

00	06/02/2024	ELABORATO GRAFICO	ING. F.RAPICAVOLI	ING. F.RAPICAVOLI	ING. F.RAPICAVOLI
REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE	PREPARATO	CONTROLLATO	VALIDATO



CODICE IDENTIFICATIVO ELABORATO

16-PD.00

SOCIETÀ PROPONENTE

TIMBRO E FIRMA



CERO ITALY PROJECTS 1 S.R.L.
 Via MELCHIORRE GIOIA 8, 20124 (MI)
 P.IVA 12517980962
 PEC: ceroitalyprojects1@legalmail.it

TITOLO INIZIATIVA

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO " SAN GIULIANO ",
 DI POTENZA NOMINALE PARI A 80MW INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO DA 100MW,
 SITO NEL COMUNE DI BUTERA (CL)

SOCIETÀ PROGETTAZIONE

TIMBRO E FIRMA TECNICO ABILITATO

ETERNA S.R.L.
 Via Manganelli 20/g
 95030 Nicolosi (ct)
 tel: 095914116 - cell: 3339533392
 P.IVA 05944070878
 PEC: eterna@arubapec.it

FORMATO

A4

SCALA

FOGLIO

TITOLO DOCUMENTO

RELAZIONE TECNICA DI IMPIANTO

LIVELLO DI PROGETTAZIONE

PROGETTO DEFINITIVO

INDICE GENERALE

1	Premessa.....	1
2	Committente.....	2
3	Dati generali del progetto.....	3
4	Descrizione sintetica dell'impianto agrivoltaico.....	4
5	Connessione alla RTN.....	5
6	Criteri adottati per le scelte progettuali.....	6
7	Normativa di riferimento.....	6
8	Caratteristiche prestazionali dei materiali.....	7
8.1	Moduli fotovoltaici.....	7
8.2	Strutture fisse.....	9
8.3	Conversione statica cc/ca – inverter di centralizzati.....	10
8.4	Cabine elettriche.....	10
8.4.1	Power Station.....	11
8.5	protezione generale e protezione di interfaccia.....	12
8.6	Cavi elettrici.....	12
9	impianto agrivoltaico – caratteristiche di dettaglio.....	13
9.1	Generatore in corrente continua.....	13
9.2	Definizione sottocampi e configurazione elettrica.....	13
9.3	Trasformatori.....	14
10	Dimensionamento e producibilità.....	15
10.1	Effetto fotovoltaico.....	15
10.2	Irraggiamento sul piano dei moduli.....	16

10.3	Producibilità	18
11	SISTEMA DI ACCUMULO	19
11.1	BESS - Caratteristiche tecniche.....	19
11.2	SERVIZI FORNITI DAL SISTEMA DI ACCUMULO	22
11.3	sistema di accumulo impianto in oggetto – tabella potenze	23
12	Misure di protezione e sicurezza	26
12.1	Protezione dai contatti diretti.....	26
12.2	Protezione dai contatti indiretti.....	26
12.3	Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti.....	26
12.4	Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento	27
12.5	impianto di messa a terra.....	27
13	compatibilita' elettromagnetica (EMC).....	27
14	verifiche tecnico - funzionali (collaudo)	27
15	analisi ricadute sociali	28
15.1	ricadute occupazionali	28

1 PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire gli aspetti tecnici relativi un impianto agrivoltaico con strutture fisse, dello storage e delle relative opere connesse (infrastrutture impiantistiche e civili), ubicati nel Comune di Butera (CL); in particolare:

- i lotti ad est si trovano in contrada San Giuliano;
- i lotti ad ovest in contrada Inviata;
- lo storage in contrada Pozzillo.

L'impianto ha una potenza in immissione pari a 80 MW, di generazione pari a 90,4035 MW ed è integrato da un sistema di accumulo da 100 MW.

Ai fini della presente relazione s'intende per **area di progetto**, la superficie catastale dell'intero comprensivo dell'area dello storage, pari a 241,75 ha (224,74 ha area lotti + 17 ha storage); per **area d'impianto**, la superficie recintata pari a 138,20 ha; mentre per **superficie occupata dai moduli**, la proiezione al suolo delle strutture fisse inclinate a 25°, pari a 38,92 ha.

L'impianto è soggetto al rilascio di Autorizzazione Unica, ai sensi dell'art. 12 comma 3 del D.Lgs. n. 387 del 2003; il progetto proposto rientra, ai sensi dall'art. 31 comma 6 della legge n. 108 del 2021, (poi modificata dall'art. 10, comma 1, lettera d), numero 1.2), legge n. 91 del 2022) tra quelli previsti nell'allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006 – ovvero progetti di competenza statale - (impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, calcolata sulla base del solo progetto sottoposto a valutazione ed escludendo eventuali impianti o progetti localizzati in aree contigue o che abbiano il medesimo centro di interesse ovvero il medesimo punto di connessione e per i quali sia già in corso una valutazione di impatto ambientale o sia già stato rilasciato un provvedimento di compatibilità ambientale), pertanto, l'intervento è soggetto, ai sensi dell'art. 6 comma 7 (comma così sostituito dall'art. 3 del d.lgs. n. 104 del 2017) del D.Lgs. 152/2006 a provvedimento di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale).

Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

2 COMMITTENTE

La società **CERO ITALY PROJECTS 1 S.R.L.** ha per oggetto lo svolgimento delle seguenti attività:

- sviluppo di progetti di energia da fonti rinnovabili ecocompatibili, principalmente di energia solare fotovoltaica, in qualsiasi delle sue fasi, dalla progettazione degli impianti fino alla operazione e mantenimento degli stessi, inclusa la costruzione, l'installazione, la gestione, la manutenzione degli stessi e la vendita dell'energia prodotta sul mercato;
- acquisizione di partecipazioni e gestione di tutti i servizi connessi ivi compresa l'erogazione e la ricezione di finanziamenti da e a favore di altre società del gruppo, in via non prevalente, il tutto con l'esclusione dello svolgimento nei confronti del pubblico di qualunque attività qualificata dalla legge come finanziaria. La società potrà inoltre compiere tutte le operazioni commerciali ed immobiliari ritenute necessarie o utili dall'organo amministrativo per il raggiungimento dello scopo sociale ed in tale ambito, in via non prevalente e non nei confronti del pubblico, potrà inoltre compiere qualunque operazione finanziaria ed assumere partecipazioni in altre società aventi oggetto analogo o comunque connesso al proprio, nonché prestare garanzie anche a favore di terzi, il tutto con l'esclusione dello svolgimento nei confronti del pubblico di qualunque attività qualificata come finanziaria dalla legge.

In relazione a ciascuno dei punti precedenti, si specifica che l'esercizio di questa attività sarà essenzialmente finalizzato al raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- riduzione delle emissioni di gas serra;
- miglioramento dell'uso delle risorse naturali;
- protezione o valorizzazione dell'ambiente naturale;
- protezione o valorizzazione della biodiversità;
- promozione della sostenibilità ambientale.

In relazione a quanto sopra, lo svolgimento di detta attività per ciascun esercizio finanziario della società, considerato unitamente agli esercizi precedenti, sarà finalizzato alle riduzioni delle emissioni di gas serra a livello globale.

3 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Nella tabella seguente, sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche del progetto.

Tabella 1: Riepilogo dati generali di progetto

Item	Descrizione
<i>Committente:</i>	CERO ITALY PROJECTS 1 S.R.L.
<i>Luogo di installazione:</i>	Comune di Butera (CL), Contrada contrade San Giuliano, Inviata e Pozzillo.
<i>Denominazione impianto:</i>	San Giuliano
<i>Dati catastali area di progetto:</i>	Fogli: 51, 56, 80, 81, 82 e 175 del Nuovo Catasto Terreni (N.C.T.) del comune di Butera (CL).
<i>Potenza di generazione (MW):</i>	90,4035 MWp
<i>Potenza in immissione (MW):</i>	80 MW
<i>Informazioni generali del sito:</i>	Il sito ben accessibile, infatti l'area di progetto Ovest è raggiungibile attraverso la SP47, il Lotto Est è raggiungibile tramite la SS190 e lo storage è raggiungibile dalla SP81.
<i>Coordinate:</i>	Lotto Ovest Latitudine 37°13'17.26"N Longitudine 14° 05'12.38"E Quota altimetrica media - 290 m s.l.m
	Lotto Est 1 Latitudine 37°15'27.53"N Longitudine 14°13'23.58"E Quota altimetrica media – 380 m s.l.m
	Lotto Est 2 Latitudine 37°14'17.85"N Longitudine 14°13'38.29"E Quota altimetrica media - 370 m s.l.m
	Lotto Est 3 Latitudine 37°13'33.56"N Longitudine 14°13'44.14"E Quota altimetrica media - 358 m s.l.m
	Storage Latitudine 37°11'8.77"N Longitudine 14°13'49.93"E

	Quota altimetrica media - 260 m s.l.m.
<i>Tipo di strutture di sostegno:</i>	Strutture fisse inclinate a 25°
<i>Caratterizzazione urbanistico vincolistica:</i>	Il PRG del comune di Butera colloca l'area d'intervento in zona E "Zona Agricola".
<i>Cabine elettriche:</i>	n. 27 Power Station; n. 7 cabine quadri AT;



Figura 1: Individuazione delle aree oggetto di studio. In rosso le aree di progetto, in blu il cavidotto e in verde l'area di progetto dello storage.

