

REGIONE PUGLIA

Provincia di Foggia (FG)

COMUNE DI ASCOLI SATRIANO



1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	21/10/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	02/08/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

IBERDROLA RENOVABLES ITALIA S.p.A.



Sede legale in Piazzale dell'Industria, 40, 00144, Roma
Partita I.V.A. 06977481008 - PEC: iberdrolarenovablesitalia@pec.it

Società di Progettazione:

Ingegneria & Innovazione



Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409
Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it

Progetto:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON STORAGE "FARALLI"

Progettista/Resp. Tecnico

Dott. Ing. Giuseppe Basso
Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Siracusa
n° 1860 sez. A

Elaborato:

RELAZIONE GENERALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20026S05-PD-RT-03-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

DEFINITIVO

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.



INDICE

1. PREMESSA.....	4
2. PROPONENTE	5
3. CONNESSIONE ALLA RTN (CODICE PRATICA: 202002406).....	5
4. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE ALLA RTN (CODICE PRATICA: 202002406).....	5
5. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI.....	6
6. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	8
6.1. Criteri di localizzazione	8
6.2. Caratteristiche tecniche dell'impianto	8
6.3. Caratteristiche del generatore.....	9
6.4. Configurazione dell'impianto	14
7. GENERALITA' SUI SISTEMI DI ACCUMULO	24
7.1. Descrizione dello Storage in progetto	25
7.1.1. Strategia di conservazione dell'energia dello Storage in progetto	26
7.2. Schema di connessione alla rete.....	27
8. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	28
9. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	29
10. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	29
11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	29
12. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)	30
13. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA	30
14. COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	31
15. IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	31
16. SISTEMA DI MONITORAGGIO	31
17. SISTEMI DI PROTEZIONE, REGOLAZIONE E CONTROLLO	32
18. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI TIPICI	32



IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON STORAGE "FARALLI"

RELAZIONE GENERALE



21/10/2021

REV: 1

Pag.3

19. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI TIPICI	32
20. NORMATIVA TECNICA.....	32
21. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'	34

*Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.*

Comm.: C20-026-S05

ISO 9001
BUREAU VERITAS
Certification



1. PREMESSA

Iberdrola Renovables Italia S.p.A. ha già ricevuto ed accettato il preventivo di connessione inviato da Terna per la connessione di un impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica) per una potenza in immissione pari a 78,444 MW sito nei territori del Comune di Ascoli Satriano (FG) – Regione Puglia ed avente Codice Pratica n° 202002406.

La STMG elaborata da Terna prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento a 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Melfi".

Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento dell'impianto fotovoltaico sulla Stazione Elettrica della RTN, costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Inoltre, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.

Scopo della presente relazione è illustrare le caratteristiche generali ed elettriche dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare da 96.072,21 kWp, denominato **Impianto Fotovoltaico "Faralli"**, che **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.** intende realizzare nei terreni censiti nel NCT del Comune di Ascoli Satriano (FG), al fine di richiederne la connessione alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale. Il progetto prevede anche l'installazione di un sistema di accumulo elettrochimico o Battery Energy Storage System (BESS) da 40 MW, che sarà installato in parallelo all'impianto fotovoltaico. La strategia di conservazione dell'ESS sarà del tipo: "Assorbimento dei picchi di potenza"; la strategia di carica sarà del tipo: "Potenza disponibile oltre il limite della rete"; la strategia di scarica sarà del tipo: "appena si ha bisogno di potenza". Non verrà prelevata energia dalla rete per caricare il sistema di accumulo.

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare prevede di installare 190.242 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 505 Wp ciascuno, su strutture ad inseguimento monoassiale.

Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete.

La potenza in immissione richiesta per l'impianto in esame è pari a 78.444,0 kW.

Codice Pratica: 202002406.



La potenza nominale AC degli inverters dell'impianto è pari a 87.160 kVA.

La potenza nominale DC dell'impianto è pari a 96.072,21 kW.

La potenza in prelievo richiesta dell'impianto è pari a 500 kW.

La potenza del sistema di accumulo (ESS) è pari a 40.000 kW.

La potenza totale degli impianti è pari a 136.072,21 kW.

	<p>IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON STORAGE "FARALLI"</p> <p>RELAZIONE GENERALE</p>	 <p>Ingegneria & Innovazione</p>		
		21/10/2021	REV: 1	Pag.5

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

2. PROPONENTE

Il proponente del progetto è Iberdrola Renovables Italia S.p.A., con sede a Roma, Piazzale dell'Industria 40.

3. CONNESSIONE ALLA RTN (CODICE PRATICA: 202002406)

La connessione prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento a 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Melfi".

Inoltre, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.

4. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE ALLA RTN (CODICE PRATICA: 202002406)

Al fine di connettere l'impianto fotovoltaico in esame alla RTN occorre realizzare dei seguenti impianti:

- Impianto di rete per la connessione alla RTN – Ampliamento a 150 kv sulla SE a 380/150 kV denominata "Melfi".

(OGGETTO DI ALTRA INIZIATIVA: Benestare requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).

- Impianto di rete per la connessione alla RTN – Stallo arrivo linea AT: Realizzazione di stallo AT per arrivo cavidotto interrato a 150 kV da realizzare all'interno della SE a 380/150 kV denominata "Melfi",

(OGGETTO DI ALTRA INIZIATIVA: Benestare requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).

- Impianto utente per la connessione alla RTN – Raccordo interrato: Realizzazione di un cavidotto interrato a 150 kV tra la SE a 380/150 kV denominata "Melfi" e l'Area Comune,

(OGGETTO DI ALTRA INIZIATIVA: Benestare requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).

- Impianto utente per la connessione alla RTN - Area Comune: Opere di condivisione dello stallo in stazione con altri produttori,

(OGGETTO DI ALTRA INIZIATIVA: Benestare requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).

- Impianto utente per la connessione alla RTN: Nuova SSE Utente di trasformazione 30/150 kV e raccordo mediante collegamento in cavidotto interrato AT a semplice terna a 150 kV all'Area Comune.

5. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente, sia nazionale che della Regione Puglia, con particolare riferimento alle Delibere della Giunta Regionale n. 24/23 del 23/04/2008, n. 30/02 del 23/05/2008 e relativi allegati ed al D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.

Inoltre, ai sensi di quanto stabilito dal D.M. 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" recepite dalla Regione Puglia, nella D.G.R. n. 3029 del 30/12/2010, la realizzazione in oggetto è soggetta ad autorizzazione.

Infine, tutte le soluzioni tecniche che saranno adottate ed i materiali scelti per l'installazione risulteranno rispondenti alla normativa tecnica e di legge relativa ai diversi settori di pertinenza.

