

00	13/05/2024	ELABORATO GRAFICO	ING. G. VICINO	ING. G. VICINO	ING. G. VICINO
REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE	PREPARATO	CONTROLLATO	VALIDATO
			CODICE IDENTIFICATIVO ELABORATO		
			05_PD_05		

SOCIETÀ PROPONENTE

TIMBRO E FIRMA



RIC ENERGY

CAPRARA SOLARE S.R.L.

Via Giuseppe Pozzone 5
20121 - Milano (Italia)
PEC: caprarasolare@legalmail.it
CF:12950530969

TITOLO INIZIATIVA

PROGETTO DEFINITIVO DI UN PROGETTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "RAMACCA IUDICA" CON POTENZA INSTALLATA PARI A 40.22592 MWp E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 40 MW CON 20 MW DI ACCUMULO SITO TRA LE CONTRADE ALBOSPINO,VAITA E VAITELLO, COMUNE DI RAMACCA (CT)

SOCIETÀ PROGETTAZIONE

TIMBRO E FIRMA TECNICO ABILITATO



E-PRIMA

E-PRIMA S.R.L.

Via Manganelli 20/G
95030 Nicolosi (CT)
tel:095914116 - cell:3339533392
email:info@e-prima.eu

FORMATO

A4

SCALA

FOGLIO

TITOLO DOCUMENTO

RELAZIONE TECNICA

LIVELLO DI PROGETTAZIONE

PROGETTO DEFINITIVO

INDICE GENERALE

1	Premessa.....	3
2	Committente	3
3	Localizzazione ed inquadramento catastale del sito di installazione.....	3
4	Descrizione sintetica dell’impianto agrovoltaiico	5
5	Connessione alla RTN.....	6
6	Criteri adottati per le scelte progettuali	6
7	Normativa di riferimento.....	6
8	Caratteristiche prestazionali dei materiali	8
8.1	Moduli fotovoltaici.....	8
8.2	Inseguitori Monoassiali	10
8.3	Strutture fisse.....	10
8.4	Conversione statica cc/ca – inverter di stringa	11
8.5	Cabine elettriche.....	13
8.5.1	Cabine di trasformazione.....	13
8.5.2	Cabine di raccolta e smistamento	14
8.6	protezione generale e protezione di interfaccia	14
8.7	Cavi elettrici	15
9	impianto agrovoltaiico – caratteristiche di dettaglio.....	16
9.1	potenza di picco.....	16
9.2	potenza nominale.....	16
9.3	Generatore in corrente continua	16

9.4	Definizione sottocampi.....	17
9.5	Configurazione inverter.....	17
9.6	TRASFORMATORI	18
10	SISTEMA DI ACCUMULO.....	19
10.1	CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO.....	20
10.2	SERVIZI FORNITI DAL SISTEMA DI ACCUMULO.....	21
10.3	CONFIGURAZIONE SISTEMA DI ACCUMULO.....	22
11	Dimensionamento e producibilità.....	24
11.1	Effetto fotovoltaico.....	24
11.2	Irraggiamento sul piano dei moduli.....	25
11.3	Perdite di sistema.....	27
11.4	Producibilità	28
12	Misure di protezione e sicurezza	29
12.1	Protezione dai contatti diretti.....	29
12.2	Protezione dai contatti indiretti.....	30
12.3	Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti.....	30
12.4	Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento	30
12.5	impianto di messa a terra	30
13	compatibilita' elettromagnetica (EMC).....	31
14	verifiche tecnico - funzionali (collaudo)	31

1 PREMESSA

La presente relazione è tesa a definire gli aspetti tecnici relativi ad un impianto agrovoltaiico denominato "Ramacca Iudica" di potenza di generazione pari a 40,22592 MWp e nominale pari a 40 MWp integrato da un sistema di accumulo da 20MW, da installare nel comune di Ramacca (CT). Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

2 COMMITTENTE

Società: CAPRARA SOLARE S.R.L.

Sede legale: Via Giuseppe Pozzone, 5, 20121 (MI)

P.IVA 12950530969

PEC: caprarasolare@legalmail.it

3 LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Sito di installazione: Comune di Ramacca (CT).

Coordinate geografiche: 11 macroaree individuabili alle seguenti coordinate geografiche:

- Lotto 1_Latitudine 37°27'3.67"N, Longitudine 14°35'32.91"E - Quota altimetrica media - 171 m s.l.m;
- Lotto 2_Latitudine 37°27'17.96"N, Longitudine 14°34'47.43"E -Quota altimetrica media - 205 m s.l.m;
- Lotto 3_Latitudine 37°28'7.88"N, Longitudine 14°34'18.11"E -Quota altimetrica media - 263 m s.l.m;
- Lotto 4_Latitudine 37°28'19.136"N, Longitudine 14°34'30.49"E -Quota altimetrica media - 228 m s.l.m;
- Lotto 5_Latitudine 37°28'40.70"N, Longitudine 14°34'31.58"E -Quota altimetrica media - 251 m s.l.m;
- Lotto 6_Latitudine 37°28'54.45"N,Longitudine 14°34'55.59"E -Quota altimetrica media - 242 m s.l.m;
- Lotto 7_Latitudine 37°28'48.29"N,Longitudine 14°35'45.32"E-Quota altimetrica media - 289 m s.l.m;
- Lotto 8_Latitudine 37°28'53.68"N,Longitudine 14°35'49.92"E-Quota altimetrica media - 286 m s.l.m;
- Lotto 9_Latitudine 37°29'5.09"N, Longitudine 14°35'39.31"E -Quota altimetrica media - 338 m s.l.m;
- Lotto 10_Latitudine 37°29'10.88"N, Longitudine 14°35'45.31"E - Quota altimetrica media - 320 m s.l.m;

- Lotto 11_Latitudine 37°29'19.55"N, Longitudine 14°35'45.19"E - Quota altimetrica media – 357 m s.l.m;
- Storage_Latitudine 37°28'36.54"N Longitudine 14°34'35.75"E - Quota altimetrica media - 250 m s.l.m.

