup>2</sup>s

Coefficiente di correzione per la temperatura  $K_1 = 0,96$   
Coefficiente di correzione per la vicinanza di altri circuiti  $K_4 = 0,81$

Portata effettiva del cavo  $I_{zeff}$   $I_z * K_1 * K_4 = 240,3$  A

Corrente di impiego  $I_b$  0,875 A (corrente nominale trasf. 50 kVA)  
1,752 A (corrente nominale trasf. 100 kVA)

Verifica della portata  $I_b < I_{zeff} \rightarrow 1,752$  A < 240,3 A

Tempo di intervento protezioni 0,25 s soglia di corto circuito ritardato (51)  
Massima c.c. sopportabile  $I = KS/\sqrt{t} = 22,080$  kA

La massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo è superiore alla corrente di corto circuito dell'impianto (20 kA).

La caduta di tensione sulla linea è inferiore a 2% data la ridotta lunghezza della stessa.

### 5.3. LINEE IN CAVO MT DI COLLEGAMENTO ALLA SOTTOSTAZIONE

Saranno impiegati cavi unipolari con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene di tipo XLPE, ridotto spessore di isolamento, schermo in nastro di alluminio e rivestimento esterno in poliolefine tipo DMZ1, aventi sigla ARE4H5E tensione di isolamento 18/30 kV.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

|                            |   |
|----------------------------|---|
| Sezione                    | 1x300 mm <sup>2</sup>                   |
| Resistenza a 90°C:         | 0,129 Ω/km                              |
| Reattanza:                 | 0,103 Ω/km                              |
| Capacità:                  | 0,311 μF/km                             |
| Portata nominale Iz        | 480 A (interrato)                       |
|                            | 581 A (in aria)                         |
| Costante cavo              | K = 92                                  |
| Energia specifica passante | 761,76x10 <sup>6</sup> A <sup>2</sup> s |

Le condizioni di posa utilizzate sono le seguenti:

|                         |   |
|-------------------------|---|
| Modalità di posa        | interrato a trifoglio<br>distanza tra terne vicine 25 cm<br>posa in aria su zattera galleggiante (per il solo cavo di collegamento dalla cabina 3 alla sottostazione) |
| Temperatura del terreno | 25 °C   |
| Temperatura ambiente    | 35 °C (per posa in aria)  |
| Profondità di posa pari | 1,2 m   |
| Resistività del terreno | 1,5 m °K/W,   |

In relazione alle suddette condizioni di posa, sono stati assunti i seguenti coefficienti di derating della portata:

|   |         |
|---|---------|
| Coefficiente di correzione per la temperatura del terreno     | K1=0,96 |
| Coefficiente di correzione per la profondità di posa          | K2=0,96 |
| Coefficiente di correzione per resistività del terreno        | K3=0,85 |
| Coefficiente di correzione per la vicinanza di altri circuiti | K4=0,82 |

Pertanto la portata effettiva dei cavi risulta essere:

$$\text{cavo } 1x300\text{mm}^2 \quad I_{\text{zeff}} = I_z * K1 * K2 * K3 * K4 = 308,33 \text{ A}$$
$$I_{\text{zeff}} = I_z * K1 * K4 = 457,36 \text{ A}$$

Corrente di impiego massima Ib 236,47 A (corrente corrispondente alla massima potenza installata nella cabina di campo 3x4500 kVA)

Verifica della portata Ib < Izeff

Sul tratto iniziale saranno utilizzati cavi da 300 mm<sup>2</sup>, mentre su quello finale sarà utilizzato il cavo da 630 mm<sup>2</sup> (al fine di contenere la caduta di tensione complessiva).

La corrente di impiego è sempre inferiore alla portata dei cavi utilizzati.

Tempo di intervento protezioni 0,35 s soglia di corto circuito ritardato (51)

Massima c.c. sopportabile  $I = KS/\sqrt{t} = 44,117 \text{ kA}$  cavo  $1 \times 300 \text{ m}^2$

La massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo è superiore alla corrente di corto circuito dell'impianto (20 kA).