4 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere e infrastrutture:

- **Opere civili:** installazione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici; realizzazione della viabilità interna al campo fotovoltaico e sistemazione della viabilità esistente; realizzazione della recinzione perimetrale al campo fotovoltaico; realizzazione degli scavi per la posa dei cavi elettrici; realizzazione fondazioni delle cabine elettriche e dei locali;
- **Opere impiantistiche:** installazione dei moduli fotovoltaici collegati in stringhe; installazione degli inverter centralizzati all'interno delle power station; installazione delle apparecchiature e realizzazione dei collegamenti all'interno delle cabine di smistamento; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite

cavidotti interrati, tra i moduli fotovoltaici, gli inverter, le cabine elettriche; realizzazione degli impianti di terra dei gruppi di campo, delle cabine elettriche;

- **Opere di mitigazione:** messa in opera di una fascia di mitigazione perimetrale di mandorli nell'area d'impianto e di ulivi nell'area dello storage prima dell'inizio della realizzazione del parco fotovoltaico.

Dati generali dell'impianto agrivoltaico:

- 🔌 Numero di moduli fotovoltaici: 138.270 MF;
- 🔌 Tipologia di modulo fotovoltaico: Canadian Solar BiHiKu7 Bifacial Mono Perc da 675 Wp;
- 🔌 Potenza modulo fotovoltaico: 675 W;
- 🔌 Potenza di generazione dell'impianto: 90,4035 MW_p;
- 🔌 Inverter utilizzati: Sungrow SG1100-UD;
- 🔌 Numero di inverter: 74;
- 🔌 Connessione alla rete elettrica: AT (36 kV).

Tipologia di installazione:

L'impianto verrà realizzato utilizzando principalmente da n. 4609 strutture fisse inclinate a 25° su cui verranno montati i moduli fotovoltaici.

Dati generali producibilità annua stimata:

- 🔌 Potenza installata: 90,4035 MW_p;
- 🔌 Esposizione del generatore fotovoltaico:
 - Strutture fisse inclinate a 25°.
- 🔌 Rendimento energetico impianto stimato: 85,63% (lotto ovest) e 86,08 % (lotto est);
- 🔌 Producibilità specifica, per il 1° anno: 1735 kWh/KWp/anno (lotto ovest) e 1745 kWh/KWp/anno (lotto est);
- 🔌 Producibilità totale impianto, per il 1° anno: 95,45 GWh/anno (lotto ovest) e 69,06 GWh/anno (lotto est).

5 CONNESSIONE ALLA RTN

Il progetto è ad oggi riferito al Preventivo di connessione TERNA avente codice pratica **202304589**.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 36 kV con una nuova stazione di trasformazione 220/150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce su entrambe le terne della linea RTN a 220 kV "Favara – Chiaramonte Gulfi".

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, così come viene riportato nella STMG "Vi comunichiamo che il/i nuovo/i elettrodotto/i in antenna a 36 kV per il collegamento della Vs. centrale sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce/costituiscono impianto di utenza per la connessione, mentre lo/gli stallo/i arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce/costituiscono impianto di rete per la connessione."

6 CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

Il presente progetto definitivo nasce a valle di verifiche progettuali inerenti alla fattibilità dell'intervento dal punto di vista tecnico-economico, ambientale e di utilità sociale ed energetica.

I criteri seguiti per la progettazione dell'impianto e delle strutture sono in linea con gli usali criteri di buona tecnica e di regola dell'arte applicati conformemente alle normative obbligatori vigenti.

In particolare, la progettazione è stata condotta conformemente alle disposizioni del D.M. 05/05/2011 e s.m.i. "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica solare, in attuazione dell'articolo 7 del D.Lgs. del 29/12/2003, n. 387" come integrate dalle deliberazioni dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas.

7 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto agrivoltaico e i relativi componenti rispettano, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle norme tecniche si seguite elencate.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete e le delibere dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas, riportanti disposizioni applicative per la connessione ed esercizio di impianto fotovoltaici collegati alla rete elettrica pubblica.

Si precisa che l'elenco sotto riportato non è da intendersi esaustivo; ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili ove di pertinenza.

❖ Norme CEI:

- 📑 CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- 📑 CEI 64-8 parte 7, sezione 712: i sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- 📑 CEI 11-20;V1: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- 📑 CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) – caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- 📑 CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- 📑 CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
- 📑 CEI EN 60439-1 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- 📑 CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- 📑 CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini;

- ✚ CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✚ UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici; dati climatici;
- ✚ CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica – composizione, precisione e verifica;
- ✚ CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.).

8 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI

L'impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, collegato alla rete di trasmissione nazionale. Questo tipo di impianti, come previsto dallo stesso D.M. 5-5-2011 e s.m.i., presentano un alto livello di regolamentazione tecnica obbligatoria, sia a riguardo dell'architettura della progettazione (documenti obbligatori, caratteristiche del progetto, ecc..), sia a riguardo dei materiali da utilizzare (compatibilità elettrica ed elettromagnetica, marchi di qualità, prestazioni, ecc..).

Le scelte dei materiali impiegati, quindi, sono correlati a questo quadro normativo obbligatorio che può essere considerato "standardizzato", il quale di per sé garantisce un'elevata qualità costruttiva e prestazionale dei materiali utilizzati.

Inoltre, si precisa che, la profonda e veloce evoluzione tecnica dei componenti l'impianto permette di raggiungere oggi e in futuro ottimi livelli prestazione e basse emissioni. Tuttavia è assai difficile, alla data del progetto definitivo, definire con marca e modello i componenti che saranno installati per la realizzazione del progetto. Consideriamo quindi i componenti indicati, quali per esempio moduli fotovoltaici e inverter, come allo stato dell'arte di oggi, ma che potrebbero essere modificati sempre assicurando l'ottimale mitigazione ambientale ed in conformità al progetto autorizzato.

8.1 MODULI FOTOVOLTAICI

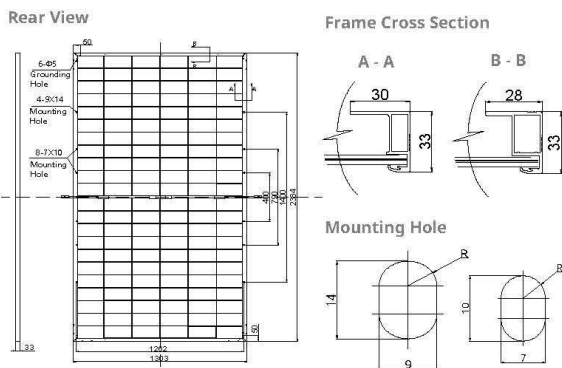
I moduli fotovoltaici presenti oggi sul mercato possono essere distinti in:

- ✚ Moduli in silicio policristallino;
- ✚ Moduli in silicio monocristallino;

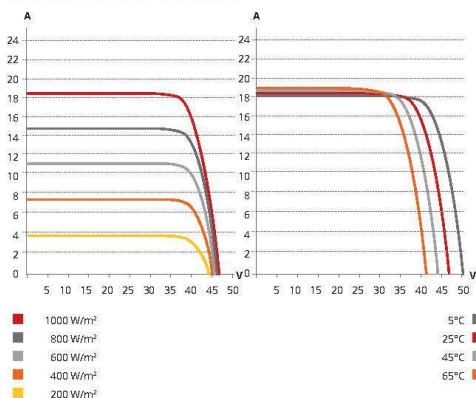
Il modulo fotovoltaico scelto è un modulo in silicio monocristallino modello TOPBiHiKu7 Bifacial Mono Perc del produttore Canadian Solar, con potenza massima pari a 675 Wp, tensione di circuito aperto pari a 46.9 V e corrente di cortocircuito pari a 18,24 A o moduli fotovoltaici similari.

