



Comune di Lucera



Comune di San Severo



Provincia di Foggia



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DENOMINATO "PALMO", SITO NEL COMUNE DI SAN SEVERO (FG) IN LOCALITA' "BASTIOLA", DI POTENZA AC PARI A 75 MW E POTENZA DC PARI A 71,938 MW, CON IMPIANTO STORAGE DA 18 MW, E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE (RTN) NEI COMUNI DI SAN SEVERO E LUCERA (FG)

Proponente:

SOLAR CENTURY FVGC 9 S.R.L. Via Caradosso, 9 – 20123 Milano PEC: sc-fvgc9@pec.it

Progettista:

np enne. pi. studio s.r.l.
Lungomare IX Maggio, 38 - 70132 Bari
Tel/Fax +39 0805346068 - 0805346888
e-mail: pietro.novielli@ennepistudio.it

Identificativo AU:

17KS710_Relazionetecnica

Nome elaborato interno:

PAL_24 – Relazione tecnica_R01

Tecnici e Specialisti:

- Dott.ssa Paola D'Angela: studi e indagini archeologiche;
- Dott.ssa Sara Di Franco: studio d'impatto acustico;
- Dott. Antonello Fabiano: studi e indagini geologiche e idrogeologiche;
- Dott. Gianluca Fallacara: rilievo planoaltimetrico e indagini sismiche
- Floema S.r.l.: progetto agricolo, studio pedoagronomico, piano di monitoraggio ambientale e rilievo essenze e paesaggio agricolo;
- Dott. Gabriele Gemma: elaborati grafici, documentazione tecnica, studio ambientale e paesaggistico
- INSE Srl : progettazione opere elettriche di connessione ad alta tensione

Descrizione Elaborato:

Relazione tecnica del progetto definitivo

Timbro e firma



Sol

03					Scala: varie
02					
01	Agosto 2023	Ing. Gabriele Gemma	Enne Pi Studio Srl	Solar Century FVGC 9 Srl	
00	28/07/2022	Ing. Gabriele Gemma	Enne Pi Studio Srl	Solar Century FVGC 9 Srl	
Rev	Data	Redatto	Verificato	Approvato	

INDICE



PAL_25 - Studio
impatto ambientale-1.

INTRODUZIONE

1

1.1. STIMA DELLA PRODUZIONE ANNUA DELL'IMPIANTO	3
1.2. QUADRO NORMATIVO NAZIONALE AUTORIZZATIVO	15
1.3. NORMATIVA REGIONALE DI RIFERIMENTO	15
1.4. NORMATIVA TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO E SICUREZZA	18

2. IL SITO

2.1. DESCRIZIONE DEL SITO	23
2.2. DESCRIZIONE DELL'ACCESSO AL SITO	25
2.3. LE INTERFERENZE	27
2.4. GLI ESPROPRI	28
2.5. APPROFONDIMENTI SUI CAMPI ELETTROMAGNETICI	30
2.6. APPROFONDIMENTI SULL'ACUSTICA	31
2.7. APPROFONDIMENTI SULL'ARCHEOLOGIA	35

3. IL PROGETTO

3.1. SCHEDE IDENTIFICATIVE DELL'IMPIANTO	39
3.2. AGROVOLTAICO	44
3.3. DESCRIZIONE GENERALE	46
3.4. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA	50
3.5. MODULI FOTOVOLTAICI	53
3.6. STRUTTURE DI FISSAGGIO	55
3.7. INVERTER	58
3.8. QUADRO DI PARALLELO	59
3.9. DESCRIZIONE DELLE CABINE ANNESSE ALL'IMPIANTO E TRASFORMATORI MT/BT	59
3.10. QUADRO MT	63
3.11. TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	63
3.12. QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	64
3.13. QUADRO MISURE FISCALI (QMF E QMG)	64
3.14. POWER PLANT CONTROLLER (PPC)	64

3.15.	COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	65
3.16.	COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE	80
3.17.	RETE DI TERRA	111
3.18.	SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO AGROPV	112
3.19.	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	114
3.20.	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	114
3.21.	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	115
3.22.	VIABILITÀ INTERNA	115
3.23.	RECINZIONE	116
3.24.	STAZIONE DI ELEVAZIONE MT/AT	118
3.25.	OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE	120
3.26.	OPERAZIONI INERENTI IL SUOLO	121
3.27.	SISTEMI DI MONITORAGGIO PER AGRICOLTURA DI PRECISIONE E FERTIRRIGAZIONE	121
3.28.	MITIGAZIONE VISIVA	122
3.28.1.	ULIVETO INTENSIVO	123
3.29.	ILLUMINAZIONE DI EMERGENZA E VIDEOSORVEGLIANZA	125
3.29.1.	INQUINAMENTO LUMINOSO	125
3.29.2.	VIDEOSORVEGLIANZA	125
4.1.	MODULI BATTERIE E RACK (ESS)	131
4.2.	BATTERY MANAGEMENT SYSTEM BMS	133
4.3.	SISTEMA DI CONVERSIONE PCS	135
4.4.	SOTTOSISTEMA DI CONTROLLO	136
4.5.	SISTEMA PROTEZIONI ELETTRICHE	137
4.6.	EMS	137
4.7.	CONTAINERS	138
4.8.	SISTEMA DI PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE	139
4.9.	SISTEMA ANTINCENDIO E RIVELAZIONE ANTINCENDIO	139
4.10.	SERVIZI AUSILIARI	141
4.11.	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	142
5.	<u>IL PROGETTO ESECUTIVO</u>	142
6.	<u>IL CRONOPROGRAMMA</u>	143
7.	<u>FASE DI CANTIERE</u>	145
8.	<u>FASE DI ESERCIZIO</u>	146
9.	<u>FASE DI DISMISSIONE - RICICLO COMPONENTI E RIFIUTI</u>	146

9.1. SMALTIMENTO STRINGHE FOTOVOLTAICHE	146
9.2. RECUPERO CABINE ELETTRICHE PREFABBRICATE	151
9.3. SMALTIMENTO CAVI ELETTRICI ED APPARECCHIATURE ELETTRONICHE, PALI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	152
9.4. RECUPERO VIABILITÀ INTERNA	153
9.5. RECUPERO RECINZIONE	153
<u>10. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI</u>	<u>153</u>
<u>11. QUANTIFICAZIONE DEI COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO E TEMPISTICHE</u>	<u>154</u>
<u>12. PRIME INDICAZIONI SULLA SICUREZZA</u>	<u>155</u>
<u>13. COSTI INTERVENTO</u>	<u>158</u>
<u>14. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI DA ACQUISIRE</u>	<u>159</u>

1. Introduzione

Il presente documento, all'interno del procedimento di Autorizzazione Unica incardinato presso l'Ufficio Energia di Regione Puglia, costituisce la "*Relazione tecnica*" relativa al progetto di un impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite conversione fotovoltaica, della potenza nominale in DC di **71,938 MW**, con sistema di batterie di accumulo elettrochimico (BESS – Battery Energy Storage System), di potenza nominale di 18,00 MW, per una potenza nominale complessiva in DC pari a 89,938 MW, denominato "**PALMO**" in agro del Comune di San Severo, in località "Bastiola" (FG) e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) necessarie per la cessione dell'energia prodotta.

L'impianto agrovoltaico sarà collegato tramite cavidotto interrato MT alla stazione di trasformazione e condivisione 30/150 kV sita nel comune di Lucera, località Palmori (FG). Essa sarà collegata attraverso un cavo AT 150kV allo stallo condiviso 150kV interno alla SE Terna 150/380kV, localizzata nel Comune Lucera, località Palmori (FG), che rappresenta il punto di connessione dell'impianto alla RTN.

Terna S.p.A., ha rilasciato alla Società proponente la "Soluzione Tecnica Minima Generale" n. 202101131 del 11.11.2022, indicando le modalità di connessione che, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle opere di rete per la connessione, prevede la condivisione, con ulteriori utenti, dello stallo AT nel futuro ampliamento della stazione di trasformazione RTN 380/150 kV di "Palmori".

La Società proponente ha inoltre stipulato un accordo di condivisione con le società SKI 05 S.r.l. proponente del progetto "Celone", e SKI B A0 S.r.l. proponente di un progetto di accumulo BESS, al fine di condividere l'utilizzo della SE 30/150 kV e collegarsi allo stallo previsto nell'ampliamento della SE TERNA 380/150 kV "Palmori".

L'energia elettrica prodotta dall'impianto agrovoltaico sarà elevata alla tensione di 150 kV mediante un trasformatore della potenza di 90 MVA ONAN/ONAF, collegato a un sistema di sbarre con isolamento in aria, che, con un elettrodotto interrato a 150 kV in antenna, si conetterà alla sezione 150 kV della SE Terna.

La Società proponente **SOLAR CENTURY FVGC 9 S.r.l.**, con sede legale alla Via Cardoso, 9 – 20123 MILANO, intende realizzare l'impianto agrovoltaico su di un terreno con destinazione agricola, esteso per circa Ha 110,646, nel comune di San Severo(FG), distinto in Catasto al Foglio 123 Particelle 234, 235, foglio 130 particelle 44, 45, 47, 48, 49 50, 295, 297, 298. La nuova

Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 30/150 kV verrà realizzata su di un terreno distinto nel comune di Lucera(FG), in Catasto al Foglio 38 Particella 163.

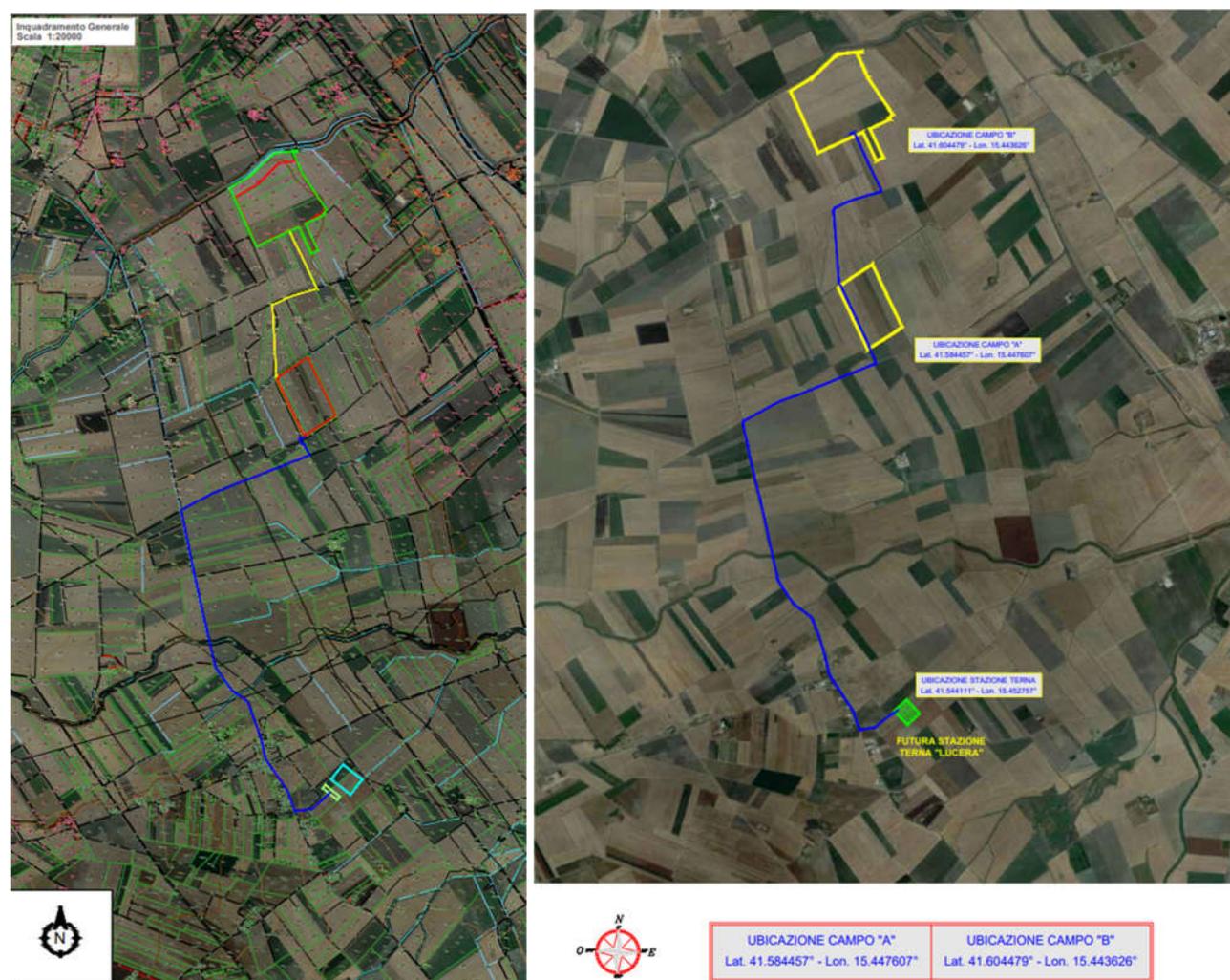


Figura 1: Inquadramento dell'area di progetto su base Ortofoto

Il progetto si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, i criteri adottati e la compatibilità ambientale del progetto.

1.1. Stima della produzione annua dell'impianto

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti.

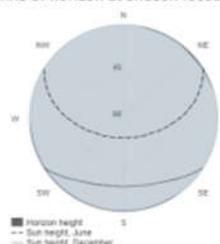


PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

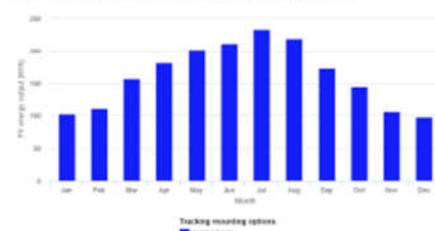
Provided inputs:		Simulation outputs	
Latitude/Longitude:	41.609,15.444	IA*	38 (opt)
Horizon:	Calculated	Slope angle [°]:	1935.14
Database used:	PVGIS-SARAH2	Yearly PV energy production [kWh]:	2485.08
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	65.9
PV installed:	1 kWp	Year-to-year variability [kWh]:	
System loss:	14 %	Changes in output due to:	
		Angle of incidence [%]:	-1.45
		Spectral effects [%]:	0.86
		Temp. and low irradiance [%]:	-8.9
		Total loss [%]:	-22.13

* IA: Inclined axis

Outline of horizon at chosen location:

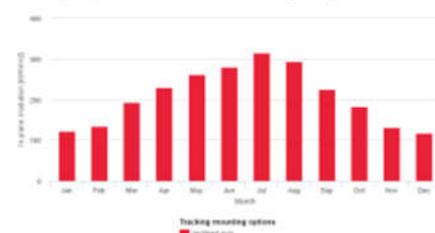


Monthly energy output from tracking PV system:



Month	E _m	H(i) _m	SD _m
January	102.0	121.4	23.4
February	111.2	134.0	20.2
March	156.2	193.4	23.7
April	180.6	230.3	16.1
May	202.0	261.7	18.2
June	211.2	280.6	12.1
July	233.2	315.0	9.3
August	216.7	294.4	16.2
September	172.4	225.3	10.8
October	144.4	182.9	18.4
November	105.8	129.6	12.6
December	97.5	116.3	16.3

Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh]
H_i: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²]
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh]

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep the information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
It is not going to endorse information created by third-party sources. However, some additional information on this site may have been created or reproduced in form of graphics that do not derive from our original generation but our services will not be interrupted as otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site in any third national sites.
For more information, please visit http://ec.europa.eu/energy/index_en



PVGIS ©European Union, 2001-2022.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2022/07/30

Figura 2: Stima della producibilità impianto ricavata da PVGIS Europe

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti.

Il calcolo succitato è stato fatto con software specialistico dal quale, a seguire, si riporta l'estratto dei risultati ottenuti.



Version 7.2.4

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

Tracking system with backtracking

System power: 71.94 MWp

San Severo Palmo - Italy



PVsyst V7.2.4
VCN, Simulation date:
01/06/22 12:43
with v7.2.4

Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

Statkraft AS (Norway)

Project summary

Geographical Site
San Severo Palmo
Italy

Situation
Latitude 41.58 °N
Longitude 15.44 °E
Altitude 54 m
Time zone UTC+1

Meteo data
SP24
SolarGISv2.2.0 - TMY

Monthly albedo values

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.11	0.14	0.17	0.17	0.17	0.20	0.18	0.16	0.13	0.11	0.10	0.10

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 1

Tracking system with backtracking

PV Field Orientation
Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

Near Shadings
According to strings
Electrical effect 100 %

User's needs
Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules
Pnom total

107370 units
71.94 MWp

Inverters

Nb. of units
Pnom total
Pnom ratio

305 units
61.00 MWac
1.179

Results summary

Produced Energy 126514 MWh/year Specific production 1759 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 88.48 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10
P50 - P90 evaluation	11



PVsyst V7.2.4
 VCN, Simulation date:
 01/06/22 12:43
 with v7.2.4

Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

Statkraft AS (Norway)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking										
PV Field Orientation		Backtracking strategy		Models used								
Orientation		Nb. of trackers	1851 units	Transposition	Perez							
Tracking plane, horizontal N-S axis		Sizes		Diffuse	Imported							
Axis azimuth	0 °	Tracker Spacing	9.50 m	Circumsolar	separate							
		Collector width	4.97 m									
		Ground Cov. Ratio (GCR)	52.3 %									
		Phi min / max.	-/+ 43.0 °									
		Backtracking limit angle										
		Phi limits	+/- 58.4 °									
Horizon		Near Shadings		User's needs								
Average Height	3.1 °	According to strings		Unlimited load (grid)								
		Electrical effect	100 %									
Bifacial system												
Model	2D Calculation											
	unlimited trackers											
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions										
Tracker Spacing	9.50 m	Ground albedo average		0.15								
Tracker width	4.97 m	Bifaciality factor		70 %								
GCR	52.3 %	Rear shading factor		1.8 %								
Axis height above ground	2.20 m	Rear mismatch loss		6.0 %								
		Module transparency		12.0 %								
Monthly ground albedo values												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.11	0.14	0.17	0.17	0.17	0.20	0.18	0.16	0.13	0.11	0.10	0.10	0.15

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	CSI Solar Co., Ltd.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7N-670MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H0
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	670 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	107370 units	Number of inverters	305 unit
Nominal (STC)	71.94 MWp	Total power	61000 kWac
Modules	3579 Strings x 30 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	66.09 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1037 V		
I mpp	63707 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	71938 kWp	Total power	61000 kWac
Total	107370 modules	Nb. of inverters	305 units
Module area	333529 m²	Pnom ratio	1.18



PVsyst V7.2.4
VCN, Simulation date:
01/06/22 12:43
with v7.2.4

Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

Statkraft AS (Norway)

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.18 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.0 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.1 %	Year no	1					
		Loss factor	0.3 %/year					
		Mismatch due to degradation						
		Imp RMS dispersion	0 %/year					
		Vmp RMS dispersion	0 %/year					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

System losses

Auxiliaries loss	
constant (fans)	100.0 kW
0.0 kW from Power thresh.	
Proportionnal to Power	1.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo			
Inverter voltage	800 Vac tri		
Loss Fraction	0.68 % at STC		
Inverter: SUN2000-215KTL-H0			
Wire section (305 Inv.)	Copper 305 x 3 x 150 mm ²		
Average wires length	150 m		
MV line up to HV Transfo		HV line up to Injection	
MV Voltage	30 kV	HV line voltage	150 kV
Wires	Copper 3 x 1000 mm ²	Wires	Copper 3 x 500 mm ²
Length	7000 m	Length	100 m
Loss Fraction	1.03 % at STC	Loss Fraction	0.00 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo	
Medium voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	70601 kVA
Iron loss (night disconnect)	70.60 kW
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.09 mΩ
Loss Fraction	1.00 % at STC



PVsyst V7.2.4
VCN, Simulation date:
01/06/22 12:43
with v7.2.4

Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

Statkraft AS (Norway)

AC losses in transformers

AC losses in transformers			
HV transfo			
Grid voltage	150 kV		
Transformer from Datasheets		Operating losses at STC	
Nominal power	72000 kVA	Nominal power at STC	70601 kVA
Iron loss	10.00 kVA	Iron loss (night disconnect)	10.00 kW
Loss Fraction	0.01 % of PNom	Loss Fraction	0.01 % at STC
Copper loss	100.00 kVA	Coils equivalent resistance	3 x 17.36 mΩ
Loss Fraction	0.14 % of PNom	Loss Fraction	0.14 % at STC



PVsyst V7.2.4
VCN, Simulation date:
01/06/22 12:43
with v7.2.4

Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

Statkraft AS (Norway)

Horizon definition

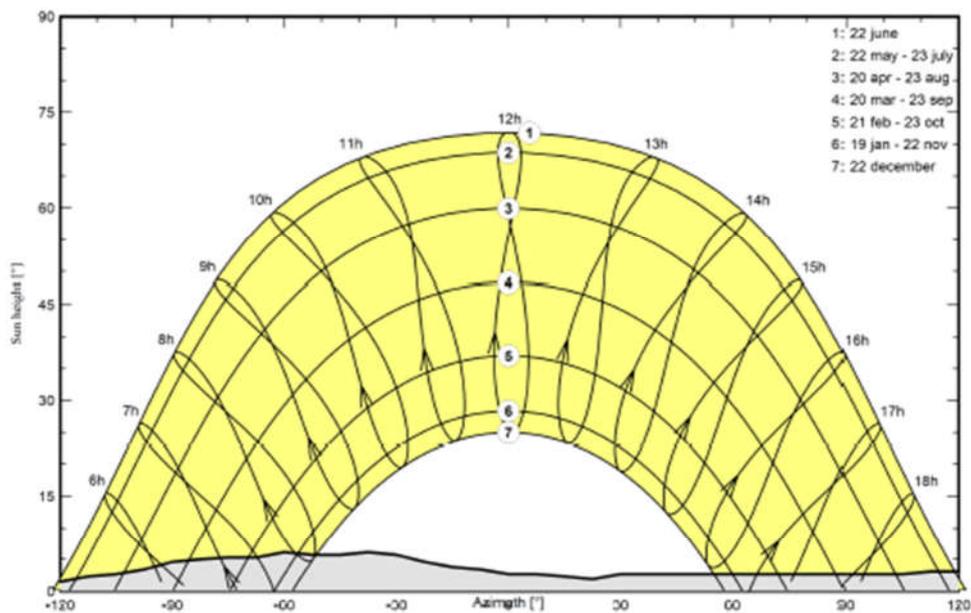
Average Height	3.1 °	Albedo Factor	0.86
Diffuse Factor	0.97	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90
Height [°]	2.3	1.9	1.5	1.1	1.1	0.8	1.5	1.1	1.5	2.3	2.7	3.4	4.6
Azimuth [°]	-83	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8
Height [°]	5.0	5.3	5.3	6.1	5.7	5.7	6.1	5.7	4.6	3.8	3.4	2.7	2.7
Azimuth [°]	15	23	30	105	113	120	128	135	143	158	165	173	180
Height [°]	2.3	1.9	2.7	2.7	3.1	3.1	2.7	3.1	3.4	3.4	3.1	2.7	2.3

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Horizon from PVGIS website API, Lat=41°48'24', Long=15°4'28', Alt=66m





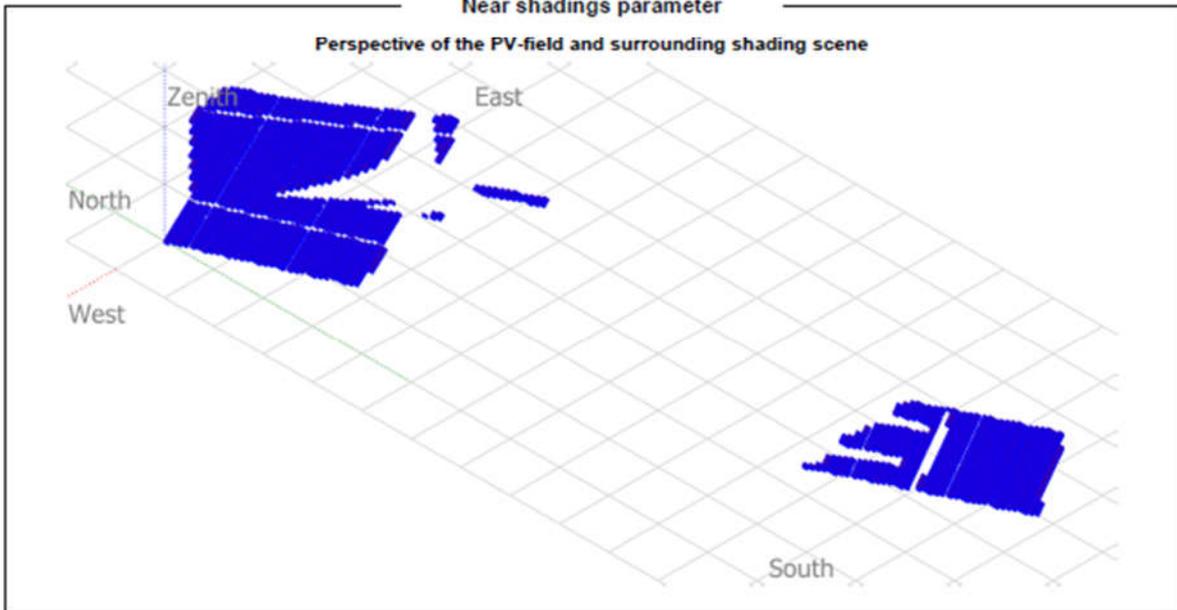
PVsyst V7.2.4
VCN, Simulation date:
01/06/22 12:43
with v7.2.4

Project: SCITA-PALMO-000

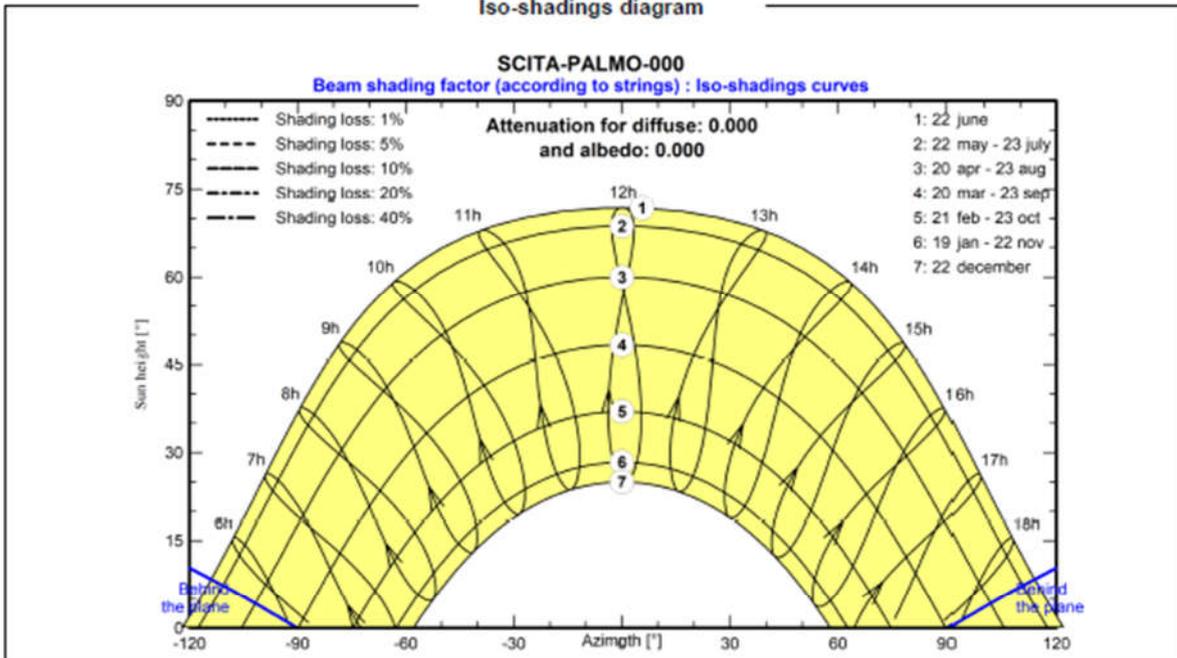
Variant: "VIA" Yield Analysis

Statkraft AS (Norway)

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

Statkraft AS (Norway)

PVsyst V7.2.4

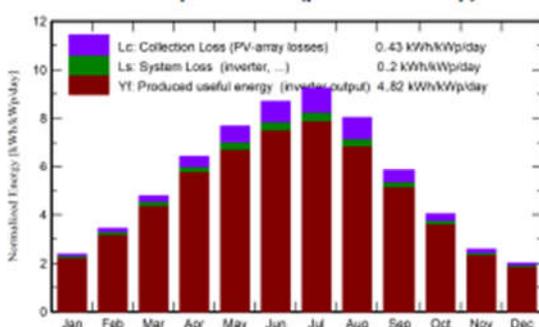
VCN, Simulation date:
01/06/22 12:43
with v7.2.4

Main results

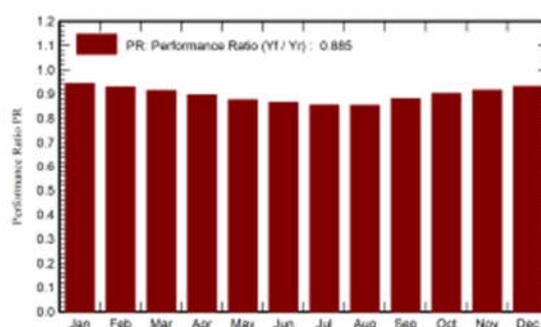
System Production

Produced Energy (P50) 126514 MWh/year Specific production (P50) 1750 kWh/kWp/year Performance Ratio PR 88.48 %
 Produced Energy (P90) 123.5 GWh/year Specific production (P90) 1716 kWh/kWp/year
 Produced Energy (P95) 122.6 GWh/year Specific production (P95) 1705 kWh/kWp/year

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 MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	58.4	27.83	8.07	73.5	70.8	5177	4995	0.944
February	76.4	34.75	11.07	96.3	92.9	6678	6435	0.929
March	116.9	47.95	12.38	148.5	143.7	10179	9783	0.916
April	158.3	68.21	16.82	193.4	188.1	13024	12490	0.898
May	195.1	78.47	21.50	238.6	232.3	15703	15049	0.877
June	209.2	74.89	24.79	261.0	254.6	16992	16264	0.866
July	228.6	71.89	27.53	286.8	280.2	18445	17654	0.856
August	197.8	63.54	27.51	249.6	243.5	16014	15344	0.855
September	140.8	57.68	22.65	175.7	170.7	11583	11131	0.881
October	100.3	44.37	18.53	124.9	121.0	8416	8109	0.902
November	61.1	29.51	13.87	77.2	74.1	5280	5092	0.917
December	48.7	23.30	9.04	62.2	59.5	4324	4167	0.931
Year	1591.7	622.38	17.85	1987.7	1931.5	131814	126514	0.885

Legends

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



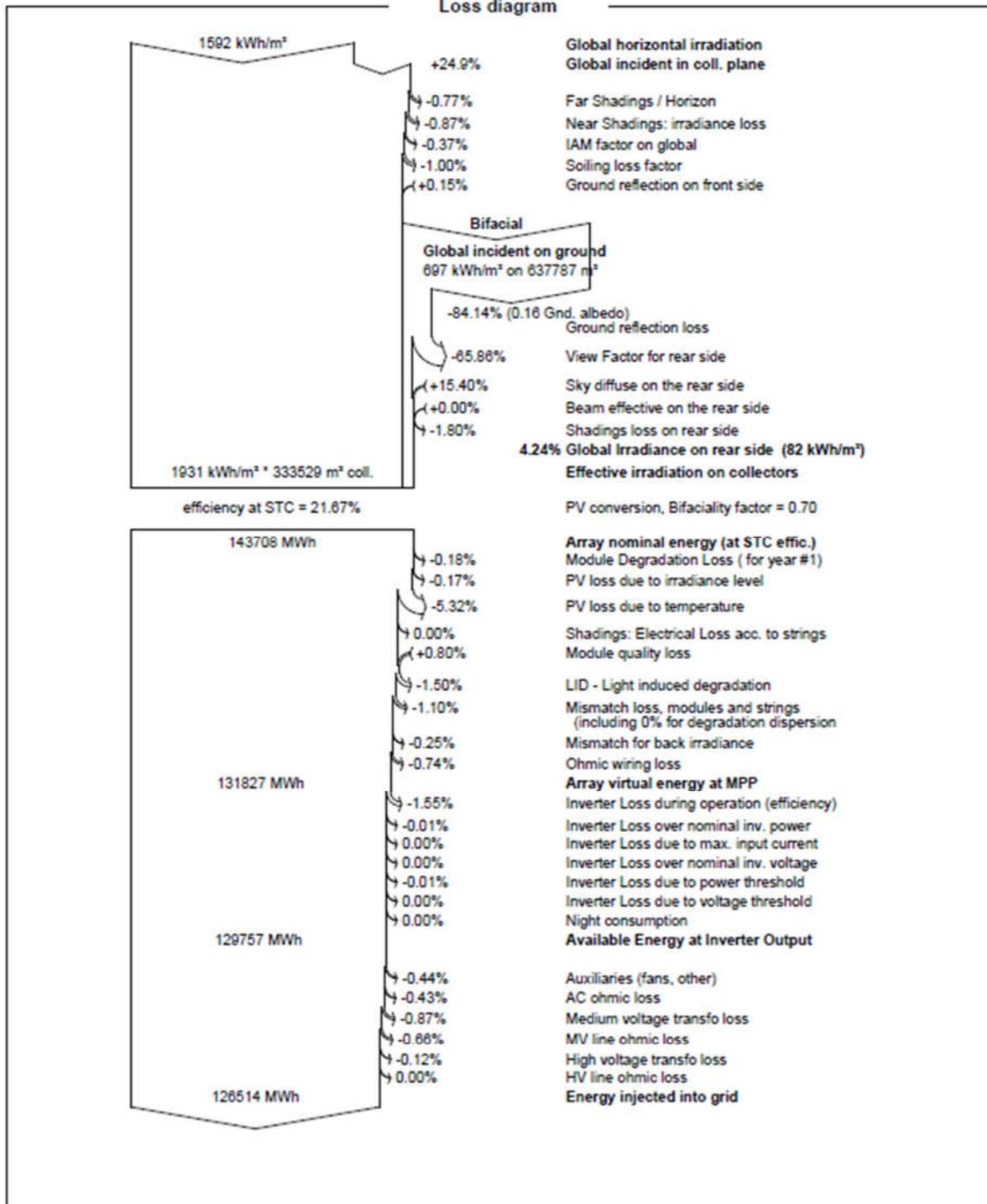
PVsyst V7.2.4
 VCN, Simulation date:
 01/06/22 12:43
 with v7.2.4

Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

Statkraft AS (Norway)

Loss diagram





PVsyst V7.2.4
VCN, Simulation date:
01/06/22 12:43
with v7.2.4

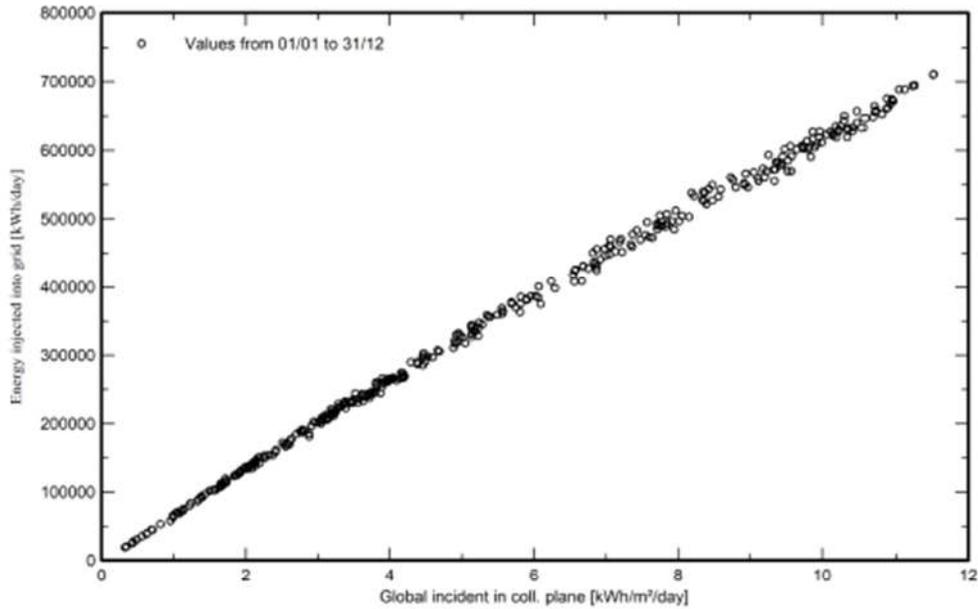
Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

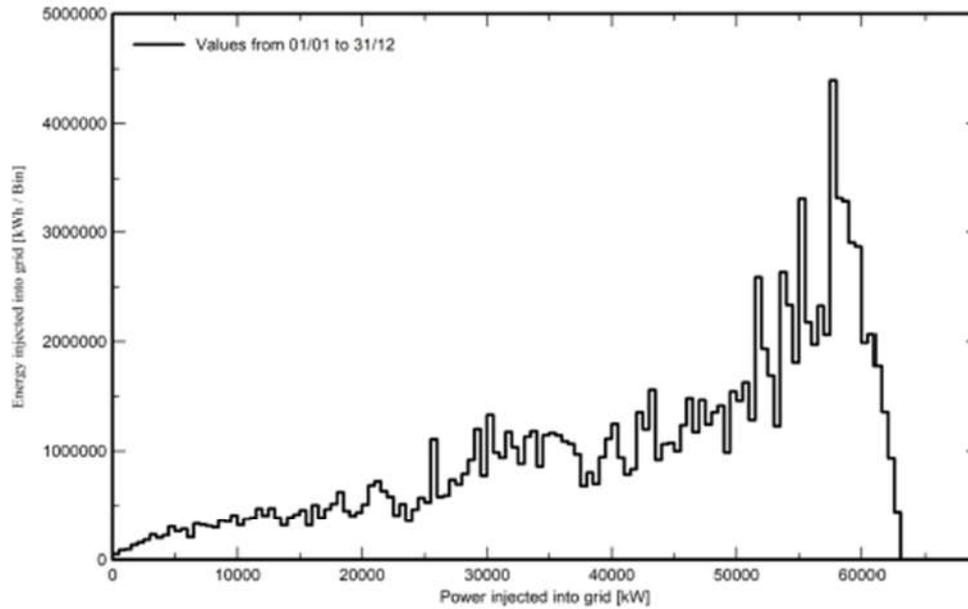
Statkraft AS (Norway)

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





PVsyst V7.2.4
VCN, Simulation date:
01/06/22 12:43
with v7.2.4

Project: SCITA-PALMO-000

Variant: "VIA" Yield Analysis

Statkraft AS (Norway)

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Meteo data source	SolarGISv2.2.9
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	0.5 %
Specified Deviation	
Climate change	0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum)	1.9 %
-----------------------------	-------

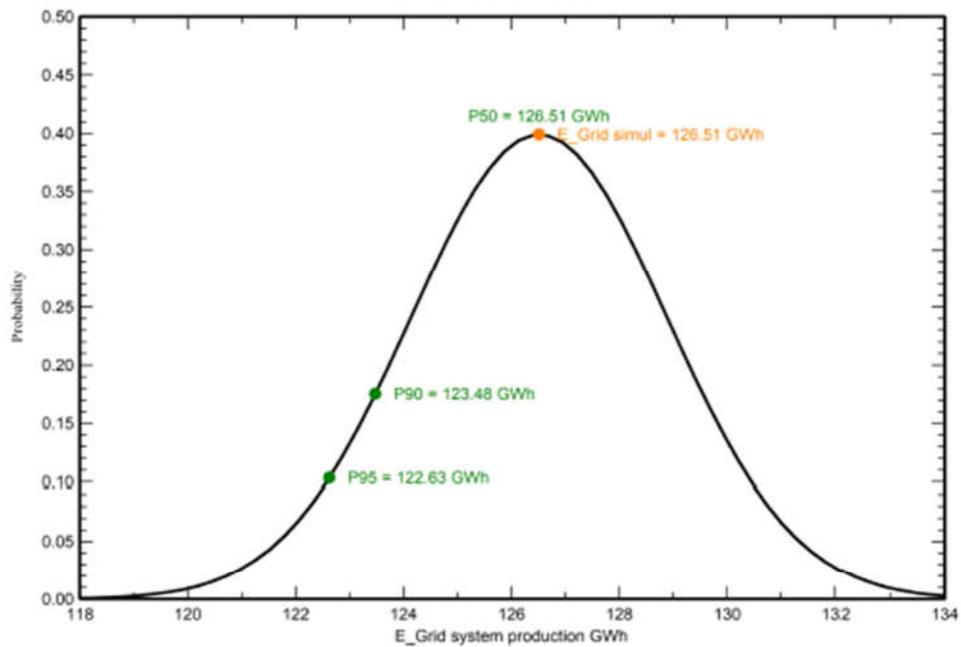
Simulation and parameters uncertainties

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

Annual production probability

Variability	2.37 GWh
P50	126.51 GWh
P90	123.48 GWh
P95	122.63 GWh

Probability distribution



L'installazione dell'impianto agrovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana (fonte ISPRA) pari a circa 466 grammi di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (tecnologia anno 2016), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

126.514 MWh/anno x



Emissioni di CO₂ evitate in un anno: **58.955,524** tonn

1.2. Quadro normativo nazionale autorizzativo

- **Legge 29 luglio 2021, n. 108** – “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.”
- **Decreto legislativo 152/06, art. 27**, Procedimento Unico Ambientale e s.m.i.
- **Decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50** Codice dei contratti pubblici - (G.U. n. 91 del 19 aprile 2016);
- **D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207** - Regolamento di esecuzione ed attuazione del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante «Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE» - (G.U. n. 288 del 10 dicembre 2010);
- **Ministero dello sviluppo economico - D.M. 10-9-2010** - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Pubblicato nella Gazz. Uff. 18 settembre 2010, n. 219.
- **Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387** – “Attuazione della direttiva 2001/77/Ce relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche nel mercato dell'elettricità”.