#### 5.4. LINEA IN CAVO MT DI COLLEGATO AL TRASFORMATORE ELEVATORE

Saranno impiegati cavi con conduttore in rame, isolamento HEPR di qualità G7, schermo in di rame e rivestimento esterno in PVC qualità Rz, aventi sigla RG7H1R tensione di isolamento 18/30 kV.

Le caratteristiche del cavo sono le seguenti:

|               |  |
|---------------|--|
| Tipo di cavo: | unipolare - 18/30 kV   |
| Isolamento:   | HEPR di qualità G7   |
| Sezione:      | $1 \times 240 \text{ mm}^2 / 3$ conduttori in parallelo per fase |
| Resistenza:   | $0,0985 \Omega/\text{km}$  |
| Reattanza:    | $0,11 \Omega/\text{km}$  |
| Capacità:     | $0,24 \Omega/\text{km}$  |

|                            |   |
|----------------------------|---|
| Portata nominale $I_z$     | 525 A                                     |
| Costante cavo              | $K = 143$                                 |
| Energia specifica passante | $1177,86 \times 10^6 \text{ A}^2\text{s}$ |

|                         |                                    |
|-------------------------|------------------------------------|
| Condizioni di posa      | in cunicolo in passerella          |
| Temperatura del terreno | $25 \text{ }^\circ\text{C}$        |
| Profondità di posa pari | 1,2 m,                             |
| Resistività del terreno | $1,5 \text{ m }^\circ\text{K/W}$ , |

|   |            |
|---|------------|
| Coefficiente di correzione per la temperatura del terreno     | $K_1=0,96$ |
| Coefficiente di correzione per la profondità di posa          | $K_2=0,96$ |
| Coefficiente di correzione per resistività del terreno        | $K_3=0,85$ |
| Coefficiente di correzione per la vicinanza di altri circuiti | $K_4=0,85$ |

Portata effettiva del cavo  $I_{\text{zeff}} \quad I_z * K_1 * K_2 * K_3 * K_4 = 349,57 \text{ A}$

Corrente di impiego  $I_b \quad 700,65 \text{ A}$  (corrente nominale trasfor. da 40 MVA)

Verifica della portata  $I_b < I_{\text{zeff}} \rightarrow 700,65 \text{ A} < 3 * 349,57 = 1048,71 \text{ A}$

|                                |   |
|--------------------------------|---|
| Tempo di intervento protezioni | 0,5 s soglia di corto circuito ritardato (51) |
| Massima c.c. sopportabile      | $I = KS/\sqrt{t} = 48,54 \text{ kA}$          |

La massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo è superiore alla corrente di corto circuito dell'impianto (20 kA).

#### 6. DIMENSIONAMENTO DEL TRASFORMATORE ELEVATORE

Il trasformatore elevatore della sottostazione elettrica sarà dimensionato per poter evacuare la seguente potenza:

- Impianto fotovoltaico  $35,640 \text{ MW}$

Considerando un fattore di potenza pari a 0,9, si ottiene una potenza apparente di 40 MVA.

Pertanto sarà previsto un trasformatore di potenza 45/50 MVA con sistema di ventilazione ONAN/ONAF, in accordo alle prescrizioni dell'Allegato A68 del codice di rete di Terna (1).

Il trasformatore sarà dotato di variatore sottocarico sul lato primario per la

regolazione di tensione con  $\pm 10 \times 1,5\%$  posizioni.

Pertanto le caratteristiche principali del trasformatore elevatore sono:

|                            |                            |
|----------------------------|----------------------------|
| Tensione primaria          | 220 kV                     |
| Variatore primario         | $\pm 10 \times 1,5\%$      |
| Potenza nominale           | 45/50 MVA                  |
| Gruppo vettoriale          | YNd11                      |
| Tensione secondaria        | 33 kV                      |
| Tensione di corto circuito | 11%                        |
| Sistema di raffreddamento  | ONAN-ONAF                  |
| Perdite cc                 | valore ipotizzato 0,325%An |

## 7. DIMENSIONAMENTO DELL'ELETTRODOTTO IN CAVO AT

Il cavo di alta tensione sarà dimensionato per trasportare la massima potenza generata dall'impianto fotovoltaico.

