



COMUNE DI LUCERA E FOGGIA

PROVINCIA DI FOGGIA



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRIVOLTAICO
AVANZATO

RICHIESTA DI AUTORIZZAZIONE UNICA

D.Lgs. 387/2003

**PROCEDIMENTO UNICO
AMBIENTALE (PUA)**

**VALUTAZIONE DI IMPATTO
AMBIENTALE (VIA)**

D.Lgs. 152/2006 ss.mm.ii. (Art.27)
"Norme in materia ambientale"

PROGETTO

LUCERA

DITTA

NVA 1 S.r.l.

Elaborato

24193-PD_G-RT_003_00

Scala

-

Titolo dell'allegato:

Relazione di calcolo impianti elettrici

REV.	DESCRIZIONE	DATA
00	Prima Emissione	25/06/2024

CARATTERISTICHE GENERALI D'IMPIANTO

AGRIVOLTAICO
AVANZATO

IMPIANTO

- Pannelli: 52.780 u
- Potenza complessiva: 38,00 MW
- Potenza unitaria: 720 W
- Connessione alla stazione di elevazione a 30/150kV

Il progettista:



ATS Engineering srl
P.zza Giovanni Paolo II, 8 71017
Torremaggiore (FG) 0882/393197
atseng@pec.it

Il proponente:



NVA 1 S.r.l.
Via Lepetit, 8 20045 Lainate (MI)
nva.1@legalmail.it

Il progettista:

Seingim Global Service S.r.l.
Vicolo degli Olmi, 57
30022 - Ceggia (VE)
0421/323007
info@seingim.it

seingim

Il tecnico:

Ing. Eugenio Di Gianvito
atsing@atsing.eu



LUCERA		
IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO 38,00 MW UBICATO NEL COMUNE DI LUCERA	Data:	25/06/2024
	Revisione:	00
	Codice Elaborato:	24193-PD_G-RT_003_00
Società:	NVA 1 S.r.l.	

Elaborato da:	Data	Approvato da:	Data Approvazione	Rev	Commenti
Seingim Global Service S.r.l.	25/06/2024	ATS Engineering S.r.l.	--/--/----	00	

SOMMARIO

1.	PREMESSA	2
2.	NORME E STANDARD	5
2.1	Unità di misura	6
3.	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	6
3.1	Scheda riassuntiva impianto	9
3.2	Suddivisione in sottocampi e stringhe	22
3.	LIVELLI DI TENSIONE	25
4.	CADUTA DI TENSIONE AMMISSIBILE	25
5.	CALCOLI DI CONFIGURAZIONE DEL CAMPO AGRIVOLTAICO AVANZATO	26
6.1	Verifiche Configurazione stringa-inverter	26
6.2	Calcolo delle Perdite del Sistema.....	26
6.	STUDI DI RETE	29
7.	CALCOLI ELETTRICI	29
8.1	Calcolo delle correnti di impiego	29
8.2	Dimensionamento dei cavi.....	30
8.3	Integrale di Joule	32
8.4	Dimensionamento del conduttore di neutro.....	33
8.5	Dimensionamento dei conduttori di protezione.....	34
8.6	Calcolo della temperatura dei cavi.....	34
8.7	Cadute di tensione.....	35
8.8	Fornitura della rete	36
8.9	Media Tensione ed Alta Tensione	36
8.10	Trasformatori	37
8.11	Calcolo dei guasti.....	38
8.12	Scelta delle protezioni.....	43
8.13	Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture	43
8.14	Verifica di selettività	44
8.15	Protezione contro i contatti indiretti	44
8.	COLLEGAMENTI	45

1. PREMESSA

UBICAZIONE INTERVENTO - INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO

L'intervento riguarda la realizzazione di un impianto agrivoltaico, denominato "Lucera", nel Comune di Lucera, in Provincia di Foggia, e più precisamente in località "Costa S. Severo" che ha come obiettivo, oltre alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, la valorizzazione del paesaggio e l'inserimento al meglio del progetto all'interno del contesto paesaggistico in cui si trova.

L'impianto avrà complessivamente una potenza installata pari a **38.001,60 kWp**, distribuita in 52.780 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino HJT della potenza unitaria di 720 Wp, su un terreno prevalentemente pianeggiante di estensione di circa 47,24 ettari.

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), proprietà di Terna Spa, sarà effettuata tramite una linea a 30 kV MT interrata fino ad arrivare alla stazione di elevazione 30/150 kV; da qui tramite linea interrata a 150 kV AT, sarà collegato alla stazione di futura realizzazione SSE "Palmori", situata nel comune di Lucera (FG). L'area per l'insediamento della sottostazione sarà oggetto di procedura di esproprio.

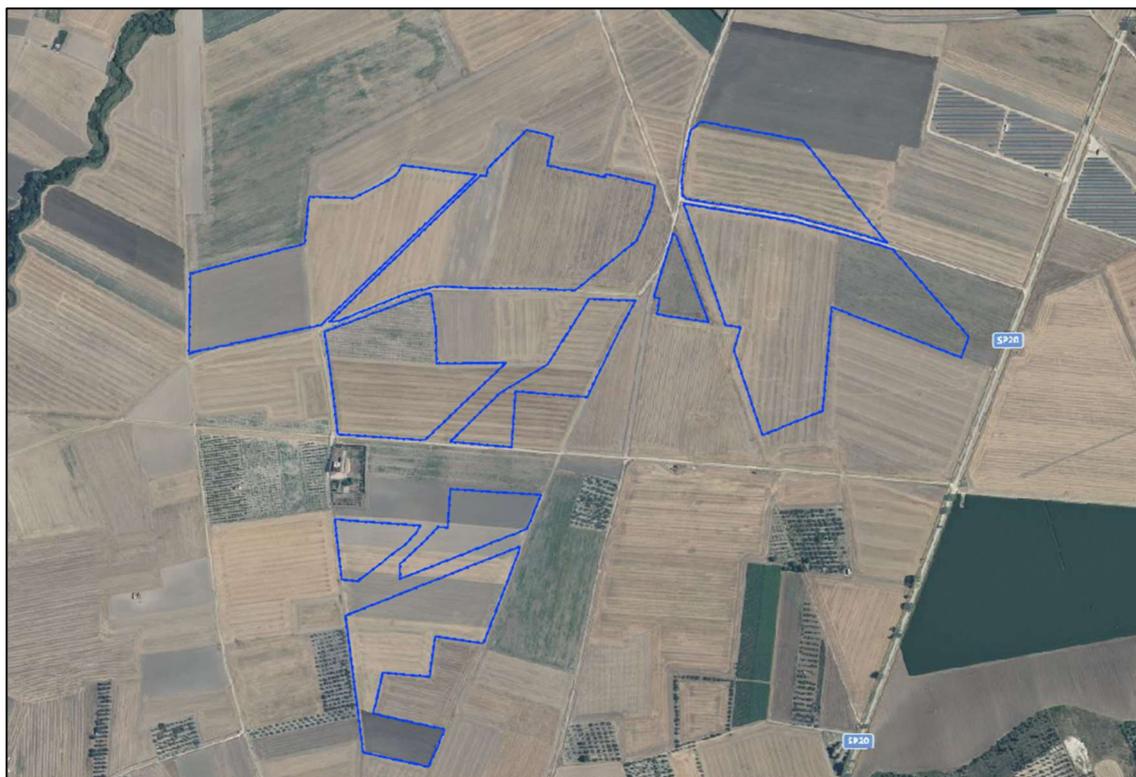


Figura 1 - Inquadramento su ortofoto

Il sito interessato dalla realizzazione dell'impianto ricade nel Catasto Terreni del Comune di Lucera al:

- Fg.31 P.Ile 73,60,61,731,744,599,257;
- Fg 43 P.Ile: 4, 192, 690, 691, 480, 220, 115;
- Fg 32 P.Ile: 831, 338,167,152;
- Stazione Terna "Palmori" di futura realizzazione Fg.38 P.Ile 164, 168

L'area in questione ha una superficie lorda di intervento di circa 47 ettari e si trova ad un'altitudine media di m 100 s.l.m.; le coordinate planimetriche, espresse con datum WGS84 e proiezione UTM 33 N sono lat. 41° 32' 1" N, 15° 21' 5" E.

Per la connessione alla rete nazionale è prevista una stazione di elevazione, situata nei pressi della Stazione Terna di futura realizzazione, località "Palmori" nel Comune di Lucera (FG), la quale verrà collegata mediante un cavidotto interrato a 150 kV, identificabile a livello catastale al Foglio 20 p.Ila 59.

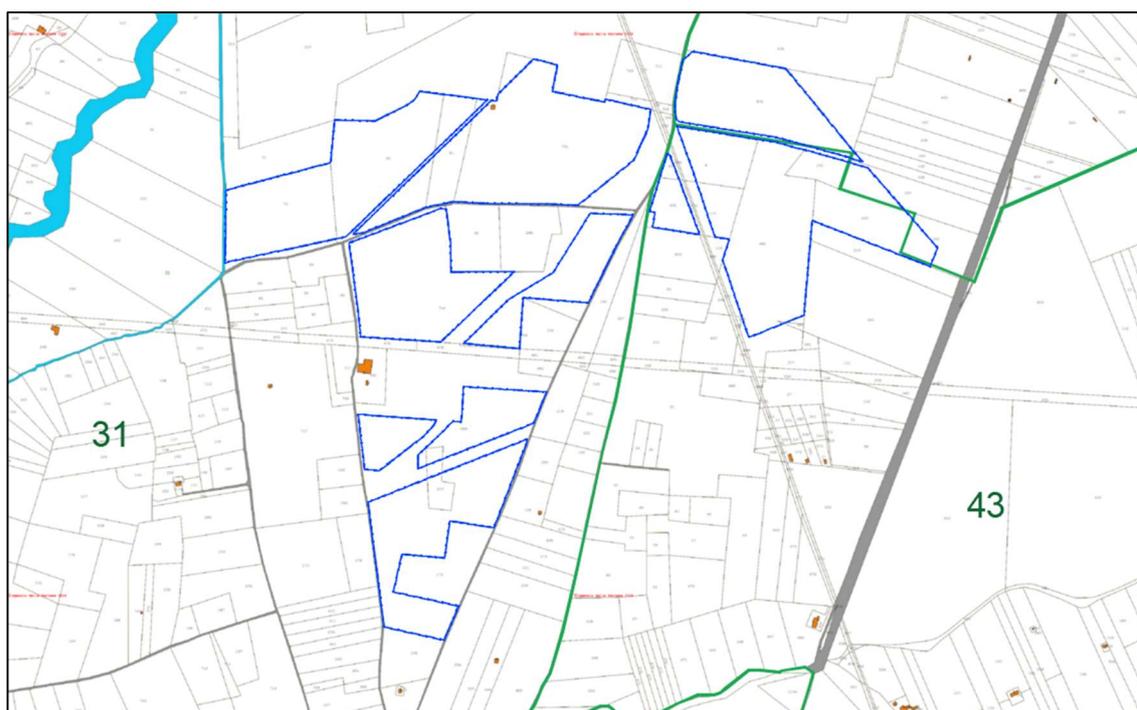


Figura 2 - Inquadramento su catastale

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa con i principali dati di progetto:

Impianto	Lucera
Comune (Provincia)	Lucera (FG)
Coordinate (WGS84 33N)	Latitudine: 41° 32' 1" N Longitudine: 15° 21' 5" E
Superficie di impianto	47,24 ha
Potenza di picco	38.001,60 kW _p
Tensione di sistema (CC)	1.500 V
Tensione di connessione	Sottostazione di elevazione 30/150 kV
Tipologia di impianto	Impianto agrivoltaico avanzato - moduli solari installati su inseguitori monoassiali N-S (tracker) di tipo 2P
Moduli	N° 52.780 Silicio monocristallino HJT da 720 W _p
Inverter	N°108 Inverter di stringa
Tilt	-25°/+25°
Azimuth	0° (Sud)
Cabine di campo	N°15 di tipo prefabbricate <ul style="list-style-type: none"> • n°12 Cabine di trasformazione (STS) impianto PV • n°1 Cabina di consegna • n°1 Cabina di manutenzione e videosorveglianza • n°1 Cabina magazzino

2. NORME E STANDARD

Segue l'elenco delle principali norme tecniche di riferimento.

- 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 2000 IVa Ed. Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIa Ed. (IEC 60909-0:2001-07): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60090-4 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 17-5 VIIIa Ed. 2007: 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 23-3/1 Ia Ed. 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: 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 35023 2012: Cavi per energia isolati con gomma o con materiale termoplastico avente grado di isolamento non superiore a 4- Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 1997: 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 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 IIa Ed. 2004: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- 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): 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.
- Guida CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIa Ed. 2005: Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione.
- 17-9/1 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali superiori a 1kV e inferiori a 52 kV.
- IEC 60502-2 IIa Ed. 2005-03: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.

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;

2.1 Unità di misura

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

3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Il generatore sarà realizzato con 52.780 moduli fotovoltaici con potenza nominale per singolo pannello di 720 Wp per una potenza complessiva nominale di 38.001.600 Wp, tale potenza sarà convertita mediante l'utilizzo di inverter di stringa dalla potenza nominale di picco di 300.000 Wac per un numero totale di convertitori pari a 108 per una potenza complessiva di 32.400.000 Wac.