1.3. Normativa regionale di riferimento

- **1 LEGGE REGIONALE 23 LUGLIO 2019, N. 34**: Norme in materia di promozione dell'utilizzo di idrogeno e disposizioni concernenti il rinnovo degli impianti esistenti di produzione di

energia elettrica da fonte eolica e per conversione fotovoltaica della fonte solare e disposizioni urgenti in materia di edilizia.

- **13/08/2018** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge regionale n. 44 del 13 agosto 2018**: "Assestamento e variazione al bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2018 e pluriennale 2018-2020", con la quale, grazie agli artt. 18 e 19, vengono effettuate ulteriori modifiche ed integrazioni alla Legge regionale n. 25 del 2012 per quanto riguarda gli iter autorizzativi degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.
- **19/07/2018** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge regionale n. 38 del 16 luglio 2018**: "Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25 (Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)". La legge effettua modifiche e integrazioni alla L.R. 25/2012, per quanto riguarda la conferenza di servizi e per i procedimenti autorizzativi degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi. Come previsto dal Dlgs 222/2016 viene eliminata la procedura abilitativa semplificata (PAS) e sostituita dalla Segnalazione Certificata di Inizio Attività (SCIA), per gli impianti a fonti rinnovabili aventi potenza inferiore alle soglie oltre le quali è richiesta l'Autorizzazione Unica. Per gli impianti di taglia inferiore e con determinate caratteristiche, come previsto dalle Linee guida nazionali (Decreto 10/09/2010), continua ad applicarsi la semplice comunicazione al Comune. La legge, inoltre, disciplina nel dettaglio il procedimento Autorizzativo Unico anche per la costruzione e l'esercizio di impianti di cogenerazione di potenza termica inferiore ai 300 MW.
- **08/08/2017** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge regionale n. 34 del 7 agosto 2017**: "Modifiche all'articolo 5 della legge regionale 24 settembre 2012, n. 25 (Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)".
- **10/11/2016** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Determinazione del Dirigente Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali 24 ottobre 2016, n. 49**: Autorizzazione Unica ai sensi del D.lgs. n. 387/2003 relativa alla costruzione ed all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili. Applicazione D.M. del 23.06.2016. Tale norma dispone che le Autorizzazioni Uniche debbano prevedere una durata pari a 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto, come previsto dal D.M. del 23.06.2016.
- **15/04/2014** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Delibera della Giunta Regionale n. 581 del 02/04/2014**: "Analisi di scenario della produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili sul territorio regionale. Criticità di sistema e iniziative conseguenti".

- **30/11/2012** - Pubblicato sul BUR della Regione Puglia il **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29**: "Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."
- **25/09/2012** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012: "Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"**. La presente legge dà attuazione alla Direttiva Europea del 23 aprile 2009, n. 2009/28/CE. Prevede che entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge la Regione Puglia adegua e aggiorna il Piano energetico ambientale regionale (PEAR) e apporta al regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 (Regolamento attuativo del decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010 "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"), le modifiche e integrazioni eventualmente necessarie al fine di coniugare le previsioni di detto regolamento con i contenuti del PEAR. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge, vengono aumentati i limiti indicati nella tabella A allegata al d.lgs. 387/2003 per l'applicazione della PAS. La Regione approverà entro 31/12/2012 un piano straordinario per la promozione e lo sviluppo delle energie da fonti rinnovabili, anche ai fini dell'utilizzo delle risorse finanziarie dei fondi strutturali per il periodo di programmazione 2007/2013.
- **28/03/2012 - Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012 n. 602**: Individuazione delle modalità operate per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) e avvio della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).
- **30/12/2010 - DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 30 dicembre 2010, n. 3029**: Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica.
- **31/12/2010** - Pubblicato sul BUR della Regione Puglia il **Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010**, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".

- **DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE della Puglia 26 ottobre 2010, n. 2259:** Procedimento di autorizzazione unica alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Oneri istruttori. Integrazioni alla DGR n. 35/2007.
- **DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE della Puglia 23 gennaio 2007, n. 35:** "Procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione unica ai sensi del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e per l'adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio."

Per maggiori riferimenti e approfondimenti al quadro normativo si rimanda al SIA.

1.4. Normativa tecnica impianto fotovoltaico e sicurezza

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- **DL 81/2008:** *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- **DM 37/08:** *Dichiarazioni di conformità impianti*

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- **Legge 186/68:** *Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*
- **DM 14 gennaio 2008:** *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- **Circ. 4 luglio 1996:** *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- **CEI 0-2:** *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- **CEI 0-3:** *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- **CEI 0-16:** *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- **CEI EN 61936-1:** *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- **CEI EN 50522:** *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- **CEI 11-28:** *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- **CEI 13-4;Ab:** *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- **CEI EN 60076-11:** *Trasformatori di potenza Parte 11: Trasformatori di tipo a secco*

- **CEI-UNEL 3535;Ab3:** *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- **CEI-UNEL 357;Ab2:** *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- **CEI IEC 60287-1-1/A1:** *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità*
- **CEI IEC 60287-3-1:** *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- **CEI IEC 60287-3-2:** *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- **CEI 64-8:** *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*
- **CEI 64-8/7 sezione 712:** *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- **CEI 81-3;Ab:** *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- **CEI 82-25; V1-V2:** *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- **CEI EN 50524:** *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*
- **CEI EN 50461:** *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- **CEI EN 60099-1;Ab:** *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- **CEI EN 61439-1:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- **CEI EN 61439-3:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- **CEI EN 61439-1:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- **CEI EN 61439-6:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*

- **CEI EN 61439-3/EC:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- **CEI EN 60445:** *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
- **CEI EN 60529/EC:** *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- **CEI EN 60555-1:** *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
- **CEI EN 60904-1:** *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- **CEI EN 60904-2:** *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
- **CEI EN 60904-3:** *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*
- **CEI EN 60909-0:** *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
- **CEI EN 61000-3-2:** *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)*
- **CEI EN 61215-1:** *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*
- **CEI EN 61215-1-1:** *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
- **CEI EN 61212-1-2:** *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*

- **CEI EN 61212-1-3:** *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
- **CEI EN 61212-1-4:** *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
- **CEI EN 61215-2:** *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
- **CEI EN 61724:** *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
- **CEI EN 61724-1:** *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
- **IEC 61727:2004 :** *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
- **CEI EN IEC 61730-1:** *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- **CEI EN 61730-2/A1:** *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
- **CEI EN 61829:** *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*
- **CEI EN 62053-21/A1:** *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
- **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
- **CEI EN 62108:** *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
- **CEI IEC/TS 62271-210:** *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
- **CEI EN 62305-1:** *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*

- **CEI EN 62305-2:** *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- **CEI EN 62305-3:** *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*
- **CEI EN 62305-4:** *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- **IEC 60364-7-712:2017:** *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- **UNI 10349:** *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- **Guida CEI 82-25:** *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*
- **IEC 60502-2:***Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV) - Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV (Um = 7,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV)*
- **IEC 62933-1:***Electrical energy storage (EES) systems - Part 1 Vocabulary*
- **IEC 62933-2-1:***Electrical energy storage (EES) systems - Part 2-1 Unit parameters and testing methods - General specification*
- **IEC 62933-3-1:***Electrical energy storage (EES) systems - Part 3-1 Planning and performance assessment of electrical energy storage systems - General specification*
- **IEC 62933-4-1:***Electrical energy storage (EES) systems - Part 4-1 Guidance on environmental issues - General specification*
- **IEC 62933-5-1:***Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-1 Safety considerations for grid-integrated EES systems - General specification*
- **IEC 62933-5-2:***Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-2 Safety requirements for grid-integrated EES systems - Electrochemical-based systems*
- **NFPA 15:***Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection*
- **NFPA 855:***Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems*
- **UL 9540:***Standard for Energy Storage Systems and Equipment*

- **UL 9540°:** *Standard for Test Method for Evaluating Thermal Runaway Fire Propagation in Battery Energy Storage Systems*
- **UNI 9795:** *Sistemi fissi automatici di rivelazione e di segnalazione allarme d'incendio - Progettazione, installazione ed esercizio*
- **UNI-CEN-TS 14816:** *Installazioni fisse antincendio - Sistemi spray ad acqua - Progettazione, installazione e manutenzione*

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

2. IL SITO

2.1. Descrizione del sito

L'area di impianto agrovoltaiico si trova a circa 9,2 km direzione sud-est rispetto all'ambito urbano del comune di San Severo, a circa 11,5 km in direzione nord-est rispetto al comune di Lucera, a circa 14 km direzione nord-ovest del comune di Foggia, ed è raggiungibile mediante la Strada Provinciale n. 13 San Severo-Lucera, oltre a dei tratti di stradina sterrata per circa 3 km. L'altitudine sull'area di progetto è compresa tra i 50 e 53 mslm. Inoltre l'area dell'impianto agrovoltaiico in progetto è distante in linea d'aria oltre 11 Km in direzione sud-ovest dal sito SIC-ZPS IT9110027 "Bosco Jancuglia – Monte Castello", e dista oltre 12 km in direzione sud-ovest dal sito SIC-ZPS IT9110039 "Promontorio del Gargano". L'area della Stazione di elevazione in progetto, dista in linea d'aria oltre 19 km in direzione ovest dal sito SIC-ZPS IT9110008 "Valloni e Steppe Pedegarganiche" e dal sito SIC-ZPS IT9110039 "Promontorio del Gargano". L'impianto agrovoltaiico in progetto sarà realizzato su due campi, i quali sono posizionati alle coordinate geografiche così riportate, latitudine 41°35'02.77" N, longitudine 15°26'52.71" E (per il campo A), e latitudine 41°36'15.09" N, longitudine 15°26'37.01" E (per il campo B), e saranno connessi alla stazione elettrica di elevazione e trasformazione 30/150 kV in progetto, da realizzare in un terreno limitrofo alla stazione elettrica Terna di futura realizzazione nel comune di Lucera in località Palmori. Tale connessione avverrà mediante un cavidotto interrato in media tensione della lunghezza di circa 9,1 km e percorrerà in parte stradine sterrate, per circa 3,5 km la strada Provinciale n. 13, ed in parte su terreni privati.

Il campo agrovoltaiico in progetto è posizionato alle coordinate geografiche così riportate, latitudine 41°35'02.77"N e longitudine 15°26'52.71" E per il campo A, latitudine 41°36'15.09" N e

longitudine 15°26'37.01" E per il campo B, e sarà connesso alla stazione di elevazione e trasformazione 30/150 kW in progetto. La connessione avverrà mediante un cavidotto interrato in media tensione che collegherà il campo B con il campo A e il campo A alla stazione di elevazione in progetto.

La superficie lorda dell'area di intervento è di circa 110,646 ha.

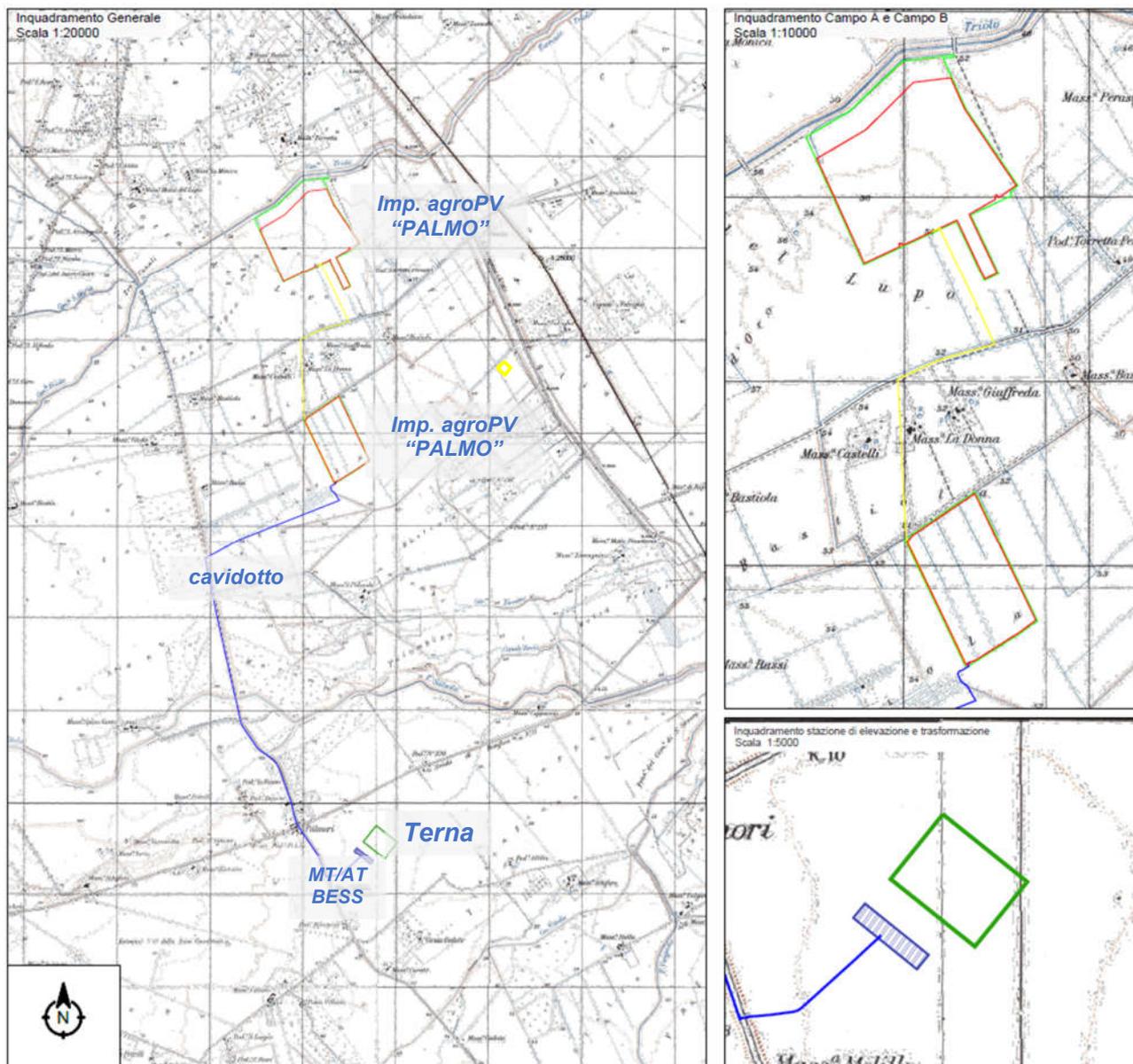


Figura 3: Inquadramento generale intervento su base IGM

La realizzazione dell'impianto agrovoltaico non richiederà l'esecuzione di interventi tali da comportare sostanziali modificazioni del terreno, in quanto sono state privilegiate soluzioni che minimizzano le operazioni di scavo e riporto, volte a rispettare l'attuale morfologia.

Per l'impianto agrovoltaico non sono previsti rilevanti movimenti terra, se non quelli dovuti allo scavo per la posa dei cavidotti interrati.

2.2. Descrizione dell'accesso al sito

I tratti di viabilità considerati nel presente paragrafo sono quelli necessari al raggiungimento del sito in cui verrà realizzato l'impianto agrovoltaico "Palmo"; il sito in questione si trova sul territorio del Comune di San Severo in provincia di Foggia. L'obiettivo è quello di illustrare il percorso stradale necessario per raggiungere il sito oggetto di intervento.

L'area di impianto si trova a circa 9,2 km direzione sud-est rispetto all'ambito urbano del comune di San Severo (FG), a circa 11,5 km in direzione nord-est rispetto al comune di Lucera (FG), a circa 14 km direzione nord-ovest dal comune di Foggia, ed è raggiungibile mediante la Strada Provinciale n. 13 San Severo – Lucera, oltre a dei tratti di stradina sterrata per circa 3 km.

I lotti A e B si raggiungono dapprima tramite Provinciali e poi attraverso strade di campagna

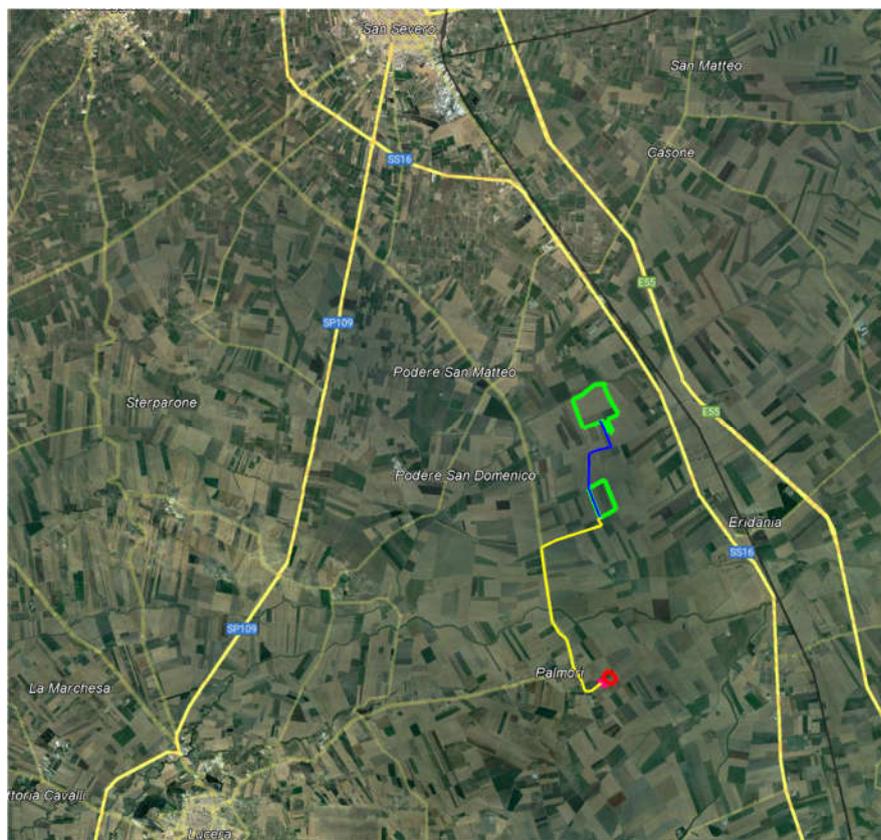


Figura 4: Viabilità del sito intervento



Figura 5: Accesso ai lotti A e B di intervento

2.3. Le interferenze

Le interferenze per la realizzazione dell'impianto agrovoltaiico e delle relative opere connesse sono state riscontrate per sia la parte impianto che lungo il percorso del cavidotto. Interferenze che sono tecnicamente gestibili e risolvibili oltre che rispettando opportune fasce di rispetto, per la parte impianto. Per il cavidotto di collegamento alla S.E., l'infrastruttura elettrica, che verrà posata completamente in maniera interrata al di sotto della sede stradale, interferisce con infrastrutture e/o sottoservizi come meglio rappresentato nell'elaborato "Particolari cavidotto e risoluzione interferenze" al quale si rimanda per tutti i particolari grafici.

In tale elaborato, le interferenze sono state identificate, numerate e graficizzate mediante schemi esplicativi delle modalità di risoluzione delle interferenze.

In particolare, le interferenze che sono state riscontrate sono quelle di seguito evidenziate in forma tabellare:

TABELLA DESCRITTIVA DEL TRACCIATO DEL CAVIDOTTO MT

TRATTO	TIPOLOGIA	DENOMINAZIONE	LUNGH. (m)
Tratto A-B	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	660
Tratto B-C	Strada sterrata	Strada sterrata privato	140
Tratto C-D	Strada sterrata	Strada sterrata privato	500
Tratto D-E	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	780
Tratto E-F	Attraversam. canale acqua e area con pericolosità idraulica con canale acqua (NO-DIG)	Terreno agricolo privato	140
Tratto F-G	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	740
Tratto G-H	Attraversam. condotta idrica esistente su strada privata sterrata (profondità di scavo maggiorata per 20 m)	Strada sterrata in fondo privato	290
Tratto H-I	Strada privata sterrata	Strada sterrata in fondo privato	1590
Tratto I-L	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	1530
Tratto L-M	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Strada provinciale n.13	100
Tratto M-N	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	120
Tratto N-O	Attraversam. canale acqua e area con pericolosità idraulica con canale acqua (NO-DIG)	Strada provinciale n.13	610
Tratto O-P	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	620
Tratto P-Q	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	40
Tratto Q-R	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	750
Tratto R-S	Strada privata sterrata	Strada sterrata in fondo privato	370
Tratto S-T	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	120
Lunghezza cavidotto MT interrato			9.100

In fase post autorizzativa, per definire l'esecutivo del cavidotto e per produrre la documentazione necessaria per le richieste di concessione attraversamenti, verranno condotte indagini georadar così da avere la reale situazione dei sottoservizi presenti lungo tutto il percorso dello stesso.

2.4. Gli espropri

Per l'individuazione delle ditte proprietarie dei terreni interessati sia dall'esproprio che dall'imposizione di servitù da elettrodotto necessari per la realizzazione, nei Comuni di San Severo e Lucera, dell'impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica denominato "PALMO", sono stati condotti studi al fine di definire le indennità di esproprio e di servitù di elettrodotto. Tale documentazione sarà discretizzata in fase di Autorizzazione Unica.

Si precisa che le particelle su cui ricadrà l'impianto fotovoltaico in oggetto sono nella disponibilità della società **SOLAR CENTURY FVGC 9 S.r.l.**, con contratti preliminari di diritto di superficie legalizzati.

Mentre, per quanto riguarda le opere di connessione avremo due procedure distinte, ovvero:

a) Cabina di elevazione MT/AT e area B.E.S.S. : l'area sarà inclusa nel piano particellare di esproprio così da assicurare e meglio garantire la realizzabilità del progetto.

b) Cavidotto interrato: il tracciato del cavidotto elettrico interrato, necessario per connettere il suddetto impianto alla suddetta stazione elettrica di Terna, segue la viabilità pubblica per la quale si prevede la stipula di apposita convenzione. Mentre, per i tratti di cavidotto ricadenti in aree in proprietà privata si prevede il ricorso alla procedura di apposizione di servitù di elettrodotto coattivo;

In misura residuale, per attraversamenti di sedi stradali o di porzioni di terreno di pubblica proprietà e/o Enti pubblici, si prevede la stipula di apposita convenzione.

		CALCOLO INDENNITÀ DI ESPROPRIO		SPECIFICAZIONE DEI DIRITTI										DETERMINAZIONE INDENNITÀ				MAGGIORAZIONI				
		Provincia	Foglia	DIRITTI		QUANTITÀ		COMUNE	FG	P.L.L.A.	DESTINAZIONE D'USO	CLASSE	SUP. TOT. (L/ha)	R.D. (€)	Superficie occupata (ha)	Valore unitario calcolato dai terreni (€/mq)	Indennità di esproprio (€)	Valore Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	Indennità Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	Indennità Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	Indennità Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	Indennità Aggr. Medio (€/mq) (art.11)
		Comuni	San Severo, Lucera	DIRITTI	QUANTITÀ	COMUNE	FG	P.L.L.A.	DESTINAZIONE D'USO	CLASSE	SUP. TOT. (L/ha)	R.D. (€)	Superficie occupata (ha)	Valore unitario calcolato dai terreni (€/mq)	Indennità di esproprio (€)	Valore Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	Indennità Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	Indennità Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	Indennità Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	Indennità Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	Indennità Aggr. Medio (€/mq) (art.11)	
Stazione per lo storage, cabina di elevazione e trasformazione	1	Pastore Bovio Sergio	Bari	01/02/1952	PSTSRG52B01A662E	Proprietà	1 / 1	Lucera	38	163	seminativo	2	54,8286	€ 2.406,91	1,10	15.000,00 €	€ 16.500,00	12.132,00 €	€ 13.343,20	€ 6.672,60	€ 40.035,00	

strada e proprietà con l'indicazione, dove con "D" si intende lato destro e con "S" lato sinistro.

Prov. Puglia	FOGGIA
Comune	San Severo, Lucera

N.	PROPRIETARIO	LUOGO DI NASCITA	DATA DI NASCITA	COME E' CALA	DIRITTI	QUOTA	COMUNE	FG	PLA	CLASSE	SUP. TOTALE (mq)	R.O. RI	lunghezza (m)	larghezza (m)	Area da prospettare (mq)	Valore unitario e totale dell'immobile (€/mq)	Indirizzo di lavoro (€) (0,5€/mq)	Note
5	1	lorio Luigi Pasquale	07/08/1958	ROLPSS8M079A30	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	1	seminativo	5,9334	€ 4,2921	678,43	4,00	2713,73	15.000,00	25.000,00	Servizi di passaggio già costituiti
		Castelli Anna Maria	12/02/1954	CSTMRS44S0158P	Proprietà	2 / 18											186,28	
		Castelli Luigi	01/08/1946	CSTLGL46M07158S	Proprietà	2 / 18											186,28	
		D'Oni Donato			Proprietà	9 / 18											851,75	
0	2	Castelli Anna Maria Grazià	12/02/1954	CSTMRS44S0158P	Proprietà	1 / 18	San Severo	130	11	seminativo	1,1000	€ 62,49	567,83	4,00	2271,34	15.000,00	94,64	Europa
		Castelli Luigi	01/08/1946	CSTLGL46M07158S	Proprietà	1 / 18											94,64	
		Castelli Maria Teodora Anna	14/07/1950	CSTMTC06L54H158Z	Proprietà	5 / 18											473,20	
D	3	Agostinelli Aldo	15/03/1957	GSTLDA57C15H74N	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	85	seminativo	0,8750	€ 48,81	300,98	4,00	1203,91	15.000,00	903,93	Europa
D	4	Agostinelli Aldo	15/03/1957	GSTLDA57C15H74N	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	84	seminativo	0,2330	€ 16,85	68,86	4,00	275,44	15.000,00	206,58	Europa
D	5	Agostinelli Aldo	15/03/1957	GSTLDA57C15H74N	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	99	seminativo	0,8025	€ 58,02	204,60	4,00	818,38	15.000,00	613,79	Europa
D	6	Agostinelli Aldo	15/03/1957	GSTLDA57C15H74N	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	63	seminativo	1,2305	€ 88,97	136,13	4,00	544,53	15.000,00	408,40	Europa
D	7	Cetola Pasquale	29/04/1960	CTLPCL60Z02M132V	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	170	seminativo irrig	0,1700	€ 13,17	126,52	4,00	506,07	25.000,00	632,58	Europa
D	8	Agostinelli Aldo	15/03/1957	GSTLDA57C15H74N	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	247	seminativo	0,0460	€ 3,33	9,70	4,00	38,81	15.000,00	281,11	Europa
D	9	DEMANDO PUBBLICO DELLA REGIONE PUGLIA RAMO IMBUTUI		80071210727	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	246	seminativo	0,0890	€ 6,44	12,26	4,00	49,03	15.000,00	36,77	Europa
5	10	Di Pasqua Giovanni Antonio	16/10/1965	DPGDM65H18E78F	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	202	Seminativo irrig AA	1,8180	€ 131,70	48,56	4,00	195,83	25.000,00	244,78	Europa
D	11	Castelli Maria Teodora Anna	14/07/1950	CSTMTC06L54H158Z	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	5	Seminativo irrig U	14,5366	€ 1.126,13	13,40	4,00	53,59	25.000,00	66,99	Europa
D	12	Di Pasqua Giovanni Antonio	14/10/1965	DPGDM65H18E78F	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	128	Seminativo irrig U	4,3215	€ 334,78	86,62	4,00	346,47	25.000,00	431,09	Europa
5	13	Vascello Filomeno	04/08/1938	VSS7H4V38M0469A4M	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	200	seminativo	0,8300	€ 60,01	44,66	4,00	524,66	15.000,00	393,49	Europa
D	14	DEMANDO PUBBLICO DELLO STATO		879630084	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	199	seminativo	0,1560	€ 11,13	115,22	4,00	808,88	15.000,00	605,16	Europa
D	15	DEMANDO PUBBLICO DELLO STATO RAMO BONIFONE			Proprietà	1 / 1	San Severo	130	197	seminativo	0,2090	€ 15,11	141,36	4,00	919,44	15.000,00	685,58	Europa
D	16	DEMANDO PUBBLICO DELLO STATO RAMO BONIFONE			Proprietà	1 / 1	San Severo	130	195	seminativo	0,1045	€ 7,56	71,59	4,00	632,36	15.000,00	474,27	Europa
D	17	DEMANDO PUBBLICO DELLO STATO RAMO BONIFONE			Proprietà	1 / 1	San Severo	130	193	seminativo	0,1146	€ 8,29	77,86	4,00	657,45	15.000,00	493,09	Europa
D	18	DEMANDO PUBBLICO DELLO STATO		879630084	Proprietà	1 / 1	San Severo	130	191	seminativo	0,4860	€ 35,14	334,73	4,00	1684,94	15.000,00	1.263,70	Europa
5	19	DEMANDO PUBBLICO DELLO STATO RAMO BONIFONE			Proprietà	1 / 1	San Severo	130	188	seminativo	1,1220	€ 81,33	827,62	4,00	3604,48	15.000,00	2.743,37	Europa
5	20	DEMANDO PUBBLICO DELLO STATO RAMO BONIFONE			Proprietà	1 / 1	San Severo	130	186	seminativo	0,1716	€ 12,41	94,29	4,00	377,15	15.000,00	282,86	Europa
5	21	Comune di San Severo [Strada Provinciale SP13]		80036302714			San Severo	130		ente urbano							390,74	Conceditore pubblica
5	22	Comune di San Severo [Strada Provinciale SP13]		80036302714			San Severo	131		ente urbano							1435,39	Conceditore pubblica
5	23	Comune di Lucera [Strada Provinciale SP13]		8200680715			Lucera	37		ente urbano							1931,75	Conceditore pubblica
5	23	Comune di Lucera [Strada Provinciale SP13]		8200680715			Lucera	38		ente urbano							136,76	Conceditore pubblica
5	24	Pastore Bovo Sergio	01/02/1952	PSTSRGS5801A66ZE	Proprietà	1 / 1	Lucera	38	51	uliveto	1,0318	€ 63,95	136,76	4,00	547,03	35.000,00	957,30	Europa
																	6,66	
																	0,0832	
																	1,0318	
																	1,0318	
																	0,0832	
																	0,0832	
																	0,0832	
																	0,0832	
5	25	Pastore Bovo Sergio	01/02/1952	PSTSRGS5801A66ZE	Proprietà	1 / 1	Lucera	38	86	seminativo	0,0481	€ 2,11	3,11	4,00	12,43	15.000,00	93,31	Europa
																	2,3359	
																	85,33	
5	26	Pastore Bovo Sergio	01/02/1952	PSTSRGS5801A66ZE	Proprietà	1 / 1	Lucera	38	163	seminativo	54,8286	€ 1.406,91	299,41	4,00	1197,63	15.000,00	898,27	Europa

2.5. Approfondimenti sui campi elettromagnetici

Relativamente all'impatto da campi elettromagnetici sono state condotte indagini e misure finalizzate all'analisi dell'impatto ambientale e dei livelli di esposizione ai campi elettromagnetici generati dal realizzando impianto agrolvoltaico e delle relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie per la realizzazione dell'impianto stesso, ossia le cabine di utenza e le cabine di raccolta con relativi raccordi a mezzo di cavidotti alla RTN c/o la Stazione elettrica di Lucera in località Palmori.

Al fine di contestualizzare il nuovo insediamento impiantistico con relativi attraversamenti su suolo pubblico dei cavidotti, sono state effettuate misure di fondo per valutare l'eventuale presenza di sorgenti non note a priori che si aggiungerebbero come effetto a quelle previste da questa relazione per il progetto di impianto. Le stesse hanno interessato diversi punti posti in prossimità dei luoghi ove saranno realizzate le cabine e in punti di attraversamento dei cavidotti .

Le misure sono state eseguite con strumentazione certificata seguendo le modalità riportate nella Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana" e sue successive modifiche.

L'impatto prodotto dai campi elettrici e magnetici generati dalle cabine di trasformazione è limitato ad una ridotta superficie nell'intorno delle cabine stesse, che comunque rientra nella proprietà ove insistono gli impianti e non è accessibile al pubblico, mentre il campo magnetico prodotto dai cavi di consegna in MT si è abbattuto adottando come soluzione progettuale l'interramento dei principali cavidotti ed interrando i cavi di Media e Bassa Tensione a più di un metro. In particolare, per quanto riguarda i cavidotti interrati per l'allaccio dell'impianto alla rete elettrica nazionale che insistono prevalentemente su strada pubblica, i principali elementi che caratterizzano l'induzione magnetica sono la corrente di esercizio e la potenza trasportata che, così come dimostrato in relazione, non sono in grado di apportare effetti negativi all'ambiente circostante e alla salute pubblica.

Si può, quindi, concludere che, il costruendo impianto agrolvoltaico in oggetto e le opere annesse non producono effetti negativi sulle risorse ambientali e sulla salute pubblica nel rispetto degli standard di sicurezza e dei limiti prescritti dalle vigenti norme in materia di esposizione a campi elettromagnetici. Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **PAL_18 - Relazione inquinamento elettromagnetico impianto**.

2.6. Approfondimenti sull'acustica

L'opera in oggetto, relativa alla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico come sopra descritto, verrà caratterizzata dal punto di vista di sorgente di rumore, a quello prodotto dalle apparecchiature all'interno delle varie cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica presenti nell'area d'intervento.

Le sorgenti di rumore presenti all'interno di ciascuna cabina sono essenzialmente: il trasformatore e l'inverter.

Per quanto riguarda il livello di pressione sonora prodotto dal trasformatore, si farà riferimento a valori riportati sulle comuni schede tecniche, così come quello prodotto dall'inverter, per i calcoli si farà riferimento ai valori ricavati da misurazioni o attraverso schede tecniche.

- Le sorgenti sonore che in fase Ante-Operam (prima dell'insediamento dell'opera) concorrono all'immissione acustica sui ricettori indicati sono generate dal livello di rumore residuo della zona, del quale attraverso un'indagine fonometrica è stato rilevato il valore.
- Le sorgenti sonore che in fase Cantierizzazione dell'Opera (durante la realizzazione dell'opera) concorrono all'immissione acustica sui ricettori di seguito indicati sono:
 - il livello di rumore residuo della zona;
 - le apparecchiature e i macchinari da utilizzare in cantiere secondo la contemporaneità di utilizzo dichiarata dalla committenza.
- Le sorgenti sonore che in fase Post-Operam (dopo dell'insediamento dell'opera) concorrono all'immissione acustica sui ricettori di seguito indicati sono:
 - il livello di rumore residuo della zona;
 - il livello di rumore generato dalle apparecchiature su descritte ubicate all'interno di ciascuna cabina di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Nello studio preliminare mirato all'individuazione di possibili ricettori è stato eseguito uno screening considerando un'area di influenza rappresentata da cerchi di raggio di 500 m con centro fissato in corrispondenza di ciascuna sorgente (Power Station): al termine di tale indagine non sono stati individuati ricettori stabili di calcolo dell'immissione acustica. Difatti, tutte le restanti strutture individuate sono state ignorate ai fini del presente lavoro in quanto o palesemente inutilizzate (in stato di degrado e/o abbandono) o sufficientemente distanti dalla posizione delle sorgenti (tali da ritenere ininfluenti i contributi di emissione sonora della sorgente presso il ricettore). Inoltre, sia la cabina di consegna (che prevede la sola presenza di quadri a M.T. e dispositivi di sezionamento e protezione del distributore locale) che le cabine per servizi ausiliari e manutentivi costituiscono fonti di bassa emissione sonora. Il calcolo di propagazione della rumorosità degli impianti sarà pertanto effettuato

nell'intorno delle aree oggetto del presente studio sino a individuare la isolivello a 45 dBA che rappresenta il rumore di fondo dell'area stessa (quindi l'assenza di qualsiasi impatto al di fuori di tale linea isolivello e il rispetto dei Limiti applicabili)

A circa 650 m a nord-ovest dalla posizione della sorgente individuata nella Power Station 1 (PS1) è stato individuato il complesso denominato "Masseria Torretta" costituito da corpi di fabbrica adibiti a deposito attrezzi e mezzi e stoccaggio prodotti agricoli, oltre che da alcune unità immobiliari nelle quali trovano alloggio i lavoratori stagionali impegnati in agricoltura (PRC_1).

L'area su cui insistono le sorgenti dell'impianto agrovoltico ed i potenziali ricettori individuati rientrano interamente nel Comune di San Severo (FG) e sono tutte ricadenti, ai sensi del P.U.G vigente, in zone E destinate ad uso agricolo, quindi ai sensi dell'art.6 del d.p.c.m. del 01/03/1991 ricadono in zona acustica "Tutto il territorio nazionale".

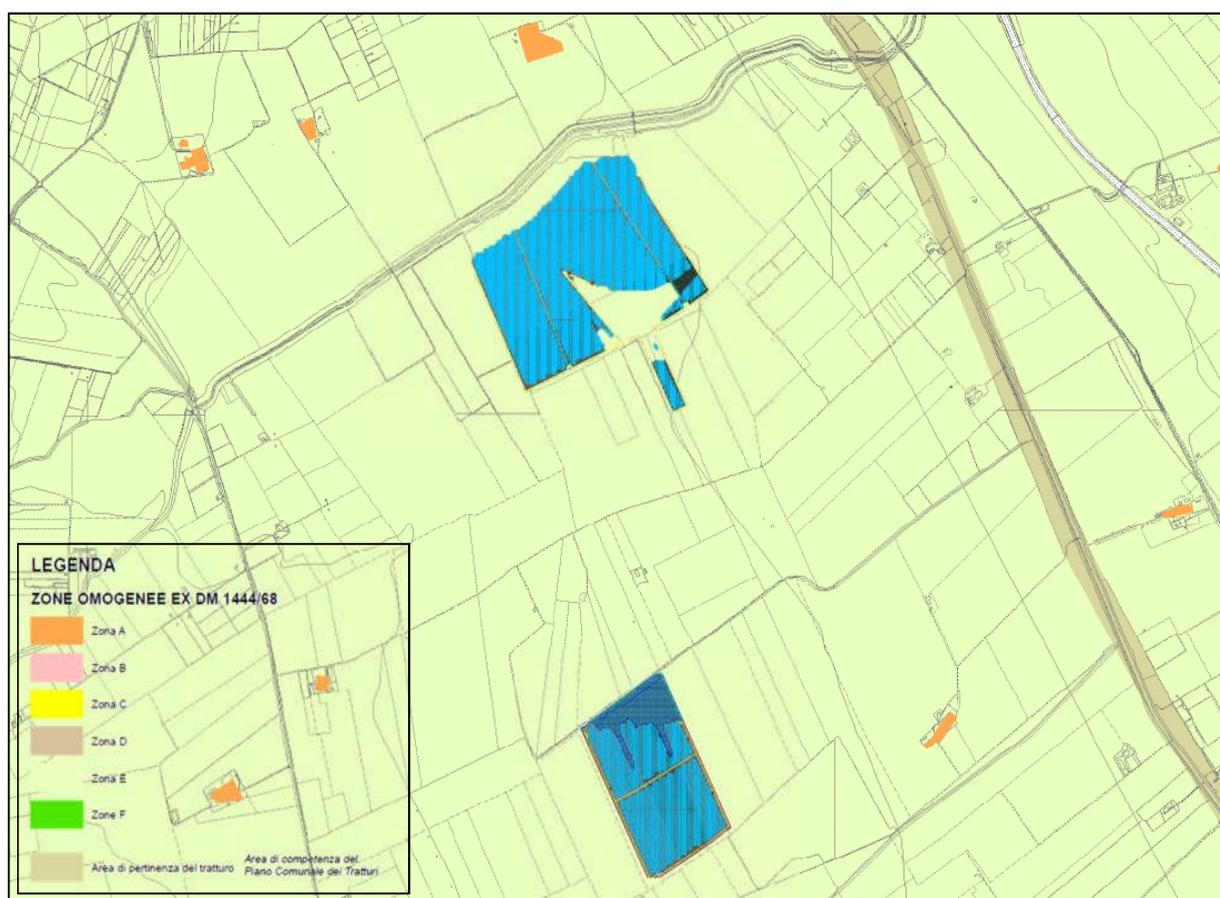


Figura 6: Stralcio del PUG del Comune di San Severo (FG) con indicata l'area di impianto che ricade pertanto in zona E

Nella previsione d’impatto acustico sono importanti la definizione di tutte le sorgenti sonore connesse con l’attività e la previsione dei percorsi più critici di trasmissione del rumore verso i ricettori (per via aerea o per via solida). Nel caso in esame i percorsi di trasmissione sono solo per via aerea verso i potenziali ricettori poiché essi sono esterni al lotto.