Pertanto il valore minimo di portata del cavo sarà superiore alla corrente nominale lato primario del trasformatore elevatore della sottostazione d'utente (105,1 A).

Sarà impiegato un cavo unipolare avente una sezione di 630 mm<sup>2</sup>.

L'elettrodotto sarà costituito da tre cavi unipolari in alluminio idonei per tensione 130/225 (245) kV.

Ciascun cavo a 220 kV sarà costituito da un conduttore in alluminio compatto, tamponato, schermo semiconduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semiconduttivo sull'isolamento, nastri in materiale igroespandente, schermo in alluminio longitudinalmente saldata, rivestimento in polietilene con grafitatura esterna.

### CARATTERISTICHE DI COSTRUZIONE

|                           |                        |
|---------------------------|------------------------|
| Materiale del conduttore: | Alluminio              |
| Isolamento:               | XLPE                   |
| Tipo di conduttore:       | Corda rotonda compatta |
| Schermo metallico:        | Alluminio termosaldato |

### CARATTERISTICHE DIMENSIONALI

|                            |                       |
|----------------------------|-----------------------|
| Sezione:                   | 1x630 mm <sup>2</sup> |
| Diametro del conduttore:   | 30,3 mm               |
| Diametro esterno nominale: | 90 mm                 |
| Sezione schermo:           | 300 mm <sup>2</sup>   |
| Peso approssimativo:       | 7 kg/m                |

### CARATTERISTICHE ELETTRICHE

|                              |   |
|------------------------------|---|
| Tensione di isolamento:      | 245kV   |
| Messa a terra degli schermi: | posa a trifoglio con correnti di circolazione |
| Portata:                     | 680 A (nota 1)                                |
| Massima resistenza:          | 0,0469 Ohm/km a 20°C in cc                    |
| Induttanza:                  | 0,41 mH/km                                    |
| Capacità nominale:           | 0,155 $\mu$ F / km                            |

Nota 1: valore riferito a 20 °C, profondità 1,3 m, resistività del terreno 1,0 Km/W

Nelle reali condizioni di posa:

- profondità di 1,5 m
- terna singola

- temperatura del terreno di 20 °C
- resistività del terreno 1 Km/W

si ha un coefficiente di riduzione della portata di  $K=0,98$ .

Pertanto il valore effettivo della portata risulta essere 652,8 A, superiore alla massima corrente di impiego del cavo (105,1 A).

## 8. CORTO CIRCUITO DI FASE

Per la valutazione del corto circuito di fase sono stati considerati i seguenti parametri di rete:

### Rete alta tensione

|                                  |                             |
|----------------------------------|-----------------------------|
| Tensione nominale                | 220 kV                      |
| Tensione minima                  | -10%                        |
| Tensione massima                 | +10%                        |
| Massima corrente trifase         | 31,5 kA (valore ipotizzato) |
| Rapporto R/X                     | 0,1                         |
| Minima corrente trifase          | 15 kA (valore ipotizzato)   |
| Massima corrente monofase        | 31,5 kA                     |
| Tempo di eliminazione del guasto | 0,5 s                       |

Le apparecchiature di alta tensione saranno dimensionate in relazione a tale valore sia per quanto riguarda la tenuta al corto circuito che per le sollecitazioni elettrodinamiche (valore della corrente di picco).

I valori della corrente di corto circuito trifase in media tensione saranno determinati dalle caratteristiche del trasformatore elevatore della sottostazione, che determina sulla rete mt una corrente di corto circuito di 5,4 kA.

Le apparecchiature di media tensione saranno dimensionate in relazione a tale valore sia per quanto riguarda la tenuta al corto circuito che per le sollecitazioni elettrodinamiche (valore della corrente di picco).

I valori della corrente di corto circuito trifase in bassa tensione saranno determinati dalle caratteristiche del trasformatore elevatore della singola cabina di impianto (4500 kVA).

Assumendo una tensione di corto circuito pari al 8% e una tensione secondaria di 800 V per il trasformatore elevatore, si avrà una corrente di guasto 40,6 kA sul lato bassa tensione.

Le apparecchiature a valle del trasformatore elevatore di ogni cabina di impianto saranno dimensionate in relazione al suddetto valore di riferimento.