Sull'ortofoto seguente si riporta il poligono delle aree di progetto relative all'impianto

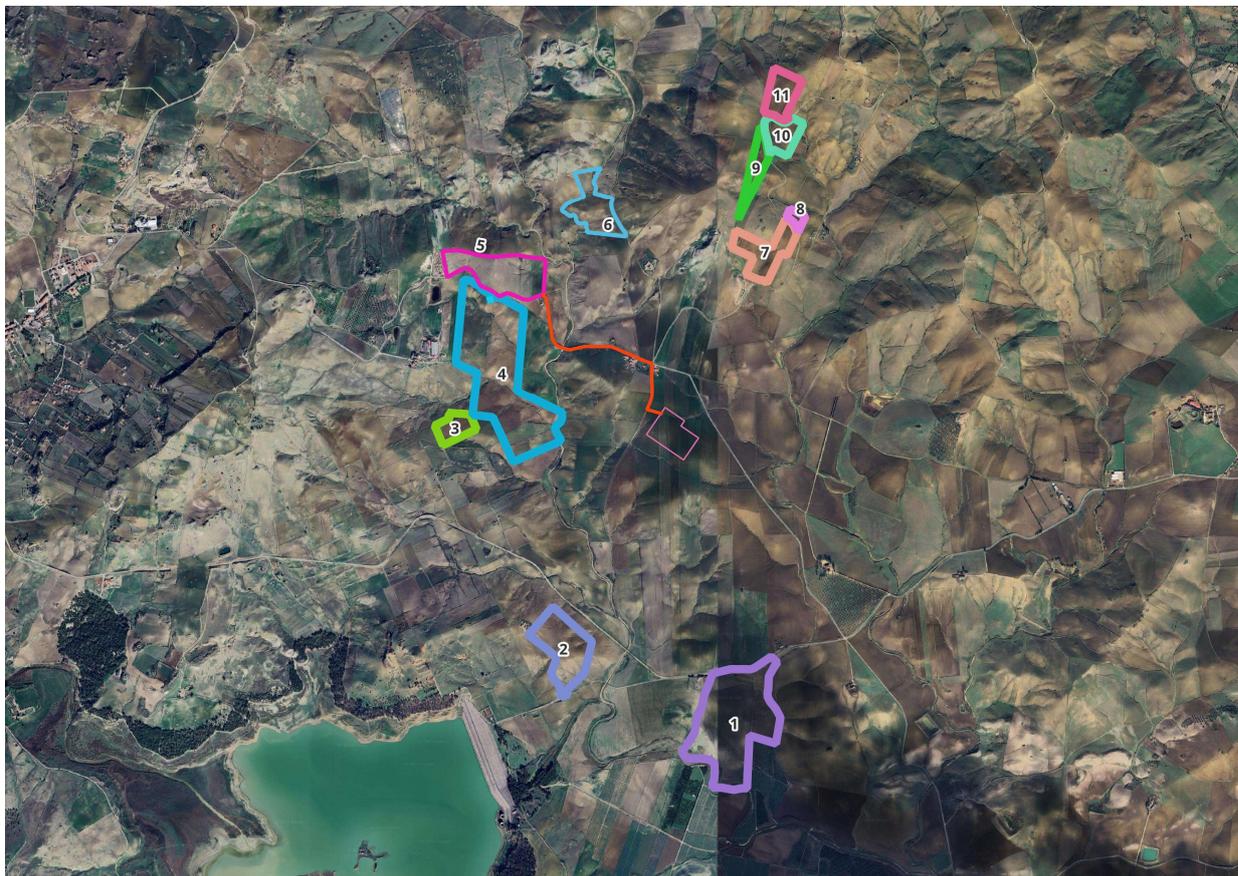


Figura 1 - Ortofoto con evidenza del poligono dell'area di progetto

L'area di progetto, la cui superficie è pari a 129,30 ha, è caratterizzata da un andamento collinare con discrete variazioni di pendenza e da campi destinati a seminativo. Essa è censita all'interno del Nuovo Catasto Terreni (N.C.T.) del comune di Ramacca (CT) e ricade nei seguenti fogli catastali:

Fg.34 part.IIe: 130-54-145-146-182-132-131-183-110

Fg.35 part.IIe: 176-45-59-164-171-173-175

Fg.36 part.IIe: 84-30-35-88-87-33

Fg.77 part.IIe: 20-88-65-32-18-19-53

Fg.80 part.IIe: 20-28-123-26-27-194

Fg.81 part.IIe: 13-14-15-3-103-104-102-119-101

Per maggiori approfondimenti circa le particelle catastali interessate dall'intervento si rimanda al piano particellare tabellare allegato.

4 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

Dati generali dell'impianto agrovoltaiico:

- ✚ Numero di moduli fotovoltaici: 55.104 MF
- ✚ Tipologia di modulo fotovoltaico: Huasun – Himalaya G12 Series da 730 W
- ✚ Potenza modulo fotovoltaico: 730 W
- ✚ Potenza di generazione dell'impianto: 40,22592MW_p
- ✚ Inverter utilizzati: Inverter Sungrow SG350HX
- ✚ Numero di inverter: 136
- ✚ Connessione alla rete elettrica: AT (36 kV)

Tipologia di installazione:

L'impianto verrà realizzato utilizzando sia inseguitori monoassiali che strutture fisse. Si può pertanto definire la tipologia di installazione come di seguito.