La superficie complessiva occupata dai 138270 moduli fotovoltaici ha un'estensione di 42,95 ha, ottenuta dal prodotto del numero di moduli per la superficie del singolo modulo al netto delle tolleranze di installazione sulle strutture. Si riportano nella figura in calce le caratteristiche elettriche e meccaniche del modulo.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-680TB-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-675TB-AG	675 W	39.0 V	17.31 A	46.9 V	18.24 A	21.7%	
	5% 709 W	39.0 V	18.19 A	46.9 V	19.15 A	22.8%	
	10% 743 W	39.0 V	19.04 A	46.9 V	20.06 A	23.9%	
Bifacial Gain**	20% 810 W	39.0 V	20.77 A	46.9 V	21.89 A	26.1%	
	CS7N-680TB-AG	680 W	39.2 V	17.35 A	47.1 V	18.29 A	21.9%
	5% 714 W	39.2 V	18.22 A	47.1 V	19.20 A	23.0%	
Bifacial Gain**	10% 748 W	39.2 V	19.09 A	47.1 V	20.12 A	24.1%	
	20% 816 W	39.2 V	20.82 A	47.1 V	21.95 A	26.3%	
	CS7N-685TB-AG	685 W	39.4 V	17.39 A	47.3 V	18.34 A	22.1%
Bifacial Gain**	5% 719 W	39.4 V	18.26 A	47.3 V	19.26 A	23.1%	
	10% 754 W	39.4 V	19.14 A	47.3 V	20.17 A	24.3%	
	20% 822 W	39.4 V	20.87 A	47.3 V	22.01 A	26.5%	
CS7N-690TB-AG	690 W	39.6 V	17.43 A	47.5 V	18.39 A	22.2%	
Bifacial Gain**	5% 725 W	39.6 V	18.31 A	47.5 V	19.31 A	23.3%	
	10% 759 W	39.6 V	19.17 A	47.5 V	20.23 A	24.4%	
	20% 828 W	39.6 V	20.92 A	47.5 V	22.07 A	26.7%	
CS7N-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%	
Bifacial Gain**	5% 730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%	
	10% 765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%	
	20% 834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%	
CS7N-700TB-AG	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%	
Bifacial Gain**	5% 735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%	
	10% 770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%	
	20% 840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%	
CS7N-705TB-AG	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%	
Bifacial Gain**	5% 740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%	
	10% 776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	20.39 A	25.0%	
	20% 846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%	

* 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-675TB-AG	510 W	36.9 V	13.84 A	44.4 V	14.71 A
CS7N-680TB-AG	514 W	37.1 V	13.88 A	44.6 V	14.75 A
CS7N-685TB-AG	518 W	37.2 V	13.91 A	44.8 V	14.79 A
CS7N-690TB-AG	522 W	37.4 V	13.94 A	45.0 V	14.83 A
CS7N-695TB-AG	526 W	37.6 V	13.97 A	45.2 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	529 W	37.8 V	14.00 A	45.4 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	533 W	38.0 V	14.03 A	45.5 V	14.95 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	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 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 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

* 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*	80 %

* Power Bifaciality = Pmax_{rear} / Pmax_{front}, both Pmax_{rear} 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.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.25 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Figura 2 – caratteristiche tecniche, meccaniche e curve I-V

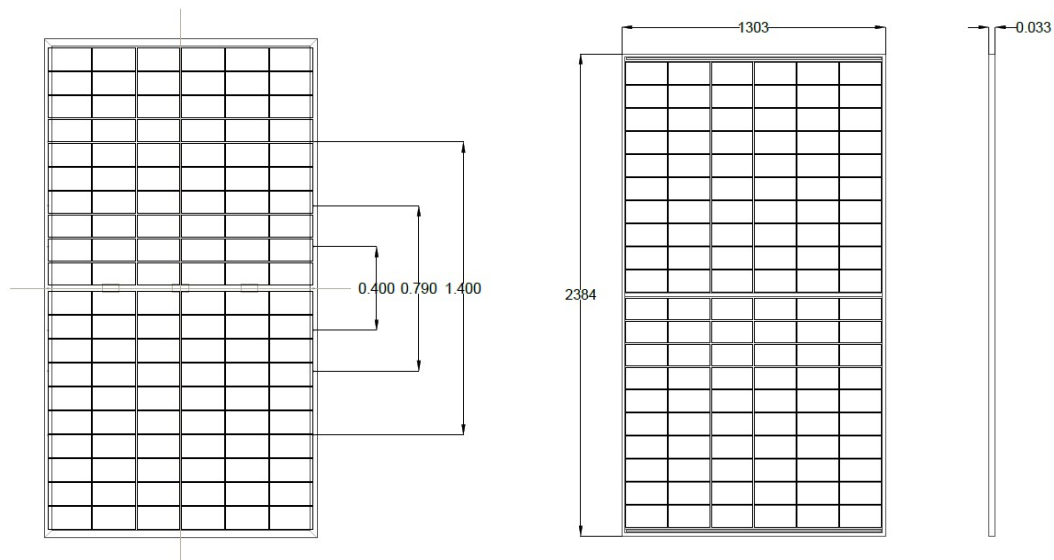


Figura 3: Particolare modulo FV - Canadian Solar - BiHiKu7 da 675 W

8.2 STRUTTURE FISSE

La tecnologia a impianti fissi è costituita da strutture di sostegno che sorreggono piani di moduli fissi rivolti verso Sud con una inclinazione prestabilita al fine di ottimizzare la captazione dell'energia in funzione del sito di installazione. I moduli fotovoltaici sono collegati fra loro in unità di potenza maggiore chiamate stringhe, a loro volta collegate tra loro in strutture definite tavoli fotovoltaici.

Questa tecnologia offre molti vantaggi: le strutture di supporto semplici e economiche, leggere, di facile montaggio e smontaggio, senza parti in movimento. Praticamente assenza costi di esercizio e di manutenzione, o comunque legati alla minima manutenzione ordinaria; movimenti di terra ridotti al minimo; fondazioni senza calcestruzzo, si tratta di semplici pali metallici infissi o invitati nel suolo, con un vantaggio considerevole per l'ambiente e il territorio: non sono invasivi e sono facilmente smontabili. Altezze decisamente inferiori a quelle degli inseguitori con conseguente maggiore facilità di inserimento paesistico e mitigazione ambientale. Assenza di rumore prodotto dalle strutture dei pannelli. Facile e veloce recupero dell'area all'uso agricolo al termine del ciclo di vita dell'impianto. Gli svantaggi principali sono sostanzialmente riconducibili ad una teorica producibilità minore rispetto ad impianti ad inseguitori solari e principalmente il maggiore ombreggiamento oltre che l'impossibilità di utilizzare mezzi meccanici per la coltivazione sotto le strutture data l'altezza ridotta. Per il progetto sono state utilizzate n. 4609 strutture fisse inclinate a 25°. Le strutture avranno un'altezza minima pari a circa 0,80 mt e un'altezza massima di circa 3 mt.

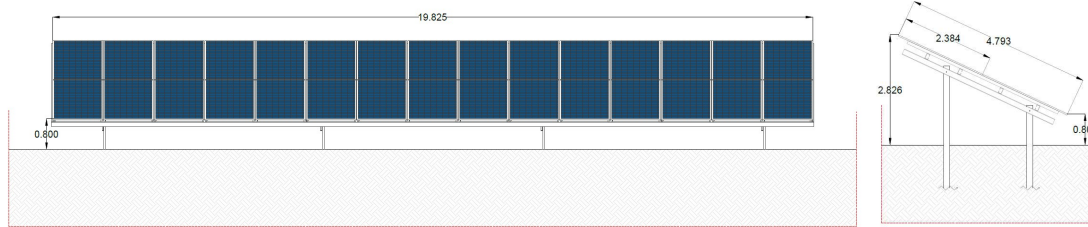


Figura 4: Prospetto frontale e sezione delle strutture in esame

8.3 CONVERSIONE STATICA CC/CA – INVERTER DI CENTRALIZZATI

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 74 inverter del produttore "SUNGROW" modello "SG1100-UD" di nominale lato alternata di 1100 kVA o inverter similari.

8.4 CABINE ELETTRICHE

Si prevede l'utilizzo di n.7 cabine di quadri AT ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi, definiti dalle n. 27 power station disposte nel campo agrivoltaico e le 20 power station dai due impianti BESS, come meglio descritto nello schema a blocchi e nello schema unifilare.

Le cabine sono così denominate:

- Cabina di Raccolta PV Ovest;
- Cabina di Smistamento PV Ovest;
- Cabina di Raccolta PV Est;
- Cabina di Raccolta Bess Linea 1;
- Cabina di Raccolta Bess Linea 2;
- Cabina Collettrice PV Ovest – Bess Linea 1;
- Cabina Collettrice PV Est – Bess Linea 2.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante, conforme alla norma CEI EN 6262-202 o in c.a.v. prodotte ai sensi del DM 14/01/2008 e della Legge 5/11/71 n° 1086 art.9 – D.M. 3/12/87 n°39

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai trasformatori e dai quadri sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura o di tipo eolico.

Per ogni cabina elettrica sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 50 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

8.4.1 Power Station

Le Power Station saranno così equipaggiate:

- ✚ 1 quadro BT per la protezione lato bassa tensione che include il sistema di protezione di interfaccia e il relativo DDI oltre che il rinalzo per la mancata apertura;
- ✚ Da 1 a 6 inverter da 1100 (in base alla potenza della cabina);
- ✚ 1 trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'inverter;
- ✚ 1 trasformatore di potenza con rapporto di trasformazione 630V/36.000V per la connessione in Alta tensione;
- ✚ 2 o 3 cubicoli AT;

Le taglie dei trasformatori di ogni sottocampo sono mostrate nell'apposito paragrafo.

Le varie uscite degli inverter saranno collegate in parallelo all'interno di un quadro di parallelo BT (QPBT), installato presso ciascuna delle cabine elettriche di trasformazione. Il quadro sarà conforme alla norma CEI EN 60439-1 per linee di potenza idoneo a contenere:

- ✚ il dispositivo di parallelo quadro, di tipo scatolato, con funzione di protezione da sovracorrenti e sezionamento della linea in bassa tensione a valle del trasformatore BT/AT;
- ✚ la centralina termometrica del trasformatore BT/AT;

Sarà inoltre installato un quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari (QSA) e un gruppo di continuità UPS. Il quadro dei servizi ausiliari conterrà i dispositivi di protezione e sezionamento di tipo modulare per la protezione e sezionamento delle linee di alimentazione dei servizi ausiliari (condizionatori, illuminazione, circuiti prese, circuiti ausiliari quadri elettrici, ecc...), nonché dell'UPS.