Riassumendo, nel dettaglio il progetto del collegamento elettrico dei campi agrovoltaici alla RTN prevede il seguente schema di progetto elettrico:

- Impianto agrovoltaico “PALMO”;
- Linea interrata M.T. (opera di connessione di utenza) di collegamento tra i due campi;
- Linea interrata M.T. dalla cabina di consegna situata nel campo A alla SSE in via di realizzazione in agro di Lucera.

Di tali opere, ovviamente, le linee interrate non hanno emissione sonora; ai fini del presente studio sono state considerate solo le emissioni sonore derivanti dalle apparecchiature di trasformazione relative all’impianto PALMO.

Descrizione		Dati Acustici [dB(A)]	Orario previsto di funzionamento
n.11	Cabina di Campo con Trasformatore	TRAF0 LW = 77 dB(A)	Secondo effemeridi solari -diurno- Continuo
n.311	Inverter di stringa	LW = 72 dB(A)	
n.1	Cabina di Consegna (nessuna sorgente sonora di rilievo)	Lp1m = 60 dB(A)	
n.2	Cabina per servizi ausiliari (nessuna sorgente sonora di rilievo)	Lp1m = 60 dB(A)	
	Tracker monoassiali (movimento di rotazione max 20cm/h)	Lp1m < 52 dB(A)	

Figura 7: Elenco delle componenti di impianto, dati di rumorosità e tempi di esercizio

Tali dati e indicazioni sono stati forniti al Tecnico dalla Committenza e dai progettisti dell’impianto sulla base di data sheet dei costruttori dei componenti e di impianti simili, su mandato della committente Solar Century FVGC 9 S.r.l. Con i suddetti dati e le ipotesi di cui sopra è stata realizzata la presente previsione di Impatto Acustico. Non vi sono altre

componenti di impianto tali da produrre rumorosità.

Il clima acustico diurno delle aree attorno ai due campi è dominato dai suoni della natura (versi animali selvatici, interazioni del vento con la vegetazione, etc.) in quanto le aree su cui insisterà l'impianto sono circondate da strade sterrate a basso o bassissimo scorrimento: gli unici transiti veicolari possibili sono legati ai passaggi dei proprietari terrieri e dei mezzi agricoli per raggiungere poderi adiacenti/limitrofi. Il clima acustico è inoltre condizionato, seppur in maniera molto limitata, dal traffico veicolare stradale lungo la SP 13 e lungo la SS 16 (distanti comunque oltre 1000 m dal perimetro dei campi agrolivicolari) e dai rumori prodotti dalle attività antropiche condotte nelle aziende agricole nei dintorni. Per meglio caratterizzare lo studio previsionale sono stati effettuati dei rilievi (utilizzando la strumentazione a norma di D.M. 16/03/1998, come da certificati di taratura in allegato 1) ante-operam nelle aree limitrofe ai lotti di insediamento dell'impianto.

In base alle valutazioni di calcolo previsionale della presente, il livello di immissione sonora nei confronti dei possibili ricettori è inferiore al Limite assoluto di immissione sonora previsto per il periodo diurno per la Zona "Tutto il territorio nazionale" del Comune di San Severo (FG). Analogamente, i valori limite del Livello Differenziale si ritengono non applicabili in quanto i livelli andrebbero stimati come LA interni ad eventuali ambienti abitativi prossimi e sarebbero certamente inferiori ai limiti di controllo di 50 dBA interni. Per quanto sopra non si prevedono allo stato attuale opere di mitigazione. Si sottolinea che i presupposti per le determinazioni fatte nella presente sono i dati tecnici, di montaggio e di esercizio garantiti dalla Committenza e comunicati ai Tecnici come riportati nel par. 3.

La rumorosità dovuta all'attività temporanea di cantiere per la realizzazione dell'impianto e del cavidotto di collegamento alla futura SSE è risultata di poco superiore ai Limiti di zona e previsti dalla L.R. Puglia per le attività di cantiere (70 dB(A) nelle ore di lavorazione solo per le fasi di scavo cavidotto nella zona dell'abitato di Palmori, sono state quindi necessarie misure mitigative (barriere di cantiere mobili).

Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **PAL_17 - Relazione Acustica** .

2.7. Approfondimenti sull'archeologia

L'indagine archeologica preventiva finalizzata alla comprensione degli elementi storico archeologici propri del territorio in esame, è stata condotta dalla Dott.ssa Paola D'Angela.

Il lavoro redatto ha riportato la sintesi delle attività condotte per lo studio di Valutazione di Impatto Archeologico conforme ai criteri richiesti dall'ICCD e della Soprintendenza competente e secondo la legislazione vigente in materia di Archeologia Preventiva.

Attraverso le indagini svolte si è voluto valutare il grado di potenziale archeologico dell'area d'intervento e di rischio del progetto.

Come discriminare areale per la raccolta dei dati è stato individuato il comparto territoriale di insieme estendendo il buffer di indagine ai limiti comunali. Questo ha permesso di delineare un quadro sintetico ma completo dello sviluppo culturale dell'area in esame e di stabilire la sensibilità archeologica della stessa.

L'articolazione dello studio, che rispecchia la sequenza delle attività operative svolte, può essere così schematizzata:

- ✓ ricerca bibliografica e d'archivio che consiste nel reperimento dei dati relativi ai rinvenimenti archeologici editi e inediti nella letteratura specializzata, negli archivi delle Soprintendenze, presso i gruppi archeologici e le associazioni culturali locali;
- ✓ ricerca degli strumenti generali che consiste nella consultazione della documentazione relativa al terreno con riferimento agli aspetti geologici, pedologici, idrografici e nell'analisi aerofotografica, finalizzata ad individuare anomalie di tipo antropico o naturale significative per la ricostruzione geomorfologica e antropica del territorio;
- ✓ realizzazione di una sintesi storico-topografica relativa al territorio in esame, corredata dall'elencazione dei siti (dove esistenti) in cui sono presenti evidenze archeologiche note e già documentate;
- ✓ individuazione del potenziale di impatto archeologico che consiste nel definire la vocazione al popolamento dell'area, con l'obiettivo di delimitare le fasce a rischio archeologico che possono, anche solo in via indiretta, interferire con il progetto.

Prima di effettuare le ricerche di superficie sono state esaminate alcune fotografie satellitari relative al comparto territoriale in esame. La fotointerpretazione, infatti, risulta utile per l'individuazione di elementi archeologici in situ (strutture murarie, fossati, ecc.), ben visibili dall'alto e spesso evidenziati da particolari effetti cromatici del terreno o da una discontinuità nella crescita della vegetazione.

La strategia di ricognizione sul campo è stata impostata tenendo presente le dimensioni complessive dell'area, la localizzazione delle strutture, la tipologia di intervento in progetto e il conseguente effettivo rischio di distruzione di eventuali elementi di interesse archeologico, le caratteristiche geomorfologiche, pedologiche e antropiche dell'area.

Sono state così delimitate le Unità di Ricognizione, la cui denominazione corrisponde alle opere stradali di nuova realizzazione, il cui perimetro e la cui estensione sono stati stabiliti basandosi sulla localizzazione degli interventi, sulla presenza di caratteristiche del paesaggio da utilizzare come elementi di delimitazione fisica e sulla necessità di indagare un'area sufficientemente vasta.

Ciascuna Unità è stata perlustrata a seconda delle effettive possibilità di percorribilità del terreno e alle condizioni di visibilità.

La procedura utilizzata durante la ricognizione di superficie, qualora dal terreno emerga dato archeologico, è di seguito esposta: il materiale individuato sul campo non viene rimosso ma documentato fotograficamente in situ; si procede con la valutazione quantitativa relativa alla presenza di frammenti fittili sul terreno, definita in base al calcolo della densità di frammenti ceramici per metro quadrato, classificando la concentrazione del materiale in superficie in sporadica (>5 fr./10mq), densità bassa (1-5fr./mq), densità media (5-10 fr./mq), densità alta (< di 10 fr./mq).

L'area interessata dal progetto, compresa nella tavole nella IGM F° 163 I S.E. (Lucera) e F° 163 I N.E. (Masseria Faralla), F° 164 IV N.O. (La Camera), 164 IV S.O. (Borgo Duanera La Rocca), è ubicata a ca. 9.2 km a SE dal centro abitato di San Severo, ad un'altitudine compresa tra i 53-50 m s.l.m.; l'impianto previsto da progetto insiste nelle località Bastiola e si estende su un'area complessiva di ca. 110 ettari (distinti in 2 campi: A a sud. B a nord) catastalmente censiti al foglio 130 p.lle 44, 45, 47, 48, 49, 50, 295, 297, 298 e al foglio 123 p.lle 234 – 235 del comune di San Severo (FG); mentre, la LINEA MT interrata, della lunghezza di 9.1 km attraversa in parte terreni privati e corre prevalentemente lungo la S.P. 13 sino a connettersi con la stazione di trasformazione/elevazione (foglio 38 particella 163 presso la realizzanda Stazione elettrica (territorio comunale di Lucera).

Il percorso d'indagine svolto ha riguardato l'iniziale analisi geomorfologica del territorio evidenziando per l'area occupata dal progetto depositi pleistocenici (medio e superiore) appartenenti al Supersintema del Tavoliere di Puglia contraddistinto da depositi alluvionali: nell'area interessata dal progetto affiorano in prevalenza depositi argillosi e sabbiosi/siltosi (sintema di Motta del Lupo) ed in minima parte (campo B) un'area interessata da argille subappennine (sintema di Foggia), inoltre, in corrispondenza della località Palmori affiora l'unità stratigrafica più antica del supersintema del Tavoliere di Puglia (Sintema di cava Petrilli).

Il territorio è dotato di una fitta rete idrografica ben definita costituita da corsi d'acqua a regime prevalentemente torrentizio (Triolo, che segue il limite nord del progetto e Salsola che si trova a nord della loc. Palmori) e le portate assumono un valore significativo solo a seguito di precipitazioni particolarmente abbondanti e prolungate nel tempo. Inoltre, la lettura dell'uso e sfruttamento del suolo ha riscontrato in prevalenza terreni interessati da seminativo semplice e/o incolti. I dati riportati sul Piano Paesaggistico Territoriale (P.P.T.R.) approvato dalla Regione Puglia al fine di verificare la presenza di vincoli e/o segnalazioni fanno emergere aree a rischio archeologico esclusivamente nella parte sud dell'area da progetto (località Palmori, mass. Melillo), a distanza maggiore il percorso del Regio Trattarello Aquila-Foggia e di altre evidenze note. Si osserva come le evidenze relative ad un'occupazione stabile e documentata del territorio in età antica siano piuttosto diffuse nel comprensorio territoriale indagato, se pur distanti dall'area da progetto.

Gli studi condotti per l'analisi insediativa del territorio in questione attraverso una capillare indagine ricognitiva e documentaria hanno permesso una lettura del paesaggio per un ampio periodo cronologico (dalla preistoria al medioevo).

Entrando nel merito dell'area strettamente interessata dalle opere previste per il progetto, i dati acquisiti rinviano ad evidenze e/o segnalazioni che sono distribuite nel territorio e riferibili ad un'occupazione databile principalmente al neolitico ed all'età romana: in corrispondenza della località Palmori è circoscritto il sito denominato Palmori e mass. Melillo riferibile ad un villaggio neolitico (cfr. Carta delle evidenze archeologiche note, nn. 1-2); inoltre, quanto di noto riscontrato rinvia ad evidenze a maggiore distanza dall'opera in progetto (cfr. Carta delle evidenze archeologiche note).

Relativamente alla viabilità antica, la consultazione bibliografica ha evidenziato l'esistenza sul territorio di una fitta rete viaria riferibile all'età romana ed in parte in uso sino al medioevo e con riscontro di continuità sino ad oggi ricalcando sedi stradali attuali: segue un orientamento E-O la via *Teano-Arpi* che attraverserebbe la loc. Motta del Lupo e Bastiola, intersecando in senso NO-SE il tracciato della linea MT che collega il campo A al campo B; ad essa si aggiunge il percorso viario San Severo-Cervaro che in parte segue l'attuale sede stradale S.P. 13. (cfr. Carta delle evidenze archeologiche note, E- F);

La lettura delle foto aeree consente di valutare e riconoscere nel territorio in questione una condizione quasi inalterata nel corso del tempo ed esclusivamente legata allo sfruttamento del suolo ad uso prevalentemente agricolo riscontrando una inalterata condizione del terreno fatta eccezione per le aziende agricole e per l'insediarsi di parchi eolici.

Le condizioni di visibilità riscontrate durante le attività di sopralluogo e di ricognizione topografica sono prevalentemente buone, consentendo una valutazione abbastanza dettagliata dell'area in questione: generalmente ottime e buone in corrispondenza dei lotti previsti per l'impianto, che si

presentano incolti e pertanto leggibili in superficie, e prevalentemente buone e discrete nei terreni limitrofi al percorso interessato dall'elettrodotto (*cfr.* Carta delle evidenze archeologiche a terra e della visibilità).

L'attività di ricognizione sul campo ha rilevato la presenza di materiale fittile: l'unico dato emerge in corrispondenza della loc. Palmori (U.R. 18, a), riferibile al sito noto denominato Palmori.

Sulla base di quanto esposto è possibile formulare le seguenti considerazioni conclusive: nel suo complesso l'area interessata dal progetto non rileva elementi di natura archeologica e, pertanto, appare contraddistinto da un potenziale archeologico e ad un rischio per il progetto 'basso'.

Si segnala, in corrispondenza della linea MT, la presenza di tre tracciati viari relativi a ipotetici percorsi d'età romana: il 'Teano-Arpi' secondo G. Alvisi attraverserebbe la località Motta del lupo nei pressi di mass. Bastiola (*cfr.* Carta del potenziale archeologico e del rischio per il progetto), intersecando il percorso della linea MT subito a sud del campo B; il 'San Severo-Cervaro' sembrerebbe seguire lo stesso percorso dalla S.P. 13 su cui corre la linea MT (per ca. 700 m) presso la località Palmori.

Dati questi non accertati e che, pertanto, conferirebbero a dette aree un grado di potenziale archeologico 'non determinabile' (*cfr.* Carta del potenziale archeologico e del rischio per il progetto).

Inoltre, è opportuno precisare che in corrispondenza della località Palmori, la linea MT per ca. 1 km di percorso ricade in un'area segnata da tracce di frequentazione antica; a questa si aggiunge il sito di mass. Melillo, posto a ca. 130 m dalla realizzanda Stazione Elettrica (*cfr.* Carta del potenziale archeologico e del rischio per il progetto, nn. 1-2). Pertanto, in riferimento ai dati sopra esposti, si evidenzia un grado di potenziale archeologico 'Indiziato da ritrovamenti materiali localizzati'.

Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **PAL_19 - Relazione Archeologica** e cartografia relativa.

3. IL PROGETTO

3.1. Schede identificative dell'impianto

Impianto Agrovoltaico PALMO	
Comune	SAN SEVERO, LUCERA (FG)
Identificativi Catastali	Impianto: San Severo - Foglio 123, Particelle 234, 235. Foglio 130, Particelle 44,45,47,48,49,50,295,297,298 Stazione Elettrica di Trasformazione Utente: Lucera - 30/150 kV: Foglio 38; Particella 163
Coordinate geografiche impianto	latitudine: 41°35'02.77" Nord longitudine: 15°26'52.71" Est
Potenza Modulo PV	670 W
n° moduli PV	107.370 moduli
Potenza in DC Potenza in AC	71,938 MW 75 MW
Tipologia strutture	Inseguitori mono assiali "tracker" con strutture infisse al suolo
Lunghezza cavidotto di connessione	9.100 m
Punto di connessione	Futura SE Terna "Lucera"
B.E.S.S.	18 MW

SCHEMA SINTETICA - IMPIANTO

Superficie totale impianto agrovoltaiico [ha]	110,646
Superficie captante [ha]	33,352
Grado di utilizzazione della superficie:	
<i>Sup. captante /Sup. totale dell'impianto</i>	30,1 %
Percorso del cavidotto - lunghezza e Cartografia del percorso [m]	9.100 metri Per le cartografie si faccia riferimento all'elaborato PAL_54 - Particolari cavidotti e risoluzioni interferenze
Numero e tipologia inverter e trasformatori e cabinati	11 cabine di campo con trasformatore 311 inverter di stringa 1 cabina di consegna 2 cabine per servizi ausiliari 2 cabine deposito/attrezzi
Disponibilità punto di consegna Sì/No	Sì
<i>Inserire dettagli ed estremi domanda di connessione</i>	(Soluzione Tecnica Minima Generale" n. 202101131 del 11.11.2022)
Area recintata e tipologia di recinzione Sì/No	Sì
<i>Indicare la tipologia</i>	Recinzione in rete metallica a maglia larga, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno. L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2.00 m. È previsto un distacco continuo di 20 cm da suolo per passaggio piccola e media fauna.
Tipologia del trattamento del terreno dell'area coperta dai pannelli	Realizzazione di tappeto erboso costituito da essenze da sovescio e progetto agricolo con orticole a rotazione, asparagi e uliveto intensivo.
<i>Indicare la tipologia</i>	
Tipologia delle fondazioni della struttura moduli a tracker	Tracker con pali battuti in acciaio direttamente infissi nel terreno
<i>Indicare la tipologia</i>	

Infissione diretta del supporto pannelli Si/No	Sì
Tipologia di supporto moduli <i>Indicare la tipologia</i>	Struttura a telaio in acciaio zincato
Altezza da terra dei moduli [cm]	Altezza minima: 69 cm Altezza massima: 419 cm
Sistema di lavaggio pannelli Si/No <i>Indicare la tipologia</i>	Sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici.
Tipologia di sorveglianza dell'impianto <i>Indicare la tipologia</i>	Sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva. Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini.
Conformità dell'impianto di illuminazione emergenza	Sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico. Si può quindi affermare che non vi sarà illuminazione dell'area se non in caso di emergenza.
Procedure gestionali di pulizia e manutenzione <i>Breve descrizione</i>	Le operazioni di pulizia dei moduli fotovoltaici avverranno tramite lavaggi periodici della superficie captante dei moduli stessi, senza l'uso di sostanze e prodotti chimici. Le procedure di manutenzione, invece, riguarderanno: - la componentistica elettrica attraverso manutenzioni periodiche effettuate da personale specializzato e competente

- la vegetazione per la compensazione ambientale e mitigazione visiva che sarà mantenuta attraverso l'utilizzo di tagliaerba e gestione delle coltivazioni come da piano agricolo. In nessun caso saranno utilizzati diserbanti o altri prodotti chimici atti a ridurre o eliminare la presenza di vegetazione spontanea sul campo.

Titolo che abiliti il proponente alla realizzazione dell'impianto: es. copia dell'atto di proprietà; del contratto d'affitto; della convenzione o benestare o parere preliminare o autorizzazione all'installazione rilasciata dal proprietario del sito stesso (Amministrazione Comunale, Consorzio d'Area di Sviluppo Industriale, privato)

Contratti di Diritto di Superficie

SCHEDA SINTETICA – MODULI PV

Potenza di picco o nominale [MWp]	71,938 MW (in DC)
Producibilità annua [MWh]	126.514,00 MWh
Tipologia impianto	Impianto fotovoltaico su tracker monoassiale
Materiale celle	132 celle in silicio monocristallino
Dimensioni moduli	2384 x 1303 x 35mm
Numero moduli	107.370

SCHEMA SINTETICA – SUOLO

Dati catastali area di impianto	<p>Comune di San Severo e Lucera (FG)</p> <p>Impianto: Foglio 123, Particelle 234,235. Foglio 130, Particelle 44,45,47,48,49,50,295,297,298</p> <p>Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 30/150 kV: Foglio 38; Particella 163</p> <p>Superficie catastale totale impianto: 110,646 Ha</p> <p>Superficie catastale totale BESS + S.E.: 1,1 ha</p>
Tipizzazione urbanistica	Zona Agricola E
Rapporto MW/ettari installato	0,65 MW/ha
Presenza di Studio pedologico del sito	Cfr Relazione pedoagronomica
Grado di qualità agronomica (irriguo/non irriguo ecc.)	Seminativo non irriguo
Presenza di aree agricole di pregio (DOC, DOP ecc.)	Non presenti
Mantenimento attività agricola/pascolo Sì/No	<p>Sì.</p> <p>Mantenimento attività agricola attraverso coltivazione in biologico di orticole e olivo</p>

SCHEMA SINTETICA – VEGETAZIONE

Uso attuale del suolo	La superficie interessata dal progetto attualmente è suddivisa tra grano duro, mais, pomodoro, girasole, coriandolo e pomodoro
Espianto di frutteti, oliveti, vigneti tradizionali, ecc.	No
Sottrazione e perdita diretta di habitat	No, ma incremento grazie alla creazione di corridoi ecologici e con mitigazioni, area ad

	impollinazione, stalli per volatili e sassaie per protezione rettili ed anfibi.
Perdita di esemplari di specie di flora minacciata, contenuta in Liste Rosse	No, ma incremento grazie alla creazione di corridoi ecologici e con mitigazioni.

3.2. Agrovoltaico

L'opera in esame, come già anticipato, è stata concepita non come un impianto fotovoltaico di vecchia generazione, ma come un impianto **agrovoltaico**, grazie alla consociazione tra la produzione di energia elettrica e la produzione agricola alimentare.

La proposta progettuale prevede l'associazione tra la tecnologia fotovoltaica e coltivazione del terreno agrario libero tra le file dei tracker, negli spazi liberi interni ed esterni all'area di progetto, e nell'area sottostante ai tracker .

Il layout del progetto prevede l'installazione di file di pannelli posizionati su tracker monoassiali disposti sull'asse Nord-Sud, orientabili sull'asse Est-Ovest. I tracker saranno installati in file parallele, e saranno posizionati con "pitch distance" (distanza dall'interasse dei tracker) pari a 9,50 metri.

Sulla base delle caratteristiche pedo-climatiche del luogo, delle caratteristiche specifiche dell'area di progetto, dello stato dei luoghi e delle analisi del suolo, sono state scelte alcune specie da utilizzare.

La proposta prevede la suddivisione della superficie agricola interna alla recinzione in due aree, la prima di ettari 5,0200 riguardante parte della particella 235 (campo B), sulla quale sarà prevista la coltivazione di asparago tra le file dei tracker (interfila) mentre nella zona sottostante ai tracker sarà previsto un miscuglio di leguminose mediterranee sia autoriseminanti che perenni che non necessitano di alta manutenzione e irrigazione, che pur permettono una buona rigenerazione negli anni e la formazione di un prato a taglia medio-bassa, con buona attrattività verso gli impollinatori.

La seconda area di ettari 57,9600, in parte sulla particella 234, 235 e 295 del campo B, e per la totalità del campo A, sarà invece interessata dalla rotazione di 4 colture diverse, una autunno-vernine (cipolla) e due primaverili-estive (melone gialletto e pomodoro da industria) tra le file (interfila) e da facelia e trifoglio nell'area sottostante i tracker.

Con il termine "rotazione colturale", si intende una successione di colture diverse tra di loro sullo stesso appezzamento, la quale prevede il ritorno dopo un certo numero di anni o un certo numero di cicli della coltura iniziale (cioè quella che ha aperto la rotazione). La funzione principale di questa pratica agronomica, è quella di ricostituire e mantenere la fertilità del suolo che si è perduta nel corso del tempo, con la pratica della monocoltura perpetuata sullo stesso appezzamento.

Si potrebbe dire che le rotazioni o l'avvicendamento è, per le coltivazioni erbacee, il primo e più determinante indicatore di buona pratica, perché alla rotazione sono strettamente collegate molte implicazioni, per altro correlate al contributo che un'agricoltura sostenibile può dare al contrasto ai cambiamenti climatici.

L'avvicendamento influenza:

- gestione del suolo: nel senso più ampio del termine e cioè: stabilità, copertura e fertilità, collegate agli apparati radicali, alle esigenze nutrizionali e alla tecnica colturale delle diverse colture;
- controllo delle infestanti: l'efficacia di qualsiasi intervento diretto, è in rapporto all'azione rinettante dell'avvicendamento; più alta è la diversificazione e minore è la specializzazione delle piante spontanee;
- biodiversità: intesa come diversificazione delle essenze presenti nell'ambiente in termini di famiglie e specie per rendere un ambiente resiliente. Biodiversità inoltre del sottosuolo tramite apparati radicali diversi per espansione, portamento, simbiosi e micorrize;
- produzione e mercato: inteso come caratteristiche tecniche e commerciali dei prodotti.

Si prevede la coltivazione di:

- Asparagi
- Pomodoro da industria
- Melone gialletto
- Cipolla
- Essenze da sovescio
- Olivo var. Favola (FS17)

E' previsto inoltre sistema di monitoraggio agricolo 4.0 e sistema di Fertirrigazione

TIPOLOGIE DI COLTURE PREVISTE	Ha
SUPERFICIE A SOVESCIO SOTTOSTANTE TRACKER (diminuita 35 cm per lato)	30,8392
FASCIE DEDICATE AD IMPOLLINAZIONE	0,1868
SUPERFICIE AGRICOLA A MITIGAZIONE (NON PRODUTTIVO)	31,0260
COLTIVAZIONE ORTICOLE	57,9610
COLTIVAZIONE ASPARAGI	5,0220
ULIVETO INTENSIVO VARIETA' FAVOLOSA	15,0445
SUPERFICIE AGRICOLA COLTIVATA (PRODUTTIVA)	78,0275
PROGETTO AGRICOLO	109,0535

In questa maniera, fotovoltaico e agricoltura coesisteranno all'interno della superficie contrattualizzata dal proponente, con vantaggi reciproci in termini di efficienza complessiva per l'utilizzo di suolo: a questa conclusione è giunto anche il Fraunhofer ISE, l'istituto tedesco specializzato nelle ricerche per l'energia solare.

La situazione reale dell'area interessata dal progetto non presenta alcuna tipologia di produzioni di pregio.

Il sito alla data del sopralluogo risultava coltivato a grano duro, mais, pomodoro, girasole, coriandolo e pomodoro. Si rimanda al progetto agricolo redatto dalla società Floema e allegato alla documentazione progettuale.

Le scelte colturali sono state studiate sia per una reale sostenibilità e coesistenza di produzione energetica e produzione agricola, per una corretta gestione del fabbisogno idrico nonché per scongiurare il possibile rischio di eventuali incendi che un seminativo a grano potrebbe arrecare all'impianto.

3.3. Descrizione generale

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta prioritario quello di suddividere l'impianto in 11 sottocampi collegati rispettivamente a n. 311 inverter di stringa e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore da 6.500 kVA previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, mediante l'inverter trifase collegato direttamente al trasformatore per ciascun sottocampo.

Distribuzione Sottocampi - Campo A

	stringhe	pannelli	n.inverter	potenza DC	potenza AC	trasformatore
sottocampo 1	307	9.210	27	6.170,70 kW	5.229,41 kW	6.500 kVA
sottocampo 2	307	9.210	27	6.170,70 kW	5.229,41 kW	6.500 kVA
sottocampo 3	305	9.150	27	6.130,50 kW	5.195,34 kW	6.500 kVA
sottocampo 4	306	9.180	27	6.150,60 kW	5.212,37 kW	6.500 kVA

Distribuzione Sottocampi - Campo B

	stringhe	pannelli	n.inverter	potenza DC	potenza AC	trasformatore
sottocampo 5	336	10.080	29	6.753,60 kW	5.723,39 kW	6.500 kVA
sottocampo 6	336	10.080	29	6.753,60 kW	5.723,39 kW	6.500 kVA
sottocampo 7	330	9.990	29	6.693,30 kW	5.672,29 kW	6.500 kVA
sottocampo 8	338	10.140	29	6.793,80 kW	5.757,46 kW	6.500 kVA
sottocampo 9	338	10.140	29	6.793,80 kW	5.757,46 kW	6.500 kVA
sottocampo 10	338	10.140	29	6.793,80 kW	5.757,46 kW	6.500 kVA
sottocampo 11	338	10.140	29	6.793,80 kW	5.757,46 kW	6.500 kVA

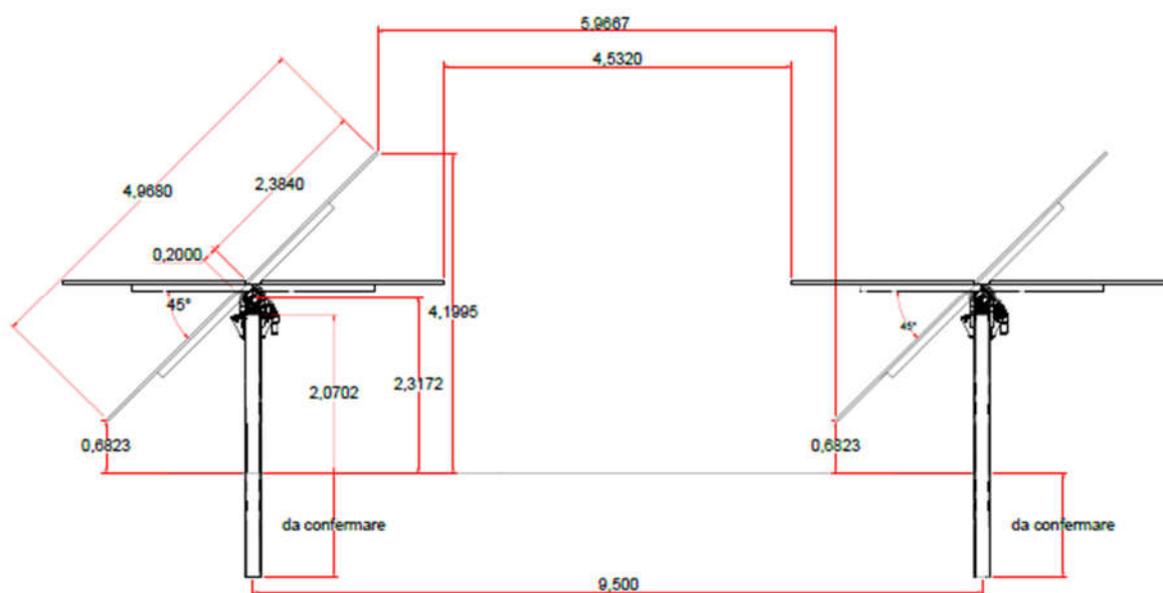


Figura 8: Tipologico strutture tracker

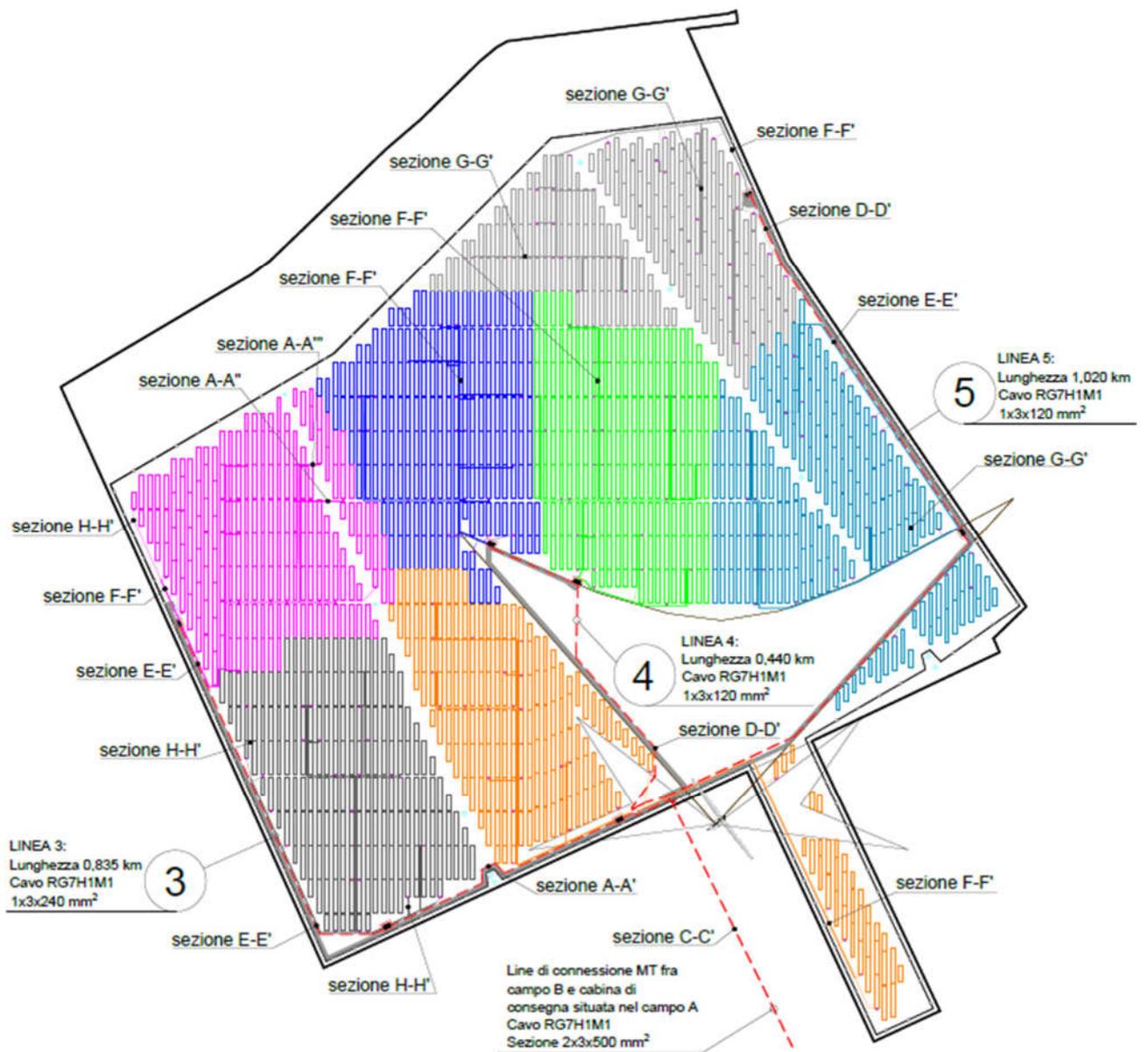


Figura 9: Layout generale cavidotti impianto CAMPO B

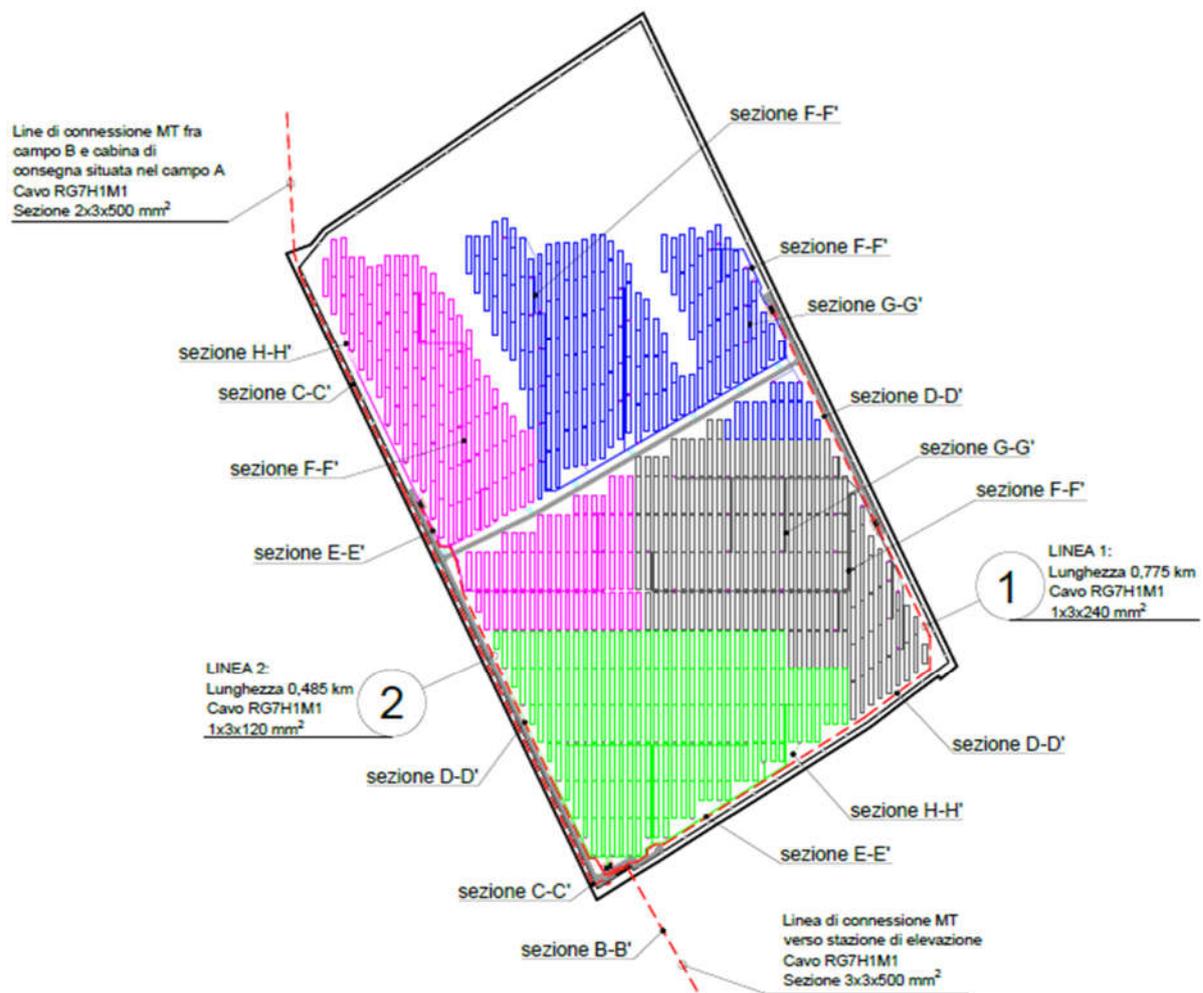


Figura 10: Layout generale cavidotti impianto CAMPO A

Ciascun inverter è dotato di un sistema di comunicazione che è collegato ad un sistema di acquisizione dati e monitoraggio, in modo da tenere sempre sorvegliato l'impianto e controllare l'efficienza di produzione.

Ogni singolo campo è costituito da 27/29 inverter e da un trasformatore MT/bt installati in opportuni box contenenti tutte le protezioni previste dalla normativa. Tre linee in MT a 30 kV, realizzate a feeder, collegano tutti i trasformatori ad un modulo MT della cabina di raccolta. In dettaglio, una sezione presenta due feeder, composti da 4 e da 5 trasformatori ed una cabina di raccolta. Le cabine di raccolta a sua volta è collegata, sempre tramite cavidotto MT, alla stazione di energia per la trasformazione in AT.

Una volta trasformata in AT l'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica, in base alle condizioni definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

3.4. Connessione alla rete elettrica

La stazione di trasformazione ed elevazione per la connessione alla RTN, sarà realizzata su un terreno catastalmente individuato al **foglio 38 particella 163**, in un'area limitrofa alla stazione Terna di futura realizzazione prevista nel comune di Lucera in località Palmori. Tale area di ettari 1,10 sarà oggetto di procedura di esproprio, e sull'area in oggetto, oltre allo stallo di trasformazione ed elevazione del progetto della Solar Century FVGC 9 Srl, sarà realizzato l'impianto di Storage della potenza di 18 MW (impianto con sistema di accumulo elettrochimico) abbinato al progetto agrovoltaiico. Il cavidotto avrà lunghezza di 9,1 Km.