- ✚ Impianto a terra con:
 - Inseguitori solari mono-assiali in configurazione 1P (1x28)
 - Inseguitori solari mono-assiali in configurazione 1P (1x14)
 - Strutture fisse in configurazione 2x28
 - Strutture fisse in configurazione 2x14

Dati generali producibilità annua stimata:

- ✚ Potenza installata: 40,22592 MW_p
- ✚ Esposizione del generatore fotovoltaico:
 - Inseguitori solari mono-assiali con allineamento N-S
 - Strutture fisse - Tilt 30° - Azimut 0°
- ✚ Sezione strutture fisse:
 - Rendimento energetico impianto stimato: 84.54 %
 - Producibilità specifica: 1769 kWh/KWp/anno
 - Producibilità totale impianto: 66.11 GWh/anno
- ✚ Sezione tracker:
 - Rendimento energetico impianto stimato: 80.08 %
 - Producibilità specifica, per il 10° anno: 1953kWh/KWp/anno
 - Producibilità totale impianto, per il 10° anno: 5.58 GWh/anno

5 CONNESSIONE ALLA RTN

Il progetto è ad oggi riferito al Preventivo di connessione TERNA avente codice pratica 202102681. Tale soluzione prevede la connessione in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce sulla futura linea RTN a 380 kV “Chiamonte Gulfi-Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna.

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.

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 agrovoltaiico 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 136305 (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 136053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.);

L'aspetto normativo in materia di accumulo cita:

- ✚ la delibera 574/2014/E/EEL del 20 novembre 2014 di ARERA, che stabilisce alcune prime disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale;
- ✚ la delibera n. 642/2014/R/EEL del 18 dicembre 2014, successivamente modificata dalla delibera n. 360/2015/R/EEL del 16 luglio 2015 che stabilisce ulteriori disposizioni sull'installazione e utilizzo dei sistemi di accumulo nonché sull'applicazione delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21;
- ✚ le "Regole Tecniche per l'attuazione delle disposizioni sull'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale" emanate in data 8 aprile 2015 dal GSE, successivamente rivisto ed aggiornato in data 15 giugno 2017. In particolare, tali Regole Tecniche illustrano:
 - ✚ il contesto normativo e regolatorio di riferimento;
 - ✚ gli schemi di connessione alla Rete dei sistemi di accumulo così come definiti dal CEI;
 - ✚ i requisiti da rispettare per l'installazione dei sistemi di accumulo integrati in impianti di produzione alimentati da fonte rinnovabile, che accedono agli incentivi o alle garanzie di origine ovvero, nell'ambito del ritiro dedicato, ai prezzi minimi garantiti;
 - ✚ i requisiti per il mantenimento degli incentivi o benefici già riconosciuti agli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili nei casi in cui vengano installati sistemi di accumulo;
 - ✚ le modalità di gestione delle comunicazioni relative all'installazione di sistemi di accumulo integrati in impianti di produzione gestiti dal GSE;
 - ✚ gli algoritmi utilizzati dal GSE per la quantificazione dell'energia elettrica prodotta o immessa in rete e le modalità di erogazione, sia in acconto che a conguaglio, degli incentivi

ovvero dei benefici riconosciuti agli impianti di produzione, a seguito dell’installazione di sistemi di accumulo.

8 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI

L’impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, collegato alla rete di distribuzione locale. 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.

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 SNG730M-132 del produttore SUNGI Solar, con potenza massima pari a 730 Wp, tensione di circuito aperto pari a 51,76 V e corrente di cortocircuito pari a 17,66 A.

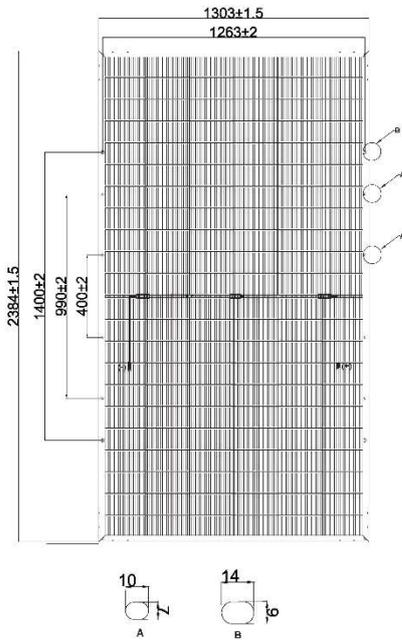
La superficie complessiva occupata dai 55104 moduli fotovoltaici è 171.172 m², pari al prodotto del numero di moduli per la superficie del singolo modulo al netto delle tolleranze di installazione sulle strutture. Si riportano nella figura in calce le caratteristiche elettriche e meccaniche del modulo.

Himalaya G12 Series 710-730W
132-cell Bifacial HJT Solar Half Cell Module

- BloombergNEF Tier 1 PV module manufacturer
- Reinsurance underwritten by Ariel Re

Engineering Drawings

Unit: mm



Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DS710	DS715	DS720	DS725	DS730
Maximum Power (Pmax)	710W	715W	720W	725W	730W
Module Efficiency (%)	22.86%	23.02%	23.18%	23.34%	23.50%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.39V	42.54V	42.68V	42.83V	42.97V
Optimum Operating Current (Imp)	16.75A	16.81A	16.87A	16.93A	16.99A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.44V	50.59V	50.74V	50.88V	51.03V
Short Circuit Current (Isc)	17.55Aa	17.61A	17.67A	17.73A	17.79A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	35A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	85% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

BSTC**

Maximum Power (Pmax)	780W	785W	790W	795W	800W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.39V	42.54V	42.68V	42.83V	42.97V
Optimum Operating Current (Imp)	18.41A	18.46A	18.51A	18.57A	18.62A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.44V	50.59V	50.74V	50.88V	51.03V
Short Circuit Current (Isc)	19.28A	19.33A	19.39A	19.44A	19.50A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 135W/m², AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

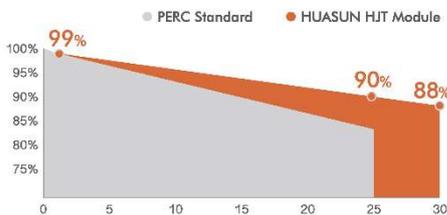
Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.