Di seguito sono riportati i principali riferimenti normativi applicati nella progettazione dell'impianto o comunque di supporto:

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: "Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: "Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica" – TIQE;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;

- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: "Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica";
- Norma CEI 0-16 "Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- DLgs n. 81 del 09/04/2008 TESTO UNICO SULLA SICUREZZA per la Prevenzione degli Infortuni sul Lavoro;
- DM n. 37 del 22/01/2008 Norme per la sicurezza degli impianti;
- Dlg 791/77 "Attuazione della direttiva 73/23/CEE riguardanti le garanzie di sicurezza del materiale elettrico";
- Legge n° 186 del 01/03/68;
- DPR 462/01;
- Direttiva CEE 93/68 "Direttiva Bassa Tensione";
- Direttiva 2004/108/CE, CEI EN 50293 "Compatibilità Elettromagnetica";
- Norma CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata a 1500 V in corrente continua;
- CEI 17-44 Ed. 3a 2000 (CEI EN 60947-1) CEI 17-44;V1 2002 (CEI EN 60947-1/A1) CEI 17-44; V2 2002 (CEI EN 60947-1/A2) "Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali";
- CEI 70-1 Ed. 2a 1997 (CEI EN 60529) CEI 70-1;V1 2000 (CEI EN 60529/A1) "Grado di protezione degli involucri (Codice IP)";
- CEI EN 60439-1 "Normativa dei quadri per bassa tensione";
- CEI 20-22 II, 20-35, 20-37 I, 23-48, 23-49, 23-16, 23-5;
- CEI 23-51 "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare";
- CENELEC EUROPEAN "Norme del Comitato Elettrotecnico Europeo";
- CEI – UNEL 35011 "Sistema di codifica dei cavi";
- CEI 214-9 "Requisiti di progettazione, installazione e manutenzione";
- Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici;

- UNI 8477/1 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- Legge 46/1990, DPR 447/91 (regolamento attuazione L.46/90) per la sicurezza elettrica;
- Per le strutture di sostegno: DM MLP 12/2/82.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, verranno comunque applicate.

6. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

a. Criteri di localizzazione

La scelta dell'area è stata dettata dai buoni livelli di irraggiamento e non incidenza su aree protette. In particolare i terreni individuati per la realizzazione del campo fotovoltaico non ricadono nelle zone non idonee individuate dai piani regionali della Puglia.

b. Caratteristiche tecniche dell'impianto

Il progetto per il quale si richiede la connessione in rete è un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare che prevede di installare 190.242 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 505 Wp ciascuno, su strutture ad inseguimento monoassiale.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 16 sottocampi fotovoltaici suddivisi come di seguito indicato:

- n° 12 sottocampi, costituiti ognuno da 160 inseguitori e con una potenza nominale pari a 6.302,4 kWp;
- n° 1 sottocampo costituito da 168 inseguitori e con una potenza nominale pari a 6.617,52 kWp;
- n° 1 sottocampo, costituito da 115 inseguitori e con una potenza nominale pari a 4.529,85 kWp;
- n° 1 sottocampo costituito da 148 inseguitori e con una potenza nominale pari a 5.829,72 kWp;
- n° 1 sottocampo costituito da 88 inseguitori e con una potenza nominale pari a 3.466,32 kWp.

Ogni sottocampo fotovoltaico sarà dotato di una cabina di sottocampo all'interno della quale verranno installati da 4 inverter per la conversione dell'energia elettrica da CC ad CA e n°2 trasformatore BT/MT 0,57/30 kV. La tensione MT interna al campo fotovoltaico sarà quindi pari a 30 kV. Le linee elettriche MT, in uscita dalle cabine di sottocampo, verranno poi collegate ad una cabina di centrale, mediante un collegamento a semplice anello e conformemente allo schema elettrico unifilare. I cavidotti interrati a 30 kV avranno un percorso quasi interamente su strade private e parzialmente su strade pubbliche.

I 16 sottocampi saranno raggruppati in due sezioni afferenti alla rispettiva cabina di raccolta denominata cabina di centrale. All'interno della cabina di centrale vi saranno i dispositivi d'interfaccia, protezione e misura.

Le due cabine di centrale, ubicate all'interno della nuova sottostazione elettrica di trasformazione utente, ricevono l'energia elettrica proveniente dall'impianto fotovoltaico ad una tensione pari a 30 kV e mediante due trasformatori elevatori AT/MT elevano la tensione al livello della RTN pari a 150 kV, (valore da confermare in funzione della STMG contenuta nel TICA che si vuole richiedere) per poi essere ceduta alla rete RTN. La connessione alla RTN è prevista mediante del elettrodotto aereo a 150 kV.

La stazione utente sarà costituita da due sezioni, in funzione dei livelli di tensione: la parte di media tensione, contenuta all'interno della cabina di stazione e dalla parte di alta tensione costituita dalle apparecchiature elettriche con isolamento in aria, ubicate nell'area esterna della stazione utente. La cabina di stazione sarà costituita dai locali contenenti i quadri di MT con gli scomparti di arrivo/partenza linee dall'impianto fotovoltaico, dagli scomparti per alimentare il trasformatore BT/MT dei servizi ausiliari di cabina, dagli scomparti misure e protezioni MT e dallo scomparto MT per il collegamento al trasformatore MT/AT, necessario per il collegamento RTN.

c. Caratteristiche del generatore

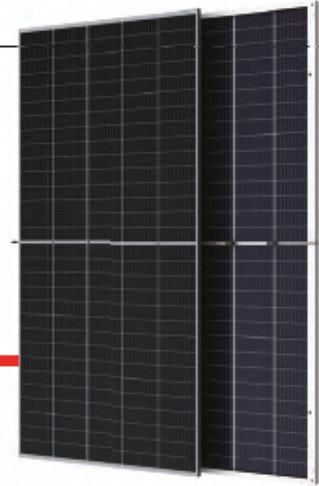
Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale pari a 96.072,21 kWp, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m² con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Vengono di seguito riportati le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto, (il proponente si riserva di cambiare la tipologia del modulo mantenendo però le caratteristiche elettriche dello stesso):

Mono Multi Solutions

THE Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.0%
MAXIMUM EFFICIENCY

0/+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL1703
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter pay back time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation; 30-year warranty
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher Return on Investment



High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.0% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



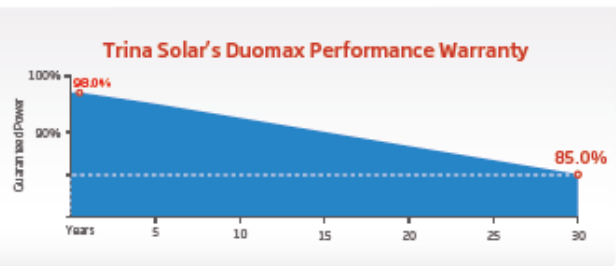
High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, ammonia and sand
- Preferred choice in harsh environments such as desert and high humidity areas