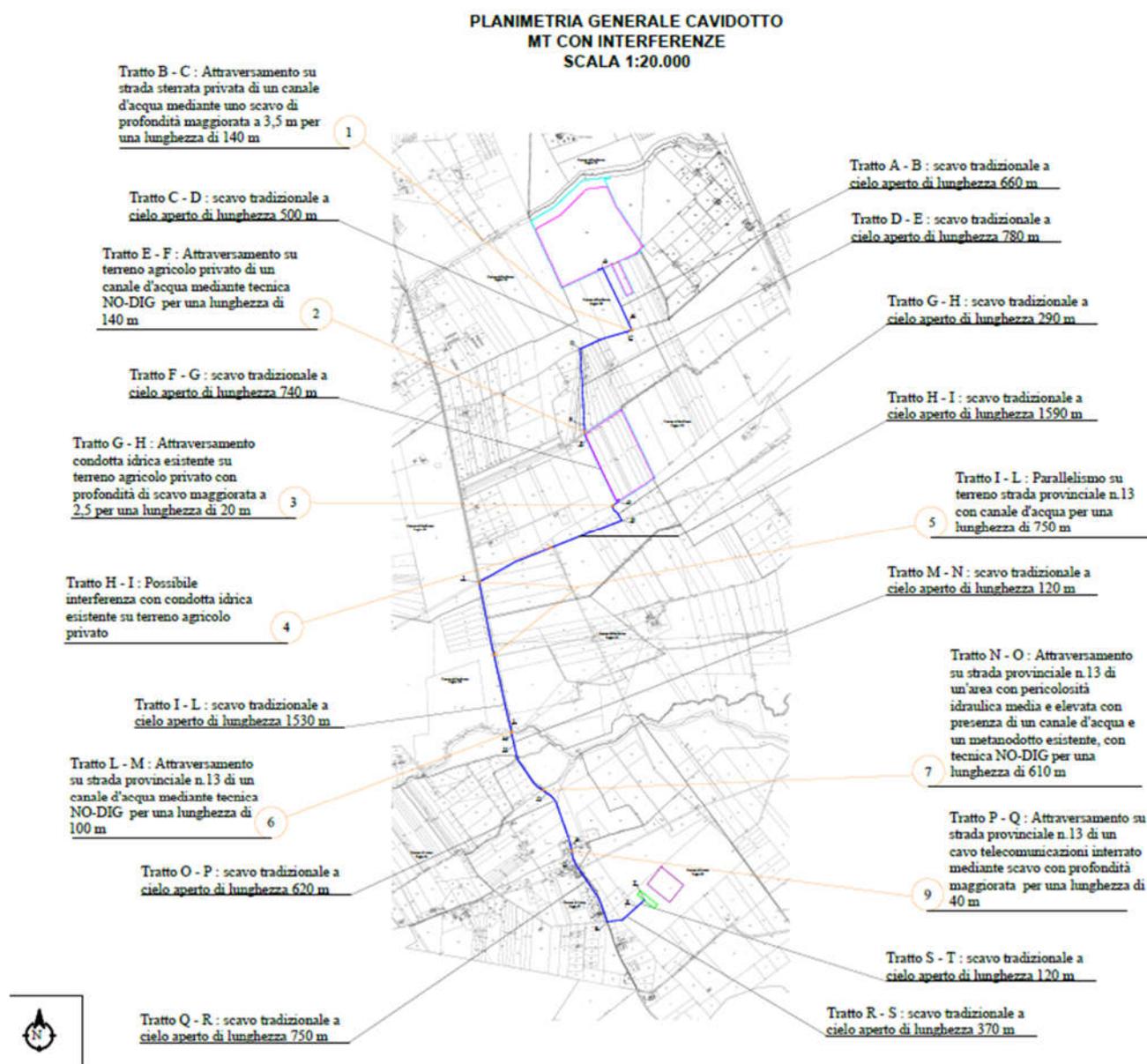


Figura 11: Percorso cavidotto e individuazione interferenze

Il percorso cavidotto prevede l'interramento di un cavo MT e sarà così organizzato per le No Dig:

TABELLA DESCRITTIVA DEL TRACCIATO DEL CAVIDOTTO MT

TRATTO	TIPOLOGIA	DENOMINAZIONE	LUNGH. (m)
Tratto A-B	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	660
Tratto B-C	Strada sterrata	Strada sterrata privato	140
Tratto C-D	Strada sterrata	Strada sterrata rivato	500
Tratto D-E	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	780
Tratto E-F	Attraversam. canale acqua e area con pericolosità idraulica con canale acqua (NO-DIG)	Terreno agricolo privato	140
Tratto F-G	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	740
Tratto G-H	Attraversam. condotta idrica esistente su strada privata sterrata (profondità di scavo maggiorata per 20 m)	Strada sterrata in fondo privato	290
Tratto H-I	Strada privata sterrata	Strada sterrata in fondo privato	1590
Tratto I-L	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	1530
Tratto L-M	Attraversam. canale acqua (NO-DIG)	Strada provinciale n.13	100
Tratto M-N	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	120
Tratto N-O	Attraversam. canale acqua e area con pericolosità idraulica con canale acqua (NO-DIG)	Strada provinciale n.13	610
Tratto O-P	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	620
Tratto P-Q	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	40
Tratto Q-R	Strada provinciale asfaltata	Strada provinciale n.13	750
Tratto R-S	Strada privata sterrata	Strada sterrata in fondo privato	370
Tratto S-T	Terreno agricolo	Terreno agricolo privato	120
Lunghezza cavidotto MT interrato			9.100

Il criterio progettuale che è stato seguito per la determinazione del tracciato di connessione è stato quello di evitare la infrastrutturazione di porzioni naturali di terreno e limitare gli impatti su suolo, colture agricole di qualità e microfauna locale e quindi limitando gli impatti ambientali dell'opera.

In particolare, tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia e gli elementi che sono stati considerati, nella scelta del tracciato sono i seguenti:

- caratteristiche fisiche del terreno lungo il tracciato dei cavi;
- rilievo interferenze comprendenti: presenza di servizi o manufatti superficiali e sotterranei in vicinanza o lungo il tracciato dei cavi; presenza di piante in vicinanza o lungo il tracciato dei cavi;
- presenza di traffico lungo le strade interessate dal tracciato di posa, stimandone l'entità in funzione della tipologia di strade;
- distanza dai luoghi con permanenza prolungata delle persone ai fini del rispetto degli obiettivi di qualità come definiti dall'articolo 4 del DPCM del 08/07/03.

La scelta del tracciato di posa è stata, pertanto, effettuata selezionando fra i possibili percorsi quelli che risultano tecnicamente validi ed individuando tra questi quello che è risultato ottimale.

Analisi delle alternative

Le alternative individuate sono state le seguenti:

- **ALTERNATIVA 1 PERCORSO CAVIDOTTO: PERCORSO MAGENTA**
- **ALTERNATIVA 2 PERCORSO CAVIDOTTO: PERCORSO VERDE**
- **ALTERNATIVA 3 PERCORSO CAVIDOTTO: PERCORSO GIALLO E BLU**



Figura 12: Alternative percorsi cavidotto

Per ognuna di queste alternative è stata valutata la lunghezza, i vincoli paesaggistici ed ambientali ed il livello di antropizzazione che potevano determinare sul territorio.

La soluzione prescelta è stata l'alternativa 3 in quanto presentava minore lunghezza, un basso livello di antropizzazione, una minor criticità per le interferenze incontrate oltre ad un minore impatto economico.

Si ritiene opportuno evidenziare agli enti competenti - in merito all'iter autorizzativo in corso - che la soluzione di connessione ricevuta da TERNA S.p.a., si legga TSO Unico Nazionale, Gestore della Rete di Alta Tensione, è l'unica proposta dal medesimo ente e che il percorso di connessione nonché le soluzioni tecniche sono state dallo stesso benestariate.

3.5. Moduli fotovoltaici

Il MODULO BiHiKu7- 670W della CANADIAN SOLAR è composto da celle solari quadrate realizzate con silicio monocristallino.

NEW

CanadianSolar

BiHiKu7
BIFACIAL MONO PERC
640 W ~ 670 W
CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MB-AG

MORE POWER

- 670 W Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
- Up to 8.9 % lower LCOE
Up to 4.6 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
 ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
 ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
 CEC listed (US California) / PSEC (US Florida)
 UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
 Take-e-way

* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

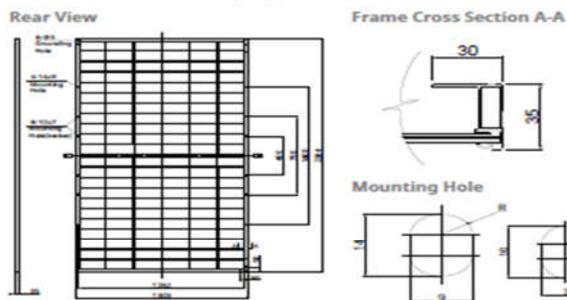
CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Figura 13: Estratto scheda tecnica pannello fotovoltaico

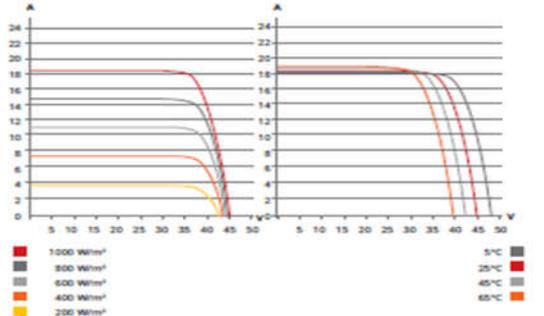
Il modulo è costituito da 132 celle solari, questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG		640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
	Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
		10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
		20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG		645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
	Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
		10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
		20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG		650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
	Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
		10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
		20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG		655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
	Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
		10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
		20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG		660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%	
	Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
		10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
		20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG		665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%	
	Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
		10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
		20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670MB-AG		670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%	
	Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
		10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
		20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), Irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces or 465 pieces (only for US)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = Pmax_{back} / Pmax_{front}, both Pmax_{back} and Pmax_{front} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

March 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V2.2_EN

Figura 14: Estratto scheda tecnica pannello fotovoltaico

3.6. Strutture di fissaggio

Dall'analisi della relazione geologica relativa al sito oggetto della realizzazione dell'impianto fotovoltaico "Palmo" è stato possibile eseguire calcoli strutturali più approfonditi per quanto concerne le fondazioni delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. L'ancoraggio della struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici al terreno sarà affidato ad un sistema di fondazione costituito da pali in acciaio zincato ed infissi nel terreno tramite battitura, laddove le condizioni del terreno non lo permettano si procederà tramite trivellazione.

Per i dettagli costruttivi delle strutture di fissaggio, si veda l'elaborato grafico PAL_47 - Particolari costruttivi strutture di fissaggio moduli.

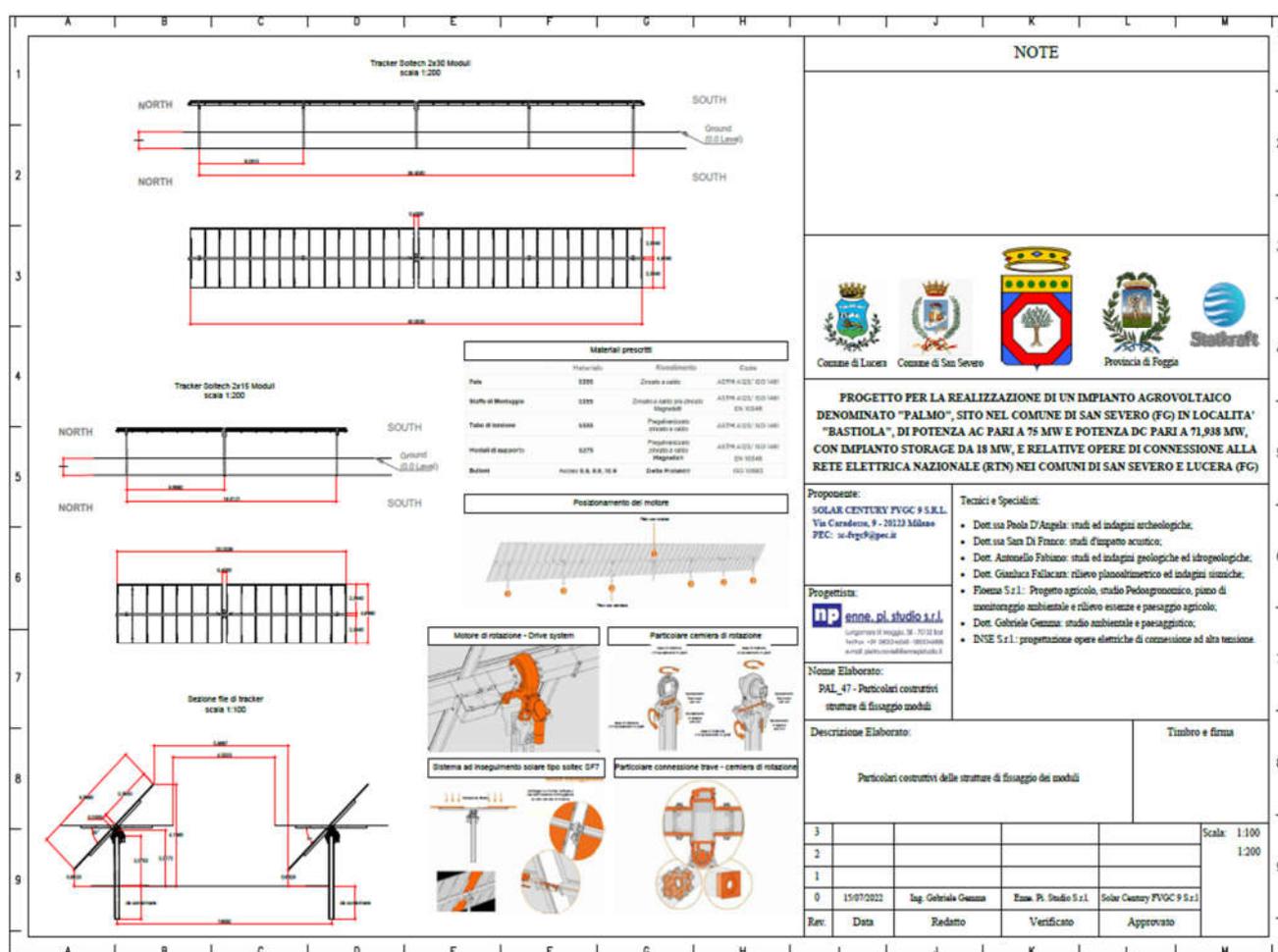


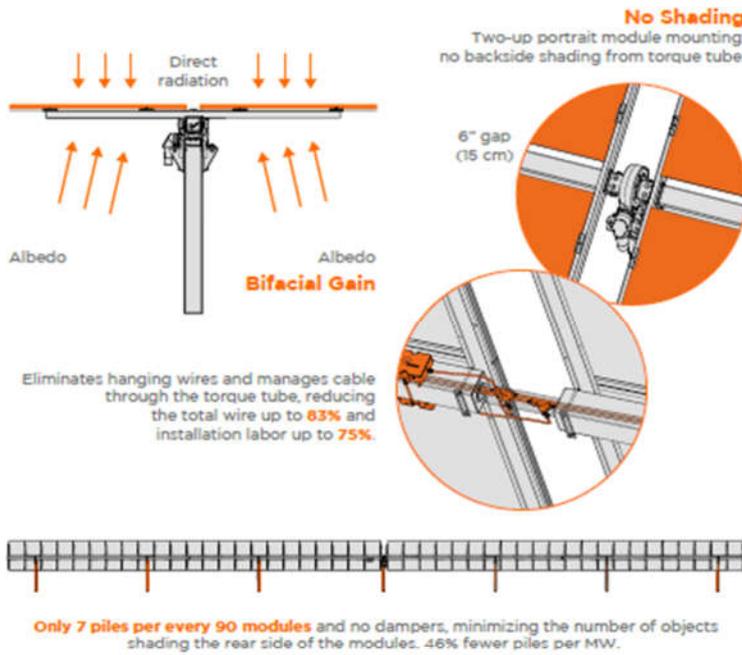
Figura 15: Particolare strutture di fissaggio



Figura 16: Particolare strutture di fissaggio

Bifacial Yield Boost

The SF7 standard configuration enables cost-effective installation, operation, and innovation such as the bifacial tracking solution.

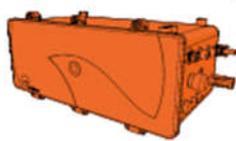


Taller Tracker



Bifacial performance is increased by height of installation, reducing shadow intensity projection.

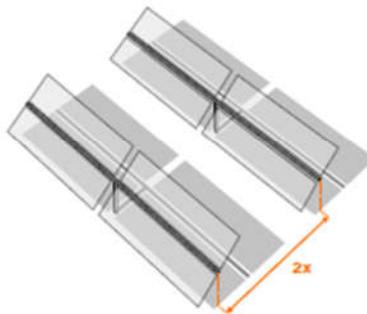
Highest Power Density



SF7 is **Self-Powered PV Series** and does not require an extra module. More PV active area per tracker for better land-use.

2x Wider Aisles

Maximize reflected solar energy (albedo) while improve O&M accessibility for modules washing and vegetation control.



UNITED STATES
5800 Las Positas Road
Livermore, CA 94551
usa@soltec.com
+1 510 440 9200

SPAIN
(Murcia)
info@soltec.com
+34 968 603 153
(Madrid)
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

BRAZIL
brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO
mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE
chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU
peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA
india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA
australia@soltec.com
+61 2 8067 8811

CHINA
china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA
argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT
egypt@soltec.com

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED

2 year background
industrial operation



www.soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec America LLC • SF7.180509US

Figura 17: Particolare strutture di fissaggio

3.7. Inverter



Ciascuna struttura è collegata ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituiti da inverter HUAWEI di tipo SUN2000-215KTL-H3, con le caratteristiche di seguito riportate. La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	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	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

3.8. Quadro di parallelo

Il QP è costituito da un quadro elettrico in corrente continua, preposto ad effettuare il collegamento in parallelo almeno 10 stringhe sulla linea di alimentazione all'inverter.

Il Quadro, nella fattispecie quello composto da 10 stringhe, è realizzato in poliestere rinforzato con fibra di vetro, con porta cieca munita di serratura, grado di protezione IP 65, doppio isolamento di protezione contro i contatti indiretti, normativa: CEI EN 60439-1; CEI EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49, contenente:

-scaricatore di sovratensione

-n° 10 sezionatore con fusibile, $I_n=16A$

-n° 1 sezionatore, $I_n=250A$

-barra di terra e ogni accessorio per dare il lavoro realizzato a perfetta regola d'arte, compreso il certificato di collaudo.

I sottocampi con meno stringhe presenteranno un sezionatore per ciascuna stringa installata.

3.9. Descrizione delle cabine annesse all'impianto e trasformatori MT/BT

All'interno dell'area, oltre alle stringhe fotovoltaiche, verranno collocate strutture prefabbricate utili allo svolgimento di alcune attività legate all'impianto.

L'impianto fotovoltaico della potenza di 71,938 MW sarà diviso in 11 sottocampi. Ogni sottocampo cederà l'energia elettrica prodotta dal convertitore solare alle apparecchiature contenute nella cabina di trasformazione che sarà ubicata in maniera baricentrica rispetto al sottocampo di cui raccoglie l'energia elettrica.

La trasformazione MT/bt avviene attraverso un trasformatore, isolato in olio, della potenza di 6.500 kVA, installato in un proprio container; nel container adiacente troviamo il rispettivo inverter. All'interno sono previste le necessarie protezioni sia lato cc che lato ca..



Input	
Available Inverters / PCS	32 * SUN2000-200KTL / SUN2000-215KTL or 30 * LUNA2000-200KTL
AC Power	6,500 kVA @40°C / 5,920 kVA @50°C ^[1]
Rated Input Voltage	800 V
Max. Input Current at Nominal Voltage	2 * 2482.7 A
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 2*1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 2*16 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	30 kV
Frequency	50 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type
Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11-y11
Minimum Peak Efficiency Index	99.574%
Transformer Load Losses	42.6 kW
Transformer No-load Losses	4.5 kW
Impedance(HV-LV1, LV2)	8 % (0 ~ +10%) @6500 kVA
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated, 3 Units
Auxiliary Transformer	5 kVA, Dyn11, 0.8/0.4 kV
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil level, oil temperature, oil pressure and buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault RMU	IAC A 20 kA 1s
LV Overtoltage Protection	Type I+II
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 22 t (48,502 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ^[2] (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA ;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell'anello con le relative protezioni.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata /verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

-Tensione di isolamento 36 kV;

-Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;

-Corrente nominale 630 A.

Ogni campo ha circa 27/29 inverter con trasformatore abbinato di potenza pari a 6.500 KVA, l'installazione prevede dei container posti su adeguate piazzole che conterranno tutte le parti elettromeccaniche.

Da queste cabine, mediante dei cavidotti interrati, verranno realizzati gli anelli descritti e tutta l'energia elettrica convergerà nelle cabine di raccolta; da qui passerà alla stazione di elevazione in AT per poi essere immessa nella rete elettrica nazionale.

Le cabine trasformazione, la cabina di consegna, la viabilità e gli accessi sono stati dimensionati in maniera strettamente indispensabile alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

Ai fini di un migliore approccio mitigativo verranno adottate soluzioni cromatiche compatibili con la realtà del manufatto e delle sue relazioni con l'intorno evitando forti contrasti, privilegiando i colori prevalenti nei luoghi, utilizzando preferibilmente pigmenti naturali, pertanto le stesse saranno fornite con colori che corrispondono ai seguenti codici RAL "1000, 1015, 1019, 6021".

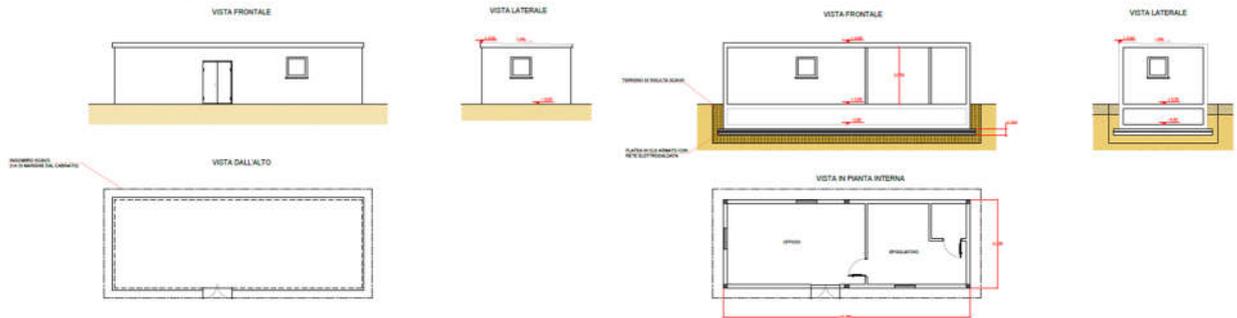
RAL 1000 / Green Beige
RAL

RAL 1015 / Light Ivory
RAL

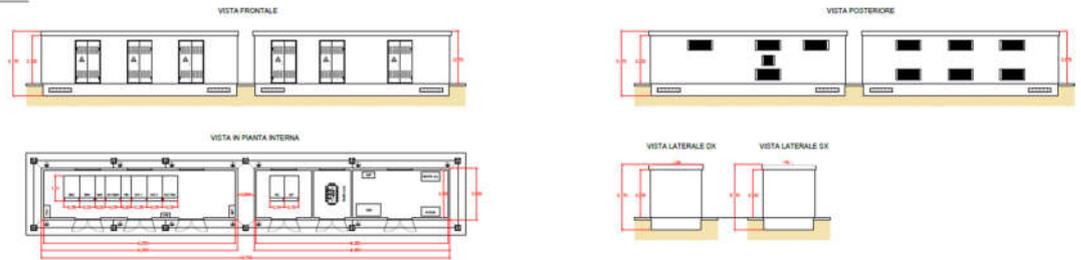
RAL 1019 / Grey Beige
RAL

RAL 6021 / Pale Green
RAL

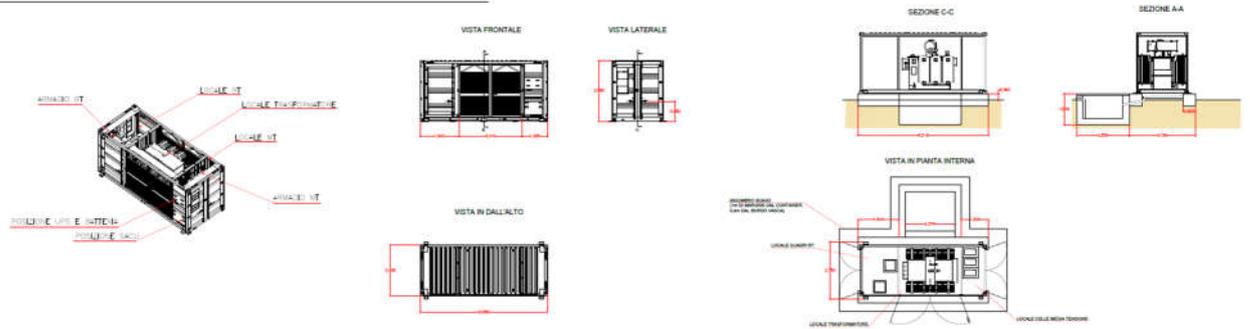
LOCALE DI SERVIZIO



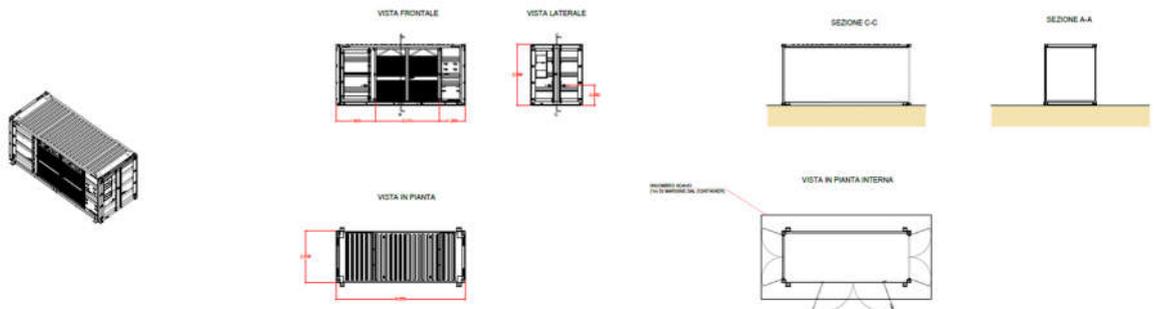
CABINA DI CONSEGNA



CABINA DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE



CONTAINER PEZZI DI RICAMBIO E OFFICINA



Le cabine MT in campo sono raggruppate in anelli sui quali le stesso sono collegate in entra-esci. Ciascun anello fa capo all'unica cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

Per una migliore lettura dei contenuti si rimanda all'elaborato grafico **PAL_49 - Particolari costruttivi cabinati**.

3.10. Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- -n° 1 Scomparti M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completa di sezionatori tripolari sotto carico da 1600 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a., sbarre in piatto di rame e segnalazione presenza tensione.
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 1600 A – 36 kV 16KA
- n° 8 Scomparti M.T. prefabbricato per il collegamento ad anello delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari sotto carico da 630 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a., sbarre in piatto di rame e segnalazione presenza tensione.
- -n° 2 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- -n° 1 Scomparti B.T. prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

Caratteristiche tecniche:

-Tensione di isolamento 36 kV;

-Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;

-Corrente nominale 630 A.

3.11. Trasformatore servizi ausiliari MT/bt

E' previsto un trasformatore MT/bt, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di

protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 5kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

3.12. Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. In esecuzione Forma 2 ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 160A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio. Dimensioni indicative (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno. Corrente di c.to-c.to = 10 kA 1 sec.

3.13. Quadro Misure Fiscali (QMF e QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

3.14. Power Plant Controller (PPC)

Il Power Plant Controller è un dispositivo utilizzato per gestire gli impianti fotovoltaici così da soddisfare i requisiti imposti dal gestore della rete (Allegato A.68, "Codice di rete", Terna spa).

Esso sarà necessario per la regolazione delle potenze reattiva e attiva richieste, in funzione della frequenza, garantendo il monitoraggio e lo scambio dati con il sistema di controllo Terna e fornendo una potenza in uscita che sarà, di fatto, sempre compatibile con la potenza richiesta sulla RTN.

3.15. Collegamenti elettrici in bassa tensione

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento dell'impianto agrovoltaiico denominato "Palmo" con la stazione elettrica Terna di futura realizzazione in Lucera (FG) località "Palmori".

Poiché ogni inverter di stringa è collegato al massimo a 12 stringhe da 30 moduli ciascuna, i cavi BT di connessione fra inverter e trasformatore dovranno garantire per ogni singola linea una portata max di corrente pari a:

$$I_{b_max} = 155,2 A$$

Corrente massima riportata nella scheda tecnica per l'inverter SUN2000-215KTL-H0 utilizzato:

Technical Specifications	SUN2000-196KTL-H0	SUN2000-200KTL-H2	SUN2000-215KTL-H0
Rated active power	196 kW	185 kW	200 kW
Maximum apparent power	216 kVA	215 kVA	215 kVA
Maximum active power (cosφ = 1)	216 kW	215 kW	215 kW
Rated output voltage	800 V AC, 3W+PE	800 V AC, 3W+PE	800 V AC, 3W+PE
Rated output current	141.5 A	133.6 A	144.4 A
Adapted power grid frequency	50 Hz	50 Hz/60 Hz	50 Hz/60 Hz
Maximum output current	155.9 A	155.2 A	155.2 A
Power factor	0.8 leading and 0.8 lagging	0.8 leading and 0.8 lagging	0.8 leading and 0.8 lagging
Maximum total harmonic distortion (rated power)	< 3%	< 3%	< 3%

La linea sarà realizzata interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo unipolare RG7R – 0,6/1 kV ad isolamento in XLPE di cui si riporta di seguito la scheda tecnica.

Bassa tensione

RG7R -0,6/1 kV RE4*R -0,6/1 kV

Costruzione e requisiti: ENEL DC 4141/3
ENEL DC 4908
CEI 20-13
IEC 60502-1 p.q.a.
CEI UNEL 35376

Non propagazione dell'incendio: CEI 20-22 II
Non propagazione della fiamma: CEI EN 60332-1-2
Gas corrosivi o alogenidrici: CEI EN 50267-2-1
Direttiva Bassa Tensione: 2006/95/CE
Direttiva RoHS: 2011/65/CE



Descrizione

- Conduttore:
 - rame rosso, corda rigida compatta, classe 2 (sezione $\geq 10 \text{ mm}^2$)
- Isolamento: gomma qualità G7 o con XLPE
- Guaina: PVC, qualità Rz
- Colore: grigio

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C
(in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Matricola ENEL	Codice Com-Cavi	Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max (1)	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20° C	Portata (2) di corrente A				Corrente termica di c.c. (3)		
									in aria a 30°C		interrato a 20°C				
									in tubo in aria a 30°C	in aria a 30°C	K=1	K=1,5		K=1	K=1,5
330003	3445010160	1 x 16	4,8	0,7	1,4	10,0	220	1,15	107	88	106	93	83	78	2,2
330004	3445010250	1 x 25	6,0	0,9	1,4	11,7	325	0,727	135	117	136	120	110	102	3,5
330005	3445010500	1 x 50	8,1	1,0	1,4	14,7	555	0,387	207	175	191	168	160	145	6,5
330006	3445010950	1 x 95	11,4	1,1	1,5	18,6	1050	0,193	342	269	278	245	244	219	13,0
330007	3445011500	1 x 150	14,3	1,4	1,6	22,8	1500	0,124	454	359	352	310	322	285	20,0
330008	3445012400	1 x 240	18,2	1,7	1,7	27,9	2400	0,0754	610	481	460	405	429	381	32,0

N.B. K=1: Resistività termica del terreno 1,0 K.m/W

K=1,5: Resistività termica del terreno 1,5 K.m/W

(1) I valori esposti sono indicativi; quelli prescritti sono indicati nel documento ENEL DC4908

(2) I valori della portata valgono in regime permanente per 4 cavi a contatto con temperatura del conduttore di 90° C ed inoltre:

- per posa in aria libera o in tubo in aria: Temperatura ambiente: 30°C
- per posa direttamente interrata o in tubo interrato: Resistività termica del terreno: 1°C.m/W
- Temperatura del terreno: 20°C
- Profondità di posa: 0,8 m

(3) I valori della corrente termica di corto circuito valgono nelle seguenti condizioni:

- durata del corto circuito: 1s
- temperatura iniziale: pari alla temperatura massima ammissibile (vedi nota 2)
- temperatura finale: 250°C



Per il dimensionamento della sezione si è considerata per le linee BT sopra i 350m di lunghezza una corrente massima teorica di 381 A, a cui corrisponde una sezione dei cavi da **240 mm²**, mentre per le linee BT di lunghezza inferiore a 350 m si è considerata una corrente massima teorica di 285 corrispondente ad una sezione di **150mm²** (vedi Tab.I e Tab.II tipiche per cavi di bassa tensione isolati in gomma XLPE dove è riportata la corrente I₀).

Matricola ENEL	Codice Com-Cavi	Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max (1)	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20° C	Portata (2) di corrente A				Corrente termica di c.c. (3)		
									in aria a 30°C		interrato a 20°C			Tubo interrato a 20°C	
									n° x mm ²	mm	mm	mm		mm	kg/km
330003	3445010160	1 x 16	4,8	0,7	1,4	10,0	220	1,15	107	88	106	93	83	78	2,2
330004	3445010250	1 x 25	6,0	0,9	1,4	11,7	325	0,727	135	117	136	120	110	102	3,5
330005	3445010500	1 x 50	8,1	1,0	1,4	14,7	555	0,387	207	175	191	168	160	145	6,5
330006	3445010950	1 x 95	11,4	1,1	1,5	18,6	1050	0,193	342	269	278	245	244	219	13,0
330007	3445011500	1 x 150	14,3	1,4	1,6	22,8	1500	0,124	454	359	352	310	322	285	20,0
330008	3445012400	1 x 240	18,2	1,7	1,7	27,9	2400	0,0754	610	481	460	405	429	381	32,0

N.B. K=1: Resistività termica del terreno 1,0 K.m/W

K=1,5: Resistività termica del terreno 1,5 K.m/W

Tab. I – scelta cavi BT per linee con L > 350 m

Matricola ENEL	Codice Com-Cavi	Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max (1)	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20° C	Portata (2) di corrente A				Corrente termica di c.c. (3)		
									in aria a 30°C		interrato a 20°C			Tubo interrato a 20°C	
									n° x mm ²	mm	mm	mm		mm	kg/km
330003	3445010160	1 x 16	4,8	0,7	1,4	10,0	220	1,15	107	88	106	93	83	78	2,2
330004	3445010250	1 x 25	6,0	0,9	1,4	11,7	325	0,727	135	117	136	120	110	102	3,5
330005	3445010500	1 x 50	8,1	1,0	1,4	14,7	555	0,387	207	175	191	168	160	145	6,5
330006	3445010950	1 x 95	11,4	1,1	1,5	18,6	1050	0,193	342	269	278	245	244	219	13,0
330007	3445011500	1 x 150	14,3	1,4	1,6	22,8	1500	0,124	454	359	352	310	322	285	20,0
330008	3445012400	1 x 240	18,2	1,7	1,7	27,9	2400	0,0754	610	481	460	405	429	381	32,0

N.B. K=1: Resistività termica del terreno 1,0 K.m/W

K=1,5: Resistività termica del terreno 1,5 K.m/W

Tab. II – scelta cavi BT per linee con L < 350 m

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

K₁=0,89 (isolamento in EPR o XLPE, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

K₂=1 (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

K₃=0,94 (fattore di correzione per profondità di interramento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 1,5 m, come da Tab. IV);

$K_4=0,84$ è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo per i due cavi scelti:

$$I_{z_{240}} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 381 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 262,37 > I_{b_{max}} = 155,2 A$$

$$I_{z_{150}} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 285 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 195,51 > I_{b_{max}} = 155,2 A$$

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 240 mm^2 la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

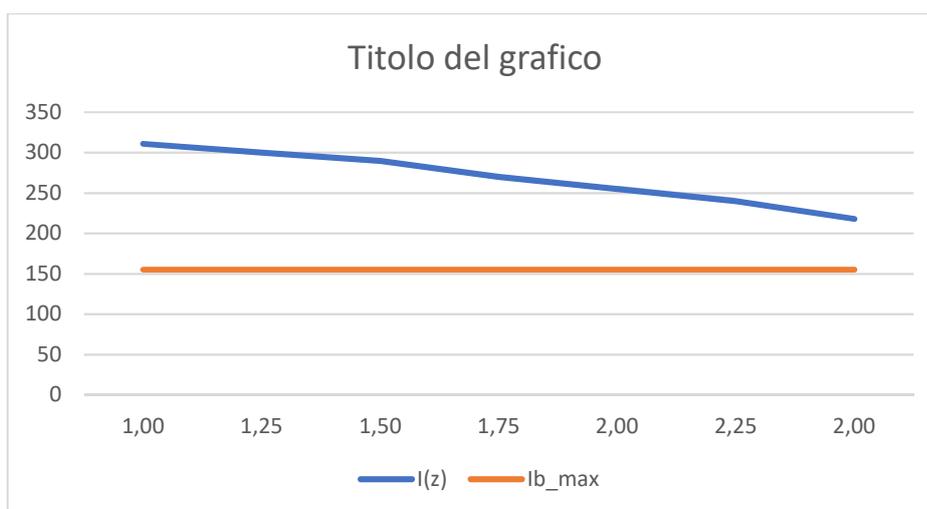


Figura: confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno.

Di seguito si effettua il dimensionamento di tutte le linee BT presenti nel campo, esplicitando il calcolo per le linee con lunghezza maggiore e pertanto considerate critiche in merito alle cadute di potenza e di tensione a cui sono soggette.

Per il calcolo dei fattori di dissipazione dei cavi si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo in base alle due tipologie di sezioni adottate:

Matricola ENEL	Codice Com-Cavi	Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max (1)	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20° C	Portata (2) di corrente A						Corrente termica di c.c. (3)
									in aria a 30°C		interrato a 20°C		Tubo interrato a 20°C		
									n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	
330003	3445010160	1 x 16	4,8	0,7	1,4	10,0	220	1,15	107	88	106	93	83	78	2,2
330004	3445010250	1 x 25	6,0	0,9	1,4	11,7	325	0,727	135	117	136	120	110	102	3,5
330005	3445010500	1 x 50	8,1	1,0	1,4	14,7	555	0,387	207	175	191	168	160	145	6,5
330006	3445010950	1 x 95	11,4	1,1	1,5	18,6	1050	0,193	342	269	278	245	244	219	13,0
330007	3445011500	1 x 150	14,3	1,4	1,6	22,8	1500	0,124	454	359	352	310	322	285	20,0
330008	3445012400	1 x 240	18,2	1,7	1,7	27,9	2400	0,0754	610	481	460	405	429	381	32,0

N.B. K=1: Resistività termica del terreno 1,0 K.m/W
K=1,5: Resistività termica del terreno 1,5 K.m/W

Tab. VI

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui le potenze dissipate dalle linee BT per km sono pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea con sez.240 mm}^2 \text{ [W/km]} = 0,0754 [\Omega/\text{km}] \cdot (155,2)^2 = 1.816,16 \text{ W/km}$$

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea con sez.150 mm}^2 \text{ [W/km]} = 0,124 [\Omega/\text{km}] \cdot (155,2)^2 = 2.986,79 \text{ W/km}$$

La linea BT con sezione da 240 mm² più lunga ha una lunghezza di 0,670 m, mentre la lunghezza massima delle linee BT con sezione da 150 mm² è pari a 350 m, quindi le potenze dissipate dalle linee BT critiche risultano:

$$\text{Potenza tot.max.dissipata linea BT con sez.240 mm}^2 \text{ [W]} = 1.816,16 [\text{W/km}] \cdot 0,67 \text{ km} = 1.216,83 \text{ W}$$

$$\text{Potenza tot.max.dissipata linea BT con sez.150 mm}^2 \text{ [W]} = 2.986,79 [\text{W/km}] \cdot 0,35 \text{ km} = 1.045,38 \text{ W}$$

In base alla potenza massima in AC che interessa le due tipologie di linea si ricavano le seguenti cadute percentuali di potenza:

$$\Delta P_{\%_240} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea}}{P_{max}} \cdot 100 = \frac{1.216,83 \text{ W}}{204.407} \cdot 100 = \mathbf{0,595\%}$$

$$\Delta P_{\%_150} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea}}{P_{max}} \cdot 100 = \frac{1.045,38 \text{ W}}{204.407} \cdot 100 = \mathbf{0,511\%}$$

La linea con sezione da 240 mm² dissiperà in totale 1.216,83 W mentre quella con sezione da 150 mm² dissiperà in totale 1.045,38 W. Tale verifica mostra come la potenza dissipata dalle linee BT sia pari rispettivamente allo 0,595% e allo 0,511% e quindi inferiore al 2%, infine essendo le linee BT in

esame quelle di lunghezza massima dell'impianto per i rispettivi cavi scelti, utilizzando le stesse tipologie di cavo per tutte le linee BT interne all'impianto, la verifica della potenza dissipata risulta certamente soddisfatta per tutte le linee della rete BT.