Il QPBT sarà costituito delle seguenti parti da valle a monte:

- ✚ Dispositivi del generatore fotovoltaico: sono gli interruttori del quadro che collegano il QPCA alle uscite degli inverter. Sono interruttori automatici con sganciatori magneto-termici che intervengono per guasto interno al sistema fotovoltaico. L'interruttore interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro;

L'uscita del quadro QPBT sarà connessa tramite l'interruttore BT di alimentazione del QPCA al primario del trasformatore AT/BT.

Il trasformatore sarà trifase con gli avvolgimenti inglobati sotto vuoto in resina epossidica e con raffreddamento in aria naturale. Il trasformatore deve essere progettato e costruito per rispondere alle Norme CEI Italiane ed IEC internazionali in vigore alla data della sua costruzione.

8.5 PROTEZIONE GENERALE E PROTEZIONE DI INTERFACCIA

Le uscite delle cabine di trasformazione confluiranno alla cabina di smistamento, contenente i quadri: si tratta di quadri contenenti le unità di arrivo/partenza e le protezioni delle linee/apparecchiature presenti sulla rete a 36 kV utente.

8.6 CAVI ELETTRICI

Saranno impiegate le seguenti tipologie di cavi in funzione delle condizioni di posa:

- 1) cavo "solar" tipo H1Z2Z2-K, unipolare, resistente all'ozono e ai raggi UV, conforme alle Norme IMQ CPT065 / CEI 20-35 / 20-37P2 / EN 60332-1-2 / EN 50267-1-2 / EN 50267-2-2. Saranno utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici e per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo;
- 2) cavo unipolare tipo ARE4R 0,6/1 kV o multipolare tipo ARE4(O)R 0,6/1 kV, o equivalenti, adatti per pose in ambienti interni o esterni anche bagnati. Saranno utilizzati per pose prevalentemente in tubazioni interrate e/o per condutture in esterno;
- 3) cavo unipolare tipo ARE4R 0,6/1 kV o equivalente. Saranno utilizzati prevalentemente per i cablaggi all'interno dei quadri elettrici in bassa tensione e per realizzare le condutture elettriche in bassa tensione entro tubi in aria in interni;
- 4) cavo unipolare tipo ARE4R 0,6/1 kV, o equivalente per collegamenti equipotenziali ai fini della messa a terra di sicurezza;
- 5) cavi unipolari, per posa interrata, con Conduttore a corda rotonda compatta alluminio, isolati con mescola estrusa di polietilene reticolato (XLPE), tipo ARE4H5E 20,8/36 per i collegamenti dei circuiti a 36Kv.

La scelta delle sezioni dei cavi va effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 2%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Particolare attenzione va riservata alla scelta delle sezioni dei cavi dei circuiti afferenti ai gruppi di misura dell'energia prodotta al fine di rendere trascurabili le perdite energetiche per effetto joule sugli stessi.

9 IMPIANTO AGROVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

9.1 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

I 138.270 moduli fotovoltaici con potenza nominale di ciascun modulo pari a 675 W, verranno installati su 4.609 strutture fisse da 30 MF.

L'impianto sarà pertanto composto complessivamente da 4609 stringhe.

Tabella 2: Riepilogo dati generatore

Tipologia di installazione	strutture [n°]	MF [n°]	Potenza installata [MWp]
Strutture fisse da 30 MF	4.609	138.270	90,4035

9.2 DEFINIZIONE SOTTOCAMPI E CONFIGURAZIONE ELETTRICA

L'impianto è stato suddiviso in 48 aree che afferiscono a 27 sottocampi, in funzione delle potenze installate. Di seguito si riportano le tabelle riepilogative delle potenze per ogni sottocampo.

Tabella 3: Tabella delle potenze e configurazione elettrica

Tabella delle potenze e configurazione elettrica FTV										
PV area	P. DC input Inv. [kWp]	Power Station	P. Power Station	N. Stringhe Sottocampo	Sting Box da 18	Sting Box da 17	Sting Box da 16	PWR DC/AC	Sezione	P. sezione [kWp]
1	7371,0	1	6600	364	4,5	14		1,12	1	12615,8
2					0,5					
3					2					
4	2612,25	2	2200	129		1	7	1,19	2	13851
5	2632,5	3	2200	130		2	6	1,20		
6	2308,5	4	2200	114		2	5	1,05		
7	2511	5	2200	124	5	2		1,14	3	13810,5
8	2531,25	6	2200	125	6	1		1,15		
9	3888	7	3300	192	5	6		1,18		
10										
11	2612,25	8	2200	129		1	7	1,19	3	13810,5
12	3483	9	3300	172	2	8		1,06		
13										
14	6480	10	5500	320	14	4		1,18	3	13810,5
15										
16										
17	3847,5	11	3300	190	3	8		1,17	3	13810,5
18										

19	3827,25	12	3300	189	2	9		1,16	4	13810,5
20										
21	3827,25	13	3300	189	2	9		1,16		
22	3827,25	14	3300	189	2	9		1,16		
23	2328,75	15	2200	115		3	4	1,06		
24										
25										
26	7290	16	6600	360	20			1,10	5	12534,75
27										
28	1296	17	1100	64			4	1,18		
29										
30	3948,75	18	3300	195	8	3		1,20		
31										
32										
33										
34										
36	2531,25	19	2200	125	6	1		1,15	6	6378,75
35	3847,5	20	3300	190	3	8		1,17		
37										
38										
39	4009,5	21	3300	198	11			1,17	7	13446
40	5366,25	22	4400	265	10	5		1,22		
41	1356,75	23	1100	67		3	1	1,23		
42	1356,75	24	1100	67		3	1	1,23		
43	1356,75	25	1100	67		3	1	1,23		
44	3462,75	26	3300	171	1	9		1,05	8	6885
45										
46	3422,25	27	3300	169		9	1	1,04		
47										
48										
TOTAL	93332,25		81400	4609	107	123	37	1,15		93332,25

9.3 TRASFORMATORI

La tensione nominale d'uscita degli inverter da 1100 kW, pari a 630 V, verrà innalzata a 36 kV all'interno delle cabine di trasformazione. Ogni cabina di trasformazione sarà in grado di gestire la potenza ad essa confluyente. Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in c.a.v. e come meglio descritto nelle tavole di progetto. Nello specifico saranno utilizzati trasformatori DYn11, 630/36kV, con taglie così come da tabella seguente.

Tabella 4: Dati trasformatori

Cabina	Trafo [kVA]
6600	7590
5500	6325
4400	5060
3300	3795
2200	2530
1100	1265
BESS	5500

10 DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ

10.1 EFFETTO FOTOVOLTAICO

Un impianto fotovoltaico è composto in larga parte da pannelli fotovoltaici, chiamati anche moduli fotovoltaici. Un pannello (o "modulo") non è nient'altro che una struttura in grado di catturare la luce solare e di trasformarla in corrente elettrica alternata che poi viene utilizzata per gli scopi più comuni, come, ad esempio, la luce che abbiamo nelle nostre case.

Gli impianti fotovoltaici si basano su un principio, storicamente e scientificamente conosciuto con il nome di effetto fotovoltaico, parola derivante dal greco che unisce i termini 'luce' e 'volt', l'unità di misura della tensione elettrica. Facciamo un breve *excursus*.

La tecnologia fotovoltaica (FV) consente di trasformare direttamente l'energia della radiazione solare in energia elettrica, con un'efficienza globale tra il 16% e il 22% per una singola cella fotovoltaica monocristallina.

Questi dispositivi sono fabbricati a partire da materiali semiconduttori, come il silicio (Si), l'arsenurio di gallio (GaAs) e il solfato di rame (Cu₂S). In una cella fotovoltaica, i fotoni della luce solare incidente spezzano i legami degli elettroni del semiconduttore, consentendo così agli elettroni di muoversi liberamente nel semiconduttore. Le posizioni lasciate libere dagli elettroni agiscono come cariche positive e prendono il nome di "lacune".

Le celle fotovoltaiche consistono generalmente in due regioni sottili, una sopra l'altra, ognuna dotata di impurità aggiunte appositamente chiamate droganti. Il risultato è che una regione è di "tipo n", avendo un eccesso di elettroni (negativi), mentre l'altra è di "tipo p", avendo un eccesso di lacune positive.

Questa struttura a 2 regioni, chiamata *giunzione p-n*, produce un campo elettrico interno.

Quando i fotoni creano elettroni liberi e lacune in prossimità della *giunzione p-n*, il campo elettrico interno li fa muovere in direzioni opposte; gli elettroni si muovono verso il lato n e le lacune si muovono verso il lato p. Viene quindi generata una tensione (forza elettromotrice, f.e.m.) fra le regioni p ed n, con il lato p positivo ed il lato n negativo. Se tramite di fili si collegano il lato p ed il lato n ad un "carico", per esempio una lampadina, vi è una tensione ai capi del carico e una corrente elettrica scorre sul carico.