High energy yield

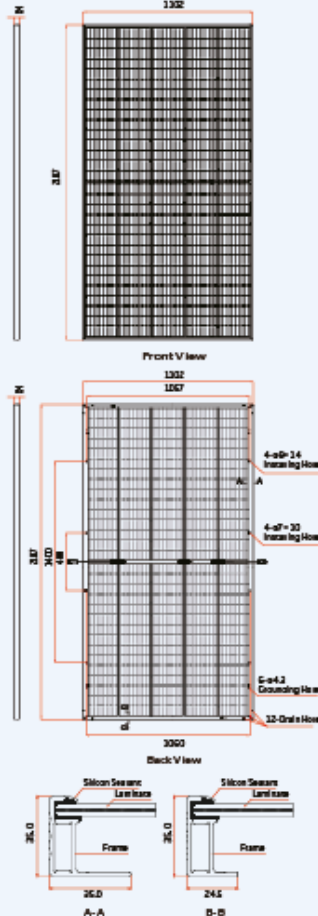
- Excellent light absorption throughout the day (IAM) and low light performance, validated by 3rd party certifications
- Lower temperature coefficient (-0.35%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo
- Optimized power output under inter-row shading conditions



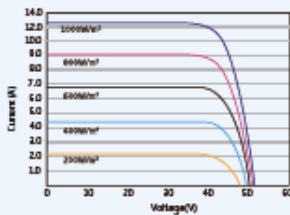


BIFACIAL DUAL GLASS | TSM-DEG18MC.20(II)

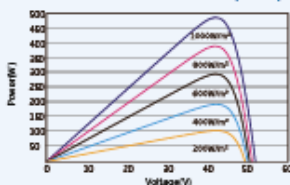
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(490W)



P-V CURVES OF PV MODULE(490W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power/Watts-P _{max} (Wp)*	475	480	485	490	495	500	505
Power Output Tolerance-P _{max} (W)	0/+5						
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	11.34	11.38	11.42	11.45	11.49	11.53	11.56
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	11.93	11.97	12.01	12.05	12.09	12.13	12.17
Module Efficiency η _m (%)	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
 *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (front side at irradiance 1000 W/m², back side at 100 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5)

Total Equivalent power-P _{max} (Wp)	508	514	519	524	530	535	540
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	12.13	12.18	12.22	12.24	12.29	12.34	12.37
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	12.77	12.81	12.85	12.89	12.94	12.98	13.02
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power-P _{max} (Wp)	360	363	367	371	374	378	382
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	39.5	39.8	40.0	40.2	40.5	40.8	41.0
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	9.09	9.13	9.18	9.21	9.25	9.28	9.33
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	47.7	47.9	48.1	48.3	48.5	48.7	48.8
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	9.61	9.64	9.67	9.70	9.73	9.77	9.80

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 3m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	150 cells
Module Dimensions	2187 × 1102 × 35 mm
Weight	30.1 kg
Front Glass	2.0 mm High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² Portrait: 280/280 mm Landscape: 2000/2000 mm
Connector	T54

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3 K)
Temperature Coefficient of P _{max}	- 0.35%/K
Temperature Coefficient of V _{oc}	- 0.25%/K
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/K

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

12 year Product/Workmanship Warranty
 30 year Power Warranty
 2% first year degradation
 0.45% annual degradation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
 Modules per 40' container: 600 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Limited. All rights reserved. Instructions included in this datasheet are subject to change without notice.
 Version number: TSM_EN_2020_A www.trinasolar.com

Le caratteristiche principali del generatore vengono di seguito indicate:

- 190.242 moduli fotovoltaici bifacciali in Si-Mono da 505 Wp/cad;
- 26 moduli per stringa;
- 7.317 stringhe;
- 2.439 tracker con 3 stringhe ciascuno (78 pannelli/tracker) su due file per tracker;
- potenza x inseguitore pari a 39.390 Wp;
- n° 12 sottocampi, costituiti ognuno da 160 inseguitori e con una potenza nominale pari a 6.302,4 kWp;
- n° 1 sottocampo costituito da 168 inseguitori e con una potenza nominale pari a 6.617,52 kWp;
- n° 1 sottocampo, costituito da 115 inseguitori e con una potenza nominale pari a 4.529,85 kWp;
- n° 1 sottocampo costituito da 148 inseguitori e con una potenza nominale pari a 5.829,72 kWp;
- n° 1 sottocampo costituito da 88 inseguitori e con una potenza nominale pari a 3.466,32 kWp.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni cella in dipendenza della temperatura pari a $-0,35 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ e i limiti di temperatura estremi pari a -10°C (dati di progetto) e $+50^{\circ}\text{C}$, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C).

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di dimensionamento dell'impianto:

DATI IMPIANTO	"Faralli" – Ascoli Satriano (FG)	
Tot Moduli	190.242	n°
Tot. Potenza	96.072.210	W
DATI MODULI FV	Trina Solar - TSM-DEG18MC.20(II) Bifacial	
Pmpp	505	W
Vmpp	43,7	V
Imp	11,56	A
Voc	51,7	V
Isc	12,17	A
STRUTTURA MODULI FV	Soltec SF7 2x39 P-78 (4,61m x 44,75m)	
Stringhe x fila	1,5	n°
File	2	n°
Stringhe totali	3	n°
Moduli totali per struttura	78	n°
Potenza totale per struttura	39.390	W
DATI CABINA SOTTOCAMPO	1xFIMER MEGASTATION (MS6000) + 4xFIMER INVERTER (R16615TL) + 2x2850 kVA Outdoor Power Transformer	

P max ingresso per inverter	1.960.200	W
P min ingresso per inverter	1.336.500	W
Voc ingresso per inverter	1.500	V
Vmppt min ingresso per inverter	900	V
Vmppt max ingresso per inverter	1320	V
Imppt max ingresso per inverter	1.485	A
Numero di MPPT per inverter	1	n°
Numero max ingresso DC per inverter	5	n°
DATI CABINA SOTTOCAMPO	1xFIMER MEGASTATION (MS4400) + 4xFIMER INVERTER (R11015TL) + 2x2000 kVA Outdoor Power Transformer	
P max ingresso per inverter	1.452.000	W
P min ingresso per inverter	990.000	W
Voc ingresso per inverter	1.500	V
Vmppt min ingresso per inverter	900	V
Vmppt max ingresso per inverter	1320	V
Imppt max ingresso per inverter	1.100	A
Numero di MPPT per inverter	1	n°
Numero max ingresso DC per inverter	5	n°

