

r_emito.Giunta - Prot. 23/12/2024.1390050.E	Copia conforme dell'originale sottoscritto digitalmente da LUBIAN ELIA CORRADO, garavello riccard
0	



## Terre del Reno (FE), Emilia-Romagna, Italia



# PROGETTO DEFINITIVO

RIF: 24378

NOME FILE:  
REL04

## Relazione di calcolo preliminare degli impianti

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	29/11/2024	Prima emissione	Seingim Global Service S.r.l.	Aiem Green S.r.l.	Aiem Green S.r.l.
01	17/12/2024	Prima revisione	Seingim Global Service S.r.l.	Aiem Green S.r.l.	Aiem Green S.r.l.

SCALA: /



## SOMMARIO

<b>1.</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>2</b>
<b>2.</b>	<b>SCOPO DEL LAVORO .....</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>NORME E STANDARD .....</b>	<b>6</b>
3.1	UNITÀ DI MISURA .....	6
<b>4.</b>	<b>LIVELLI DI TENSIONE .....</b>	<b>7</b>
<b>5.</b>	<b>CADUTA DI TENSIONE AMMISSIBILE .....</b>	<b>8</b>
<b>6.</b>	<b>SISTEMA ELETTRICO .....</b>	<b>9</b>
6.1	SISTEMA ELETTRICO GENERALE .....	9
6.2	SISTEMA ELETTRICO DI SICUREZZA .....	9
<b>7.</b>	<b>CALCOLI DI CONFIGURAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>10</b>
7.1	VERIFICHE CONFIGURAZIONE STRINGA-INVERTER .....	10
7.2	CALCOLO DELLE PERDITE DEL SISTEMA .....	10
7.3	REPORT SOFTWARE PVSYST .....	13
<b>8.</b>	<b>STUDI DI RETE .....</b>	<b>24</b>
<b>9.</b>	<b>CALCOLI ELETTRICI .....</b>	<b>25</b>
9.1	CALCOLO DELLE CORRENTI DI IMPIEGO .....	25
9.2	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI .....	25
9.3	INTEGRALE DI JOULE .....	27
9.4	DIMENSIONAMENTO DEL CONDUTTORE DI NEUTRO .....	28
9.5	DIMENSIONAMENTO DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE .....	29
9.6	CALCOLO DELLA TEMPERATURA DEI CAVI .....	30
9.7	CADUTE DI TENSIONE .....	30
9.8	FORNITURA DELLA RETE .....	31
9.9	MEDIA TENSIONE .....	31
9.10	BASSA TENSIONE .....	32
9.11	CORRENTE CONTINUA .....	33
9.12	TRASFORMATORI .....	34
9.13	CALCOLO DEI GUASTI .....	35
9.14	SCELTA DELLE PROTEZIONI .....	39
9.15	VERIFICA DELLA PROTEZIONE A CORTOCIRCUITO DELLE CONDUTTURE .....	40
9.16	VERIFICA DI SELETTIVITÀ .....	40
9.17	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI .....	41
9.18	RIFERIMENTI NORMATIVI .....	43

## 1. PREMESSA

La Società Aiem Green S.r.l. intende realizzare nel Comune di Terre del Reno, sito in provincia di Ferrara, un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica.

L'impianto Terre del Reno è sito in Via del Fantino SNC e individuato dalle coordinate 44.804505° N - 11.375740° E.

L'impianto avrà una potenza complessiva installata di 24.474,96 kWp. L'energia prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

L'impianto nel suo complesso sarà diviso in due macroaree recintate – Area 1 (lato ovest). Area 2 (lato est).

L'area di impianto è racchiusa nel buffer di 500 metri da stabilimenti industriali presenti a sud del sito in esame, per cui ai sensi dell'art. 8 comma 1-bis del D. Lgs. 199/2021 è ivi consentita l'installazione degli impianti fotovoltaici con moduli "collocati a terra".

La soluzione tecnica minima generale (STMG) per una potenza in immissione richiesta di 19.900,42 kW, prevede che l'impianto sia collegato alla rete di E-Distribuzione mediante n°5 POD collegati mediante cavidotti in MT 15 kV alla nuova Cabina primaria, CP S. Agostino Ovest, quest'ultima collegata in antenna da cabina primaria AT/MT. La Soluzione per la connessione alla RTN dell'impianto di distribuzione in oggetto prevede il collegamento in doppia antenna alla Stazione Elettrica da inserire in entra esce alla linea RTN a 132 kV "Crevalcore-S. Agostino" previa realizzazione degli interventi previsti nel piano di sviluppo previsto da Terna:

- 307-P, elettrodotto 220kV "Colunga-Este";
- 318-P, riassetto di Ferrara;
- 350-N, elettrodotto 220kV "Colunga-Bussolengo".

La soluzione per la connessione in alta tensione, a partire dalla CP S. Agostino Ovest, è ancora oggetto di validazione da parte del Gestore di Rete. La Società si presenta come capofila e prevede tre ipotesi di connessione in AT. In conformità con quanto previsto dal D.L. 181/2023, convertito dalla L. 11/2024, all'art. 9<sup>1</sup>. Il procedimento autorizzativo può essere avviato dall'Autorità competente, su istanza del Proponente, anche in assenza del parere di conformità tecnica sulle soluzioni progettuali degli impianti di rete per la connessione da parte del gestore, che è comunque acquisito nel corso del procedimento di autorizzazione ai fini dell'adozione del provvedimento finale. A seguito della validazione di una delle tre ipotesi, pertanto, il progetto sarà integrato approfondendo la soluzione di connessione individuata.

Si precisa che il progetto definitivo della CP, la posizione della SE e le relative linee RTN di collegamento sono ancora da definire con il gestore di rete competente, in quanto il tavolo tecnico è ancora in corso e si è in attesa di definire una delle tre soluzioni presentate nella procedura di VIA di cui il presente elaborato fa parte. Pertanto, in questa fase non si è ancora in grado di approfondire gli aspetti progettuali relativi al tracciato dell'elettrodotto di connessione alla nuova Stazione e la posizione della medesima; non appena quest'ultima sarà definita e confermata ci si impegna ad aggiornare e a integrare il progetto.

L'impianto in oggetto prevede l'installazione di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 720 Wp, su un terreno prevalentemente pianeggiante di estensione di circa 27,73 ettari.

<sup>1</sup> D.L. 181/2023, d L. 11/2024, art. 9:

**9-undecies.** Al fine di garantire la realizzazione degli impianti di produzione di energia alimentati da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo elettrochimico, ivi comprese le relative opere connesse, l'autorità competente ai sensi dell'articolo 12, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, avvia il relativo procedimento su istanza del proponente, corredata del progetto delle opere di connessione, suddiviso tra impianti di utenza e impianti di rete ai sensi del testo integrato delle connessioni attive (TICA), di cui alla deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, redatto in coerenza con il preventivo per la connessione predisposto dal gestore di rete e accettato dal proponente, **anche in assenza del parere di conformità tecnica sulle soluzioni progettuali degli impianti di rete per la connessione da parte del gestore medesimo, che è comunque acquisito nel corso del procedimento di autorizzazione ai fini dell'adozione del provvedimento finale».**

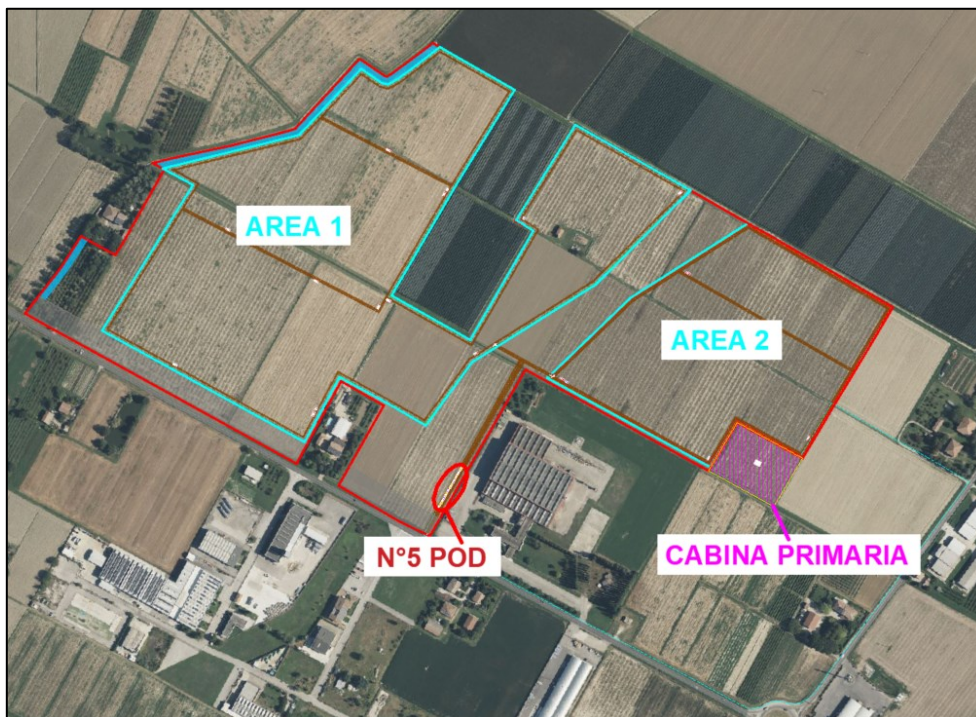
I pannelli saranno montati su strutture a inseguimento monoassiale (tracker) in configurazione unifilare ed ogni tracker (struttura portante dei pannelli), di tipo 1V portrait, sarà composto da 81, 54, 27, 14 e 13 moduli.