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata BT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotto) per le due tipologie di cavi scelti:

LINEA CON SEZIONE DA 240 mm²

Tensione	800 V
Frequenza Nominale	50 Hz
Corrente Nominale (massima di esercizio)	155,2 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa	262,37 A
Corrente Massima teorica di una singola linea	381 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	204,407 KW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	241,200 KW
Tipologia di cavo	unipolari isolati in XLPE (1x 240 mm ²)
Numero cavi presenti in scavo	1
Lunghezza massima cavidotto interrato BT	0,67 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata in corrugato
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	1.5 m – 0.8 m
Potenza dissipata per km per terna	1.816,16 KW
Potenza totale dissipata dalla terna	1.216,83 KW

LINEA CON SEZIONE DA 150 mm²

Tensione	800 V
Frequenza Nominale	50 Hz

Corrente Nominale (massima di esercizio)	155,2 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa	195,51 A
Corrente Massima teorica di una singola linea	285 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	204,407 KW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	241,200 KW
Tipologia di cavo	unipolari isolati in XLPE (1x 150 mm ²)
Numero terne presenti in scavo	1
Lunghezza massima cavidotto interrato BT	0,35 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata in corrugato
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	1.5 m – 0.8 m
Potenza dissipata per km per terna	2.986,79 KW
Potenza totale dissipata dalla terna	1.045,38 KW

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di “short circuit rating for 1 second duration” espresso in KA e riportato nell’estratto della tabella seguente (13,0 KA per le fasi e 5,2 per il neutro):

Matricola ENEL	Codice Com-Cavi	Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max (1)	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20° C	Portata (2) di corrente a A				Corrente termica di c.c. (3) kA		
									in aria a 30°C	in tubo in aria a 30°C	interrato a 20°C		delle fasi	del neutro	
											K=1	K=1.5			
		n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km							
330503	3810040160	3 X 16 + 16C	4,8	0,7	2,2	25,9	1020	1,15	107	89	114	91	2,2	2,0	
330504	3810040250	3 X 25 + 25C	6,0	0,9	2,2	29,6	1575	0,727	133	117	145	116	3,5	2,5	
330505	3810040500	3 X 50 + 25C	8,1	1,0	2,2	34,7	2380	0,387	198	175	208	166	6,5	2,5	
330506	3810040950	3 X 95 + 50C	11,4	1,1	2,2	42,4	4350	0,193	306	269	311	249	13,0	5,2	
330507	3810041500	3 X 150 + 95C	14,2	1,4	2,4	51,5	6980	0,124	407	359	389	311	20,0	10,0	

N.B. K=1: Resistività termica del terreno 1,0 K.m/W
K=1,5: Resistività termica del terreno 1,5 K.m/W

Tab. VII

VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{b_max} \cdot L \cdot r_{90^\circ} \cdot \cos \varphi$$

Dove:

- I_{b_max} = corrente massima teorica in condizioni di progetto [A]
- r_{90° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo e 20° del terreno [Ω/Km]
- x reattanza chilometrica del cavo [Ω /Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $I_{b_max} = 155,2$ A
- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,0754$ [Ω/Km] per le linee con sezione da 240 mm²
- $r_{90^\circ} = 0,124$ [Ω/Km] per le linee con sezione da 150 mm²

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V_{240} = \sqrt{3} \cdot 155,2 \cdot 0,670 \cdot 0,0754 \cdot 0,95 \approx 12,9$$

$$\Delta V_{150} = \sqrt{3} \cdot 155,2 \cdot 0,350 \cdot 0,124 \cdot 0,95 \approx 11,08$$

Le cadute di tensione percentuali per le due linee sono date da:

$$\Delta V_{\%_{240}} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{12,90}{800} \cdot 100 \approx 1,61\%$$

$$\Delta V_{\%_{150}} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{11,08}{800} \cdot 100 \approx 1,39\%$$

Quindi le cadute di tensione percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

CALCOLO PERDITE DI POTENZA ATTIVA

In condizioni di pieno carico della linea, quindi con corrente massima, la perdita di potenza attiva per effetto Joule lungo su ciascuna delle linee oggetto di studio corrisponde a:

$$P_j = 3 \cdot r_{90^\circ} \cdot L \cdot (I_{b,max} \cdot \cos \varphi)^2$$

Quindi utilizzando per ogni linea i dati di corrispondenti al cavo per essa scelto, abbiamo:

$$P_{j_{240}} = 3 \cdot 0,0754 \cdot 0,67 \cdot (155,2 \cdot 0,95)^2 = 3.294,56 \text{ W}$$

$$P_{j_{150}} = 3 \cdot 0,0754 \cdot 0,67 \cdot (155,2 \cdot 0,95)^2 = 2.830,36 \text{ W}$$

Le perdite percentuali di Potenza attiva in condizioni di pieno carico delle linee sono pari a:

$$P_{j\%_{240}} = \frac{P_{j_{240}}}{P_n} \cdot 100 = \frac{3.294,56}{204.407} \cdot 100 \approx 1,612\%$$

$$P_{j\%_{150}} = \frac{P_{j_{150}}}{P_n} \cdot 100 = \frac{2.830,36}{204.407} \cdot 100 \approx 1,385\%$$

Quindi le cadute di potenza attiva percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Dove:

- S : sezione in mm^2 ;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t : tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);
- K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5s$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame con isolante in XLPE risulta $K = 143$;

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito sopportabile dai quadri MT (il trasformatore AT/MT a monte limita in realtà la corrente di c.to a valori più bassi): **$I_{cc} = 16 \text{ kA}$**

Mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: **$t = 0,7 \text{ s}$** , pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{16000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 93,6 \text{ mm}^2$$

Le sezioni scelte sono pari a 240 mm^2 e 150 mm^2 , quindi tutti i cavi scelti soddisfano ampiamente la verifica al corto circuito. Di seguito si riportano i valori ottenuti per tutte le linee BT interne all'impianto, per ogni sottocampo, si noti che nessuna delle linee eccede i valori relativi alla potenza dissipata e alla caduta di tensione.

CAMPO A:

SOTTOCAMPO 1

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE IZ [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,017	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,051	0,025	0,327	0,041
2	0,035	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,105	0,051	0,674	0,084
3	0,08	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,239	0,117	1,54	0,193
4	0,087	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,26	0,127	1,675	0,209
5	0,125	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,373	0,182	2,407	0,301
6	0,16	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,478	0,234	3,081	0,385
7	0,225	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,672	0,329	4,332	0,542
8	0,305	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,911	0,446	5,873	0,734
9	0,305	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,911	0,446	5,873	0,734
10	0,265	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,792	0,387	5,103	0,638
11	0,275	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,821	0,402	5,295	0,662
12	0,255	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,762	0,373	4,91	0,614
13	0,238	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,711	0,348	4,583	0,573
14	0,22	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,657	0,321	4,236	0,53
15	0,2	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,597	0,292	3,851	0,481
16	0,18	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,538	0,263	3,466	0,433
17	0,19	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,567	0,277	3,658	0,457
18	0,21	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,627	0,307	4,044	0,506
19	0,225	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,672	0,329	4,332	0,542
20	0,25	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,747	0,365	4,814	0,602
21	0,255	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,762	0,373	4,91	0,614
22	0,265	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,792	0,387	5,103	0,638
23	0,025	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,075	0,037	0,481	0,06
24	0,055	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,164	0,08	1,059	0,132
25	0,122	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,364	0,178	2,349	0,294
26	0,212	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,633	0,31	4,082	0,51
27	0,255	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,762	0,373	4,91	0,614

SOTTOCAMPO 2:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE IZ [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,025	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,075	0,037	0,481	0,06
2	0,045	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,134	0,066	0,866	0,108
3	0,118	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,352	0,172	2,272	0,284
4	0,126	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,376	0,184	2,426	0,303
5	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	3,177	0,397
6	0,185	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,553	0,271	3,562	0,445
7	0,204	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,609	0,298	3,928	0,491
8	0,242	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,723	0,354	4,66	0,583
9	0,26	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,777	0,38	5,006	0,626
10	0,3	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,896	0,438	5,777	0,722
11	0,3	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,896	0,438	5,777	0,722
12	0,34	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	1,016	0,497	6,547	0,818
13	0,115	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,343	0,168	2,214	0,277
14	0,145	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,433	0,212	2,792	0,349
15	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	3,177	0,397
16	0,2	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,597	0,292	3,851	0,481
17	0,24	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,717	0,351	4,621	0,578
18	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	5,391	0,674
19	0,33	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,986	0,482	6,354	0,794
20	0,392	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,712	0,348	7,548	0,944
21	0,02	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,06	0,029	0,385	0,048
22	0,052	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,155	0,076	1,001	0,125
23	0,095	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,284	0,139	1,829	0,229
24	0,154	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,46	0,225	2,965	0,371
25	0,162	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,484	0,237	3,119	0,39
26	0,18	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,538	0,263	3,466	0,433
27	0,202	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,603	0,295	3,89	0,486

SOTTOCAMPO 3:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE I2 [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,025	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,075	0,037	0,792	0,099
2	0,045	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,134	0,066	1,425	0,178
3	0,118	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,352	0,172	3,737	0,467
4	0,126	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,376	0,184	3,99	0,499
5	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	5,225	0,653
6	0,185	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,553	0,271	5,858	0,732
7	0,204	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,609	0,298	6,46	0,808
8	0,242	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,723	0,354	7,663	0,958
9	0,26	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,777	0,38	8,233	1,029
10	0,3	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,896	0,438	9,5	1,188
11	0,3	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,896	0,438	9,5	1,188
12	0,34	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	1,016	0,497	10,767	1,346
13	0,115	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,343	0,168	3,642	0,455
14	0,145	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,433	0,212	4,592	0,574
15	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	5,225	0,653
16	0,2	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,597	0,292	6,333	0,792
17	0,24	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,436	0,213	7,6	0,95
18	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	8,867	1,108
19	0,33	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,986	0,482	10,45	1,306
20	0,392	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,712	0,348	12,413	1,552
21	0,02	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,06	0,029	0,633	0,079
22	0,052	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,155	0,076	1,647	0,206
23	0,095	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,284	0,139	3,008	0,376
24	0,154	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,46	0,225	4,877	0,61
25	0,162	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,484	0,237	5,13	0,641
26	0,18	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,538	0,263	5,7	0,713
27	0,202	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,603	0,295	6,397	0,8

SOTTOCAMPO 4:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE I2 [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,042	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,125	0,061	0,809	0,101
2	0,08	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,239	0,117	1,54	0,193
3	0,12	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,358	0,175	2,311	0,289
4	0,085	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,254	0,124	1,637	0,205
5	0,095	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,284	0,139	1,829	0,229
6	0,062	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,185	0,091	1,194	0,149
7	0,135	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,403	0,197	2,599	0,325
8	0,11	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,329	0,161	2,118	0,265
9	0,105	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,314	0,154	2,022	0,253
10	0,172	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,514	0,251	3,312	0,414
11	0,24	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,717	0,351	4,621	0,578
12	0,312	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,932	0,456	6,008	0,751
13	0,318	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,95	0,465	6,123	0,765
14	0,352	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,639	0,313	6,778	0,847
15	0,392	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,712	0,348	7,548	0,944
16	0,4	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,726	0,355	7,702	0,963
17	0,435	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,79	0,386	8,376	1,047
18	0,435	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,79	0,386	8,376	1,047
19	0,305	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,911	0,446	5,873	0,734
20	0,385	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,699	0,342	7,413	0,927
21	0,427	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,776	0,38	8,222	1,028
22	0,467	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,848	0,415	8,992	1,124
23	0,505	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,917	0,449	9,724	1,216
24	0,55	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,999	0,489	10,59	1,324
25	0,557	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	1,012	0,495	10,725	1,341
26	0,595	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	1,081	0,529	11,457	1,432
27	0,67	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	1,217	0,595	12,901	1,613

CAMPO B:

SOTTOCAMPO 5:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE IZ [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,025	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,075	0,037	0,481	0,06
2	0,09	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,269	0,132	1,733	0,217
3	0,13	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,388	0,19	2,503	0,313
4	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	3,177	0,397
5	0,17	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,508	0,249	3,273	0,409
6	0,135	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,403	0,197	2,599	0,325
7	0,135	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,403	0,197	2,599	0,325
8	0,16	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,478	0,234	3,081	0,385
9	0,2	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,597	0,292	3,851	0,481
10	0,27	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,806	0,394	5,199	0,65
11	0,24	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,717	0,351	4,621	0,578
12	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	5,391	0,674
13	0,32	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,956	0,468	6,162	0,77
14	0,325	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,971	0,475	6,258	0,782
15	0,382	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,694	0,34	7,355	0,919
16	0,4	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,726	0,355	7,702	0,963
17	0,405	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,736	0,36	7,798	0,975
18	0,46	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,835	0,408	8,857	1,107
19	0,362	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,657	0,321	6,97	0,871
20	0,375	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,681	0,333	7,221	0,903
21	0,402	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,73	0,357	7,741	0,968
22	0,452	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,821	0,402	8,703	1,088
23	0,502	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,912	0,446	9,666	1,208
24	0,54	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,981	0,48	10,398	1,3
25	0,08	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,239	0,117	1,54	0,193
26	0,38	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,69	0,338	7,317	0,915
27	0,422	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,766	0,375	8,126	1,016
28	0,47	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,854	0,418	9,05	1,131
29	0,508	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,923	0,452	9,782	1,223

SOTTOCAMPO 6:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE IZ [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,05	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,149	0,073	1,583	0,198
2	0,125	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,373	0,182	3,958	0,495
3	0,125	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,373	0,182	3,958	0,495
4	0,075	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,224	0,11	2,375	0,297
5	0,025	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,075	0,037	0,792	0,099
6	0,035	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,105	0,051	1,108	0,139
7	0,106	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,317	0,155	3,357	0,42
8	0,106	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,317	0,155	3,357	0,42
9	0,146	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,436	0,213	4,623	0,578
10	0,186	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,556	0,272	5,89	0,736
11	0,232	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,693	0,339	7,347	0,918
12	0,24	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,717	0,351	7,6	0,95
13	0,25	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,747	0,365	7,917	0,99
14	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	8,867	1,108
15	0,27	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,806	0,394	8,55	1,069
16	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	8,867	1,108
17	0,32	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,956	0,468	10,133	1,267
18	0,362	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,657	0,321	11,463	1,433
19	0,34	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	10,767	1,346
20	0,33	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,986	0,482	10,45	1,306
21	0,37	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,672	0,329	11,717	1,465
22	0,37	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,672	0,329	11,717	1,465
23	0,41	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,745	0,364	12,983	1,623
24	0,065	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,194	0,095	2,058	0,257
25	0,195	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,582	0,285	6,175	0,772
26	0,24	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,717	0,351	7,6	0,95
27	0,292	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,872	0,427	9,247	1,156
28	0,37	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,672	0,329	11,717	1,465
29	0,305	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,911	0,446	9,658	1,207

SOTTOCAMPO 7:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE I ₂ [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,02	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,06	0,029	0,385	0,048
2	0,045	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,134	0,066	0,866	0,108
3	0,145	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,433	0,212	2,792	0,349
4	0,21	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,627	0,307	4,044	0,506
5	0,22	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,657	0,321	4,236	0,53
6	0,255	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,762	0,373	4,91	0,614
7	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	5,391	0,674
8	0,315	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,941	0,46	6,065	0,758
9	0,335	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	1,001	0,49	6,45	0,806
10	0,385	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,699	0,342	7,413	0,927
11	0,335	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	1,001	0,49	6,45	0,806
12	0,335	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	1,001	0,49	6,45	0,806
13	0,38	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,69	0,338	7,317	0,915
14	0,415	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,754	0,369	7,991	0,999
15	0,465	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,845	0,413	8,954	1,119
16	0,463	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,841	0,411	8,915	1,114
17	0,455	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,826	0,404	8,761	1,095
18	0,476	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,864	0,423	9,165	1,146
19	0,25	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,747	0,365	4,814	0,602
20	0,3	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,896	0,438	5,777	0,722
21	0,29	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,866	0,424	5,584	0,698
22	0,35	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,636	0,311	6,739	0,842
23	0,39	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,708	0,346	7,509	0,939
24	0,37	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,672	0,329	7,124	0,891
25	0,015	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,045	0,022	0,289	0,036
26	0,082	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,245	0,12	1,579	0,197
27	0,142	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,424	0,207	2,734	0,342
28	0,065	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,194	0,095	1,252	0,157
29	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	3,177	0,397

SOTTOCAMPO 8:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [KW]	CORRENTE I ₂ [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [KW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [KW]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,035	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,105	0,051	0,674	0,084
2	0,02	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,06	0,029	0,385	0,048
3	0,035	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,105	0,051	0,674	0,084
4	0,058	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,173	0,085	1,117	0,14
5	0,045	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,134	0,066	0,866	0,108
6	0,112	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,335	0,164	2,157	0,27
7	0,085	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,254	0,124	1,637	0,205
8	0,182	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,544	0,266	3,504	0,438
9	0,125	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,373	0,182	2,407	0,301
10	0,125	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,373	0,182	2,407	0,301
11	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	3,177	0,397
12	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	3,177	0,397
13	0,215	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,642	0,314	4,14	0,518
14	0,21	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,627	0,307	4,044	0,506
15	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	5,391	0,674
16	0,245	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,732	0,358	4,717	0,59
17	0,255	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,762	0,373	4,91	0,614
18	0,305	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,911	0,446	5,873	0,734
19	0,32	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,956	0,468	6,162	0,77
20	0,29	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,866	0,424	5,584	0,698
21	0,31	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,926	0,453	5,969	0,746
22	0,11	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,329	0,161	2,118	0,265
23	0,14	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,418	0,204	2,696	0,337
24	0,17	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,508	0,249	3,273	0,409
25	0,236	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,705	0,345	4,544	0,568
26	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	5,391	0,674
27	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	5,391	0,674
28	0,33	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,986	0,482	6,354	0,794
29	0,32	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,956	0,468	6,162	0,77

SOTTOCAMPO 9:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [kW]	CORRENTE I _z [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [kW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [kV]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,025	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,075	0,037	0,481	0,06
2	0,122	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,364	0,178	2,349	0,294
3	0,162	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,484	0,237	3,119	0,39
4	0,12	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,358	0,175	2,311	0,289
5	0,188	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,562	0,275	3,62	0,453
6	0,03	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,09	0,044	0,578	0,072
7	0,016	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,048	0,023	0,308	0,039
8	0,072	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,215	0,105	1,386	0,173
9	0,062	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,185	0,091	1,194	0,149
10	0,115	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,343	0,168	2,214	0,277
11	0,125	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,373	0,182	2,407	0,301
12	0,235	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,702	0,343	4,525	0,566
13	0,275	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,821	0,402	5,295	0,662
14	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	3,177	0,397
15	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	3,177	0,397
16	0,205	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,612	0,299	3,947	0,493
17	0,205	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,612	0,299	3,947	0,493
18	0,245	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,732	0,358	4,717	0,59
19	0,295	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,881	0,431	5,68	0,71
20	0,285	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,851	0,416	5,488	0,686
21	0,36	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	1,075	0,526	6,932	0,867
22	0,145	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,433	0,212	2,792	0,349
23	0,2	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,597	0,292	3,851	0,481
24	0,28	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,836	0,409	5,391	0,674
25	0,25	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,747	0,365	4,814	0,602
26	0,29	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,866	0,424	5,584	0,698
27	0,335	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	1,001	0,49	6,45	0,806
28	0,335	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	1,001	0,49	6,45	0,806
29	0,372	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,676	0,331	7,163	0,895

SOTTOCAMPO 10:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [kW]	CORRENTE I _z [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [kW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [kV]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,035	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,105	0,051	0,674	0,084
2	0,08	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,239	0,117	1,54	0,193
3	0,07	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,209	0,102	1,348	0,169
4	0,162	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,484	0,237	3,119	0,39
5	0,04	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,119	0,058	0,77	0,096
6	0,12	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,358	0,175	2,311	0,289
7	0,152	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,454	0,222	2,927	0,366
8	0,1	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,299	0,146	1,926	0,241
9	0,186	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,556	0,272	3,581	0,448
10	0,154	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,46	0,225	2,965	0,371
11	0,19	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,567	0,277	3,658	0,457
12	0,225	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,672	0,329	4,332	0,542
13	0,275	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,821	0,402	5,295	0,662
14	0,315	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,941	0,46	6,065	0,758
15	0,315	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,941	0,46	6,065	0,758
16	0,355	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,645	0,316	6,836	0,855
17	0,355	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,645	0,316	6,836	0,855
18	0,4	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,726	0,355	7,702	0,963
19	0,406	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,737	0,361	7,818	0,977
20	0,45	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,817	0,4	8,665	1,083
21	0,49	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,89	0,435	9,435	1,179
22	0,165	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,493	0,241	3,177	0,397
23	0,182	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,544	0,266	3,504	0,438
24	0,25	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,747	0,365	4,814	0,602
25	0,315	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,941	0,46	6,065	0,758
26	0,37	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,672	0,329	7,124	0,891
27	0,42	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,763	0,373	8,087	1,011
28	0,445	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,808	0,395	8,568	1,071
29	0,465	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,845	0,413	8,954	1,119

SOTTOCAMPO 11:

LINEA INVERTER	LUNGHEZZA [KM]	POTENZA MASSIMA INSTALLATA [kW]	CORRENTE I _z [A]	TIPOLOGIA CAVO	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE CAVO [A]	PORTATA DI CORRENTE MASSIMA CAVO IN CONDIZIONI DI POSA [A]	CADUTA DI POTENZA LINEA [kW]	CADUTA DI POTENZA PERCENTUALE (%)	CADUTA DI TENSIONE LINEA [kV]	CADUTA DI TENSIONE PERCENTUALE (%)
1	0,032	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,096	0,047	0,616	0,077
2	0,036	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,108	0,053	0,693	0,087
3	0,095	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,284	0,139	1,829	0,229
4	0,122	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,364	0,178	2,349	0,294
5	0,102	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,305	0,149	1,964	0,246
6	0,142	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,424	0,207	2,734	0,342
7	0,196	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,585	0,286	3,774	0,472
8	0,035	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,105	0,051	0,674	0,084
9	0,095	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,284	0,139	1,829	0,229
10	0,235	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,702	0,343	4,525	0,566
11	0,275	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,821	0,402	5,295	0,662
12	0,135	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,403	0,197	2,599	0,325
13	0,172	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,514	0,251	3,312	0,414
14	0,21	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,627	0,307	4,044	0,506
15	0,222	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,663	0,324	4,275	0,534
16	0,235	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,702	0,343	4,525	0,566
17	0,282	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	0,842	0,412	5,43	0,679
18	0,335	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	285	195,51	1,001	0,49	6,45	0,806
19	0,355	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,645	0,316	6,836	0,855
20	0,378	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,687	0,336	7,278	0,91
21	0,378	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,687	0,336	7,278	0,91
22	0,395	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,717	0,351	7,606	0,951
23	0,415	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,754	0,369	7,991	0,999
24	0,415	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,754	0,369	7,991	0,999
25	0,475	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,863	0,422	9,146	1,143
26	0,512	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,93	0,455	9,859	1,232
27	0,485	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,881	0,431	9,339	1,167
28	0,475	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,863	0,422	9,146	1,143
29	0,532	204,407	155,2	RG7R 0,6-1 KV	381	262,37	0,966	0,473	10,244	1,281

3.16. Collegamenti elettrici in Media Tensione

Tensione nominale: 30 kV $\pm 5\%$

Frequenza nominale: 50 Hz $\pm 2\%$

Sistema di collegamento del neutro: isolato.

CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'ELETTRODOTTO MT ESTERNO IN SCAVO ESTERNO ALL'IMPIANTO E RELATIVO DIMENSIONAMENTO

VERIFICA DELLA PORTATA IN REGIME PERMANENTE

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento dell'impianto fotovoltaico denominato "Palmo" con la stazione elettrica Terna di Palmori.

Poiché l'elettrodotto dovrà assicurare una portata di 60,964 MW in AC, e di 71,938 MW in DC, pari cioè alla potenza nominale dell'impianto in oggetto, la corrente massima di impiego può essere

calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32. Per la realizzazione del cavidotto saranno utilizzate tre terne di cavi con posa interrata a trifoglio, la corrente massima che interessa ciascuna linea risulta pertanto la seguente:

$$I_{b,max} = \frac{P_{max}/3}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{60,960 \cdot 10^6 / 3}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \frac{20,322 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 411,67 \text{ A}$$

Dove si è considerando 30 KV come tensione nominale.

La linea sarà realizzata interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo RG7H1M1 unipolare ad isolamento HEPR.

Per il dimensionamento della sezione si è considerata una corrente massima teorica di 820 A (vedi Tab. 1 tipica per cavi di media tensione isolati in gomma EPR con posa a trifoglio), a cui corrisponde una portata dei cavi da **500 mm²** (vedi tabella riportata di seguito dove è riportata la corrente I₀).

RG7H1M1 18/30 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Ø indicativo isolante Approx. insulation Ø	Ø esterno max. Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 x 50	8,1	25,0	31,5	1386,0	256,0	290,0	231,0	240,0
1 x 70	9,7	25,0	31,5	1532,0	319,0	360,0	284,0	294,0
1 x 95	11,4	26,0	32,5	1791,0	389,0	441,0	339,0	351,0
1 x 120	12,9	27,0	33,5	2006,0	449,0	507,0	387,0	400,0
1 x 150	14,3	28,2	34,8	2367,0	506,0	576,0	432,0	448,0
1 x 185	16,0	29,3	35,9	2693,0	582,0	661,0	489,0	507,0
1 x 240	18,3	31,0	37,9	3316,0	689,0	775,0	567,0	583,0
1 x 300	21,0	34,0	41,5	3978,0	790,0	884,0	640,0	654,0
1 x 400	23,2	37,0	44,3	4885,0	913,0	1020,0	725,0	740,0
1 x 500	26,4	40,6	48,1	6050,0	1056,0	1174,0	820,0	835,0
1 x 630	30,4	44,6	51,3	7522,0	1210,0	1334,0	923,0	932,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Tab. I

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

K₁=0,89 (isolamento in EPR, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

$K_2=1$ (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

$K_3=0,94$ (fattore di correzione per profondità di interrimento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 1,5 m, come da Tab. IV);

$K_4=0,82$ è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo:

$$I_z = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 820 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 562,53 > I_{b,max} = 411,68 A$$

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 500 mmq la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

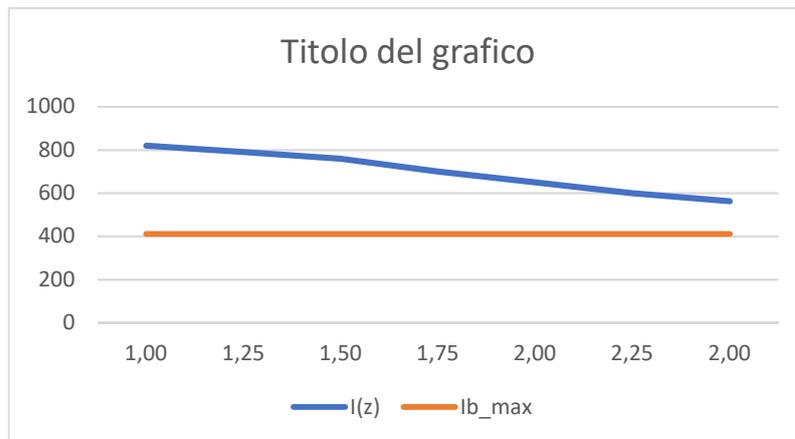


Figura: confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno.

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.

CALCOLO DELLA POTENZA DISSIPATA

Per il calcolo del fattore di dissipazione del cavo si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo:

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

Tab. III

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

Potenza dissipata in 1km dalla linea[W/km] = resistenza terna[Ω/km] · (portata di corrente[A])²

Potenza totale dissipata dalla linea = potenza dissipata in 1km dalla linea · lunghezza linea[km]

Per cui le potenze dissipate dalle linee MT per km sono pari a:

Potenza dissipata in 1km dalla singola linea[W/km] = 0,053[Ω/km] · 820² = 35.637,2 W/km

Quindi le potenze dissipate da ciascuna linea risultano:

Potenza totale dissipata dalla singola linea[W] = 35.637,2[W/km] · 6,2 km = **220.949,40 W**

La caduta di potenza percentuale è data da:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P_n} \cdot 100 = \frac{220.949,40 \text{ W}}{20,322 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 1,087\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata MT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotto):

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz

Corrente Nominale (massima di esercizio) per ciascuna terna	411,68 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa per ciascuna terna	562,53 A
Corrente Massima teorica di una singola terna	820 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC per ciascuna terna	20,322 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC per ciascuna terna	23,979 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G7 (una terna da 3 x 1 x 500)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	3
Lunghezza cavidotto interrato	6,2 km
Temperatura massima operativa del cavo	105 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km dalla singola terna	35,637 KW
Potenza dissipata per 9,1 km dalla singola terne	220.949 KW

Tab. II – dati riassuntivi caratteristiche di posa cavo MT

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di “short circuit rating for 1 second duration” espresso in KA e riportato nell’estratto della tabella seguente (47.00 KA per conduttori in alluminio e 71.50 per conduttori in rame):

Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	K amps	K amps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.60	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tab. IV

VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_Z \cdot L \cdot (r_{105^\circ} \cdot \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Dove:

- r_{105° = resistenza chilometrica a 105° del conduttore del cavo [Ω/Km]
- x reattanza chilometrica del cavo [Ω /Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{105^\circ} = 0,053$ [Ω/Km]
- $x = 0,095$ [Ω/Km]

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 411,68 \cdot 6,2 \cdot (0,053 \cdot 0,95 + 0,095 \cdot 0,31) = 352,79 V$$

Per la reattanza chilometrica x è stato utilizzato il valore riportato nelle specifiche tecniche in tabella, per una posa a trifoglio e per una sezione del cavo di 500 mm^2 , come fatto precedentemente per il valore della resistenza chilometrica:

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics						
Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	$\mu F/km$
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

Tab. V

La caduta di tensione percentuale è data da:

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{352,79}{30000} \cdot 100 \approx 1,18\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

CALCOLO PERDITE DI POTENZA ATTIVA

In condizioni di pieno carico della linea, quindi con corrente massima, la perdita di potenza attiva per effetto Joule lungo la linea corrisponde a:

$$P_j = 3 \cdot r_{105^\circ} \cdot L \cdot (I_Z \cdot \cos \varphi)^2 = 3 \cdot 0,053 \cdot 6,2 \cdot (411,68 \cdot 0,95)^2 = 150,784 \text{ kW}$$

$$P_{j\%} = \frac{P_j}{P_n} \cdot 100 = \frac{150,784 \cdot 10^3}{20,322 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,742\%$$

Quindi la caduta di potenza attiva percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

VERIFICHE DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Dove:

- S : sezione in mm^2 ;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t : tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);
- K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5s$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame con isolante in XLPE risulta $K = 143$;

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito sopportabile dai quadri MT (il trasformatore AT/MT a monte limita in realtà la corrente di c.to c.to a valori più bassi): **$I_{cc} = 16 \text{ kA}$**

Mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: **$t = 0,7 \text{ s}$** , pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{16000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 93,6 \text{ mm}^2$$

La sezione scelta è pari a 500 mm^2 , quindi soddisfa ampiamente la verifica al corto circuito

CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'ELETTRODOTTO MT ESTERNO IN SCAVO ESTERNO ALL'IMPIANTO DI COLLEGAMENTO FRA "CAMPO A" E LA CABINA DI RACCOLTA SITUATA NEL "CAMPO B" E RELATIVO DIMENSIONAMENTO

VERIFICA DELLA PORTATA IN REGIME PERMANENTE

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento fra il "campo A" e la cabina di consegna situata nel "campo B" dell'impianto agrovoltaiico denominato "Palmo".

Poiché l'elettrodotto dovrà assicurare una portata di 40,098 MW in AC, e di 47,315 MW in DC, pari cioè alla potenza nominale del "campo B", la corrente massima di impiego può essere calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32. Di seguito si riporta la planimetria delle linee MT interne all'impianto:

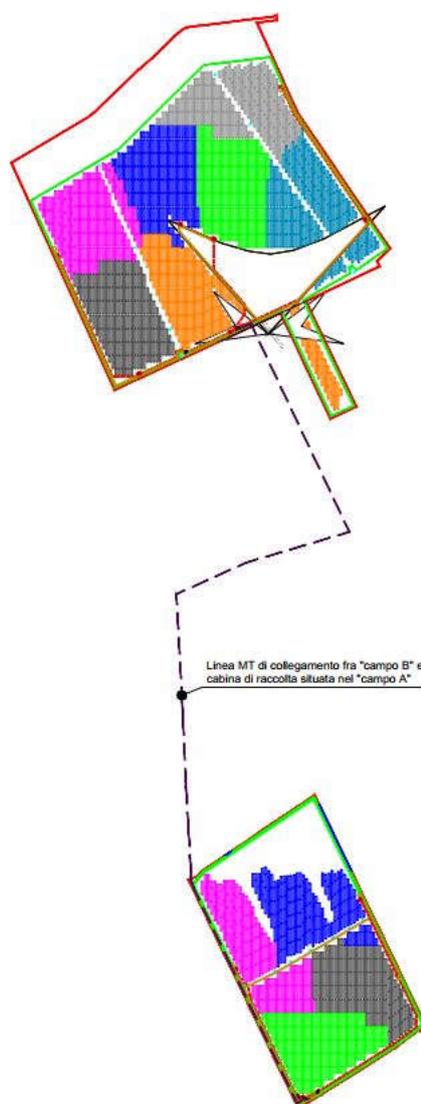


Figura 18: Planimetria cavidotto MT di collegamento fra il "campo B" e la cabina di raccolta

Per la realizzazione del cavidotto saranno utilizzate 2 terne di cavi con posa interrata a trifoglio, la corrente massima che interessa ciascuna linea risulta pertanto la seguente:

$$I_{b,max} = \frac{P_{max}/2}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{40,098 \cdot 10^6 / 3}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \frac{20,049 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 406,15 \text{ A}$$

Dove si è considerando 30 KV come tensione nominale.

La linea sarà realizzata interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo RG7H1M1 unipolare ad isolamento HEPR.

Per il dimensionamento della sezione si è considerata una corrente massima teorica di 820 A (vedi Tab. 1 tipica per cavi di media tensione isolati in gomma EPR con posa a trifoglio), a cui corrisponde una portata dei di cavi da **500 mm²** (vedi tabella riportata di seguito dove è riportata la corrente I₀).

RG7H1M1 18/30 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Ø indicativo isolante Approx. insulation Ø	Ø esterno max. Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio Trefoil	in piano flat	a trifoglio Trefoil	in piano flat
1 x 50	8,1	25,0	31,5	1386,0	256,0	290,0	231,0	240,0
1 x 70	9,7	25,0	31,5	1532,0	319,0	360,0	284,0	294,0
1 x 95	11,4	26,0	32,5	1791,0	389,0	441,0	339,0	351,0
1 x 120	12,9	27,0	33,5	2006,0	449,0	507,0	387,0	400,0
1 x 150	14,3	28,2	34,8	2367,0	506,0	576,0	432,0	448,0
1 x 185	16,0	29,3	35,9	2693,0	582,0	661,0	489,0	507,0
1 x 240	18,3	31,0	37,9	3316,0	689,0	775,0	567,0	583,0
1 x 300	21,0	34,0	41,5	3978,0	790,0	884,0	640,0	654,0
1 x 400	23,2	37,0	44,3	4885,0	913,0	1020,0	725,0	740,0
1 x 500	26,4	40,6	48,1	6050,0	1056,0	1174,0	820,0	835,0
1 x 630	30,4	44,6	51,3	7522,0	1210,0	1334,0	923,0	932,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Tab. I

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

K₁=0,89 (isolamento in EPR, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

K₂=1 (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

$K_3=0,94$ (fattore di correzione per profondità di interrimento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 1,5 m, come da Tab. IV);

$K_4=0,82$ è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo:

$$I_z = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 820 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 562,53 > I_{b,max} = 406,15 A$$

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 500 mmq la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

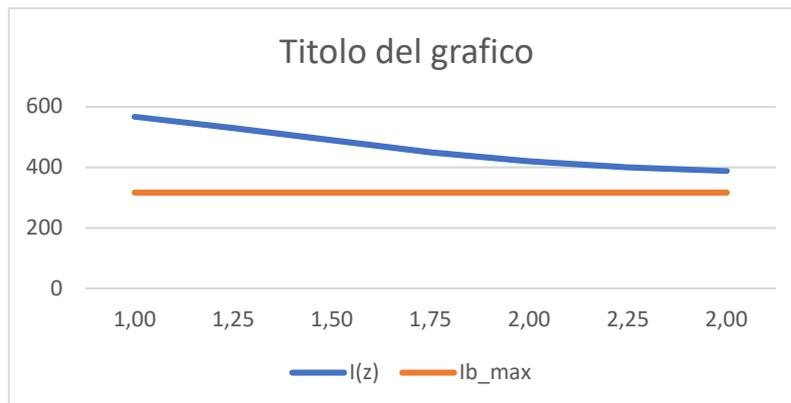


Figura: confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno.

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.

CALCOLO DELLA POTENZA DISSIPATA

Per il calcolo del fattore di dissipazione del cavo si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo:

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	
n° x mm ²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

Tab. III

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui le potenze dissipate dalle linee MT per km sono pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla singola linea [W/km]} = 0,053 [\Omega/\text{km}] \cdot 820^2 = 35.637,2 \text{ W/km}$$

Quindi le potenze dissipate da ciascuna linea risultano:

$$\text{Potenza totale dissipata dalla singola linea [W]} = 35.637,2 [\text{W/km}] \cdot 2,9 \text{ km} = \mathbf{103.347,88 \text{ W}}$$

La caduta di potenza percentuale è data da:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P_n} \cdot 100 = \frac{103.347,88 \text{ W}}{20,049 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,515\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata MT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotto):

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz

Corrente Nominale (massima di esercizio) per ciascuna terna	411,68 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa per ciascuna terna	562,53 A
Corrente Massima teorica di una singola terna	820 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC per ciascuna terna	20,049 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC per ciascuna terna	23,979 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G7 (una terna da 3 x 1 x 500)
Numero terne/circuiti di connessione in scavo	2
Lunghezza cavidotto interrato	2,9 km
Temperatura massima operativa del cavo	105 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km dalla singola terna	35,637 KW
Potenza dissipata per 9,1 km dalla singola terne	103.348 KW

Tab. II – dati riassuntivi caratteristiche di posa cavo MT

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di “short circuit rating for 1 second duration” espresso in KA e riportato nell’estratto della tabella seguente (47.00 KA per conduttori in alluminio e 71.50 per conduttori in rame):

Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	K amps	K amps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.60	57.20
500	0.0605	0.0386	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tab. IV

VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_Z \cdot L \cdot (r_{105^\circ} \cdot \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Dove:

- r_{105° = resistenza chilometrica a 105° del conduttore del cavo [Ω/Km]
- x reattanza chilometrica del cavo [Ω /Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $\sin \phi = \text{sen}(\arccos(\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{105^\circ} = 0,053$ [Ω/Km]
- $x = 0,095$ [Ω/Km]

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 406,15 \cdot 2,9 \cdot (0,053 \cdot 0,95 + 0,095 \cdot 0,31) = 162,80 \text{ V}$$

Per la reattanza chilometrica x è stato utilizzato il valore riportato nelle specifiche tecniche in tabella, per una posa a trifoglio e per una sezione del cavo di 500 mm^2 , come fatto precedentemente per il valore della resistenza chilometrica:

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics						
Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	
$n^\circ \times \text{mm}^2$	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	$\mu F/km$
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

Tab. V

La caduta di tensione percentuale è data da:

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{162,80}{30000} \cdot 100 \approx 0,543\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

CALCOLO PERDITE DI POTENZA ATTIVA

In condizioni di pieno carico della linea, quindi con corrente massima, la perdita di potenza attiva per effetto Joule lungo la linea corrisponde a:

$$P_j = 3 \cdot r_{105^\circ} \cdot L \cdot (I_Z \cdot \cos \varphi)^2 = 3 \cdot 0,053 \cdot 2,9 \cdot (406,15 \cdot 0,95)^2 = 68,646 \text{ kW}$$

$$P_{j\%} = \frac{P_j}{P_n} \cdot 100 = \frac{68,646 \cdot 10^3}{20,049 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,342\%$$

Quindi la caduta di potenza attiva percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Dove:

- S : sezione in mm^2 ;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t : tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);
- K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5s$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame con isolante in XLPE risulta $K = 143$;

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito sopportabile dai quadri MT (il trasformatore AT/MT a monte limita in realtà la corrente di c.to c.to a valori più bassi): **$I_{cc} = 16 \text{ kA}$**

Mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: **$t = 0,7 \text{ s}$** , pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{16000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 93,6 \text{ mm}^2$$

La sezione scelta è pari a 500 mm^2 , quindi soddisfa ampiamente la verifica al corto circuito.

CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'ELETTRODOTTO MT IN SCAVO INTERNO ALL'IMPIANTO E RELATIVO DIMENSIONAMENTO

VERIFICA DELLA PORTATA IN REGIME PERMANENTE

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento delle cabine di campo interne all'impianto agrovoltaiico denominato "Palmo".

Poiché la rete di elettrodotti interna all'impianto dovrà assicurare una portata di 60,96 MW in AC, e di 71,938 MW in DC alla cabina di consegna, pari cioè alla potenza nominale dell'impianto in oggetto, la corrente massima di impiego delle linee MT può essere calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32.

Per la connessione delle cabine di campo alla cabina di consegna saranno utilizzate cinque terne di cavi con posa interrata a trifoglio che costituiscono ciascuna una linea indipendente, in particolare l'impianto risulta suddiviso in due campi, campo A e campo B, le linee 1 e 2 sono presenti nel campo A e le linee 3,4 e 5 nel campo B.