Figura 5 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino

Il silicio in forma cristallina è il materiale maggiormente utilizzato per la fabbricazione di celle fotovoltaiche, che tipicamente hanno dimensioni di 12 cm x 12 cm. Le celle vengono assemblate in modo da ottenere moduli fotovoltaici di circa mezzo metro quadrato di superficie (Vedi **Figura 6**).

Celle di altro tipo sono quelle in silicio policristallino e amorfo che hanno un rendimento inferiore, e quelle con più di due giunzioni che possono avere un rendimento superiore, ma sono molto care. Al momento uno sforzo considerevole viene impiegato per sviluppare celle plastiche con polimeri che dovrebbero avere un basso costo, ma anche una bassa efficienza.

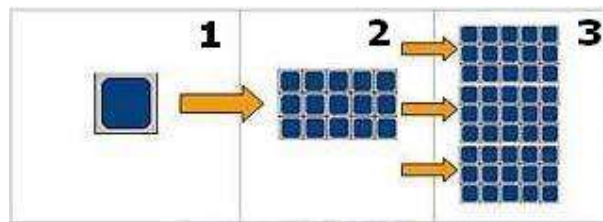


Figura 6 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino. Singole celle fotovoltaiche (1) connesse in serie formano un modulo fotovoltaico (2). Più moduli assemblati realizzano un impianto fotovoltaico (3)

10.2 IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata utilizzando il database PVGIS.

PVGIS si basa sull'utilizzo di un database di radiazione solare ricavato da dati climatici normalizzati su base europea e disponibili all'interno dell'*European Solar Radiation Atlas*.

L'algoritmo del modello stima l'irradianza/irradiazione globale (con componenti diretta, diffusa e riflessa), in assenza e in presenza di fenomeni meteorologici reali (quali ad esempio pioggia, nebbia, nuvole, etc..) calcolata su superfici orizzontali o inclinate.

L'irradiazione giornaliera totale [W_h/m^2] viene calcolata mediante l'integrazione dei valori dell'irradianza oraria durante l'arco della giornata. A tal fine, vengono estrapolati i dati storici dal database

Nella **figura seguente** in calce è visibile il bilancio di irraggiamento calcolato con il Software PV-Syst per le due aree oggetto dell'Intervento relativamente all'installazione su strutture fisse

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	73.4	30.70	9.60	110.6	98.7	4983412	4807360	0.835
February	92.6	37.60	9.70	125.7	116.2	5988597	5765958	0.881
March	140.4	54.90	11.50	169.3	157.6	8106945	7796400	0.884
April	170.8	67.30	14.30	185.0	172.2	8818266	8481553	0.880
May	214.8	73.90	18.50	213.2	198.9	10002819	9609225	0.865
June	228.3	71.60	22.70	218.8	204.5	10178369	9783229	0.858
July	244.9	67.20	25.20	239.3	224.2	10982185	10546691	0.846
August	214.6	64.00	25.50	226.7	212.3	10356857	9947755	0.842
September	155.3	58.00	22.30	178.1	165.5	8174407	7862524	0.848
October	116.4	48.10	18.70	149.4	138.6	6954006	6697083	0.861
November	76.4	34.10	14.50	110.3	99.1	4966778	4792009	0.834
December	65.4	28.40	10.89	100.2	89.1	4446914	4290184	0.822
Year	1793.3	635.80	16.99	2026.5	1876.7	93959555	90379971	0.856

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		

Figura 8 - Bilancio di irraggiamento output PV-Syst – Lotto ovest

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	73.4	30.70	9.60	110.6	98.3	3570643	3468602	0.830
February	92.6	37.60	9.70	125.8	116.1	4333508	4206345	0.885
March	140.4	54.90	11.50	169.3	157.5	5871631	5696823	0.890
April	170.8	67.30	14.30	185.0	172.2	6390065	6200918	0.887
May	214.8	73.90	18.50	213.3	198.8	7239818	7019333	0.871
June	228.3	71.60	22.70	218.7	204.3	7371218	7150529	0.865
July	244.9	67.20	25.20	239.2	224.0	7955112	7712777	0.853
August	214.6	64.00	25.50	226.8	212.3	7509128	7280596	0.850
September	155.3	58.00	22.30	178.0	165.4	5919837	5744516	0.854
October	116.4	48.10	18.70	149.5	138.6	5038587	4891798	0.866
November	76.4	34.10	14.50	110.3	98.8	3573554	3471769	0.833
December	65.4	28.40	10.89	100.3	88.6	3178545	3086630	0.815
Year	1793.3	635.80	16.99	2026.8	1874.9	67951646	65930637	0.861

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		

Figura 7- Bilancio di irraggiamento output PV-Syst – Lotto est

10.3 PRODUCIBILITÀ

La producibilità dell'impianto è stata ricavata mediante la simulazione con software PV-Syst
 Nella seguente è visibile il prospetto di sintesi della produzione prevista dall'impianto fotovoltaico, distinta per le due tipologie di installazione, calcolata mese per mese, per ogni kW di potenza installata derivante dalla simulazione eseguita dal software (Nell'Allegato alla presente relazione è visibile l'intero calcolo per l'installazione).

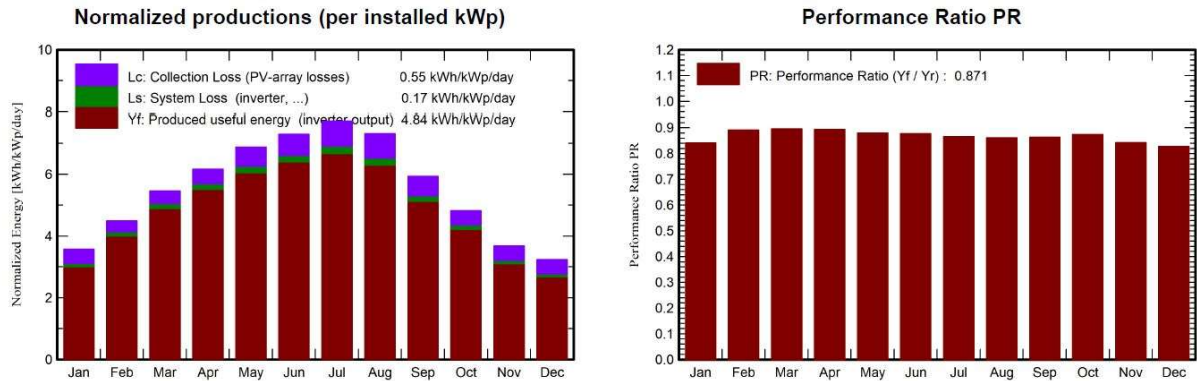


Figura 8: Valori di producibilità output PV-Syst – Lotto ovest

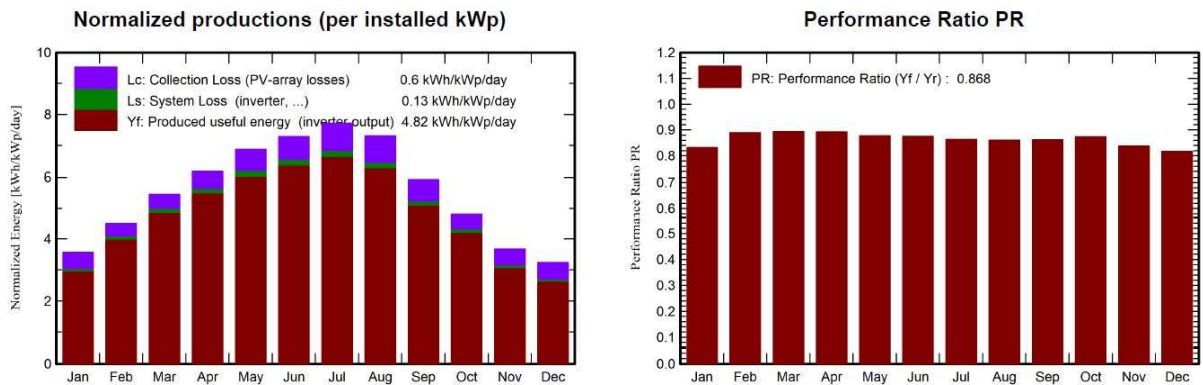


Figura 9 - Valori di producibilità output PV-Syst – Lotto est

Nella Tabella seguente è possibile prendere visione dei dati di Sintesi complessivi:

Tabella 5: Riepilogo dati producibilità

DATI DI SINTESI		
	<i>Lotto Ovest</i>	<i>Lotto Est</i>
Producibilità Impianto (1° anno):	1765 kWh/kWP	1760 kWh/kWP
PR (Performance Ratio):	87,1%	86,82%
Producibilità complessiva (1° anno):	95,46 GWh/anno	69,06 GWh/anno

11 SISTEMA DI ACCUMULO

Per sistema di accumulo elettrochimico si intende un insieme di apparecchiature e logiche di gestione e controllo, finalizzate a immettere e assorbire energia elettrica, funzionante in maniera continuativa in parallelo con una rete con obbligo di connessione di terzi.

I sistemi di accumulo dell'energia elettrica sono finalizzati a favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili (es. eolico e fotovoltaico) e sono ritenuti necessari per permettere l'immissione ed il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile. I sistemi BESS possono infatti operare sia come carico, durante la carica degli accumulatori, sia come generatore durante la loro fase di scarica.