## 9. GUASTI A TERRA

La sezione di alta tensione sottostazione è esercita con il neutro connesso direttamente a terra come da prescrizioni del codice di rete di Terna.

La sezione di media tensione dell'impianto eolico è esercita con il neutro isolato. Il contributo alla corrente di guasto monofase è determinato dalle capacità verso terra dei cavi di media tensione.

Utilizzando la formula approssimata delle norme CEI, la corrente di guasto monofase a terra è calcolabile con la seguente formula  $I_g=0,2 \cdot L \cdot V$  [A]



Enel Produzione S.p.A.



GRE CODE

**GRE.EEC.R.27.IT.P.14456.00.035.00**

PAGE

15 di/of 15

dove:

L = lunghezza delle linee della rete elettrica in km

V = tensione di esercizio in kV

Pertanto la corrente di guasto a terra risulta essere pari a 6,6 A/km.

Complessivamente sull'impianto si ha uno sviluppo di cavi di media tensione pari a 6 km e pertanto la corrente di guasto a terra massima potrebbe essere pari a 39,6 A.

Tale corrente sarà opportunamente rilevata con protezioni direzionali di guasto a terra (67N).

L'impianto di terra sarà tale da garantire il rispetto dei valori limite delle tensioni di passo e contatto definiti dalla Norma CEI EN 50522 in relazione al tempo di intervento delle protezioni comunicato da Terna.

In bassa tensione sarà eseguita la protezione contro i contatti indiretti tramite interruzione automatica dell'alimentazione, in accordo alle prescrizioni della Norma CEI 64-8.

## **10. VALUTAZIONE DELLA CADUTA DI TENSIONE**

Per la valutazione della caduta di tensione sui cavi di collegamento dagli inverter alla sottostazione si faccia riferimento alla tabella allegata.

Per la valutazione della caduta di tensione sull'elettrodotto di alta tensione di collegamento alla stazione Terna si faccia riferimento alla tabella allegata.

## **11. VALUTAZIONE DELLE PERDITE**

Per la valutazione delle perdite di trasporto (perdite per effetto Joule) sui cavi di collegamento dagli inverter alla sottostazione si faccia riferimento alla tabella allegata.

Per le perdite di trasformazione sul trasformatore elevatore della sottostazione si faccia riferimento alla tabella allegata.

Per le perdite di trasmissione sull'elettrodotto di alta tensione di collegamento alla stazione Terna si faccia riferimento alla tabella allegata.

Nella suddetta valutazione non sono state considerate le perdite di trasformazione