Ogni linea MT interna connette una porzione dell'impianto alla cabina di raccolta, di seguito si riporta la planimetria delle linee MT interne all'impianto:

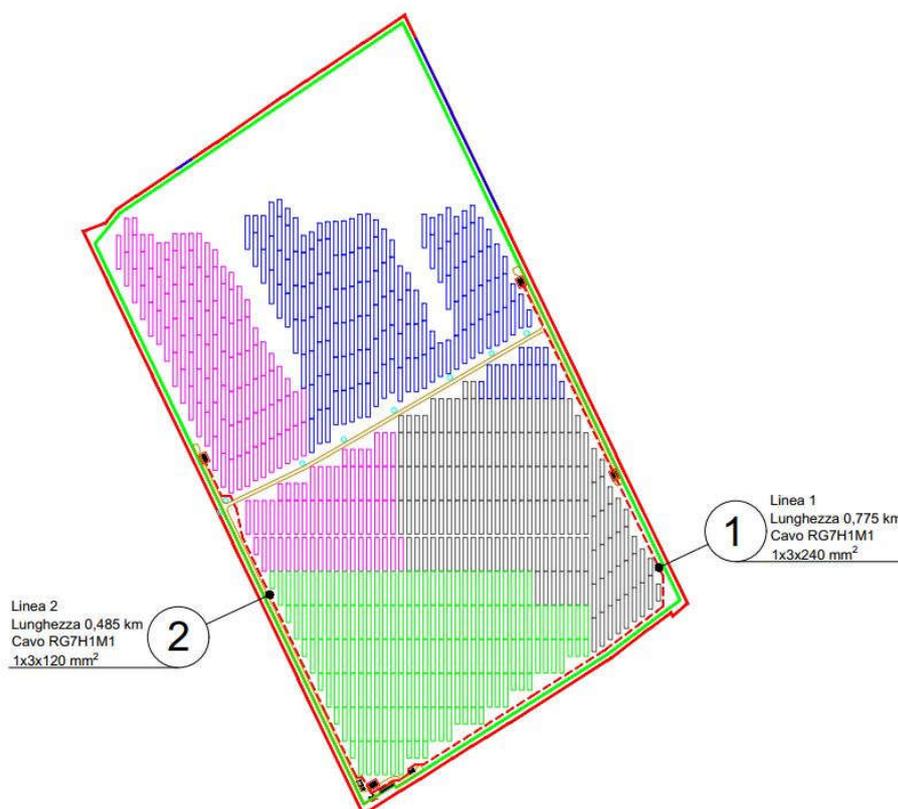


Figura 19: Campo A - planimetria cavidotti MT

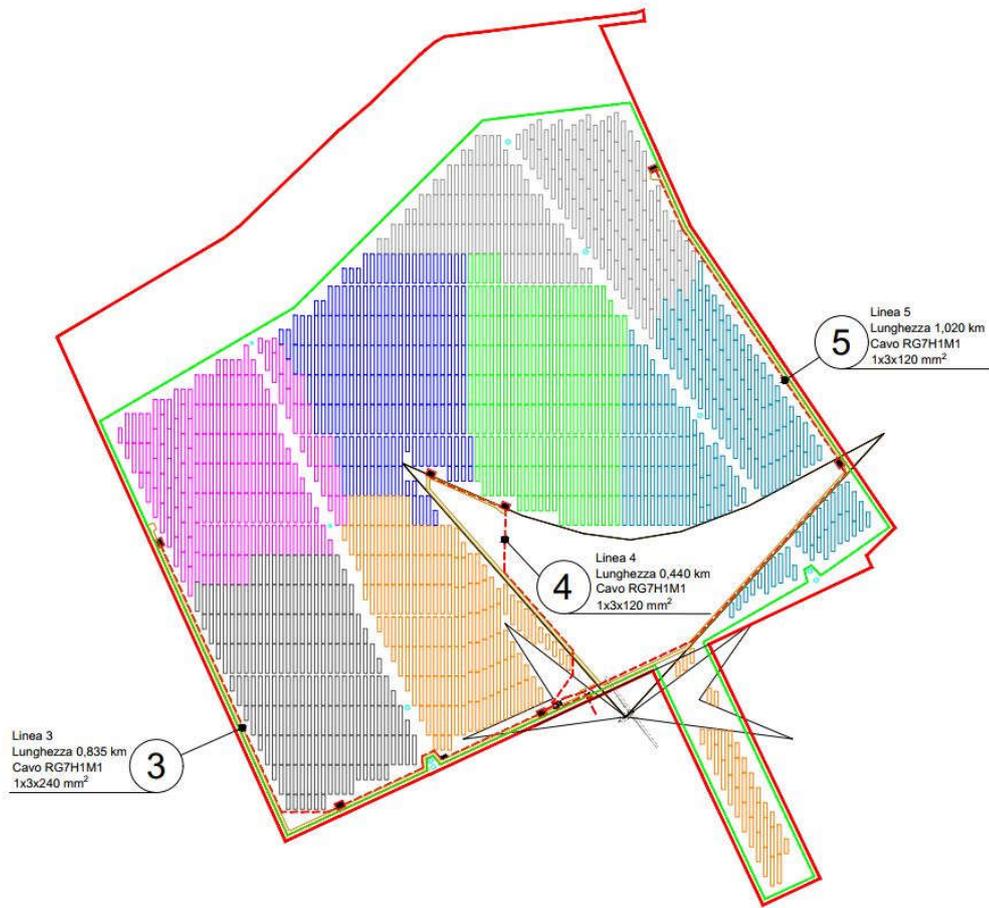


Figura 20: Campo B - planimetria cavidotti MT

Le potenze massime AC che interessano le linee MT interne per i campi A e B sono le seguenti:

$$\begin{aligned}
 P_{max,1} &= \text{somma potenze sottocampi connessi dalla linea 1} = \\
 &= 5.229,41 \text{ kW} + 5.229,41 \text{ kW} + 5.212,37 \text{ kW} = 15,671 \cdot 10^6 \text{ W}
 \end{aligned}$$

$$P_{max,2} = 5.195,34 \text{ kW} = 5,195 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$P_{max,3} = 5.723,39 \text{ kW} + 5.723,39 \text{ kW} + 5.672,29 \text{ kW} = 17,119 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$P_{max,4} = 5.757,46 \text{ kW} + 5.757,46 \text{ kW} = 11,515 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$P_{max,5} = 5.757,46 \text{ kW} + 5.757,46 \text{ kW} = 11,515 \cdot 10^6 \text{ W}$$

Da cui si ricavano le correnti massime di esercizio per ciascuna linea:

$$I_{b_max1} = \frac{P_{max,1}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{15,671 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 317,46 \text{ A}$$

$$I_{b_max2} = \frac{P_{max,2}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{5,195 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 105,24 \text{ A}$$

$$I_{b_max3} = \frac{P_{max,3}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{17,119 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 346,80 \text{ A}$$

$$I_{b_max4} = \frac{P_{max,4}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{11,515 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 233,27 \text{ A}$$

$$I_{b_max5} = \frac{P_{max,5}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{11,515 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 233,27 \text{ A}$$

Dove si è considerando 30 KV come tensione nominale.

Le linee saranno realizzate interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo **RG7H1M1 unipolare ad isolamento HEPR**.

Per il dimensionamento delle sezioni di ciascun cavo sono state considerate le seguenti correnti massime teoriche (vedi Tab. 1 tipica per cavi di media tensione isolati in gomma EPR con posa a trifoglio):

$$I_{0,1} = 567 \text{ A}$$

$$I_{0,2} = 231 \text{ A}$$

$$I_{0,3} = 567 \text{ A}$$

$$I_{0,4} = 432 \text{ A}$$

$$I_{0,5} = 432 \text{ A}$$

a cui corrispondono delle sezioni dei di cavi da **240 mm²** per le linee 1 e 3, e da **120 mm²** per le linee 2, 4 e 5 (vedi tabelle I e II riportate di seguito dove è riportata la corrente I_0 per i cavi scelti per ogni linea).

RG7H1M1 18/30 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Ø indicativo isolante Approx. insulation Ø	Ø esterno max. Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried**	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trifol	in piano flat	a trifoglio trifol	in piano flat
1 x 50	8,1	25,0	31,5	1386,0	256,0	290,0	231,0	240,0
1 x 70	9,7	25,0	31,5	1532,0	319,0	360,0	264,0	294,0
1 x 95	11,4	26,0	32,5	1791,0	389,0	441,0	339,0	351,0
1 x 120	12,9	27,0	33,5	2006,0	449,0	507,0	387,0	400,0
1 x 150	14,3	28,2	34,8	2367,0	506,0	576,0	432,0	448,0
1 x 185	16,0	29,3	35,9	2693,0	582,0	661,0	489,0	507,0
1 x 240	18,3	31,0	37,9	3316,0	689,0	775,0	567,0	583,0
1 x 300	21,0	34,0	41,5	3978,0	790,0	884,0	640,0	654,0
1 x 400	23,2	37,0	44,3	4885,0	913,0	1020,0	725,0	740,0
1 x 500	26,4	40,6	48,1	6050,0	1056,0	1174,0	820,0	835,0
1 x 630	30,4	44,6	51,3	7522,0	1210,0	1334,0	923,0	932,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
*Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Tab. I – Portata massima di esercizio delle linee 1 e 3

RG7H1M1 18/30 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Ø indicativo isolante Approx. insulation Ø	Ø esterno max. Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried**	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trifol	in piano flat	a trifoglio trifol	in piano flat
1 x 50	8,1	25,0	31,5	1386,0	256,0	290,0	231,0	240,0
1 x 70	9,7	25,0	31,5	1532,0	319,0	360,0	264,0	294,0
1 x 95	11,4	26,0	32,5	1791,0	389,0	441,0	339,0	351,0
1 x 120	12,9	27,0	33,5	2006,0	449,0	507,0	387,0	400,0
1 x 150	14,3	28,2	34,8	2367,0	506,0	576,0	432,0	448,0
1 x 185	16,0	29,3	35,9	2693,0	582,0	661,0	489,0	507,0
1 x 240	18,3	31,0	37,9	3316,0	689,0	775,0	567,0	583,0
1 x 300	21,0	34,0	41,5	3978,0	790,0	884,0	640,0	654,0
1 x 400	23,2	37,0	44,3	4885,0	913,0	1020,0	725,0	740,0
1 x 500	26,4	40,6	48,1	6050,0	1056,0	1174,0	820,0	835,0
1 x 630	30,4	44,6	51,3	7522,0	1210,0	1334,0	923,0	932,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
*Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Tab. II – Portata massima di esercizio per la linea 2, 4 e 5

Si osserva che per il calcolo delle correnti massime teoriche nelle condizioni di posa effettive dei cavi si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I_0 = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

$K_1=0,89$ (isolamento in EPR, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

$K_2=1$ (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

$K_3=0,94$ (fattore di correzione per profondità di interrimento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 1,5 m, come da Tab. IV);

$K_4=0,82$ è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K·m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K·m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

Per cui la corrente massima teorica nelle condizioni di posa di ogni linea vale:

$$I_{z,1} = I_{0,1}K_1K_2K_3K_4 = 567 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 388,97 \text{ A}$$

$$I_{z,2} = I_{0,1}K_1K_2K_3K_4 = 231 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 296,36 \text{ A}$$

$$I_{z,3} = I_{0,1}K_1K_2K_3K_4 = 567 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 388,97 \text{ A}$$

$$I_{z,4} = I_{0,1}K_1K_2K_3K_4 = 432 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 296,36 \text{ A}$$

$$I_{z,5} = I_{0,1}K_1K_2K_3K_4 = 432 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 296,36 \text{ A}$$

A titolo di esempio si riporta il grafico di $I_{z,1}$ confrontandolo con il valore di $I_{b,max1}$ al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 240 mmq la $I_{b,max1}$ è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

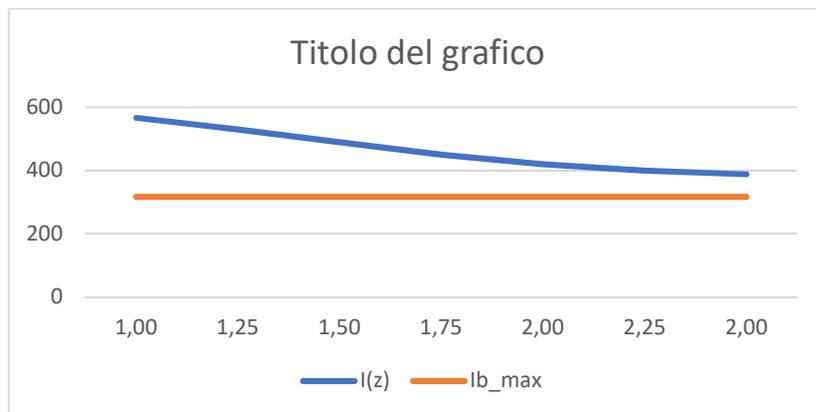


Figura: confronto della corrente I_z con la corrente $I_{b,max}$ al variare della resistività del terreno

VERIFICA DELLA CADUTA DI POTENZA

Per il calcolo della dissipazione del cavo corrispondenti ad ogni sezione scelta si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo:

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics						
Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
n° x mm ²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

Tab. VI – fattore di dissipazione linee 1 e 3 di sezione 240 mm²

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics						
Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
n° x mm ²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

Tab. VII – fattore di dissipazione linea 2,4 e 5 di sezione 120 mm²

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

Potenza dissipata in 1km dalla linea[W/km] = resistenza terna[Ω/km] · (portata di corrente[A])²

Potenza totale dissipata dalla linea = potenza dissipata in 1km dalla linea · lunghezza linea[km]

Per cui le potenze dissipate dalle linee MT per km sono pari a:

Potenza dissipata in 1km dalla linea1[W/km] = 0,102[Ω/km] · 567² = 32.791,88 W/km

Potenza dissipata in 1km dalla linea2[W/km] = 0,205[Ω/km] · 231² = 10.939,01 W/km

Potenza dissipata in 1km dalla linea3[W/km] = 0,102[Ω/km] · 567² = 32.791,88 W/km

Potenza dissipata in 1km dalla linea4[W/km] = 0,205[Ω/km] · 432² = 38.257,92 W/km

Potenza dissipata in 1km dalla linea5[W/km] = 0,205[Ω/km] · 432² = 38.257,92 W/km

Quindi le potenze dissipate da ciascuna linea risultano:

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea1}[W] = 32.791,88[W/km] \cdot 0,775 \text{ km} = \mathbf{25.413,71 W}$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea2}[W] = 10.939,01[W/km] \cdot 0,485 \text{ km} = \mathbf{5.305,42 W}$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea3}[W] = 32.791,88[W/km] \cdot 0,835 \text{ km} = \mathbf{27.381,22 W}$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea4}[W] = 38.257,92[W/km] \cdot 0,440 \text{ km} = \mathbf{16.833,48 W}$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea5}[W] = 38.257,92[W/km] \cdot 1,020 \text{ km} = \mathbf{39.023,08 W}$$

In base alla potenza massima in AC che interessa ciascuna linea si ricavano le seguenti cadute percentuali di potenza:

$$\Delta P_{\% - \text{linea1}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea1}}{P_{max1}} \cdot 100 = \frac{25.413,71 W}{15,671 \cdot 10^6} \cdot 100 = \mathbf{0,162\%}$$

$$\Delta P_{\% - \text{linea2}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea2}}{P_{max2}} \cdot 100 = \frac{5.305,42 W}{5,195 \cdot 10^6} \cdot 100 = \mathbf{0,102\%}$$

$$\Delta P_{\% - \text{linea3}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea3}}{P_{max3}} \cdot 100 = \frac{27.381,22 W}{17,119 \cdot 10^6} \cdot 100 = \mathbf{0,160\%}$$

$$\Delta P_{\% - \text{linea4}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea4}}{P_{max4}} \cdot 100 = \frac{16.833,48 W}{11,515 \cdot 10^6} \cdot 100 = \mathbf{0,146\%}$$

$$\Delta P_{\% - \text{linea5}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea5}}{P_{max5}} \cdot 100 = \frac{39.023,08 W}{11,515 \cdot 10^6} \cdot 100 = \mathbf{0,339\%}$$

Quindi la caduta di potenza percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di "short circuit rating for 1 second duration" espresso in KA e riportato nell'estratto della tabella seguente (47.00 KA per conduttori in alluminio e 71.50 per conduttori in rame):

Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.00	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tab. VII

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata MT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotto) per ogni linea MT interna al campo:

LINEA 1:

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Correnti Nominali (massima di esercizio)	$I_{b,max1} = 317,46 \text{ A}$
Correnti Massime teoriche nelle condizioni di posa	$I_{z,1} = 388,97 \text{ A}$
Correnti Massime teoriche delle singole terne	$I_{0,1} = 567 \text{ A}$
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	15,671 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	18,492 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G7 (una terna da 3 x 1 x 240)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	0,775 km
Temperatura massima operativa del cavo	105 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km per terna	32,792 kW
Potenza dissipata in totale da una terna	25,414 kW
Caduta percentuale di potenza	0,162 %

LINEA 2:

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Correnti Nominali (massima di esercizio)	$I_{b,max2} = 105,24 \text{ A}$
Correnti Massime teoriche nelle condizioni di posa	$I_{z,2} = 265,49 \text{ A}$

Correnti Massime teoriche delle singole terne	$I_{0,2} = 387 \text{ A}$
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	5,195 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	6,130 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G7 (una terna da 3 x 1 x 240)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	0,485 km
Temperatura massima operativa del cavo	105 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km per terna	10,939 kW
Potenza dissipata in totale da una terna	5,305 kW
Caduta percentuale di potenza	0,102 %

LINEA 3:

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Correnti Nominali (massima di esercizio)	$I_{b,max3} = 346,80 \text{ A}$
Correnti Massime teoriche nelle condizioni di posa	$I_{z,3} = 388,97 \text{ A}$
Correnti Massime teoriche delle singole terne	$I_{0,3} = 567 \text{ A}$
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	17,119 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	20,200 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di

	qualità G7 (una terna da 3 x 1 x 240)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	0,835 km
Temperatura massima operativa del cavo	105 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km per terna	32,792 kW
Potenza dissipata in totale da una terna	27,381 kW
Caduta percentuale di potenza	0,160 %

LINEA 4:

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Correnti Nominali (massima di esercizio)	$I_{b_max4} = 233,80$ A
Correnti Massime teoriche nelle condizioni di posa	$I_{z_4} = 265,49$ A
Correnti Massime teoriche delle singole terne	$I_{0_4} = 387$ A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	11,515 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	13,588 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G7 (una terna da 3 x 1 x 240)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	0,440 km
Temperatura massima operativa del cavo	105 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa	almeno 1.5 m

(in base alla conducibilità del terreno)	
Potenza dissipata per km per terna	38.258 kW
Potenza dissipata in totale da una terna	16,833 kW
Caduta percentuale di potenza	0,146 %

LINEA 5:

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Correnti Nominali (massima di esercizio)	$I_{b,max5} = 233,80 \text{ A}$
Correnti Massime teoriche nelle condizioni di posa	$I_{z,5} = 265,49 \text{ A}$
Correnti Massime teoriche delle singole terne	$I_{0,5} = 387 \text{ A}$
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	11,515 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	13,588 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G7 (una terna da 3 x 1 x 240)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	1,020 km
Temperatura massima operativa del cavo	105 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km per terna	38.258 kW
Potenza dissipata in totale da una terna	39,024 kW
Caduta percentuale di potenza	0,339 %

Nella progettazione esecutiva saranno definiti con maggiore accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e

le correnti di impiego/esercizio, per una ulteriore validazione della scelta della sezione del cavo utilizzato.

VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_z \cdot L \cdot (r_{105^\circ} \cdot \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Dove:

- I_z = corrente massima teorica nelle condizioni di posa [A]
- r_{105° = resistenza chilometrica a 105° del conduttore del cavo [Ω/Km]
- x reattanza chilometrica del cavo [Ω /Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{105^\circ} = 0,102$ [Ω/Km] valido per i cavi con sezione da 240 mm^2 delle linee 1 e 3
- $r_{105^\circ} = 0,205$ [Ω/Km] valido per i cavi con sezione da 120 mm^2 delle linee 2,4 e 5
- $x = 0,1$ [Ω/Km] valido per i cavi con sezione da 240 mm^2 delle linee 1 e 3
- $x = 0,12$ [Ω/Km] valido per i cavi con sezione da 120 mm^2 delle linee 2,4 e 5

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V_1 = \sqrt{3} \cdot 388,97 \cdot 0,775 \cdot (0,102 \cdot 0,95 + 0,10 \cdot 0,31) \approx 66,78 \text{ V}$$

$$\Delta V_2 = \sqrt{3} \cdot 265,49 \cdot 0,485 \cdot (0,205 \cdot 0,95 + 0,12 \cdot 0,31) \approx 51,73 \text{ V}$$

$$\Delta V_3 = \sqrt{3} \cdot 388,97 \cdot 0,835 \cdot (0,102 \cdot 0,95 + 0,10 \cdot 0,31) \approx 71,95 \text{ V}$$

$$\Delta V_4 = \sqrt{3} \cdot 265,49 \cdot 0,440 \cdot (0,205 \cdot 0,95 + 0,12 \cdot 0,31) \approx 46,93 \text{ V}$$

$$\Delta V_5 = \sqrt{3} \cdot 265,49 \cdot 1,020 \cdot (0,205 \cdot 0,95 + 0,12 \cdot 0,31) \approx 108,79 \text{ V}$$

Per la reattanza chilometrica x è stato utilizzato il valore riportato nelle specifiche tecniche in tabella, per una posa a trifoglio e per una sezione dei cavi di 240 mm^2 e 120 mm^2 , come fatto precedentemente per il valore della resistenza chilometrica:

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

Tab. IX

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 105°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 105°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km
1 x 50	0,387	0,517	0,516	0,14	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,358	0,358	0,13	0,19	0,17
1 x 95	0,193	0,258	0,258	0,12	0,18	0,19
1 x 120	0,153	0,205	0,205	0,12	0,18	0,22
1 x 150	0,124	0,166	0,166	0,11	0,17	0,24
1 x 185	0,0991	0,133	0,133	0,11	0,17	0,27
1 x 240	0,0754	0,102	0,102	0,10	0,16	0,30
1 x 300	0,0601	0,082	0,082	0,10	0,16	0,34
1 x 400	0,0470	0,065	0,065	0,099	0,16	0,38
1 x 500	0,0366	0,053	0,052	0,095	0,15	0,42
1 x 630	0,0283	0,043	0,041	0,096	0,15	0,47

Tab. X

Le cadute di tensione percentuali su ciascuna terna sono date da:

$$\Delta V_{\%_1} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{66,78}{30000} \cdot 100 \approx 0,223\%$$

$$\Delta V_{\%_2} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{51,73}{30000} \cdot 100 \approx 0,172\%$$

$$\Delta V_{\%_3} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{71,95}{30000} \cdot 100 \approx 0,240\%$$

$$\Delta V_{\%_4} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{46,93}{30000} \cdot 100 \approx 0,156\%$$

$$\Delta V_{\%_5} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{108,79}{30000} \cdot 100 \approx 0,363\%$$

Quindi le cadute di tensione percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

CALCOLO PERDITE DI POTENZA ATTIVA

In condizioni di pieno carico della linea, quindi con corrente massima, la perdita di potenza attiva per effetto Joule lungo su ciascuna delle linee oggetto di studio corrisponde a:

$$P_j = 3 \cdot r_{105^\circ} \cdot L \cdot (I_Z \cdot \cos \varphi)^2$$

Quindi utilizzando per ogni linea i dati di corrispondenti al cavo per essa scelto, abbiamo:

$$P_{j_1} = 3 \cdot 0,102 \cdot 0,775 \cdot (388,97 \cdot 0,95)^2 = 32,382 \text{ kW}$$

$$P_{j_2} = 3 \cdot 0,205 \cdot 0,485 \cdot (265,49 \cdot 0,95)^2 = 18,974 \text{ kW}$$

$$P_{j_3} = 3 \cdot 0,102 \cdot 0,835 \cdot (388,97 \cdot 0,95)^2 = 34,889 \text{ kW}$$

$$P_{j_4} = 3 \cdot 0,205 \cdot 0,440 \cdot (265,49 \cdot 0,95)^2 = 17,214 \text{ kW}$$

$$P_{j_5} = 3 \cdot 0,205 \cdot 1,020 \cdot (265,49 \cdot 0,95)^2 = 39,904 \text{ kW}$$

Le perdite percentuali di Potenza attiva in condizioni di pieno carico delle linee sono pari a:

$$P_{j\%_1} = \frac{P_{j_1}}{P_n} \cdot 100 = \frac{32,382 \cdot 10^3}{15,671 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,207\%$$

$$P_{j\%_2} = \frac{P_{j_2}}{P_n} \cdot 100 = \frac{18,974 \cdot 10^3}{5,195 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,365\%$$

$$P_{j\%_3} = \frac{P_{j_3}}{P_n} \cdot 100 = \frac{34,889 \cdot 10^3}{17,119 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,204\%$$

$$P_{j\%_4} = \frac{P_{j_4}}{P_n} \cdot 100 = \frac{17,214 \cdot 10^3}{11,515 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,149\%$$

$$P_{j\%_5} = \frac{P_{j_5}}{P_n} \cdot 100 = \frac{39,904 \cdot 10^3}{11,515 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,347\%$$

Quindi le cadute di potenza attiva percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Dove:

- S : sezione in mm^2 ;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t : tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);
- K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5\text{s}$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame con isolante in XLPE risulta $K = 143$;

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito sopportabile dai quadri MT (il trasformatore AT/MT a monte limita in realtà la corrente di c.to a valori più bassi): **$I_{cc} = 16 \text{ kA}$**

Mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: **$t = 0,7 \text{ s}$** , pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{16000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 93,6 \text{ mm}^2$$

Le sezioni scelte sono pari a 240 mm^2 per le linee 1 e 3, e 120 mm^2 per le linee 2,4 e 5, quindi tutti i cavi scelti soddisfano ampiamente la verifica al corto circuito.

3.17. Rete di Terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrata intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino ai quadri di parallelo (QP). Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/bt, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde
- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

QUADRO DI PARALLELO IN CORRENTE CONTINUA (QP)

Le parti metalliche non in tensione del quadro di parallelo in corrente alternata devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

3.18. Sistema di Supervisione dell'impianto AgroPV

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione MT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;
2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

In fine tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

3.19. Misure di Protezione contro i Contatti Diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

3.20. Misure di Protezione contro i Contatti Indiretti

Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

Sistema in corrente alternata (TN)

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;

- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

3.21. Misure di Protezione contro gli Effetti delle Scariche Atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali di ciascuna stringa fotovoltaica e i morsetti lato continua degli inverter devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

3.22. Viabilità interna

L'area su cui sarà realizzato l'impianto ha una superficie complessiva di circa 110 Ettari. Per muoversi agevolmente all'interno dell'area ai fini delle manutenzioni e per raggiungere le aree tecniche/cabinati verranno realizzate le strade interne strettamente necessarie a raggiungere in maniera agevole tutti i punti dell'impianto. La viabilità interna sarà del tipo drenante e verrà realizzata solo con materiali naturali (pietrisco di cava) che consentono l'infiltrazione e il drenaggio delle acque meteoriche nel sottosuolo, pertanto non sarà ridotta la permeabilità del suolo. Per quanto concerne l'andamento plano-altimetrico dei tratti costituenti la viabilità interna, si sottolinea che quest'ultima verrà realizzata seguendo, come criterio progettuale, quello di limitare le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante. Questo è possibile realizzarlo in quanto le livellette stradali seguiranno l'andamento naturale del terreno stesso.

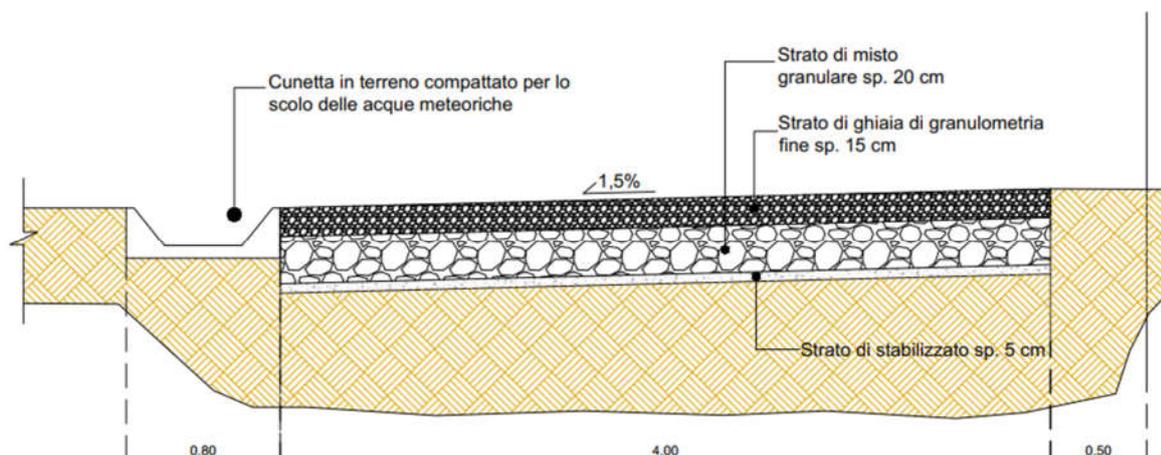


Figura 21: Tipologico viabilità interna

Laddove la viabilità di servizio interseca i reticoli idraulici, non si realizzerà il pacchetto stradale con pietrisco ma la viabilità sarà semplicemente realizzata in terra battuta.

Per minimizzare l'impatto sul terreno agricolo, tale viabilità è stata progettata per il solo collegamento fra gli accessi alle aree e i vari cabinati.

3.23. Recinzione

Per garantire la sicurezza dell'impianto, tutta l'area di intervento sarà recintata mediante rete metallica a maglia larga, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno. L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2.00 m.

La presenza di una recinzione di apprezzabile lunghezza potrebbe avere ripercussioni negative in termini di deframmentazione degli habitat o di eliminazione di habitat essenziali per lo svolgimento di alcune fasi biologiche della piccola/media fauna selvatica presente in loco.

Per evitare il verificarsi di situazioni che potrebbero danneggiare l'ecosistema locale tutta la recinzione verrà posta ad un'altezza di 20 cm dal suolo, per consentire il libero transito della fauna di piccola e media taglia tipica del luogo. Tale altezza dal suolo si ritiene adeguata anche in base alla mappatura delle specie riscontrata in sito. Così facendo la recinzione non costituirà una barriera e non creerà frammentazione del territorio.

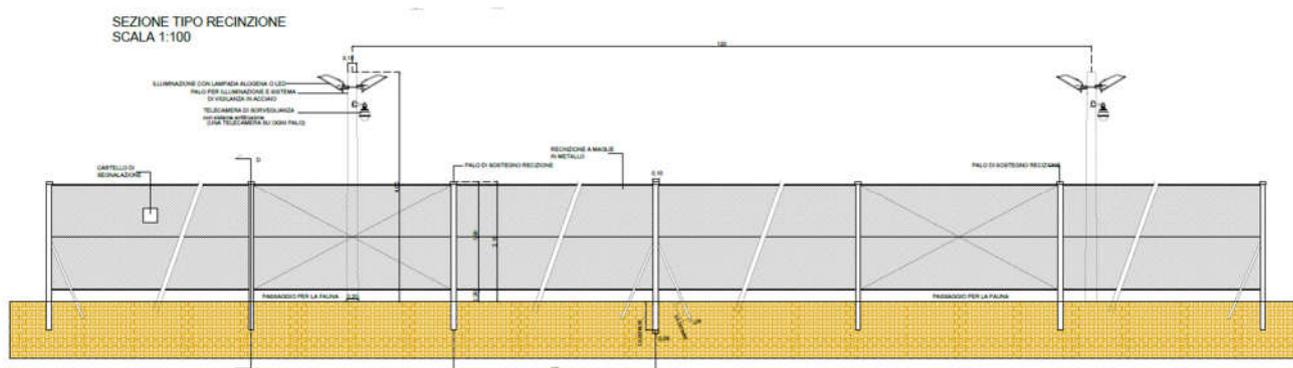


Figura 22: Tipologico recinzione perimetrale

I dettagli progettuali della recinzione sono riportati nell'elaborato grafico aggiornato **PAL_48 - Particolari recinzione, illuminazione, strade.**

3.24. Stazione di elevazione MT/AT

La realizzazione delle opere di utenza (SET utente e sistema di sbarre) per la connessione alla Rete Elettrica Nazionale di proprietà Terna S.p.A. permetteranno l'immissione nella stessa dell'energia prodotta dal campo agrovoltaico del produttore; inoltre, il sistema di sbarre AT costituirà anche un centro di raccolta di ulteriori iniziative di produzione di energia da fonte rinnovabile per il collegamento delle quali occorrerà condividere lo stallo AT all'interno della SE RTN, come richiesto da Terna nella Soluzione Tecnica Minima Generale, "al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete".

La sottostazione MT/AT verrà realizzata per la messa in parallelo verso la rete elettrica nazionale e, ai fini di limitare il consumo di suolo, sarà funzionale a più impianti da fonti rinnovabili.

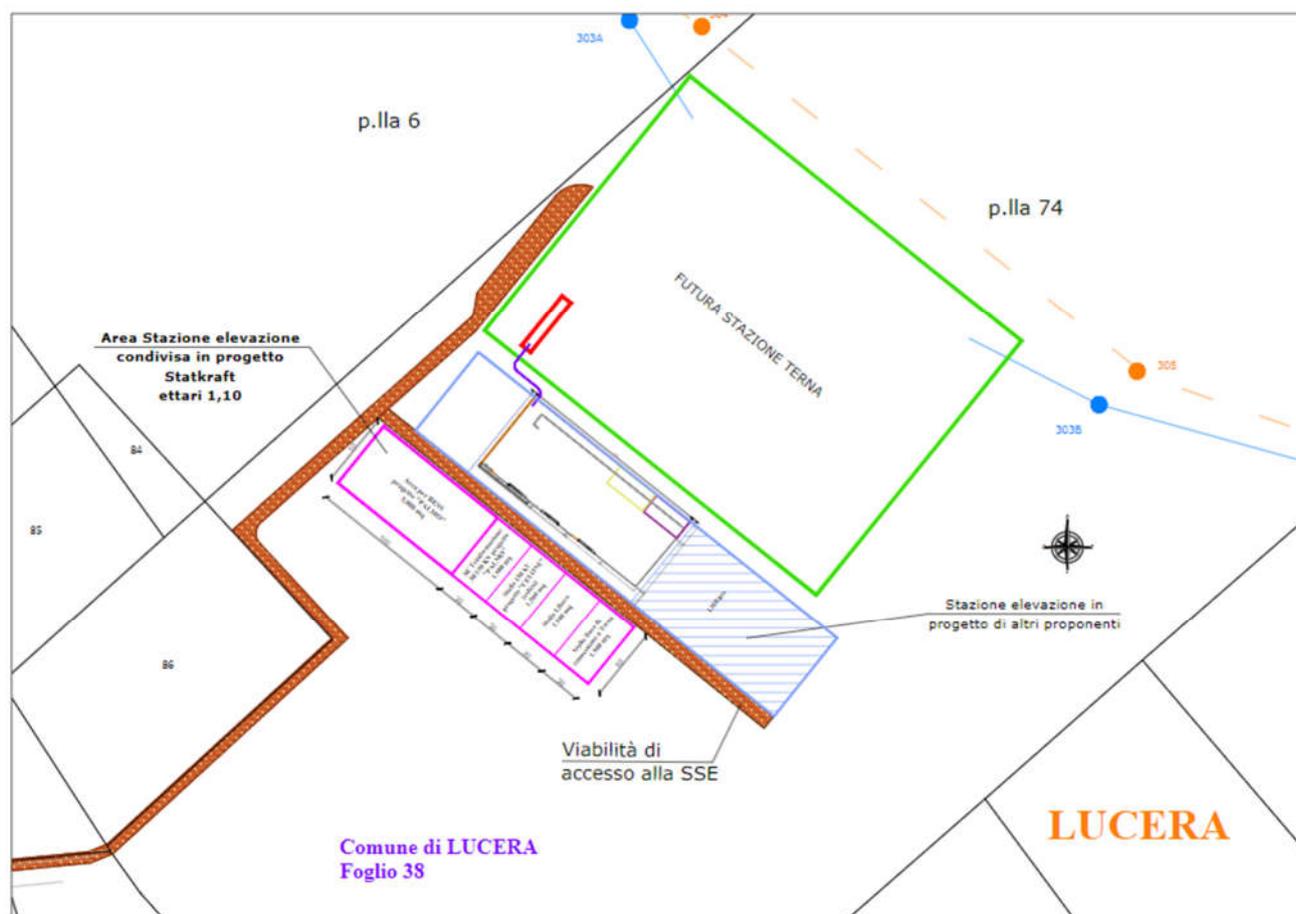


Figura 23: Stazione di elevazione MT/AT e Stazione Terna

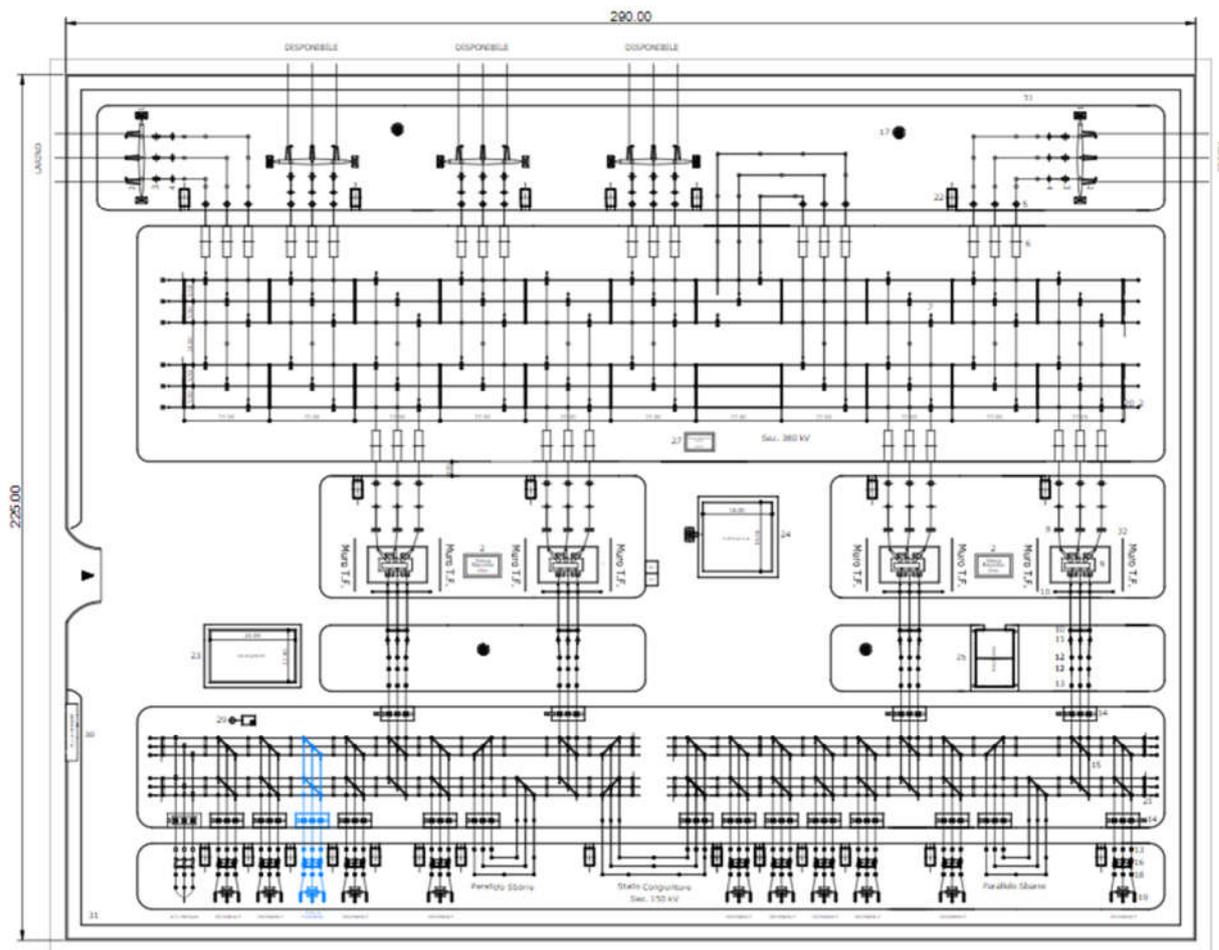


Figura 24: Stazione Terna di futura realizzazione in Lucera

L'impianto agrovoltaiico sarà collegato tramite cavidotto interrato MT alla stazione di trasformazione e condivisione 30/150 kV sita nel comune di Lucera, località Palmori (FG). Essa sarà collegata attraverso un cavo AT 150kV allo stallo condiviso 150kV interno alla SE Terna 150/380kV, localizzata nel Comune Lucera, località Palmori (FG), che rappresenta il punto di connessione dell'impianto alla RTN.

Terna S.p.A., ha rilasciato alla Società proponente la "Soluzione Tecnica Minima Generale" n. 202101131 del 11.11.2022, indicando le modalità di connessione che, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle opere di rete per la connessione, prevede la condivisione, con ulteriori utenti, dello stallo AT nel futuro ampliamento della stazione di trasformazione RTN 380/150 kV di "Palmori". La Società proponente ha inoltre stipulato un accordo di condivisione con le società SKI 05 S.r.l. proponente del progetto "Celone", e SKI B A0 S.r.l. proponente di un progetto di accumulo BESS,

al fine di condividere l'utilizzo della SE 30/150 kV e collegarsi allo stallo previsto nell'ampliamento della SE TERNA 380/150 kV "Palmori".

L'energia elettrica prodotta dall'impianto agrovoltaiico sarà elevata alla tensione di 150 kV mediante un trasformatore della potenza di 90 MVA ONAN/ONAF, collegato a un sistema di sbarre con isolamento in aria, che, con un elettrodotto interrato a 150 kV in antenna, si conetterà alla sezione 150 kV della SE Terna.