La potenza di picco (P_{tot}) dell'impianto agrivoltaico avanzato in corrente continua è definita come la somma delle potenze dei singoli moduli che li compongono misurate in condizioni standard, (radiazione 1 kW/m², 25°C) risulta pari a:

La Potenza fornita in rete elettrica in corrente alternata (P_{ca}) tiene conto delle perdite del sistema dovute al discostarsi dalle condizioni standard ed alle perdite per la trasformazione della corrente continua in corrente alternata; si riportano di seguito le perdite ipotizzate:

- perdite per scostamento dalle condizioni nominali di funzionamento (temperatura);
- perdite per riflessione,
- perdite per mismatching tra stringhe (moduli);
- perdite in corrente continua;
- perdite sul sistema di conversione cc/ca;

- perdite nel trasformatore;
- perdite per polluzione sui moduli;
- perdite nei cavi, quadri, ecc.

Per una stima di massima del rendimento medio globale del sistema, considerando anche la riduzione delle prestazioni dei moduli nel tempo, è stato considerato un valore pari a circa all' 85% del rapporto tra Potenza nominale in corrente continua e potenza nominale in corrente alternata.

La quantità di energia elettrica producibile è calcolata sulla base dei dati forniti dal software di calcolo PVsyst.

Di seguito i risultati principali e il diagramma delle perdite del report di calcolo della producibilità:



PVsyst V7.4.6
 VC1, Simulation date:
 12/08/24 15:10
 with V7.4.6

Project: Lucera1
Variant: Lucera 1

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

Main results

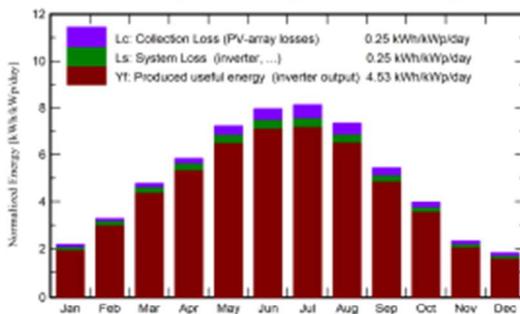
System Production

Produced Energy **62897845 kWh/year**

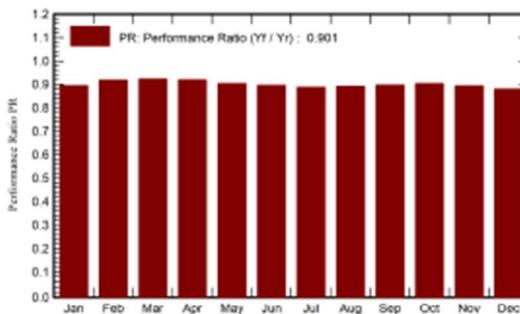
Specific production
 Perf. Ratio PR

1655 kWh/kWp/year
90.08 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	54.7	24.38	7.88	67.6	63.2	2454852	2299538	0.895
February	74.5	33.33	8.38	91.8	87.2	3392014	3205456	0.919
March	120.5	50.19	11.40	147.9	141.6	5471739	5187295	0.923
April	146.2	70.99	14.38	175.2	168.3	6452427	6121491	0.920
May	186.5	81.21	19.73	224.0	215.6	8112451	7892998	0.904
June	198.1	86.61	24.56	238.9	230.2	8569015	8137507	0.896
July	207.1	84.00	27.43	252.0	242.9	8943886	8494856	0.887
August	186.1	77.08	27.13	227.8	219.6	8120444	7717558	0.891
September	134.0	54.67	21.73	163.1	156.5	5868816	5563203	0.897
October	100.6	44.27	17.80	123.2	117.4	4463807	4231122	0.903
November	58.2	33.67	12.71	69.6	65.3	2522521	2363969	0.894
December	46.4	24.61	9.04	56.3	52.2	2024059	1882853	0.880
Year	1512.9	665.03	16.90	1837.5	1760.0	66396031	62897845	0.901

Legends

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



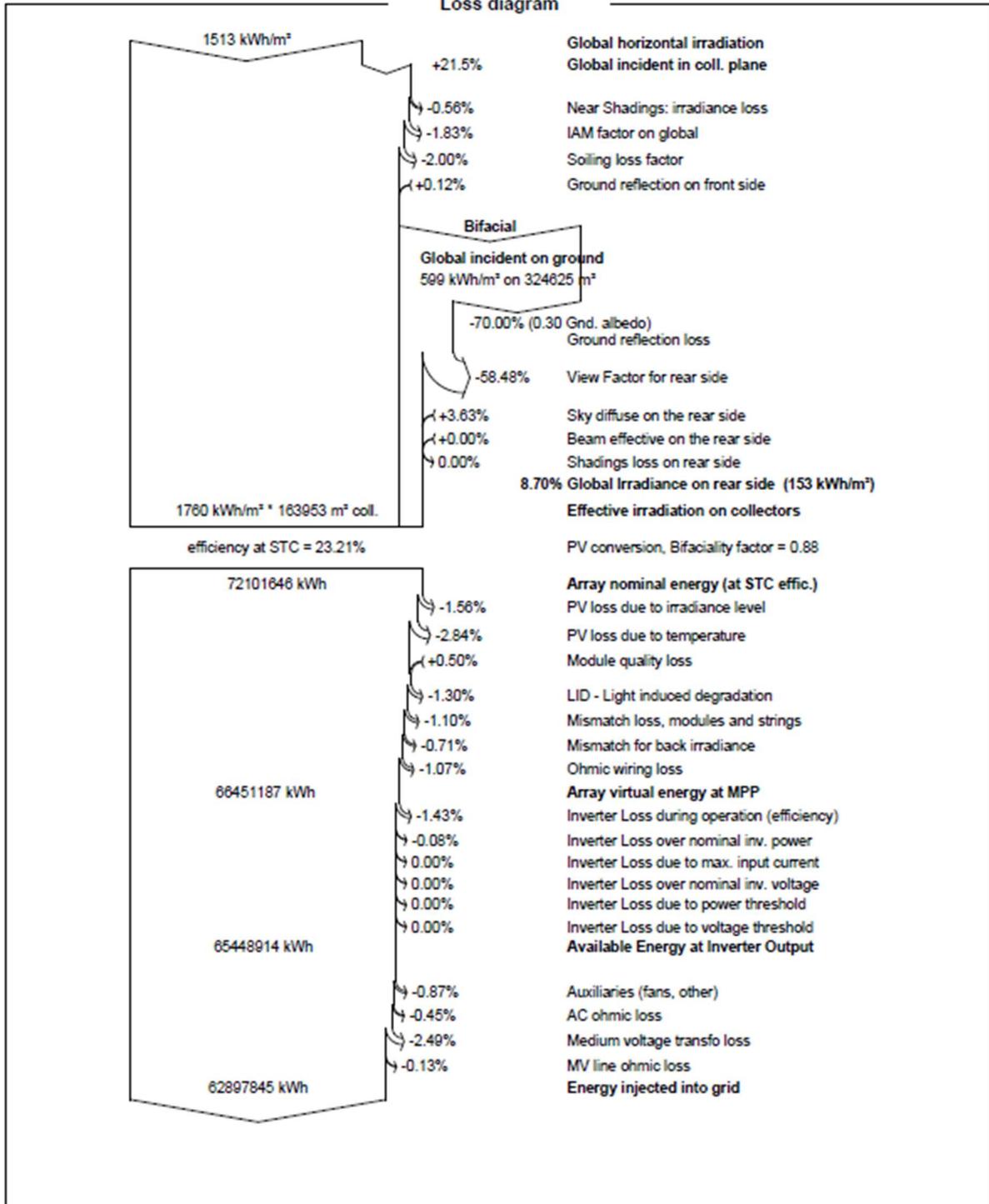
PVsyst V7.4.6
VC1, Simulation date:
12/06/24 15:10
with V7.4.6

Project: Lucera1

Variant: Lucera 1

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

Loss diagram



3.1 Scheda riassuntiva impianto

Impianto	Lucera
Comune (Provincia)	Lucera (FG)
Coordinate (WGS84 33N)	Latitudine: 41° 32' 1" N Longitudine: 15° 21' 5" E
Superficie di impianto	47,24 ha
Potenza di picco	38.001,60 kW _p
Tensione di sistema (CC)	1.500 V
Tensione di connessione	Sottostazione di elevazione 30/150 kV
Tipologia di impianto	Impianto agrivoltaico avanzato - moduli solari installati su inseguitori monoassiali N-S (tracker) di tipo 2P
Moduli	N° 52.780 Silicio monocristallino HJT da 720 W _p
Inverter	N°108 Inverter di stringa
Tilt	-25°/+25°
Azimuth	0° (Sud)
Cabine di campo	N°15 di tipo prefabbricate <ul style="list-style-type: none"> • n°12 Cabine di trasformazione (STS) impianto PV • n°1 Cabina di consegna • n°1 Cabina di manutenzione e videosorveglianza • n°1 Cabina magazzino

ELECTRICAL PARAMETERS @ STC

Max. Power Output Pmax (W)	700	705	710	715	720
Power Tolerance	0~+3%	0~+3%	0~+3%	0~+3%	0~+3%
Max. Power Voltage Vmp (V)	43.00	43.23	43.46	43.68	43.91
Max. Power Current Imp (A)	16.28	16.31	16.34	16.37	16.40
Open Circuit Voltage Voc (V)	50.31	50.51	50.71	50.91	51.11
Short Circuit Current Isc (A)	17.21	17.23	17.25	17.27	17.29
Module Efficiency (%)	22.54	22.70	22.86	23.02	23.18

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5
 *Measurement Tolerance (±3.0%)

Integrated Power @ STC (Reference to 710W front)

Power Gains	5%	10%	15%	20%	25%
Max. Power Output Pmax (W)	746	781	815	850	886
Max. Power Voltage Vmp (V)	43.46	43.46	43.36	43.36	43.36
Max. Power Current Imp (A)	17.16	17.97	18.79	19.61	20.43
Open Circuit Voltage Voc (V)	50.71	50.71	50.81	50.81	50.81
Short Circuit Current Isc (A)	18.11	18.98	19.84	20.70	21.56

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficients of Pmp	-0.24%/°C
Temperature Coefficients of Voc	-0.22%/°C
Temperature Coefficients of Isc	+0.047%/°C

MECHANICAL PARAMETERS

Cell Type	HJT 210x105mm
Number of Cells	132pcs(6x22)
Dimensions (L*W*H)	2384x1303x33mm
Weight	38.3kg
Frame	Anodised Aluminum
Junction Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable, Length	4.0mm ² , 300mm

OPERATING CONDITION

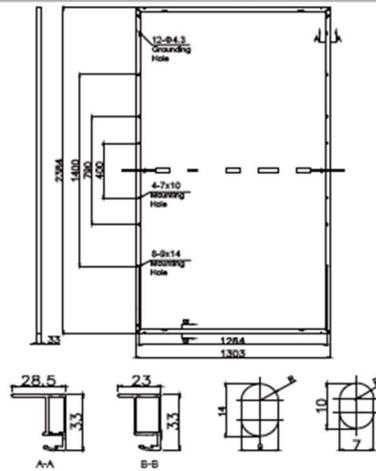
Maximum System Voltage(V)	1500(DC)
Operating Temperature(°C)	-40~+85
Max. Wind Load / Snow Load(Pa)	2400/5400
Max. Series Fuse Rating(A)	35
Fire Rating	Class A
Bifaciality	00±5%
NOCT	45°C

PACKAGE INFORMATION

Container 40'HQ	594pcs
Quantity / Pallet	33pcs
Package size: 1310x1100x2520mm; Net weight: 1263.9kg; Gross weight: 1307.4kg	

Ver: 20230415

ASSEMBLY DRAWING (Unit:mm)



I-V CURVES

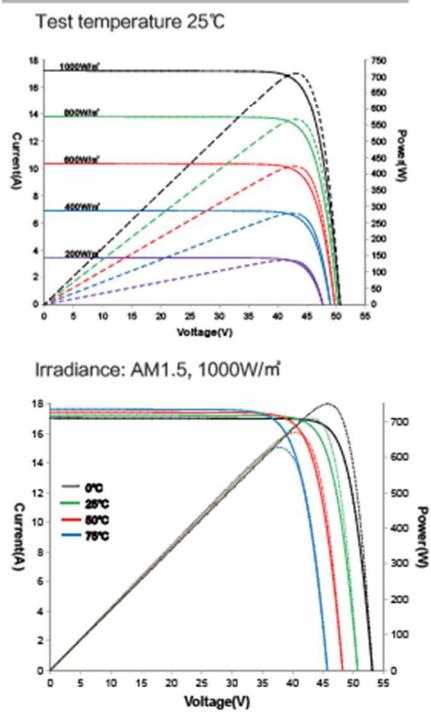


Figura 3 caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.0%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD _i < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA
AC Connector	Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm ²)
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.	

SOLAR.HUAWEI.COM

Figura 4 caratteristiche tecniche inverter di stringa

Bassa Tensione
Low Voltage

H1Z2Z2-K

Fotovoltaico
Photovoltaic

CPR (UE) n° 305/11
E_{ca}

EN 50618
CEI EN 60332-1-2
CEI EN 50525
CEI EN 50289-4-17 A
CEI EN 50396
2014/35/UE
2011/65/CE
CA01.00546

Regolamento Prodotti da Costruzione/Construction Products Regulation
Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014
Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014

Costruzione e requisiti/Construction and specifications
Propagazione fiamma/Flame propagation
Emissione gas/Gas emission
Resistenza raggi UV/UV resistance test
Resistenza ozono/Ozone resistance
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive
Direttiva RoHS/RoHS Directive
Certificato IMQ/IMQ Certificate

DoP n° 1036/17



DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con miscela elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore
Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante
Miscela LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618
LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Guaina esterna
Miscela LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618

Colore anime
Nero

Colore guaina
Blu, rosso, nero

Marchatura a inchiostro
BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV
(sez) (anno) (m) (tracciabilità)

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego
Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari.
Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato e per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.