Per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete nazionale sono previste all'interno del campo fotovoltaico nove Cabine Elettrica di Consegna, le quali verranno collegate mediante cavidotti interrati a 15 kV, alla Cabina Primaria denominata "S. Agostino Ovest".

L'area di impianto si svilupperà su una superficie complessiva di circa 27,73 ha, di cui circa 19,33 ha ricadono nell'Area 1 e circa 8,40 ha ricadono nell'Area 2. Si precisa, ancora una volta, che la distinzione tra "Area 1" e "Area 2" definisce le due aree recintate in cui è suddivisa l'intera area di progetto in disponibilità del proponente.

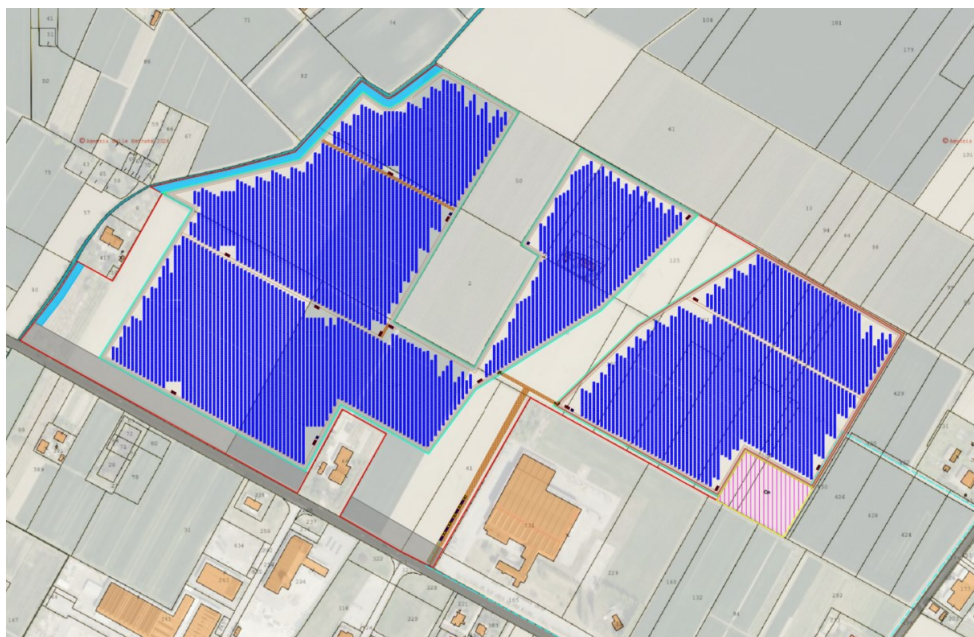
Per fini descrittivi sarà utile organizzare l'impianto, a seconda delle necessità:

- con riferimento alle aree occupate: area complessiva utile comprendente Area 1 e Area 2, rappresentate, individuazione posizione cabina primaria e n. 5 POD, così come nella figura 1;
- con riferimento alla tecnologia fotovoltaica impiegata: area destinata alla tecnologia fotovoltaica tradizionale, con individuazione dell'area utile d'impianto (in rosso) e la distinzione dell'Area 1 dall'Area 2 (in azzurro), così come rappresentate nella figura 2.



**FIGURA 1** - Inquadramento cartografico dell'impianto su ORTOFOTO





**FIGURA 2** - Layout – Planimetria di impianto

## 2. SCOPO DEL LAVORO

Il presente documento sintetizza i dati tecnici relativi al progetto di un impianto fotovoltaico denominato “Terre del Reno” da 24.474,96 kW<sub>p</sub> e delle relative opere connesse, che la Società Aiem Green S.r.l. propone di realizzare nel comune di Terre del Reno (FE), in Emilia-Romagna).

Per la trattazione specifica sul collegamento dei componenti di impianto si rimanda ai documenti di progetto:

- EL26\_Layout impianto - Schema unifilare

La presente relazione di calcolo degli impianti elettrici costituisce parte integrante dei documenti progettuali per la realizzazione degli impianti in oggetto.

### 3. NORME E STANDARD

Per l'elenco delle principali norme tecniche di riferimento si rimanda al paragrafo finale.

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema, possono essere referenziate. In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

- Leggi e regolamenti Italiani;
- Leggi e regolamenti comunitari (EU);
- Documento in oggetto;
- Specifiche dell'ente fornitore di energia elettrica (ove applicabili);
- Normative internazionali;

#### 3.1 Unità di misura

Tutte le unità di misura sono e devono essere conformi al Sistema Internazionale (S.I.).

## 4. LIVELLI DI TENSIONE

I livelli di tensione presenti nell'impianto durante le normali condizioni operative saranno i seguenti:

Parametro	Valore
Massima tensione CC	1500 V <sub>cc</sub>
Distribuzione in Media Tensione	15 kV $\pm$ 5%, 50 Hz-3 ph
Distribuzione in Bassa Tensione (PV)	800 V <sub>ac</sub> $\pm$ 5%, 50 Hz-3 ph
Circuiti luce e forza elettromotrice	400/230 V <sub>ac</sub> , 50 Hz-3 ph+N/1 ph+N
Sistema AC UPS	400/230 V <sub>ac</sub> $\pm$ 1% 50 Hz

Le tolleranze sui livelli di tensione sopra indicati, sono da riferirsi alle sbarre dei quadri MT e BT.

In normali condizioni d'esercizio, le variazioni di tensione e frequenza del sistema non devono eccedere rispettivamente il  $\pm$  5 % e il  $\pm$  2 %. Tuttavia, tutte le apparecchiature elettriche devono essere dimensionate per resistere a una variazione della tensione del  $\pm$  10 % e una variazione della frequenza del sistema del  $\pm$  5 %.



## 5. CADUTA DI TENSIONE AMMISSIBILE

Sezione in DC	
Dalla Stringa all'inverter (DC)	1% al carico nominale ai morsetti di arrivo all'inverter
Sezione BT	
Dall'inverter (lato AC) al quadro Generale BT	1 % al carico nominale dell'arrivo interruttore BT
Dal quadro Generale di BT ad altri sottoquadri	2% al carico nominale dell'arrivo interruttore
Circuiti luce e prese	2 % al quadro di distribuzione
Circuiti luce secondari	3% come valor medio; con un valore massimo del 5% a fine circuito per qualche lampada
Sezione MT	
Dal quadro MT all'uscita del trasformatore MT/BT fino al quadro MT generale	1% al carico nominale ai morsetti di arrivo dell'interruttore
Generale	
Complessivo dalla stringa al quadro MT della cabina	4% al carico nominale ai morsetti di arrivo dell'interruttore

## 6. SISTEMA ELETTRICO

### 6.1 Sistema elettrico generale

Il sistema elettrico generale è costituito principalmente dal generatore fotovoltaico composto da moduli in silicio cristallino e da tutti le apparecchiature e gli elementi e i componenti necessari per l'immissione nella rete elettrica nazionale dell'energia prodotta.

Il generatore fotovoltaico sarà costituito dall'insieme dei raggruppamenti di moduli fotovoltaici collegati in serie e in parallelo (sottocampi fotovoltaici). Più precisamente i moduli verranno collegati elettricamente in serie a gruppi di moduli formando così una stringa. Le stringhe saranno collegate elettricamente agli ingressi in corrente continua degli inverter previsti in campo e opportunamente dimensionati.

Gli inverter (lato corrente alternata) saranno collegati al quadro BT di parallelo all'interno delle Cabine di Trasformazione o Power Station BT/MT alimentate in MT e collegate a ciascuna Cabina Utente dedicata.

La linea in partenza da ciascuna Cabina Utente si attesterà a un punto di consegna (POD) collocato in una Cabina di Consegna. Tra le Cabine di Consegna dello stesso lotto verrà realizzato un anello MT di collegamento sui mediante un collegamento in entra-esci sui quadri MT di consegna delle cabine contigue.

Il sistema di generazione elettrica principale sarà progettato per produrre e immettere l'energia prodotta nella Rete Elettrica Nazionale.

Gli ausiliari del campo fotovoltaico dovranno essere capaci di alimentare tutti i carichi necessari all'impianto PV, inclusi i carichi ausiliari, illuminazione, sistema SCADA e telecomunicazione, eventuali cabine elettriche ausiliarie, ecc..

### 6.2 Sistema elettrico di sicurezza

Il sistema elettrico di sicurezza sarà composto da gruppi di continuità statici e dai relativi banchi di batterie.

Tali sistemi dovranno essere in grado di alimentare i carichi classificati come vitali/riserva per un tempo minimo specificato dalla legge o dalla normativa vigente o dai requisiti minimi richiesti nella documentazione di progetto.

## 7. CALCOLI DI CONFIGURAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

### 7.1 Verifiche Configurazione stringa-inverter

Le configurazioni stringa-inverter sono state eseguite mediante l'utilizzo del file PVSYST di cui si allega report di Calcolo.