3.25. Opere di rete per la connessione

Lo stallo RTN assegnato della SE RTN di Lucera risulta al momento non ancora realizzato; pertanto andrà allestito con l'installazione dei seguenti componenti:

- sezionatore verticale di sbarra;
- interruttore;
- trasformatore amperometrico - TA;
- sezionatore orizzontale tripolare;
- trasformatore di tensione induttivo – TV;
- scaricatore ad ossido di zinco;
- terminale AT.

Tutte le apparecchiature sopra citate e le relative fondazioni in c.a. saranno in accordo all'unificazione di TERNA, cui sarà connesso il tubo AT proveniente dalla SET Utente, come da immagine sotto allegata .

All'interno della stazione di trasformazione 30/150kV è previsto un edificio al cui interno saranno realizzati: Un locale Gruppo elettrogeno (GE), un locale MT, un locale Quadri BT, un locale Tecnico Turbine, ed un locale per servizi WC. Inoltre, sarà realizzato un locale dove saranno installate le misure fiscali, al quale si potrà accedere anche dall'esterno.

Per meglio comprendere la ripartizione degli spazi interni all'edificio utente si rimanda alla relativa tavola grafica "Pianta Prospetto e sezioni edificio utente".

La stazione di trasformazione/condivisione occuperà un'area di circa 1,1Ha

In nessun punto dell'intero tracciato le opere elettriche interferiscono con costruzioni o luoghi adibiti a presenza di personale come da normativa vigente.

3.26. Operazioni inerenti il suolo

Le operazioni che interesseranno direttamente il suolo agricolo sono quelle relative alla preparazione del terreno per il transito dei mezzi e per la realizzazione delle strutture dell'impianto fotovoltaico (stringhe, cabine, cavidotti...). Dopo aver recintato l'area di cantiere si prevede la sistemazione della viabilità tra i sottocampi, delle aree sulle quali verranno posizionate le strutture di fondazione dei moduli fotovoltaici e delle cabine prefabbricate. Le già menzionate operazioni verranno effettuate evitando le opere di sbancamento, poiché le livellette della viabilità interna verranno realizzate seguendo il naturale profilo



altimetrico dell'area interna all'impianto e l'asportazione di materiale al di sotto delle stringhe fotovoltaiche non è tale da causare una variazione dell'andamento naturale del terreno. In questo modo, non si andrà ad alterare l'equilibrio idrogeologico dell'area.

Su tutta l'area impianto, ad esclusione quindi della superficie dedicata alla viabilità e ai cabinati, si prevede la coltivazione di asparago per una superficie di circa 5 ettari, e coltivazione di pomodoro, melone gialletto, cipolla e orticole più in generale per una superficie di quasi 58 ettari. Le aree sossostanti i tracker, per circa 31 ettari, saranno piantumate specie da sovescio, così da favorire la fertilità e la vitalità del terreno.

3.27. Sistemi di monitoraggio per Agricoltura di precisione e Fertirrigazione

In linea con le recenti linee guida sull'Agrovoltaico, e in un'ottica di un'efficientamento anche dal punto di vista agricolo e della gestione di precisione ad esso collegato si prevede l'installazione di sistemi di monitoraggio tipo **MeteoSense 4.0**, una stazione meteo ideale per la rilevazione meteorologica e climatica e per tutte le applicazioni in **agricoltura di precisione**. I dati sono inviati automaticamente al **portale cloud LiveData**, accessibile da smartphone e desktop, che presenta le informazioni in modo chiaro e comprensibile, gestisce i principali modelli agronomici e mantiene tutto lo storico delle rilevazioni in campo.

Presente da oltre 10 anni in centinaia di prestigiose aziende in Italia e all'estero, rappresenta la scelta ideale per le principali applicazioni per l'agricoltura di precisione: **difesa sostenibile** e lotta ai patogeni, **risparmio idrico** e misura dell'umidità del suolo. Facilmente installabile e pronta per l'utilizzo, può essere configurata con i sensori e gli accessori più adatti alle proprie esigenze, e con i modelli di supporto alle decisioni (DSS) presenti sul cloud LiveData è compatibile con le più

avanzate esigenze agronomiche e con i requisiti dei principali programmi di finanziamento (PSR, PIF, Agricoltura 4.0).



Un impianto d'irrigazione si presta a diversi livelli di automazione, che contribuiscono a migliorare l'efficienza svincolando il personale aziendale dalla necessità di essere fisicamente presente sull'appezzamento nelle tempistiche imposte dall'impianto stesso. Per automazione s'intende a considerare l'avvio e lo spegnimento dell'impianto anche se rientrano in questo ambito anche molte altre soluzioni elettroniche in grado di migliorare la qualità del sistema irriguo e la sua funzionalità, basti pensare, ad esempio, ai sistemi di controlavaggio dei filtri automatici o ai meccanismi di controllo e regolazione della pressione. La programmazione della durata del turno di irrigazione, in un'ottica di risparmio idrico e razionalità degli interventi, è uno degli aspetti più importanti dell'automazione. Le centraline elettroniche sono, infatti, in grado di comandare l'apertura e la chiusura di elettrovalvole per il funzionamento di distinti settori di irrigazione, definendone i tempi di adacquamento. Oltre alla possibilità offerte dal collegamento ad una stazione meteo aziendale, le comuni centraline permettono il collegamento ad un'ampia gamma di sensori: pluviometri, anemometri, tensiometri e fertirrigatori.

3.28. Mitigazione visiva

Al fine di attenuare, se non del tutto eliminare, l'impatto visivo prodotto dall'impianto fotovoltaico "Palmo" sono previsti interventi di mitigazione visiva mediante messa a dimora di ulivi intensivi, che saranno posizionati sulla fascia perimetrale dei due lotti di impianto, creando quindi una barriera naturale visiva dell'impianto, oltre a creare una filiera produttiva con un prodotto agricolo di qualità.

3.28.1. Uliveto intensivo

Laddove gli spazi risultano più ampi, si procederà con la piantumazione di un uliveto di tipo intensivo dove gli arbusti verranno piantati con un sesto di impianto pari a 4,00 m x 2,00 metri le specie olivicole piantumate saranno del tipo Cultivar Favolosa FS-17 o Leccino.

La **Cultivar Favolosa FS-17** è un genotipo a bassa vigoria, portamento tendenzialmente pendulo, rametti fruttiferi lunghi, con infiorescenze e frutti a grappolo, costante nella produzione con una precoce entrata in produzione ed anticipo della maturazione. Produce un eccellente olio con buone rese produttive e soprattutto sono numerosi i dati scientifici sperimentali che attestano l'elevata resistenza. Il meccanismo di resistenza non è ancora ben esplicito ma, certamente, si ha nella Favolosa una densità batterica di due ordini di grandezza inferiori rispetto alle varietà suscettibili. Quindi un numero minore di vasi xilematici occlusi, il movimento molto lento come il rallentamento nella sistematicità entro i tessuti vascolari, fa sì che la pianta, seppur infetta, non muoia.

L'olivo **Leccino** si presenta come un albero esteticamente molto gradevole e può raggiungere grandi dimensioni. Una delle sue peculiarità è il fatto di avere rami di tipo cadente che ricordano, in qualche modo, quelli di un salice piangente. La chioma è fitta ed espansa. L'infiorescenza è piuttosto corta ed i fiori grandi. Il crescente contrasto tra il vigore del leccino e il progressivo aggravarsi delle cultivar autoctone sta ridimensionando il timore che l'apparente tolleranza fosse solo un fatto temporaneo, facendo invece accrescere la speranza di una vera e propria resistenza genetica.

Entrambe le specie sono adatte alla coltivazione intensiva che assicura una resa maggiore e una più innovativa meccanizzazione.



Figura 25: Esempio di uliveto intensivo

3.29. Illuminazione di emergenza e videosorveglianza

3.29.1. Inquinamento Luminoso

Per prevenire l'inquinamento luminoso l'impianto previsto prevederà:

- ⊗ Apparecchi che, nella loro posizione di installazione, devono avere una distribuzione dell'intensità luminosa massima per $g \geq 90^\circ$, compresa tra 0,00 e 0,49 candele per 1000 lumen di flusso luminoso totale emesso; a tal fine, in genere, le lampade devono essere recesse nel vano ottico superiore dell'apparecchio stesso;
- ⊗ Lampade ad avanzata tecnologia ed elevata efficienza luminosa, quali al sodio ad alta o bassa pressione, in luogo di quelle con efficienza luminosa inferiore.

All'interno dell'impianto fotovoltaico "Palmo" sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico. Si può quindi affermare che non vi sarà illuminazione dell'area se non in caso di emergenza.

3.29.2. Videosorveglianza

Gli impianti fotovoltaici vengono spesso realizzati in aree rurali isolate e su terreni più o meno irregolari, vincolando l'utente ad avere una giusta consapevolezza della messa in sicurezza degli impianti stessi.

Il complesso studio dei rischi inerenti alla fase di esercizio degli impianti fotovoltaici è strettamente legato ai danni più frequenti e più consistenti che possono colpire gli impianti fotovoltaici durante la fase di esercizio. Oltre agli eventi naturali quali terremoto, alluvione, frana, grandine e simili, un'importante preoccupazione, che gli amministratori degli impianti fotovoltaici devono mettere sulla bilancia, è quella dei danni diretti derivanti da atti di terzi come il furto, gli atti vandalici e/o dolosi, gli atti di terrorismo e di sabotaggio e il furto del rame presente.

Per tale ragione verrà installato un sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva, atta a diminuire e limitare il più possibile i rischi inerenti al furto dei pannelli solari, degli inverter e del rame presente sul sito, limitando così i danni con conseguente perdita di efficienza degli impianti fotovoltaici.

Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini e rilevando:

- La scomparsa o il movimento di oggetti presenti
- Persone che si aggirano in zona in maniera sospetta seguendone i movimenti automaticamente

- Rilevare targhe di mezzi che transitano vicino agli impianti
- Registrazione dei volti degli intrusi
- Invio automatico di allarmi.

L'impianto sarà tutelato da un sistema di allarme di videosorveglianza connesso ad un sistema di illuminazione che funzionerà **esclusivamente** in caso di allarme dovuto alla violazione del perimetro da parte di persone estranee.

4. IL B.E.S.S. – Impianto di accumulo elettrochimico



Figura 26: Immagine di repertorio impianto BESS

BESS, o Battery Energy Storage System, si occupa di gestire l'accumulo di energia prodotta da impianti fotovoltaici o dalla rete per poterla utilizzare quando necessario.

Il BESS (Battery Energy Storage System) è relativo all'accumulo a batteria che immagazzina l'energia prodotta da impianti fotovoltaici o dalla rete, per poterla utilizzare quando effettivamente necessaria. I sistemi a batteria agli ioni di litio, in particolare, utilizzano batterie ricaricabili per immagazzinare l'energia generata dai pannelli solari o fornita dalla rete e poi renderla disponibile come e quando richiesto.

In accoppiata con le FER, queste produrranno elettricità alla massima potenza, mentre la batteria diventerà un buffer per l'immagazzinamento e la fornitura di energia FER.

La vita utile dei BESS? Parliamo di circa 10 anni, dopo di che devono essere sostituiti.

La rete elettrica deve avere la capacità di generazione per soddisfare le richieste dei consumatori di elettricità. È dato che la domanda varia notevolmente sia giornalmente sia stagionalmente, far funzionare i generatori per soddisfare carichi che hanno ampi picchi è una grande sfida. I fornitori devono avere abbastanza capacità di potenza installata per soddisfare questa domanda in tempo reale. Soddisfare questi requisiti significa tipicamente che la capacità viene fatta funzionare al 20% oltre la domanda stimata, mentre solo una media del 55% della capacità di generazione installata viene utilizzata nel corso di un anno.

Questa inefficienza è dovuta dalla natura deperibile dell'energia nella rete elettrica. A causa della mancanza di dispositivi di immagazzinamento all'interno del sistema di rete, l'energia deve essere immediatamente consegnata e utilizzata dal consumatore. La capacità di potenza per l'immagazzinamento dell'energia all'interno della rete è attualmente pari a 125 GW (per la maggiore sotto forma di impianti idroelettrici pompato), che è circa il 3% della capacità energetica globale.

L'immagazzinamento aggiuntivo di energia all'interno della rete permetterebbe a molti più impianti di funzionare a piena capacità e di ridurre le perdite di energia durante la trasmissione dell'elettricità. Lo stoccaggio dell'energia è un elemento chiave per diversificare le fonti di energia e aggiungere più rinnovabili nel mercato. Utilizzando l'immagazzinamento dell'energia, le fonti di generazione non devono essere aumentate o ridotte, ma possono invece essere più efficienti mentre l'immagazzinamento dell'energia tiene conto delle variazioni della domanda.

I BESS rappresentano attualmente solo una piccola parte dell'immagazzinamento dell'accumulo di energia all'interno della rete, ma hanno visto una grande crescita grazie alla loro versatilità, alta densità di energia ed efficienza. Sempre più applicazioni di rete sono diventate adatte per i BESS, poiché i costi delle batterie sono diminuiti mentre le prestazioni e la durata hanno continuato ad aumentare. Infine, i BESS sono in grado di reagire alle richieste della rete quasi istantaneamente, ma hanno anche la capacità di funzionare per periodi più lunghi e hanno un'ampia gamma di capacità di immagazzinamento e potenza.



Figura 27: Immagine di repertorio impianto BESS

Per rispondere appieno alle esigenze attuali di case e industrie, ci si può dotare di un software intelligente che utilizza algoritmi per coordinare la produzione di energia e i sistemi di controllo computerizzati usati per decidere quando conservare l'energia per fornire riserve o rilasciarla alla rete. L'energia viene rilasciata dal sistema di immagazzinamento delle batterie durante i momenti di picco della domanda, mantenendo i costi bassi e il flusso di elettricità.

I vantaggi dell'accumulo di energia a batteria sono relativi all'efficienza energetica, al risparmio e alla sostenibilità, agevolando l'uso di fonti rinnovabili e riducendo il consumo.

Integrare i BESS all'interno del proprio impianto fotovoltaico vuol dire approvvigionarsi e utilizzare al bisogno reale energia pulita, inquinare meno e, quindi, essere più efficienti. Ma il costo? In effetti si deve tenere in considerazione il costo totale di un impianto rispetto al costo dell'energia dalla rete.

Mentre l'implementazione dello stoccaggio di energia all'interno della rete ha molti benefici, il costo dell'unità di stoccaggio stesso comporta un costo aggiuntivo associato allo stoccaggio. Il prezzo di ogni chilowattora di energia che passa attraverso, prima di essere inviata alla rete, aumenterà. A titolo di esempio, una fonte di generazione che vuole utilizzare lo stoccaggio di energia può generare energia per 10 cent/kWh con una batteria Li-ion che costa 400 dollari per kilowatt-ora da accoppiare al sistema. Anche se la batteria ha una vita di 4000 cicli (vita operativa di circa 11 anni con cicli giornalieri), nel corso della vita utile ogni ciclo di stoccaggio aggiungerà un ulteriore 10 centesimi al prezzo dell'energia, rendendo effettivamente qualsiasi energia a un costo doppio. Per ottenere un vero impatto economico avremmo anche bisogno di valutare il costo effettivo associato a non

immagazzinare alcuna energia (essenzialmente il dollaro guadagnato dal miglioramento dell'efficienza).

In ogni caso, i prezzi dell'immagazzinamento dell'energia sono in continua discesa, mentre la durata del ciclo di vita aumenta, insieme alle criticità ambientali che interessano tutti noi: grazie alle ultime tecnologie l'immagazzinamento dell'energia è diventato più fattibile e risulta un buon compromesso sia in termini di efficienza energetica sia in termini economici.

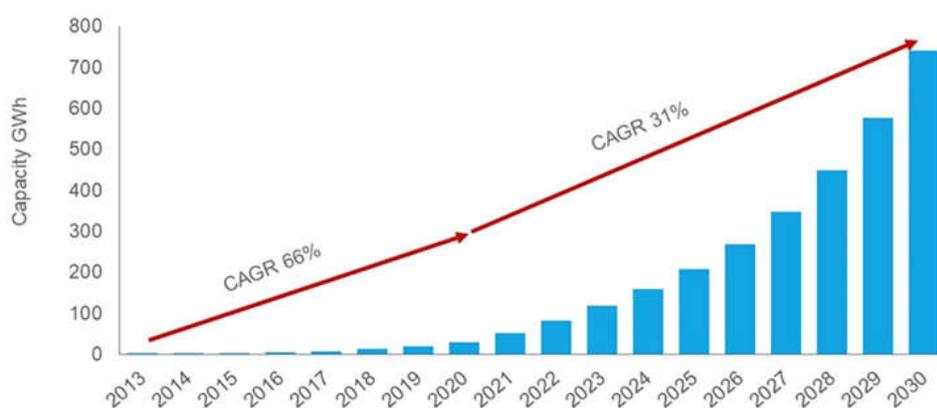
Le tecnologie di stoccaggio a batteria sono essenziali per accelerare la sostituzione dei combustibili fossili con l'energia rinnovabile. I sistemi di stoccaggio a batteria giocheranno un ruolo sempre più centrale tra le forniture di energia verde e la risposta alla domanda di elettricità.

La tecnologia di immagazzinamento delle batterie ha un ruolo chiave nel garantire che le case e le aziende possano essere alimentate da energia verde anche quando il meteo non è particolarmente favorevole (soleggiato o ventoso)

L'ultimo report di Wood Mackenzie sulla capacità globale di energy storage prevede, entro il 2030, una crescita del 31% del tasso di crescita annuale composto (CAGR) e una capacità cumulativa di 741 GWh entro i prossimi dieci anni.

Cumulative global energy storage deployments

woodmac.com



Source: Wood Mackenzie

Ma non c'è solo questo a far pensare che ci siano i presupposti per uno scenario promettente. «I motivi sono diversi, a cominciare dal contesto economico favorevole: tassi di interesse ai minimi storici, mai visti in passato, abbondanza di liquidità in tutti i Paesi e di capacità di finanziamento. La finanza dimostra il suo interesse nell'investire nella transizione energetica, nelle fonti rinnovabili. C'è grande entusiasmo per soluzioni di innovazione tecnologica, ma questo non è una novità: ciò che è

nuovo è l'innovazione della finanza sotto forma di spacs (società di acquisizione per scopi speciali), startup, fondi di investimento orientati a sostenere la transizione energetica».

L'impianto agrovoltaico Palmò sarà dotato di un sistema di accumulo, posto in prossimità della Stazione di Elevazione, della potenza di 18 MW ed una capacità di circa 108 MWh, per l'accumulo anche di parte dell'energia elettrica prodotta.

Il layout prevede la disposizione di:

- Battery container
- Common container
- Inverter transformer units
- Trasformatori

Il tutto all'interno di un'area cintata.

L'impianto di accumulo potrà essere esercitato esclusivamente in forma associata all'impianto agrovoltaico e per questo ne è funzionalmente congiunto.

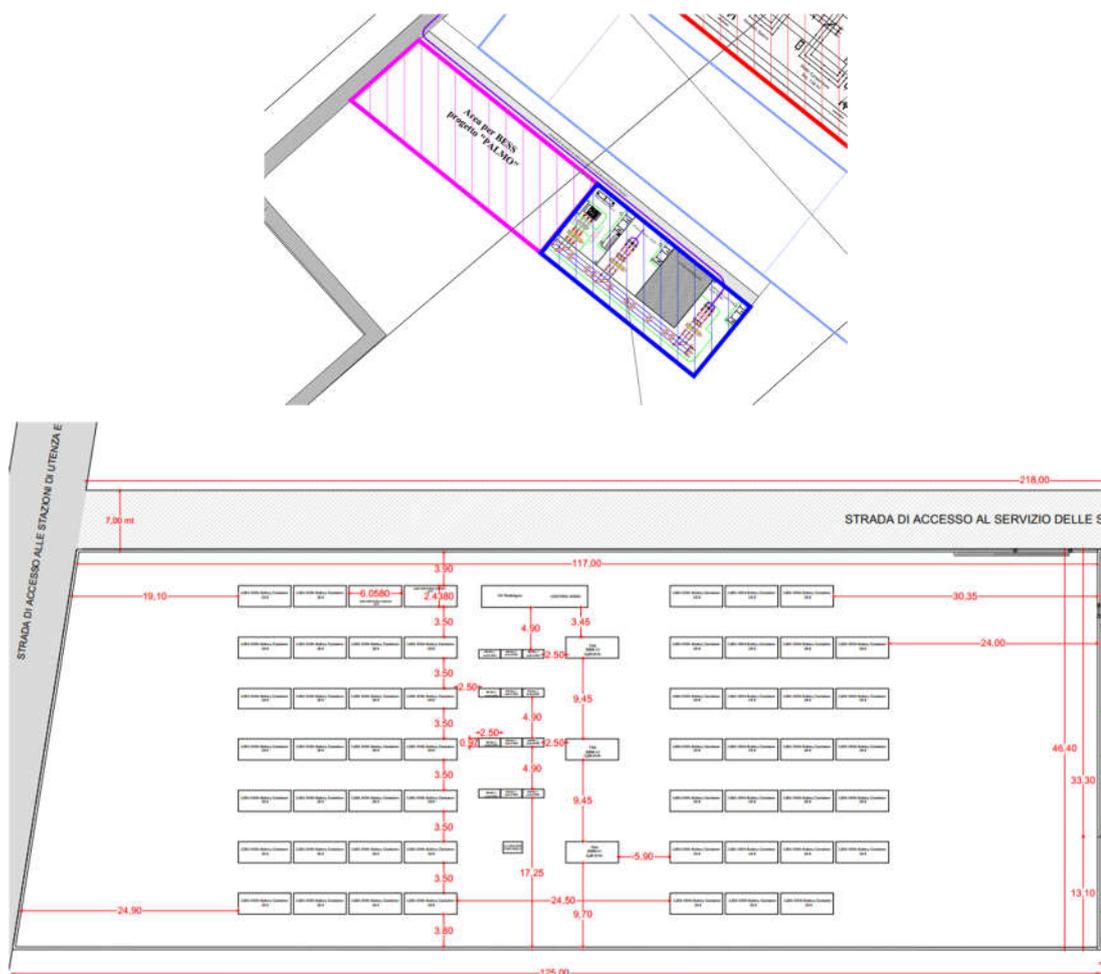


Figura 28: Esempio del layout impianto B.E.S.S.

4.1. Moduli batterie e rack (ESS)

Il cuore dell'ESS è l'accumulatore elettrochimico ricaricabile. Nel caso specifico sono utilizzati accumulatori a ioni di litio (Li-ION) con elettrolita non liquido (ad esempio del tipo LMO, LFP, NMC, ...) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

I pacchi batterie sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, a involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate e alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravio al carico di incendio previsto per l'impianto esistente. Le batterie operano in corrente e tensione continue.

Al fine di gestire i rischi legati all'utilizzo di ESS, il BESS sarà realizzato garantendo il rispetto delle normative in vigore e delle buone pratiche di installazione e gestione, in particolare:

- Verranno escluse forniture di batterie che contengano sostanze classificate come potenzialmente soggette alle disposizioni di cui al D.Lgs. 105/2015.
- Le batterie saranno posizionate all'interno dei container metallici a tenuta, equipaggiati di sistema di condizionamento ridondato, sistema antincendio e sistema di rilevamento fumi/temperatura.
- In fase di selezione verranno preferite soluzioni che adottano misure atte a prevenire il fenomeno del "thermal runaway".
- A fine vita dell'impianto, il processo di decommissioning, riciclaggio e smaltimento dei materiali costituenti il sistema ESS verrà effettuato in conformità alle leggi nazionali, europee ed internazionali vigenti (tra le quali European Directive on batteries and accumulators 2006/66/EC), assicurandone il rispetto anche nel caso di modifiche e/o integrazioni di quest'ultime dal momento in cui l'impianto verrà messo in esercizio.

Dal 1° gennaio 2009, in virtù del D.Lgs. 188 del 20/11/2008, è stato esteso in Italia l'obbligo di recupero alle pile e agli accumulatori non basati sull'uso di piombo bensì sull'impiego di altri metalli o composti. Tale decreto recepisce e rende effettiva la direttiva europea 2006/66/CE.

- Per quanto riguarda le batterie, l'ente di riferimento è il COBAT (consorzio obbligatorio per lo smaltimento delle batterie esauste) che opera ai sensi della legge 475 del 1988, oltre ai decreti D.Lgs. 188/08 di recepimento della Direttiva Comunitaria 2006/66/CE, e le successive correzioni e integrazioni introdotte dal D.Lgs. 21 del 11/02/2011.

Nel sottosistema batteria viene immagazzinata l'energia primaria e sarà costituito da batterie a celle secondarie. Le batterie a celle secondarie saranno assemblate in moduli che, a loro volta, saranno collegati in serie/stringhe di batterie alloggiare in strutture di montaggio a rack per ottenere un bus DC compreso tra 600-1500V continua. I rack di batterie saranno collegati in parallelo per soddisfare la capacità di energia e potenza desiderata.

Il sottosistema batteria sarà opportunamente progettato e dimensionato per fornire la potenza nominale richiesta e la capacità energetica pienamente utilizzabile per la durata prevista del BESS. A seconda delle caratteristiche specifiche del tipo di chimica utilizzata, l'energia installata e la capacità di potenza saranno opportunamente sovradimensionate o successivamente integrate per rispettare i valori nominali desiderati, per tenere conto del degrado della capacità nel tempo.

Il sottosistema batteria sarà comprensivo di tutto il cablaggio interno richiesto per il collegamento agli altri sottosistemi (in particolare il PCS, il BOP e il sottosistema ausiliario e il SCI). Inoltre, sarà completo di tutte le apparecchiature ausiliarie (sistema di rilevamento incendio, calore e/o fumo, estintore o sistema di spegnimento, sistemi HVAC, ecc.) necessarie per garantire il normale funzionamento e l'arresto in sicurezza del sottosistema in caso di guasti interni o esterni che possano potenzialmente creare danni ai sottosistemi.

In particolare, il sottosistema batteria sarà dotato di un BMS per garantire la sicurezza e l'affidabilità delle batterie durante il funzionamento. Il BMS avrà un'organizzazione gerarchica che rispetta la modalità di assemblaggi delle batterie in moduli e rack e fornirà principalmente le seguenti funzioni:

- Monitorare la velocità di carica/scarica delle batterie ed evitare un utilizzo oltre i limiti.
- Monitorare lo stato di carica dei moduli ed evitare che la carica e/o scarica superi i valori consentiti.
- Monitorare la temperatura, la tensione e la corrente di celle e moduli per prevenire fenomeni di instabilità termica.

Il sottosistema batteria sarà racchiuso in container o cabinet personalizzati adatti per l'installazione all'aperto su una piattaforma di cemento o come indicato dal fornitore.

Il dimensionamento del sottosistema batteria sarà realizzato per garantire la disponibilità della potenza al POC per la durata complessiva del BESS considerando i rendimenti (le perdite del sistema batterie, inverter, trasformatore e cavi di connessione al punto di consegna), il degrado del sistema batterie da BoL a EoL in considerazione dei cicli, SoC medio, energia scambiata, etc.

Il sottosistema batteria sarà basato su celle elettrochimiche collegate in serie e in parallelo e alloggiato in moduli batteria standard.

Ogni modulo batteria avrà un involucro protettivo di contenimento e sarà dotato di:

- Connettori con adeguata portata di corrente per il collegamento in serie dei moduli in stringhe di batterie;
- un contattore DC e un fusibile di protezione;
- sensori di temperatura, tensione e corrente, il modulo BMS, etc.

I moduli batteria saranno inseriti in una struttura simile ad un armadio rack e disposti in stringhe di batterie di moduli collegati in serie con una tensione di stringa tipicamente compresa nell'intervallo 600-1500V in continua.

I rack con i moduli batteria saranno disposti e alloggiati in container ISO standard o cabinet personalizzati in modo tale da massimizzare la densità di energia (kWh/m²) e garantire una sostituzione sicura, rapida e facile della batteria o moduli guasti o esauriti. Le scaffalature saranno fissate rigidamente al contenitore per resistere a qualsiasi sollecitazione meccanica dovuta al trasporto in sito o alle condizioni sismiche del sito di installazione.

La stringa di batterie sarà dotata di un dispositivo di disconnessione comandato dalla stringa o dal sistema BMS in caso di guasti o condizioni di funzionamento anomale. Sarà anche possibile commutare manualmente il dispositivo di disconnessione (localmente o dall'interfaccia del BESS) soprattutto per scopi di manutenzione.

Le stringhe di batterie all'interno di ciascun contenitore saranno connesse in parallelo al bus DC del PCS. La connessione al PCS è tipicamente protetta con fusibili installati all'interno del pannello DC. Il bus DC e i fusibili dovranno essere racchiusi in una struttura simile a un armadio rack dedicato installato all'interno dei container.

Ciascuna stringa di batterie avrà un sistema per rilevare e segnalare livelli di corrente di dispersione verso terra. Il livello di rilevamento/scatto sarà regolabile sul campo.

4.2. Battery Management System BMS

Il sottosistema batteria sarà dotato di un BMS le cui funzioni sono monitorare, proteggere e mantenere la sicurezza e il funzionamento ottimale dei moduli batterie.

Il BMS è tipicamente costruito con una struttura gerarchica basata sul BMS modulo batteria, BMS stringa batteria e BMS sistema batteria che dovrà avere, ma non essere limitato alle seguenti funzioni.

Il BMS di modulo batteria, tipicamente integrato nel modulo batteria, includerà:

- Monitoraggio delle tensioni e delle temperature delle celle (misurate almeno due temperature in due diverse aree del modulo), tensione e corrente del modulo, resistenza di isolamento elettrico del modulo e stato di connessione del modulo;
- Bilanciamento della tensione delle celle all'interno del modulo;
- Calcolo del SoC del modulo;
- Protezione delle celle e del modulo da sovratensione/sottotensione, sovracorrente, corrente di cortocircuito e sovratemperatura;

- Comunicazione con sistemi esterni (in particolare il BMS stringa) tramite un protocollo standard (tipicamente CAN-bus) per inviare tutti i dati monitorati e lo stato del contattore del modulo e ricevere istruzioni.

Il BMS di stringa o "rack" sarà abbinato al BMS di sistema:

- Monitoraggio della tensione e della corrente di stringa di batterie, delle temperature dei rack delle batterie (devono essere misurate almeno due temperature in due diverse aree dei rack corrispondenti alla stringa di batterie), SOC dei moduli batteria e stato di connessione del rack;
- Bilanciamento dei moduli batteria all'interno del rack;
- Calcolo del SoC del rack;
- Protezione del rack batteria da sovratensione/sottotensione, sovracorrente, corrente di cortocircuito e sovratemperatura;
- Comunicazione con sistemi esterni (in particolare i BMS dei moduli e il BMS del sistema) tramite un protocollo standard (tipicamente CAN-bus).

Il BMS di sistema includerà:

- Monitoraggio della tensione del sistema, corrente del sistema, tensioni dei rack, correnti dei rack, temperature dei rack, SOC dei rack e temperatura ambiente nei container o cabinet personalizzati, almeno due temperature;
- Calcolo del SOC del sistema batteria, efficienza e durata/cicli residui;
- Protezione del sistema batteria da sovratensione/sottotensione, sovracorrente, corrente di cortocircuito e sovratemperatura;
- Comunicazione con sistemi esterni (in particolare il rack BMS, il PCS e il SCI) tramite un protocollo standard (es. Modbus RTU, Modbus TCP, protocollo 61850, ecc.)

Il BMS di sistema includerà anche un sistema di monitoraggio/allarme per rilevare e notificare tempestivamente al SCI condizioni anomale dei moduli batteria. Le condizioni anomale includeranno, ma non saranno limitate a:

- Moduli che non forniscano la capacità nominale alla scarica completa;
- Moduli ad alta resistenza o batterie aperte e connessioni del modulo batteria ad alta resistenza o aperte;
- Modulo batteria con temperature superiori alle soglie operative;
- Moduli batteria in cortocircuito.

Inoltre, il BMS di sistema gestirà le seguenti funzioni:

- Calcolare ed inviare ai sistemi locali SCI il SoC;

- Fornire ai sistemi locali SCI i parametri di valutazione dei programmi di produzione e erogazione ammissibili;
- Confermare la fattibilità di una richiesta di potenza in assorbimento o in erogazione.

Il BMS di sistema sarà progettato in modo che le stringhe di batterie e i moduli saranno scollegati in caso di malfunzionamenti, perdita di alimentazione ausiliaria, errori di misurazione, ecc.

I protocolli di comunicazione tra il BMS e gli altri sottosistemi del BESS saranno aperti e non proprietari.

4.3. Sistema di conversione PCS

I PCS realizzeranno la trasformazione da alimentazione DC, lato batterie, ad AC lato rete in modo bidirezionale.

In funzione del fornitore che verrà selezionato, i PCS saranno installati all'interno di cabinet standard predisposti del produttore dei PCS. I PCS integreranno inoltre i trasformatori BT/MT, sistemi di controllo, apparecchiature e protezioni per garantire il corretto funzionamento dei singoli moduli di conversione di potenza e il loro arresto in sicurezza in caso di guasti interni e/o esterni, come ad esempio: sistema antincendio fisso e/o mobile, sistema HVAC, ecc.

Le principali funzioni di competenza del sistema di controllo del PCS saranno la gestione della carica/scarica delle batterie, la gestione dei blocchi e interblocchi delle batterie, la protezione delle batterie, la protezione dei convertitori, ecc.

Il PCS sarà comprensivo di cabinet idoneo per l'installazione all'esterno su un basamento di cemento o simile.

Ogni convertitore di potenza bi-direzionale connesso alla rete, è tipicamente composto da una o più interfacce porta DC, un convertitore di alimentazione DC/DC bi-direzionale, un convertitore DC/AC a quattro quadranti bi-direzionale trifase e un'interfaccia porta AC trifase. Il GCPC sarà alloggiato in container ISO standard o armadi personalizzati.

Le uscite di tensione AC del GCPC non devono superare i 1000 V in alternata. Ogni interfaccia porta del GCPC sarà dotata di un interruttore automatico in sotto carico con il proprio sistema di protezione. In caso di condizioni operative anomale o di emergenza, il GCPC passerà allo stato di sicurezza sia per il personale ed i componenti.

Il GCPC sarà in grado di sincronizzarsi con la rete AC e di fornire la potenza attiva e reattiva in base alle richieste delle modalità operative e della potenza attiva e reattiva ricevuta dal SCI.

I GCPC convertono l'energia in modo bi-direzionale da DC a AC in BT. Mediante l'utilizzo di trasformatori BT/MT si conetteranno alla rete in MT presente nell'area BESS; questi trasformatori

saranno collegati tra di loro in configurazione “entra esci” e avranno il compito di distribuire la potenza erogata/assorbita dalle batterie verso i quadri MT.

Saranno integrati un numero adeguato di trasformatori BT/MT per la connessione del lato AC del BESS con i quadri MT. I trasformatori saranno adatti per una posa esterna se necessario. Dovranno funzionare ai valori di potenza nominale, senza compromettere la sicurezza del personale o l'integrità dei trasformatori stessi o di qualsiasi apparecchiatura ausiliaria o vicina, in una qualsiasi delle condizioni operative, climatiche e di funzionamento specificate. I trasformatori saranno dotati di un sistema di protezione termica che rileverà qualsiasi aumento anomalo della temperatura sul nucleo e sugli avvolgimenti dello stesso. Saranno configurabili almeno due soglie per allarme e intervento. Tutti gli accessori, i dispositivi di manovra e misurazione saranno situati in un punto facilmente visibili e accessibili con i trasformatori in funzione. I pannelli di controllo ed i meccanismi di azionamento manuale saranno azionati dal livello del suolo e gli strumenti e i dispositivi di monitoraggio saranno installati ad un'altezza e posizione appropriate per consentire una facile lettura dal livello del suolo. Da un punto di vista funzionale i quadri avranno il compito di:

- Dispacciare la totale potenza erogata/assorbita dal BESS mediante una cella apposita che sarà in assetto classico “montante di generazione”.
- Alimentare i servizi ausiliari di tutti i container che alloggiavano le batterie e i PCS

mediante una cella in assetto classico “distributore”.

4.4. Sottosistema di controllo

Il BESS sarà dotato di un sistema di controllo, protezione e comunicazione, detto Sistema di Controllo Integrato (SCI) per coordinare tutti i sistemi e le apparecchiature. Il sistema di controllo comprenderà tutte le funzioni e gli algoritmi necessari a garantire un funzionamento sicuro, efficace ed efficiente del BESS e lo scambio di informazioni con i sistemi esterni al BESS.

La principale funzione del SCI è quella di operare l'esercizio dell'impianto da remoto. Inoltre, in funzione alle scelte progettuali, il SCI potrebbe anche comunicare con il SCCI, identificato nel “Distributed Control System” (DCS), e posizionato generalmente nella sala di controllo principale per la supervisione anche del nuovo BESS. Inoltre, alla sala di controllo principale arriveranno anche i segnali di allarme incendio e il segnale di intervento dell'impianto spegnimento automatico a gas inerte.

Il SCI provvederà in modo continuo all'acquisizione, elaborazione, trasmissione, registrazione e visualizzazione di tutte le informazioni pertinenti provenienti dai diversi sottosistemi del BESS e da

eventuali misurazioni aggiuntive ritenute necessarie. L'intervento del sistema di protezione, nonché i suoi allarmi, saranno segnalati al SCI per la corretta gestione in sicurezza del BESS.

I sistemi ausiliari, sistema di controllo e di gestione comunicheranno tramite protocolli di comunicazione standard tali come IEC 60870-5-104, DNP3, OPC UA, ecc., in configurazione ridondante. Il sistema avrà due server con la gestione dello SCADA in modalità "hot standby"; se un server SCADA presenta una anomalia, interverrà immediatamente l'altro in modalità "bumpless" essendo già interconnesso con la sala controllo.

In caso di perdita di connessione con la sala di controllo remota, i controllori locali commuteranno ad una logica di sicurezza in grado di gestire e nel caso fermare l'impianto in attesa che la connessione con la sala di controllo sia ristabilita.

4.5. Sistema protezioni elettriche

Il sistema di protezioni elettriche sarà progettato per garantire il corretto funzionamento del sistema BESS in accordo a quanto previsto dal Codice di Rete.

4.6. EMS

Al Energy Management System (EMS) è demandato il compito di gestire l'impianto attraverso le logiche di controllo e supervisionare lo stato di funzionamento.

Nello specifico il sistema EMS è composto da:

- Power Plant Controller (PPC) che gestisce le logiche di gestione e di supervisione di tutte le batterie, con particolare attenzione a rilevare dei malfunzionamenti e/o stati anomali che debbano provocare la messa in sicurezza di parti d'impianto o dell'impianto stesso;
- Human Machine Interface (HMI) che permettono la gestione locale e la verifica di situazioni d'allarme o per attività di manutenzione;
- Collegamento con l'esterno per la gestione remotizzata in assenza di personale nella sala controllo;
- Registrazione dei dati e storicizzazione per reportistica e per analisi.

Questo sistema troverà collocazione in appositi ambienti climatizzati e riscaldati dove troveranno collocazione anche le HMI per la gestione locale.

Qualora fosse necessario coordinare l'esercizio del BESS con quello di altri impianti all'interno del sito, l'EMS sarà integrato con Sistema Centrale di Supervisione (SCCI).

Tutte le logiche di gestione dell'impianto saranno in accordo con le richieste di Terna e con i criteri necessari ad assicurare la durata delle batterie.

4.7. Containers

La struttura dei container sarà del tipo autoportante metallica, per posa esterna, costruita in profilati e pannelli coibentati. La struttura consentirà il trasporto, nonché la posa in opera in un unico blocco sui supporti, con tutte le apparecchiature già installate a bordo e senza che sia necessario procedere allo smontaggio delle varie parti costituenti il singolo container. L'unica eccezione riguarderà i moduli batteria, che se necessario, saranno smontati e trasportati a parte.

Le pareti dei container e il pavimento flottante avranno resistenza al fuoco minima REI 60 garantendo distanza tra i containers non inferiore ai 3m.

I container dovranno essere dotati di sensori per misurazioni ambientali come sensori di temperatura, umidità, ecc. Dovranno essere fornite almeno tre misure di temperatura distribuite all'interno dei contenitori/armadi personalizzati.

Nei container sarà previsto dove necessario, un impianto di condizionamento e ventilazione, idoneo a mantenere le condizioni ambientali interne ottimali per il funzionamento dei vari componenti.

La temperatura interna del container è monitorata con termocoppie, in particolare la misura delle temperature per il controllo di fuochi covanti post incendi, tali misure saranno riportate nei container ausiliari del BESS.

Il grado di protezione minimo dei container sarà di IP54. Sarà previsto un sistema antieffrazione con le relative segnalazioni. La struttura sarà antisismica, nel rispetto delle norme tecniche per le costruzioni (D.M. 14/01/2008).

I container e/o armadi personalizzati saranno progettati e dotati di un sistema di messa a terra secondaria (sbarre di terra) da collegare al sistema di messa a terra primaria della centrale. Tutti i rack e le parti metalliche conduttive all'interno di ciascun contenitore saranno collegati al sistema di messa a terra secondario.