Tra le principali applicazioni di tale tipologia di impianti a vantaggio della sicurezza del sistema elettrico nazionale, troviamo:

- Regolazione della frequenza;
- Regolazione della tensione;
- Sostegno della tensione durante i cortocircuiti;
- Regolazione e bilanciamento nell'erogazione dei servizi di dispacciamento.

È noto che per la sicurezza del sistema elettrico è necessario prevedere una copertura di tipo programmabile (impianti termoelettrici tradizionali) da affiancare agli impianti di produzione non programmabili. Risulta quindi evidente come l'utilizzo di impianti BESS permetta di considerare questi ultimi come impianti di tipo programmabile: si utilizzeranno i sistemi BESS come carico (quindi in accumulo) in caso di eccedenza di potenza immessa in rete da parte di impianti di produzione non programmabili, mentre gli stessi BESS potranno funzionare come generatori in caso di deficit di potenza immessa in rete.

11.1 BESS - CARATTERISTICHE TECNICHE

Il BESS è un impianto di accumulo elettrochimico di energia elettrica costituito da batterie, conversione di potenza, sistema di controllo e trasformazione / innalzamento

Secondo la serie IEC 62933, il BESS è progettato in sottosistemi con la seguente gerarchia e come indicato nella Figura 7

- Sottosistema primario: sottosistema di accumulo e sottosistema di conversione di potenza
- Sottosistema ausiliario
- Sottosistema di controllo: sottosistema di comunicazione, sottosistema di gestione e sottosistema di protezione

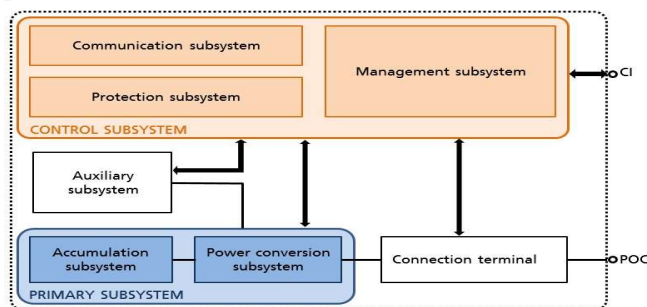


Figura 7: Architettura BESS con un POC

Il sistema di accumulo BESS sarà progettato secondo una architettura simile a quella rappresentata nella seguente 8:

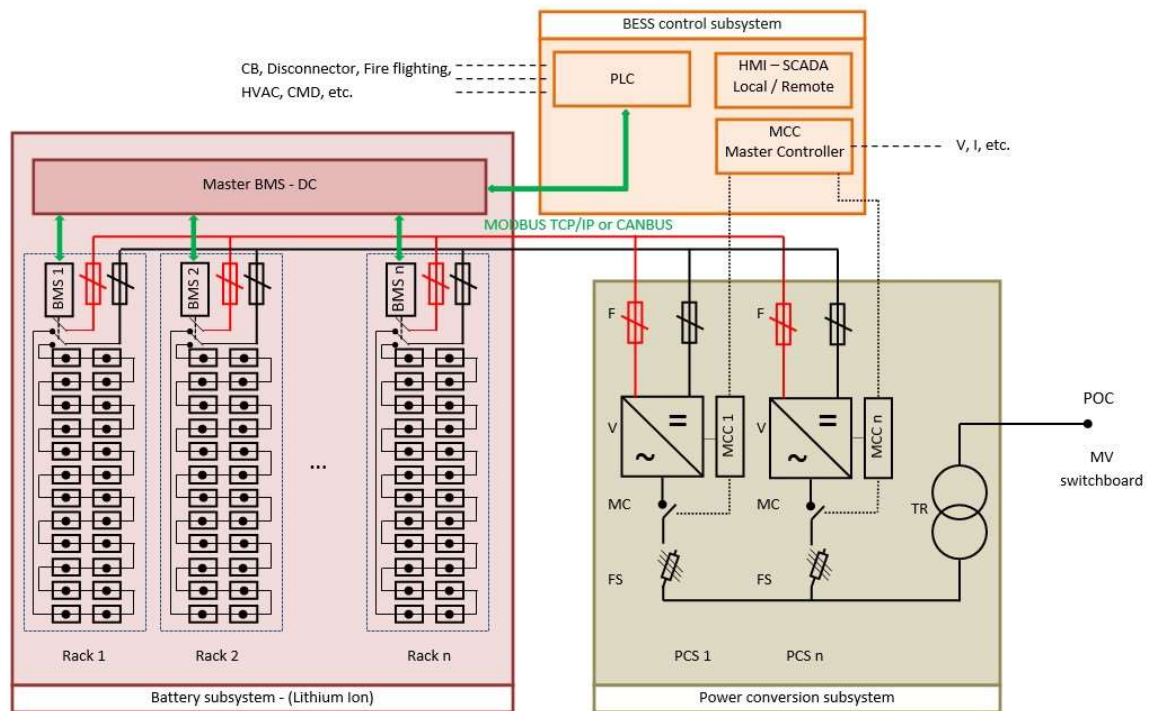


Figura 8: Architettura generale del sistema BESS

In genere, i componenti del BESS saranno assemblati in dei container pronti per essere installati sul campo. Il BESS sarà fornito di tutti i cavi BT, MT, segnalazione e controllo nonché cavi FO necessari per collegare tra loro tutti i sottosistemi e per collegare il BESS al POC.

I sistemi di accumulo BESS sono costituiti dai seguenti componenti tipici principali:

- **Sottosistema batteria:** sarà composto da batterie agli ioni di litio con un'aspettativa di vita pari alla durata prevista dell'impianto in condizioni operative normali adatte per l'installazione all'aperto. La batteria sarà composta da celle elettrochimiche, tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli sono collegati elettricamente tra loro ed assemblati in appositi armadi/rack in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente. Ogni rack avrà il proprio sistema di gestione della batteria "Battery Management System" (BMS), per gestire lo stato di carica "State of Charge" (SOC), lo stato di salute "State of Health" (SOH), la tensione, la corrente e la temperatura di ogni livello dei moduli batteria nel rack, nonché il controllo e la protezione. Le batterie e il loro BMS saranno integrati in container ISO standard di 40 piedi o cabinet personalizzati da posizionare all'aperto equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi.
- **Sottosistema di conversione di potenza:** costituito da uno o più convertitori di potenza bidirezionali a 4 quadranti, integrati in cabinet personalizzati per posa esterna o container ISO

standard di 20/40 piedi equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi. Il PCS sarà corredato da controllori dei convertitori, trasformatori BT/AT, filtri sinusoidali e RFI, interruttori e protezioni AC, interruttori e protezioni DC, ecc.

- **Sottosistema di controllo:** sarà composto da diversi sistemi, ad esempio, il sistema di controllo integrato (SCI) di impianto, che assicurerà il corretto funzionamento di ogni assemblato batterie azionato da PCS e il sistema centrale di controllo integrato (SCCI) che riporterà allarmi e segnali di warning dell'impianto BESS nella sala di controllo principale. Nello specifico saranno raggruppati nei seguenti sottogruppi:
- **Sistema gestione della batteria:** il BMS è un sistema per la gestione locale e il controllo del modulo batteria e dei suoi componenti; il BMS controlla i dispositivi e i sistemi di protezione e sicurezza, i dispositivi di controllo, monitoraggio e diagnostica e i servizi ausiliari.
- **Energy Management System:** il sistema di controllo dell'energia (EMS) è composto tipicamente da PC industriali collegati al sistema tramite architettura ridondante; il quale gestisce l'intero sistema di accumulo, la gestione dell'energia e l'ottimizzazione della rete e tutte le comunicazioni con gli operatori di livello superiore.
- **Protezione e ausiliari:** apparecchiature destinate a svolgere particolari funzioni aggiuntive allo stoccaggio o all'estrazione dell'energia elettrica, ad esempio: sistemi di protezione e di controllo, servizi ausiliari (condizionamento, ventilazione, interfacce, UPS, ecc.), circuito di distribuzione dell'energia, ecc.
- **Balance of Plant:** tutti i componenti dell'impianto saranno progettati e installati tenendo conto delle condizioni ambientali del sito di installazione e delle caratteristiche di potenza e tensione. A titolo esemplificativo, ma non esaustivo, saranno presenti le seguenti apparecchiature: quadri elettrici in BT ed AT, trasformatori ausiliari, trasformatore di isolamento, trasformatore elevatore BT/AT, ecc.

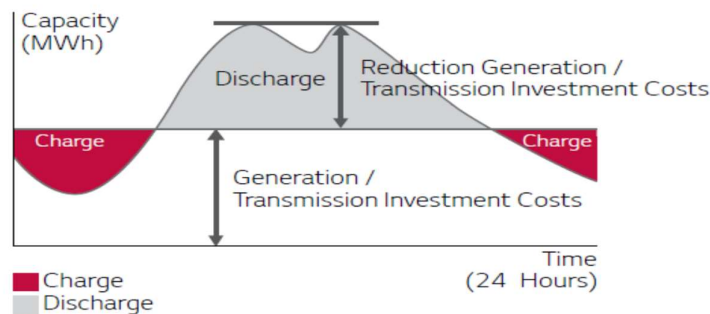
La configurazione del BESS, in termini di numero di PCS e di numero di moduli batteria, sarà effettuata in funzione delle scelte progettuali che verranno condivise con il fornitore del sistema, così come il numero di PCS che saranno connessi al quadro AT (36 kV).