* Refer to HUASUN standard warranty for details

Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 210 × 105mm
Cell Connection	132 (6 × 22)
Module Dimension	2384 × 1303 × 35 mm
Weight	38.7 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm², 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 original / MC4 compatible
Frame	Anodised aluminum alloy
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	Double glass, 2.0mm

Shipping Configurations

Container Size	HC
Pallets Per Container	18
Modules Per Pallet (pcs)	31
Modules Per Container (pcs)	558

ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.

All rights reserved © 2020-2023
File No. HS-T2-SM-0005 Ver. 2.0 Page 2 of 2

NO.99 Qingliu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China
Tel: 0086-563-3318095 www.huasunsolar.com
sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

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

8.2 INSEGUITORI MONOASSIALI

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture denominate inseguitori monoassiali, ossia dei dispositivi che attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di far “inseguire” lo spostamento apparente del sole nel cielo.

Lo scopo principale di un inseguitore è quello di massimizzare l’efficienza del dispositivo ospitato a bordo. Per il seguente progetto sono stati scelti degli inseguitori di rollio, i quali si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l’asse di rotazione è nord-sud, mentre l’altezza del sole rispetto all’orizzonte viene ignorata.



Figura 3 - Inseguitori solari monoassiali

Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto.

La posizione notturna di un campo fotovoltaico con backtracking è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto in funzione dell'effetto dell'ombreggiamento. Prima del tramonto viene eseguita un'analogha procedura al contrario, riportando il campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno. L'incremento nella produzione di energia offerto da tali inseguitori si aggira intorno al 15%.

8.3 STRUTTURE FISSE

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture in acciaio zincato. Le strutture utilizzate per il progetto in analisi saranno di due tipi:

- ❖ Strutture fisse 2x14
- ❖ Strutture fisse 2x28

Tali strutture permetteranno il posizionamento con azimut 0° e tilt 30° . Tale soluzione realizzativa permette di alloggiare una o due stringhe su ciascuna struttura. Il piazzamento così realizzato garantisce una esposizione del modulo ottimale al recepimento della radiazione solare.



Figura 4 – Strutture fisse

8.4 CONVERSIONE STATICA CC/CA – INVERTER DI STRINGA

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 136 inverter del produttore "Sungrow" modello "SG350HX" di potenza nominale lato alternata di 320 kW.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ✚ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- ✚ Ingresso lato CC da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- ✚ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8;
- ✚ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- ✚ Conformità marchio CE;
- ✚ Grado di protezione adeguato all'ubicazione per esterno (IP65);
- ✚ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- ✚ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV;
- ✚ Efficienza massima >90 % al 70% della potenza nominale;

DATI COSTRUTTIVI DEGLI INVERTER TIPO	
Costruttore	Sungrow
Sigla	SG350HX
Numero di MPPT indipendenti	12
Numero di ingressi	24
CARATTERISTICHE ELETTRICHE TIPO LATO DC	

Massima corrente per MPPT	40 A
Corrente massima di corto circuito per MPPT	60 A
Tensione massima	1.500 V
Range di tensione inseguitore	500 – 1.500 V
CARATTERISTICHE ELETTRICHE LATO AC	
Potenza nominale in uscita	320 kW @40°C
Tensione nominale di uscita	800 V
Corrente nominale in uscita	216.6 A
Corrente massima in uscita	254 A
Frequenza in uscita	50 Hz
Rendimento Massimo	99,00 %
Rendimento Europeo	98,80 %

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

Limiti in tensione

-  Tensione minima V_n a 70 °C maggiore di V_{mpp} min;
-  Tensione massima V_n a -10 °C inferiore a V_{mpp} max;
-  Tensione a vuoto V_o a -10 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V);

Limiti in corrente

-  Corrente di corto circuito inferiore alla corrente massima inverter;

Limiti in potenza

-  Dimensionamento in potenza compreso tra 80,64% e il 120,96%;

8.5 CABINE ELETTRICHE

Si prevede l'utilizzo di n. 8 cabine di smistamento ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi, definiti dalle n. 18 cabine di trasformazione disposte nel campo agrovoltaiico. Le uscite delle varie cabine di trasformazione confluiranno in una 1 cabina di raccolta, dalla quale partirà il collegamento con il punto di connessione a 36 kV indicato nella STMG.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante, conforme alla norma CEI EN 136136-202 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.

8.5.1 Cabine di trasformazione

Le cabine elettriche di trasformazione saranno così equipaggiate:

-  1 quadro BT messa in parallelo degli inverter e le protezioni BT per la lato bassa tensione;
-  1 trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'inverter;
-  1 trasformatore di potenza con rapporto di trasformazione 800V/36.000V per la connessione in media tensione;
-  1 quadro 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, 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;

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

I trasformatori saranno del tipo con gli avvolgimenti inseriti all'interno di un involucro riempito generalmente di olio minerale, che ha la doppia funzione di garantire un adeguato isolamento tra gli avvolgimenti e le masse e di disperdere il calore generato dal normale funzionamento del trasformatore stesso.

Il trasformatore deve essere progettato e costruito per rispondere alle Norme CEI Italiane ed IEC internazionali in vigore alla data della sua costruzione.

8.5.2 Cabine di raccolta e smistamento

Come già accennato, si prevede l'utilizzo di n.8 cabine di smistamento ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi.

Le uscite delle cabine di smistamento confluiranno nella cabina di raccolta, dalla quale partirà il collegamento a 36 kV per il punto di connessione indicato nella STMG.