I container saranno dotati di un quadro di distribuzione ausiliario BT per la distribuzione dell'alimentazione ausiliaria a tutte le apparecchiature poste all'interno del container. La distribuzione dell'alimentazione dovrà includere un numero adeguato di prese BT da utilizzare durante le tipiche attività di O&M per l'alimentazione di dispositivi elettrici mobili. Tutte le prese e più in generale i vari circuiti ausiliari saranno protette da un interruttore magnetotermico differenziale installato nel quadro di distribuzione BT.

Il container sarà fornito assemblato, con tutti i componenti principali e ausiliari: passerelle portacavi, strumenti di fissaggio e supporto, etichette dei cavi, ecc.

Il trattamento superficiale sarà in accordo alla classe ambientale del sito di installazione

4.8. Sistema di protezione contro le scariche atmosferiche

Il sistema BESS sarà protetto contro le scariche atmosferiche sia per fulminazione diretta che indiretta.

Allo stato attuale non è previsto nessun LPS “Lightning Protection System” di nuova fattura per le scariche dirette atto a proteggere il nuovo sistema BESS, essendo questo allocato in prossimità del camino di centrale che possiede sulla sua sommità un sistema di captazione delle fulminazioni e corde per la sua scarica a terra.

Sarà eseguito uno studio dell'LPS esistente in centrale per verificare anche la sua copertura sopra l'area del nuovo impianto BESS; quindi l'attuale sistema di protezione contro i fulmini sarà ampliato per coprire tutta l'area BESS di nuova costruzione solo se necessario.

Saranno invece installati presso i quadri elettrici principali esistenti, adeguati scaricatori di sovratensioni per adeguamento alla normativa.

4.9. Sistema antincendio e rivelazione antincendio

Le batterie di accumulo e i sistemi ausiliari di conversione dell'energia e controllo, saranno installati all'aperto in un'area di centrale interna o comunque recintata sui confini esterni, protetta e videosorvegliata in modo tale da non essere esposte ad urti o manomissioni.

In fase di dettaglio verrà verificata la copertura esistente tramite rete acqua antincendio delle aree ipotizzate per l'installazione del BESS. Si predisporranno, se necessario, le modifiche per adeguare la copertura antincendio, in accordo alle normative, anche per le aree in oggetto di modifica dovuta all'installazione di nuove apparecchiature.

L'impianto è progettato in modo tale che l'eventuale incendio di una apparecchiatura non sia causa di propagazione ad altri componenti e/o ad altre costruzioni collocate in prossimità, nel rispetto delle distanze di sicurezza.

Per gli impianti tecnologici e di servizio dell'attività, saranno previste adeguate misure antincendio di tipo preventivo, protettivo e gestionale compatibilmente con le esigenze dell'attività. Tutti i sistemi di controllo sono alimentati anche da sistemi UPS.

Le aree del BESS saranno dotate di accessi carrabile e pedonale; e gli accessi saranno in possesso dei requisiti minimi prescritti per permettere l'ingresso dei mezzi di soccorso dei VVF. La viabilità interna del BESS sarà studiata in modo da assicurare la possibilità di avvicinamento dei mezzi di soccorso dei VVF. Le dimensioni minime per l'accesso sono mantenute anche per le vie di percorrenza interne e nelle aree di manovra.

La viabilità interna del parco batterie sarà studiata in modo da assicurare la possibilità di avvicinamento dei mezzi di soccorso dei Vigili del Fuoco ad ogni assemblato batterie. Le dimensioni minime per l'accesso sono mantenute anche per le vie di percorrenza interne e nelle aree di manovra. Sarà necessario l'installazione di un nuovo trasformatore in olio MT/AT. La sua installazione verrà eseguita secondo il Decreto Ministero dell'Interno 15 luglio 2014 – “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³ e sue eventuali modifiche ed integrazioni. In questo caso sarà previsto un impianto di spegnimento realizzato secondo le norme. Tutti gli involucri batterie, convertitori, quadri elettrici saranno dotati di rivelatori incendi. I container batterie saranno inoltre equipaggiati con relativo sistema di estinzione specifico per le apparecchiature contenute all'interno. Estintori portatili e carrellati saranno posizionati in prossimità dei moduli batterie, dei convertitori di frequenza e dei quadri elettrici. Le segnalazioni provenienti dagli impianti antincendio saranno integrate nell'esistente sistema di allarme antincendio della centrale. I container e/o cabinet personalizzati che ospitano il sottosistema batteria saranno dotati di un sistema di rilevazione ed estinzione incendi progettato, collaudato e certificato in conformità alla normativa vigente sia nazionale sia internazionale. Il sistema sarà completo di rilevatori di incendio, rilevatori di gas, rilevatori termici/fuga termica, rilevatori di fumo, avvisatore acustico (interno ed esterno), strobo (esterno), tubazioni e dispositivi per il fluido estinguente e/o l'agente autorizzato e raccomandato dai costruttori secondo la chimica del sottosistema batteria.

Il sistema monitorerà le condizioni ambientali all'interno del container e, in caso di rilevamento di fumo, temperatura anomala o altre anomalie, dovrà:

- Allertare le persone con tutti i mezzi visivi e acustici all'interno e all'esterno del container.
- Accendere tutte le luci di emergenza.
- Coordinarsi con il sistema HVAC.
- Attivare tutte i dispositivi di protezione e/o estinzione.

Il fluido estinguente utilizzato per l'estinzione degli incendi dovrà avere una tossicità limitata per le persone, la massima sostenibilità ambientale ed essere conforme alle specifiche del produttore della batteria in funzione alla chimica selezionata.

Il sistema di rilevazione ed estinzione incendi disporrà di un'interfaccia di comunicazione per comunicare il suo stato e la sua disponibilità, nonché eventuali segnali di messaggi o allarme al SCI. I container e/o cabinet utilizzati per l'alloggiamento dei sottosistemi, diversi dal sottosistema batteria, dovranno essere dotati di estintori a CO₂ installati vicino alle porte di accesso con opportuna segnaletica.



Figura 29: particolare sistema rivelazione incendi di un Battery container

4.10. Servizi ausiliari

Il BESS sarà dotato di un sistema di distribuzione in bassa tensione a 400 V trifase quattro fili, il cui scopo è fornire alimentazione agli ausiliari. In generale i carichi saranno classificati come: servizi non essenziali, carichi essenziali, e carichi vitali. Il sistema di distribuzione BT sarà costituito da uno o più quadri BT principali e da un numero adeguato di quadri BT secondari che ottimizzano il raggruppamento delle utenze rispetto alla loro funzione, alle diverse condizioni di lavoro e alle diverse esigenze di manutenzione.

In caso di interruzione totale dell'alimentazione, i carichi vitali del BESS saranno commutati automaticamente su una rete di alimentazione di emergenza, che dovrà consentire l'arresto sicuro del BESS.

I servizi ausiliari consisteranno in:

- Illuminazione ordinaria e di sicurezza.
- Illuminazione esterna dell'area BESS.
- Forza motrice di servizio.
- Sistema di condizionamento ambientale.
- Sistema di ventilazione.
- Alimentazione sistema di controllo locale (sotto UPS).

4.11. Misure di Protezione contro gli Effetti delle Scariche Atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto BESS non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto BESS, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti.

5. IL PROGETTO ESECUTIVO

Il progetto esecutivo, redatto in conformità al progetto definitivo autorizzato, determina in ogni dettaglio i lavori da realizzare e il relativo costo previsto e deve essere sviluppato ad un livello di definizione tale da consentire che ogni elemento sia identificabile in forma, tipologia, qualità, dimensione e prezzo. In particolare il progetto è costituito dall'insieme delle relazioni, dei calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti e degli elaborati grafici nelle scale adeguate, compresi gli eventuali particolari costruttivi, dal capitolato speciale di appalto, prestazionale o descrittivo, dal computo metrico estimativo e dall'elenco dei prezzi unitari. Esso è redatto sulla base degli studi e delle indagini compiuti nelle fasi precedenti e degli eventuali ulteriori studi e indagini, di dettaglio o di verifica delle ipotesi progettuali, che risultino necessari e sulla base di rilievi planoaltimetrici, di misurazioni e picchettazioni, di rilievi della rete dei servizi del sottosuolo. Il progetto esecutivo deve essere altresì corredato da apposito piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti da redigersi nei termini, con le modalità, i contenuti, i tempi e la gradualità.

Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisorie. Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate in sede di rilascio della concessione edilizia o di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale ovvero il provvedimento di esclusione delle procedure, ove previsti. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti:

a) relazione generale;

- b) relazioni specialistiche;
- c) elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento ambientale;
- d) calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;
- e) piani di manutenzione dell'opera e delle sue parti;
- f) piani di sicurezza e di coordinamento;
- g) computo metrico estimativo definitivo e quadro economico;
- h) cronoprogramma;
- i) elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;
- l) quadro dell'incidenza percentuale della quantità di manodopera per le diverse categorie di cui si compone l'opera o il lavoro;
- m) schema di contratto e capitolato speciale di appalto.

Il progetto esecutivo verrà redatto in 4 settimane.

6. IL CRONOPROGRAMMA

La durata delle operazioni per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è stata stimata essere pari a circa 58 settimane. Si riporta, di seguito, cronoprogramma dettagliato.

ATTIVITA'	INIZIATIVA		DURATA LAVORAZIONE		PROCESSO SETTIMANA	
	Settimane	Giorni	Settimane	Giorni	Settimane	Giorni
PROGETTO DEFINITO	1	3				
REVISIONE ED ALTERNATIVE COSTIERE	4	6				
Valori influenze costiere activation	4	4				
Realizzazione studi di fattibilità e analisi	6	3				
REALIZZAZIONE FAMIGLIA INTERNA	9	5				
Trasferimento attività	9	3				
Realizzazione studi di fattibilità in sito realizzato	11	3				
REALIZZAZIONE APPARTI DI SERVIZI E SERVIZI DI INCORPORAZIONE	13	6				
Addebiamento studi servizi pubblici	13	3				
Realizzazione progetto di sistema e urbanizzazione	13	6				
REALIZZAZIONE CAMPO AEREO/STAGIO	19	16				
Trasferimento fondazioni in parte e posizionamento calcoli	19	7				
Valori influenze per le parti strutture tralicci	23	8				
Prima e collegamento studi funzionali	27	8				
Posizionamento prefabbricati	31	4				
Posizionamento pontelli	31	4				
REALIZZAZIONE ELETTRICITA'	35	20				
Realizzazione studi BT di campo	35	20				
Realizzazione sistema BT	40	5				
ALZATI/MENTO CASERMI E APPARTI	44	4				
Completazione studi BT e elettricità delle cabine di campo e di raccolta	44	4				
MITIGAZIONE	47	4				
Prima di ogni intervento, analisi, studio per gli studi di fattibilità, studi di fattibilità	47	4				
PROGETTO AGRICOLO	51	5				
Prima di studio di fattibilità agricola e studio di fattibilità	51	2				
Prima e studio di fattibilità in sito	51	2				
Prima e studio di fattibilità agricola e studio di fattibilità	54	2				
Prima e studio di fattibilità in sito	54	2				
REALIZZAZIONE FENOCORIO CANTIERI E ZONIFICAZIONE DI LAVORAZIONE	22	26				
Realizzazione progetto definitivo	25	10				
Realizzazione studi di fattibilità	23	14				
COLLAUDO INAL E BERSA IN SERVIZIO	57	2				

7. FASE DI CANTIERE

Considerata la tipologia dell'intervento da realizzare, si può affermare che le lavorazioni in fase di cantiere avverranno senza la produzione di particolari rifiuti da conferire alle pubbliche discariche.

Questo è dovuto all'esiguità degli scavi necessari alla realizzazione dei cavidotti interrati ed al fatto che la viabilità interna verrà realizzata seguendo come criterio progettuale quello di limitare il più possibile le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante e seguendo il più possibile l'andamento del terreno.

Tali operazioni, riguardando solo la parte più superficiale del terreno vegetale, produrranno come residuo delle lavorazioni solamente lo stesso terreno vegetale che verrà ridistribuito uniformemente all'interno delle aree di pertinenza dell'impianto.

Per quanto riguarda gli imballaggi dei moduli fotovoltaici e dei quadri elettrici questi saranno costituiti da cartone e plastica, materiali che verranno trasferiti ai circuiti classici di riciclo che sono stati analizzati nei paragrafi successivi.

A valle di quanto esposto non si esclude il fatto che, se in fase di cantiere si dovesse produrre materiale di rifiuto, tale materiale prodotto sarà differenziato e conferito nella più vicina discarica pubblica autorizzata.

A seguito delle lavorazioni di installazione degli impianti non verranno arrecati danni permanenti alla viabilità pubblica e privata, e qualora dovessero accidentalmente verificarsi tali episodi, vi verrà tempestivamente posto rimedio in quanto sia nelle convenzioni con gli Enti, sia nei contratti con i privati sono riportati gli obblighi e le modalità per il ripristino.

8. FASE DI ESERCIZIO

Analizzando i componenti e la tipologia di operazioni che avvengono per la produzione di energia fotovoltaica è ben evidente che l'impianto in questione, in fase di esercizio, non produce materiali di rifiuto.

9. FASE DI DISMISSIONE - Riciclo componenti e rifiuti

L'impianto fotovoltaico è costituito da una serie di manufatti necessari all'espletamento di tutte le attività ad esso connesse ed in questa relazione descritti.

Le componenti dell'impianto che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

9.1. Smaltimento stringhe fotovoltaiche

Il riciclo dei moduli fotovoltaici nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è un fattore determinante e da non sottovalutare se si vuole che gli impianti fotovoltaici rappresentino totalmente un sistema di produzione dell'energia elettrica ecologico e sostenibile. Al termine della loro vita utile, i pannelli costituiscono un rifiuto elettronico e come tutti i rifiuti hanno una ricaduta ambientale. Fino ad oggi non esiste una direttiva europea per lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici, anche perché il numero delle installazioni fotovoltaiche giunte alla fine del loro ciclo di vita è ancora contenuto. Fortunatamente esistono già delle indicazioni ben precise riguardanti lo smaltimento di tali strutture. Il modulo fotovoltaico scelto per il progetto in questione fa parte del consorzio **PV Cycle**.

Con l'intento di rendere veramente "verde" l'energia fotovoltaica e con lo slogan "Energia fotovoltaica energia doppiamente verde", l'industria del fotovoltaico ha dato vita al consorzio europeo PV Cycle. PV Cycle è l'Associazione Europea per il ritiro volontario e il riciclaggio dei moduli fotovoltaici giunti alla fine del proprio ciclo di vita. È stata fondata a Bruxelles nel 2007 dalle principali imprese del settore, supportata anche dall'EPIA e dall'Associazione dell'Industria Solare tedesca (BSW). È diventata operativa dal giugno 2010, anche se già nel 2009 ha coordinato le operazioni per il

riciclaggio dell'impianto di Chevetogne (uno dei primi 16 impianti pilota FV avviati e sostenuti dalla Commissione europea nel 1983).

Raccoglie al suo interno produttori ed importatori leader di moduli fotovoltaici e rappresenta più del 90% del mercato FV europeo. La sua mission è di mappare tutti i moduli FV a fine vita in Europa (e EFTA – Svizzera, Norvegia, Liechtenstein e Islanda), ovvero quelli scartati dall'utilizzatore finale o danneggiati durante il trasporto o l'installazione, e come obiettivo si propone di organizzarne e stimolarne la raccolta e riciclaggio.

Il programma, **completamente gratuito per l'utente finale**, è finanziato interamente dai contributi versati dai membri dell'associazione attraverso, come già visto nel caso di First Solar, un fondo di riserva che garantisce i mezzi finanziari necessari a coprire i costi futuri di raccolta e riciclaggio anche nel caso in cui un produttore divenga insolvente o cessa di esistere. Lo schema disegnato da PV Cycle consiste nell'utilizzare dei centri di raccolta sparsi su tutto il territorio europeo, presso i quali possono essere conferiti i moduli da destinare a riciclaggio.

I materiali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (che costituisce le celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli di materiale plastico (protezione posteriore) e alluminio (per la cornice). La procedura di riciclo prevede in una prima fase l'eliminazione dell'EVA (Etilvinile acetato), le colle e le parti plastiche. Si prosegue con la separazione del vetro ed eventualmente delle parti di alluminio con il loro riciclo attraverso i canali tradizionali. Per quanto riguarda invece il sistema di imballaggio dei moduli fotovoltaici i materiali prevalenti sono cartone e plastica.

Inoltre, i pannelli fotovoltaici rientrano nell'ambito di applicazione dei RAEE (Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) la cui gestione è oggi disciplinata dalla Direttiva 2012/19/EU, recepita in Italia dal D.lgs. n. 49 del 14 marzo 2014.

Analizzeremo ora in dettaglio le fasi dello smaltimento dei materiali sin qui elencati:

CARTA

Il riciclaggio della carta è un settore specifico del riciclaggio dei rifiuti.

Gli impieghi fondamentali della carta sono:

- supporto fisico per la scrittura e la stampa;
- materiale da imballaggio.

Si tratta di prodotti di uso universale, con indici crescenti di produzione e di domanda e il cui utilizzo ha a valle una forte e diffusa produzione di rifiuti. Come tutti i rifiuti, la carta pone problemi di

smaltimento. La carta è però un materiale riciclabile. Come il vetro, infatti, la carta recuperata può essere trattata e riutilizzata come materia seconda per la produzione di nuova carta. La trasformazione del rifiuto cartaceo (che si definisce carta da macero) in materia prima necessita di varie fasi:

- raccolta e stoccaggio (in questa fase è particolarmente rilevante che le amministrazioni locali richiedano e organizzino la raccolta differenziata dei rifiuti);
- selezione (per separare la fibra utilizzabile dai materiali spuri - spaghi, plastica, metalli - che normalmente sono incorporati nelle balle di carta da macero);
- sbiancamento (per eliminare gli inchiostri).

A questo punto del ciclo, la cellulosa contenuta nella carta-rifiuto è ritornata ad essere una materia prima, pronta a rientrare nel ciclo di produzione.

I vantaggi ambientali conseguenti a queste pratiche sono notevoli, infatti:

- nelle fabbriche che producono carta per giornali da carta da giornali riciclata non si usa più cellulosa proveniente da alberi;
- il costo della materia prima riciclata è notevolmente più basso di quello della pasta di legno, i relativi scarti possono essere utilizzati come combustibile cogeneratore del vapore necessario al processo di fabbricazione e la produzione è meno inquinante;
- il riciclaggio riduce la quantità di rifiuti da trattare, i relativi costi di stoccaggio, lo spreco di spazio da destinare allo stoccaggio medesimo, l'inquinamento da incenerimento, e ovviamente il consumo di alberi vivi (anche se gli alberi impiegati per la produzione della carta provengono da vivai a coltivazione programmata dove vengono periodicamente tagliati e ripiantati).

EVA e parti plastiche

L'EVA è un copolimero di polietilene ed acetato di vinile. E' flessibile, elastico, resistente agli urti e non contiene plastificanti, né altri additivi. L'EVA è usato laddove si richiedano flessibilità, elasticità, resistenza dielettrica, robustezza e compatibilità. L'EVA e le materie plastiche sono entrambi polimeri che possono essere riciclati attraverso due meccanismi di riciclo che consistono in una tipologia di tipo eterogeneo ed una tipologia di tipo omogeneo. **Il riciclo eterogeneo** viene effettuato attraverso la lavorazione di un materiale misto contenente PE, PP, PS, PVC (film in PE alta e bassa densità, film in PP, tuniche, vaschette, *big bags*, barattoli, reggette e retine). In questo materiale eterogeneo

possono essere presenti, anche se in quantità minime, PET, inerti, altri materiali e metalli. In questo processo vi è una prima separazione morfologica e dimensionale seguita da una magnetica per separare eventuali frazioni estranee che potrebbero creare problemi in fase di lavorazione. Queste tre separazioni vengono eseguite in base alla lavorazione e al prodotto che si vuole realizzare.

Successivamente il riciclo procede secondo tre fasi:

- triturazione, frantumazione grossolana del materiale
- densificazione
- estrusione.

In base alla lavorazione e al prodotto che si vuole ottenere, si potranno eseguire tutte le fasi o solamente in parte: ad esempio si potrà tritare il materiale e successivamente densificarlo oppure, una volta tritato il materiale può essere direttamente estruso. Le difficoltà presenti nel riciclo eterogeneo sono legate alle differenti temperature di lavorazione dei polimeri miscelati. Questo problema esclude la possibilità d'impiego di plastiche eterogenee per la realizzazione di prodotti di forma complessa e che presentano spessori minimi.

Con particolare riferimento al **riciclo omogeneo** di polimeri termoplastici il riciclatore dovrà accertarsi che nel polimero da trattare non siano presenti altri polimeri, materiali inerti, cariche o additivi in quantità tale da pregiudicare la processabilità.

Successivamente alla fase di raccolta, e separazione da altri materiali, la plastica viene accuratamente selezionata per tipologia di polimero.

Le metodologie di separazione che si possono effettuare sono diverse:

- Separazione magnetica
- Separazione per flottazione
- Separazione per densità
- Galleggiamento
- Separazione per proprietà aerodinamiche
- Setaccio tramite soffio d'aria
- Separazione elettrostatica

Una volta separati, i diversi polimeri vengono avviati alle fasi successive.

VETRO

Il vetro, sarà sottoposto a diversi trattamenti per allontanare le quantità, anche rilevanti, di impurità che contiene (plastica, materiali ceramici, materiali metallici ferrosi e non).

Ciò si può fare con sistemi diversi, in parte manuali, ma sempre più automatizzati. Nella prima fase vengono allontanati i corpi estranei di dimensioni relativamente grandi che verranno allontanati;

successivamente un lavaggio con acqua provvederà ad eliminare sostanze diverse (sughero, plastica, terra, ecc.).

Mediante dispositivi magnetici vengono allontanati parte dei materiali metallici; quelli non metallici si eliminano, almeno in parte, manualmente.

Il prodotto vetroso viene quindi macinato e sottoposto a vagliatura (per trattenere le parti estranee non sminuzzate), ad aspirazione con aria (per allontanare le impurità leggere), ad ulteriore deferrizzazione (per trattenere su magneti i componenti ferrosi) e con *metal detector* (per separare quelli non magnetici).

Dopo questi trattamenti, che possono essere ripetuti più volte, avviene il processo di frantumazione; dopodiché viene mescolato al materiale grezzo, quindi inviato ai forni di fusione per ottenere pasta di vetro che servirà per produrre nuovi oggetti in vetro. Non esistono limitazioni nel suo impiego, ma l'aumento dei quantitativi utilizzati nell'industria vetraria dipende strettamente dalla qualità del rottame.

ALLUMINIO

La produzione dell'alluminio primario è ad alta intensità energetica perché notevole è il consumo di energia legato al processo di separazione per elettrolisi; per questa ragione l'industria dell'alluminio ha compiuto nel tempo numerosi sforzi orientati, da una parte, alla prevenzione e al miglioramento dell'efficienza produttiva e delle performance ambientali dei propri processi di produzione e dall'altra, al recupero e al riciclo dei rottami.

Sono state progressivamente avviate attività di prevenzione finalizzate alla riduzione della quantità di materia prima impiegata, in particolare la riduzione degli spessori nel comparto degli imballaggi in alluminio ha portato ad un sensibile calo in peso della materia impiegata.

Per ragioni tecniche, economiche ed ambientali, l'opzione del riciclo è sempre stata, fin dalla prima commercializzazione dei prodotti in alluminio, parte integrante della strategia produttiva dell'industria dell'alluminio stesso. Il riciclo dell'alluminio contribuisce alla razionalizzazione del consumo di risorse come il silicio, il rame, il magnesio, il manganese e lo zinco.

La qualità dell'alluminio non è alterata dal processo di riciclo che può avvenire infinite volte con un risparmio di energia pari al 95% di quella impiegata per produrre alluminio a partire dalla materia prima. La produzione mediante rifusione dei rottami recuperati richiede, infatti, solo il 5% dell'energia che viene impiegata nella produzione primaria.

L'alluminio riciclato viene utilizzato per molteplici applicazioni, dai trasporti (auto, biciclette, treni, motoveicoli) ai casalinghi (caffettiere, tavoli, sedute, librerie), dall'edilizia (serramenti, rifiniture, porte) agli imballaggi (lattine, vaschette, bombolette, film).

CELLE FOTOVOLTAICHE

Le celle invece vengono trattate in modo chimico per renderle pulite dai metalli e dai trattamenti sia di antiriflesso che dopanti. Si riottengono così delle strutture denominate “wafer” che possono costituire nuovamente la materia prima per nuovi moduli previo debito trattamento. Le celle che accidentalmente dovessero rompersi invece vengono riciclate nei processi di produzione dei lingotti di silicio.

Al termine della vita utile dell'impianto, in definitiva, i pannelli potranno essere smaltiti con la tecnologia sin qui esposta; è presumibile però che detta tecnologia risulterà sicuramente migliorata e resa più efficace negli anni a venire.

9.2. Recupero cabine elettriche prefabbricate

Le cabine di raccolta dedicate all'alloggiamento delle apparecchiature elettriche saranno costituite da **monoblocchi prefabbricati** con struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti e tra queste ed il fondo realizzato in calcestruzzo alleggerito con argilla espansa.

Le pareti del monoblocco hanno uno spessore di 8 cm.(NomEL n°5 del 5/89).

Il tetto del monoblocco è realizzato a parte, sempre con cls armato alleggerito. Dopo essere stato impermeabilizzato con uno strato di guaina bituminosa ardesiata dello spessore di 4 mm, viene appoggiato sulle pareti verticali consentendo pertanto lo scorrimento dello stesso per effetto delle escursioni termiche.

La conformazione del tetto è tale da assicurare un normale deflusso delle acque meteoriche, per tale motivo non sono previsti tubi di gronda all'esterno e/o all'interno del monoblocco.

Le cabine elettriche verranno portate in loco e verranno posizionate su di una vasca di fondazione della tipologia illustrata nella figura sottostante dell'altezza di circa 50 cm. Si precisa che per il posizionamento delle cabine non è necessaria la realizzazione di fondazioni in c.a. in quanto le stesse vengono alloggiate nel terreno, previo scavo di fondazione di circa 60-70 cm sul quale verrà steso un letto di misto granulometrico stabilizzato per uno spessore di circa cm 10 che assolve ad una funzione livellante.

Le caratteristiche della cabina monoblocco consentono la recuperabilità integrale del manufatto con possibilità di poterla spostare e riutilizzare in altro luogo.

I container in cui sono alloggiati gli inverter ed i trasformatori, in quanto tali, sono progettati proprio per essere facilmente trasportati e riutilizzati, in pratica la possibilità di unirli ad altri container creando

strutture modulari e la facilità di assemblaggio donano a questo oggetto un forte stampo di ecosostenibilità.

9.3. Smaltimento cavi elettrici ed apparecchiature elettroniche, pali illuminazione e videosorveglianza

Con la denominazione di cavo elettrico si intende indicare un conduttore uniformemente isolato oppure un insieme di più conduttori isolati, ciascuno rispetto agli altri e verso l'esterno, e riuniti in un unico complesso provvisto di rivestimento protettivo. Il cavo risulta costituito quindi da più parti e precisamente:

- La parte metallica (il rame o altro conduttore) destinata a condurre corrente, costituita da un filo unico o da più fili intrecciati tra di loro e il conduttore vero e proprio.
- Il conduttore è circondato da uno strato di materiale isolante che è formato dalla mescola di materiali opportunamente, scelti, dosati e sottoposti a trattamenti termici e tecnologici vari.
- L'insieme del conduttore e del relativo isolamento costituisce l'anima del cavo.
- Un cavo può essere formato da più anime. L'involucro isolante applicato sull'insieme delle anime è denominato cintura.
- La guaina, che può essere rinforzata con elementi metallici, e il rivestimento tubolare continuo avente funzione protettiva delle anime del cavo. La guaina in generale è sempre di materiale isolante.
- Talvolta i cavi sono dotati anche di un rivestimento protettivo avente una funzione di protezione meccanica o chimica come ad esempio una fasciatura o una armatura flessibile di tipo metallico o non metallico.

In tutti i loro componenti, i cavi elettrici sono composti in definitiva da plastica e rame. Il riciclaggio dei cavi elettrici viene dall'esigenza di smaltire e riutilizzare materiali che altrimenti sarebbero dannosi per l'ambiente e costosi nell'approvvigionamento. Il riciclaggio di questi componenti coinciderà con il riciclaggio della plastica e del metallo. Da un punto di vista pratico la separazione tra i diversi materiali avviene attraverso il loro passaggio in alcuni macchinari separatori. Tali macchinari separatori utilizzano la tecnologia della separazione ad aria e sono progettati appositamente per il recupero del rame dai cavi elettrici. Sfruttando la differenza di peso specifico dei diversi materiali costituenti la struttura del cavo si può separare la parte metallica dalla plastica e dagli altri materiali.

9.4. Recupero viabilità interna

Rimuovere la viabilità interna sarà un'operazione molto semplice. La struttura viaria, infatti, potrà essere rimossa con l'ausilio di un mezzo meccanico ed il materiale recuperato potrà essere riutilizzato in edilizia come materiale inerte.

9.5. Recupero recinzione

Lungo il perimetro dell'area d'intervento sarà realizzata una recinzione perimetrale; tale recinzione sarà costituita da maglia metallica. L'altezza complessiva della recinzione è pari a 200 cm e sarà collegata al terreno mediante pali infissi.

I materiali che costituiscono la recinzione sono acciaio per la parte in elevazione e per la parte in fondazione. Al termine della vita utile dell'impianto fotovoltaico, qualora la recinzione non debba più assolvere alla funzione di protezione dell'area che circonda, sarà smantellata e i suoi materiali costituenti seguiranno i processi classici di riciclo precedentemente esposti.

10. Ripristino dello stato dei luoghi

In questo paragrafo verrà esaminata in maniera più dettagliata la fase di ripristino dello stato dei luoghi.

Le componenti dell'impianto fotovoltaico che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

Una volta separati i diversi componenti sopra elencati in base alla composizione chimica ed in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, i rifiuti saranno consegnati ad apposite ditte per il riciclaggio e il riutilizzo degli stessi; la rimanente parte, costituita da rifiuti non riutilizzabili, sarà conferita a discarica autorizzata. In fase di dismissione dell'impianto fotovoltaico, sarà di fondamentale importanza il completo ripristino morfologico e vegetazionale dell'area. Ciò farà in modo che l'area sulla quale sorgeva l'impianto possa essere restituita agli originari usi agricoli.

Per garantire una maggiore attenzione progettuale al ripristino dello stato dei luoghi originario si utilizzeranno tecniche idonee alla rinaturalizzazione degli ambienti modificati dalla presenza

dell'impianto fotovoltaico. Tale rinaturalizzazione verrà effettuata con l'ausilio di idonee specie vegetali autoctone.

I principali interventi di recupero ambientale che verranno effettuati sulle aree che hanno ospitato viabilità e cabine saranno costituiti prevalentemente da:

- semine (a spaglio, idrosemina o con coltre protettiva);
- semina di leguminose;
- scelta delle colture in successione;
- sovesci adeguati ;
- incorporazione al terreno di materiale organico, preferibilmente compostato, anche in superficie;
- piantumazione di specie arboree/arbustive autoctone;
- concimazione organica finalizzata all'incremento di humus ed all'attività biologica.

11. Quantificazione dei costi di dismissione e ripristino e tempistiche

E' stata prodotta una stima relativa ai costi di dismissione e ripristino dell'area interessata dal progetto dell'impianto. Detti costi sono di seguito riportati nella successiva tabella riepilogativa e sono stati valutati sulla scorta dei prezzi attuali, in quanto risulta difficilmente quantificabile, sia a livello di costi sia a livello tecnologico, la proiezione di tali attività al reale momento in cui verranno effettuate.

TOTALE	1.529.638,09 €
Costi dismissione e smaltimento	

Per la determinazione dell'importo complessivo, oltre ai costi derivanti dalla dismissione dei singoli componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico, sono state anche considerate le "economie" derivanti sia dai mancati costi di conferimento per le apparecchiature elettriche sia dagli eventuali ricavi che possono rinvenire dal riciclo dei materiali.

TOTALE	317.423,37 €
Costi ripristino aree	

I costi di dismissione e ripristino ammontano a circa € 25.675 per ciascun MW installato, per un totale di circa € **1.847.061,46**, che corrisponde approssimativamente al 3,1% dell'investimento totale previsto di € 58.629.470,00+iva.

Ad ogni modo, dopo il trentesimo anno di attività dell'impianto fotovoltaico si valuterà lo stato di efficienza dei componenti e si stabilirà se procedere alla dismissione o meno.

12. PRIME INDICAZIONI SULLA SICUREZZA

Il presente paragrafo per analizzare preliminarmente i principali rischi, al fine di introdurre il futuro Piano di Sicurezza e Coordinamento, nel quale verranno analizzati nel dettaglio tutte le valutazioni in merito ai rischi ed alle precauzioni da valutare in campo di sicurezza.

Si valutano dunque le preliminari misure di prevenzione dei rischi e dei relativi D.P.I. (Dispositivi di Protezione Individuale) da adottare, come da T.U. Sicurezza 81/08.

Il PSC tratterà al suo interno i seguenti punti:

- Caratteristiche e generalità dell'area di cantiere, sia dell'area d'impianto agrovoltaiico che dell'area delle cabine di elevazione e smistamento e dell'area di realizzazione del cavidotto di vettoriamento.
- Analisi dei rischi e dei fattori esterni presenti sul territorio, facendo particolare attenzione a garantire la sicurezza dei lavoratori in fase di cantiere stradale e delle sue aree circostanti.

Nell'organizzazione del cantiere si terrà conto dei seguenti aspetti:

- Le modalità di esecuzione dell'area recintata di cantiere, con idonee disposizioni in materia di cartellonistica in presenza degli accessi all'area d'impianto;
- La realizzazione di servizi igienico-sanitari considerando la durata dei lavori di cantiere superiore ai 90 giorni;
- La realizzazione di idonea viabilità principale all'interno dell'area di cantiere;
- La verifica di tutte le attività di coordinamento da parte del CSE, come specificato all'art. 92 del T.U. 81/08;
- La consultazione dei rappresentanti per la sicurezza come da art. 102 del T.U. 81/08;
- La realizzazione di tutti gli impianti di alimentazione di risorse idriche ed elettriche necessarie per l'avanzamento dello stato di cantiere;
- Gli impianti di messa a terra e di protezione da scariche atmosferiche;
- Regolazione e modalità di accesso per la fornitura dei materiali per la realizzazione dell'area d'impianto, del cavidotto interrato e dei lavori per la realizzazione delle opere in alta tensione.
- La disposizione dell'area di deposito di cantiere;

Nei futuri piani di sicurezza si farà riferimento alle fasi lavorazione. Esse, se di particolari complessità, o di diversa dislocazione temporale, verranno suddivise in sotto-fasi.

Per tali fasi di lavoro verranno valutati i rischi connessi per i lavoratori, come ad esempio:

- Valutazione dei rischi di incidenti tra lavoratori e possibili mezzi di lavoro (autocarri, ruspe, gru, muletti, ragni ecc.);
- Valutazione del rischio di cadute dall'alto durante gli scavi in trincea per la realizzazione del cavidotto e/o altre opere;
- Valutazione del rischio di instabilità di possibili scavi e/o strutture mobili (strutture di supporto fotovoltaico);
- Valutazione dei rischi relativi a lavori di mutazione e/o demolizione;
- Valutazione dei rischi da incendio;
- Valutazione dei rischi da esplosione;
- Valutazione dei rischi da vibrazioni e rumore;
- Valutazione dei rischi da possibile utilizzo di sostanze chimiche.

Il PSC, dunque analizzerà nel dettaglio ogni singolo elemento elencato, cercando di indicare ogni possibile misura di prevenzione e di riduzione del rischio.

L'accessibilità al sito non presenta particolari problematiche essendo l'ingresso stesso dei singoli cantieri presente sulla in prossimità di strade comunali o vicinali. Gli interventi di progetto, per i quali si terranno conto tutte le misure di sicurezza appena indicate, saranno quelli di:

- Sistemazione del suolo agrario senza particolari movimenti di terra per garantire piena pulizia del suolo d'installazione della centrale fotovoltaica. Tali lavori verranno eseguiti con mezzi meccanici come escavatori ecc.
- Realizzazione della viabilità interna d'impianto per consentire un agevole spostamento successivo dei mezzi per l'installazione della superficie pannellata d'impianto. Tutte le strade interne verranno realizzate con granulato di dimensione variabile (Strada di tipologia MacAdam);
- Realizzazione della recinzione dell'area catastale d'impianto, fissando meccanicamente i pali di sostegno ogni 2,5 m.
- Realizzazione per infissione meccanica di tutte le strutture metalliche di sostegno, tracker, per i moduli fotovoltaici;

- Installazione manuale dei moduli fotovoltaici e realizzazione del cablaggio ad esso collegato;
- Realizzazione delle trincee e posa in opera dei cavi in M.T. all'interno dell'area d'impianto;
- Realizzazione dello strato di fondazione e successiva realizzazione dei cabinati presenti all'interno dell'area d'impianto (trasformatore, locali ausiliari e depositi, cabine di consegna);
- Realizzazione di tutte le opere di mitigazione previste con l'utilizzo di mezzi di movimentazione meccanica e definitiva sistemazione manuale;
- Realizzazione di tutte le opere del progetto agricolo previste con l'utilizzo di mezzi di movimentazione meccanica e definitiva sistemazione manuale;
- Realizzazione dell'impianto d'illuminazione e videosorveglianza dell'area d'impianto;
- Collaudo e verifica di tutti gli impianti e dispositivi elettrici;
- Collaudo e verifica di tutti gli impianti civili;

Durante le fasi di realizzazione del cavidotto di per la connessione dell'impianto alla RTN, verranno adottate particolari precauzioni, in quanto la realizzazione della trincea per la posa dei corrugati, in alcuni tratti richiederà l'utilizzo di tecnologie no-dig o trenchless per l'attraversamento di punti specifici.

In particolare, si terrà conto della:

- Realizzazione di scavi di trincee in fasi temporali diverse, in modo tale da non creare disagi alla circolazione stradale;
- Posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni di collegamento;
- Fase di chiusura delle trincee stradali;
- Idoneo ripristino del tappetino d'usura per garantire adeguata circolazione degli automezzi;

Tutte le aree di cantiere fisse e di lunga durata saranno dotate di idonei servizi igienico-sanitari (bagni chimici), dimensionati in funzione della forza lavoro media giornaliera e con caratteristiche facenti riferimento all'allegato XIII del T.U. Sicurezza Cantieri 81/08.

In funzione delle attività di lavorazione e di cantiere indicate in tale documento, verranno presi provvedimenti in materia di Dispositivi di Protezione Individuale per i lavoratori. Essi verranno

formati al fine di un corretto utilizzo degli stessi per prevenire ogni tipologia di rischio durante le fasi di cantiere.

Tutti i lavori di scavo stradale saranno realizzati sulla base di idonee informazioni cartografiche sulla presenza di eventuali sottoservizi, fornite dagli enti gestori dei servizi e dagli enti comunali e provinciali.

Tutti gli operatori delle imprese esecutrici saranno equipaggiati con idonei dispositivi di protezione individuale ('DPI') ai sensi della specifica lavorazione prevista in conformità con quanto indicato del Piano di Sicurezza e Coordinamento ('PSC') del progetto, nonché dello specifico Piano Operativo per la Sicurezza ('POS'). Per quanto riguarda il rischio antincendio, si precisa che in tutta l'area oggetto di intervento, non saranno presenti materiali di natura infiammabile e comunque tutti i componenti di natura elettrica utilizzati quali cavi ed apparati elettronici, sono particolarmente adatti a limitare la produzione e la diffusione di fuoco e del fumo, ai sensi di quanto previsto dal vigente Regolamento C.P.R.

Nella prassi l'entità degli ONERI DELLA SICUREZZA varia dal 3% al 5% delle spese generali conteggiate. In questo caso, gli oneri per la sicurezza sono stati stimati in **1.675.323,78 €** pari al 4 % dell'importo desumibile dal Computo Metrico Estimativo dell'opera e dal costo di dismissione.

In fase di redazione dei PSC tali oneri verranno definiti in maniera puntuale e in fase di appalto non saranno soggetti a ribasso, come disciplinato dal Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro D.Lgs n.81 del 2008.

13. COSTI INTERVENTO

Per quanto riguarda il costo dell'intervento, esso si aggira intorno a **58.629.470,00 €** pari a circa **815 €/kWp**. Si precisa che tale stima è stata effettuata sia prendendo in considerazione il Prezzario Opere Pubbliche Puglia 2022 che sulla base di indagini di mercato, in conformità con gli attuali standard di mercato del settore.

La valutazione previsionale dei costi di realizzazione degli Impianti è riportata in dettaglio nel Computo metrico estimativo di realizzazione e ai quadri economici di dettaglio per un esploso delle voci di costo.

14. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI DA ACQUISIRE

Nel presente paragrafo vengono riportati gli Enti coinvolti nel procedimento per il rilascio delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati ed il riferimento al parere acquisito.

A valle dell'ottenimento della valutazione ambientale:

ENTE	
Regione Puglia	AUTORIZZAZIONE UNICA

Il Tecnico