DESCRIPTION

Flexible single-core cable for connection in photovoltaic installations. Insulation and sheath made of elastomeric compound, halogen free and flame retardant.

Conductor
Tinned copper flexible wire, class 5

Insulation
Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality
LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Outer sheath
Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality

Cores colour
Black

Sheath colour
Blue, red or black

Inkjet marking
BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV
(section) (year) (m) (traceability)

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Maximum voltage U₀/U: 1800 V d.c. - 1200 V a.c.

Maximum operating temperature: 90°C

Minimum operating temperature: -40°C

Minimum installation temperature: -40°C

Maximum short circuit temperature: 250°C

Maximum tensile stress: 15 N/mm²

Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter

Use and installation
For interconnection of photovoltaic elements. Suitable for fixed installation indoor and outdoor, in pipes exposed or embedded or in similar closed systems.
Suitable for laying directly underground or in pipe underground and to be used for class II equipment.

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Portata di corrente in aria libera Current rating free in air	
Formation	Approx. conductor Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	Approx. production Ø	Approx. cable weight	Max. electrical resistance at 20°C	Singolo cavo Single cable 60°C	2 cavi adiacenti 2 adjacent cables 60°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/ km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,5	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,0	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,5	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,0	75	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,2	113	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,4	168	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,3	255	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	11,5	357	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	13,3	509	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,3	692	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,3	908	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,2	1130	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,3	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,4	1752	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,6	2296	0,082	775	620

Figura 5 Caratteristiche tecniche cavi solari DC

Bassa Tensione
Low Voltage

FG16R16 0,6/1 kV Repero®

Energia Power

CPR (UE) n°305/11
C_{ca} - s3, d1, a3

Regolamento Prodotti da Costruzione/Construction Products Regulation
Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014
Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014

DoP n°1022/17

CEI 20-13 - CEI UNEL 35318
CEI EN 60332-1-2
HD 605 Par. 2.4.20
2014/35/UE
2011/65/CE
CA01.00755

Costruzione e requisiti/Construction and specifications
Propagazione fiamma/Flame propagation
Resistenza raggi UV 720 h/UV resistance test 720 h
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive
Direttiva RoHS/RoHS Directive
Certificato IMQ-EFP/IMQ-EFP Certificate



DESCRIZIONE

Cavo unipolare per energia isolato in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondente al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR).

Conduttore
Corda flessibile di rame rosso ricotto, classe 5

Isolante
Mescola di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16

Guaina esterna
Mescola di PVC di qualità R16

Colore anime
Normativa HD 308

Colore guaina
Grigio

Marcatura a inchiostro
BALDASSARI CAVI REPERO® FG16R16 0,6/1 kV (sez)
Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP (anno) (m) (tracciabilità)

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione nominale U₀/U: 0,6/1 kV

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -15°C
(in assenza di sollecitazioni meccaniche)

Temperatura minima di posa: 0°C

Temperatura massima di corto circuito:
250°C fino alla sezione 240 mm², oltre 220°C

Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego
Cavi adatti all'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo. Per impiego all'interno in locali anche bagnati o all'esterno (AD7). Adatto per posa fissa su murature e strutture metalliche in aria libera, in tubo o canaletta o sistemi similari. Ammessa anche la posa interrata. Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali (rif. CEI 20-67)

DESCRIPTION

Single-core power cable HEPR insulated (G16 quality), PVC sheathed, with special fire reaction characteristics according to Construction Products Regulation (CPR).

Conductor
Plain copper flexible wire, class 5

Insulation
Rubber HEPR compound, G16 quality

Outer sheath
PVC compound, R16 quality

Cores colour
HD 308 Standard

Sheath colour
Grey

Inkjet marking
BALDASSARI CAVI REPERO® FG16R16 0,6/1 kV (section)
Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP (year) (m) (traceability)

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Nominal voltage U₀/U: 0,6/1 kV

Maximum operating temperature: 90°C

Minimum operating temperature: -15°C
(without mechanical stress)

Minimum installation temperature: 0°C

Maximum short circuit temperature:
250°C up to 240 mm² section, over 220°C

Maximum tensile stress: 50 N/mm²

Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter

Use and installation
Cables suitable for electrical power system in constructions and other civil engineering works in order to limit fire spread and smoke emission. Suitable to be used indoor or outdoor, even in wet environments (AD7); it can be fixed on walls and/or metal structures, free in air, inside pipes or similar systems. Good resistance to industrial oils and greases. Suitable also for laying underground. (ref. CEI 20-67)

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Portata di corrente Current rating	
Formation	Approx. conductor Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	Approx. production Ø	Approx. cable weight	Max. electrical resistance at 20°C	In tubo in aria In pipe in air 30°C	In tubo interrato Underground in pipe 20°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,6	0,7	1,4	6,6	60	13,3	20	21
1 x 2,5	1,9	0,7	1,4	7,0	72	7,98	28	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,6	91	4,95	37	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,2	113	3,30	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,1	160	1,91	66	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,2	217	1,21	88	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	11,9	311	0,780	117	100
1 x 35	7,6	0,9	1,4	13,0	407	0,554	144	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,0	558	0,386	175	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	16,7	756	0,272	222	184
1 x 95	12,5	1,1	1,5	18,6	976	0,206	269	217
1 x 120	13,7	1,2	1,5	20,2	1222	0,161	312	259
1 x 150	15,0	1,4	1,6	22,4	1521	0,129	355	287
1 x 185	17,7	1,6	1,6	25,0	1861	0,106	417	323
1 x 240	19,9	1,7	1,7	28,4	2405	0,0801	490	379
1 x 300	22,4	1,8	1,8	31,6	2990	0,0641	-	429
1 x 400	24,8	2,0	1,9	34,4	3862	0,0486	-	500
1 x 500*	28,5	2,2	2,3	39,8	5055	0,0384	-	565

* sezione non a marchio IMQ-EFP/section without IMQ-EFP Certificate

N.B. Il coefficiente di resistività termica del terreno preso a riferimento per il calcolo della portata dei cavi interrati è di 1,5 K.m/W, profondità di posa 0,8 m. Calcolo della portata di corrente eseguito considerando un circuito con 3 conduttori attivi (per cavi unipolari), eseguito considerando 2 conduttori attivi per cavi a 2 anime e 3 conduttori attivi per le altre formazioni.

N.B. The thermal resistivity coefficient used as a reference for the calculation of the underground cables current rating is 1,5 K.m/W, 0,8 m installation depth. Calculation of current rating performed considering a circuit with 3 loaded conductors (for single-core cables); performed considering 2 loaded conductors for 2 core cables and 3 loaded conductors for other formations.

Figura 6 Caratteristiche Tecniche cavi BT

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™
CABLE SYSTEM



Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno
Mescola estrusa
Isolante
Mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE)
Semiconduttivo esterno
Mescola estrusa
Rivestimento protettivo
Nastro semiconduttore igroespandente
Schermatura
Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (R_{max} 3Ω/Km)
Protezione meccanica
Materiale Polimerico (Air Bag)
Guaina
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)
Marcatura
PRYSMIAN (**) ARP1H5(AR)E <tensione>
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Temperatura di sovraccarico massima 140°C
Coefficiente K per temperature di corto circuito di 300°C: K = 100
N.B. Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Giunti
ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard
HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core
Compact stranded aluminium conductor
Inner semi-conducting layer
Extruded compound
Insulation
Thermoplastic elastomer compound (type HPTE)
Outer semi-conducting layer
Extruded compound
Protective layer
Semiconductive watertight tape
Screen
Aluminium tape longitudinally applied (R_{max} 3Ω/Km)
Mechanical protection
Polymeric material (Air Bag)
Sheath
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)
Marking
PRYSMIAN (**) ARP1H5(AR)E <rated voltage>
<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications

Overload maximum temperature 140°C
K coefficient for short-circuit temperatures at 300°C: K = 100
N.B. According to HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Joints
ECOSPEED™ (pag. 140)



Condizioni di posa / Laying conditions



ARP1H5(AR)E *P-Laser* **AIR BAG™**
CABLE SYSTEM

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARP1H5(AR)E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	peso del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	weight	minimum bending radius
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	posa in aria a trifoglio	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
conductor cross-section	open air installation trefoil	underground installation trefoil p=1 °C m/W	underground installation trefoil p=2 °C m/W
(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	18,0	31	720	440
70	9,7	19,1	32	810	450
95	11,4	20,6	34	920	480
120	12,9	22,1	35	1040	490
150	14,0	23,4	37	1150	520
185	15,8	25,6	39	1330	550
240	18,2	27,8	41	1570	580
300	20,8	31,0	45	1840	630
400	23,8	34,9	49	2310	690
500	26,7	37,1	52	2720	730
630	30,5	41,5	57	3300	800

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	193	173	129
70	240	213	157
95	292	255	190
120	338	291	217
150	381	325	243
185	439	369	276
240	520	430	321
300	601	487	363
400	703	558	417
500	816	637	476
630	949	726	542

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	24,8	38	1060	540
70	9,7	25,1	38	1110	550
95	11,4	26,0	39	1200	560
120	12,9	26,9	40	1300	580
150	14,0	27,6	41	1390	580
185	15,8	29,0	42	1540	610
240	18,2	31,4	45	1790	630
300	20,8	34,6	49	2160	690
400	23,8	37,8	53	2570	750
500	26,7	40,9	56	3020	790
630	30,5	45,5	61	3640	860

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	195	173	129
70	242	212	158
95	293	254	190
120	339	290	217
150	382	324	242
185	439	368	275
240	519	428	320
300	599	486	363
400	700	557	416
500	812	636	475
630	943	725	541

Figura 7 Caratteristiche tecniche cavo MT 18/30 kV esterno impianto

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV



Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Miscela estrusa

Isolante

Miscela di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Miscela estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroresistente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 30/Km)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <tensione>
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro

Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),

FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132),

FMCTXs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard

HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective Layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 30/Km)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <rated voltage>
<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter

Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),

FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132),

FMCTXs-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)

TEMPERATURA FUNZIONAMENTO / OPERATING TEMPERATURE	TEMPERATURA CONDIZIONE DI SERVIZIO / TEMPERATURE RISORSE / ASD	
90°C	250°C	

Condizioni di posa / Laying conditions

TEMPERATURA MIN. DI POSA 3K °C / MINIMUM INSTALLATION TEMPERATURE 3K °C	CABLO INFRESCO / ARABO TROUGH	TUBO INTERRATO / BURIED DUCT	AREA LIBERA / OPEN AIR	INTERRATO CON PROTEZIONE / BURIED WITH PROTECTION
				

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius	conductor cross-section	open air installation	underground installation trefoil p=1 °C m/W	underground installation trefoil p=2 °C m/W
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

Figura 8 Caratteristiche tecniche cavi MT 18/30kV interni impianto

HIGH VOLTAGE XLPE CABLES 87/150 ÷ 161(170)kV

ALUMINIUM CONDUCTOR

- A2XS(FL)2Y acc. IEC 60840
- NA2XS(FL)2Y acc. DIN VDE 0276-632
- XRUHAKXS acc. ZN-BFK-021:1998

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation		Copper screen		Outer diameter of cable	Weight of cable	Max. pulling force	Min. bending radius
		Average thickness	Diameter over insulation	Cross-section	Diameter over screen				
mm ²		mm		mm ²	mm		kg / km	kN	m
1 x 240 RM	17.8 ^{+0.10}	22.0	65.5	95	73.2	84.0	6150	7.2	1.90
1 x 300 RM	20.0 ^{+0.20}	21.0	65.9	95	73.6	84.4	6290	9.0	1.91
1 x 400 RM	22.9 ^{+0.20}	20.0	66.6	95	74.3	85.1	6500	12.0	1.93
1 x 500 RM	25.7 ^{+0.40}	19.0	67.5	95	75.2	86.0	6800	15.0	1.95
1 x 630 RM	29.3 ^{+0.20}	19.0	72.3	95	80.0	91.2	7640	18.9	2.07
1 x 800 RM	33.0 ^{+0.20}	19.0	76.0	95	83.7	95.1	8400	24.0	2.16
1 x 1000 RM	38.0 ^{+0.20}	19.0	81.0	95	88.7	100.5	9470	30.0	2.29
1 x 1200 RM	41.0 ^{+0.40}	19.0	84.1	95	92.0	104.0	10370	36.0	2.37

ELECTRICAL PARAMETERS

RM – round multiwire conductor

RMS – round multiwire segmented conductor (Milliken construction)

¹ – trefoil formation

² – phase distance at flat formation = 2 x cable diameter

³ – phase distance at flat formation = 70 mm + cable diameter

⁴ – SPB – Single Point Bonding; CB – Cross-bonding; Both-ends – Both-ends Bonding

Cross-section of conductor	Conductor resistance		Copper screen resistance		Field strength that conductor screen / insulation	Max. short circuit current		Capacitance	Inductance o ^o o ¹ o o o ² o o o ³	Ampacity			
	DC20 °C	AC90 °C	DC20 °C	AC80 °C		Conductor	Copper screen			μF / km	mH / km	In ground	In air
												SPB, CB ⁴	o o o / o ^o o
mm ²	Ω / km				kV / mm	kA / 1 sec				A			
1 x 240 RM	0.125	0.1606	0.215	0.266	7.31 / 2.29	22.68	19.29	0.11	0.500.680.67	445 / 420 416 / 416	583 / 504 541 / 499		
1 x 300 RM	0.100	0.1288	0.215	0.266	7.19 / 2.50	28.35	19.29	0.12	0.470.660.64	495 / 475 445 / 460	656 / 578 593 / 567		
1 x 400 RM	0.0778	0.1008	0.215	0.266	7.11 / 2.75	37.8	19.29	0.13	0.450.630.61	565 / 540 500 / 525	751 / 672 672 / 656		
1 x 500 RM	0.0605	0.0791	0.215	0.266	7.09 / 3.01	47.25	19.29	0.15	0.430.610.59	645 / 620 555 / 595	877 / 782 761 / 756		
1 x 630 RM	0.0469	0.0620	0.215	0.266	6.75 / 3.13	59.54	19.29	0.17	0.410.600.57	740 / 710 610 / 670	1024 / 908 861 / 872		
1 x 800 RM	0.0367	0.0496	0.215	0.266	6.55 / 3.20	75.6	19.29	0.18	0.400.580.55	845 / 805 665 / 745	1187 / 1045 956 / 987		
1 x 1000 RM	0.0291	0.0405	0.215	0.266	6.32 / 3.29	94.5	19.29	0.20	0.380.570.53	950 / 900 720 / 820	1360 / 1192 1055 / 1108		
1 x 1200 RM	0.0247	0.0355	0.215	0.266	6.21 / 3.34	113.4	19.29	0.21	0.370.560.52	1025 / 970 755 / 870	1491 / 1297 1124 / 1197		
1 x 1200 RMS	0.0247	0.0324	0.215	0.266	6.10 / 3.39	113.4	19.29	0.22	0.370.550.51	1025 / 970 755 / 870	1491 / 1297 1124 / 1197		

Figura 9 Caratteristiche tecniche cavi AT 87/150kV

Per il calcolo della portata dei cavi sono stati utilizzati i dati delle schede tecniche sopracitate, i valori della portata per i cavi interrati in tubo sono stati moltiplicati per un valore di correzione dello 0,25%.