Le cabine saranno di tipo containerizzato, con struttura autoportante, di tipo monolitico, realizzata in lamiera di acciaio verniciata, realizzata con travi, trafilati tubolari in acciaio e lamiere corrugate completamente saldate tra loro con procedimento semiautomatico in modo da realizzare un perfetto accoppiamento. Il progetto strutturale del container sarà in accordo agli Eurocode, sarà progettato per avere alta resistenza a raffiche di vento ed a terremoti di elevata intensità.

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto 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. 35 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

8.6 PROTEZIONE GENERALE E PROTEZIONE DI INTERFACCIA

Le uscite delle cabine di trasformazione confluiranno alla cabina di raccolta, 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.

8.7 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 FG16 0,6/1 kV o multipolare tipo FG16(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 FG16(O)R 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 FG16(O)R 0,6/1 kV, o equivalente per collegamenti equipotenziali ai fini della messa a terra di sicurezza;
- 5) cavi unipolari, con conduttore in alluminio, isolante in XLPE a spessore ridotto, schermo in nastro di alluminio e guaina esterna in PE, tenuta stagna longitudinale e radiale. Sono utilizzati nelle reti di distribuzione dell'energia AT per sistemi di tensione fino a 42 kV. La tipologia di cavo è idonea per installazione fissa all'interno o all'esterno con posa in aria o direttamente o indirettamente interrato, anche in luogo umido

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 POTENZA DI PICCO

L'impianto agrovoltaiico in oggetto avrà una potenza di generazione installata pari a 40,22592 MWp ottenuta come il prodotto tra il numero di moduli installati e la potenza nominale di ciascun modulo.

Ovvero:

- Il numero di moduli installati è pari a 55.104;
- La potenza nominale del modulo agrovoltaiico prescelto è pari a 730 Wp;
- La potenza di picco sarà pertanto pari a: $(0,730 \times 55.104)/1000 = 40,22592$ MWp

9.2 POTENZA NOMINALE

La potenza nominale è definita come la minore tra la potenza nominale totale degli inverter e la potenza di generazione installata.

- Il numero degli inverter installati è pari a 136;
- La potenza nominale dell'inverter prescelto è pari a 320 W;
- La potenza nominale totale degli inverter sarà pari a: $(320 \times 136)/1000 = 40$ MW
- La potenza di generazione installata è pari a 40,22592 MWp
- La potenza nominale sarà pertanto pari a 40 MW

9.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

I moduli fotovoltaici verranno installati su:

- n. 101 inseguitori monoassiali (tracker) da 28 moduli fotovoltaici ciascuno;
- n. 78 inseguitori monoassiali (tracker) da 14 moduli fotovoltaici ciascuno;
- n. 826 strutture fisse da 56 moduli fotovoltaici ciascuno;
- n. 176 strutture fisse da 28 moduli fotovoltaici ciascuno;

Posti in serie, per un totale di 55104 moduli.

Nella tabella in calce vengono riportate le potenze sviluppate dalle varie strutture sopra descritte:

Tipologia di installazione	strutture [n°]	MF [n°]	pot installata [kWp]
Tracker da 28 MF	101	2.828	2.064,44
Tracker da 14 MF	78	1.092	1.263,36
Fissi da 56 MF	826	46.256	33.766,88
Fissi da 28 MF	176	4928	3.597,44

9.4 DEFINIZIONE SOTTOCAMPI

L'impianto è stato suddiviso in 18 sottocampi, in funzione delle potenze installate. Di seguito si riportano le tabelle riepilogative delle potenze per ogni sottocampo.

Sottocampo	Stringhe da 28 per sottocampo[n.]	MF [n°]	Potenza picco [kWp]
1,1	190	5320	3883,6
1,2	140	3920	2861,6
1,3	140	3920	2861,6
1,4	134	3752	2738,96
2,1	132	3696	2698,08
3,1	98	2744	2003,12
4,1	86	2408	1757,84
5,1	105	2940	2146,2
5,2	96	2688	1962,24
5,3	96	2688	1962,24
6,1	96	2688	1962,24
6,2	140	3920	2861,6
7,1	88	2464	1798,72
7,2	65	1820	1328,6
8,1	45	1260	919,8
9,1	113	3164	2309,72
10,1	152	4256	3106,88
11,1	52	1456	1062,88

9.5 CONFIGURAZIONE INVERTER

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n.136 inverter modello Sungrow SG350HX di potenza attiva nominale lato alternata pari a 320 kW. Sono previste 4 tipologie di configurazione elettrica degli inverter, di seguito esplicitate:

- 🚧 Configurazione composta da N° 13 stringhe da 28 MF (265,72 kWp).
- 🚧 Configurazione composta da N° 14 stringhe da 28 MF (286,16 kWp).
- 🚧 Configurazione composta da N° 15 stringhe da 28 MF (306,6 kWp).
- 🚧 Configurazione composta da N° 16 stringhe da 28 MF (327,04 kWp).

In calce la configurazione di ciascun inverter e delle stringhe ad essi afferenti con la disposizione per ciascun sottocampo

Configurazione inverter					
Sottocampo	13(P=265,72)	14(P=286,16)	15(P=306,6)	16(P=327,04)	Potenza nominale
1,1	0	0	2	10	3813,2
1,2	0	2	0	7	2812,32
1,3	0	2	0	7	2812,32
1,4	1	0	7	1	2731,92
2,1	1	1	7	0	2698,08
3,1	0	7	0	0	2003,12
4,1	2	0	4	0	1757,84
5,1	0	0	7	0	2146,2
5,2	4	2	0	1	1955,2
5,3	4	2	0	1	1955,2
6,1	4	2	0	1	1955,2
6,2	0	10	0	0	2861,6
7,1	1	0	5	0	1798,72
7,2	5	0	0	0	1328,6
8,1	1	0	0	2	905,72
9,1	3	2	2	1	2302,68
10,1	0	0	2	10	3813,2
11,1	0	2	0	7	2812,32

9.6 TRASFORMATORI

La tensione nominale d'uscita degli inverter Sungrow SG350HX, pari a 800 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.