Presi in considerazione la località ed il tipo di posa, si sono ipotizzati per il dimensionamento le seguenti temperature del modulo:

- Temperatura modulo minima: 0 °C;
- Temperatura modulo massima: +60 °C;

Si è pertanto verificato che le tensioni e le correnti di stringa sia contenuti all'interno dei range ammessi dall'inverter.

Occorre verificare, per le condizioni ambientali di ubicazione dell'impianto fotovoltaico, che in corrispondenza dei valori minimi e massimi, stimati, di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti espressioni:

- |                                      |          |
|--------------------------------------|----------|
| • $VOC (-0^{\circ}C) < V_{sistema}$  | MODULO   |
| • $VOC (-0^{\circ}C) < V_{ISO}$      | INVERTER |
| • $VMP (-0^{\circ}C) < VMPP - max$   | INVERTER |
| • $VMP (+ 60^{\circ}C) > VMPP - min$ | INVERTER |
| • $IMP (+ 60^{\circ}C) < IDC - max$  | INVERTER |

Dove  $VOC_{min}$  è la tensione a circuito aperto;  $VMP$  la tensione nominale del modulo;  $VMPP - max$  e  $VMPP - min$  i valori massimo e minimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la  $IMP$  è il valore massimo di corrente al punto di massima potenza ed infine  $IDC - max$  la corrente di ingresso massima dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura (espressa in % / °C) ed i limiti di temperatura estremi pari a - 0 °C e + 60 °C,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25 °C).

### 7.2 Calcolo delle Perdite del Sistema

Mediante l'utilizzo del software PVSYST sono state stimate inoltre le perdite del sistema.

#### ▪ Perdite per ombreggiamento reciproco e limite di irraggiamento

Le perdite per limite di irraggiamento sono relative alla parte di radiazione solare potenzialmente disponibile, ma che non può essere utilizzata in quanto, in quei periodi, l'autoconsumo delle apparecchiature d'impianto sono maggiori della produzione elettrica. La scelta di inverter a basso autoconsumo ha ridotto la soglia di sensibilità di questo parametro.

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono in funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre, anche sensibilmente, le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali.

Entrambe le perdite sono state valutate attraverso simulazioni di esercizio via software.

#### ▪ Perdite per sporcamento dei moduli

Le perdite per sporcamento dei moduli sono causate dal materiale (qualunque tipo di residuo opaco) che si accumula sulla superficie dei moduli. Tale materiale è in grado di ridurre l'efficienza del sistema fotovoltaico, diminuendo la quantità di irraggiamento assorbita dai moduli fotovoltaici.

#### ▪ Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1.000 W/m<sup>2</sup>, risultando la stessa, in condizioni normali di esercizio, variabile in funzione, appunto, dell'irraggiamento. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = -0,4 I_n \left( \frac{I}{1000} \right) \eta_n$$

dove:

- $I$  = irraggiamento in W/m<sup>2</sup>;
- $\eta_n$  l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1.000 W/m<sup>2</sup>.

Queste perdite sono rilevanti in condizioni meteorologiche medie annue caratterizzate da giornate spesso nuvolose, mentre, in siti soleggiati, l'influenza di questo comportamento risulta più contenuta.

Il software di simulazione calcola tale valore sulla base dei dati climatici del sito (si veda report PVsyst allegato).

#### ▪ Perdite per fattore IAM

Le perdite per fattore IAM sono relative a riflessioni dell'irraggiamento in funzione del materiale di rivestimento (normalmente vetro temperato ad alto coefficiente di trasmissione con o senza trattamento anti-riflesso) e dal tipo di installazione dei moduli (fissi o su strutture a inseguimento).

#### ▪ Perdite per temperatura

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regimi di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, infatti, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.

Il software di simulazione calcola tale valore sulla base dei dati climatici del sito.

#### ▪ Perdite per qualità del modulo

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. Per ricavare la perdita si utilizza generalmente la formula:

$$\{t_{min}\% + [0,5 \times (t_{min}\% - t_{max}\%)]\}$$

dove  $t_{min}\%$  e  $t_{max}\%$  sono, rispettivamente, i valori di tolleranza massima.

#### ▪ Perdite di mismatch nel generatore fotovoltaico

Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e, quindi, fra una stringa e l'altra.

#### ▪ Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. L'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione, infatti, la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi con un degrado costante negli anni seguenti.

Sulla base dell'esperienza maturata con moduli in silicio cristallino, si ritiene opportuno considerare una degradazione al primo anno pari a -1,5% (include la perdita LID) e un degrado per gli anni successivi pari a -0,5% all'anno per ciascun impianto.

#### ▪ Perdite sui circuiti in corrente continua (ohmiche di cablaggio)

È una perdita intrinseca che si riesce a ridurre con l'utilizzo di componenti appropriati, valutazioni tecnico-economiche progettuali (cavi e percorsi) e accortezza in fase di installazione (contatti). In considerazione di una perdita sui cavi e le connessioni elettriche pari a 1,5% in condizioni standard, è possibile valutare attraverso una simulazione semplificata dell'architettura elettrica prevista da progetto, una stima delle perdite su base annua.

▪ **Perdite sul sistema di conversione**

Sono dovute alla curva di efficienza dei convertitori in funzione della potenza in uscita e, quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato e dallo schema di trasformazione. Le perdite sono stimate in relazione al valore dell'efficienza europea della macchina installata.

▪ **Perdite per sottodimensionamento del sistema di conversione**

Tali perdite sono dovute al superamento da parte della potenza generata dai moduli fotovoltaici della potenza in ingresso ammessa dall'inverter. Tale superamento è concesso al di sotto di un valore che esprime la massima potenza ammissibile senza causare danni all'inverter. Durante il funzionamento, l'impianto può, talvolta, esprimere una potenza inclusa tra la potenza ammessa dall'inverter e la massima potenza ammissibile: tale fenomeno si esprime in un taglio della potenza convertita dal sistema di conversione e, quindi, in una perdita.

▪ **Perdite al MPPT**

Tali perdite sono dovute all'efficienza con cui il sistema di conversione è in grado di inseguire il punto di massima potenza. Questo valore è solitamente dipendente dal livello di nuvolosità della località in esame ed è ottenuto da un'analisi del rapporto tra l'irraggiamento diretto e diffuso misurato su base annuale.

▪ **Disponibilità d'esercizio**

La disponibilità di esercizio non è un fattore tecnico di riduzione dell'efficienza ma è legato al concetto di Performance Ratio ('PR'). Tuttavia, il PR (e, quindi, la disponibilità), dal momento che risulta strettamente influenzato dai componenti selezionati, dalla progettazione e dal piano di manutenzione adottato, è un parametro legato alla manutenzione del sistema.

Nel report allegato alla presente relazione è disponibile un riepilogo delle perdite stimate e/o calcolate all'interno del software di simulazione PVsyst.

### 7.3 Report software PVsyst



PVsyst V8.0.1

## PVsyst - Simulation report

### Grid-Connected System

Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO

Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX @40°C PRODUTTORE)

Unlimited trackers

System power: 24.47 MWp

Quattro Torri - Italy

**Author**SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)  
Viale Castello della Magliana  
38  
ROMA / 00148  
ITALY




**PVsyst V8.0.1**

VCA, Simulation date:  
26/11/24 15:10  
with V8.0.1

**Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO**

Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX  
**40°C PRODUTTORE)**

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b>		<b>Situation</b>	<b>Project settings</b>
Quattro Torri		Latitude	44.80 °N
Italy		Longitude	11.37 °E
		Altitude	11 m
		Time zone	UTC+1
		Albedo	0.20
<b>Weather data</b>			
Quattro Torri			
PVGIS api TMY			

**System summary**

System summary			
Grid-Connected System		Unlimited trackers	
Orientation #1		Near Shadings	
Tracking horizontal axis		no Shadings	
Axis azimuth		0 °	
Phi min / max.		-/+ 60 °	
Tracking algorithm		User's needs	
Irradiance optimization		Unlimited load (grid)	
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules		Nb. of units	
Pnom total		Pnom total	
		Pnom ratio	

**Results summary**

Produced Energy	41478909 kWh/year	Specific production	1695 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.65 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11


**PVsyst V8.0.1**

 VCA, Simulation date:  
 26/11/24 15:10  
 with V8.0.1

**Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO**

 Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX  
**40°C PRODUTTORE)**

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

**General parameters**
**Grid-Connected System**
**Orientation #1**
**Tracking horizontal axis**

 Axis azimuth 0 °  
 Phi min / max. +/- 60 °

**Tracking algorithm**

Irradiance optimization

**Models used**

 Transposition Perez  
 Diffuse Imported  
 Circumsolar separate

**Bifacial system definition**
**Orientation #1**
**Bifacial system**

Model Unlimited Trackers 2D model

**Bifacial model geometry**

 Tracker Spacing 5.10 m  
 Tracker width 2.42 m  
 GCR 47.5 %  
 Axis height above ground 2.10 m  
 Nb. of sheds 608 units

**Bifacial model definitions**

 Ground albedo 0.30  
 Bifaciality factor 85 %  
 Rear shading factor 5.0 %  
 Rear mismatch loss 10.0 %  
 Shed transparent fraction 0.0 %

**Unlimited trackers**
**Trackers configuration**

 Nb. of trackers 608 units  
 Unlimited trackers  
**Shading limit angles**  
 Phi limits +/- 61.6 °

**Sizes**

 Tracker Spacing 5.10 m  
 Collector width 2.38 m  
 Average GCR 46.7 %  
 Left inactive band 0.02 m  
 Right inactive band 0.02 m