In allegato il report di calcolo delle cadute di tensione.

Per una trattazione di maggior dettaglio fare riferimento agli elaborati:

- 24193-PD G-EG 043 - Planimetria e sezioni tipo elettrodotti di collegamento alle SE RTN
- 24193-PD G-EG 031 - Sezioni tipo Cavidotti
- 24193-PD G-EG 032 - Schema elettrico unifilare di impianto

3.2 Suddivisione in sottocampi e stringhe

L'impianto sarà suddiviso per cabine di trasformazione, ogni cabina sarà nominata "campo" con un numero progressivo, ognuno di questi sarà collegato con un numero inverter di stringa e moduli collegati in serie pari a 26 (Stringa) secondo la seguente tabella:

	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
Campo 1	1.1	18	468	336,96	1,1232
	1.2	18	468	336,96	1,1232
	1.3	18	468	336,96	1,1232
	1.4	20	520	374,4	1,248
	1.5	20	520	374,4	1,248
	1.6	20	520	374,4	1,248
	1.7	20	520	374,4	1,248
	1.8	18	468	336,96	1,1232
	1.9	19	494	355,68	1,1856
Campo 2	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	2.1	18	468	336,96	1,1232
	2.2	18	468	336,96	1,1232
	2.3	18	468	336,96	1,1232
	2.4	18	468	336,96	1,1232
	2.5	18	468	336,96	1,1232
	2.6	18	468	336,96	1,1232
	2.7	18	468	336,96	1,1232
	2.8	19	494	355,68	1,1856
2.9	20	520	374,4	1,248	
Campo 3	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	3.1	20	520	374,4	1,248
	3.2	20	520	374,4	1,248
	3.3	20	520	374,4	1,248
	3.4	20	520	374,4	1,248
	3.5	20	520	374,4	1,248
	3.6	20	520	374,4	1,248
	3.7	20	520	374,4	1,248
	3.8	20	520	374,4	1,248
	3.9	18	468	336,96	1,1232
3.10	19	494	355,68	1,1856	
Campo 4	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	4.1	18	468	336,96	1,1232

	4.2	18	468	336,96	1,1232
	4.3	18	468	336,96	1,1232
	4.4	18	468	336,96	1,1232
	4.5	18	468	336,96	1,1232
	4.6	19	494	355,68	1,1856
	4.7	19	494	355,68	1,1856
	4.8	20	520	374,4	1,248
	4.9	20	520	374,4	1,248
	4.10	20	520	374,4	1,248
	4.11	20	520	374,4	1,248
Campo 5	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	5.1	18	468	336,96	1,1232
	5.2	18	468	336,96	1,1232
	5.3	18	468	336,96	1,1232
	5.4	18	468	336,96	1,1232
	5.5	18	468	336,96	1,1232
	5.6	18	468	336,96	1,1232
	5.7	18	468	336,96	1,1232
	5.8	18	468	336,96	1,1232
	5.9	18	468	336,96	1,1232
5.10	19	494	355,68	1,1856	
Campo 6	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	6.1	18	468	336,96	1,1232
	6.2	18	468	336,96	1,1232
	6.3	19	494	355,68	1,1856
	6.4	20	520	374,4	1,248
	6.5	20	520	374,4	1,248
	6.6	20	520	374,4	1,248
	6.7	20	520	374,4	1,248
6.8	20	520	374,4	1,248	
Campo 7	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	7.1	18	468	336,96	1,1232
	7.2	18	468	336,96	1,1232
	7.3	18	468	336,96	1,1232
	7.4	18	468	336,96	1,1232
	7.5	18	468	336,96	1,1232
	7.6	20	520	374,4	1,248
	7.7	20	520	374,4	1,248
	7.8	20	520	374,4	1,248
7.9	20	520	374,4	1,248	
Campo 8	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	8.1	18	468	336,96	1,1232
	8.2	18	468	336,96	1,1232
	8.3	18	468	336,96	1,1232
	8.4	18	468	336,96	1,1232

	8.5	19	494	355,68	1,1856
	8.6	20	520	374,4	1,248
	8.7	20	520	374,4	1,248
	8.8	20	520	374,4	1,248
Campo 9	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	9.1	20	520	374,4	1,248
	9.2	20	520	374,4	1,248
	9.3	20	520	374,4	1,248
	9.4	20	520	374,4	1,248
	9.5	20	520	374,4	1,248
	9.6	17	442	318,24	1,0608
	9.7	20	520	374,4	1,248
9.8	18	468	336,96	1,1232	
Campo 10	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	10.1	20	520	374,4	1,248
	10.2	20	520	374,4	1,248
	10.3	20	520	374,4	1,248
	10.4	18	468	336,96	1,1232
	10.5	18	468	336,96	1,1232
	10.6	18	468	336,96	1,1232
	10.7	18	468	336,96	1,1232
	10.8	18	468	336,96	1,1232
	10.9	19	494	355,68	1,1856
Campo 11	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	11.1	18	468	336,96	1,1232
	11.2	18	468	336,96	1,1232
	11.3	18	468	336,96	1,1232
	11.4	18	468	336,96	1,1232
	11.5	16	416	299,52	0,9984
	11.6	17	442	318,24	1,0608
	11.7	17	442	318,24	1,0608
11.8	18	468	336,96	1,1232	
Campo 12	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	12.1	18	468	336,96	1,1232
	12.2	18	468	336,96	1,1232
	12.3	18	468	336,96	1,1232
	12.4	18	468	336,96	1,1232
	12.5	17	442	318,24	1,0608
	12.6	19	494	355,68	1,1856
	12.7	20	520	374,4	1,248
	12.8	20	520	374,4	1,248
	12.9	20	520	374,4	1,248
TOTALE / MEDIO	Inverter	n.stringhe	n.moduli	Potenza DC (kW)	Rapporto DC/AC
	108	2030	52.780	38,001,60	1,17

3. LIVELLI DI TENSIONE

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

Parametro	Valore
Massima tensione Corrente Continua	1500 Vcc
Distribuzione in Media Tensione	30 kV \pm 5%, 50 Hz-3 ph
Distribuzione in Alta Tensione	150 kV \pm 5%, 50 Hz-3 ph
Distribuzione in Bassa Tensione	800/230 Vac \pm 5%, 50 Hz-3 ph+N/1 ph+N
	800Vac, 50 Hz-3 ph
Circuiti luce e forza elettromotrice	400/230 Vac, 50 Hz-3 ph+N/1 ph+N

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 %.

4. CADUTA DI TENSIONE AMMISSIBILE

Sezione in DC	
Dalla Stringa all'inverter (DC)	2% al carico nominale ai morsetti di arrivo all'inverter
Sezione BT	
Dall'inverter (lato AC) al quadro Generale BT	2 % 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	2% al carico nominale ai morsetti di arrivo dell'interruttore
Generale	
Complessivo dalla stringa al quadro MT della cabina PDC	4% al carico nominale ai morsetti di arrivo dell'interruttore

5. CALCOLI DI CONFIGURAZIONE DEL CAMPO AGRIVOLTAICO AVANZATO

6.1 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 agrivoltaico avanzato, 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, Vm e Voc assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25 °C).

6.2 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 agrivoltaico avanzato 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 agrivoltaico avanzato, 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/m², 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/m²;
- η_n l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1.000 W/m².

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 agrivoltaico avanzato. 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 agrivoltaico avanzato

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 **-1,3%** (include la perdita LID) e un degrado per gli anni successivi pari a **-0,40%** 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.

6. 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 agrivoltaico avanzato 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 agrivoltaico avanzato 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 AT, MT e il campo agrivoltaico avanzato.

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 agrivoltaico avanzato. Dovrà inoltre essere condotta una 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.

Inoltre, dovrà essere incluso anche lo studio del rifasamento dei carichi elettrici esistenti con la presenza del nuovo impianto agrivoltaico avanzato ed eventuali soluzioni e modifiche da apportare per garantire il corretto $\cos\varphi$.

7. CALCOLI ELETTRICI

8.1 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:

- $kca = 1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $kca = 1.73$ 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:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

nella quale $coeff$ 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:

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

8.2 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) $I_b \leq I_n \leq I_z$
- b) $I_f \leq 1.45 \cdot I_z$

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.

8.3 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

8.4 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 mm²;
- 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 mm² se il conduttore è in rame e a 25 mm² 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 mm² se conduttore in rame e 25 mm² 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.

8.5 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:

1. S_p è la sezione del conduttore di protezione (mm^2);
2. I è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
3. t è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
4. 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 mm^2 rame o 16 mm^2 alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm^2 o 16 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 mm^2 , se in rame;
- 35 mm^2 , se in alluminio;

8.6 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:

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

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

espresse in °C.

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

Il coefficiente acavo è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

8.7 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:

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

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:

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

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.

8.8 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 della 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.

8.9 Media Tensione ed Alta 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:

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

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

8.10 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:

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

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

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

8.11 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:

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

$$I_{k2 \max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}$$

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

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
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:

$$R_{d \max} = R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0N \max} = R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$$R_{0PE \max} = R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

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:

$$I_{k \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}}$$

$$I_{k1N \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}}$$

$$I_{k1PE \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}}$$

$$I_{k2 \min} = \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}$$

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:

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

8.12 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 della 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_o o entro i 5s per garantire la protezione contro i contatti indiretti.

8.13 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:
 - $I_{ccmin}^3 I_{inters\ min}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_a);
 - $I_{ccmax}^3 I_{inters\ max}$ (quest'ultima riportata nella norma come I_b).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
 - $I_{ccmin}^3 I_{inters\ min}$.
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
 - $I_{cc\ max}^3 I_{inters\ max}$.

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^2S^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.

8.14 Verifica di selettività

E' 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.

8.15 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

Tutte le masse dell'impianto devono essere collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione con conduttori di protezione che devono essere messi a terra in corrispondenza o in prossimità di ogni trasformatore o generatore di alimentazione.

La norma richiede che deve essere soddisfatta la condizione:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

U_0 è la tensione nominale verso terra;

Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, ed in Ampère corrisponde alla variabile $Zk1(ft) \max$;

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

Il programma verifica che:

$$I_a \leq I_{a \text{ c.i.}} = \frac{U_0}{Z_s}$$

Dove $I_{a \text{ c.i.}}$ è una variabile di Ampère (Corrente contatti indiretti I_a) utilizzata per il confronto con i valori di sgancio delle protezioni.

$I_{a \text{ c.i.}}$ normalmente è pari alla corrente di guasto a terra $Ik1(ft) \min$ calcolata dal programma.

Esso calcola anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove Z_E è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.

$I_{a \text{ c.i.}}$ assume il valore di I_{50V} se quest'ultima è maggiore della $Ik1(ft) \min$, in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che porta le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a \text{ c.i.}} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_s}\right)$$

Se richiesto dal progetto, è possibile imporre a ciascuna utenza il valore di $I_{a \text{ c.i.}}$ a I_{50V} o I_{25V} e assicurare di non superare mai le tensioni di contatto limite.

Per i sistemi TN-C, il programma verifica la continuità del PEN e che non vi siano protezioni o sezionatori inseriti nel conduttore.