11.2 SERVIZI FORNITI DAL SISTEMA DI ACCUMULO

Il sistema di accumulo “stand-alone oggetto di progettazione è chiamato a fornire diversi servizi alla rete elettrica nazionale. Tra i più rilevanti abbiamo:

- Spostamento del picco (Peak shifting)

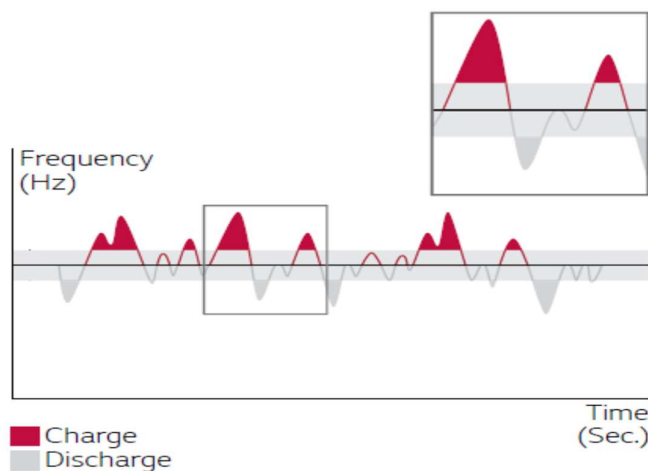
Il sistema di accumulo consente di spostare il picco di produzione degli impianti a fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaici, andando a caricarsi nei periodi di maggiore produzione e scaricandosi quando la produzione diminuisce.



Servizio di regolazione di carico

- Regolazione di frequenza (Frequency regulation)

Il sistema di accumulo può anche intervenire per effettuare delle regolazioni di frequenza andando a caricarsi quando la frequenza è troppo alta e scaricandosi quando la frequenza è troppo bassa.



Servizio di regolazione di frequenza

11.3 SISTEMA DI ACCUMULO IMPIANTO IN OGGETTO – TABELLA POTENZE

L'impianto di accumulo in oggetto è suddiviso in due sezioni e prevede l'utilizzo container di accumulo, cabine di trasformazione BT/MT, e cabine di raccolta.

I container di accumulo da installare sono modello **ST2752UX-US** e le cabine di trasformazione sono tipo **SC5000UD-MV** prodotti entrambi da **Sungrow** e attualmente in commercio.

Tale modello di sistema di accumulo è stato preso a riferimento per la redazione della documentazione tecnica e degli studi specialistici facenti parte del presente progetto. Tuttavia, la Società proponente potrà, in fase esecutiva, selezionare un fornitore e/o un modello di sistema di accumulo differente. In tal caso, i parametri dimensionali del sistema di accumulo che verrà selezionato potranno variare fermo restando le volumetrie globali, una potenza di 100 MW e tempo di scarica di 8 ore.

Saranno installati:

- **320** container di accumulo **ST2752UX-US**.

Ogni container ha una capacità nominale di accumulo di 2752 kWh, quindi complessivamente sarà installata una capacità pari a 880,64 MWh. Sarà implementato un sistema di controllo per limitare e la potenza di immissione dei gruppi DC/AC al fine di rispettare i valori di potenza e capacità indicati nell'STMG.

- **20** cabine di trasformazione (power station) tipo **SC5000UD-MV**.

Le cabine di trasformazione saranno composte da:

- Inverter;
- Quadro BT;
- Trasformatore innalzatore BT / AT con rapporto di trasformazione 0.63 / 36 kV;
- Moduli AT;

A ciascuna delle cabine di trasformazione afferiranno 16 container di accumulo.

- **2** cabine di raccolta;

La disposizione della componentistica verrà realizzata come dalle tavole allegate, in modo da poter gestire l'organizzazione degli stessi contestualmente all'area di posa. Tale disposizione ha altresì il fine di ottimizzare il rendimento dell'impianto limitando il più possibile la caduta di tensione nei tratti in corrente continua – compatibilmente ai vincoli fisici legati alla connessione dei cavi alle apparecchiature in campo – al fine di rendere minime le perdite del sistema.

Il dimensionamento e la scelta dei cavi ha dunque l'obiettivo di contenere la caduta di tensione a valori al di sotto del 1%

Si prevede che il sistema di accumulo "stand alone" oggetto di progettazione si interfacci in modo bidirezionale con la rete elettrica nazionale: caricandosi e scaricandosi a seconda delle esigenze della rete elettrica stessa.

Durante il giorno, in cui la produzione elettrica da fonti energetiche rinnovabili risulta essere maggiore, il sistema di accumulo stoccherà l'energia proveniente dalla rete: l'energia elettrica sarà stoccata in corrente continua all'interno delle batterie. In caso di necessità, il flusso di energia elettrica potrà essere invertito in qualsiasi momento, ed il sistema di accumulo sarà in grado di fornire energia elettrica alla rete.

Durante la fase di "carica", l'energia elettrica proveniente dalla rete elettrica nazionale sarà inviata attraverso un cavidotto in alta tensione a 36 kV alla Stazione Utente, in cui saranno alloggiati i dispositivi di interfaccia ed i gruppi di misura per l'energia scambiata (prelevata/ceduta), da cui partiranno i cavidotti interrati AT in direzione delle cabine di raccolta.

Da queste i cavi AT confluiranno nei quadri AT di ciascuna cabina di trasformazione, e saranno connessi ai trasformatori AT/BT che provvederanno a trasformare la corrente alternata a 36 KV trifase in ingresso a 0.63 KV trifase (tensione concatenata).

Il trasformatore AT/BT sarà alloggiato in un apposito vano ventilato (ventilazione naturale e forzata), dove saranno presenti anche i contatori fiscali per la misura dell'energia elettrica.

Le uscite AC ad 630 V del trasformatore confluiranno verso un Quadro elettrico generale di Bassa Tensione, collegato ai convertitori AC/DC (inverter).

Dagli inverter partiranno i cavi in continua verso i container di accumulo.

I BMS gestiranno l'intero array dei pacchi batteria, determinando un'area di sicurezza all'interno della quale il pacco batteria garantisce le migliori prestazioni tecniche ed energetiche.

Ciascun container sarà dotato di un sistema di ventilazione interno (sia naturale che forzata) atto a garantire una refrigerazione costante dei pacchi batteria durante il loro funzionamento.




Durante il funzionamento di scarica, il flusso di energia elettrica descritto in fase di carica sarà invertito: l'energia elettrica in corrente continua accumulata nelle celle elettrochimiche sarà immessa in rete sotto forma di corrente alternata.

Segue tabella delle potenze del sistema di accumulo.

Tabella delle potenze sistema di accumulo						
Sezione	Power Station	P. Power station [kW]	N. sistemi di accumulo	Capacità Sistema di acumulo [kWh]	Capacità P.S. [kWh]	Capacità Sezione [MWh]
1	1	5000	16	2752	44032	440,32
	2	5000	16	2752	44032	
	3	5000	16	2752	44032	
	4	5000	16	2752	44032	
	5	5000	16	2752	44032	
	6	5000	16	2752	44032	
	7	5000	16	2752	44032	
	8	5000	16	2752	44032	
	9	5000	16	2752	44032	
	10	5000	16	2752	44032	
1	11	5000	16	2752	44032	440,32
	12	5000	16	2752	44032	
	13	5000	16	2752	44032	
	14	5000	16	2752	44032	
	15	5000	16	2752	44032	
	16	5000	16	2752	44032	
	17	5000	16	2752	44032	
	18	5000	16	2752	44032	
	19	5000	16	2752	44032	
	20	5000	16	2752	44032	
Totale	40	100000	320		880,64	

12 MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA

L'impianto in oggetto e tutte le parti che lo costituiscono sono progettati e realizzati in modo tale da assicurare, nelle condizioni che possono essere ragionevolmente previste, la protezione delle persone e dei beni contro i pericoli ed i danni derivanti dal loro utilizzo nonché garantire il loro corretto funzionamento per l'uso previsto. Sono quindi adottate le seguenti misure di protezione:

-  protezione relative ai contatti diretti e indiretti;
-  protezione relativa alle sovracorrenti;
-  protezione relativa alle sovratensioni.

Inoltre è opportunamente garantito il sezionamento del circuito ove necessario.

12.1 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i pericoli derivanti da contatti con parti ordinariamente in tensione è realizzata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante opportuno isolamento delle parti attive, rimovibile solo mediante distruzione ed in grado di resistere a tutte le sollecitazioni meccaniche, termiche, elettriche alle quali può essere sottoposto nel normale esercizio e mediante l'utilizzo di involucri idonei ad assicurare complessivamente il grado di protezione IP XXB (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova) e, sulle superfici orizzontali superiori a portata di mano, il grado di protezione IP XXD (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova).