## **12. ALLEGATI**

Tabella di valutazione delle cadute di tensione e delle perdite

| area | linea | da    | a       | cabina | nun inv | pinst | lung | cdt   | sezione | cavi // | N fasi | N tot cavi | lung tot | perdite |         |
|------|-------|-------|---------|--------|---------|-------|------|-------|---------|---------|--------|------------|----------|---------|---------|
| 3.1  | L.3.1 | QP3.1 | QBGT1.1 | 1      | 3       | 990   | 746  | 4,59% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 4476     | 53,69   |         |
| 3.2  | L.3.2 | QP3.2 | QBGT1.1 | 1      | 3       | 990   | 834  | 3,42% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 7506     | 60,03   |         |
| 3.3  | L.3.3 | QP3.3 | QBGT1.1 | 1      | 3       | 990   | 922  | 3,78% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 8298     | 66,36   |         |
| 3.4  | L.3.4 | QP3.4 | QBGT1.1 | 1      | 4       | 1320  | 570  | 2,58% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 3420     | 72,94   |         |
| 4.1  | L.4.1 | QP4.1 | QBGT1.2 | 1      | 3       | 990   | 501  | 3,08% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 3006     | 36,06   |         |
| 4.2  | L.4.2 | QP4.2 | QBGT1.2 | 1      | 3       | 990   | 649  | 4,00% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 3894     | 46,71   |         |
| 4.3  | L.4.3 | QP4.3 | QBGT1.2 | 1      | 3       | 990   | 877  | 3,64% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 7893     | 63,84   |         |
| 4.4  | L.4.4 | QP4.4 | QBGT1.2 | 1      | 4       | 1320  | 765  | 3,46% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 6885     | 97,89   |         |
| 5.1  | L.5.1 | QP5.1 | QBGT1.3 | 1      | 3       | 990   | 441  | 2,71% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 2646     | 31,74   |         |
| 5.2  | L.5.2 | QP5.2 | QBGT1.3 | 1      | 3       | 990   | 529  | 3,26% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 3808     | 32,821  |         |
| 5.3  | L.5.3 | QP5.3 | QBGT1.3 | 1      | 4       | 1320  | 617  | 3,72% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 5553     | 78,95   |         |
| 5.4  | L.5.4 | QP5.4 | QBGT1.3 | 1      | 4       | 1320  | 705  | 4,25% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 6345     | 90,21   |         |
| 6.1  | L.6.1 | QP6.1 | QGBT2.1 | 2      | 3       | 990   | 373  | 2,30% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 2238     | 26,847  |         |
| 6.2  | L.6.2 | QP6.2 | QGBT2.1 | 2      | 3       | 990   | 461  | 2,84% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 2766     | 33,181  |         |
| 6.3  | L.6.3 | QP6.3 | QGBT2.1 | 2      | 3       | 990   | 549  | 3,38% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 3294     | 39,515  |         |
| 6.4  | L.6.4 | QP6.4 | QGBT2.1 | 2      | 4       | 1320  | 637  | 3,84% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 5733     | 81,509  |         |
| 7.1  | L.7.1 | QP7.1 | QGBT2.2 | 2      | 3       | 990   | 448  | 2,76% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 2688     | 32,245  |         |
| 7.2  | L.7.2 | QP7.2 | QGBT2.2 | 2      | 3       | 990   | 536  | 3,30% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 3216     | 38,579  |         |
| 7.3  | L.7.3 | QP7.3 | QGBT2.2 | 2      | 3       | 990   | 624  | 3,84% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 3744     | 44,913  |         |
| 7.4  | L.7.4 | QP7.4 | QGBT2.2 | 2      | 4       | 1320  | 712  | 4,29% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 6408     | 91,106  |         |
| 8.1  | L.8.1 | QP8.1 | QGBT2.3 | 2      | 3       | 990   | 814  | 5,00% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 4884     | 58,589  |         |
| 8.2  | L.8.2 | QP8.2 | QGBT2.3 | 2      | 3       | 990   | 902  | 3,70% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 8118     | 64,922  |         |
| 8.3  | L.8.3 | QP8.3 | QGBT2.3 | 2      | 4       | 1320  | 990  | 4,48% | 1x500   | 4       | 3      | 12         | 11880    | 126,678 |         |
| 8.4  | L.8.4 | QP8.4 | QGBT2.3 | 2      | 4       | 1320  | 972  | 4,39% | 1x500   | 4       | 3      | 12         | 11664    | 124,375 |         |
| 1.1  | L.1.1 | QP1.1 | QGBT3.1 | 3      | 3       | 990   | 536  | 3,30% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 3216     | 38,58   |         |
| 1.2  | L.1.2 | QP1.2 | QGBT3.1 | 3      | 3       | 990   | 446  | 2,75% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 2676     | 32,1    |         |
| 1.3  | L.1.3 | QP1.3 | QGBT3.1 | 3      | 3       | 990   | 356  | 2,19% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 2136     | 25,62   |         |
| 1.4  | L.1.4 | QP1.4 | QGBT3.1 | 3      | 4       | 1320  | 436  | 3,94% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 2616     | 55,79   |         |
| 2.1  | L.2.1 | QP2.1 | QGBT3.2 | 3      | 3       | 990   | 581  | 3,58% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 3486     | 41,82   |         |
| 2.2  | L.2.2 | QP2.2 | QGBT3.2 | 3      | 3       | 990   | 671  | 4,13% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 4026     | 48,3    |         |
| 2.3  | L.2.3 | QP2.3 | QGBT3.2 | 3      | 3       | 990   | 736  | 4,53% | 1x500   | 2       | 3      | 6          | 4416     | 52,97   |         |
| 2.4  | L.2.4 | QP2.4 | QGBT3.2 | 3      | 4       | 1320  | 656  | 3,95% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 5904     | 83,94   |         |
| 9.1  | L.9.1 | QP9.1 | QGBT3.3 | 3      | 3       | 990   | 961  | 3,94% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 8649     | 69,17   |         |
| 9.2  | L.9.2 | QP9.2 | QGBT3.3 | 3      | 3       | 990   | 1051 | 4,31% | 1x500   | 3       | 3      | 9          | 9459     | 75,65   |         |
| 9.3  | L.9.3 | QP9.3 | QGBT3.3 | 3      | 4       | 1320  | 1121 | 5,07% | 1x500   | 4       | 3      | 12         | 13452    | 143,44  |         |
| 9.4  | L.9.4 | QP9.4 | QGBT3.3 | 3      | 4       | 1320  | 1126 | 5,09% | 1x500   | 4       | 3      | 12         | 13512    | 144,08  |         |
| 120  |       |       |         |        |         |       |      |       |         |         |        | 39600      | 276      | 203911  | 2305,16 |