8. COLLEGAMENTI

24193-PD_G-EG_032 - Schema elettrico unifilare di impianto

24193-PD_G-EG_033 - Planimetria impianto di terra

24193-PD_G-EG_043 - Planimetria e sezioni tipo elettrodotti di collegamento alle SE RTN

24193-PD_G-EG_031 - Sezioni tipo Cavidotti

ALLEGATI

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Lucera1

Variant: Lucera 1

Tracking system with backtracking

System power: 38.00 MWp

Lucera - Italia

Author

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



Project: Lucera1

Variant: Lucera 1

PVsyst V7.4.6

VC1, Simulation date:
12/06/24 15:10
with V7.4.6

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

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Lucera	Latitude 41.52 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitude 15.34 °E	
	Altitude 125 m	
	Time zone UTC+1	
Weather data		
Lucera		
Meteonorm 8.1 (1986-2005), Sat=58% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking		Near Shadings
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Linear shadings : Fast (table)
Orientation		Irradiance optimization	Diffuse shading Automatic
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	
Avg axis azim. 0 °			
System information		Inverters	
PV Array		Nb. of units	108 units
Nb. of modules	52780 units	Pnom total	32.40 MWac
Pnom total	38.00 MWp	Pnom ratio	1.173
User's needs			
Unlimited load (grid)			

Results summary

Produced Energy	62897845 kWh/year	Specific production	1655 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	90.08 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	8
Main results	9
Loss diagram	10
Predef. graphs	11



PVsyst V7.4.6

VC1, Simulation date:
12/06/24 15:10
with V7.4.6

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

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis
Avg axis azim. 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 9.50 m
Tracker width 4.80 m
GCR 50.5 %
Axis height above ground 3.15 m

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm

Irradiance optimization
Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)
Diffuse shading Automatic

Backtracking array

Nb. of trackers 1114 units

Sizes

Tracker Spacing 9.50 m
Collector width 4.80 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 50.5 %
Phi min / max. +/- 25.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT +/- 59.5 °
Backtracking pitch 9.48 m
Backtracking width 4.80 m

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.30
Bifaciality factor 88 %
Rear shading factor 0.0 %
Rear mismatch loss 10.0 %
Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Akcome
Model SKA611HDGDC-720
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 720 Wp
Number of PV modules 52780 units
Nominal (STC) 38.00 MWp

Array #1 - Campo FV

Number of PV modules 4446 units
Nominal (STC) 3201 kWp
Modules 171 string x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 3018 kWp
U mpp 1082 V
I mpp 2789 A

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies
Model SUN2000-330KTL-H1
(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 300 kWac
Number of inverters 108 units
Total power 32400 kWac

Number of inverters 9 units
Total power 2700 kWac

Operating voltage 550-1500 V
Max. power (=>30°C) 330 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.19
Power sharing within this inverter



PVsyst V7.4.6

VC1, Simulation date:
12/06/24 15:10
with V7.4.6

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

PV Array Characteristics

Array #2 - Sottocampo #2

Number of PV modules	4290 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	3089 kWp	Total power	2700 kWac
Modules	165 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	2913 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	2691 A	Power sharing within this inverter	

Array #3 - Sottocampo #3

Number of PV modules	5122 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	3688 kWp	Total power	3300 kWac
Modules	197 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	3477 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
I mpp	3213 A	Power sharing within this inverter	

Array #4 - Sottocampo #4

Number of PV modules	5408 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	3894 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	208 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	3672 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
I mpp	3393 A	Power sharing within this inverter	

Array #5 - Sottocampo #5

Number of PV modules	4732 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	3407 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	182 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	3213 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	2969 A	Power sharing within this inverter	

Array #6 - Sottocampo #6

Number of PV modules	4030 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	2902 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	155 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	2736 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
I mpp	2528 A	Power sharing within this inverter	

Array #7 - Sottocampo #7

Number of PV modules	3926 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	2827 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	151 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	2665 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
I mpp	2463 A	Power sharing within this inverter	



PVsyst V7.4.6

VC1, Simulation date:
12/06/24 15:10
with V7.4.6

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

PV Array Characteristics

Array #8 - Sottocampo #8

Number of PV modules	4420 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	3182 kWp	Total power	2700 kWac
Modules	170 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	3001 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
I mpp	2773 A	Power sharing within this inverter	

Array #9 - Sottocampo #9

Number of PV modules	4030 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	2902 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	155 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	2736 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.21
I mpp	2528 A	Power sharing within this inverter	

Array #10 - Sottocampo #10

Number of PV modules	4394 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	3164 kWp	Total power	2700 kWac
Modules	169 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	2983 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.17
I mpp	2757 A	Power sharing within this inverter	

Array #11 - Sottocampo #11

Number of PV modules	3614 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	2602 kWp	Total power	2400 kWac
Modules	139 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	2454 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.08
I mpp	2267 A	Power sharing within this inverter	

Array #12 - Sottocampo #12

Number of PV modules	4368 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	3145 kWp	Total power	2700 kWac
Modules	168 string x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	2966 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1082 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
I mpp	2740 A	Power sharing within this inverter	

Total PV power

Nominal (STC)	38002 kWp
Total	52780 modules
Module area	163953 m²

Total inverter power

Total power	32400 kWac
Max. power	35640 kWac
Number of inverters	108 units
Pnom ratio	1.17



PVsyst V7.4.6

VC1, Simulation date:
12/06/24 15:10
with V7.4.6

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

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V

Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.3 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.52 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Campo FV

Global array res. 6.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Sottocampo #2

Global array res. 6.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Sottocampo #3

Global array res. 5.4 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Sottocampo #4

Global array res. 5.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Sottocampo #5

Global array res. 5.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Sottocampo #6

Global array res. 6.9 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Sottocampo #7

Global array res. 7.0 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Sottocampo #8

Global array res. 6.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Sottocampo #9

Global array res. 6.9 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - Sottocampo #10

Global array res. 6.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #11 - Sottocampo #11

Global array res. 7.7 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #12 - Sottocampo #12

Global array res. 6.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Auxiliaries loss

constant (fans) 120.0 kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.75 % at STC

Inverter: SUN2000-330KTL-H1

Wire section (9 Inv.) Copper 9 x 3 x 120 mm²
Average wires length 150 m

Inverter: SUN2000-330KTL-H1

Wire section (99 Inv.) Copper 99 x 3 x 150 mm²
Average wires length 102 m



AC wiring losses

MV line up to Injection

MV Voltage	30 kV
Average each inverter	
Wires	Copper 3 x 95 mm ²
Length	3000 m
Loss Fraction	0.21 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage	30 kV
Transformer from Datasheets	
Nominal power	3300 kVA
Iron Loss	10.00 kVA
Iron loss fraction	0.30 % of PNom
Copper loss	100.00 kVA
Copper loss fraction	3.03 % at PNom
Coils equivalent resistance	3 x 5.88 mΩ

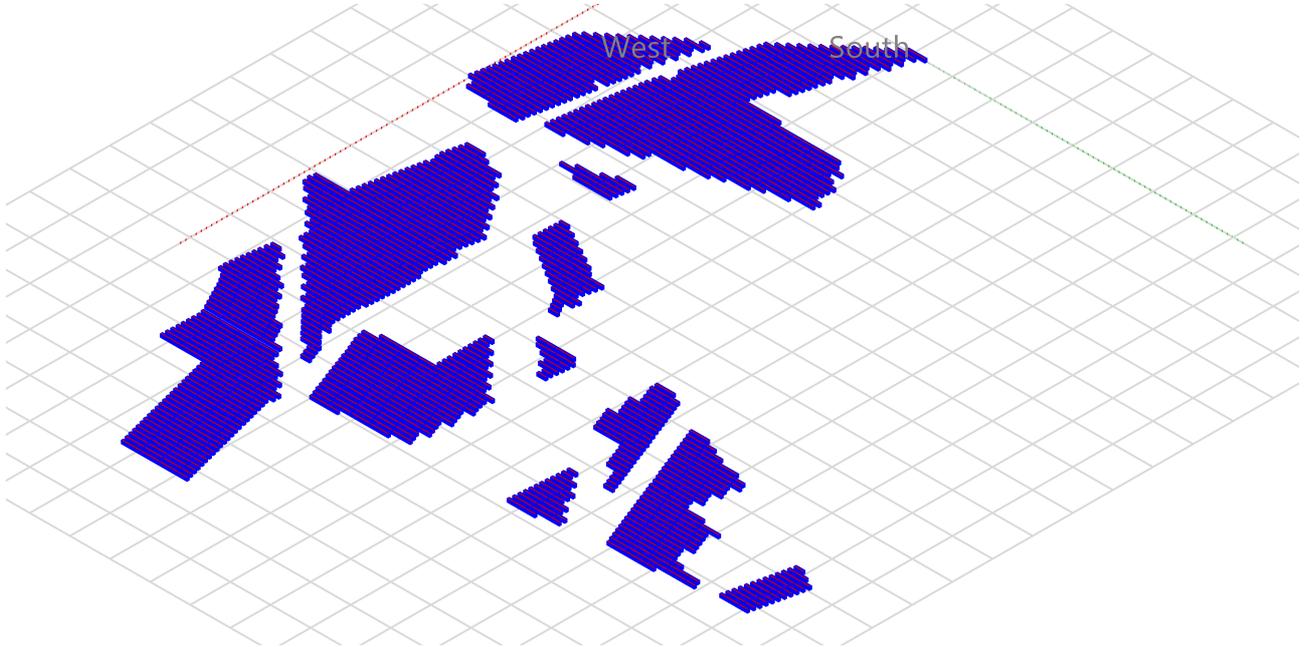
Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos	12
Nominal power at STC	37.62 MVA
Iron loss	120.00 kVA
Iron loss fraction	0.32 % at STC
Copper loss	1083.09 kVA
Copper loss fraction	2.88 % at STC



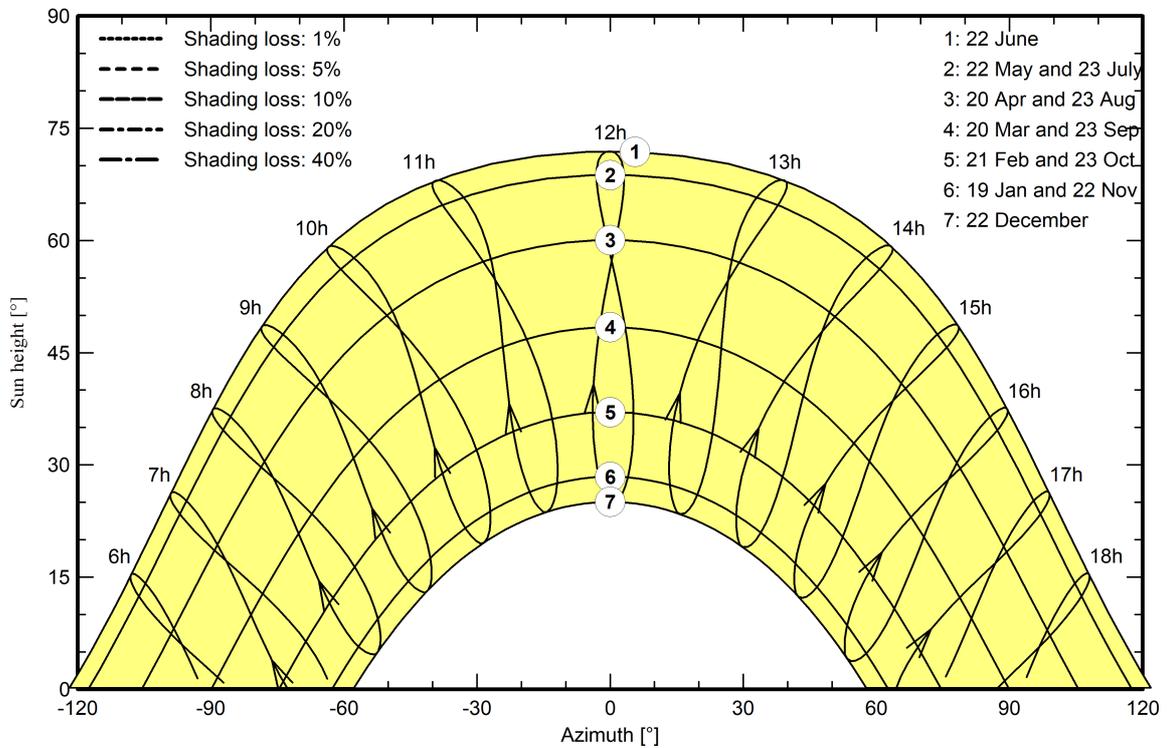
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