Nello specifico saranno realizzate n.18 cabine di trasformazione; tutte saranno dotate di trasformatori DYn11, 800/36kV, con taglie così come da tabella seguente.

Sottocampo	Trafo [kVA]
1,1	4480
1,2	4480
1,3	4480
1,4	4480
2,1	4480
3,1	2500
4,1	2500
5,1	2500
5,2	2500
5,3	2500
6,1	2500
6,2	4480
7,1	2500
7,2	1600
8,1	1250
9,1	3200
10,1	4480
11,1	1250

10 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.

10.1 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO

Il BESS è un impianto di accumulo elettrochimico di energia elettrica costituito da batterie, convertitori 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

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, AT, 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 bi-direzionali 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 sistema 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:

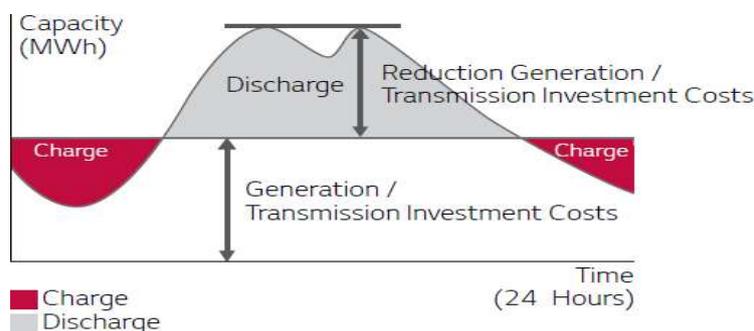
- Sistema gestione della batteria: il BMS è un sistema per la gestione locale e il controllo del modulo batteria e dei suoi componenti; il BMS controlla i dispositivi e i sistemi di protezione e sicurezza, i dispositivi di controllo, monitoraggio e diagnostica e i servizi ausiliari.
- Energy Management 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.

10.2 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)

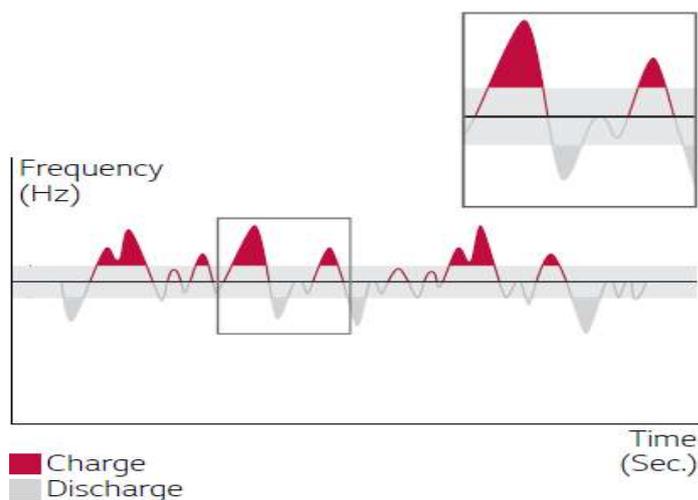
Il sistema di accumulo consente di spostare il picco di produzione degli impianti a fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaici, andando a caricarsi nei periodi di maggiore produzione e scaricandosi quando la produzione diminuisce.



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

10.3 CONFIGURAZIONE SISTEMA DI ACCUMULO

L'impianto di accumulo in oggetto prevede l'utilizzo container di accumulo, cabine di trasformazione BT/AT ed una cabina di raccolta.

I container di accumulo da installare sono modello PowerTitan 2.0 ST5015kWh e le cabine di trasformazione sono modello PowerTitan 2.0 MVS3460-LS 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 20 MW e tempo di scarica di 6 ore. Saranno installati:

- 24 container di accumulo ST5015kWh PowerTitan 2.0.

Ogni container ha una capacità nominale di accumulo di 5015 kWh, quindi complessivamente sarà installata una capacità pari a 120,36 MWh. I container hanno al proprio interno 6 i inverter di conversione DC / AC da 125 kW, per una potenza complessiva pari a 750 kW. L'impianto sarà dotato di 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.

- 8 cabine di trasformazione MVS3460-LS.

Le cabine di trasformazione saranno composte da:

- 🔌 Quadro BT, dove afferiranno le uscite AC dai container di accumulo;
- 🔌 Trasformatore innalzatore BT / AT con rapporto di trasformazione 0.69 / 30 kV;
- 🔌 Moduli AT;

A ciascuna delle cabine di trasformazione afferiranno 3 container di accumulo.

Le cabine di trasformazione saranno collegate alle cabine di raccolta in configurazione ad anello, per una maggiore stabilità del sistema. Gli anelli saranno composti da 2 cabine di trasformazione, come descritto negli schemi unifilari.

La cabina di raccolta raccoglierà la potenza in uscita dagli anelli delle cabine di trasformazione e la convoglieranno alla cabina di raccolta descritta nei capitoli precedenti; da tale cabina partirà poi il collegamento alle RTN. Alla cabina afferiranno quindi le 8 cabine di trasformazione

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'obbiettivo 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 380 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 smistamento.

Da queste i cavi AT saranno connessi in entra-esce ai quadri AT di ciascuna cabina di trasformazione, ove i trasformatori AT/BT convertiranno il livello di tensione da 36 KV trifase in ingresso a 0.69 KV trifase (tensione concatenata).

Il trasformatore 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 690 V del trasformatore confluiranno verso un Quadro elettrico generale di Bassa Tensione, dove partiranno dei cavi BT in alternata verso i container di accumulo. Il collegamento sarà effettuato con cavidotti BT interrati all'interno dell'area di impianto.