**Near Shadings**

no Shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**
**PV module**

 Manufacturer Phono Solar  
 Model PS720M13GFH-22/WSHW  
 (Custom parameters definition)  
 Unit Nom. Power 720 Wp  
 Number of PV modules 26514 units  
 Nominal (STC) 19.09 MWp

**Array #1 - FV POD 1 (4772 kW)\_INV.352kW**

 Number of PV modules 6237 units  
 Nominal (STC) 4491 kWp  
 Modules 231 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 4220 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 3917 A

**Inverter**

 Manufacturer Sungrow  
 Model SG350HX-12MPPT  
 (Custom parameters definition)  
 Unit Nom. Power 320 kWac  
 Number of inverters 47 units  
 Total power 15040 kWac

 Number of inverters 11 units  
 Total power 3520 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power (=>30°C) 352 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.28  
 Power sharing within this inverter


**PVsyst V8.0.1**

 VCA, Simulation date:  
 26/11/24 15:10  
 with V8.0.1

**Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO**

 Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX  
**40°C PRODUTTORE)**

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

**PV Array Characteristics**
**Array #3 - FV POD 2 (2208 kW)\_INV.352kW**

 Number of PV modules 2700 units  
 Nominal (STC) 1944 kWp  
 Modules 100 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 1827 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 1696 A

 Number of inverters 5 units  
 Total power 1600 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power (=>30°C) 352 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.22  
 Power sharing within this inverter

**Array #5 - FV POD 3 (3880 kW)\_INV.352kW**

 Number of PV modules 5670 units  
 Nominal (STC) 4082 kWp  
 Modules 210 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 3837 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 3561 A

 Number of inverters 10 units  
 Total power 3200 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power (=>30°C) 352 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.28  
 Power sharing within this inverter

**Array #7 - FV POD 4 (4594 kW)\_INV.352kW**

 Number of PV modules 5670 units  
 Nominal (STC) 4082 kWp  
 Modules 210 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 3837 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 3561 A

 Number of inverters 10 units  
 Total power 3200 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power (=>30°C) 352 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.28  
 Power sharing within this inverter

**Array #9 - FV POD 5 (4446 kW)\_INV.352kW**

 Number of PV modules 6237 units  
 Nominal (STC) 4491 kWp  
 Modules 231 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 4220 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 3917 A

 Number of inverters 11 units  
 Total power 3520 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power (=>30°C) 352 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.28  
 Power sharing within this inverter

**PV module**

 Manufacturer Phono Solar  
 Model PS720M13GFH-22/WSHW  
 (Custom parameters definition)

 Unit Nom. Power 720 Wp  
 Number of PV modules 7479 units  
 Nominal (STC) 5385 kWp

**Inverter**

 Manufacturer Sungrow  
 Model SG250HX-30  
 (Custom parameters definition)

 Unit Nom. Power 225 kWac  
 Number of inverters 22 units  
 Total power 4950 kWac

**Array #2 - FV POD 1 (4772 kW)\_INV.250kW**

 Number of PV modules 1728 units  
 Nominal (STC) 1244 kWp  
 Modules 64 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 1169 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 1085 A

 Number of inverters 6 units  
 Total power 1350 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power (=>30°C) 250 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 0.92  
 Power sharing within this inverter


**PVsyst V8.0.1**

 VCA, Simulation date:  
 26/11/24 15:10  
 with V8.0.1

**Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO**
**Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX  
 40°C PRODUTTORE)**

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

**PV Array Characteristics**
**Array #4 - FV POD 2 (2208 kW)\_INV.250kW**

 Number of PV modules 837 units  
 Nominal (STC) 603 kWp  
 Modules 31 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 566 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 526 A

 Number of inverters 3 units  
 Total power 675 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power ( $\Rightarrow 30^{\circ}\text{C}$ ) 250 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 0.89  
 Power sharing within this inverter

**Array #6 - FV POD 3 (3880 kW)\_INV.250kW**

 Number of PV modules 1134 units  
 Nominal (STC) 816 kWp  
 Modules 42 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 767 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 712 A

 Number of inverters 3 units  
 Total power 675 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power ( $\Rightarrow 30^{\circ}\text{C}$ ) 250 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.21  
 Power sharing within this inverter

**Array #8 - FV POD 4 (4594 kW)\_INV.250kW**

 Number of PV modules 2268 units  
 Nominal (STC) 1633 kWp  
 Modules 84 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 1535 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 1424 A

 Number of inverters 6 units  
 Total power 1350 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power ( $\Rightarrow 30^{\circ}\text{C}$ ) 250 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.21  
 Power sharing within this inverter

**Array #10 - FV POD 5 (4446 kW)\_INV.250kW**

 Number of PV modules 1512 units  
 Nominal (STC) 1089 kWp  
 Modules 56 string x 27 In series

**At operating cond. (50°C)**

 Pmpp 1023 kWp  
 U mpp 1077 V  
 I mpp 950 A

 Number of inverters 4 units  
 Total power 900 kWac

 Operating voltage 500-1500 V  
 Max. power ( $\Rightarrow 30^{\circ}\text{C}$ ) 250 kWac  
 Pnom ratio (DC:AC) 1.21  
 Power sharing within this inverter

**Total PV power**

 Nominal (STC) 24475 kWp  
 Total 33993 modules  
 Module area 105594 m<sup>2</sup>
**Total inverter power**

 Total power 19990 kWac  
 Max. power 22044 kWac  
 Number of inverters 69 units  
 Pnom ratio 1.22

**Array losses**
**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 2.0 %

**Thermal Loss factor**

 Module temperature according to irradiance  
 U<sub>c</sub> (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
 U<sub>v</sub> (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 1.5 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.8 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.402	0.000




**PVsyst V8.0.1**

 VCA, Simulation date:  
 26/11/24 15:10  
 with V8.0.1

**Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO**

 Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX  
**40°C PRODUTTORE)**

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

**DC wiring losses**

 Global wiring resistance 0.81 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - FV POD 1 (4772 kW)\_INV.352kW**

 Global array res. 4.4 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #3 - FV POD 2 (2208 kW)\_INV.352kW**

 Global array res. 10 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #5 - FV POD 3 (3880 kW)\_INV.352kW**

 Global array res. 4.9 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #7 - FV POD 4 (4594 kW)\_INV.352kW**

 Global array res. 4.9 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #9 - FV POD 5 (4446 kW)\_INV.352kW**

 Global array res. 4.4 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - FV POD 1 (4772 kW)\_INV.250kW**

 Global array res. 16 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #4 - FV POD 2 (2208 kW)\_INV.250kW**

 Global array res. 33 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #6 - FV POD 3 (3880 kW)\_INV.250kW**

 Global array res. 24 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #8 - FV POD 4 (4594 kW)\_INV.250kW**

 Global array res. 12 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #10 - FV POD 5 (4446 kW)\_INV.250kW**

 Global array res. 18 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**System losses**
**Unavailability of the system**

 Time fraction 0.8 %  
 3.0 days,  
 3 periods

**Auxiliaries loss**

 Proportional to Power 2.0 W/kW  
 0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses**
**Inv. output line up to MV transfo**

 Inverter voltage 800 Vac tri  
 Loss Fraction 1.27 % at STC

**Inverters: SG350HX-12MPPT, SG250HX-30**

 Wire section (69 Inv.) Alu 69 x 3 x 240 mm<sup>2</sup>  
 Average wires length 170 m

**MV line up to Injection**

 MV Voltage 15 kV  
 Average each inverter  
 Wires Copper 3 x 70 mm<sup>2</sup>  
 Length 1000 m  
 Loss Fraction 0.21 % at STC

**AC losses in transformers**
**MV transfo**

Medium voltage 15 kV

**Transformer from Datasheets**

 Nominal power 2500 kVA  
 Iron Loss 3.10 kVA  
 Iron loss fraction 0.12 % of P<sub>Nom</sub>  
 Copper loss 19.00 kVA  
 Copper loss fraction 0.76 % at P<sub>Nom</sub>  
 Coils equivalent resistance 3 x 1.95 mΩ

**Operating losses at STC (full system)**

 Nb. identical MV transfos 14  
 Nominal power at STC 24.08 MVA  
 Iron loss 43.40 kVA  
 Iron loss fraction 0.18 % at STC  
 Copper loss 125.91 kVA  
 Copper loss fraction 0.52 % at STC


**PVsyst V8.0.1**

 VCA, Simulation date:  
 26/11/24 15:10  
 with V8.0.1

**Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO**

 Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX  
**40°C PRODUTTORE)**

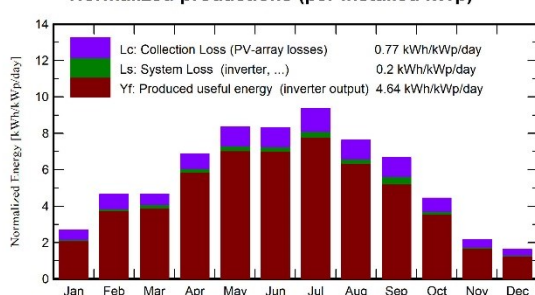
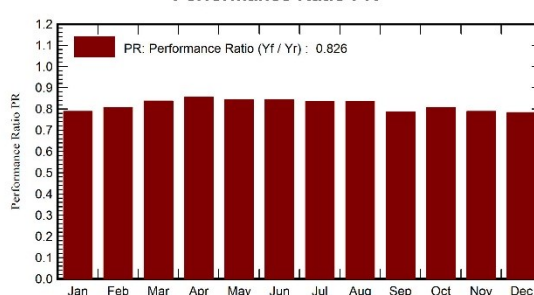
SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