Main results

System Production

Produced Energy 62897845 kWh/year

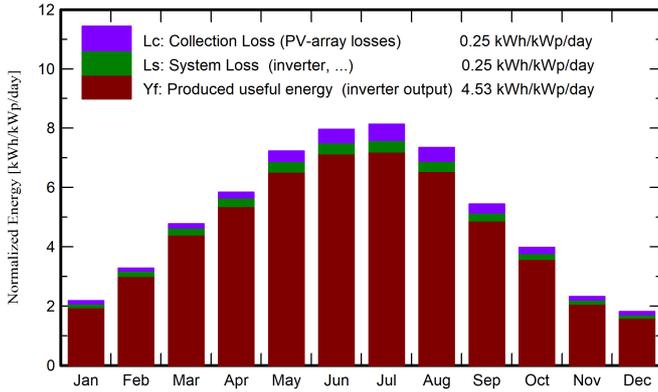
Specific production

1655 kWh/kWp/year

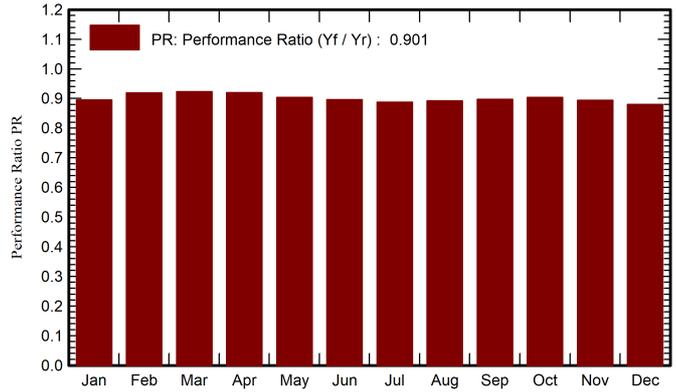
Perf. Ratio PR

90.08 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

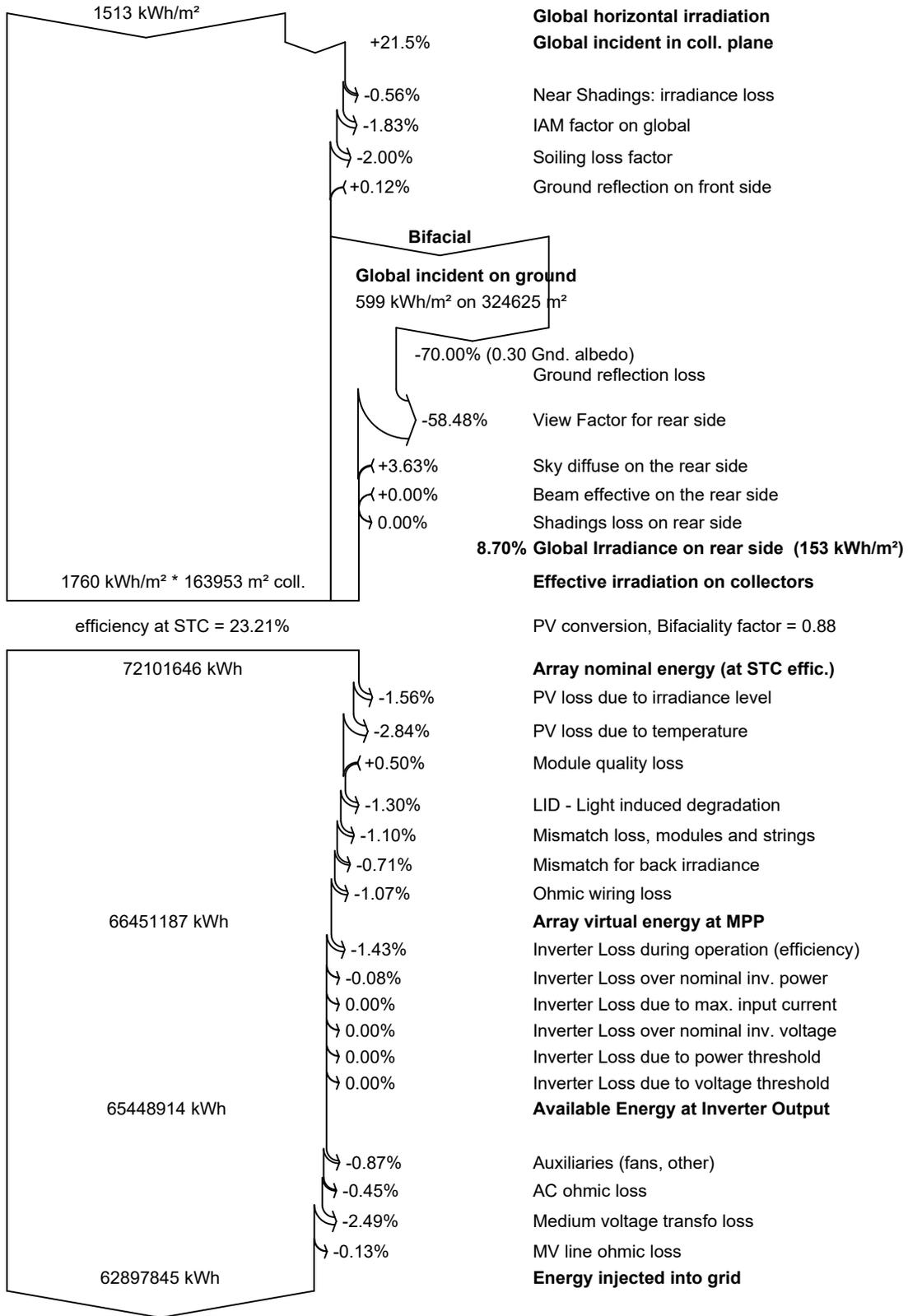
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	54.7	24.38	7.88	67.6	63.2	2454852	2299538	0.895
February	74.5	33.33	8.38	91.8	87.2	3392014	3205456	0.919
March	120.5	50.19	11.40	147.9	141.6	5471739	5187295	0.923
April	146.2	70.99	14.36	175.2	168.3	6452427	6121491	0.920
May	186.5	81.21	19.73	224.0	215.6	8112451	7692998	0.904
June	198.1	86.61	24.56	238.9	230.2	8569015	8137507	0.896
July	207.1	84.00	27.43	252.0	242.9	8943886	8494856	0.887
August	186.1	77.08	27.13	227.8	219.6	8120444	7717558	0.891
September	134.0	54.67	21.73	163.1	156.5	5868816	5563203	0.897
October	100.6	44.27	17.80	123.2	117.4	4463807	4231122	0.903
November	58.2	33.67	12.71	69.6	65.3	2522521	2363969	0.894
December	46.4	24.61	9.04	56.3	52.2	2024059	1882853	0.880
Year	1512.9	665.03	16.90	1837.5	1760.0	66396031	62897845	0.901

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		



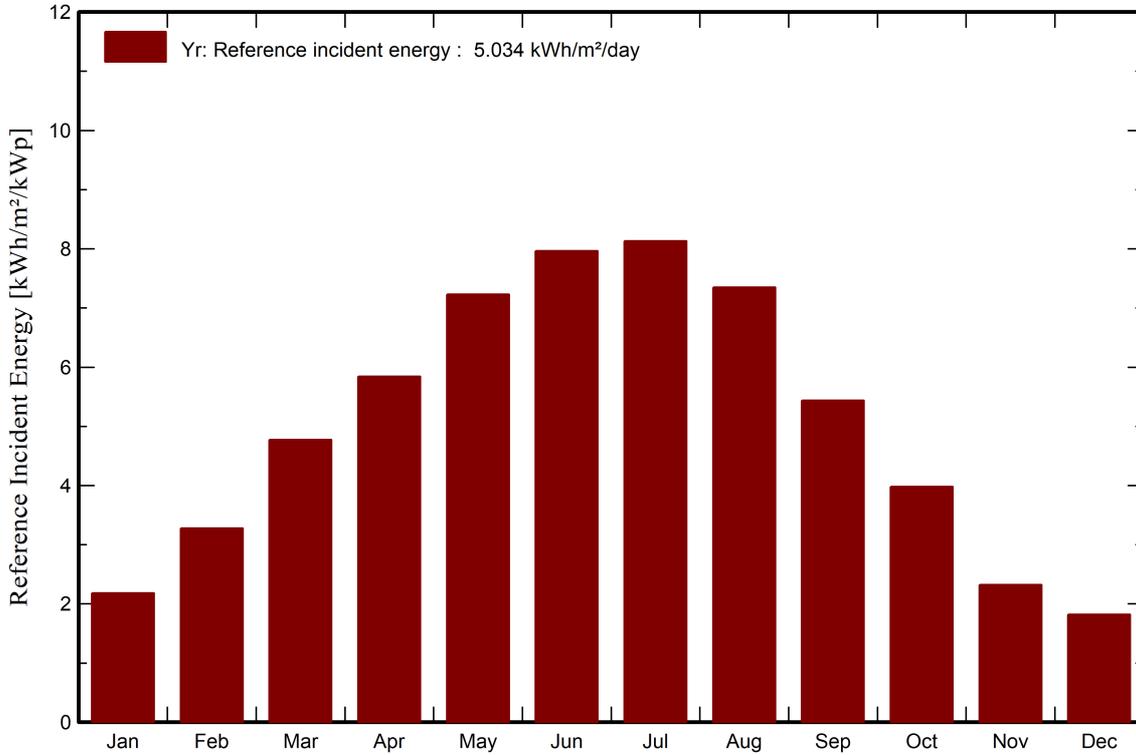
Loss diagram



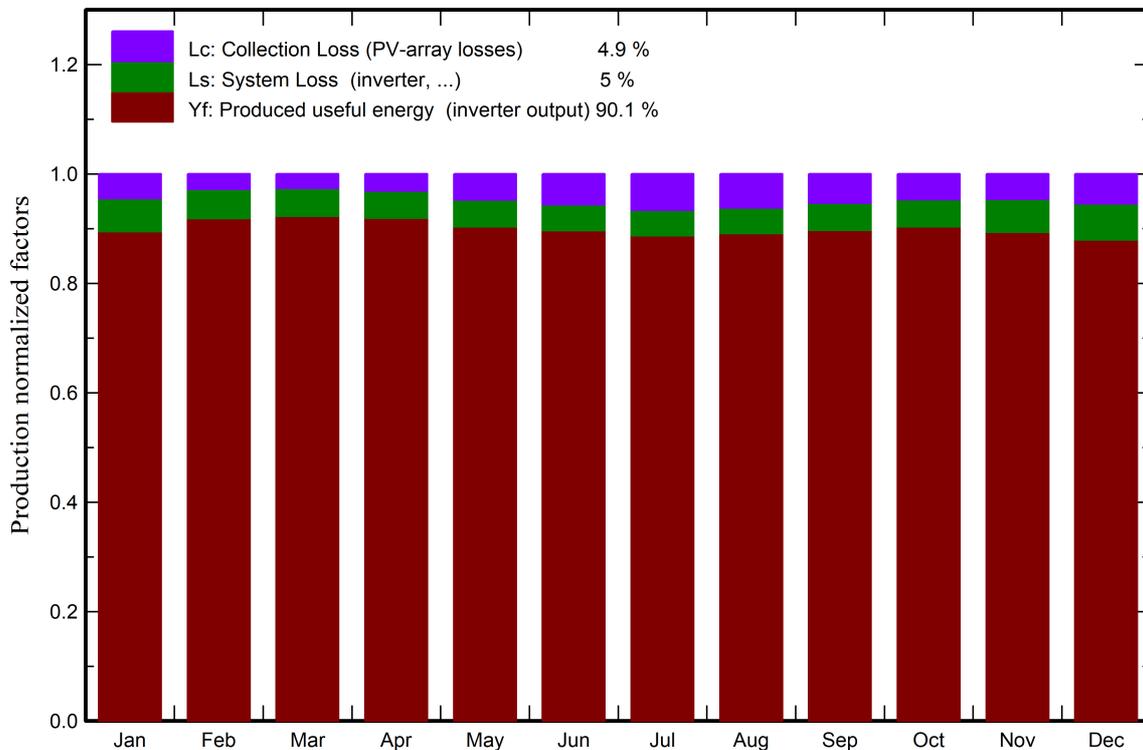


Predef. graphs

Energia incidente di riferimento su piano collettori



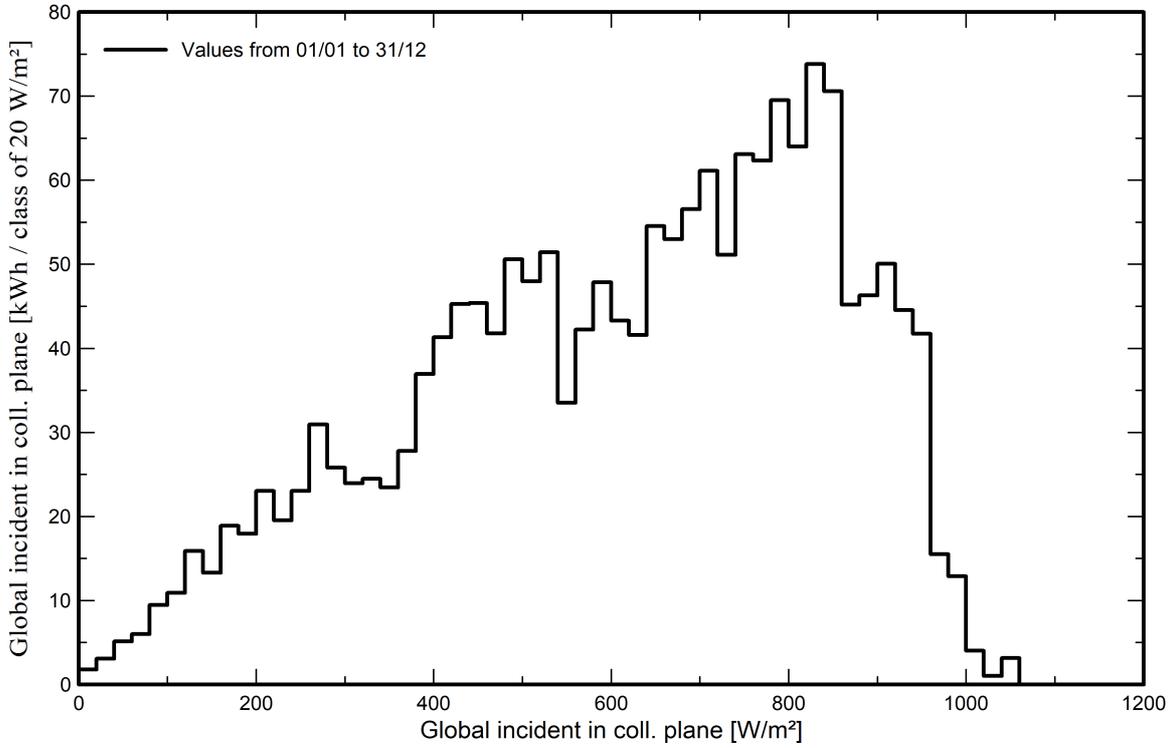
Fattori normalizzati di produzione e di perdita