|       |          |      |  |  |      |    |  |         |   |   |   |     |      |
|-------|----------|------|--|--|------|----|--|---------|---|---|---|-----|------|
| CAB 1 | TR-FV1.1 | QMT1 |  |  | 4500 | 15 |  | 1x120al | 1 | 3 | 3 | 45  | 0,07 |
| CAB 1 | TR-FV1.2 | QMT1 |  |  | 4500 | 15 |  | 1x120al | 1 | 3 | 3 | 45  | 0,07 |
| CAB 1 | TR-FV1.3 | QMT1 |  |  | 4500 | 15 |  | 1x120al | 1 | 3 | 3 | 45  | 0,07 |
| CAB 2 | TR-FV2.1 | QMT2 |  |  | 4500 | 15 |  | 1x120al | 1 | 3 | 3 | 45  | 0,07 |
| CAB 2 | TR-FV2.2 | QMT2 |  |  | 4500 | 15 |  | 1x120al | 1 | 3 | 3 | 45  | 0,07 |
| CAB 2 | TR-FV2.3 | QMT2 |  |  | 4500 | 15 |  | 1x120al | 1 | 3 | 3 | 45  | 0,07 |
| CAB 3 | TR-FV3.1 | QMT3 |  |  | 4500 | 15 |  | 1x120al | 1 | 3 | 3 | 45  | 0,07 |
| CAB 3 | TR-FV3.2 | QMT3 |  |  | 4500 | 15 |  | 1x120al | 1 | 3 | 3 | 45  | 0,07 |
| CAB 3 | TR-FV3.3 | QMT3 |  |  | 4500 | 15 |  | 1x120al | 1 | 3 | 3 | 45  | 0,07 |
| 27    |          |      |  |  |      |    |  |         |   |   |   | 405 | 0,63 |

|      |      |        |  |  |       |      |       |          |   |   |   |      |       |
|------|------|--------|--|--|-------|------|-------|----------|---|---|---|------|-------|
| CAB1 | QMT1 | QMT-SS |  |  | 13500 | 100  | 0,02% | 1x300 al | 1 | 3 | 3 | 300  | 2,67  |
| CAB2 | QMT2 | QMT-SS |  |  | 13500 | 500  | 0,11% | 1x300 al | 1 | 3 | 3 | 1500 | 13,33 |
| CAB3 | QMT3 | QMT-SS |  |  | 13500 | 1170 | 0,26% | 1x300 al | 1 | 3 | 3 | 3510 | 31,19 |
| 9    |      |        |  |  |       |      |       |          |   |   |   | 5310 | 47,19 |

|     |        |          |  |  |       |      |        |       |   |   |    |      |       |
|-----|--------|----------|--|--|-------|------|--------|-------|---|---|----|------|-------|
| SSU | QMT-SS | TR       |  |  | 40000 | 25   | 0,003% | 1x240 | 4 | 3 | 12 | 300  | 1,21  |
| SSU |        | TR       |  |  |       |      |        |       |   |   |    |      | 47,82 |
|     | SSU    | SE TERNA |  |  |       | 1400 | 0,012% | 1x630 | 1 | 3 | 3  | 4200 | 2,324 |

2404,334 kW