**Main results**
**System Production**

Produced Energy 41478909 kWh/year

 Specific production  
 Perf. Ratio PR

 1695 kWh/kWp/year  
 82.65 %

**Normalized productions (per installed kWp)**

**Performance Ratio PR**

**Balances and main results**

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
January	54.3	24.80	4.79	83.0	65.4	1668631	1601400	0.788
February	83.7	28.73	6.82	130.1	106.4	2662213	2568596	0.807
March	104.9	47.37	9.55	144.4	124.6	3109760	2956138	0.836
April	154.0	66.12	14.50	206.2	182.6	4474466	4314131	0.855
May	193.7	69.73	19.30	259.1	233.5	5557436	5356479	0.845
June	188.9	78.48	22.68	249.2	224.5	5344323	5154031	0.845
July	216.1	72.43	25.63	290.3	262.7	6149694	5928431	0.834
August	173.9	64.74	24.18	236.6	210.9	5021514	4840571	0.836
September	140.6	48.87	23.43	199.7	173.3	4151026	3837832	0.785
October	94.0	39.34	14.69	137.5	114.4	2821269	2718735	0.808
November	45.6	27.86	11.14	64.5	51.3	1303670	1244367	0.788
December	36.4	24.16	5.78	50.0	39.2	1012564	958197	0.783
Year	1486.0	592.64	15.25	2050.5	1788.7	43276566	41478909	0.826

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

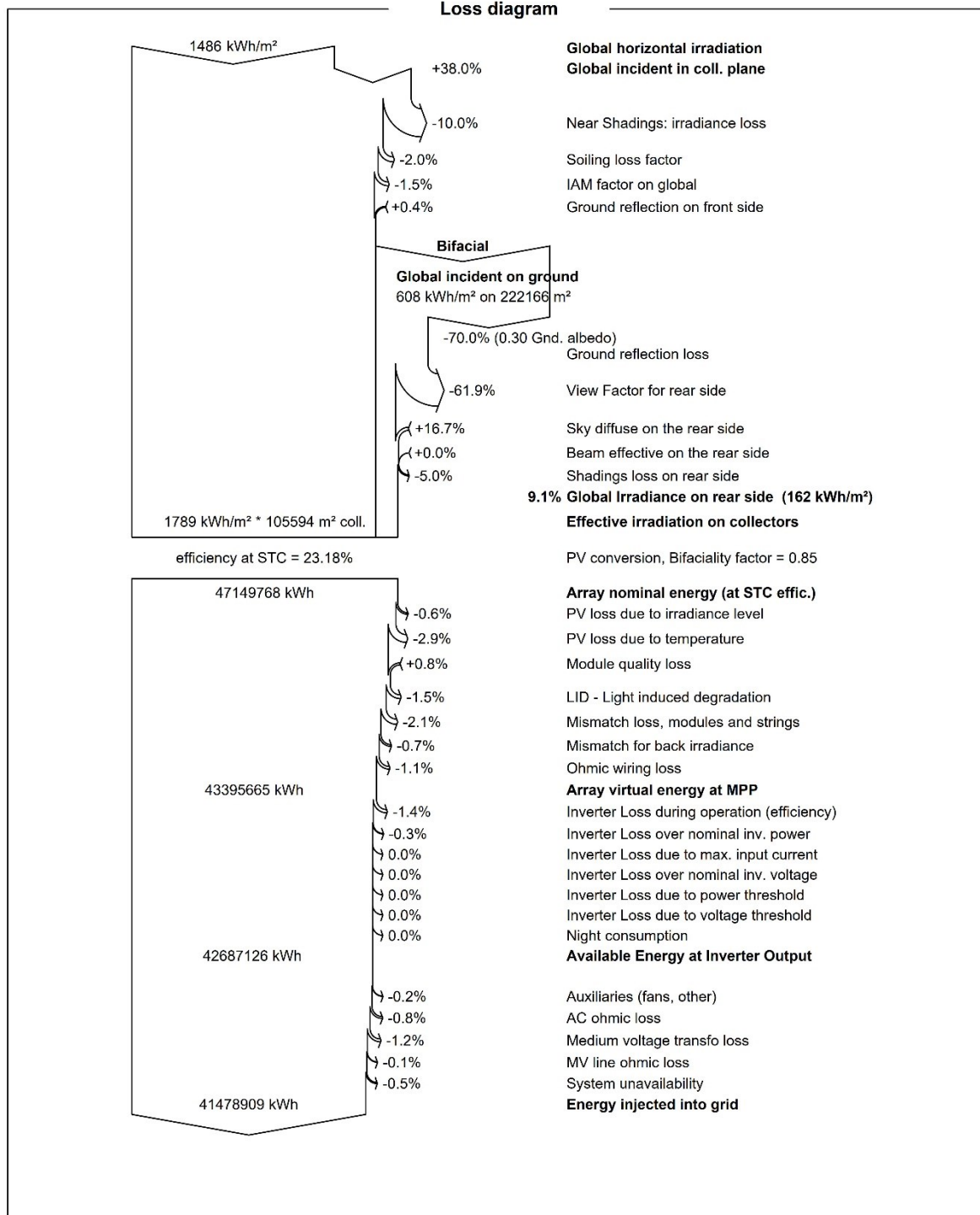



**PVsyst V8.0.1**

 VCA, Simulation date:  
 26/11/24 15:10  
 with V8.0.1

**Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO**
**Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX  
 40°C PRODUTTORE)**

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

**Loss diagram**




**PVsyst V8.0.1**

VCA, Simulation date:  
26/11/24 15:10  
with V8.0.1

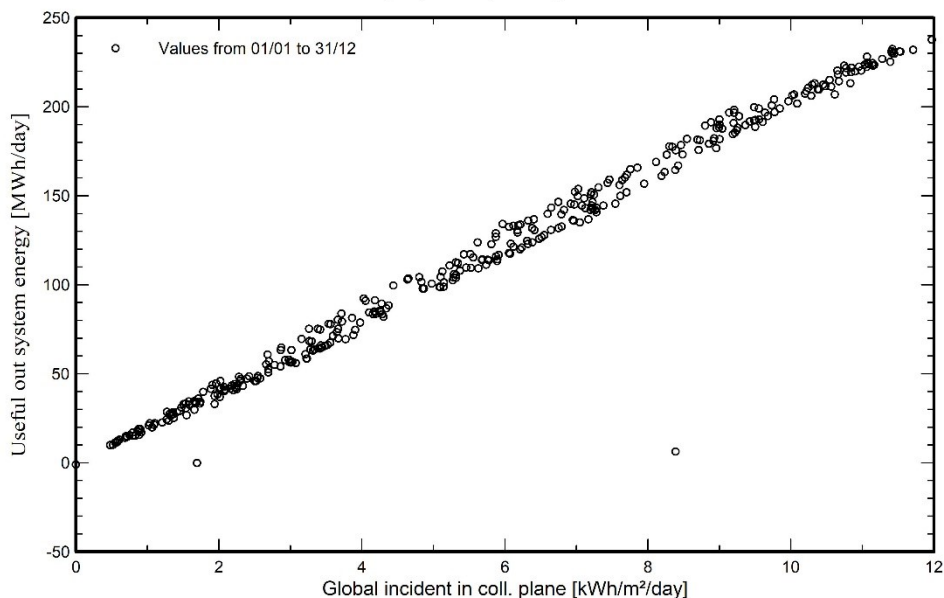
**Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO**

**Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX  
40°C PRODUTTORE)**

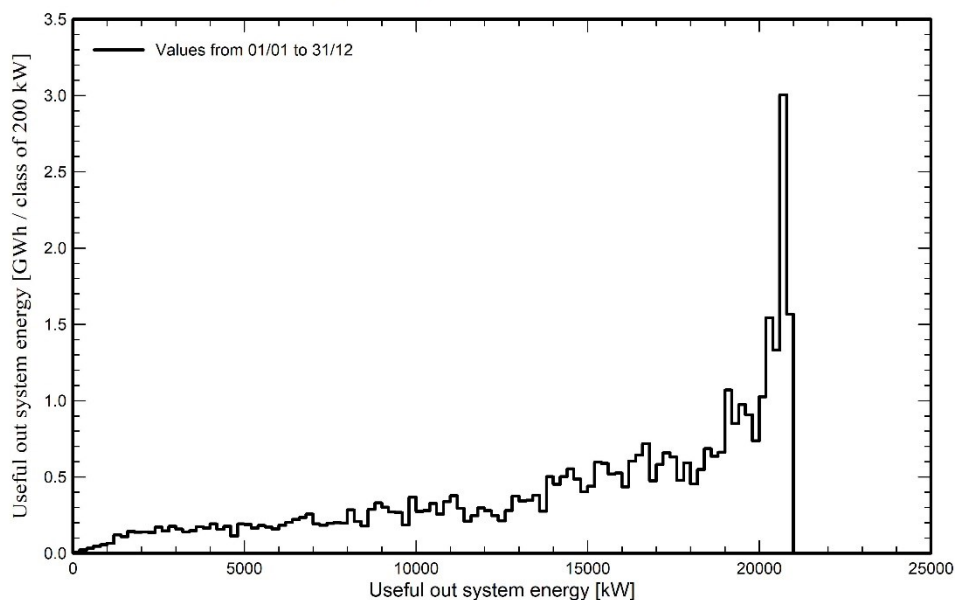
SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