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_m \min \geq V_{invMPPTmin};$$

$$V_m \max \leq V_{inv MPPT \max};$$

$$V_{oc} \max < V_{inv \max};$$

dove:

V_m = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv MPPT \min}$ = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{inv MPPT \max}$ = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

V_{oc} = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv \max}$ = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di verifica elettrica dell'impianto:

Tipo Pannello	
Dati Pannelli	
Dati Elettrici	
Potenza Massima Pm(W)	Pm(W) 505,00
Tensione MPP	Vmp(V) 43,7
Corrente MPP	Imp(A) 11,56

Tensione Circuito Aperto
 Corrente Corto Circuito
 Pm Variazione con temperatura
 Isc Variazione con temperatura
 Voc Variazione con temperatura

Voc(V)	51,7
Icc(A)	12,17
(%/°C)	-0,35
(%/°C)	0,04
(%/°C)	-0,25

Dati Fisici

Altezza
 Larghezza
 Area
 Tensione a MPPT (-10 °C)
 Tensione a MPPT (25 °C)
 Tensione a MPPT (50 °C)
 Tensione a MPPT (70°C)
 Potenza stringa a MPPT (25°C)
 Corrente di corto circuito max (25°C)
 Tensione OC

(mm)	2187	
(mm)	1102	
(mq)	2,41	Area modulo
-10	1235,62	(V)
25	1136,2	(V)
50	1065,19	(V)
70	1088,38	(V)
25	13,13	(kW)
25	12,17	
(V)	1344,2	

d. Configurazione dell'impianto

Il generatore fotovoltaico è costituito da n.16 sottocampi e le stringhe (costituite da n.26 moduli fotovoltaici collegati in serie) verranno attestate a gruppi presso degli appositi stringbox (in numero complessivo pari a 64), dove avviene il parallelo delle stringhe e i monitoraggi dei dati elettrici.

Da tali stringbox si dipartono le linee di collegamento verso le cabine di sottocampo, giungendo così in ingresso agli inverter, i quali prevedono già a bordo macchina il sezionamento e la protezione dalle sovratensioni e dalle correnti di ricircolo.

La tabella seguente mostra la suddivisione dell'impianto di generazione in sottocampi, con i dati relativi al numero delle stringhe e alla potenza nominale in c.c.:

SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT
1	1	1	5	SB-1-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	1
				SB-1-1-2	24	277,44								
				SB-1-1-3	24	277,44								
				SB-1-1-4	24	277,44								
				SB-1-1-5	24	277,44								
	2	1	5	SB-1-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-1-2-2	24	277,44								
				SB-1-2-3	24	277,44								

				SB-1-2-4	24	277,44									
				SB-1-2-5	24	277,44									
	3	1	5	SB-1-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-1-3-2	24	277,44									
				SB-1-3-3	24	277,44									
				SB-1-3-4	24	277,44									
				SB-1-3-5	24	277,44									
	4	1	5	SB-1-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-1-4-2	24	277,44									
				SB-1-4-3	24	277,44									
				SB-1-4-4	24	277,44									
				SB-1-4-5	24	277,44									
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT	
	1	1	5	SB-2-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-2-1-2	24	277,44									
				SB-2-1-3	24	277,44									
				SB-2-1-4	24	277,44									
				SB-2-1-5	24	277,44									
	2	1	5	SB-2-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-2-2-2	24	277,44									
				SB-2-2-3	24	277,44									
				SB-2-2-4	24	277,44									
				SB-2-2-5	24	277,44									
	3	1	5	SB-2-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-2-3-2	24	277,44									
				SB-2-3-3	24	277,44									
				SB-2-3-4	24	277,44									
				SB-2-3-5	24	277,44									
	4	1	5	SB-2-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-2-4-2	24	277,44									
				SB-2-4-3	24	277,44									
				SB-2-4-4	24	277,44									
				SB-2-4-5	24	277,44									
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT	
3	1	1	5	SB-3-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	1	

				SB-3-1-2	24	277,44									
				SB-3-1-3	24	277,44									
				SB-3-1-4	24	277,44									
				SB-3-1-5	24	277,44									
	2	1	5	SB-3-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-3-2-2	24	277,44									
				SB-3-2-3	24	277,44									
				SB-3-2-4	24	277,44									
				SB-3-2-5	24	277,44									
	3	1	5	SB-3-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-3-3-2	24	277,44									
				SB-3-3-3	24	277,44									
				SB-3-3-4	24	277,44									
				SB-3-3-5	24	277,44									
	4	1	5	SB-3-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-3-4-2	24	277,44									
				SB-3-4-3	24	277,44									
				SB-3-4-4	24	277,44									
				SB-3-4-5	24	277,44									
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT	
	1	1	5	SB-4-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-4-1-2	24	277,44									
				SB-4-1-3	24	277,44									
				SB-4-1-4	24	277,44									
				SB-4-1-5	24	277,44									
4	2	1	5	SB-4-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	1	
				SB-4-2-2	24	277,44									
				SB-4-2-3	24	277,44									
				SB-4-2-4	24	277,44									
				SB-4-2-5	24	277,44									
	3	1	5	SB-4-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-4-3-2	24	277,44									
				SB-4-3-3	24	277,44									
				SB-4-3-4	24	277,44									
				SB-4-3-5	24	277,44									
	4	1	5	SB-4-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-4-4-2	24	277,44									

SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT
				SB-4-4-3	24	277,44								
				SB-4-4-4	24	277,44								
				SB-4-4-5	24	277,44								
5	1	1	5	SB-5-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	1
				SB-5-1-2	24	277,44								
				SB-5-1-3	24	277,44								
				SB-5-1-4	24	277,44								
				SB-5-1-5	24	277,44								
	2	1	5	SB-5-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-5-2-2	24	277,44								
				SB-5-2-3	24	277,44								
				SB-5-2-4	24	277,44								
				SB-5-2-5	24	277,44								
	3	1	5	SB-5-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-5-3-2	24	277,44								
				SB-5-3-3	24	277,44								
				SB-5-3-4	24	277,44								
				SB-5-3-5	24	277,44								
	4	1	5	SB-5-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-5-4-2	24	277,44								
				SB-5-4-3	24	277,44								
				SB-5-4-4	24	277,44								
				SB-5-4-5	24	277,44								
6	1	1	5	SB-6-1-1	25	289	126	1654,38	1136	1457	1344,2	1533,42	6617,52	1
				SB-6-1-2	25	289								
				SB-6-1-3	25	289								
				SB-6-1-4	25	289								
				SB-6-1-5	26	300,56								
	2	1	5	SB-6-2-1	25	289	126	1654,38	1136	1457	1344,2	1533,42		
				SB-6-2-2	25	289								
				SB-6-2-3	25	289								
				SB-6-2-4	25	289								
				SB-6-2-5	26	300,56								