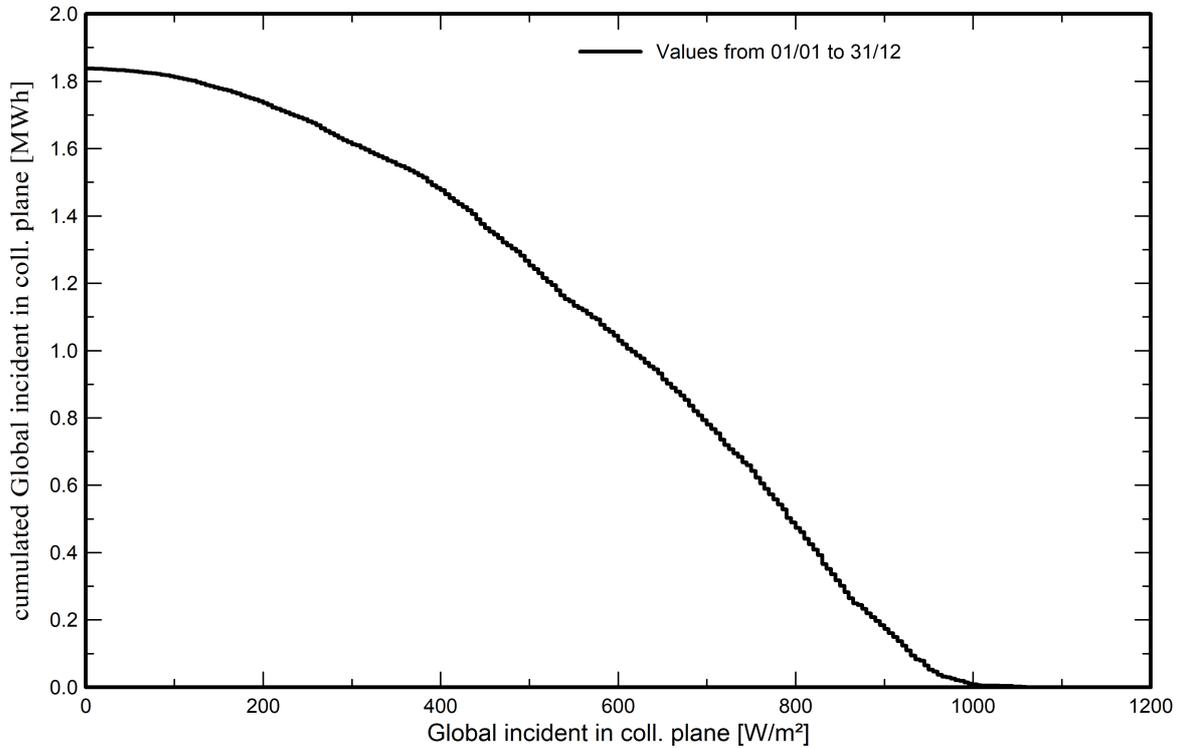


Predef. graphs

Distribuzione irraggiamento incidente



Coda della distribuzione di irradiazione incidente





Predef. graphs

Temperatura del campo vs. irradiazione efficace

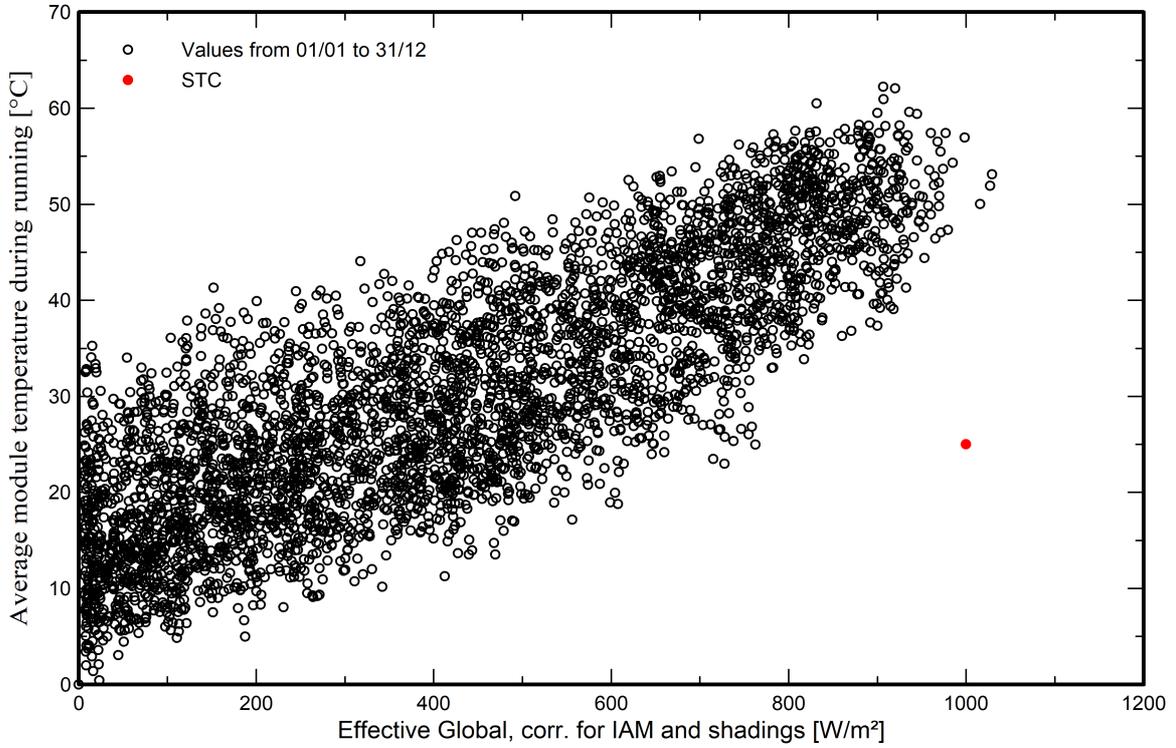
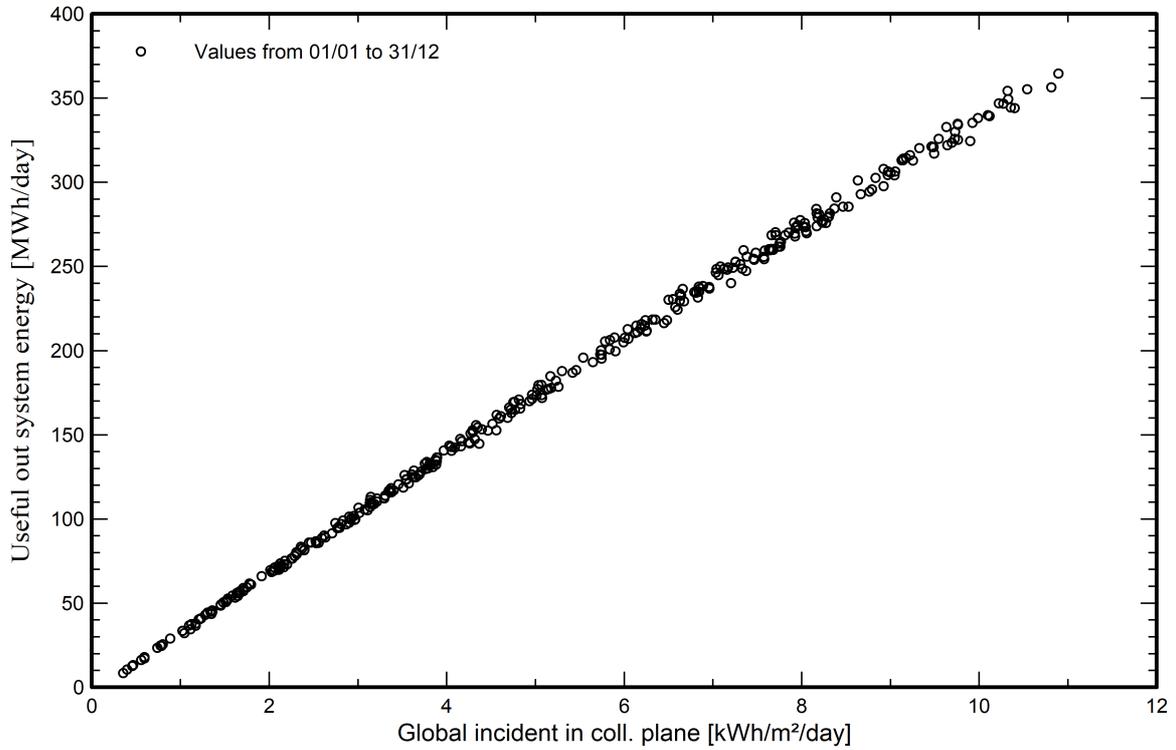