A tal fine saranno impiegati cavi a semplice isolamento posati entro canalizzazioni in materiale isolante e/o cavi a doppio isolamento; le connessioni verranno realizzate all'interno di apposite cassette con coperchio apribile esclusivamente mediante attrezzo.

12.2 PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i pericoli derivanti dal contatto con parti conduttrici normalmente non in tensione ma che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale è realizzata, sul lato a 400 Vac dell'impianto gestito come sistema TN-S, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione impiegando interruttori magnetotermici e, all'occorrenza differenziali, inoltre essa è coordinata con l'impianto di terra, in modo da soddisfare le condizioni prescritta della stessa Norma CEI 64-8.

12.3 PROTEZIONE COMBINATA DAI CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

Per quanto riguarda i circuiti di comando e segnalazione che collegano fra loro i vari quadri elettrici dell'impianto, verrà adottata una protezione combinata contro i pericoli derivanti dai contatti diretti con parti normalmente in tensione o indiretti con parti conduttrici che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale, da realizzare mediante sistema a bassissima tensione di sicurezza (SELV) conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8.

12.4 PROTEZIONE DEI CIRCUITI DALLE SOVRACCORRENTI E SEZIONAMENTO

La protezione delle linee dagli effetti delle è realizzata mediante dispositivi di interruzione (interruttori magnetotermici o fusibili) installati a monte di ciascuna conduttura ed aventi caratteristiche tali da interrompere automaticamente l'alimentazione in occasione di un sovraccarico o di un cortocircuito, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8, in relazione alle portate dei cavi come indicate dalle tabelle CEI-UNEL relative alla portata dei cavi in regime permanente.

Per il sezionamento dei circuiti verranno impiegati dispositivi omnipolari. Tutti i quadri saranno dotati di interruttori generali omnipolari che rendano possibile il sezionamento completo delle sezioni.

12.5 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un impianto di messa a terra, per la protezione dai contatti indiretti coordinato con le caratteristiche di intervento degli interruttori automatici magnetotermici differenziali. L'impianto sarà inoltre dotato di maglia di terra e collegamenti equipotenziali per la connessione delle masse alla stessa.

La configurazione geometrica e il dimensionamento dei conduttori della maglia di terra sarà determinata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 11-37 e CEI 11-1 al fine di evitare che le tensioni di contatto e di passo superino i massimi valori ammissibili determinati in base ai valori della corrente di guasto e del tempo di eliminazione in media tensione.

13 COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA (EMC)

Ai fini della protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti, sono state effettuate le necessarie valutazioni dei livelli dell'induzione magnetica generati dall'impianto in oggetto. Le suddette valutazioni, effettuate conformemente alle disposizioni della legge quadro del 22 febbraio 2001 n. 36 e del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 8 luglio 2003, hanno condotto alla conclusione che le installazioni previste rispettano i limiti di legge con ampi margini di sicurezza e forniscono le necessarie garanzie sulla tutela della salute umana.

14 VERIFICHE TECNICO - FUNZIONALI (COLLAUDO)

Al termine dei lavori saranno effettuati tutte le verifiche tecnico-funzionali, in particolare:

- ✚ prova di continuità elettrica e connessione dei moduli;
- ✚ efficacia messa a terra di masse e scaricatori;
- ✚ misura resistenza di isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- ✚ prove di corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione spegnimento, mancanza rete).

15 ANALISI RICADUTE SOCIALI

Quale ricaduta sociale primaria, la realizzazione del parco agrivoltaico, il cui funzionamento a pieno regime garantirà la produzione di energia elettrica derivante da fonte rinnovabile, contribuirà a rafforzare significativamente il processo di sensibilizzazione dell'opinione pubblica sulla scelta di utilizzo di energia pulita (e quindi totalmente ecologica).

Il progetto del parco agrivoltaico sarà in grado di garantire nuove "sinergie" tra gli operatori interessati allo sviluppo delle colture agricole e quelli interessati alla costruzione di impianti a pannelli fotovoltaici; tali sinergie avranno ricadute in termini di:

- Valorizzazione e riduzione dei consumi idrici grazie all'ombreggiamento dei moduli;
- minore degradazione dei suoli e conseguente miglioramento delle rese agricole;
- risoluzione del "conflitto" tra differenti usi dei terreni (per coltivare o per produrre energia);
- possibilità di far pascolare il bestiame e far circolare i trattori sotto le fila di pannelli o tra le fila di pannelli, secondo le modalità di installazione con strutture orizzontali o verticali, avendo cura di mantenere un'adeguata distanza tra le fila e un'adeguata altezza dal livello del suolo.

Il suo inserimento in campo agricolo comunicherà alla popolazione locale la reale possibilità di integrazione dell'opera da realizzare nel contesto, senza creare alcun tipo di esternalità negative.

La realizzazione del progetto permetterà la riqualificazione dell'area interessata dalle opere di costruzione e connessione alla rete elettrica nazionale, con la parziale riasfaltatura delle strade lungo le quali saranno posati i cavidotti.

Per quanto concerne gli ulteriori risvolti positivi socio-culturali derivanti dalla realizzazione del progetto, sarà possibile organizzare iniziative di informazione e sensibilizzazione sulla produzione ed utilizzo di energia da fonte rinnovabile, ad esempio:

- visite didattiche nel parco fotovoltaico aperte alle scuole ed università;
- attività di formazione dedicate al tema delle energie rinnovabili, aperte alla popolazione locale.

L'offerta di questo tipo di opportunità di formazione alla popolazione locale può contribuire a ridurre i costi sociali che, generalmente, caratterizzano l'iniziale scarsa fiducia nelle nuove tecnologia produttive, riducendone la dipendenza economica da un solo settore, incoraggiando la diversificazione delle attività svolte localmente, favorendone la robustezza e crescita economica.

15.1 RICADUTE OCCUPAZIONALI

Si prevede che la realizzazione del progetto determinerà significative ricadute occupazionali sul territorio locale. Come già accade per la fase progettuale, è da attendersi un incremento dei livelli di occupazione della

popolazione locale, come conseguenza del fiorire delle nuove opportunità di lavoro, connesse alle attività di costruzione, esercizio e manutenzione/gestione del parco agrivoltaico.

L'occupazione nel settore fotovoltaico, tipicamente, discende dalle principali attività di seguito elencate a titolo esemplificativo:

Progettazione/Autorizzazione	Installazione/Cantiere	Gestione/Manutenzione
Consulenza	Consulenza	Generatori
	Fondazioni	Trasformatori
	Cavi e connessione alla rete	Installazioni elettriche
	Trasformatori	Sistemi di controllo remoto
	Sistemi di controllo	Pulizia pannelli
	Strade	Manutenzione verde
	Manutenzione verde	

La fase di progettazione del parco ha già generato un significativo indotto economico per la società progettista in cui l'impiego delle risorse umane qualificate incrementa all'aumentare della quantità e qualità degli elaborati da realizzare (preparazione della documentazione da presentare per la valutazione di impatto ambientale e per la progettazione dell'impianto).

La realizzazione del parco agrivoltaico e delle relative opere di connessione coinvolgerà tecnici qualificati locali, nonché personale formato ed abilitato per l'installazione delle strutture portanti, dei moduli, per la posa cavi, per l'installazione delle apparecchiature elettromeccaniche, per il trasporto dei materiali, per la realizzazione delle opere civili, per l'avvio dell'impianto, per la preparazione delle aree di cantiere.

Le esigenze di gestione e manutenzione del parco contribuiranno all'occupazione locale tramite la nuova creazione o il rafforzamento della domanda di posti di lavoro ad elevata specializzazione, come tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle performance d'impianto, responsabili delle manutenzioni periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

A queste risorse si unirà il personale tecnico impiegato per il lavaggio periodico dei moduli fotovoltaici ed i lavoratori agricoli impiegati nelle attività di sfalcio, coltivazione e raccolta delle piante autoctone e/o storicizzate e degli impianti lungo la fascia arborea perimetrale.

Tutto il personale necessario sarà impiegato per il tempo stimato di:

- Progettazione/Autorizzazione: 1 anno e 6 mesi circa
- Installazione/Cantiere: 36 mesi circa
- Gestione/Manutenzione: per tutta la vita utile dell'impianto, stimata in circa 30 anni.

La realizzazione e l'esercizio del progetto favoriranno la generazione di competenze in loco, che possono essere eventualmente valorizzate e reimpiegate in altre attività produttive e di consulenza, determinando un apporto di risorse qualificate da impiegare nel lungo periodo.

Nella tabella successiva è riportato il numero di risorse, con la relativa qualifica, che indicativamente vengono coinvolte nelle attività relative alle varie fasi di realizzazione ed esercizio di un impianto con potenza simile:

FASE	NUMERO RISORSE	TIPOLOGIA RISORSA
REALIZZAZIONE	50	Tecnico specialista
	200	Operaio generico
	100	Operaio specializzato elettrico
	50	Autotrasportatore
	50	Carpentiere
	30	Coltivatore
ESERCIZIO	10	Operaio specializzato elettrico
	8	Meccanico
	5	Vigilanza
	20	Coltivatore
DISMISSIONE	40	Operaio specializzato elettrico
	80	Operaio generico
	20	Meccanico
	6	Vigilanza
	10	Coltivatore

Data

02/2024