3	1	5	SB-6-3-1	25	289	126	1654,38	1136	1457	1344,2	1533,42	7	1	4529,85	1	
			SB-6-3-2	25	289											
			SB-6-3-3	25	289											
			SB-6-3-4	25	289											
			SB-6-3-5	26	300,56											
	4	1	5	SB-6-4-1	25	289	126	1654,38	1136	1457	1344,2					1533,42
				SB-6-4-2	25	289										
				SB-6-4-3	25	289										
				SB-6-4-4	25	289										
				SB-6-4-5	26	300,56										
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT		
7	1	1	5	SB-7-1-1	17	196,52	86	1129,18	1136	994,2	1344,2	1046,62				
				SB-7-1-2	17	196,52										
				SB-7-1-3	17	196,52										
				SB-7-1-4	17	196,52										
				SB-7-1-5	18	208,08										
	2	1	5	SB-7-2-1	17	196,52	86	1129,18	1136	994,2	1344,2	1046,62				
				SB-7-2-2	17	196,52										
				SB-7-2-3	17	196,52										
				SB-7-2-4	17	196,52										
				SB-7-2-5	18	208,08										
	3	1	5	SB-7-3-1	17	196,52	86	1129,18	1136	994,2	1344,2	1046,62				
				SB-7-3-2	17	196,52										
				SB-7-3-3	17	196,52										
				SB-7-3-4	17	196,52										
				SB-7-3-5	18	208,08										
	4	1	5	SB-7-4-1	17	196,52	87	1142,31	1136	1006	1344,2	1058,79				
				SB-7-4-2	17	196,52										
				SB-7-4-3	17	196,52										
				SB-7-4-4	18	208,08										
				SB-7-4-5	18	208,08										
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT		
8	1	1	5	SB-8-1-1	13	150,28	66	866,58	1136	763	1344,2	803,22	3466,32	1		
				SB-8-1-2	13	150,28										
				SB-8-1-3	13	150,28										

				SB-8-1-4	13	150,28									
				SB-8-1-5	14	161,84									
	2	1	5	SB-8-2-1	13	150,28	66	866,58	1136	763	1344,2	803,22			
				SB-8-2-2	13	150,28									
				SB-8-2-3	13	150,28									
				SB-8-2-4	13	150,28									
				SB-8-2-5	14	161,84									
	3	1	5	SB-8-3-1	13	150,28	66	866,58	1136	763	1344,2	803,22			
				SB-8-3-2	13	150,28									
				SB-8-3-3	13	150,28									
				SB-8-3-4	13	150,28									
				SB-8-3-5	14	161,84									
	4	1	5	SB-8-4-1	13	150,28	66	866,58	1136	763	1344,2	803,22			
				SB-8-4-2	13	150,28									
				SB-8-4-3	13	150,28									
				SB-8-4-4	13	150,28									
				SB-8-4-5	14	161,84									
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT	
9	1	1	5	SB-9-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	2	
				SB-9-1-2	24	277,44									
				SB-9-1-3	24	277,44									
				SB-9-1-4	24	277,44									
				SB-9-1-5	24	277,44									
	2	1	5	SB-9-2-1	24	277,44									
				SB-9-2-2	24	277,44									
				SB-9-2-3	24	277,44									
				SB-9-2-4	24	277,44									
				SB-9-2-5	24	277,44									
	3	1	5	SB-9-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-9-3-2	24	277,44									
				SB-9-3-3	24	277,44									
				SB-9-3-4	24	277,44									
				SB-9-3-5	24	277,44									
	4	1	5	SB-9-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
SB-9-4-2				24	277,44										
SB-9-4-3				24	277,44										
SB-9-4-4				24	277,44										

SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT
				SB-9-4-5	24	277,44								
10	1	1	5	SB-10-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	2
				SB-10-1-2	24	277,44								
				SB-10-1-3	24	277,44								
				SB-10-1-4	24	277,44								
				SB-10-1-5	24	277,44								
	2	1	5	SB-10-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-10-2-2	24	277,44								
				SB-10-2-3	24	277,44								
				SB-10-2-4	24	277,44								
				SB-10-2-5	24	277,44								
	3	1	5	SB-10-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-10-3-2	24	277,44								
				SB-10-3-3	24	277,44								
				SB-10-3-4	24	277,44								
				SB-10-3-5	24	277,44								
	4	1	5	SB-10-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-10-4-2	24	277,44								
				SB-10-4-3	24	277,44								
				SB-10-4-4	24	277,44								
				SB-10-4-5	24	277,44								
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT
11	1	1	5	SB-11-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	2
				SB-11-1-2	24	277,44								
				SB-11-1-3	24	277,44								
				SB-11-1-4	24	277,44								
				SB-11-1-5	24	277,44								
	2	1	5	SB-11-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-11-2-2	24	277,44								
				SB-11-2-3	24	277,44								
				SB-11-2-4	24	277,44								
				SB-11-2-5	24	277,44								
	3	1	5	SB-11-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-11-3-2	24	277,44								

				SB-11-3-3	24	277,44									
				SB-11-3-4	24	277,44									
				SB-11-3-5	24	277,44									
	4	1	5	SB-11-4-1	24	277,44									
				SB-11-4-2	24	277,44									
				SB-11-4-3	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4			
				SB-11-4-4	24	277,44									
				SB-11-4-5	24	277,44									
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT	
	1	1	5	SB-12-1-1	22	254,32									
				SB-12-1-2	22	254,32									
				SB-12-1-3	22	254,32	111	1457,43	1136	1283	1344,2	1350,87			
				SB-12-1-4	22	254,32									
				SB-12-1-5	23	265,88									
	2	1	5	SB-12-2-1	22	254,32									
				SB-12-2-2	22	254,32									
				SB-12-2-3	22	254,32	111	1457,43	1136	1283	1344,2	1350,87			
				SB-12-2-4	22	254,32									
				SB-12-2-5	23	265,88									
12				SB-12-3-1	22	254,32									
				SB-12-3-2	22	254,32									
	3	1	5	SB-12-3-3	22	254,32	111	1457,43	1136	1283	1344,2	1350,87			
				SB-12-3-4	22	254,32									
				SB-12-3-5	23	265,88									
				SB-12-4-1	22	254,32									
				SB-12-4-2	22	254,32									
				SB-12-4-3	22	254,32	111	1457,43	1136	1283	1344,2	1350,87			
				SB-12-4-4	22	254,32									
				SB-12-4-5	23	265,88									
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT	
	1	1	5	SB-13-1-1	24	277,44									
				SB-13-1-2	24	277,44									
				SB-13-1-3	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	2	
				SB-13-1-4	24	277,44									
				SB-13-1-5	24	277,44									