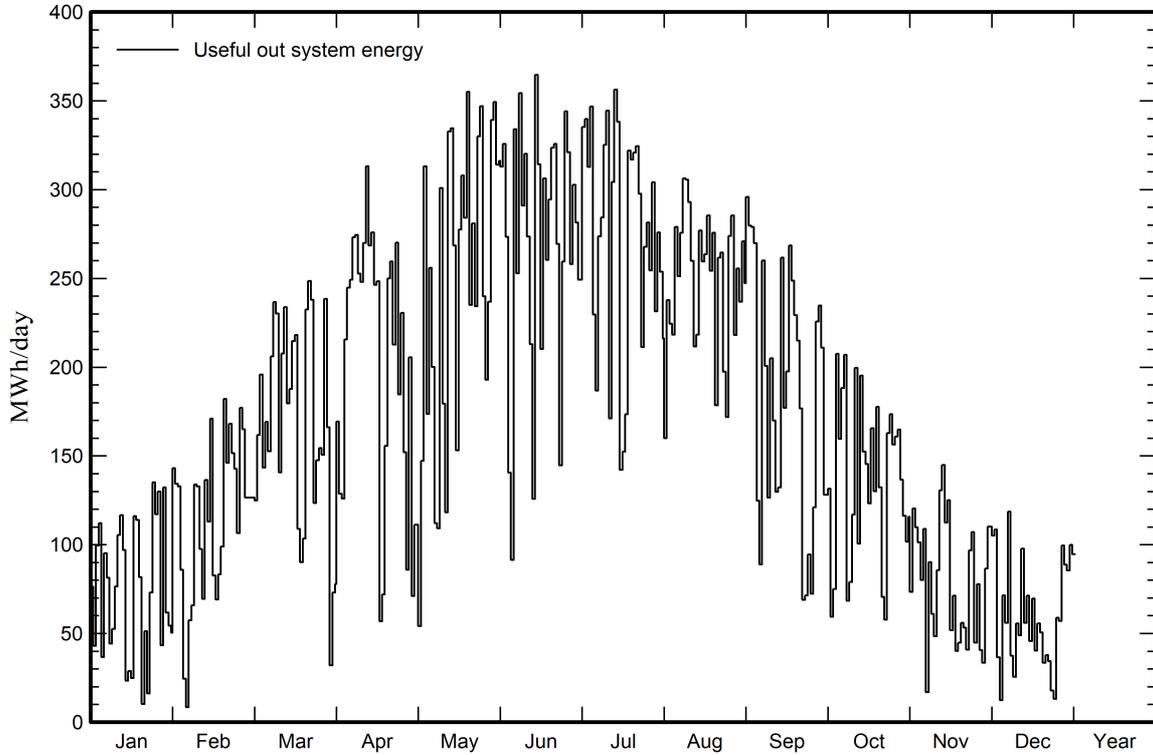
Diagramma giornaliero entrata/uscita



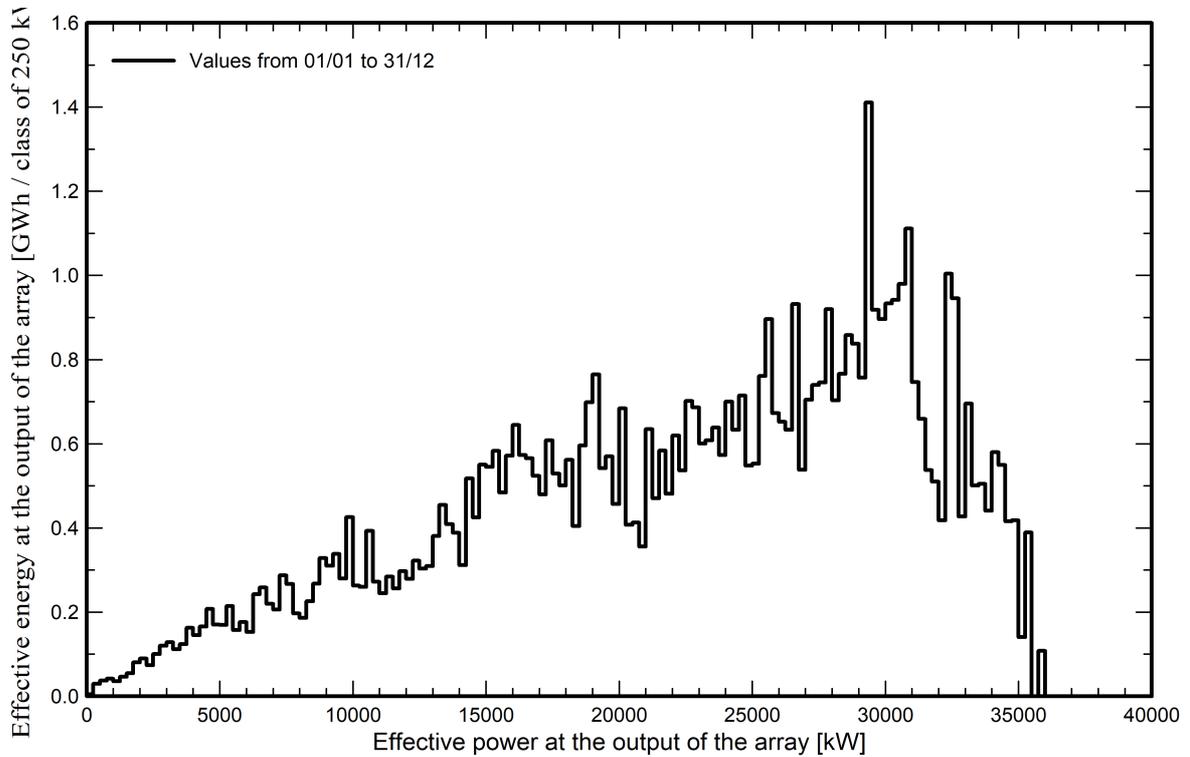


Predef. graphs

Energia giornaliera in uscita sistema



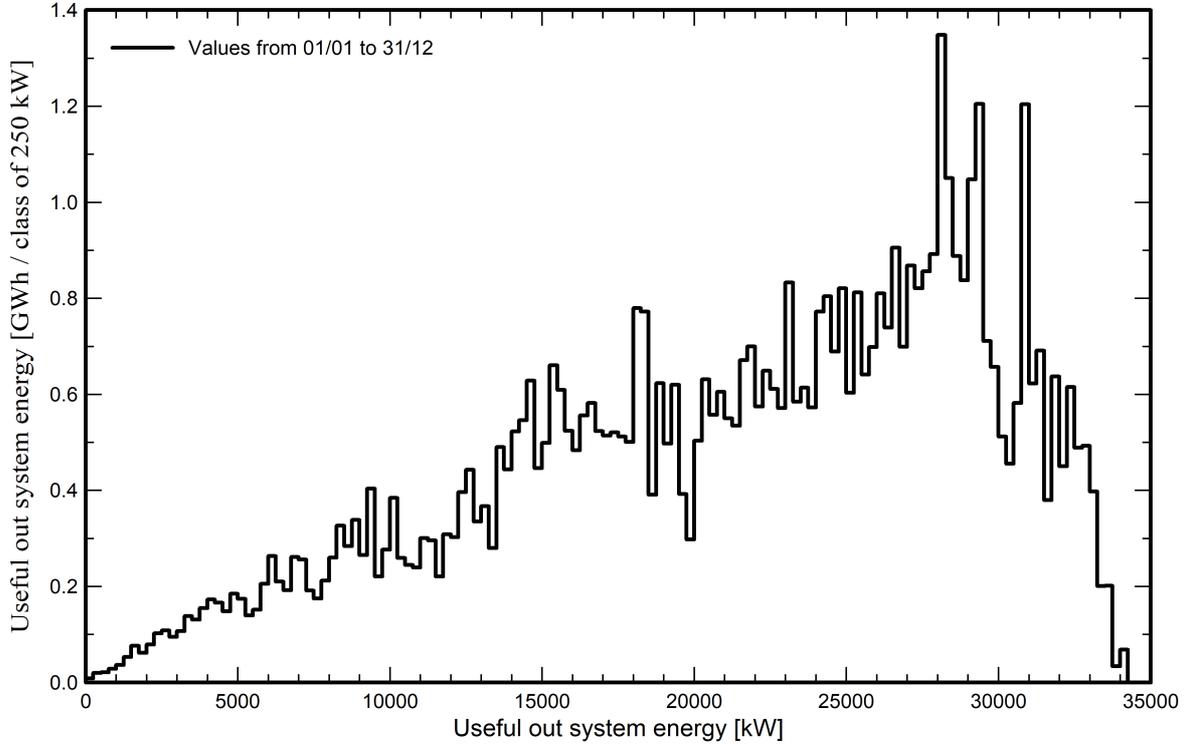
Distribuzione potenza dell'impianto



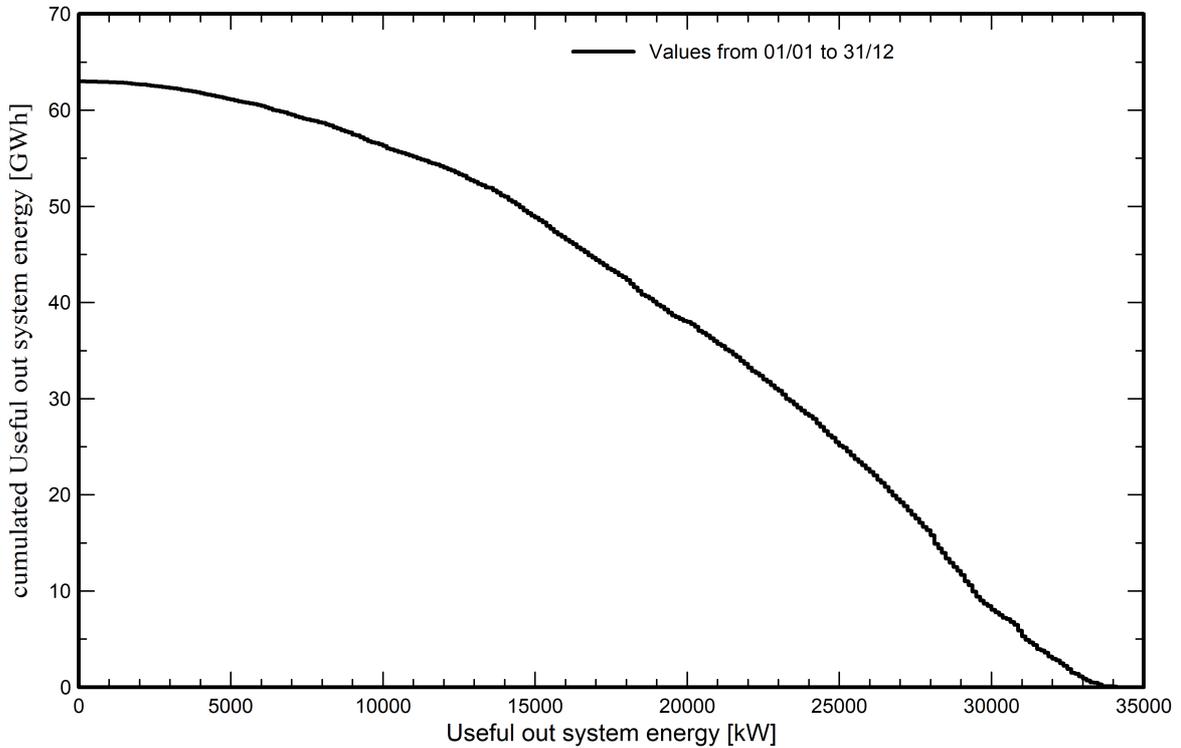


Predef. graphs

Distribuzione potenza in uscita sistema



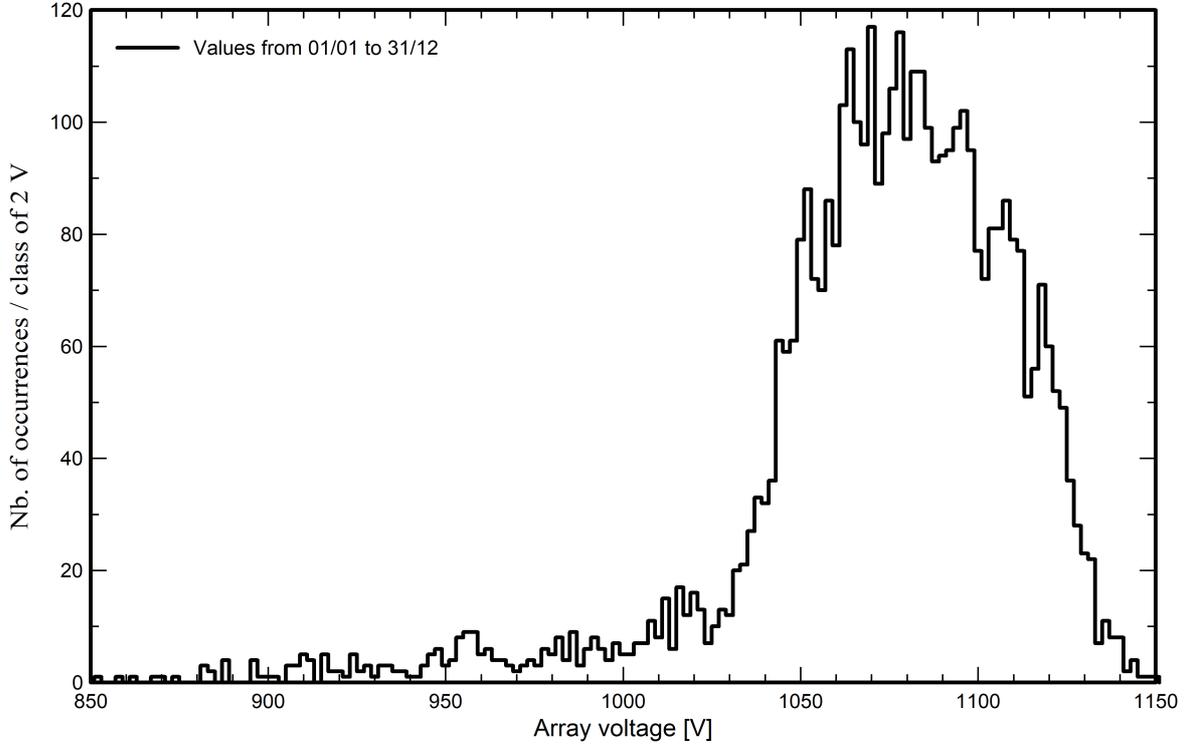
Coda della distribuzione della potenza in uscita



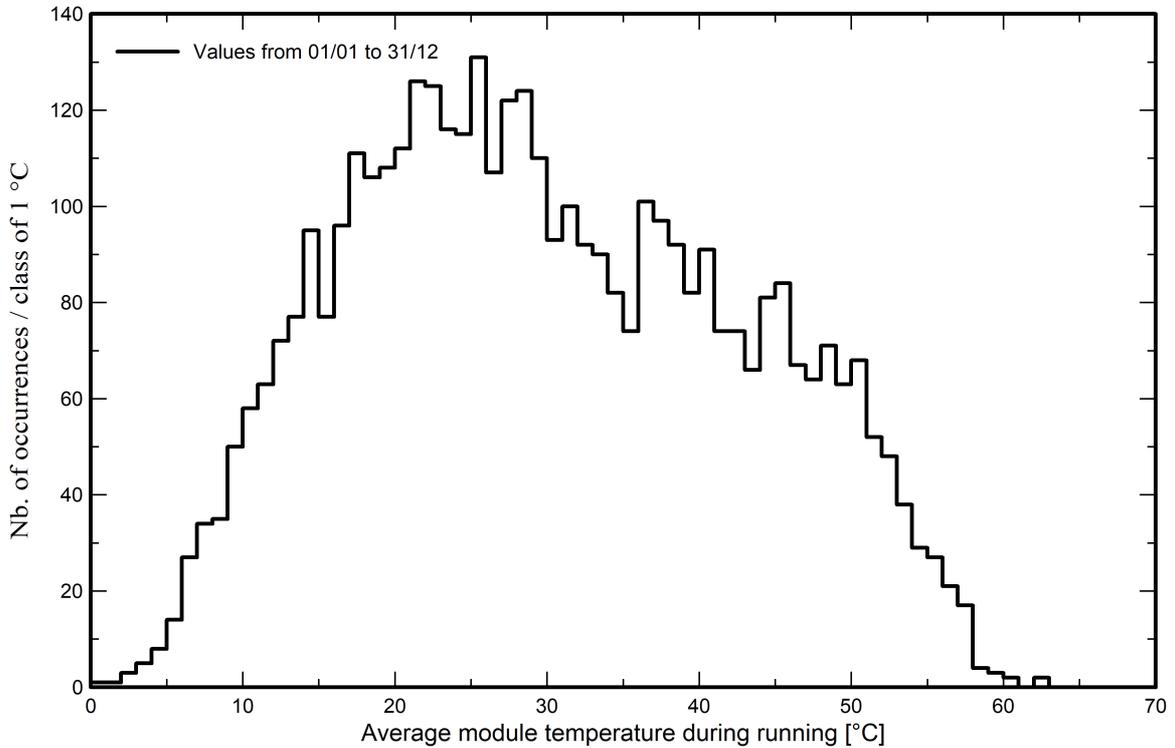


Predef. graphs

Distribuzione tensione impianto



Distribuzione temperatura impianto



cavi solari

Tipo corrente:

- Continua
 Alternata monofase
 Alternata bifase
 Alternata trifase

Tensione: V

Carico: A

Fattore
potenza:

Sezione: mm²

Conduttori
di fase in
parallelo:

Lunghezza
linea: m

Conduttore: Rame

Tipo cavo: Unipolare

Temperatura
di esercizio: °C

CALCOLA

Caduta tensione: **12.341 V**
0.823%

Tensione al carico: **1.488 kV**

Cavi BT

Tipo corrente:

- Continua
- Alternata monofase
- Alternata bifase
- Alternata trifase

Tensione: V

Carico: A

Fattore potenza:

Sezione: mm²

Conduttori di fase in parallelo:

Lunghezza linea: m

Conduttore:

Tipo cavo:

Temperatura di esercizio: °C

CALCOLA

Caduta tensione: **22.994 V**
2.87%

Tensione al carico: **777.006 V**

Cavi MT

Tipo corrente:

- Continua
- Alternata monofase
- Alternata bifase
- Alternata trifase

Tensione: V

Carico: kW

Fattore potenza:

Sezione: mm²

Conduttori di fase in parallelo:

Lunghezza linea: m

Conduttore: Alluminio

Tipo cavo: Unipolare

Temperatura di esercizio: °C

CALCOLA

Caduta tensione: **878.527 V**
2.93%

Tensione al carico: **29.121 kV**

Cavi AT

Tipo corrente:

- Continua
- Alternata monofase
- Alternata bifase
- Alternata trifase

Tensione: V

Carico: A

Fattore potenza:

Sezione: mm²

Conduttori di fase in parallelo:

Lunghezza linea: m

Conduttore:

Tipo cavo:

Temperatura di esercizio: °C

CALCOLA

Caduta tensione: **91.889 V**
0.061%

Tensione al carico: **149.908 kV**