All'interno dei container di accumulo saranno alloggiati in convertitori AC/DC bidirezionali che renderanno possibile la carica / scarica delle batterie.

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.

11 DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ

11.1 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 3 - 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.

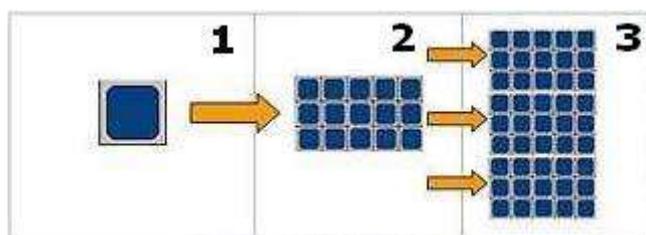


Figura 4 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino. Singole celle fotovoltaiche (1) connesse in serie formano un modulo fotovoltaico (2). Più moduli assemblati realizzano un impianto fotovoltaico (3)

11.2 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 8** in calce è visibile il bilancio di irraggiamento calcolato con il Software PV-Syst per il sito oggetto dell'Intervento sia relativamente all'installazione su inseguitori che 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	79.5	26.20	8.65	111.8	100.5	275198	263913	0.825
February	78.3	39.15	5.28	101.4	90.9	253409	242726	0.837
March	139.5	53.04	10.84	186.5	171.1	458024	438706	0.822
April	184.7	62.91	16.48	239.9	222.4	583480	557794	0.813
May	209.9	73.46	18.92	269.3	249.4	646170	617930	0.802
June	237.8	63.89	25.04	309.4	289.0	734693	702451	0.793
July	255.8	56.88	26.40	339.5	315.7	789393	754531	0.777
August	225.9	55.36	27.85	301.8	280.5	701064	670784	0.777
September	164.2	54.76	21.25	216.6	201.0	523275	501195	0.809
October	112.0	48.31	18.01	147.4	134.8	360200	345456	0.819
November	87.4	33.04	11.91	119.7	105.2	281952	270709	0.790
December	69.1	30.08	10.35	95.1	84.4	231094	221498	0.814
Year	1844.1	597.07	16.82	2438.3	2245.0	5837954	5587693	0.801

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 (tracker)

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	79.5	26.20	8.65	124.4	114.9	4148777	3955457	0.851
February	78.3	39.15	5.28	102.4	94.7	3522506	3356867	0.877
March	139.5	53.04	10.84	168.1	157.6	5713167	5442839	0.866
April	184.7	62.91	16.48	199.6	187.8	6676152	6352607	0.852
May	209.9	73.46	18.92	208.6	195.7	6984714	6655725	0.854
June	237.8	63.89	25.04	228.3	214.5	7527074	7172999	0.841
July	255.8	56.88	26.40	249.8	235.1	8158028	7771222	0.832
August	225.9	55.36	27.85	237.9	224.2	7681078	7317872	0.823
September	164.2	54.76	21.25	191.5	180.3	6325683	6025874	0.842
October	112.0	48.31	18.01	144.2	134.9	4815949	4595573	0.853
November	87.4	33.04	11.91	129.9	119.2	4281622	4086841	0.842
December	69.1	30.08	10.35	108.3	98.8	3543089	3382180	0.835
Year	1844.1	597.07	16.82	2093.1	1957.8	69377840	66116057	0.845

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 9 - Bilancio di irraggiamento output PV-Syst (fisso)

11.3 PERDITE DI SISTEMA

Ai fini della valutazione della producibilità di un impianto fotovoltaico, bisogna sottolineare che tale dato è soggetto a perdite di diversa natura, le quali è necessario considerare ai fini della produzione complessiva.

Tali perdite possono essere riassunte nelle seguenti categorie:

- ✚ **Perdite per riflessione:** sono generate da una quota parte di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle; la riflessione riduce di conseguenza la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica. Sulla base dell'esperienza, tale perdita risulta in percentuale variabile tra 1 e 3 %;
- ✚ **Perdite per ombreggiamento:** sono prodotte da ostacoli esterni (costruzioni e vegetazione) sia prodotte dalle file di moduli del campo poste in successione. Anche l'ombreggiamento riduce la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica;
- ✚ **Perdite per sporcamento:** sono dovute ai depositi di pulviscolo e calcare sulle superfici captanti e sono dipendenti dunque dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi. Per moduli fotovoltaici disposti con un'inclinazione superiore ai 20° ed installati in siti ubicati in aree normali, come per il sito in esame, tali perdite possono essere dell'ordine dell'1 %;
- ✚ **Riduzione di potenza:** è dovuta allo scostamento delle condizioni reali di funzionamento dei moduli fotovoltaici dalle condizioni STC ("Standard Test Conditions" ovvero irraggiamento diretto pari a 1000 W/m², indice IAM pari a 1,5 e temperatura dei moduli pari a 25 °C). L'incremento della temperatura delle celle, che avviene durante il ciclo di funzionamento, ha come effetto una perdita di potenza generabile dal modulo; nello specifico, la tensione delle celle decresce con l'aumentare della temperatura mentre non si registrano variazioni significative della corrente. Tali perdite variano tra il 4 e il 7 %;
- ✚ **Perdite di potenza dovute al "mismatching":** sono causate dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche non perfettamente identiche. La disomogeneità del comportamento elettrico delle celle è causato sia dal processo di produzione industriale che dalle differenti condizioni operative (temperatura e irraggiamento). In un sistema con moduli in serie, il valore della corrente di stringa è limitata dal modulo che eroga la tensione più bassa. Un valore attendibile per questo tipo di perdite può variare tra il 2 e 3 %. Si evidenzia che tali perdite potrebbero essere ridotte in fase di installazione, andando collegare i moduli in serie con caratteristiche similari, basandosi sul flash report dei moduli fotovoltaici fornito dal costruttore;
- ✚ **Perdita di potenza lungo le tratte in CC:** sono causate dalla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi, sui diodi di blocco e sulle resistenze di contatto degli interruttori. Tali perdite sono correlate alla lunghezza dei cavi e alla loro sezione. Conviene, in fase progettuale, limitare tali perdite tra il 2 e il 3 %, compatibilmente con valutazioni di carattere economico (costo dei cavi);
- ✚ **Perdite per irraggiamento:** sono causate dalle ore di inattività dell'inverter originate da livelli di irraggiamento troppo bassi sul piano dei moduli; ciò avviene maggiormente durante le prime ore del