14	2	1	5	SB-13-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	2			
				SB-13-2-2	24	277,44											
				SB-13-2-3	24	277,44											
				SB-13-2-4	24	277,44											
				SB-13-2-5	24	277,44											
	3	1	5	SB-13-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4					
				SB-13-3-2	24	277,44											
				SB-13-3-3	24	277,44											
				SB-13-3-4	24	277,44											
				SB-13-3-5	24	277,44											
	4	1	5	SB-13-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4					
				SB-13-4-2	24	277,44											
				SB-13-4-3	24	277,44											
				SB-13-4-4	24	277,44											
				SB-13-4-5	24	277,44											
	SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]			Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT
	14	1	1	5	SB-14-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2			1460,4	6302,4	2
					SB-14-1-2	24	277,44										
					SB-14-1-3	24	277,44										
					SB-14-1-4	24	277,44										
SB-14-1-5					24	277,44											
2		1	5	SB-14-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4					
				SB-14-2-2	24	277,44											
				SB-14-2-3	24	277,44											
				SB-14-2-4	24	277,44											
				SB-14-2-5	24	277,44											
3		1	5	SB-14-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4					
				SB-14-3-2	24	277,44											
				SB-14-3-3	24	277,44											
				SB-14-3-4	24	277,44											
				SB-14-3-5	24	277,44											
4		1	5	SB-14-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4					
				SB-14-4-2	24	277,44											
				SB-14-4-3	24	277,44											
				SB-14-4-4	24	277,44											
				SB-14-4-5	24	277,44											

SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT
15	1	1	5	SB-15-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	2
				SB-15-1-2	24	277,44								
				SB-15-1-3	24	277,44								
				SB-15-1-4	24	277,44								
				SB-15-1-5	24	277,44								
	2	1	5	SB-15-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-15-2-2	24	277,44								
				SB-15-2-3	24	277,44								
				SB-15-2-4	24	277,44								
				SB-15-2-5	24	277,44								
	3	1	5	SB-15-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-15-3-2	24	277,44								
				SB-15-3-3	24	277,44								
				SB-15-3-4	24	277,44								
				SB-15-3-5	24	277,44								
	4	1	5	SB-15-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-15-4-2	24	277,44								
				SB-15-4-3	24	277,44								
				SB-15-4-4	24	277,44								
				SB-15-4-5	24	277,44								
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Vmpp [V]	Impp [A]	Voc [V]	Isc [A]	Potenza SC [kW]	Anello MT
16	1	1	5	SB-16-1-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	6302,4	2
				SB-16-1-2	24	277,44								
				SB-16-1-3	24	277,44								
				SB-16-1-4	24	277,44								
				SB-16-1-5	24	277,44								
	2	1	5	SB-16-2-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-16-2-2	24	277,44								
				SB-16-2-3	24	277,44								
				SB-16-2-4	24	277,44								
				SB-16-2-5	24	277,44								
	3	1	5	SB-16-3-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4		
				SB-16-3-2	24	277,44								
				SB-16-3-3	24	277,44								

			SB-16-3-4	24	277,44							
			SB-16-3-5	24	277,44							
4	1	5	SB-16-4-1	24	277,44	120	1575,6	1136	1387	1344,2	1460,4	
			SB-1-4-2	24	277,44							
			SB-1-4-3	24	277,44							
			SB-1-4-4	24	277,44							
			SB-1-4-5	24	277,44							

7. GENERALITA' SUI SISTEMI DI ACCUMULO

L'ESS è un sistema elettrico di accumulo di energia la cui funzione è di immagazzinare e rilasciare energia elettrica alternando fasi di carica e fasi di scarica. Si compone di componenti elettrici (batterie, sistemi di conversione, quadri, cavi, trasformatori, ecc.) e verrà utilizzato per scambiare energia nei mercati elettrici e per fornire servizi di rete a Terna al fine di contribuire a migliorare la gestione in sicurezza della rete elettrica nazionale.

Si tratta di elementi statici e componentistica elettronica di regolazione collocati all'interno di container. Le interazioni di questi componenti con l'atmosfera sono praticamente irrilevanti. Le batterie sono sigillate e posizionate all'interno dei container metallici a tenuta.

La tecnologia di accumulatori elettrochimici (riuniti in batterie di accumulatori) è composta da celle elettrolitiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie e in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in appositi armadi in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente. Ogni "assemblato batterie" è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema BMS (Battery Management System – Sistema di controllo batterie).

L'ESS opera in bassa tensione ma è connesso alla rete di impianto in media tensione. Il collegamento del BESS alla rete avviene mediante un trasformatore elevatore BT/MT e un quadro di parallelo dotato di protezioni di interfaccia. I principali ausiliari sono costituiti dalla ventilazione e raffreddamento degli apparati, oltre che dai servizi di impianto quali protezioni, controllo, illuminazione, prese di servizio, ecc. Le caratteristiche funzionali dell'inverter e delle protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16.

Le batterie vengono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti, e sono installate all'interno di container (di tipo marino modificati per l'uso come cabine elettriche).

I principali componenti del sistema BESS sono:

- Celle elettrochimiche assemblate in moduli e armadi (Assemblato Batterie o ESS);
- Sistema di conversione della corrente AC-DC e viceversa (Power Conversion System o PCS);
- Trasformatori di potenza MT/BT;
- Trasformatore dei servizi ausiliari;

- e) Quadro Elettrico di potenza MT;
- f) Servizi ausiliari (es. impianti di condizionamento e di ventilazione, sistemi antincendio e rete idranti)
- g) Sistemi di gestione e controllo locale degli ESS (BMS) e globale del ESS (EMS, per il funzionamento integrato dei PCS e degli ESS);
- h) Eventuale Sistema Centrale di Supervisione (SCCI), se l'ESS è realizzato all'interno di un sito dove sono presenti altri impianti e vi la necessità di coordinarne l'esercizio;
- i) Container ESS equipaggiati di sistema di condizionamento, sistema antincendio e rilevamento fumi/temperatura;
- j) Container o cabinati oppure piccoli prefabbricati per l'alloggiamento di EMS, PCS, trasformatori e quadri elettrici;
- k) Sistemi di protezione elettrici;
- l) Cavi di potenza per il collegamento alla rete elettrica;
- m) Cavi di segnale per il collegamento alla rete dati.

a. Descrizione dello Storage in progetto

Il cuore del Sistema di Accumulo è l'accumulatore elettrochimico ricaricabile. Nel caso specifico saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LMO) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

Le batterie sono alloggiare all'interno di container e sono raggruppate in stringhe alloggiare all'interno di armadi-rack. Le stringhe vengono messe in parallelo e associate a ciascun PCS attraverso un Power Center che consente l'interfaccia con il PCS.