**Predef. graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**




**PVsyst V8.0.1**

 VCA, Simulation date:  
 26/11/24 15:10  
 with V8.0.1

Project: AIEM GREEN\_TERRE DEL RENO

 Variant: REV.01 - FV TERRE DEL RENO (SG350HX @40°C SG250HX  
**40°C PRODUTTORE)**

SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l. (Italy)

**P50 - P90 evaluation**
**Weather data**

Source	PVGIS api TMY
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	4.0 %

**Specified Deviation**

Climate change	0.0 %
----------------	-------

**Global variability (weather data + system)**

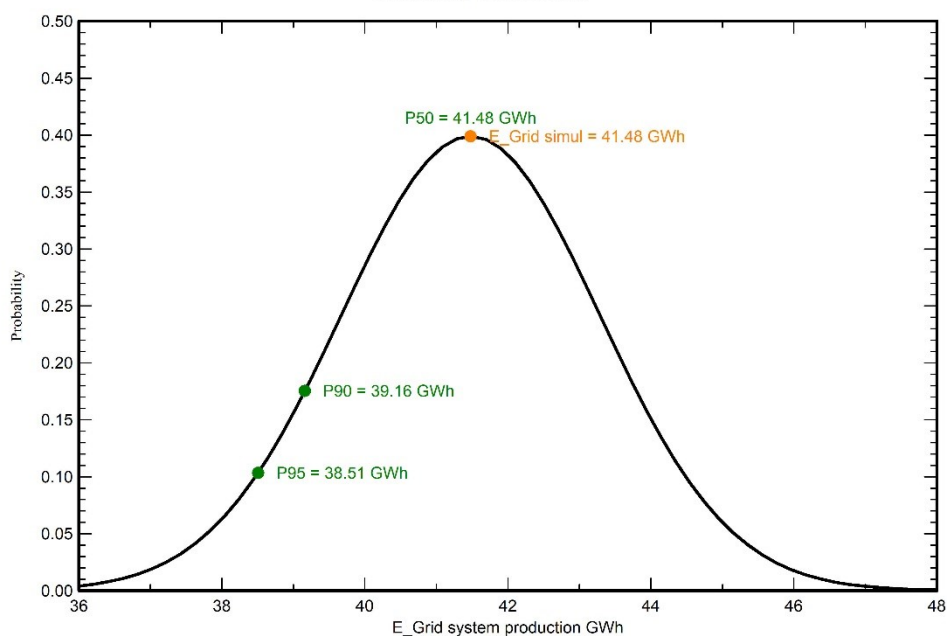
Variability (Quadratic sum)	4.4 %
-----------------------------	-------

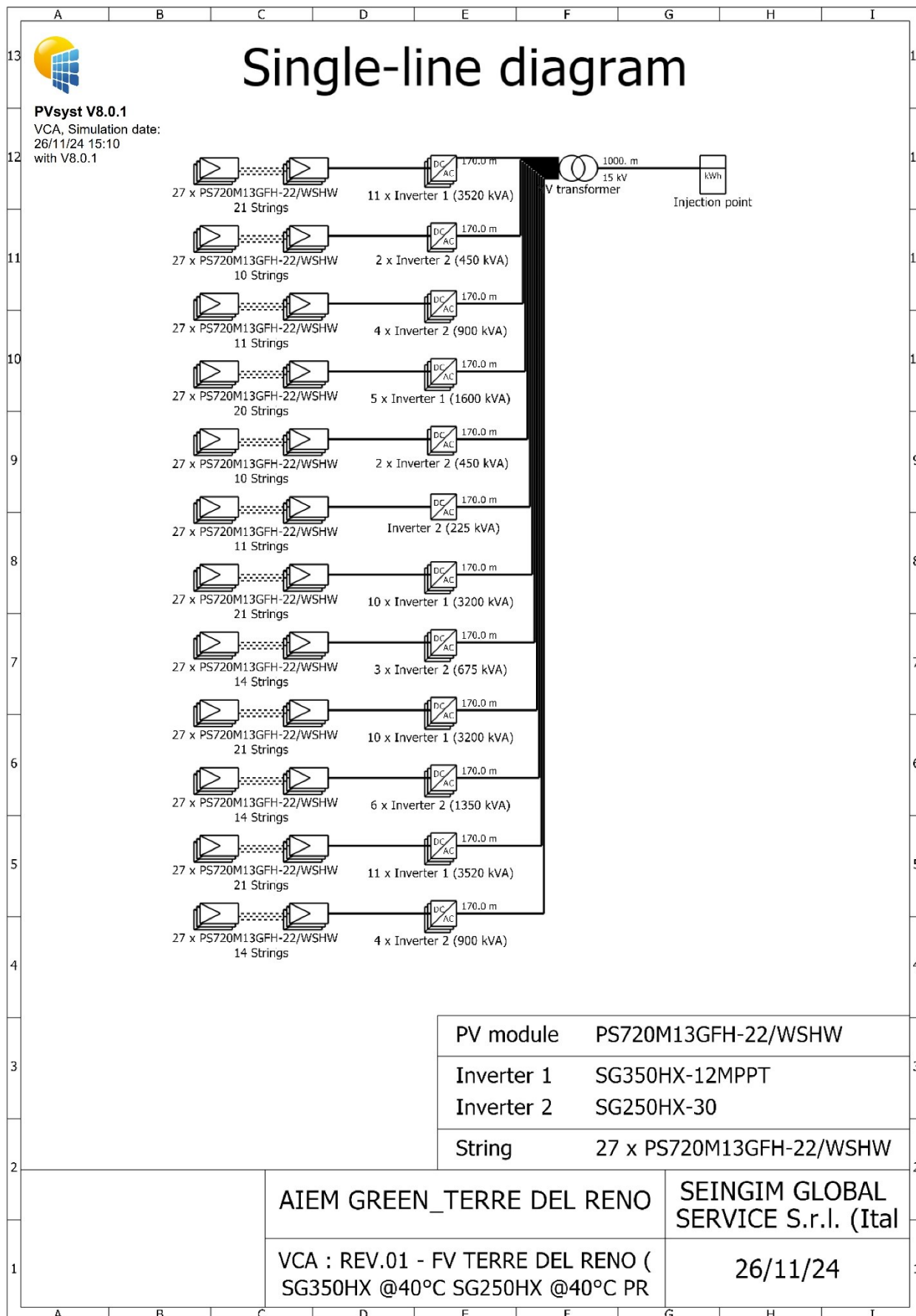
**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

**Annual production probability**

Variability	1.81 GWh
P50	41.48 GWh
P90	39.16 GWh
P95	38.51 GWh

**Probability distribution**




## 8. STUDI DI RETE

Durante la fase di progettazione esecutiva dovrà essere sviluppato uno studio elettrico di potenza che tenga conto delle caratteristiche dei componenti scelti per l'impianto fotovoltaico e delle interazioni con l'architettura della rete esistente. Dovranno essere prodotti i calcoli di load flow, il calcolo delle correnti di cortocircuito, l'analisi della stabilità transitoria e delle armoniche. Dovrà essere effettuato uno studio di selettività, coordinamento e verifica del corretto dimensionamento delle protezioni.

Lo studio dovrà dimostrare la conformità dell'impianto ai requisiti della norma CEI 0-16 e altresì dimostrare che l'impianto fotovoltaico non introdurrà disturbi sulla rete esistente o volta ad identificare le eventuali azioni correttive. Particolare attenzione verrà data al contributo armonico introdotto dagli inverter. Dovrà essere effettuato, inoltre, il calcolo della rete di terra presso le cabine MT e il campo fotovoltaico.

Il calcolo della corrente di cortocircuito dovrà essere condotto in accordo alle seguenti norme IEC 60909 per i sistemi in corrente alternata e IEC 61660 per i sistemi in corrente continua.

Saranno inoltre calcolate le correnti minime di cortocircuito, al fine di verificare il corretto intervento delle protezioni.

I calcoli dovranno includere:

- Il guasto trifase simmetrico;
- Il guasto fase-fase;
- Il guasto monofase a terra.

Per ognuno dei guasti sopracitati dovranno essere calcolati:

- Il valore delle correnti di picco massimo e minimo;
- Il valore della corrente alle condizioni r.m.s massimo e minimo;
- La capacità di interruzione di tutti i circuiti;

Lo studio includerà il calcolo delle correnti di cortocircuito sulle stringhe DC dell'impianto fotovoltaico. Dovrà inoltre essere condotta un'analisi sulle armoniche volta a valutare la distorsione di tensione creata dagli inverter CC/CA, sulla intera rete elettrica, al fine di definire al meglio la scelta dei filtri più adatti.

Lo studio sulla stabilità transitori dovrà contenere i diagrammi che mostrano la capacità della rete di riacquistare i parametri nominali nei periodi di tempo prestabiliti in caso di perturbazioni.

Questo studio dovrà suggerire inoltre l'impostazione ottimale dei relè di frequenza e di tensione.