mattino, la sera o in momenti di nuvolosità particolarmente intensa quando l'energia irradiata sul piano dei moduli genera un voltaggio troppo basso e non compreso nel range di funzionamento dell'apparato di conversione. Tali perdite variano tra il 2 e il 5 % in funzione anche della latitudine del sito.

11.4 PRODUCIBILITÀ

La producibilità dell'impianto è stata ricavata mediante la simulazione con software PV-Syst

Nella **Figura 9** 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 entrambe le tipologie di installazione).

System Production

Produced Energy (P50) 5587693 kWh/year	Specific production (P50) 1953 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	80.08 %
Produced Energy (P90) 5206866 kWh/year	Specific production (P90) 1820 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P75) 5387472 kWh/year	Specific production (P75) 1883 kWh/kWp/year		
Apparent energy 6248383 kVAh/year			

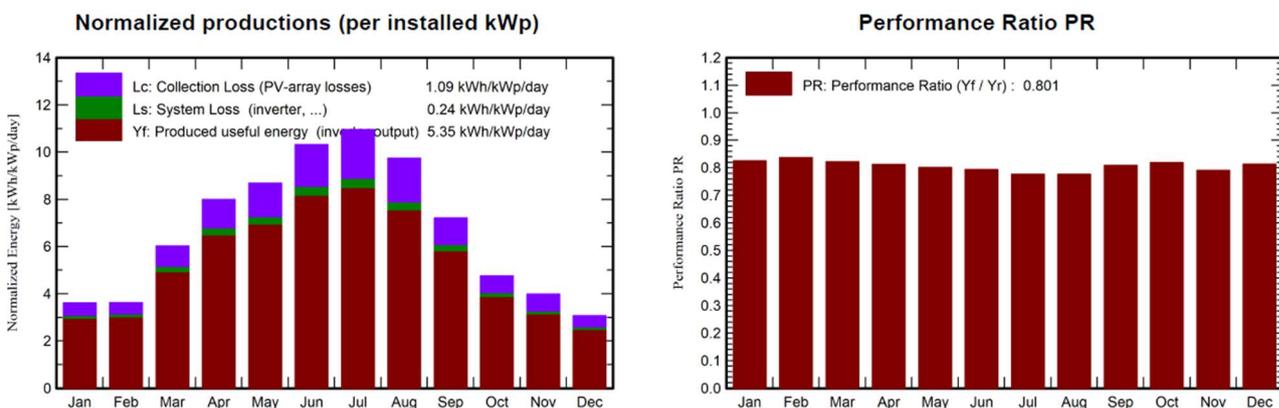
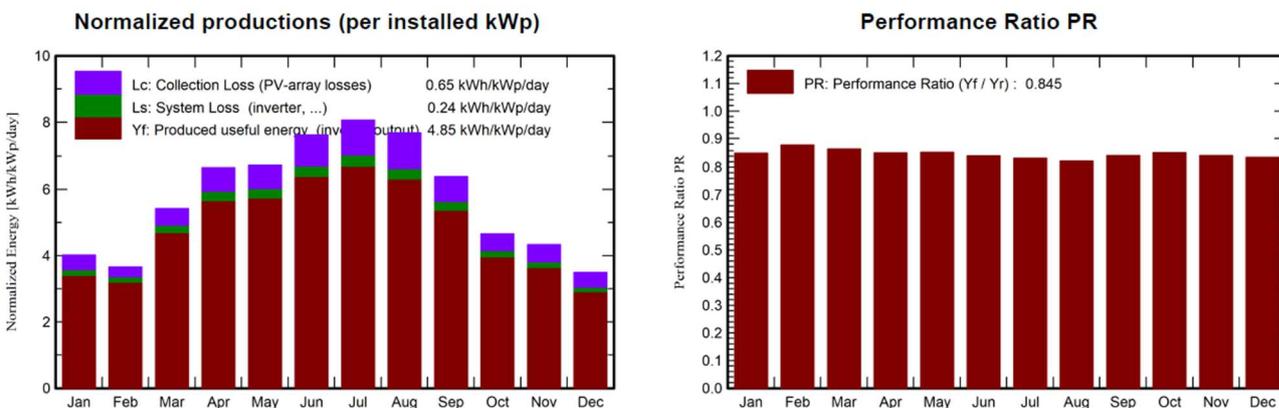


Figura 9 - Valori di producibilità output PV-Syst (tracker)

System Production

Produced Energy 66116057 kWh/year	Specific production 1769 kWh/kWp/year
Apparent energy 73992393 kVAh/year	Perf. Ratio PR 84.54 %



Balances and main results

Figura 10 - Valori di producibilità output PV-Syst (fisso)

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

DATI DI SINTESI (TRACKER)	
Producibilità Impianto (1 anno):	1953 kWh/kWP
PR (Performance Ratio):	80.08%
Producibilità complessiva (10 anno):	5,58 GWh/anno

DATI DI SINTESI (FISSO)	
Producibilità Impianto (1 anno):	1769 kWh/kWP
PR (Performance Ratio):	84.54%
Producibilità complessiva (10 anno):	66,11 GWh/anno

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 SOVRACORRENTI 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 omipolari. Tutti i quadri saranno dotati di interruttori generali omipolari 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).

DATA

05/2024