Le batterie sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, ad involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate ed alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravio al carico di incendio.

Il sistema di accumulo è costituito essenzialmente dai seguenti componenti:

- Assemblati Batterie;
- PCS (apparecchiature di conversione dell'energia elettrica da c.c. in c.a.);
- Trasformatore di accoppiamento;
- Apparecchiature di manovra e protezione;
- Servizi ausiliari;
- Sistema di controllo.

Le apparecchiature principali saranno alloggiare in container metallici da 12x2,5x3m "High Cube". Per il sistema proposto, in particolare, si prevede la installazione di:

- N. 64 container di energia (Battery Container);
- N. 8 container contenenti il trasformatore e il sistema di conversione (PCS Container);
- N. 2 container contenenti i quadri di controllo ed i quadri in media tensione.

I containers verranno attrezzati con sistemi di condizionamento opportunamente dimensionati in modo da garantire le migliori condizioni ambientali per il corretto funzionamento degli equipaggiamenti.

Il sistema proposto quindi, non rappresenta un impianto di generazione dell'energia elettrica, in qualunque forma, ma solo un meccanismo di immagazzinamento di questa ultima, generata da altri impianti, che altrimenti rischierebbe di essere perduta o sfruttata non correttamente dal punto di vista del sistema elettrico.

i. Strategia di conservazione dell'energia dello Storage in progetto

La strategia di conservazione dell'ESS sarà del tipo:

- "Assorbimento dei picchi di potenza (Peak Shaving)": l'ESS accumulerà e conserverà l'energia in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico, l'ESS non verrà mai caricato dall'energia prelevata dalla rete.

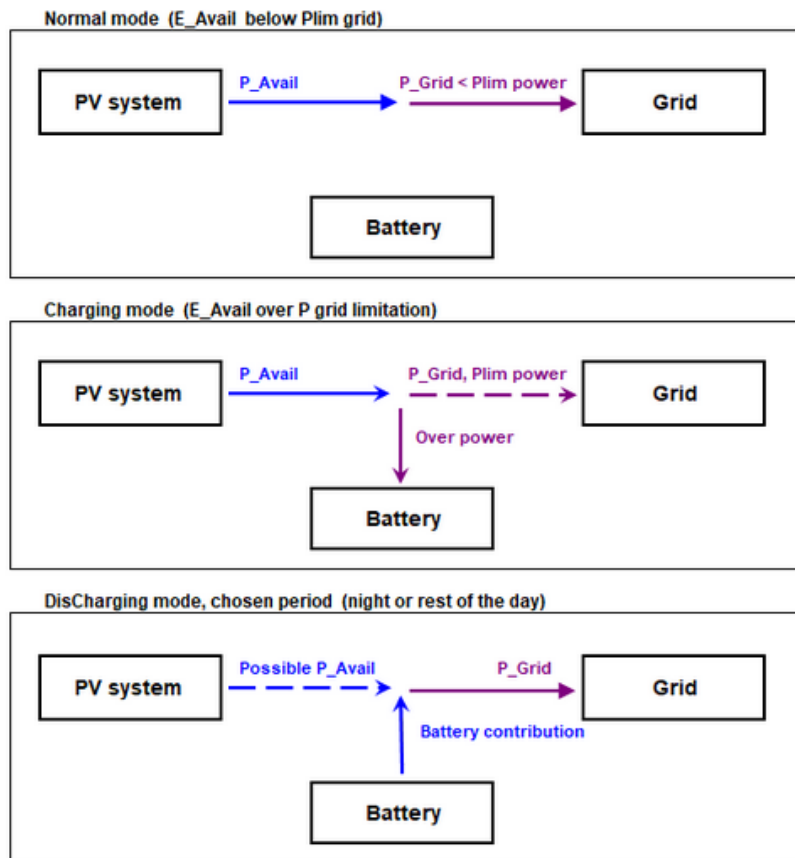
La strategia di carica sarà del tipo:

- "Potenza disponibile oltre il limite della rete": l'ESS verrà caricato dall'energia in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico e non immessa in rete.

La strategia di scarica sarà del tipo:

- "Appena si ha bisogno di potenza": l'ESS fornirà energia alla rete nel caso in cui l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà minore della soglia limite ammessa nella rete.

Viene di seguito illustrato il flusso dell'energia:



b. Schema di connessione alla rete

La Norma CEI 0-16, con la variante V1 2013-12, ha definito i possibili schemi di connessione di un impianto di accumulo inserito in impianti per la produzione di energia incentivati.

Con riferimento ad un impianto di produzione, in particolare, il sistema di accumulo può essere connesso:

- nella parte di impianto in corrente continua (Figura 26 della citata Norma);
- nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione dell'impianto di generazione (Figura 27 della citata Norma);
- nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione dell'impianto di generazione (Figura 28 della citata Norma).

Data la specificità del sistema di accumulo considerato, che prevede una interfaccia in corrente alternata, lo schema di inserzione è quello di figura 28, che si riporta per comodità:

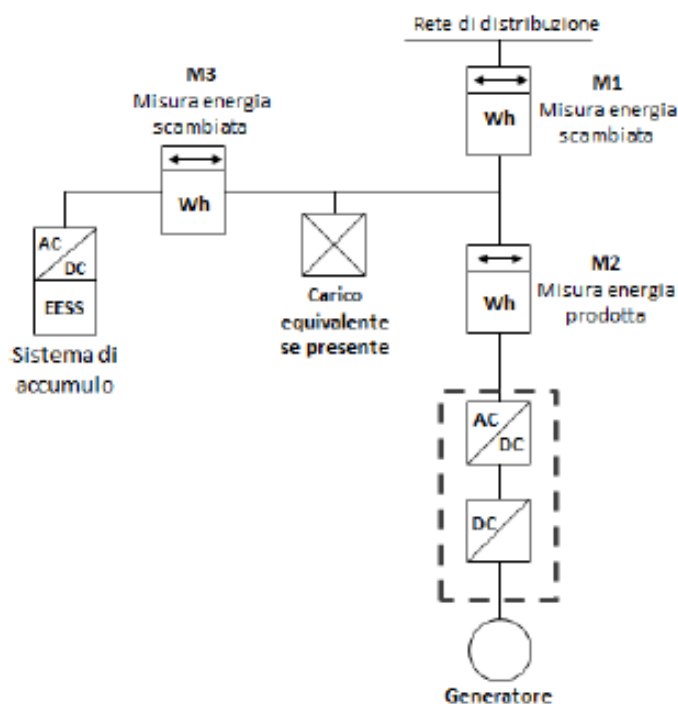


Figura 28 – Misura dei flussi di energia con accumulo posizionato nella parte d'impianto in corrente alternata a monte del contatore dell'energia generata.

8. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti previsti sono tali da assicurare una durata di vita adeguata alla stima della vita utile dell'impianto dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$IB \leq IN \leq IZ \quad \text{e} \quad If \leq 1,45 IZ$$

dove

IB = corrente d'impiego del cavo

IN = portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

IZ = portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

If = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, IB risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco (MPPT), mentre IN e If possono entrambe essere poste uguali

alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

9. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. L'interruttore magnetotermico posto a valle dell'inverter agisce da rinalzo all'azione del dispositivo di protezione interno.

10. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

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

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

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali ma fissati alle strutture di sostegno e quindi soggetti a sollecitazioni meccaniche prevedibili.

In ogni caso valgono le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 "Prescrizioni per la sicurezza".

11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici di impianto sono da considerarsi come sistema TN-S. La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici);
- i dispositivi di protezione intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50V.

12. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra. La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

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

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

Si prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale da 6 mm² un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tale proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per struttura. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata. I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno con apposito capocorda e bullone, ad una sbarra di terra in rame forata. Un conduttore di terra di idonea sezione verrà steso per collegare i collettori sopra descritti.

13. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16 e s.i.m.. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: Dispositivo del generatore; Dispositivo di interfaccia; Dispositivo generale.

Dispositivo di generatore:

Gli inverter sono internamente protetti contro il cortocircuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

Dispositivo di interfaccia:

Il dispositivo di interfaccia deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica.

In particolare, secondo quanto previsto dal documento di unificazione ENEL il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

- minima tensione: 0,8 Vn
- massima tensione: 1,2 Vn
- minima frequenza: 49,7 Hz
- massima frequenza: 50,3 Hz

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, viene evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti. Nel progetto in esame, il dispositivo di interfaccia risulta fisicamente installato esternamente agli inverter. Le funzioni di protezioni del dispositivo di interfaccia sono appositamente certificate da un Ente facente capo alla EA.

Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per l'impianto in oggetto è sufficiente la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico. L'esecuzione del dispositivo generale deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8. La protezione sarà tipo magnetotermica con relè differenziale.

14. COLLEGAMENTI ELETTRICI

I terminali di ognuna delle stringhe confluiranno verso i quadri di sezionamento stringhe e da questi agli inverter, con percorso prima in tubo corrugato HDPE e poi in canalina portacavi. Il percorso dagli inverter al quadro di parallelo o avverrà sempre in canalina portacavi.

Assieme ai cavi di potenza, dal generatore fotovoltaico andranno posati, all'interno della medesima canalizzazione, anche i collegamenti equipotenziali delle strutture di fissaggio; si dovranno collegare tutti i traversi insieme tramite uno spezzone di cavo G/V, fissato con capocorda ad occhiello e bullone in acciaio inox. La serie delle strutture di ciascuna stringa dovrà quindi essere collegata alla barra equipotenziale.

15. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico ha lo scopo di assicurare la messa a terra delle carpenterie metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici, degli involucri dei quadri elettrici al fine di prevenire pericoli di elettrocuzione per tensioni di contatto e di passo secondo le Norme CEI 11-1. Il layout della rete di terra dovrà essere progettato utilizzando picchetti di acciaio zincato e/o maglia di terra in rame nudo e deve dare le prestazioni attese secondo la normativa vigente. Particolare cura deve essere rivolta ad evitare che nelle zone di contatto rame/superficie di acciaio zincato si formino coppie elettrochimiche soggette a corrosione per effetto delle correnti di dispersione dei moduli fotovoltaici (corrente continua). Non è permessa la messa a terra delle cornici dei moduli fotovoltaici.

16. SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di evidenziare le grandezze di interesse del funzionamento dell'impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485, Modbus TCP, gateway e attraverso modem anche da remoto.

L'hardware del sistema sarà composto da:

- Sistema SCADA (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);
- interfaccia RS 485;
- sensore di temperatura ambiente;
- sensore di irraggiamento;
- sensore di vento (velocità e direzione);
- linee di collegamento via RS 485 e Modbus TCP.

17. SISTEMI DI PROTEZIONE, REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le caratteristiche generali d'impianto, il campo di funzionamento necessario per la connessione alla rete AT ed in particolare i sistemi di protezione, regolazione e controllo saranno conformi a quanto prescritto dall'Allegato A.68 di Terna "CENTRALI FOTOVOLTAICHE" – Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT.

18. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI TIPICI

Qualora il tracciato delle linee MT dovessero presentare degli attraversamenti di canale, saranno eseguiti con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.

19. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI TIPICI

Le interferenze che si dovessero presentare lungo il tracciato delle linee MT saranno trattate con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.

20. NORMATIVA TECNICA

Tutti i componenti dell'impianto avranno caratteristiche conformi a quanto previsto dalla normativa emessa dagli organismi normatori internazionali, al fine di garantire la sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Si precisa che i seguenti riferimenti possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;

- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- Norma CEI 0-14 "Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- Norma CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne";
- Norma CEI 11-32 "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria";
- Norma CEI 11-46 "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa";
- Norma CEI 11-47 "Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa";
- Norma CEI 11-61 "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche";
- Norma CEI 11-62 "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria";
- Norma CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua";
- Norma CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
- Norma CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati"
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche";
- D.M. 12 Settembre 1959 "Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro";
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" (D.M. n. 449 del 21/03/1988);

- "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne" (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)" (D.P.C.M del 8/07/2003).

21. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione PVsyst vers.6.88 del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

Poiché all'interno del database del software non sono presenti i moduli fotovoltaici selezionati (che comunque possono cambiare nelle fasi successive del progetto mantenendo però le caratteristiche elettriche), è stato simulato un impianto con di potenza nominale e caratteristiche elettriche prossime a quello in progetto.

Inoltre, al fine della simulazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico si è stabilito la disponibilità di fonte solare, in funzione del sito d'installazione dell'impianto, e sono state considerate tutte le perdite dello stesso.

Come risultato della simulazione è stata ottenuta una producibilità pari a 180.159 MWh/anno a fronte di una potenza nominale installata pari a 96.072,21 kW.

Considerata la potenza dell'impianto si ha una produzione specifica pari a 1.878 kWh/kWp/anno.

Sulla base di tutte le perdite considerate nel software, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio - PR) pari a 91,27%.

L'energia recuperata dal sistema di accumulo e reimmessa in rete è pari a 1.178 MWh/anno, (tale valore è stato ottenuto simulando l'impianto fotovoltaico senza sistema di accumulo ed effettuando la differenza delle producibilità ottenute).

Il Progettista:

Dott. Ing. Giuseppe Basso