## 9. CALCOLI ELETTRICI

### 9.1 Calcolo delle correnti di impiego

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \varphi}$$

nella quale:

- $k_{ca} = 1$  sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $k_{ca} = 1.73$  sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza  $\cos \varphi$  è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di  $I_b$  vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$\begin{aligned}\dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 2\pi/3)} = I_b \cdot \left( \cos \left( \varphi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left( \varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 4\pi/3)} = I_b \cdot \left( \cos \left( \varphi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left( \varphi - \frac{4\pi}{3} \right) \right)\end{aligned}$$

Il vettore della tensione  $V_n$  è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento  $P_d$  è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot \text{coeff}$$

nella quale  $\text{coeff}$  è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza  $P_n$  è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione  $P_n$  rappresenta la somma vettoriale delle  $P_d$  delle utenze a valle (SPd a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle (SQd a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos \varphi = \cos \left( \arctan \left( \frac{Q_n}{P_n} \right) \right)$$

### 9.2 Dimensionamento dei cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:



$$a) \quad I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$b) \quad I_f \leq 1.45 \cdot I_z$$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente  $I_b$ , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata  $I_z$  della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
- IEC 60364-5-52 (Mineral);
- CEI-UNEL 35024/1;
- CEI-UNEL 35024/2;
- CEI-UNEL 35026;
- CEI 20-91 (HEPR).

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

- CEI 11-17;
- CEI UNEL 35027 (1-30kV).
- EC 60502-2 (6-30kV)
- IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV)

Il programma gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi. L'elenco completo è disponibile nei Riferimenti normativi.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile  $I_z$  in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z \min} = \frac{I_n}{k}$$

dove il coefficiente  $k$  ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla  $I_{z\ min}$ . Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento  $I_f$  e corrente nominale  $I_n$  minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

### 9.3 Integrale di Joule

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2$$

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 200
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 200
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 74
Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7:	K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 143
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 166
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 176
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228

Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 95
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 110
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 116

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 76
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 89
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 94

#### 9.4 Dimensionamento del conduttore di neutro

La norma CEI 64-8 par. 524.2 e par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, possa avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm<sup>2</sup>;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm<sup>2</sup> se il conduttore è in rame e a 25 mm<sup>2</sup> se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm<sup>2</sup> se conduttore in rame e 25 mm<sup>2</sup> se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite rapporto tra le portate dei conduttori;
- determinazione in relazione alla portata del neutro.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore in questione secondo i seguenti vincoli dati dalla norma:

$$\begin{aligned}
 S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f \\
 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_n = 16\text{mm}^2 \\
 S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f / 2
 \end{aligned}$$

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro, e il programma determinerà la sezione in base alla portata.

Il terzo criterio consiste nel dimensionare il conduttore tenendo conto della corrente di impiego circolante nel neutro come per un conduttore di fase.

Le sezioni dei neutri possono comunque assumere valori differenti rispetto ai metodi appena citati, comunque sempre calcolati a regola d'arte.

## 9.5 Dimensionamento dei conduttori di protezione

Le norme CEI 64.8 par. 543.1 prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione mediante calcolo.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}$$

dove:

- $S_p$  è la sezione del conduttore di protezione ( $\text{mm}^2$ );
- $I$  è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- $t$  è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- $K$  è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

Se il risultato della formula non è una sezione unificata, viene presa una unificata immediatamente superiore.

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3.

Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- 2,5  $\text{mm}^2$  rame o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4  $\text{mm}^2$  o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

E' possibile, altresì, determinare la sezione mediante il rapporto tra le portate del conduttore di fase e del conduttore di protezione.

Nei sistemi TT, la sezione dei conduttori di protezione può essere limitata a:

- 25  $\text{mm}^2$ , se in rame;
- 35  $\text{mm}^2$ , se in alluminio;

## 9.6 Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left( \alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$

$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left( \alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

esprese in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente  $\alpha_{cavo}$  è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

## 9.7 Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max \left( \sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right)_{f=R,S,T}$$

con  $f$  che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con  $n$  che rappresenta il conduttore di neutro;

con  $i$  che rappresenta le  $k$  utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$cdt(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos \varphi + X_{cavo} \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

- $K_{cdt} = 2$  per sistemi monofase;
- $K_{cdt} = 1.73$  per sistemi trifase.

I parametri  $R_{cavo}$  e  $X_{cavo}$  sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in W/km.

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

### 9.8 Fornitura della rete

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

Le tipologie di fornitura possono essere:

- in bassa tensione
- in media tensione
- ad impedenza nota
- in corrente continua

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto dell'utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI EN 60909-0.

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

### 9.9 Media Tensione

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura  $V_{mt}$  (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima,  $I_{kmax}$  (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima,  $I_{k1ftmax}$  (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima,  $I_{kmin}$  (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima,  $I_{k1ftmin}$  (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.



$$Z_{ccmt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{k \max}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccmt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 \cdot Z_{ccmt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt}$$

e le componenti omopolari:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ft \max}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1}$$

## 9.10 Bassa Tensione

Questa può essere utilizzata quando il circuito è alimentato dalla rete di distribuzione in bassa tensione, oppure quando il circuito da dimensionare è collegato in sottoquadro ad una rete preesistente di cui si conosca la corrente di cortocircuito sul punto di consegna.

I dati richiesti sono:

- tensione concatenata di alimentazione espressa in V;
- corrente di cortocircuito trifase della rete di fornitura espressa in kA (usualmente 10 kA).
- corrente di cortocircuito monofase della rete di fornitura espressa in kA (usualmente 6 kA).

Dai primi due valori si determina l'impedenza diretta corrispondente alla corrente di cortocircuito  $I_{cctrif}$ , in mW:

$$Z_{cctrif} = \frac{V_2}{\sqrt{3} \cdot I_{cctrif}}$$

In base alla tabella fornita dalla norma CEI 17-5 che fornisce il  $\cos f_{cc}$  di cortocircuito in relazione alla corrente di cortocircuito in kA, si ha:

$50 < I_{cctrif}$	$\cos\phi_{cc} = 0.2$
$20 < I_{cctrif} \leq 50$	$\cos\phi_{cc} = 0.25$
$10 < I_{cctrif} \leq 20$	$\cos\phi_{cc} = 0.3$
$6 < I_{cctrif} \leq 10$	$\cos\phi_{cc} = 0.5$
$4.5 < I_{cctrif} \leq 6$	$\cos\phi_{cc} = 0.7$
$3 < I_{cctrif} \leq 4.5$	$\cos\phi_{cc} = 0.8$
$1.5 < I_{cctrif} \leq 3$	$\cos\phi_{cc} = 0.9$
$I_{cctrif} \leq 1.5$	$\cos\phi_{cc} = 0.95$

da questi dati si ricava la resistenza alla sequenza diretta, in mW:

$$R_d = Z_{cctrif} \cdot \cos\phi_{cc}$$

ed infine la relativa reattanza alla sequenza diretta, in mW:

$$X_d = \sqrt{Z_{cctrif}^2 - R_d^2}$$

Dalla conoscenza della corrente di guasto monofase  $I_{k1}$ , è possibile ricavare i valori dell'impedenza omopolare.

Invertendo la formula:

$$I_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_2}{\sqrt{(2 \cdot R_d + R_0)^2 + (2 \cdot X_d + X_0)^2}}$$

$$\frac{R_0}{X_0} = \frac{Z_0}{X_0} \cdot \cos\phi_{cc}$$

con le ipotesi , cioè l'angolo delle componenti omopolari uguale a quello delle componenti dirette, si ottiene:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot V}{I_{k1}} \cdot \cos\phi_{cc} - 2 \cdot R_d$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos\phi_{cc})^2} - 1}$$

### 9.11 Corrente continua

Se la rete è alimentata in continua si devono conoscere:

- tensione di alimentazione espressa in V (fino a 380 kV, quindi bassa, media e alta tensione);
- corrente di cortocircuito della rete di fornitura espressa in kA.

Da questi valori si determinata l'impedenza diretta corrispondente alla corrente di cortocircuito  $I_{cc}$ , in mW:

$$Z_{cc} = \frac{V_2}{I_{cc}}$$

### 9.12 Trasformatori

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a due avvolgimenti, i dati di targa richiesti sono:

- potenza nominale  $P_n$  (in kVA);
- perdite di cortocircuito  $P_{cc}$  (in W);
- tensione di cortocircuito  $v_{cc}$  (in %)
- rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale  $I_{lr}/I_{rt}$ ;
- rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- tipo di collegamento;
- tensione nominale del primario  $V_1$  (in kV);
- tensione nominale del secondario  $V_{02}$  (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mW:

$$Z_{cct} = \frac{v_{cc}}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in mW:

$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in mW:

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

dove il rapporto  $Z_{vot}/Z_{cct}$  vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in mW:

$$Z_d = |\dot{Z}_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{cct} \\ X_d &= X_{cct} \end{aligned}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.

Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}{1 + \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)}$$

Diversamente, se il trasformatore è collegato stella/stella (Yy) avremmo:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \left(\frac{Z_{vot}}{Z_{cct}}\right)$$

### 9.13 Calcolo dei guasti

Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase terra (disimmetrico);
- guasto fase neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti della utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

### Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione Cmax;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mW risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left( \frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove DT è 50 o 70 °C e  $\alpha = 0.004$  a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se  $f$  è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti della utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$\begin{aligned} R_{0cN} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN} \\ X_{0cN} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$\begin{aligned} R_{0cPE} &= R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE} \\ X_{0cPE} &= 3 \cdot X_{dc} \end{aligned}$$

dove le resistenze  $R_{dcN}$  e  $R_{dcPE}$  vengono calcolate come la  $R_{dc}$ .

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$\begin{aligned} R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db} \end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$\begin{aligned} R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db}) \end{aligned}$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, della utenza a monte, espressi in mW:

$$\begin{aligned} R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\ X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\ R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\ X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\ R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\ X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up} \end{aligned}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra* a *cavo*.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in mW) di guasto trifase:

$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase  $I_{kmax}$ , fase neutro  $I_{k1Nmax}$ , fase terra  $I_{k1PEmax}$  e bifase  $I_{k2max}$  espresse in kA:

$$\begin{aligned} I_{k \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}} \\ I_{k1N \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}} \\ I_{k1PE \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}} \\ I_{k2 \max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}} \end{aligned}$$

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max}$$

$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max}$$

$$I_{p1PE} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max}$$

$$I_{p2} = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}$$

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto,  $I_p$  può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente  $k = 1.8$  che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

### Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione  $C_{min}$ , che può essere 0.95 se  $C_{max} = 1.05$ , oppure 0.90 se  $C_{max} = 1.10$  (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore  $C_{min}$  è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160



Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$\begin{aligned}R_{d \max} &= R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0N \max} &= R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0PE \max} &= R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)\end{aligned}$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase  $I_{k1min}$  e fase terra, espresse in kA:

$$\begin{aligned}I_{k \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}} \\I_{k1N \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}} \\I_{k1PE \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}} \\I_{k2 \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}\end{aligned}$$

Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con  $Z_d$  la impedenza diretta della rete, con  $Z_i$  l'impedenza inversa, e con  $Z_0$  l'impedenza omopolare.

Nelle formule riportate in seguito,  $Z_0$  corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}$$

#### 9.14 Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;
- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale dell'utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza  $I_{km \max}$ ;

- taratura della corrente di sovracorrente, il cui valore deve provocare l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tabella 41A della CEI 64-8 in funzione della tensione nominale  $U_0$  o entro i 5s per garantire la protezione contro i contatti indiretti.

### 9.15 Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

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

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

- a) Le intersezioni sono due:
  - $I_{ccmin\_linters\_min}$  (quest'ultima riportata nella norma come  $I_a$ );
  - $I_{ccmax\_linters\_max}$  (quest'ultima riportata nella norma come  $I_b$ ).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
  - $I_{ccmin\_linters\_min}$ .
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
  - $I_{cc\ max\_linters\_max}$ .

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

#### Note:

- La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti  $K^2 S^2$  e la  $I_z$  dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

### 9.16 Verifica di selettività

È verificata la selettività tra protezioni mediante la sovrapposizione delle curve di intervento. I dati forniti dalla sovrapposizione, oltre al grafico sono:

- Corrente  $I_a$  di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;
- Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);
- Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;
- Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).
- Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).
- Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

Nelle valutazioni si deve tenere conto delle tolleranze sulle caratteristiche date dai costruttori.

Quando possibile, alla selettività grafica viene affiancata la selettività tabellare tramite i valori forniti dalle case costruttrici. I valori forniti corrispondono ai limiti di selettività in A relativi ad una coppia di protezioni poste una a monte dell'altra. La corrente di guasto minima a valle deve risultare inferiore a tale parametro per garantire la selettività.

### 9.17 Protezione contro i contatti indiretti

Secondo la norma 64-8 par. 413, un dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione per proteggere contro i contatti indiretti i circuiti e i componenti elettrici, in modo che, in caso di guasto, non possa persistere una tensione di contatto pericolosa per una persona.

E' definita la tensione di contatto limite convenzionale a 50 V in c.a. e 120 V in c.c. non ondulata, oltre la quale esiste pericolo. Tuttavia, in alcune circostanze, è possibile superare tale valore purché la protezione intervenga entro 5 secondi o tempi definiti dalla norma, a seconda del sistema elettrico adottato.

#### Sistemi TN-S

In questo sistema l'anello di guasto è costituito esclusivamente da elementi metallici, abbiamo un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate a quel punto per mezzo del conduttore di protezione.

In questa tipologia di impianto elettrico, le funzioni di conduttore di protezione e di conduttore di neutro sono svolte da due conduttori distinti.

Come è noto dalle norme CEI 64/8 parte 4 l'impianto di terra ha lo scopo di proteggere le persone contro i contatti indiretti, ovvero contro i contatti con quelle masse metalliche normalmente non in tensione ma che, per un mal funzionamento dell'impianto, possono assumere un potenziale pericoloso.

Lo scopo principale dell'impianto di terra è quello di fare intervenire automaticamente le protezioni per interrompere l'alimentazione al circuito o al componente elettrico che lo stesso dispositivo protegge contro i

contatti indiretti, in modo che, in caso di guasto, nel circuito o nel componente elettrico tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione, non possa persistere, per una durata sufficiente a causare un rischio di effetti fisiologici dannosi in una persona in contatto con parti simultaneamente accessibili, una tensione di contatto presunta superiore a 50 Vc.a. oppure a 120 Vc.c..

Si dovranno scegliere dei dispositivi di protezione che abbiano una corrente la tale da garantire il rispetto della seguente relazione:

$$Z_s * I_a \leq U_0$$

Dove:

- $U_0$  = tensione nominale in c.a. (valore efficace tra fase e terra);
- $Z_s$  = 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;
- $I_a$  = corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro 0,4 secondi (Norma CEI 64-8/4 - Tabella 41A).

Si procede al calcolo delle sezioni minime che devono presentare i conduttori di terra, i conduttori di protezione e gli elementi costituenti i dispersori.

La sezione del dispersore deve essere calcolata in relazione all'entità e alla durata della corrente di guasto.

Le norme CEI definiscono inoltre le sezioni minime per presentare un'adeguata robustezza nei confronti della corrosione e delle sollecitazioni meccaniche.

Occorre quindi analizzare separatamente due casi:

- Dimensionamento del conduttore di terra per guasto lato BT;
- Dimensionamento del dispersore.

### Sistemi IT

In questo sistema (per l'alimentazione bt dell'impianto fotovoltaico), la tensione di alimentazione non sia riferita a terra, mentre le masse sono collegate all'impianto di terra dell'utilizzatore. In caso di primo guasto a terra la corrente di guasto ( $I_g$ ) si chiude attraverso le capacità verso terra dell'impianto, pertanto, la  $I_g$  verso terra risulterà essere di valore estremamente ridotto al punto da non determinare alcun intervento delle protezioni. Le tensioni di contatto originate assumeranno di conseguenza valori particolarmente bassi.

Ai fini della protezione dai contatti indiretti, secondo la norma CEI 64-8/4, non è necessaria l'interruzione automatica dell'impianto generatore, nella situazione di primo guasto a terra, purché venga verificata la relazione:

$$R_E * I_g \leq U_L$$

Dove:

- $R_E$  = è la resistenza dell'impianto di terra al quale sono collegate le masse (in ohm)
- $I_g$  = è la corrente di guasto (in Ampere) del primo guasto a terra di impedenza trascurabile tra un conduttore di linea e una massa; tale valore tiene conto delle correnti di dispersione e dell'impedenza

totale verso terra dell'impianto elettrico ed è pari al limite inferiore della corrente d'intervento istantaneo dell'interruzione a protezione della linea;

- $U_L$  = è la tensione limite sopportabile dal corpo umano per un tempo indefinito (50Vca).

Va considerato infine che un primo guasto a terra non comporterà l'interruzione dell'impianto di generazione, ma la norma prescrive che esso venga prontamente segnalato tramite un dispositivo di controllo dell'isolamento che segnala la condizione anomala e dovrà essere conforme alla norma CEI EN 61557-8. Nel caso di secondo guasto a terra, quando le masse sono collettivamente interconnesse da un conduttore di protezione allo stesso sistema di terra, valgono condizioni analoghe a quelle relative al sistema TN e devono essere soddisfatte le seguenti condizioni se il conduttore di neutro non è distribuito nei sistemi a corrente alternata.

$$2 * I_a * Z_s \leq U$$

Dove:

- $I_a$  = è la corrente, in Ampere, che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione nei tempi indicati per i sistemi TN
- $Z_s$  = è l'impedenza, in ohm, del circuito di guasto comprendente il conduttore di linea e il conduttore di protezione del circuito
- $U$  = è la tensione, in c.a. oppure in c.c., in volt, tra conduttori di linea
- $2$  = è il coefficiente che tiene conto della possibilità che, se due guasti si verificano contemporaneamente, possono esistere in circuiti diversi

## 9.18 Riferimenti normativi

### Norme di riferimento per la Bassa tensione:

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60909-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 Ia Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI IEC 61660-1 Ia Ed. 1997-06: Short-circuit currents in d.c. auxiliary installations in power plants and substations. Part 1: Calculation of short-circuit currents.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 la Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 Ed. 2021: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2020: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 2020: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI UNEL 01433 1973: Portate di corrente per barre piatte lucide di rame elettrolitico a spigoli vivi in aria.
- CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

#### **Norme di riferimento per la Media tensione**

- 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 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 IIa Ed. 2019-04: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.
- IEEE Std 1584-2018: IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations.