



# COMUNE DI SAN MICHELE SALENTINO



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI BRINDISI

Committente:

**ECOPUGLIA 1 s.r.l.**  
via Alessandro Manzoni, 30  
Milano

**BRIO GREEN s.r.l.**  
Corso Umberto I - 114  
Carovigno (Br)

## IMPIANTO FTV - SAN MICHELE SALENTINO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO DELLA POTENZA COMPLESSIVA DI IMMISSIONE IN RETE PARI A 24,03804 MW, IN AGRO DEL COMUNE DI SAN MICHELE SALENTINO

oggetto:

**RELAZIONE TECNICA GENERALE**

Elaborato

**RT.01**

| Stato      | Data                  | Modifiche | Revisione |
|------------|-----------------------|-----------|-----------|
| DEFINITIVO | AGOSTO/SETTEMBRE 2022 |           | 01        |
|            |                       |           |           |

Gruppo di Progettazione

ing. Pasquale MELPIGNANO (capogruppo coordinatore)



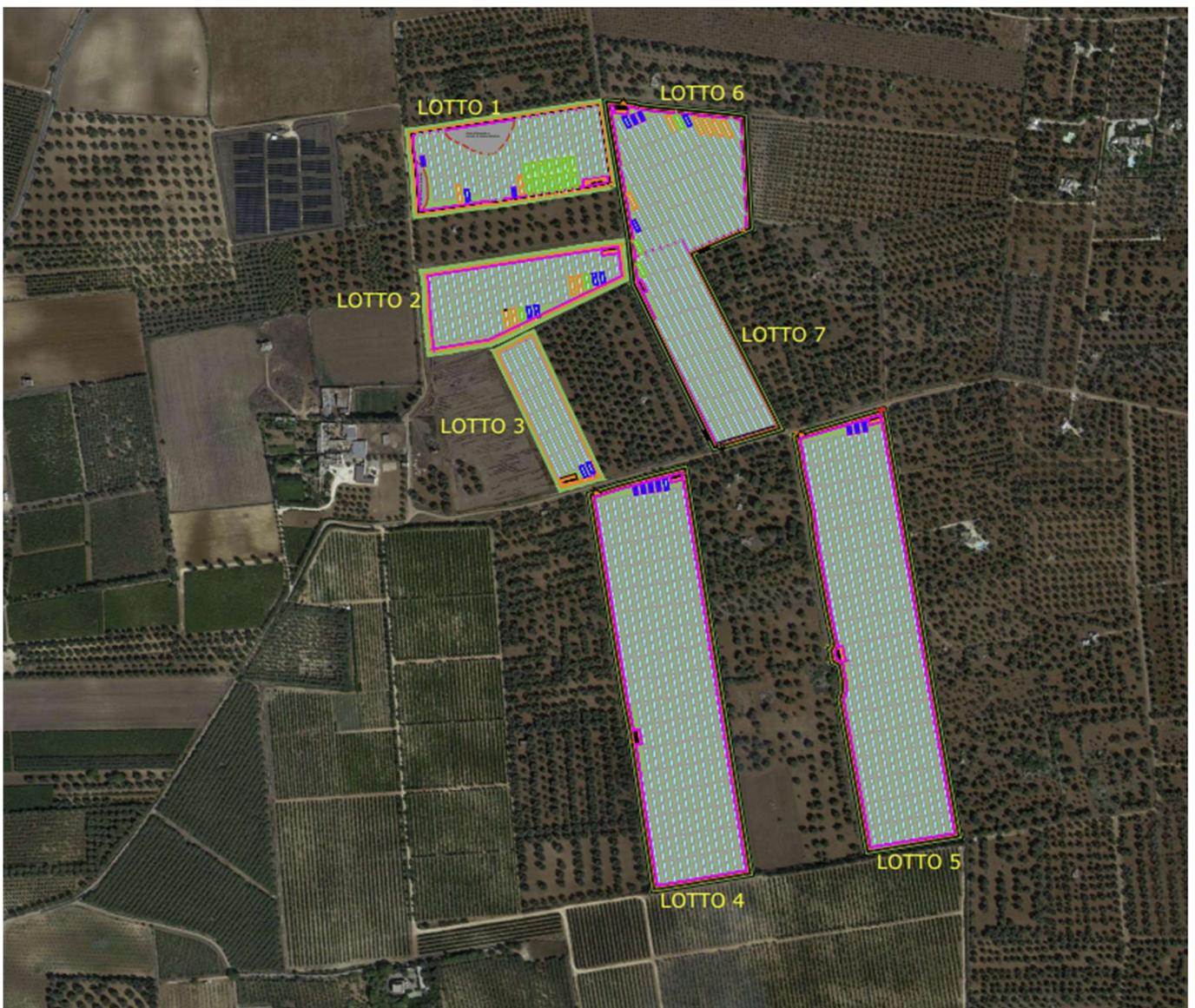
## INDICE

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1.PREMESSA.....</b>  | <b>2</b>  |
| <b>2.NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO .....</b>                                   | <b>3</b>  |
| 2.1 LEGGI E DECRETI .....   | 3         |
| 2.2 NORME TECNICHE .....  | 4         |
| 2.3 DELIBERE AEEG .....   | 6         |
| 2.4 AGENZIA DELLE ENTRATE .....   | 9         |
| 2.5 AGENZIA DEL TERRITORIO .....  | 10        |
| 2.6 TERNA .....   | 10        |
| 2.7 DEFINIZIONI - RETE ELETTRICA .....  | 10        |
| 2.8 DEFINIZIONI - IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....                                      | 11        |
| <b>3.DESCRIZIONE E DIMENSIONAMENTO ENERGETICO DEL SISTEMA .....</b>               | <b>16</b> |
| 3.1 DIMENSIONAMENTO E PRODUTTIVITA' DELL'IMPIANTO .....                           | 29        |
| 3.2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI.....                       | 30        |
| 3.2.1 MODULO FOTOVOLTAICO IN SILICIO POLICRISTALLINO.....                         | 30        |
| 3.2.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI.....                              | 34        |
| 3.2.3 SISTEMA DI CONDIZIONAMENTO DELLA POTENZA.....                               | 35        |
| <b>4.DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ELETTRICO .....</b>                                | <b>42</b> |
| 4.1 PRINCIPALI COMPONENTI .....   | 42        |
| 4.1.1 QUADRI ELETTRICI PARALLELO E INTERFACCIA RETE .....                         | 42        |
| 4.1.2 VIE CAVO PER LA DISTRIBUZIONE LINEE ELETTRICHE.....                         | 49        |
| 4.1.3 IMPIANTO DI TERRA.....  | 50        |
| 4.1.4 SISTEMA DI VIDEO SORVEGLIANZA.....  | 50        |
| 4.1.5 COLONNINA RICARICA VEICOLI ELETTRICI .....                                  | 50        |
| 4.2 DATI GENERALI DELL'IMPIANTO .....   | 51        |
| 4.3 CLASSIFICAZIONE DEGLI AMBIENTI .....  | 52        |
| 4.4 IMPIANTO DI MESSA A TERRA .....   | 52        |
| 4.5 PROTEZIONE DEI CONTATTI INDIRETTI.....  | 55        |
| 4.5.1 PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI SUL LATO M.T.....                         | 55        |
| 4.5.2 PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI SUL LATO B.T. ....                        | 55        |
| 4.6 PROTEZIONE DEI CONTATTI DIRETTI .....   | 56        |
| 4.7 PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI .....                                      | 58        |
| 4.7.1 PROTEZIONE CONTRO I CORTO CIRCUITI .....                                    | 58        |
| 4.7.2 PROTEZIONE DELLE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO PRESUNTE .....                  | 59        |
| 4.7.3 PROTEZIONE CONTRO I SOVRACCARICHI .....                                     | 59        |
| 4.8 DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE .....                                    | 59        |
| <b>5. PROVE DI ACCETTAZIONE, MONTAGGIO E MESSA IN SERVIZIO DELL'IMPIANTO.....</b> | <b>60</b> |
| 5.1 COLLAUDO DEI MATERIALI IN CANTIERE.....                                       | 60        |
| 5.2 MONTAGGI .....  | 60        |
| 5.3 VERIFICA TECNICO FUNZIONALE.....  | 61        |
| <b>6.CONCLUSIONI.....</b>   | <b>61</b> |

## 1. PREMESSA

L'impianto agrovoltaico che la ECOUGLIA 1 srl di Milano intende realizzare in Contrada "Archi Vecchi", in agro di San Michele Salentino (BR), sarà costruito strutture di sostegno infisse nel terreno senza apporto di opere cementarie. Allo scopo saranno utilizzati dei tracker con sistema di inseguimento monoassiale, Est-Ovest, disposti lungo l'asse di orientamento Nord-Sud. L'impianto, oggetto della presente relazione, si determina quale risultato di una progettazione integrata di produzione di energia elettrica da fonte solare (FER) e di un impianto di produzione agricola, redatto secondo le "Linee guida Nazionali di produzione integrata" nonché il disciplinare della "Produzione Integrata della Regione Puglia (anno 2019)"; l'energia elettrica prodotta opererà in parallelo alla rete elettrica della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), in gestione di **Terna SpA**, con lo scopo di cessione in rete per vendita dell'energia prodotta

La potenza di picco del campo fotovoltaico, generato da 39.622 moduli in silicio monocristallino, sarà di **24.367,53 kWp** e potenza in immissione alla rete di **24.038,04 kW** [giusta *Soluzione Tecnica Minima Generale* (STMG) elaborata da Terna in data 02/07/2021 - Codice Pratica 201901799].



Area di intervento impianto "Archi Vecchi"

## 2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

### 2.1 LEGGI E DECRETI

#### Normativa generale

**Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007:** Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

**Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003:** attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

**Legge n. 239 del 23-08-2004:** riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

**Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005:** attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

**Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006:** disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

**Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007:** attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

**Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007:** testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

**Decreto Legislativo del 30-05-2008:** attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

**Decreto 2-03-2009:** disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

**Legge n. 99 del 23 luglio 2009:** disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

**Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010):** Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema

degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)

**Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

### Sicurezza

**D.Lgs. 81/2008:** (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

**DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

## **2.2 NORME TECNICHE**

### Normativa fotovoltaica

**CEI 82-25** Edizione 09-2010: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

**CEI 82-25; V1** Edizione 10-2011: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

**CEI EN 60904-1(CEI 82-1):** dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

**CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

**CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

**CEI EN 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

**CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo. **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

**CEI EN 61730-1 (CEI 82-27):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

**CEI EN 61730-2 (CEI 82-28):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

**CEI EN 62108 (82-30):** moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo. **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

**CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

**CEI EN 50521 (CEI 82-31):** connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

**CEI EN 50524 (CEI 82-34):** fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

**CEI EN 50530 (CEI 82-35):** rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

**EN 62446 (CEI 82-38):** grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

**CEI 20-91:** cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

**UNI 8477:** energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta. **UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

### Altra Normativa sugli impianti elettrici

**CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per 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 0-21:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

**CEI 11-20:** impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

**CEI EN 50438 (CT 311-1):** Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

**CEI 64-8:** impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

**CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

**CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

**CEI EN 60445 (CEI 16-2):** Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

**CEI EN 60529 (CEI 70-1):** Gradi di protezione degli involucri (codice IP).

**CEI EN 60555-1 (CEI 77-2):** disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

**CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $I_n = 16$  A per fase).

**CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

**CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

**CEI EN 50470-1 (CEI 13-52):** Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C).

**CEI EN 50470-3 (CEI 13-54):** Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

**CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.

**CEI 81-3:** Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

**CEI 20-19:** Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

**CEI 20-20:** Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

**CEI 13-4:** Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

**CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008:** Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

## **2.3 DELIBERE AEEG**

### Conessione

**Delibera ARG-elt n. 33-08:** condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

**Delibera ARG-elt n.119-08:** disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

### Ritiro dedicato

**Delibera ARG-elt n. 280-07:** modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

### Servizio di misura

**Delibera ARG-elt n. 88-07:** disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

### Tariffe

**Delibera ARG-elt n. 111-06:** 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.

**Delibera ARG-elt n.156-07:** approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di

maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

**TIV - Allegato A Delibera n. 156-07** (valido fino al 31-12-2011).

**TIV - Allegato A Delibera n. 156-07** (valido fino dal 01-01-2012).

**Delibera ARG-elt n. 348-07**: 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. **TIT - Allegato A Delibera n. 348-07** (2008-2011).

**TIC - Allegato B Delibera n. 348-07** (2008-2011)

**Deliberazione ARG-elt 199-11**: 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 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

**TIT - Allegato A Delibera n. 199-11** (2012-2015).

**TIME - Allegato B Delibera n. 199-11** (2012-2015).

**TIC - Allegato C Delibera n. 199-11** (2012-2015).

**Deliberazione ARG-elt n. 149-11**: attuazione dell'articolo 20 del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

**Deliberazione ARG-elt n. 228-10**: Aggiornamento per l'anno 2011 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Aggiornamento della componente UC6.

**TIS - Allegato A Delibera ARG-elt n. 107-09 (aggiornato)**: Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (Settlement).

**Deliberazione ARG-elt 231-10**: Aggiornamento per l'anno 2011 dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli articoli 45, 46, 48 e 73 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06. Modificazioni per l'anno 2011 delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 e dell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (*Testo Integrato Settlement, TIS*).

**Deliberazione ARG-elt 232-10**: Aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2011 delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela, determinazione del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico S.p.A. per l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica per i clienti in maggior tutela a titolo di acconto per l'anno 2011 e modifiche al TIV.

**Deliberazione ARG-com 236-10:** Aggiornamento per il trimestre gennaio - marzo 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

**Delibera ARG-elt n. 247-10:** determinazione dell'Autorità in merito alle richieste di ammissione al regime di reintegrazione dei costi presentate dagli utenti del dispacciamento ai sensi dell'articolo 63, comma 63.11, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 per l'anno 2011 e seguenti, nonché modificazioni e integrazioni alla deliberazione medesima.

**Deliberazione ARG-com 34-11:** aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti.

**Deliberazione ARG-elt 83-11:** aggiornamento per il trimestre luglio - settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti e modifiche al TIV.

**Deliberazione ARG-com 87-11:** aggiornamento per il trimestre 1 luglio - 30 settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Avvio di procedimento per l'attuazione di disposizioni di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

**Deliberazione ARG-com 130-11:** aggiornamento per il trimestre 1 ottobre - 31 dicembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 e dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

## **TICA**

**Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA:** 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 ARG-elt n. 130-09:** Modifiche delle modalità e delle condizioni per le comunicazioni di mancato avvio dei lavori di realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica di cui alla deliberazione ARG-elt 99-08 (TICA).

**Deliberazione ARG-elt 187-11:** modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08, in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA), per la revisione degli strumenti al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

**Deliberazione ARG-elt 124/10:** Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

**Deliberazione ARG-elt 125/10:** Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).

**Deliberazione ARG-elt n. 181-10:** attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

**Delibera ARG-elt n. 225-10:** integrazione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, ai fini dell'attivazione degli indennizzi previsti dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 in materia di impianti fotovoltaici.

### **TISP**

**Delibera ARG-elt n. 188-05:** definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/elt 74/08 e ARG/elt 1/09.

**Delibera ARG-elt n. 260-06:** modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

**TISP - Delibera ARG-elt n. 74-08:** testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

**Delibera ARG-elt n.1-09:** attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

### **TEP**

**Delibera EEN 3/08:** aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

### **TIQE**

**Deliberazione - ARG-elt 198-11:** testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

## **2.4 AGENZIA DELLE ENTRATE**

**Circolare n. 46/E del 19/07/2007:** articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

**Circolare n. 66 del 06/12/2007:** tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

**Circolare n. 38/E del 11/04/2008:** articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

**Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008:** istanza di Interpello– Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.

**Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008:** istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

**Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008:** trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

**Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009:** istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

**Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009:** interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9 , DM 2 febbraio 2007.

**Circolare del 06/07/2009 n. 32/E:** imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.

## **2.5 AGENZIA DEL TERRITORIO**

**Risoluzione n. 3/2008:** accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

## **2.6 TERNA**

Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.

GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione. FAQ GAUDÌ (Versione aggiornata il 11 aprile 2011).

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

## **2.7 DEFINIZIONI - RETE ELETTRICA**

### **Distributore**

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

### **Rete del distributore**

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

#### **Rete BT del distributore**

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

#### **Rete MT del distributore**

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

#### **Utente**

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

#### **Gestore di rete**

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

#### **Gestore Contraente**

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

## **2.8 DEFINIZIONI - IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

#### **Angolo di inclinazione (o di Tilt)**

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

#### **Angolo di orientazione (o di azimut)**

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

#### **BOS (Balance Of System o Resto del sistema)**

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

#### **Generatore o Campo fotovoltaico**

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

#### **Cella fotovoltaica**

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

#### **Condizioni di Prova Standard (STC)**

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

– Temperatura di cella: 25 °C ±2 °C.

– Irraggiamento: 1000 W/m<sup>2</sup>, con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

#### **Dispositivo del generatore**

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

### **Dispositivo di interfaccia**

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

### **Dispositivo generale**

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

### **Effetto fotovoltaico**

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

### **Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico**

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m<sup>2</sup>), intesa come somma dell'area dei moduli.

### **Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico**

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m<sup>2</sup>) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

### **Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico**

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

### **Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico**

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

### **Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico**

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore. **Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)**

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

### **Impianto (o Sistema) fotovoltaico**

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da

consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

### **Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore**

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

### **Inseguitore della massima potenza (MPPT)**

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

### **Energia radiante**

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

### **Irradiazione**

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

### **Irraggiamento solare**

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

### **Modulo fotovoltaico**

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

### **Modulo fotovoltaico in c.a.**

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

### **Pannello fotovoltaico**

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277). **Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)**

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

### **Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico**

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

### **Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico**

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

### **Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico**

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

### **Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico**

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

### **Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico**

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

### **Radiazione solare**

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m<sup>2</sup>), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

### **Sezioni**

L'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a. all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b. ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c. il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;
- d. a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e. la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile..." (ARG-elt 161/08).

### **Soggetto responsabile**

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

### **Sottosistema fotovoltaico**

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso. **Stringa fotovoltaica**

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

### **Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)**

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a

mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

**Articolo 2, comma 2 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99)**

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto.

**Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione**

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

**Definizione di Edificio:** un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

**Definizione di Ente locale:** ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità

montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.

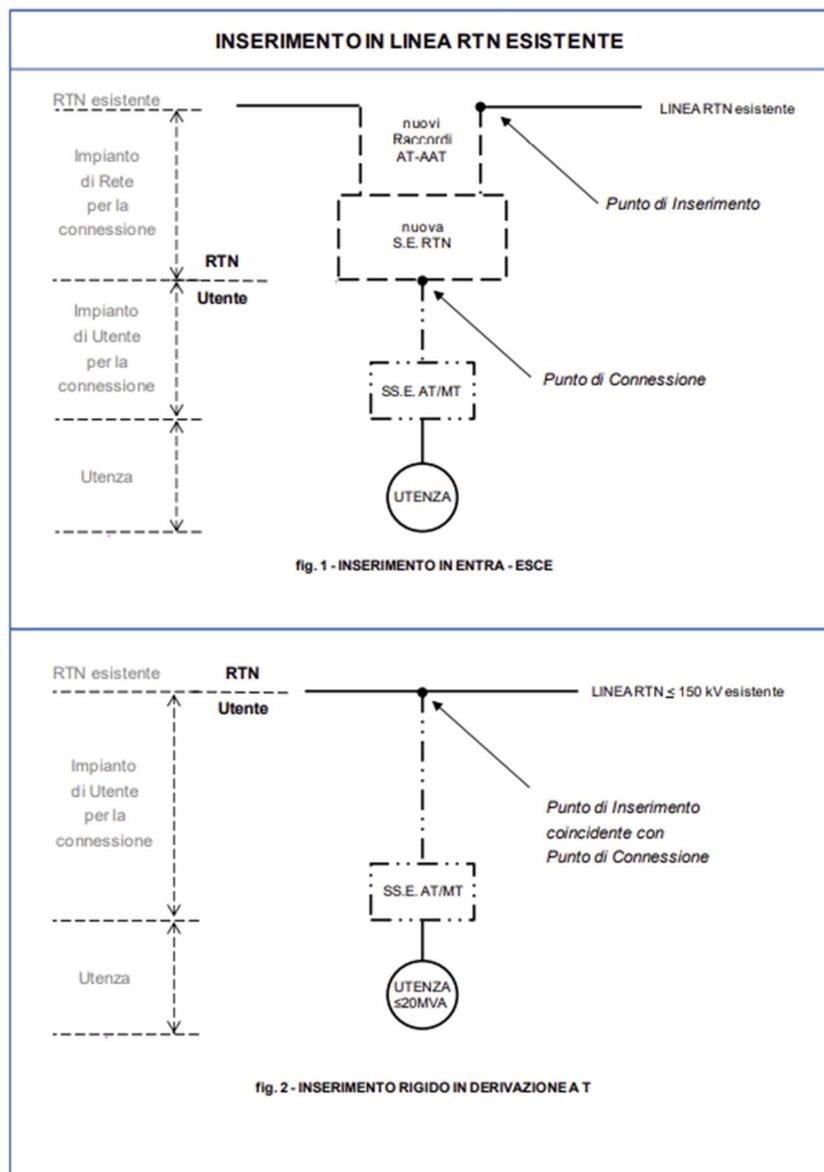
### **3. SISTEMA ENERGETICO - GENERALITA' DI DIMENSIONAMENTO -**

L'impianto di produzione dell'energia elettrica da fonte solare è composto essenzialmente da due elementi:

- il generatore fotovoltaico, costituito dall'insieme dei pannelli fotovoltaici opportunamente collegati in serie (stringhe) ed in parallelo per generare la potenza desiderata;
- un gruppo di condizionamento e controllo della potenza (o semplicemente convertitore c.c./a.c.) che trasferisce l'energia dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica convertendola da corrente continua, derivata dalla luce solare, in corrente alternata, quindi compatibile con l'esercizio in rete.

Il funzionamento dell'impianto fotovoltaico in parallelo alla rete elettrica (*grid-connected*) consente all'utente dell'impianto di poter cedere completamente l'energia autoprodotta durante le ore di irraggiamento solare. La quantità di energia prodotta dal sistema può essere così utilizzata da altri utenti della rete, per cui tutta l'energia pulita prodotta dal generatore fotovoltaico viene effettivamente usata e il generatore funziona sempre al massimo delle sue potenzialità e al massimo del suo rendimento.

Il punto di allaccio del sistema fotovoltaico alla rete elettrica sarà, così come riportato nella Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata dal soggetto gestore di rete Terna Spa, in Alta Tensione, a valle del dispositivo generale della rete di utente, nella fattispecie per la centrale fotovoltaica di Ecopuglia 1 srl si prevede il collegamento in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi – Taranto N2". Viene inoltre specificato che, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, potrebbe essere necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.



**Fig. 1a** Schemi di collegamento secondo Allegato A2 Terna SpA

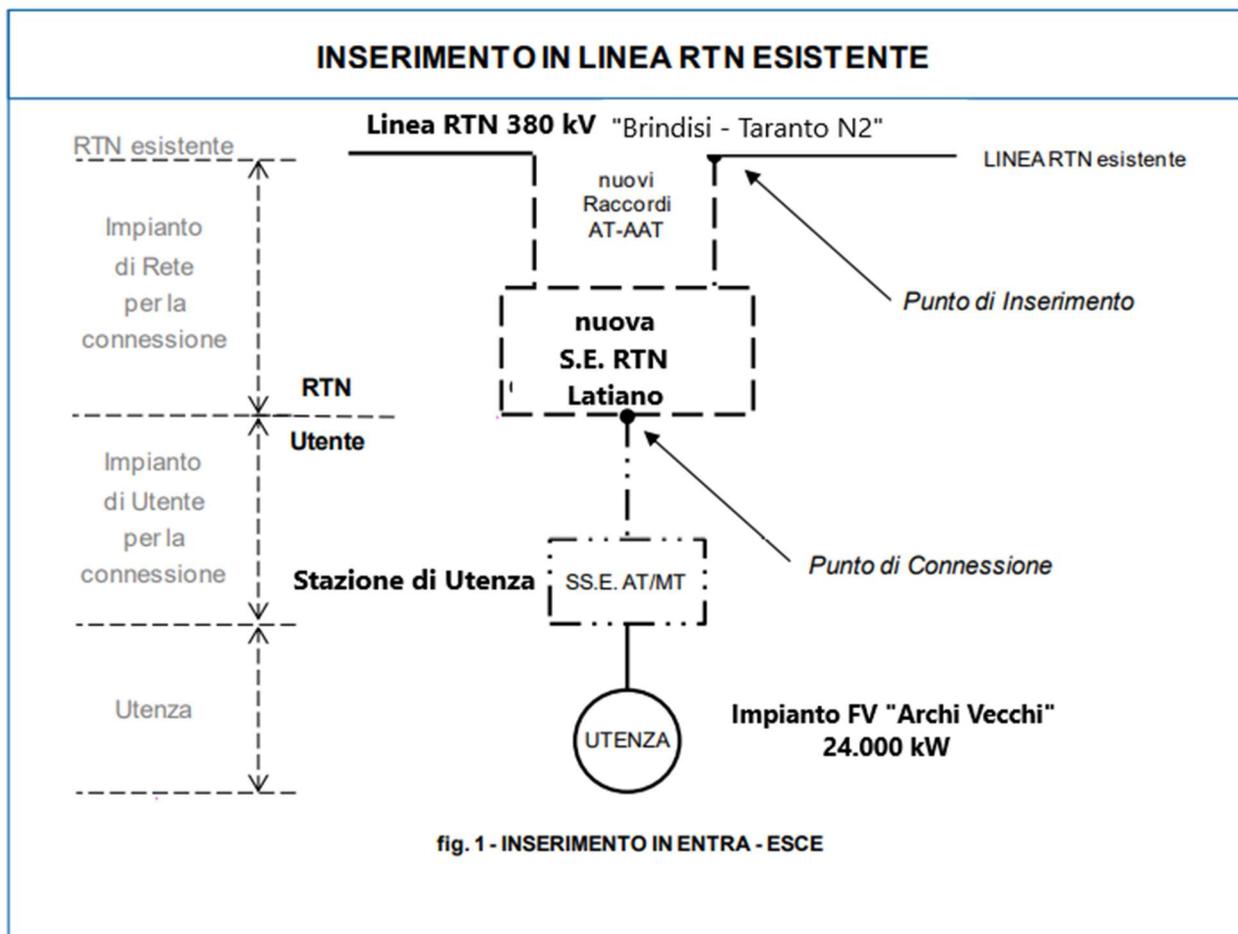


Fig. 1b Schema di collegamento secondo STMG di Terna SpA

Il campo fotovoltaico sarà esposto alla radiazione solare in modo da massimizzare l'energia annua producibile, impiegando dei sistemi di inseguimento mono assiali, che permettono ai moduli di seguire l'andamento del sole nel suo percorso da Est a Ovest. Il sistema sarà posato nei limiti degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il campo stesso. Dal punto di vista elettrico, poi, il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Le stringhe saranno costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici, e saranno singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

I gruppi di condizionamento e controllo della potenza dovranno essere idonei al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura dovranno essere compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita dovranno essere compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso il sistema. Si prevede di utilizzare un convertitore, basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM; dovrà essere privo di clock e/o riferimenti interni e deve essere in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico.

È prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua di ciascun impianto costituente il sistema fotovoltaico e la rete.

Il sistema fotovoltaico sarà dotato di un complesso di misura dell'energia prodotta e delle relative ore di funzionamento impiegando la strumentazione di misura in dotazione ai gruppi di condizionamento e controllo della potenza oppure, di appositi contatori, preferibilmente di tipo elettromeccanico, installato esternamente al gruppo di conversione.

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla Rete di Trasmissione Nazionale è subordinato a precise condizioni, tra le quali hanno particolare rilevanza le seguenti:

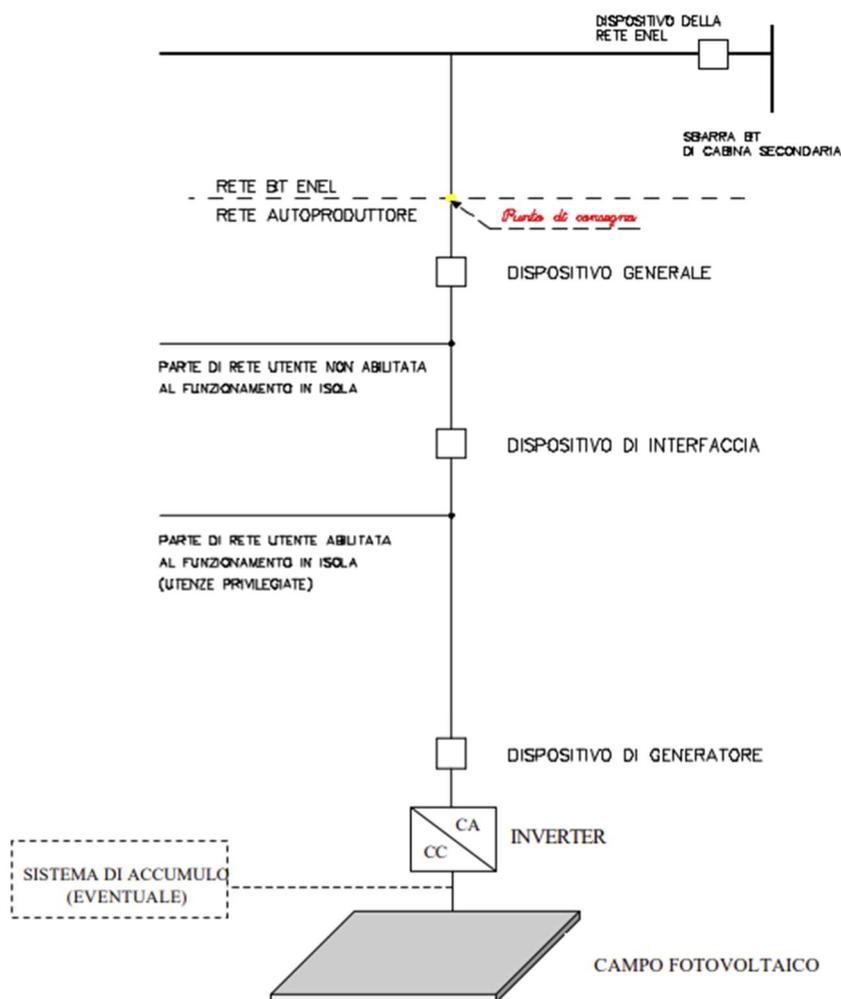
il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete pubblica, in caso contrario il collegamento con la RTN stessa si dovrà interrompere immediatamente ed automaticamente. Pertanto, ogniqualvolta l'impianto del Cliente Produttore è sede di guasto o causa di perturbazioni si dovrà sconnettere senza provocare l'intervento delle protezioni installate sulla rete di trasmissione nazionale;

- il regime di parallelo dovrà altresì interrompersi immediatamente ed automaticamente ogniqualvolta manchi l'alimentazione della rete da parte pubblica o i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori consentiti;
- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete nazionale non compresi nel campo consentito, l'impianto di produzione non deve entrare né permanere in servizio sulla rete stessa.

Le suddette prescrizioni hanno lo scopo di garantire l'incolumità del personale chiamato ad operare sulla rete in caso di lavori e di consentire l'erogazione dell'energia elettrica al *cliente produttore* secondo gli standard contrattuali e di qualità previsti da leggi e normative vigenti, nonché il regolare sull'esercizio della rete Terna SpA.

Il dispositivo a cui è demandato il compito di separare la rete alimentata da TERN da quella alimentata dai gruppi di generazione, in caso di guasto o funzionamento anomalo della rete pubblica, è il dispositivo di interfaccia su cui agisce la protezione di interfaccia (PI). Quest'ultima consente al gestore elettrico l'esercizio della rete di distribuzione come rete passiva.

Lo schema di base del collegamento alla rete pubblica di un Cliente Produttore è illustrato, a scopo esemplificativo, in Fig. 2; in essa viene indicato un solo generatore ma ve ne possono essere diversi in parallelo (in tal caso ognuno sarà dotato del proprio dispositivo di generatore).



**Fig. 2 Schema di base di collegamento impianto fotovoltaico alla Rete pubblica**

La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete nazionale evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione Terna, il Cliente Produttore possa alimentare la rete nazionale stessa;
- in caso di guasto sulla rete Terna, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete pubblica prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
- in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori *e-distribuzione*, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete nazionale con possibilità di rotture meccaniche;

Si fa presente che, in alcune situazioni di carico della rete RTN, l'intervento delle protezioni di interfaccia e la conseguente apertura del dispositivo di interfaccia, potrebbe non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione pubblica o di guasti sulla rete, pertanto il Cliente Produttore deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri

impianti che, come previsto dalla norma CEI 11-20 par. 9.3.1, *"devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alle richiusura automatica rapida degli interruttori di linea"*.

In tali casi il soggetto gestore di rete valuterà se è necessario integrare, con oneri a carico del Cliente Produttore, il sistema di protezione come riportato al par. 5.4.3, affinché siano garantite le condizioni e le modalità di funzionamento sopra descritte.

Infine, si ricorda che la protezione di interfaccia può essere esclusa solo in una delle seguenti condizioni di esercizio: - la rete del Cliente Produttore è "in isola" e il dispositivo generale o qualsiasi altro dispositivo posto a monte del dispositivo di interfaccia che impedisca il parallelo dell'impianto di produzione con rete pubblica sia aperto; - tutti i gruppi di generazione sono disattivati.

L'esclusione deve essere realizzata mediante un contatto chiuso con dispositivo del generatore aperto, posto in parallelo al contatto di scatto delle protezioni di interfaccia. Se sono presenti più generatori ed un unico dispositivo di interfaccia, i contatti discordi dovranno essere posti in serie tra loro affinché l'esclusione di detto dispositivo avvenga solo quando tutti i generatori sono disattivati. Nel caso siano presenti più interruttori di interfaccia, l'apertura dell'interruttore di ciascun generatore dovrà escludere la rispettiva protezione di interfaccia.

Il Cliente Produttore deve curare con particolare attenzione la suddivisione dei propri carichi tra quelli privilegiati e non privilegiati per rendere insensibili i primi a fronte di eventuali interruzioni del parallelo con la rete di trasmissione nazionale.

L'impianto del Cliente Produttore deve essere conforme a leggi e normative vigenti. Secondo l'allegato A70 del Codice di Rete Terna, le norme CEI 0-16, possono essere allacciati alla rete in AT solo generatori di tipo trifase e devono essere soddisfatte le verifiche di collegamento elencate al disposto normativo indicato, in particolare la potenza complessiva installata deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete.

L'allacciamento è sempre subordinato alla verifica della fattibilità tecnica da parte del soggetto gestore di rete, effettuata sulla base della documentazione fornita dal Cliente Produttore.

Nel caso che siano presenti più Clienti Produttori sulla rete AT dovranno essere valutati gli effetti della totale produzione, secondo le indicazioni fornite in seguito.

La cessione contemporanea di energia attiva e reattiva per i gruppi sincroni e l'assorbimento di energia reattiva per i gruppi asincroni deve avvenire nelle modalità riassunte nella tabella riportata al par. 8 se non diversamente specificato nel Regolamento di Esercizio.

Gli impianti del Cliente Produttore devono rispondere alle Norme CEI. In particolare, devono essere previsti il dispositivo e la protezione di interfaccia secondo le Norme CEI 11-20, CEI 0-16 e CEI 0-21.

Nei casi in cui l'impianto di produzione del Cliente sia in grado di sostenere la tensione in assenza di alimentazione dalla rete AT, il gestore di rete potrà richiedere al Cliente Produttore un ricalzo alla mancata apertura dell'interruttore d'interfaccia che consenta di migliorare l'affidabilità del sistema di protezione.

Uno dei possibili modi per realizzare tale funzione è descritto al par. 6.5.4; sono accettabili, ovviamente, soluzioni diverse che presentino pari o maggiore grado di affidabilità.

Per ottemperare alle norme di sicurezza per lavori su installazioni elettriche, in particolare alla norma CEI EN 50110, punto 6.2 - lavori fuori tensione -, si ricorda che la parte di impianto oggetto dei lavori deve essere:

- sezionata completamente, cioè separata da tutte le possibili sorgenti di alimentazione;
- tutti gli apparecchi di manovra utilizzati per detti sezionamenti devono essere assicurati contro la richiusura;
- l'assenza di tensione deve essere verificata su tutti i poli dell'impianto elettrico;
- sul posto di lavoro, nel caso di impianti di alta tensione ( $> 1000 \text{ Vca}$  ovvero  $> 1500 \text{ Vcc}$ ) tutte le parti di impianto su cui si deve lavorare devono essere messi a terra ed in corto circuito;
- nel caso vi siano parti attive adiacenti, provvedere alla protezione dalle stesse.

La presenza di produttori sulla linea deve essere considerata come fonte di possibile alimentazione.

Si ha che il dispositivo di interfaccia (DI) può essere costituito da un interruttore in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza tensione oppure da un interruttore con sganciatore di apertura a mancanza tensione e sezionatori installati a monte e a valle dell'interruttore.

Tale dispositivo, qualora il gruppo generatore sia in BT, può essere sostituito da un contattore combinato con fusibile o con interruttore automatico equipaggiato di bobina di sgancio a mancanza di tensione. In particolare, per impianti connessi alla rete mediante trasformazione dedicata MT/BT di potenza complessiva inferiore al 2% del/i trasformatore/i ( $0 \leq 50 \text{ kW}$  indipendentemente dalla potenza del/i trasformatore/i), il cliente produttore ha la facoltà di utilizzare anche dispositivi di interfaccia conformi alle prescrizioni della norma CEI 0-16 e dalla delibera AEEG 84/2012 - Allegato A70.

Se le esigenze di esercizio dei gruppi di produzione richiedono necessariamente l'impiego di più dispositivi di interfaccia, comandati da una medesima protezione di interfaccia, oppure l'impiego di dispositivi di interfaccia diversi a seconda della configurazione dell'impianto, deve essere prevista come funzione di ricalzo una ulteriore protezione, con caratteristiche non inferiori a quelle riportate nell'allegato PI, che comandi l'interruttore generale o un interruttore equivalente che distacchi tutta la produzione dalla rete nazionale.

Infine, si segnala che il Dispositivo del generatore può coincidere con il dispositivo di interfaccia qualora vi sia un solo generatore e non siano presenti carichi privilegiati.

Le protezioni di interfaccia sono costituite essenzialmente da relè di frequenza, di tensione ed eventualmente, di massima tensione omopolare.

In caso di sovraccarico o corto-circuito sulla rete nazionale o mancanza di alimentazione da parte di Terna stessa si ha, di regola, l'intervento dei relè di frequenza; i relè di minima e massima tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di ricalzo. In caso di

guasto monofase a terra sulla rete pubblica interviene il relè di massima tensione omopolare (qualora presente).

Al fine di evitare scatti intempestivi dovuti a dissimmetrie sulle tensioni di fase o a distorsioni ed abbassamenti delle tensioni secondarie di TV inseriti tra fase e terra per saturazione degli stessi durante il transitorio susseguente all'eliminazione di guasti a terra in rete, le protezioni di frequenza devono avere in ingresso una tensione concatenata (derivata da un TV inserito fase-fase se il DI è sulla MT).

Anche i relè di massima e minima tensione devono avere in ingresso (e quindi controllare) le tensioni concatenate. Al fine di dotare il sistema protezioni-dispositivo di interfaccia di una sicurezza intrinseca, l'interruttore di interfaccia deve essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione e, quindi, per guasto interno o per mancanza di alimentazione ausiliaria, si deve avere l'apertura dello stesso interruttore.

Al fine di assicurare una adeguata continuità di servizio alla rete nazionale, si stabilisce la seguente procedura di gestione delle protezioni di interfaccia:

- le protezioni sono acquistate, installate e mantenute in efficienza dal Cliente Produttore; tali protezioni devono assicurare le funzioni previste dalle Norme CEI 11-20 e CEI 0-16 e devono avere caratteristiche non inferiori a quelle riportate in Allegato PI in cui sono descritti anche i requisiti della certificazione che deve essere prodotta per attestare tale conformità;
- la taratura delle protezioni avviene sotto la responsabilità del Cliente Produttore sulla base del piano di taratura predisposto da Terna;
- i controlli occasionali e periodici delle protezioni devono essere eseguiti sotto la responsabilità del Cliente Produttore;
- i riduttori che alimentano le protezioni sono acquistati, installati e mantenuti in efficienza dal Cliente Produttore e devono avere caratteristiche non inferiori a quelle riportate alle norme di prodotto.

Devono inoltre essere adottati tutti quei provvedimenti tali da attenuare i disturbi di origine elettromagnetica che possono alterare il funzionamento delle protezioni. In particolare, i cavi di collegamento tra i TA e la protezione generale e quelli tra i TV e i pannelli delle protezioni generale e di interfaccia devono essere di norma schermati e lo schermo deve essere messo a terra.

Per impianti connessi alla rete mediante trasformazione dedicata MT/BT di potenza complessiva inferiore al 2% del/i trasformatore/i ( $0 \leq 50$  kW indipendentemente dalla potenza del/i trasformatore/i), non in grado di sostenere la tensione di rete (e che quindi non necessitano della protezione di massima tensione omopolare), il cliente produttore ha la facoltà di utilizzare anche protezioni di interfaccia conformi alle prescrizioni CEI 0-21 (eventualmente integrate nel sistema di conversione, dove previsto).

A seguire verranno descritti i requisiti richiesti per il sistema di misura (così come definito dalla norma CEI 13-4) dell'energia scambiata (cioè immessa e/o prelevata nel medesimo punto di

connessione) e per i singoli componenti, nel caso di allacciamento alla rete in AT; vengono inoltre prescritti i requisiti di installazione ed antifrode.

Nei casi in cui il Cliente produttore richieda che l'attività di installazione e manutenzione del sistema di misura dell'energia elettrica scambiata con la rete sia svolta dal soggetto gestore di rete, verranno utilizzati i componenti unificati.

Oggetto del presente paragrafo è la definizione dei requisiti generali e delle caratteristiche tecniche del sistema di misura dell'energia scambiata da installare nei punti di connessione dei Clienti produttori allacciati alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Il sistema di misura è soggetto a controllo fiscale, pertanto il responsabile per l'installazione e manutenzione dovrà rendere disponibile la certificazione di taratura fiscale eventualmente richiesta (se richiesta da UTF).

I trasformatori di misura devono essere conformi alla norma CEI EN 60044-1 (trasformatori di corrente - TA) e CEI EN 60044-2 (trasformatori di tensione - TV).

Inoltre, devono avere adeguate caratteristiche costruttive in funzione della tipologia di installazione e della tensione di esercizio della rete nel punto di connessione; in particolare per le reti a 15-20 kV si raccomandano i seguenti valori minimi di grado di isolamento:

- tensione massima di riferimento per l'isolamento: 24 kV (5)
- tensione di tenuta a frequenza industriale (50 Hz): 50 kV
- tensione di tenuta ad impulso atmosferico: 125 kV
- La classe di precisione prescritta deve essere migliore o uguale al valore 0,5.

La prestazione nominale (VA) dei trasformatori deve essere compatibile con l'impedenza del circuito connesso a valle del secondario.

I trasformatori di corrente devono avere, inoltre, le seguenti caratteristiche tecniche:

- corrente nominale termica di c.c. per 1 sec: 12,5 kA (6)
- corrente nominale dinamica: 31,5 kA (7)
- fattore di sicurezza: 15
- corrente termica permanente nominale compresa tra 1 e 2 volte la massima corrente transitante nel punto di connessione (CEI 13-4).

I TA e TV devono essere di tipo "dedicato" ovvero devono essere utilizzati unicamente per il sistema di misura.

I TA possono essere a più secondari, a patto che ogni avvolgimento abbia un nucleo distinto (TA a nuclei separati); di tali secondari uno deve essere destinato esclusivamente alla misura di interesse del gestore di rete e soddisfare i requisiti sulla precisione e la prestazione riportati in precedenza.

I TV devono avere unico rapporto di trasformazione adeguato alla tensione nominale di ingresso dei circuiti volumetrici del misuratore.

I trasformatori di misura devono essere alloggiati in uno scomparto, il cui sportello di chiusura deve consentire agevolmente le operazioni di sigillatura.

Il contatore dell'energia deve avere le seguenti caratteristiche minime:

- conformità alle seguenti norme:

- CEI EN 62052 – 11 (prescrizioni generali del contatore);
- CEI EN 62053 – 22, prescrizioni particolari per il contatore: misura dell'energia attiva;
- CEI EN 62053 – 23, prescrizioni particolari per il contatore: misura dell'energia reattiva; - CEI EN 62056 (serie), per ciò che concerne lo scambio dei dati per la lettura dei contatori, il controllo delle tariffe e del carico;
- misura dell'energia prelevata ed immessa in rete e memorizzazione delle relative curve di carico con intervallo di misura di 15';
- unità di misura per l'energia attiva (reattiva): kWh (kVArh);
- unità di misura per la potenza attiva (reattiva): kW (kVA);
- classe di precisione per la misura di energia attiva: 0,5s o migliore;
- classe di precisione per la misura di energia reattiva: 2 o migliore;
- riferimento orario assicurato da dispositivo orario sincronizzabile, avente precisione migliore di 0,5 s/giorno in condizioni di funzionamento normali. Il dispositivo orario deve essere conforme alle norme CEI EN 61038;
- interfaccia ottica per la lettura e/o programmazione locale (conforme alla norma CEI EN 62056-21) che assicuri almeno una velocità di trasmissione di 9600 bit/sec.

Il contatore deve essere inoltre dotato di un modulo di comunicazione corredato di relativa SIM card, se prevista.

Tale dispositivo deve consentire l'acquisizione a distanza dei dati di misura e delle informazioni fornite dal contatore senza procurare errori o mancata acquisizione dei dati inviati al sistema centrale di telelettura. Deve inoltre garantire una connessione "trasparente" con il sistema centrale di telelettura.

Per quanto concerne la telelettura e la programmazione locale e da remoto dei contatori, al fine di garantire una adeguata gestione delle informazioni disponibili e delle risorse del sistema centrale di telelettura è opportuno che:

- i contatori siano in grado di memorizzare i dati di misura e quelli forniti dall'eventuale dispositivo di elaborazione. Tali dati devono essere disponibili nel misuratore per almeno 60 giorni;
- la modalità di comunicazione sia tale che sia il sistema centrale di telelettura a contattare i contatori e non viceversa;
- la durata della connessione per ogni istanza di comunicazione sia tale da non impiegare le risorse di rete per un periodo di tempo ingiustificato;
- ogni contatore sia univocamente identificato, in qualsivoglia rete di trasmissione utilizzata, mediante un codice anagrafico riportato in una distinta memoria interna riservata e non modificabile;
- il collegamento tra il sistema centrale di acquisizione Terna e il contatore sia effettuato tramite la rete di trasmissione GSM, ISDN o PSTN; utilizzando uno tra i seguenti protocolli di comunicazione: - IEC 1107

- DLMS

## - COSEM

I servizi che i protocolli di comunicazione devono rendere disponibili sono:

- lettura dei dati di misura relativi ad un periodo temporale specificato ed in particolare è richiesta la totalizzazione, lettura locale e tele lettura delle seguenti grandezze:

- energia attiva assorbita ed erogata;

- energia reattiva induttiva, per energia attiva entrante;

- energia reattiva capacitiva, per energia attiva entrante;

- energia reattiva induttiva, per energia attiva uscente;

- energia reattiva capacitiva, per energia attiva uscente;

- i valori massimi di potenza attiva assorbita ed erogata (media nei 15') e la corrispondente data ed ora;

- lettura dei registri interni;

- lettura di data e ora dell'orologio interno del contatore;

- lettura dei valori dei parametri di configurazione del misuratore;

- lettura dello stato dell'apparecchiatura di misura e dell'informazione di diagnostica;

- eventuali ultimi dati di misura se disponibili.

È richiesta la rilevazione delle 6 curve di carico (potenza media nei 15') attiva assorbita, reattiva induttiva per energia attiva entrante, reattiva capacitiva per energia attiva uscente, attiva erogata, reattiva induttiva per energia attiva uscente e reattiva capacitiva per energia attiva entrante, con la risoluzione minima di 1 intero e 3 decimali.

Dovrà essere possibile effettuare sui contatori le seguenti attività di programmazione a distanza:

- sincronizzazione oraria;

- impostazione ora legale;

- modifica delle fasce orarie.

Non devono essere possibili altre impostazioni da remoto.

Ogni attività di riprogrammazione deve essere memorizzata in un registro interno accessibile in sola lettura, contraddistinta con la relativa data e ora di esecuzione e verificabile da remoto. I contatori devono essere di marca e modello approvato dal gestore di rete e da questo tele leggibili e tele letti:

**Tabella 1 – Misuratori approvati da Enel**

| Marca                   | Modello  |
|-------------------------|--|
| ABB/Elster              | A1700<br>A1700 (DSM) (sviluppo per ENEL)                 |
| Siemens<br>Landis + Gyr | 7EXX<br>ZMD 4XX e 3XX                                    |
| Actaris                 | SL7000 v2.3<br>SL7000 v3.6x(sviluppo per ENEL)<br>Indigo |
| Iskrameco               | MT851<br>TE851   |
| CEWE                    | Prometer W e R   |

Le modalità di installazione dovranno essere rispondenti:

- alle indicazioni della casa costruttrice ed alle Norme CEI di prodotto, per i singoli componenti;
- alla Norma CEI 13-4 “Sistemi di misura dell’energia elettrica – Composizione, precisione e verifica”.

Il sistema di misura dovrà essere posato in opera secondo quanto prescritto nella norma CEI 13-4. L’apparecchiatura di misura deve essere installata nell’apposito locale di misura della cabina di consegna realizzata in conformità al documento CEI 0-16, in modo che:

- risulti protetto dagli agenti atmosferici e condizioni ambientali eccezionali;
- sia possibile l’accesso del personale incaricato dell’esecuzione di letture e verifiche, distintamente dall’accesso del personale del Cliente produttore.

I cavi di collegamento tra trasformatori di misura e misuratore devono essere di tipo N1VC7V-K 0,6/1 kV, in conformità alla norma CEI 20-14, con conduttori flessibili multipolari, schermati sotto guaina di PVC non propagante incendio.

Qualora il Cliente produttore utilizzi il misuratore fornito dal gestore di rete la sezione dei cavi di collegamento per i circuiti di tensione e di corrente deve essere scelta tra i seguenti valori normalizzati: 2,5 - 4 - 6 - 10 mm<sup>2</sup>.

I cavi di collegamento dovranno essere protetti dai tubi di protezione conformi alle norme CEI di prodotto idonei alla protezione e alla sistemazione dei conduttori isolati e/o dei cavi nelle installazioni elettriche, fino a 1000 V c.a. e/o fino a 1500 V c.c. Le tratte rettilinee non dovranno superare i 15 m di lunghezza.

I cavi di misura non devono percorrere vie in comune con i cavi di potenza, né devono correre paralleli ad essi; i cavi medesimi non devono essere utilizzati per scopi diversi dalla realizzazione del sistema di misura. Le prescrizioni che seguono fanno riferimento alle condizioni di impianto di terra unico per l’area in cui sono installati i componenti (situazioni diverse richiedono provvedimenti che vanno valutati caso per caso).

Per garantire il corretto funzionamento del circuito di misura, deve essere collegato all’impianto di messa a terra uno dei morsetti di uscita dell’avvolgimento secondario del TA, e del TV, conformemente allo schema elettrico dichiarato nella documentazione preliminare.

L'installazione dovrà essere inoltre conforme ai requisiti antifrode rispondenti alla Norma CEI 13-4 "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica".

Appositi sigilli devono essere applicati nei seguenti punti riguardanti il circuito della misura, in modo da proteggere e segregare le relative apparecchiature:

- scomparto contenenti i TA ed i TV dedicati al sistema di misura;
- eventuale armadio contenente la morsettiera di sezionamento e raccolta cavi dei TA e TV, ove utilizzato;
- i raccordi intermedi e i terminali dei tubi, utilizzati a protezione dei cavi di misura (se rimovibili);
- i contatori con le relative morsettiere o il quadro di alloggiamento dei medesimi;
- sul dispositivo di comunicazione, se accessibile.

Eventuali ulteriori parti del circuito di misura, se accessibili, devono essere opportunamente protette e sigillate.

Le tubazioni di collegamento non devono risultare sfilabili.

Le tubazioni presenti lungo i muri devono essere posate a vista; inoltre nel caso di tratti sotterranei nella proprietà del Cliente produttore deve essere possibile l'ispezione delle tratte.

Tutto il circuito secondario dovrà essere opportunamente protetto da sigilli; l'accesso al circuito deve poter avvenire solamente dietro rimozione dei sigilli medesimi.

Il contatore, dopo la messa in servizio non dovrà subire alcuna riprogrammazione. Eventuali attività di riprogrammazione dovranno essere comunicate al gestore di rete.

In particolare, le interfacce di programmazione locale e/o remota dovranno essere dotate di un sistema di codici di accesso che limitino le funzioni di programmazione. Terna si riserva comunque la facoltà di procedere alla sigillatura del sistema di misura in sede di contraddittorio con il Cliente produttore.

Come condizione preliminare all'attivazione dell'impianto, il sistema di misura dovrà essere sottoposto a verifica di prima posa da parte del responsabile dell'installazione e manutenzione dello stesso. Inoltre per i misuratori si dovrà verificare la tele leggibilità dei dati di misura previsti da parte del sistema centrale di tele lettura di Terna. L'onere relativo alla verifica di prima posa è a carico del responsabile dell'installazione e manutenzione.

Le verifiche periodiche dell'apparecchiatura di misura sono eseguite a cura del responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, in conformità alla norma CEI 13-4, con cadenza almeno triennale.

Terna Spa si riserva di presenziare alle operazioni di verifica. In tal caso il responsabile dell'installazione e manutenzione dei misuratori dovrà preavvisare il gestore, con adeguato anticipo, della verifica periodica in programma. Gli oneri relativi alle attività di verifica periodica sono a carico del responsabile dell'installazione e manutenzione delle apparecchiature di misura.

Le verifiche straordinarie potranno essere richieste da una delle due parti interessate e dovranno essere eseguite in conformità alla norma CEI 13-4. Nel caso in cui viene accertato il funzionamento irregolare del sistema di misura gli oneri per le attività di verifica sono a carico

del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione, in caso contrario le spese di verifica sono a carico del soggetto richiedente la stessa.

I certificati di verifica, redatti come da norma CEI 13-4, dovranno essere inoltrati al gestore di rete.

### 3.1 DIMENSIONAMENTO E PRODUTTIVITA' DELL'IMPIANTO

Il sistema è stato dimensionato prendendo in considerazione di poter utilizzare al meglio la superficie disponibile per l'installazione dei tracker mono assiali ai quali saranno fissati i pannelli fotovoltaici, per ricavare la maggior potenza producibile al fine di immettere in rete quanto prodotto dal campo fotovoltaico. L'impianto verrà posizionato a terra sul terreno sito in località "Archi Vecchi" nel comune di San Michele Salentino, in provincia di Brindisi, su un'area agricola (zona "E" del PRG) estesa per circa 313.533 m<sup>2</sup>, distinta al catasto del Comune di San Michele S.no ai fogli 24 e 22 con rispettive particelle 8, 18 e 24, 36, 54, 60, 132, 133.

Il sistema proposto avrà una potenza di picco del campo fotovoltaico sarà di **24.367,53 kWp** e una potenza in immissione alla rete di **24.038,04 kW**.

La reale potenza nominale sarà leggermente inferiore a quella sopra esposta in quanto sarà data dal prodotto della potenza di picco del singolo modulo per il numero totale di moduli installati.

Di seguito sono riportati i dati di maggior rilievo del sistema fotovoltaico dimensionato:

#### COMPONENTI INSTALLATI:

| <b>Modulo fotovoltaico monocristallino</b> |        |   |
|--|--------|---|
|  | numero |   |
| Costruttore                                |        | <b>JINKO Solar</b>                        |
| Modello                                    |        | <b>TIGER NEO 78HL24 TRJKM615N</b>         |
| Potenza nominale                           | 39.622 | <b>615 Wp</b>                             |
| Tipo di posa                               |        | <b>su inseguitori monoassiali a terra</b> |
|  |        |   |

| <b>Inverter</b>                   |        |                         |
|-----------------------------------|--------|-------------------------|
|                                   | numero |                         |
| Costruttore                       |        | <b>SMA</b>              |
| Modello                           |        | <b>SUNNY CENTRAL-EV</b> |
| Corrente massima per MPPT         |        | <b>Fino a 200 A</b>     |
| Potenza massima d'uscita inverter | 9      | <b>26.950 kVA</b>       |
|                                   | 1      | <b>2.200 kVA</b>        |
|                                   | 1      | <b>2.000 kVA</b>        |
|                                   | 1      | <b>1.000 kVA</b>        |
|                                   | 2      | <b>4.000 kVA</b>        |
|                                   | 1      | <b>2.500 kVA</b>        |
|                                   | 1      | <b>3.000 kVA</b>        |
|                                   |        |                         |
| Rendimento massimo:               |        | <b>98,60%</b>           |
| Rendimento europeo                |        | <b>98,30%</b>           |

| tipo | COMPOSIZIONE TRACKER | MODULI PER STRUTTURA |
|------|----------------------|----------------------|
|      | A                    |                      |
| B    |                      | 24 pannelli          |
|      |                      | 28 pannelli          |
|      |                      | 38 pannelli          |
|      |                      | 44 pannelli          |

Partendo dai valori di irraggiamento medio globale è possibile stimare la reale produzione dell'impianto attraverso i seguenti processi:

1. utilizzando il metodo di calcolo illustrato alla norma **UNI 8477** per determinare l'irraggiamento su una superficie con inclinazione (TILT) ed orientamento (AZIMUT) noti (**GlobInc** espresso in kWh/m<sup>2</sup>);
2. valutando i fattori di ombreggiamento (edifici vicini, ombra reciproca fra shed, ecc...) che determinano una riduzione dell'irraggiamento su pannelli (**GlobEff** espresso in kWh/m<sup>2</sup>);
3. Calcolando l'energia reale in corrente continua erogata dal campo fotovoltaico in funzione dell'efficienza di trasformazione dei moduli installati (**EArray** espressa in kWh);
4. Valutando l'energia in corrente alternata disponibile in uscita dal gruppo di conversione (**EoutInv** espressa in kWh).

## 3.2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

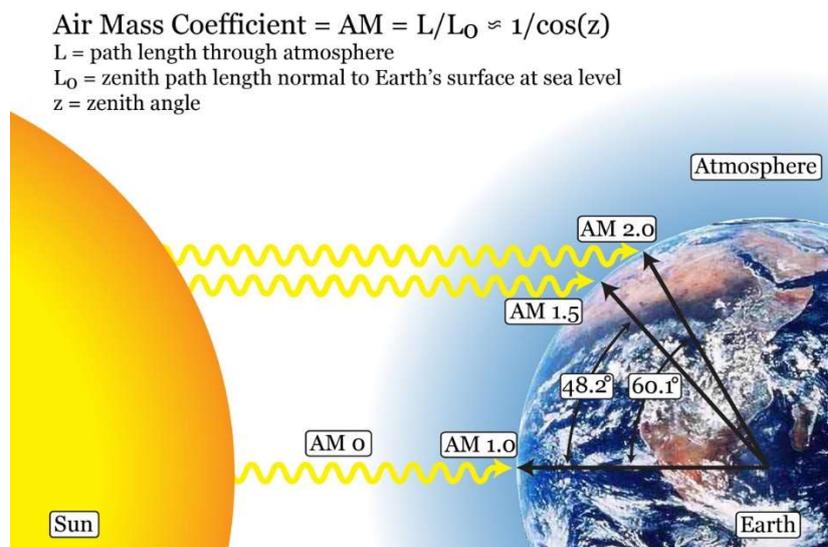
### 3.2.1 MODULO FOTOVOLTAICO IN SILICIO MONOCRISTALLINO

La conversione della radiazione solare in una corrente di elettroni avviene nella cella fotovoltaica, un dispositivo costituito da una sottile fetta di materiale semiconduttore, molto spesso silicio, opportunamente trattata. Tale trattamento è caratterizzato da diversi processi chimici, tra i quali si hanno i cosiddetti "drogaggi". Inserendo nella struttura cristallina del silicio delle impurità, cioè atomi di boro e fosforo, si genera un campo elettrico e si rendono anche disponibili le cariche necessarie alla formazione della corrente elettrica.

Questa si crea quando la cella, le cui due facce sono collegate ad un utilizzatore, è esposta alla luce. L'energia che si può poi sfruttare dipende dalle caratteristiche del materiale di cui è costituita la cella: l'efficienza di conversione (percentuale di energia contenuta nelle radiazioni solari che viene trasformata in energia elettrica disponibile ai morsetti) per celle commerciali al silicio è in genere compresa tra il 13% e il 20 %, mentre realizzazioni speciali di laboratorio hanno raggiunto valori del 32,5 %. In pratica la tipica cella fotovoltaica ha uno spessore complessivo compreso tra 0,25 e 0,35 mm ed è costituita da silicio mono o policristallino. Essa, generalmente di forma quadrata, misura solitamente 125x125 mm e produce, con un irraggiamento di 1 kW/m<sup>2</sup> ad una temperatura di 25°C, una corrente compresa tra i 3 e i 4 A e una tensione di circa 0,5 V, con una potenza corrispondente di 1,5 - 2 Wp.

Poiché la potenza di una cella fotovoltaica varia al variare della sua temperatura e della radiazione, per poter fare dei confronti sono state definite delle condizioni standard (STC) alle quali fa riferimento il cosiddetto watt di picco (Wp), relativo alla potenza fornita dalla cella alla

temperatura di 25°C sotto una radiazione di 1.000 W/m<sup>2</sup> e in condizioni di “AM1,5” (coefficiente di massa d’aria alle medie latitudini).



Le celle dei moduli al silicio monocristallino sono costituite da un singolo cristallo di silicio. Allo stato puro gli atomi di silicio sono perfettamente allineati garantendo di conseguenza la massima conducibilità. La maggiore purezza del materiale garantisce una migliore conversione di energia, sotto forma di luce solare, in energia elettrica pertanto si ottiene un rendimento certamente superiore, nell’ordine del 20%. Le celle fotovoltaiche si presentano di colore uniforme blu scurissimo e, solitamente, hanno forma ottagonale con uno spessore di circa 0,2 – 0,3 mm. I moduli fotovoltaici al silicio monocristallino sono generalmente più efficienti: hanno cioè bisogno di una superficie inferiore rispetto ai moduli policristallini per generare lo stesso quantitativo di energia, quindi ideali per limitare gli spazi in rapporto alla producibilità richiesta, inoltre, la particolare disposizione dei singoli cristalli fa sì che la produzione di energia sia maggiore in presenza di luce perpendicolare.



Le caratteristiche del modulo scelto per il dimensionamento definitivo del sistema fotovoltaico sono riportate nel prospetto seguente:

[www.jinkosolar.com](http://www.jinkosolar.com)



# Tiger Neo N-type 78HL4-(V) 595-615 Watt MONO-FACIAL MODULE

## N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

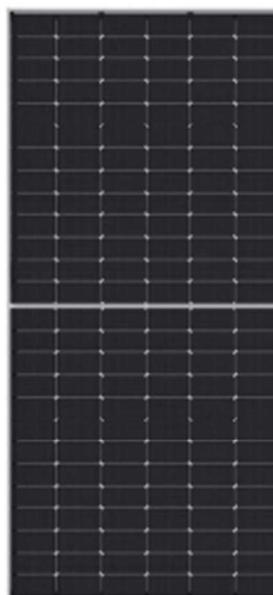
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



## Key Features



### SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



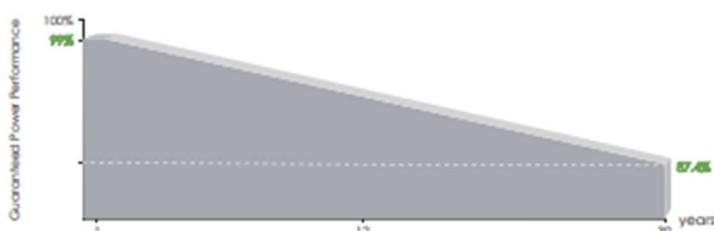
### Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



POSITIVE QUALITY™  
Customer Quality Insurance

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

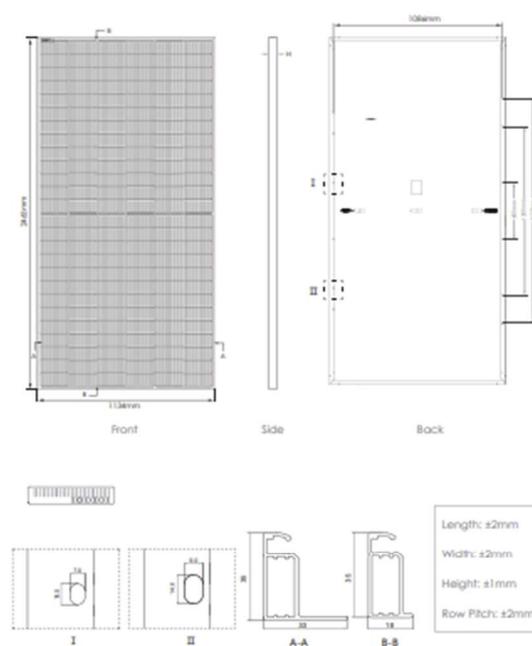


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

## Engineering Drawings

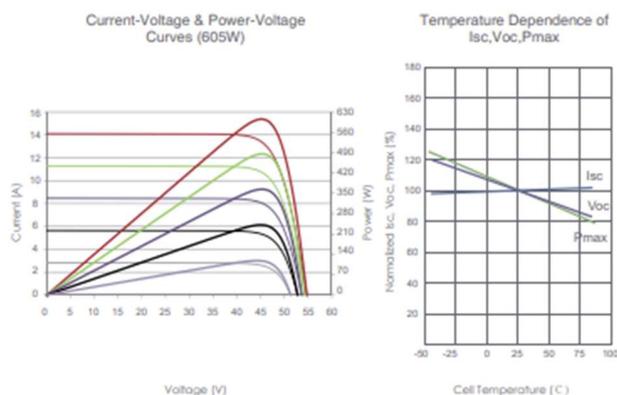


## Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 496 pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

|               |   |
|---------------|---|
| Cell Type     | N type Mono-crystalline   |
| No. of cells  | 156 (2×78)  |
| Dimensions    | 2465×1134×35mm (97.05×44.65×1.38 inch)                                      |
| Weight        | 30.6 kg (67.46 lbs)   |
| Front Glass   | 3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass |
| Frame         | Anodized Aluminium Alloy  |
| Junction Box  | IP68 Rated  |
| Output Cables | TUV 1×4.0mm<br>(+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length                  |

## SPECIFICATIONS

| Module Type                               | JKM595N-78HL4      |        | JKM600N-78HL4 |        | JKM605N-78HL4 |        | JKM610N-78HL4 |        | JKM615N-78HL4 |        |
|---|--------------------|--------|---------------|--------|---------------|--------|---------------|--------|---------------|--------|
|   | STC                | NOCT   | STC           | NOCT   | STC           | NOCT   | STC           | NOCT   | STC           | NOCT   |
| Maximum Power (Pmax)                      | 595Wp              | 447Wp  | 600Wp         | 451Wp  | 605Wp         | 455Wp  | 610Wp         | 459Wp  | 615Wp         | 462Wp  |
| Maximum Power Voltage (Vmp)               | 45.29V             | 41.93V | 45.39V        | 42.05V | 45.49V        | 42.16V | 45.59V        | 42.28V | 45.69V        | 42.39V |
| Maximum Power Current (Imp)               | 13.14A             | 10.67A | 13.22A        | 10.73A | 13.30A        | 10.79A | 13.38A        | 10.85A | 13.46A        | 10.91A |
| Open-circuit Voltage (Voc)                | 54.80V             | 52.05V | 54.95V        | 52.20V | 55.10V        | 52.34V | 55.25V        | 52.48V | 55.40V        | 52.62V |
| Short-circuit Current (Isc)               | 13.90A             | 11.22A | 13.97A        | 11.28A | 14.04A        | 11.34A | 14.11A        | 11.39A | 14.18A        | 11.45A |
| Module Efficiency STC (%)                 | 21.29%             |        | 21.46%        |        | 21.64%        |        | 21.82%        |        | 22.00%        |        |
| Operating Temperature (°C)                | -40°C ~ +85°C      |        |               |        |               |        |               |        |               |        |
| Maximum system voltage                    | 1000/1500VDC (IEC) |        |               |        |               |        |               |        |               |        |
| Maximum series fuse rating                | 30A                |        |               |        |               |        |               |        |               |        |
| Power tolerance                           | 0 ~ +3%            |        |               |        |               |        |               |        |               |        |
| Temperature coefficients of Pmax          | -0.30%/°C          |        |               |        |               |        |               |        |               |        |
| Temperature coefficients of Voc           | -0.25%/°C          |        |               |        |               |        |               |        |               |        |
| Temperature coefficients of Isc           | 0.046%/°C          |        |               |        |               |        |               |        |               |        |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C             |        |               |        |               |        |               |        |               |        |

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup>

Ambient Temperature 20°C

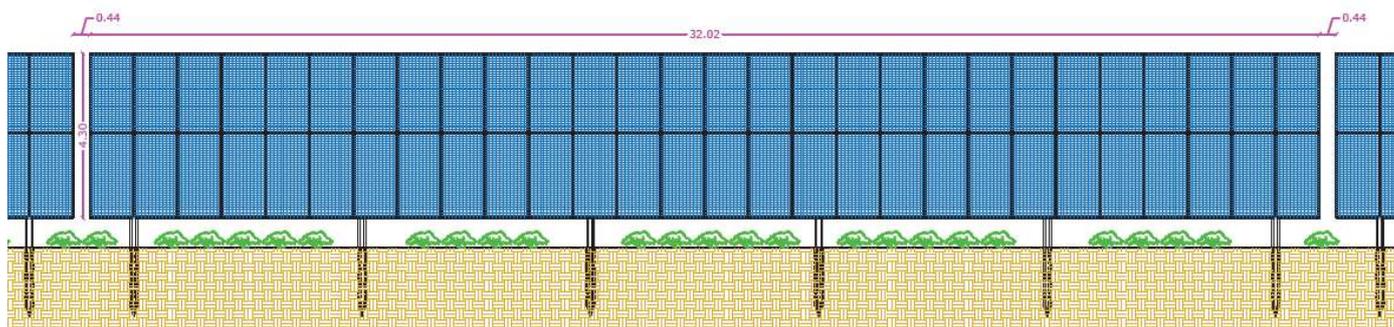
AM=1.5

Wind Speed 1m/s

### 3.2.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI

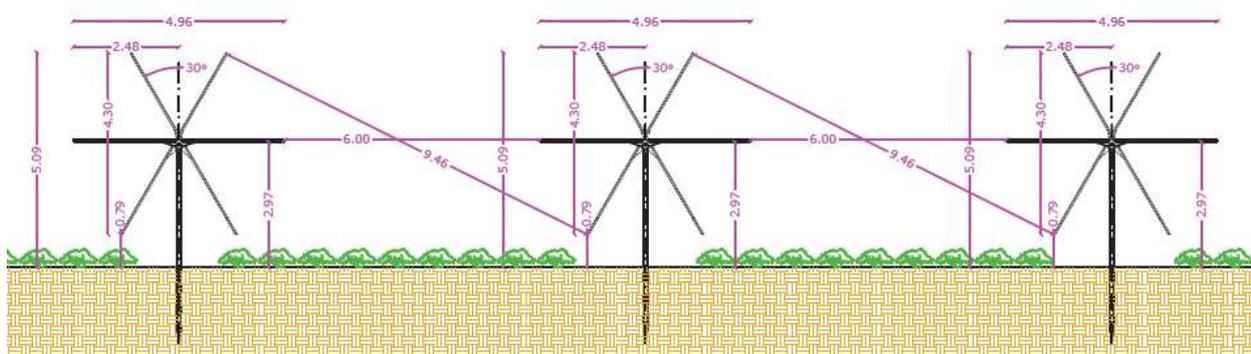
La struttura meccanica è realizzata in acciaio zincato a caldo ed è progettata per resistere a venti fino a 130Km/h. Saranno da realizzare, al fine di ottimizzare la disposizione degli inseguitori nel campo, diverse tipologie di struttura in base al numero di pannelli fotovoltaici da alloggiare nel rispettivo tracker:

1. Composizione principale:
  - 56 pannelli fotovoltaici da 615 Wp
2. Composizioni secondarie:
  - 24 / 28 / 38 / 44 pannelli fotovoltaici da 615 Wp.



PROSPETTO

Per garantire una elevata affidabilità e ridurre a zero i costi di manutenzione la struttura non prevede nessuna parte meccanica in rotazione soggetta ad usura. Il sistema di rotazione e sincronizzazione delle file è affidato ad un sistema meccanico con elementi che garantiscono la durata nel tempo senza problemi di manutenzioni straordinarie.



SEZIONE

L'inseguimento del sole avviene tramite la centralina elettronica che regola la posizione dei moduli sulla base dell'irraggiamento solare captato tramite sensori solari collegati lateralmente alla fila centrale. Il movimento non è tempo dipendente ma è funzione dell'effettiva posizione del sole rilevata dai sensori solari.

L'elettronica, in contenitore con grado IP65, è gestita da un microprocessore che elabora i dati rilevati dai sensori solari, i quali rilevano la variazione dell'incidenza solare al variare della sua posizione. L'elettronica di controllo del movimento implementa un algoritmo di ottimizzazione del punto di massima produzione. Questo algoritmo ci permette di migliorare la produzione dell'impianto nelle condizioni critiche di cielo coperto e ombreggiamento del campo Fotovoltaici.

### **3.2.3 SISTEMA DI CONDIZIONAMENTO DELLA POTENZA**

Gli inverter sono apparecchiature a controllo interamente digitale che effettuano la conversione dell'energia elettrica in corrente continua prodotta dai pannelli fotovoltaici quando sono colpiti dalla radiazione solare, in corrente alternata che viene immessa nella rete elettrica di distribuzione.

Gli inverter devono essere stati progettati e costruiti conformemente ai requisiti della "Direttiva Bassa Tensione" e della "Direttiva Compatibilità Elettromagnetica" e rispettano le prescrizioni relative all'allacciamento alla rete elettrica di impianti di autoproduzione.

La macchina deve offrire delle funzioni di base standard quali:

- Ampio range di tensione d'alimentazione con possibilità di connettere un secondo campo con tensione
- Conversione DC/AC con controllo interamente digitale, realizzata con tecnica PWM e ponte a IGBT per una • Trasformatore toroidale in uscita capace di garantire un totale isolamento tra rete e generatore fotovoltaico.
- Filtri in ingresso ed in uscita per la soppressione dei disturbi emessi sia condotti che irradiati.
- Circuito tester per la verifica della resistenza di isolamento tra l'ingresso e la terra.
- Contenitore metallico particolarmente robusto e adatto per montaggio in esterno grado di protezione IP65.
- Funzionamento in parallelo alla rete a cosfi unitario.
- Acquisizione fino a tre grandezze ambientali mediante ingressi analogici +/-10Vdc o 4-20mA.
- Morsettiera per collegamento fino a tre stringhe del campo fotovoltaico principale MPPT1.
- Secondo campo fotovoltaico. Dispositivo per connessione campo ausiliario MPPT2 per un completo utilizzo dei moduli fotovoltaici (opzionale).
- Collegamento dei campi fotovoltaici attraverso connettori MULTICONTACT (Opzionale).
- Alimentazione ausiliaria. Questo dispositivo consente di scaricare i dati o programmare l'inverter durante le ore notturne o in mancanza di insufficiente generazione del campo fotovoltaico (Opzionale).
- Controllo della corrente fornita in uscita tramite microprocessore a 32 bit che ne garantisce la forma sinusoidale con distorsione estremamente bassa.
- Tastiera di programmazione e controllo con display LCD retroilluminato 4x16 caratteri per la visualizzazione dei dati principali forniti dall'inverter.

- Predisposizione per Sistema Multi-Inverter: possibilità di inviare il comando di chiusura ad un teleruttore di parallelo esterno e di acquisire un segnale tensione di rete esterno.
- Linee seriale RS485 (opzionale) protocollo MODBUS per telecontrollo e programmazione mediante software sviluppato in ambiente windows. La stessa linea seriale può essere utilizzata per la remotizzazione di una tastiera supplementare (opzionale) fino a 20mt di distanza.
- Scheda Data Loggin ES851 per la memorizzazione locale dei dati a successivo scarico tramite linea seriale RS232 connessa a Modem esterno su linea commutata o attraverso dispositivo esterno GSM/GPRS (Opzionale).
- Scheda espansione ingressi uscite ES847 per l'acquisizione dei segnali ambientali attraverso ingressi PT100 e/o segnali analogici e acquisizione dei sensori di corrente (Opzionale).
- Dispositivo di trasmissione via radio per la connessione remota ad una idonea tastiera di visualizzazione e programmazione o per la connessione di un PC remoto per la gestione del telecontrollo con software apposito (Opzionale).

Il sistema di condizionamento della potenza (inverter) si collega direttamente al campo fotovoltaico.

Il dispositivo di conversione utilizza un ponte a IGBT ad alta frequenza di commutazione che trasforma la corrente continua in corrente alternata.

Un trasformatore toroidale ad alta efficienza assicura l'isolamento galvanico tra rete elettrica e campo fotovoltaico per un funzionamento in piena sicurezza.

Filtri EMC per la soppressione dei disturbi elettromagnetici, sensore di isolamento verso terra dei pannelli fotovoltaici, dispositivo che realizza il controllo del funzionamento in parallelo alla rete elettrica sono integrati nell'apparecchiatura. Non sono perciò richieste apparecchiature aggiuntive.

Il Tester di isolamento: dispositivo che continuamente verifica l'isolamento tra le polarità del campo fotovoltaico e la terra. La funzione è realizzata mediante la misura della resistenza di isolamento; di fabbrica l'apparecchiatura è tarata per segnalare la perdita di isolamento quando la resistenza di isolamento tra la polarità +, o la polarità - e la terra scende al di sotto di 1Mohm. MPPT (inseguimento del punto di massima potenza): l'inverter, mediante una sofisticata procedura di calcolo eseguita dal microprocessore, determina il punto ottimale di lavoro del campo fotovoltaico che corrisponde alla massima potenza generabile dal campo fotovoltaico nelle condizioni di insolazione in cui si trova.

Dispositivo di disinserzione dalla rete elettrica: effettua la disinserzione automatica dell'impianto di autoproduzione dalla rete elettrica quando cessano le condizioni per effettuare il parallelo. Il caso tipico è l'apertura della rete elettrica o per intervento di circuiti di protezione o per esigenze di manutenzione; grazie a questa funzione l'inverter si disconnette immediatamente dalla rete elettrica evitando il funzionamento ad isola indesiderata e condizioni di pericolo per chi si trova ad operare sulla rete elettrica. I livelli e i tempi di intervento delle protezioni sono tarati di

fabbrica ai valori richiesti dalle normative. Le caratteristiche di questa protezione sono state certificate come da disposizione del gestore della rete elettrica.

Le macchine inverter verranno installate in monoblocchi prefabbricati costruiti secondo unificazione Enel del tipo DG 2061 e la loro posizione all'interno del campo fotovoltaico verrà individuata lungo la viabilità creata all'interno del campo fotovoltaico per consentirne un agevole accesso. Altra viabilità, di larghezza superiore ai 3 metri, indispensabile sia per la costruzione che per la successiva manutenzione, sarà disposta lungo le file delle strutture di sostegno dei moduli.

Gli inverter trifase sono in totale tredici, di diversa potenza (in relazione al dimensionamento del sottocampo) e sono collegati in parallelo alla rete elettrica al fine di vendere l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, le macchine avranno le seguenti caratteristiche:

MV POWER STATION  
1000SC / 1250SC / 1600SC / 1800SC / 2000SC



#### Adattabile

- Soluzione innovativa per tutti i mercati internazionali
- Ideale per tutte le reti di media tensione da 6,6 kV a 35 kV
- Numerose opzioni per la configurazione

#### Resistente

- Tutti i componenti sono omologati
- 5 anni garanzia standard
- Perfetta per temperature ambientali estreme

#### Semplice

- Plug & Play
- Trasporto semplice anche via mare grazie al peso e alle dimensioni ridotte
- Trasportabile anche in un Container Standard
- Cablaggi interni preinstallati e protetti meccanicamente

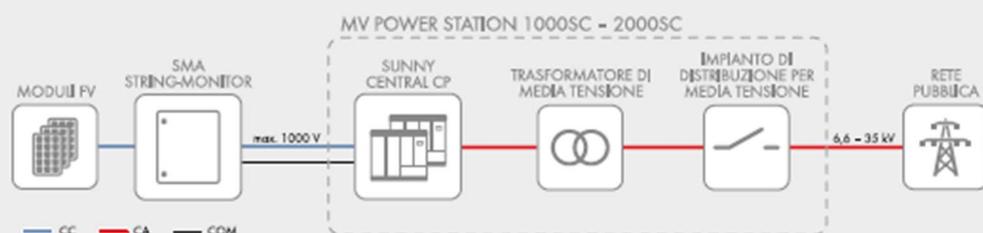
#### Economica

- Progettazione e configurazione semplici e rapidi
- Elevata disponibilità dell'impianto e lunga durata
- Costi di trasporto ridotti grazie alle dimensioni standardizzate

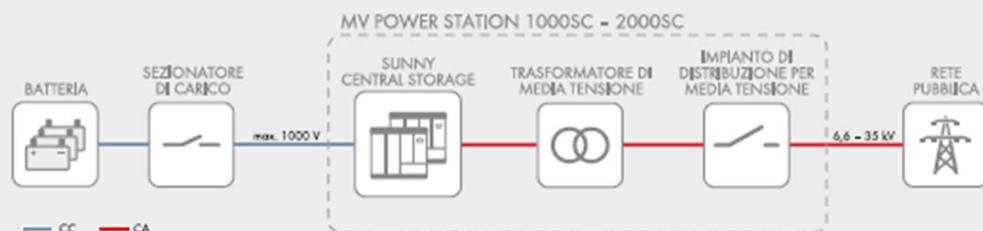
SUNNY CENTRAL  
2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV

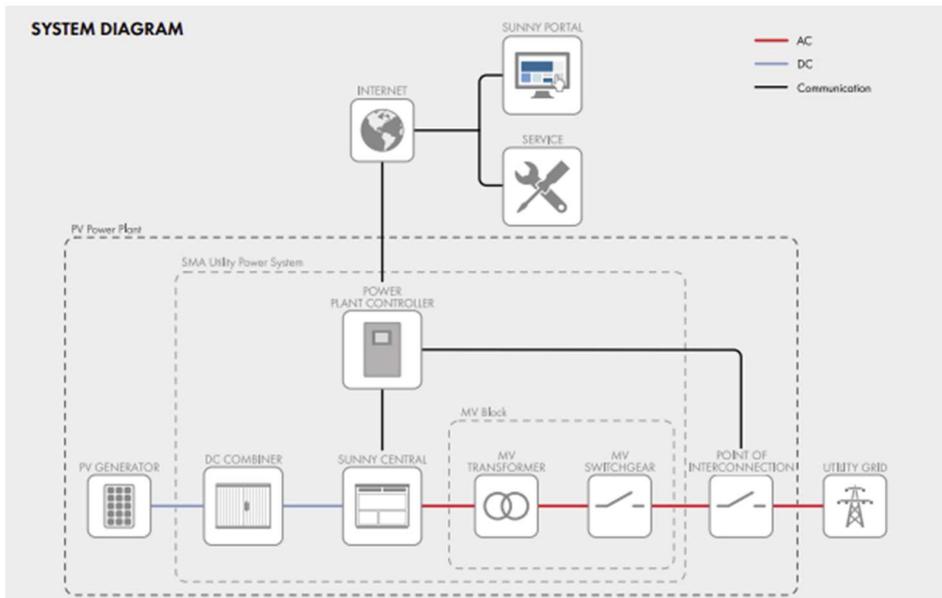


**SCHEMA IMPIANTO CON SUNNY CENTRAL CP**



**SCHEMA IMPIANTO CON SUNNY CENTRAL STORAGE**





| Dati tecnici   | MV Power Station 1000SC  | MV Power Station 1250SC                  |
|--|--|--|
| <b>Ingresso (CC)</b>   |  |  |
| Potenza CC max. (@ cos φ = 1)  | 1 120 kW   | 1 426 kW                                 |
| Tensione d'ingresso max  | 1 000 V  | 1 000 V                                  |
| Range di tensione MPP (@ 25 °C / @ 50 °C) <sup>1,2</sup>   | 449 V - 850 V / 430 V - 850 V  | 529 V - 850 V / 500 V - 850 V            |
| Tensione nominale d'ingresso   | 449 V  | 529 V                                    |
| Corrente d'ingresso max  | 2 x 1 250 A  | 2 x 1 350 A                              |
| Numero ingressi MPP indipendenti   | 2  | 2  |
| Numero ingressi CC   | 18   | 18                                       |
| <b>Uscita (CA) del lato di media tensione</b>  |  |  |
| Potenza CA (@ 25 °C / @ 40 °C / @ 50 °C) <sup>3</sup>  | 1 100 kVA / 1 040 kVA / 1 000 kVA  | 1 375 kVA / 1 300 kVA / 1 250 kVA        |
| Tensione nominale CA   | 20 kV  | 20 kV                                    |
| Tensione nominale deselezionabile  | 6,6 ... 35 kV  | 6,6 ... 35 kV                            |
| Frequenza di rete CA   | 50 Hz / 60 Hz  | 50 Hz / 60 Hz                            |
| Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11y11 / YNd11d11   | ● / ○  | ● / ○                                    |
| Corrente d'uscita max con 20 kV  | 32 A   | 40 A                                     |
| Fattore massimo di distorsione   | < 3%   | < 3%                                     |
| Fattore di potenza alla potenza massima / Fattore di sfasamento regolabile <sup>3</sup>                            | 1 / 0,9 sovraeccitato ... 0,9 sottocitato  | 1 / 0,9 sottocitato                      |
| Fasi di immissione / Fasi di collegamento  | 3 / 3  | 3 / 3                                    |
| <b>Grado di rendimento totale<sup>4</sup></b>  |  |  |
| Grado di rendimento max  | 97,6%  | 97,7%                                    |
| Europ. Grado di rendimento europ.  | 97,4%  | 97,5%                                    |
| <b>Dispositivi di protezione</b>   |  |  |
| Dispositivo di disinserzione lato ingresso   | Sezionatore di carico CC azionato a motore   |  |
| Dispositivo di disinserzione lato uscita   | ○ (Sezionatore di carico con fusibili per alta tensione o interruttore di potenza) |  |
| Protezione da sovratensioni CC   | Scaricatore di sovratensioni tipo I  |  |
| Monitoraggio della rete / Monitoraggio dell'impianto   | ● / ○ (tramite Sunny Portal)   |  |
| Monitoraggio della dispersione verso terra CC / Monitoraggio della dispersione verso terra controllabile in remoto | ○ / ○  | ○ / ○                                    |
| Monitoraggio dell'isolamento CC  | ○  | ○  |
| Separazione galvanica  | ●  | ●  |
| Classe di isolamento (secondo IEC 62103)   | I  | I  |
| Resistenza ad arco elettrico (secondo IEC 62271-202)   | IAC A 20kA 1s  | IAC A 20kA 1s                            |
| <b>Dati generali</b>   |  |  |
| Dimensioni (L / A / P) <sup>5</sup>  | 6,058 m / 2,591 m / 2,438 m  | 6,058 m / 2,591 m / 2,438 m              |
| Peso   | < 14 t   | < 14 t                                   |
| Range di temperature di funzionamento -25 °C ... +40 °C / +55 °C <sup>5</sup>                                      | ● / ○  | ● / ○                                    |
| Autoconsumo (funzionamento nominale) / Autoconsumo (notte) <sup>6</sup>  | < 3 800 W <sup>3</sup> / < 200 W + 770 W   | < 3 800 W <sup>3</sup> / < 200 W + 950 W |
| Tensione di alimentazione ausiliaria interna   | 230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz   | 230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz       |
| Grado di protezione secondo IEC 60529 <sup>7</sup>   | IP23D, IP00  | IP23D, IP00                              |
| Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 [4C1, 4S2 / 4C2, 4S2]  | ● / ○  | ● / ○                                    |
| Luogo d'impiego / Impiego in ambiente attivo a livello chimico   | Non protetto all'aperto / ○  | Non protetto all'aperto / ○              |
| Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa  | 15% ... 95%  | 15% ... 95%                              |
| Altitudine operativa max. s.l.m. 1 000 m / >1 000 m ... 3 000 m  | ● / ○  | ● / ○                                    |
| Fabbisogno d'aria fresca (inverter)  | 6 000 m <sup>3</sup> /h  | 6 000 m <sup>3</sup> /h                  |
| <b>Datazione</b>   |  |  |
| Collegamento CC  | Capocorda ad anello  | Capocorda ad anello                      |
| Collegamento CA lato MT  | Connettore angolare conico esterno   | Connettore angolare conico esterno       |
| Display  | Display grafico a cristalli liquidi  |  |
| Comunicazione / Protocolli   | Ethernet (fibra ottica opzionale) / Modbus   |  |
| SC-COM / Communit  | ● / ○  |  |
| Colore involucro stazione  | RAL 7004   |  |
| Trasformatore di alimentazione 6 / 10 / 20 / 30 kVA  | ○  |  |
| Impianto di distribuzione in media tensione  | ○  |  |
| Norme (ulteriori su richiesta)   | IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1                               |  |
| Inverter selezionabili SUNNY CENTRAL   | 2 x SC 500CPXT   | 2 x SC 630CPXT                           |
| Inverter con batteria selezionabili SUNNY CENTRAL STORAGE  | 2 x SCS 500  | 2 x SCS 630                              |

| MV Power Station 1600SC  | MV Power Station 1800SC                    | MV Power Station 2000SC                    |
|--|--|--|
| 1 796 kW   | 2 020 kW                                   | 2 244 kW                                   |
| 1 000 V  | 1 000 V                                    | 1 000 V                                    |
| 641 V - 850 V / 583 V - 850 V  | 722 V - 850 V / 656 V - 850 V              | 688 V - 850 V / 596 V - 850 V              |
| 641 V  | 722 V                                      | 688 V                                      |
| 2 x 1 400 A  | 2 x 1 400 A                                | 2 x 1 635 A                                |
| 2  | 2  | 2  |
| 18   | 18   | 16   |
| 1 760 kVA / 1 664 kVA / 1 600 kVA  | 1 980 kVA / 1 872 kVA / 1 800 kVA          | 2 200 kVA / 2 000 kVA / 1 800 kVA          |
| 20 kV  | 20 kV                                      | 20 kV                                      |
| 6,6 ... 35 kV  | 6,6 ... 35 kV                              | 6,6 ... 35 kV                              |
| 50 Hz / 60 Hz  | 50 Hz / 60 Hz                              | 50 Hz / 60 Hz                              |
| ● / ○  | ● / ○                                      | ● / ○                                      |
| 51 A   | 58 A                                       | 64 A                                       |
| < 3%   | < 3%                                       | < 3%                                       |
| 1 / 0,9 sovraeccitato ... 0,9 sottoeccitato  |  |  |
| 3 / 3  | 3 / 3                                      | 3 / 3                                      |
| 97,6%  | 97,6%                                      | 97,7%                                      |
| 97,4%  | 97,4%                                      | 97,4%                                      |
| Sezionatore di carico CC azionato a motore   |  |  |
| ○ (Sezionatore di carico con fusibili per alta tensione o interruttore di potenza) |  |  |
| Scaricatore di sovratensioni tipo I  |  |  |
| ● / ○ (tramite Sunny Portal)   |  |  |
| ○ / ○  | ○ / ○                                      | ○ / ○                                      |
| ○  | ○  | ○  |
| ●  | ●  | ●  |
| I  | I  | I  |
| IAC A 20kA 1s  | IAC A 20kA 1s                              | IAC A 20kA 1s                              |
| 6,058 m / 2,591 m / 2,438 m  | 6,058 m / 2,591 m / 2,438 m                | 6,058 m / 2,591 m / 2,438 m                |
| < 14 t   | < 14 t                                     | < 14 t                                     |
| ● / ○  | ● / ○                                      | ● / ○                                      |
| < 3 800 W <sup>3</sup> / < 200 W + 1 200 W   | < 3 800 W <sup>3</sup> / < 200 W + 1 325 W | < 3 800 W <sup>3</sup> / < 200 W + 1 450 W |
| 230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz   | 230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz         | 230 / 400 V (3 / N / PE), 50/60 Hz         |
| IP23D, IP00  | IP23D, IP00                                | IP23D, IP00                                |
| ● / ○  | ● / ○                                      | ● / ○                                      |
| Non protetto all'aperto / ○  | Non protetto all'aperto / ○                | Non protetto all'aperto / ○                |
| 15% ... 95%  | 15% ... 95%                                | 15% ... 95%                                |
| ● / ○  | ● / ○                                      | ● / ○                                      |
| 6 000 m <sup>3</sup> /h  | 6 000 m <sup>3</sup> /h                    | 6 000 m <sup>3</sup> /h                    |
| Capocorda ad anello  | Capocorda ad anello                        | Capocorda ad anello                        |
| Connettore angolare conico esterno   | Connettore angolare conico esterno         | Connettore angolare conico esterno         |
| Display grafico a cristalli liquidi  |  |  |
| Ethernet (fibra ottica opzionale) / Modbus   |  |  |
| ● / ○  |  |  |
| RAL 7004   |  |  |
| ○  |  |  |
| ○  |  |  |
| IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61 439-1                              |  |  |
| 2 x SC 720 / 760 / 800CPXT   | 2 x SC 850 / 900CPXT                       | 2 x SC 1000CPXT                            |
| 2 x SCS 720 / 760 / 800  | 2 x SCS 850 / 900                          | 2 x SCS 1000                               |
| MVPS 1600SC 21   | MVPS 1800SC 21                             | MVPS 2000SC 21                             |

# SUNNY CENTRAL 1500 V

| Technical Data  | Sunny Central 2500-EV  | Sunny Central 2750-EV  | Sunny Central 3000-EV                  |
|---|--|--|--|
| <b>Input (DC)</b>   |  |  |  |
| MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25°C / at 35°C / at 50°C)  | 850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V  | 875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V  | 956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V      |
| Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$                                    | 778 V / 928 V  | 849 V / 999 V  | 927 V / 1077 V                         |
| Max. input voltage $V_{DC, max}$  | 1500 V   | 1500 V   | 1500 V                                 |
| Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)  | 3200 A / 2956 A  | 3200 A / 2956 A  | 3200 A / 2970 A                        |
| Max. short-circuit current rating   | 6400 A   | 6400 A   | 6400 A                                 |
| Number of DC inputs   | 32   | 32   | 32                                     |
| Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)   | 2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>   | 2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>   | 2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup> |
| Integrated zone monitoring  | ○  | ○  | ○                                      |
| Available DC fuse sizes (per input)   | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A  |  |  |
| <b>Output (AC)</b>  |  |  |  |
| Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)  | 2500 kVA / 2250 kVA  | 2750 kVA / 2500 kVA  | 3000 kVA / 2700 kVA                    |
| Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)  | 2000 kW / 1800 kW  | 2200 kW / 2000 kW  | 2400 kW / 2160 kW                      |
| Nominal AC current $I_{AC, max} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$                          | 2624 A   | 2646 A   | 2646 A                                 |
| Max. total harmonic distortion  | < 3% at nominal power  | < 3% at nominal power  | < 3% at nominal power                  |
| Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>(1)(2)</sup>                                     | 550 V / 440 V to 660 V   | 600 V / 480 V to 690 V   | 655 V / 524 V to 721 V <sup>(3)</sup>  |
| AC power frequency  |  | 50 Hz / 47 Hz to 53 Hz<br>60 Hz / 57 Hz to 63 Hz                                       |  |
| Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>(1)(3)</sup>                                      |  | > 2  |  |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>(4) (1)</sup>               |  | ● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited<br>○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited |  |
| <b>Efficiency</b>   |  |  |  |
| Max. efficiency <sup>(1)</sup> / European efficiency <sup>(2)</sup> / CEC efficiency <sup>(3)</sup> | 98.6% / 98.3% / 98.0%  | 98.7% / 98.5% / 98.5%  | 98.8% / 98.6% / 98.5%                  |
| <b>Protective Devices</b>   |  |  |  |
| Input-side disconnection point  |  | DC load-break switch   |  |
| Output-side disconnection point   |  | AC circuit breaker   |  |
| DC overvoltage protection   |  | Surge arrester, type I   |  |
| AC overvoltage protection (optional)  |  | Surge arrester, class I  |  |
| Lightning protection (according to IEC 62305-1)   |  | Lightning Protection Level III   |  |
| Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring  |  | ○ / ○  |  |
| Insulation monitoring   |  | ○  |  |
| Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)                   |  | IP65 / IP34 / IP34   |  |
| <b>General Data</b>   |  |  |  |
| Dimensions (W / H / D)  | 2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)   |  |  |
| Weight  | < 3400 kg / < 7496 lb  |  |  |
| Self-consumption (max. <sup>(1)</sup> / partial load <sup>(2)</sup> / average <sup>(1)</sup> )      | < 8100 W / < 1800 W / < 2000 W   |  |  |
| Self-consumption (standby)  | < 370 W  |  |  |
| Internal auxiliary power supply   | Integrated 8.4 kVA transformer   |  |  |
| Operating temperature range <sup>(1)</sup>  | -25 to 60°C / -13 to 140°F   |  |  |
| Noise emission <sup>(1)</sup>   | 67.8 dB(A)   |  |  |
| Temperature range (standby)   | -40 to 60°C / -40 to 140°F   |  |  |
| Temperature range (storage)   | -40 to 70°C / -40 to 158°F   |  |  |
| Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)                          | 95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%   |  |  |
| Maximum operating altitude above MSL <sup>(1)</sup> 1000 m / 2000 m / 3000 m                        | ● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)   |  |  |
| Fresh air consumption   | 6500 m <sup>3</sup> /h   |  |  |
| <b>Features</b>   |  |  |  |
| DC connection   | Terminal lug on each input (without fuse)  |  |  |
| AC connection   | With busbar system (three busbars, one per line conductor)   |  |  |
| Communication   | Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave  |  |  |
| Communication with SMA string monitor (transmission medium)   | Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)   |  |  |
| Enclosure / roof color  | RAL 9016 / RAL 7004  |  |  |
| Supply transformer for external loads   | ○ (2.5 kVA)  |  |  |
| Standards and directives complied with  | CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE 1547, Arrêté du 23/04/08                               |  |  |
| EMC standards   | CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A | CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A             |  |
| Quality standards and directives complied with  | VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001   |  |  |
| ● Standard features ○ Optional  |  |  |  |
| Type designation  | SC.2500-EV-10  | SC.2750-EV-10  | SC.3000-EV-10                          |

Rappresentazione delle caratteristiche tipiche degli inverter in uso per ciascun sottocampo

## 4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ELETTRICO

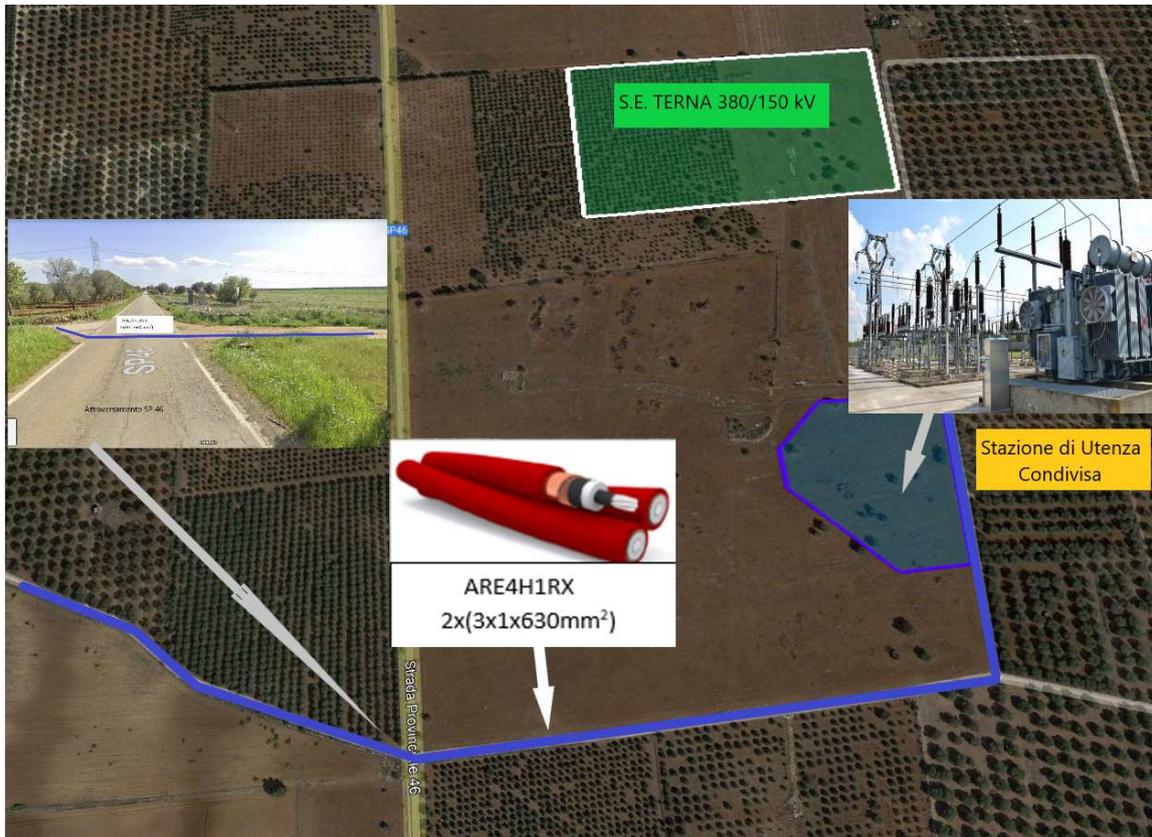
### 4.1 PRINCIPALI COMPONENTI

#### 4.1.1 QUADRI ELETTRICI PARALLELO E INTERFACCIA RETE

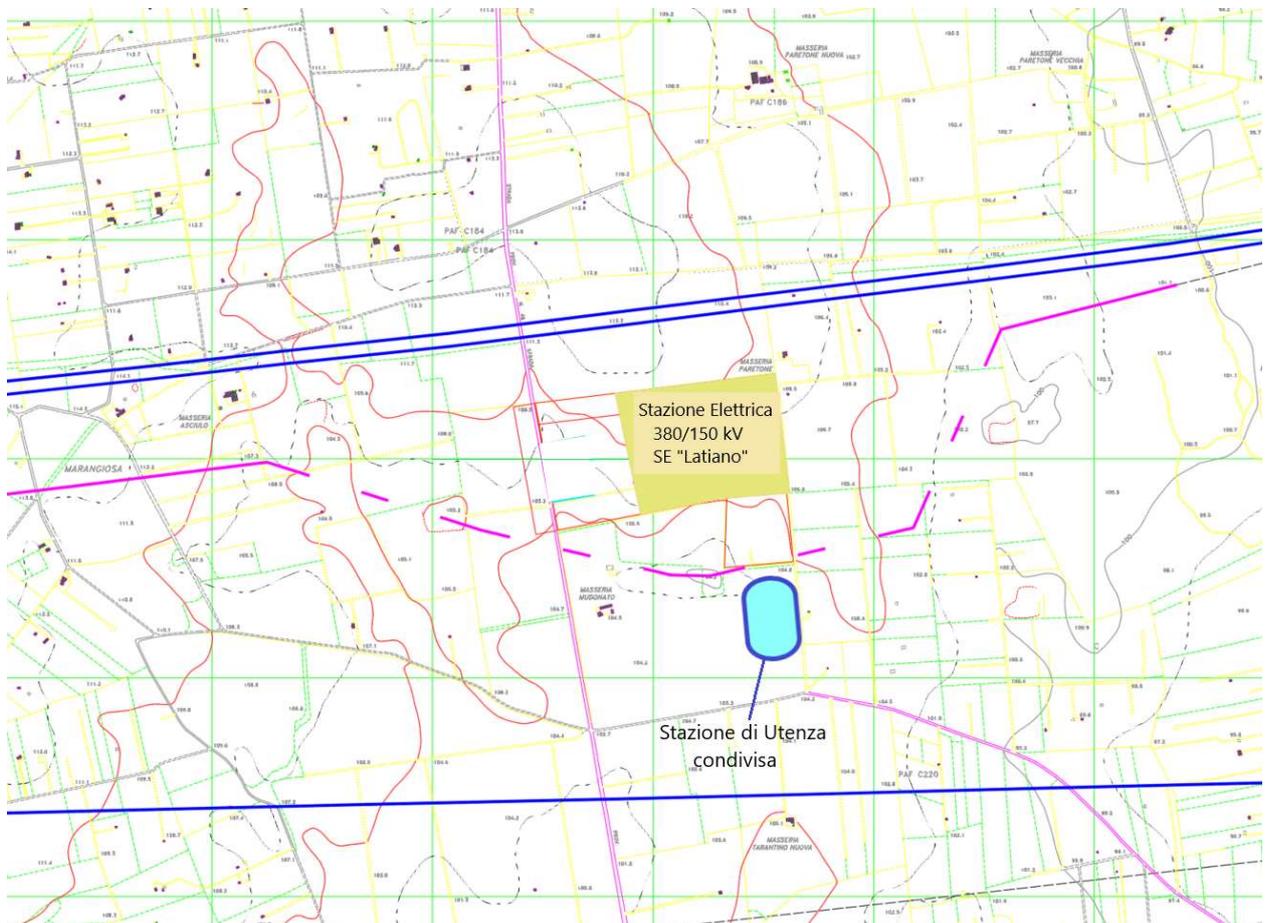
Il sistema fotovoltaico dovrà essere allacciato alla rete di trasmissione nazionale RTN, in gestione della società Terna SpA. Il nuovo impianto fotovoltaico verrà realizzato al fine di poter vendere, in cessione totale, l'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici.

La posa in opera dei pannelli fotovoltaici prevede di utilizzare la superficie di un terreno sito in località Archi Vecchi, nel comune di San Michele Salentino, in provincia di Brindisi; nell'area in disponibilità verrà realizzato l'impianto fotovoltaico ricorrendo all'infissione nel terreno delle strutture metalliche di supporto ai moduli in silicio monocristallino, dotati di sistema ad inseguimento solare monoassiale; di seguito si riporta la descrizione degli elementi. L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico suddiviso in 7 sottocampi viene convogliata, attraverso quadri di parallelo in corrente continua, ai 9 convertitori statici di potenza; gli inverter, di potenza apparente congrua con il dimensionamento dei sottocampi (da 1.000 a 4.000 kVA), saranno allocati in monoblocchi prefabbricati in c.a.v., secondo unificazione Enel del tipo DG 2061 e provvederanno alla conversione dell'energia prodotta nei parametri di esercizio, in tensione e frequenza, per un adeguato sistema elettrico (opere di utenza) che consentirà alla Stazione di Utenza finale (30/150kV) la conseguente immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale. I trasformatori di potenza dei singoli sottocampi, anch'essi ubicati in cabine prefabbricate DG 2061, eleveranno la tensione di bassa tensione, in uscita dagli inverter, alla tensione di II categoria (30kV) che dalla cabina di consegna si interfacerà alla Stazione di Utenza, prossima allo stallo in AT (150kV) che il gestore di rete ha assegnato in sede di preventivo di connessione. La connessione alla rete elettrica nazionale avverrà quindi nella modalità indicata dal gestore della RTN, vale a dire attraverso un collegamento in antenna a 150 kV da connettere allo stallo in AT della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150 kV da realizzare in agro di Latiano, previa assegnazione di *stallo condiviso* con altri produttori.

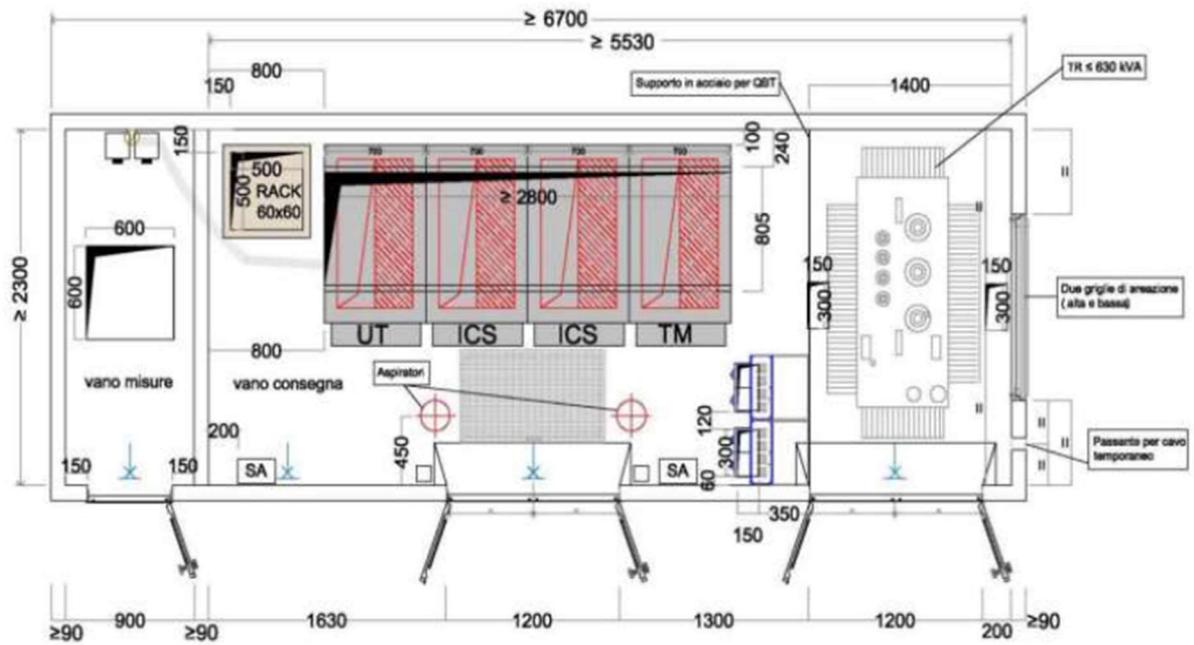
All'interno della cabina di consegna, in monoblocco prefabbricato secondo unificazione Enel DG 2092, che sarà ubicata lungo la perimetrale esterna del campo fotovoltaico, verranno installate le celle di Media Tensione provenienti dalle cabine di sottocampo nonché gli scomparti DY 800 per la protezione della linea in partenza verso la Stazione di Utenza, allocata ad una distanza in linea d'aria pari a circa 6.3 km, mentre a circa 8.5 km di lunghezza cavo per la connessione. Le celle di Media tensione posizionate all'interno della cabina di ricezione dovranno provvedere alla protezione secondo quanto indicato dalla Norma CEI 0-16 e le stesse provvederanno a comunicare con le protezioni secondarie posizionate all'interno dei locali inverter, in maniera da poter rendere il sistema flessibile e congruo con il funzionamento dell'impianto di generazione da fotovoltaico.



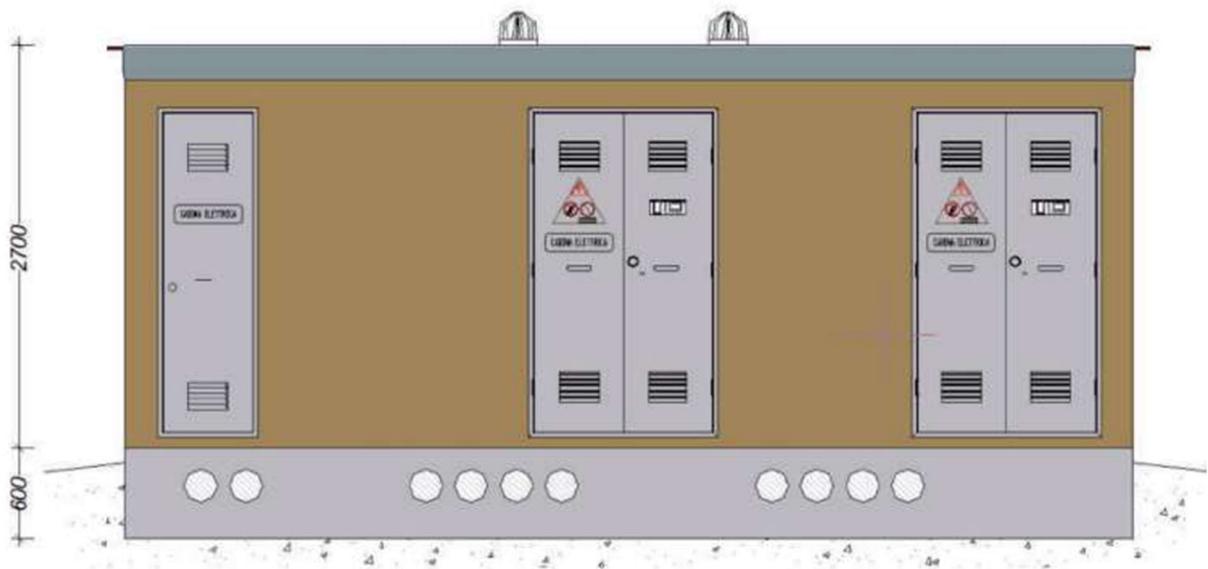
Representazione, in ortofoto, dell'area di intervento per la connessione nella RTN



Individuazione area per Stazione di Utanza e S.E. 380/150 kV "Latiano" di TERNA SpA



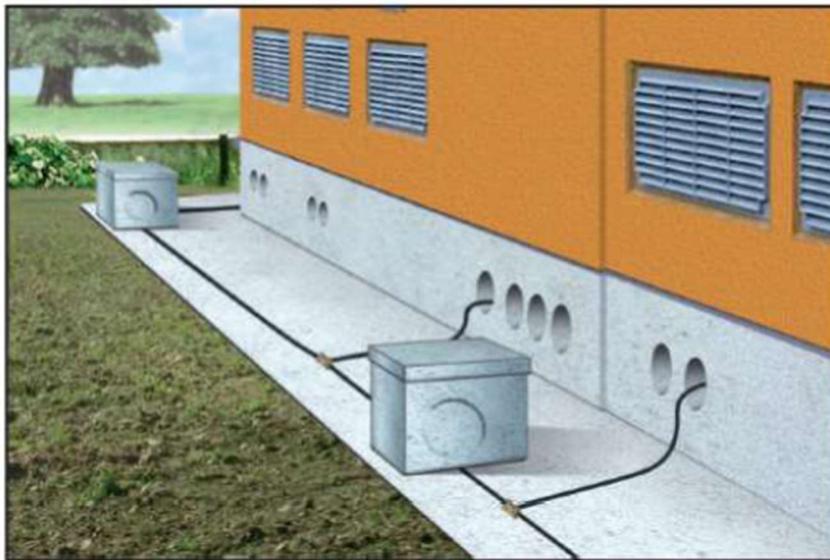
Rappresentazione di una tipica cabina di consegna secondo DG2092: particolare pianta dimensionale e funzionale



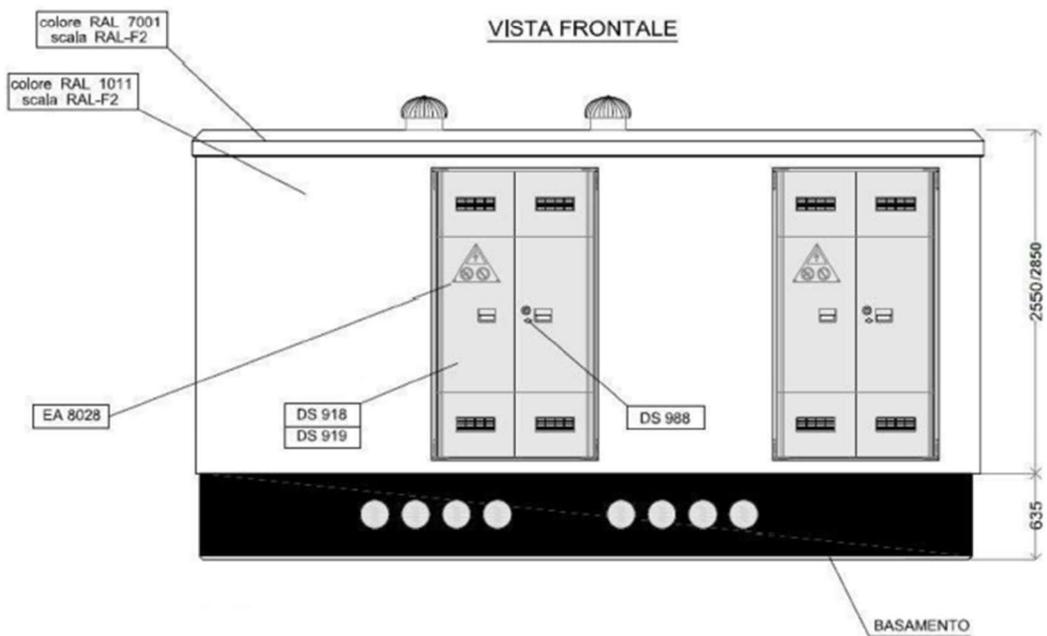
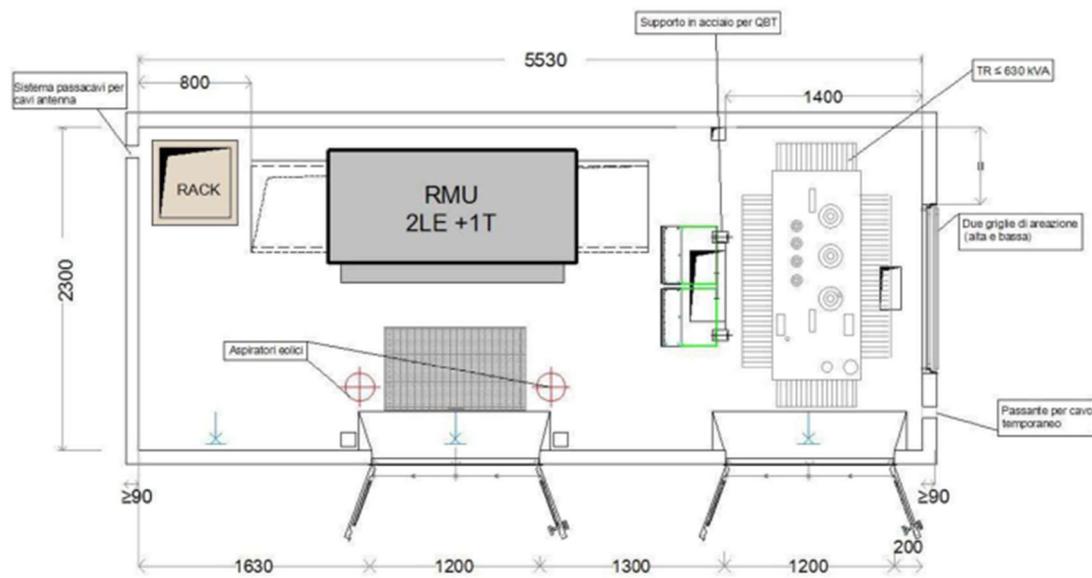
Rappresentazione di una tipica cabina di consegna secondo DG2092: prospetto



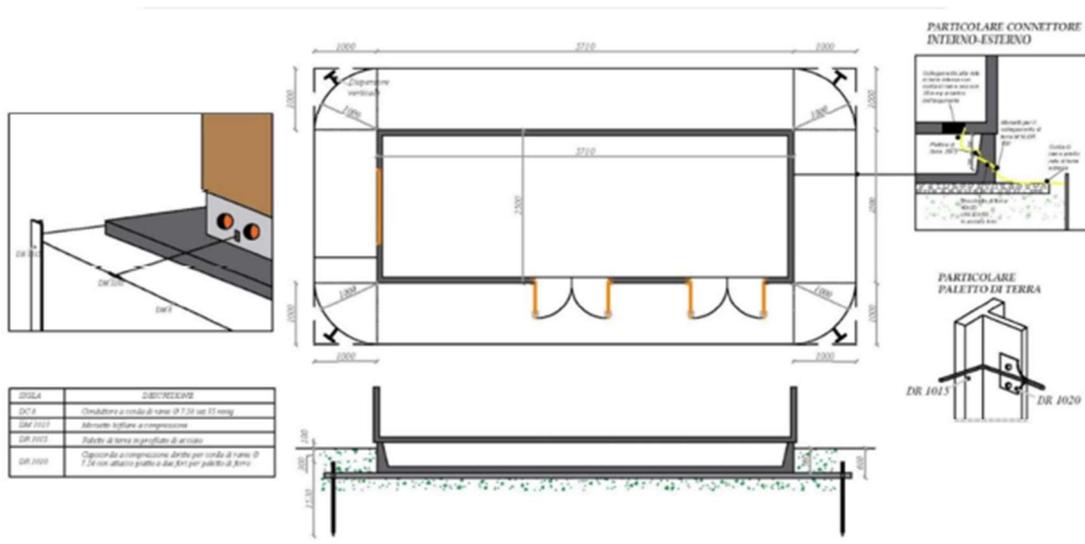
Rappresentazione di una tipica cabina di consegna secondo DG2092: particolari della vasca di fondazione



Rappresentazione di una tipica cabina di consegna secondo DG2092: particolari di condutture e realizzazione di impianto di terra locale



Rappresentazione di una tipica cabina di sezionamento secondo DG2061: pianta dimensionale e funzionale, nonché prospetto



Rappresentazione di una tipica cabina di sezionamento secondo DG2061: particolari di condutture e realizzazione di impianto di terra locale



Rappresentazione di una tipica cabina di sezionamento secondo DG2061 con vasca di fondazione

La produzione di energia verrà affidata a nove macchine inverter, posizionati lungo il percorso principale realizzato all'interno del campo fotovoltaico. I singoli inverter verranno connessi (laddove necessario, attraverso i quadri elettrici di parallelo), alle macchine di elevazione a 30 kV per la distribuzione finale alla cabina di consegna. I prefabbricati delle cabine di connessione delle macchine inverter saranno, per ogni sottocampo, in numero di due o quattro, in relazione alla potenza energetica; la loro posizione si evince dagli elaborati allegati al presente documento, parte integrante del progetto definitivo.

Ogni singolo cabinato di connessione inverter/trafo sarà costituito dalle apparecchiature di protezione della linea di Media Tensione, dal trasformatore elevatore BT/MT (con tensioni di lavoro 0,5÷0,69/30 kV), dai quadri di interfaccia lato Bassa Tensione e dagli stessi gruppi di conversione statica. Le apparecchiature poste sul lato Media Tensione presenti nella cabina di

ricezione e in quelle di trasformazione degli inverter verranno protette singolarmente a mezzo di apposite celle contenenti i sezionatori rotativi con lame di terra e gli interruttori automatici di protezione per le apparecchiature alimentate dalla rete a 30.000 Volt. Ogni singolo apparecchio connesso alla rete elettrica dovrà essere certificato dal produttore secondo quanto indicato dalla Normativa EMC, dalle Norme CEI.

Le alimentazioni dei circuiti ausiliari della cabina di ricezione, delle cabine inverter, illuminazione interna locali tecnici, prese di Forza Motrice di servizio, sistema telesorveglianza, sistema di controllo remoto ecc.. saranno alimentati a mezzo di un trasformatore MT/BT posato nella cabina di ricezione con potenza di 160 kVA circa.

A valle del trasformatore ausiliari verrà posato un quadro elettrico, atto a proteggere le linee elettriche che alimenteranno le utenze poste in campo. Dalla carpenteria del quadro di alimentazione degli ausiliari verranno derivate le linee elettriche di alimentazione dei quadri elettrici di servizio presenti all'interno di ogni vano inverter.

Le linee elettriche in corrente continua derivate dal campo fotovoltaico verranno attestate direttamente agli ingressi delle macchine inverter, contenenti ognuno i fusibili sezionabili, bipolari con portata nominale variabile a 1500Vcc. Ogni singola protezione in continua provvederà a connettere un massimo di una stringa ognuna delle quali composte da un massimo di ventotto pannelli fotovoltaici connessi tra di loro in serie.

I dispositivi di verifica della tensione prodotta come richiesto dalla Norma CEI 82-25, dalla Norma CEI 0-16 e dalla delibera

AEEG 84/2012 - Allegato A70, verrà predisposto ed installato all'interno della cella generale di ricezione della linea di Media Tensione, la quale andrà ad interagire con le protezioni secondarie poste all'interno dei quadri di Media e Bassa Tensione dei box inverter.

I dispositivi provvederanno al riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete che avverrà considerando come anormali le condizioni che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

|                   |                   |                         |
|-------------------|-------------------|-------------------------|
| Massima tensione  | <b>59.S1</b>      | 1.10 * Vn – 3.0 s       |
| Massima tensione  | <b>59.S2</b>      | 1.15 * Vn – 0.2 s       |
| Minima tensione   | <b>27.S1</b>      | 0.85 * Vn – 0.4 s       |
| Minima tensione   | <b>27.S2</b>      | 0.40 * Vn – 0.2 s       |
| Massima frequenza | <b>81 &gt;.S1</b> | 50,5 Hz - 0,1 s         |
| Massima frequenza | <b>81 &gt;.S2</b> | 51,5 Hz - 0,1 s ÷ 5,0 s |
| Minima frequenza  | <b>81 &lt;.S1</b> | 49,5 Hz - 0,1 s         |
| Minima frequenza  | <b>81 &lt;.S2</b> | 47,5 Hz - 0,1 s ÷ 5,0 s |

Le protezioni offerte dai dispositivi di interfaccia impediscono, tra l'altro che gli inverter continuino a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di blackout esterno.

La protezione provvederà all'apertura dell'interruttore magnetotermico generale posto in ingresso sulla cella di media tensione di arrivo della linea primaria di Media Tensione.

Per la realizzazione della misura fiscale dell'energia prodotta dall'officina elettrica, la proprietà provvederà alla posa in opera di due contatori certificati MID, in grado di misurare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e l'energia complessiva assorbita dal sistema comprensivi i circuiti ausiliari.

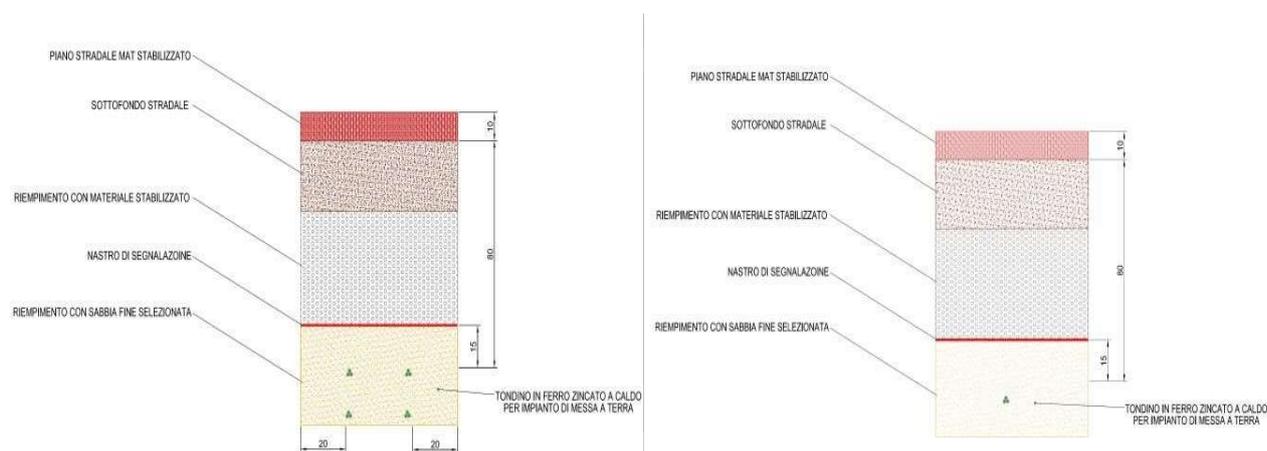
#### 4.1.2 VIE CAVO PER LA DISTRIBUZIONE LINEE ELETTRICHE

Le connessioni tra i singoli pannelli fotovoltaici verranno realizzate a mezzo di conduttori in cavo, tipo H1Z2Z2-K, con sezione da 6 a 16 mm<sup>2</sup>, muniti di appositi connettori maschio – femmina che verranno attestati alle morsettiere delle macchine inverter per la conversione corrente continua - corrente alternata. I conduttori di connessione dei moduli fotovoltaici verranno in parte fatti transitare lungo le strutture degli inseguitori mono assiali ed in parte verranno interrati nel terreno vegetale sino al punto di connessione con le macchine di conversione statica dell'energia.

Le connessioni tra le macchine di conversione statica dell'energia verranno realizzate mediante l'impiego di cavo tipo a doppio isolamento con conduttori in alluminio, tipo ARE4R 06/1 kV XLPE, da posarsi direttamente nel terreno vegetale dell'impianto fotovoltaico, come da particolari allegati alla presente.

Le linee di Media Tensione saranno realizzate con l'impiego di cavi ad elica visibile tipo ARE4H1RX 18/30 kV EPR con sezione nominale da 50 fino a 95 mm<sup>2</sup> per la distribuzione interna e formazione ARG7H1RNR 18/30kV EPR 2x(3x1x630 mm<sup>2</sup>) per la condotta interrata di collegamento alla Stazione di Utente (c.d.t. < 1.2%). I conduttori del campo fotovoltaico verranno interrati nel terreno vegetale e ricoperti dello stesso, mantenendo le distanze minime di sicurezza dai cavi utilizzati per le linee di Bassa Tensione, mentre la condotta esterna verrà interrata, prevalentemente, su strada pubblica.

Ai fini di garantire una corretta posa in opera dei materiali, le custodie delle apparecchiature elettriche, installate all'interno del locale tecnologico dovranno essere caratterizzate da un grado di protezione uguale a quello degli impianti esistenti non inferiore ad IP40.



### **4.1.3 IMPIANTO DI TERRA**

Il sistema di generazione della tensione alternata derivata dal sistema fotovoltaico verrà connessa alla rete di messa a terra generale da realizzarsi nei pressi del locale di trasformazione presso le aree delle cabine di trasformazione e connessione inverter. Il conduttore di terra verrà posato anche lungo tutti i tracciati impiegati per la distribuzione delle linee elettriche di connessione delle macchine inverter. L'impianto prevede la posa di dispersori verticali, puntazze in ferro zincato a caldo, lunghezza 1.5 metri, dimensioni 50x50x5 mm che verranno connesse tra di loro a mezzo di un conduttore in ferro zincato a caldo con diametro di 10 mm. Le strutture di sostegno degli inseguitori mono assiali verranno connessi alla rete di terra a mezzo di stacchi dalla rete primaria di terra, a mezzo di tratti di tondino in ferro zincato a caldo, posato nel terreno vegetale e ricoperto dello stesso.

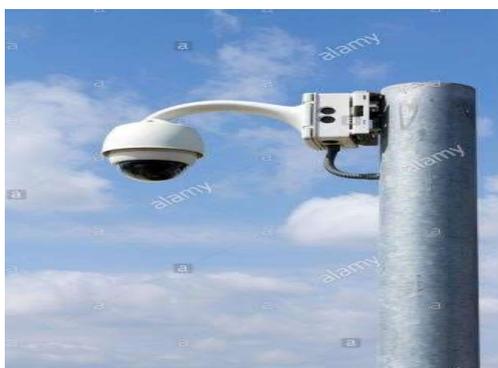
All'interno della cabina di ricezione e delle cabine di trasformazione MT/BT verranno realizzati i collettori di messa a terra locali, connessi direttamente al tondino in ferro zincato a caldo con diametro 10 mm, dai collettori locali verranno derivati gli stacchi per la connessione delle masse metalliche presenti all'interno dei locali tecnologici.

### **4.1.4 SISTEMA DI VIDEO SORVEGLIANZA**

All'interno del campo fotovoltaico verranno posati dei pali, con altezza fuori terra di 6 metri, sui quali saranno installate delle telecamere tipo speed dome, in grado di controllare le aree del campo fotovoltaico, grazie all'impiego del sistema di brandeggio e allo zoom dell'obiettivo delle telecamere.

I pali delle telecamere verranno posati nelle immediate vicinanze dei fabbricati dei vani tecnici delle cabine di trasformazione e della cabina di ricezione.

Le telecamere saranno connesse ad un registratore digitale, che provvederà al mantenimento delle immagini in memoria per un periodo di almeno sette giorni e all'invio delle stesse al punto di controllo remoto in gestione alla vigilanza locale.



### **4.1.5 COLONNINA RICARICA VEICOLI ELETTRICI**

In linea con le attuali disposizioni legislative in merito alla sostenibilità elettrica la ditta Ecopuglia 1 si impegna a predisporre, all'esterno del perimetro del campo fotovoltaico, una colonnina monofase per la ricarica di veicoli elettrici in disponibilità dei cittadini. Il punto di ricarica verrà alimentato a mezzo di un interruttore automatico magnetotermico differenziale con portata

nominale 16 A, bipolare con Id da 300 mA. La colonnina verrà connessa alla rete elettrica a mezzo di cavo a doppio isolamento con conduttori in alluminio con sezione di 4 mm<sup>2</sup>, conduttore tipo ARE4R 06/1 kV XLPE.



#### 4.2 DATI GENERALI DELL'IMPIANTO

|  |   |
|--|---|
| Generatore FTV   | Campo fotovoltaico da 330.223 ha<br>superficie radiante di circa 111.415 m <sup>2</sup> |
| Potenza Nominale                                       | 24.367,53 kWp   |
| Numero moduli  | 39.622  |
| Campi/Sottocampi                                       | 1/7   |
| Cabine Inverter - Standard DG 2061 -                   | 9   |
| Cabine Trasformatori - Standard DG 2061 -              | 9   |
| Cabina di consegna - Standard DG 2092 -                | 1   |
| Cabina di sezionamento - Standard DG 2081-             | 1   |
| Moduli - Costruttore - modello -                       | JINKO SOLAR – <i>TIGER NEO – 78HL24</i> -   |
| Potenza unitaria di picco                              | 615 Wp  |
| Tecnologia delle celle                                 | Mono/Bifacciali in monocristallino N-type   |
| Strutture di sostegno                                  | Inseguitori mono-assiali ad infissione nel terreno                                      |
| Orientamento moduli                                    | Di rollio EST-OVEST / posizionamento asse NORD-SUD                                      |
| Escursione angolare dei supporti (tracker)             | ± 55° rispetto il piano orizzontale   |
| Inverter - Costruttore - modello -                     | SMA -   |
| Potenza nominale Inverter (Apparente)                  | Da 1.000 a 4.000 kVA  |
| Potenza nominale Trasformatori (Apparente)             | Da 1.100 a 4.000 kVA  |
| Posizione degli Inverter                               | Posizionamento, possibilmente, baricentrica al sottocampo                               |
| Posizione dei trasformatori BT/MT                      | Monoblocchi prefabbricati in posizione baricentrica                                     |
| Posizione dei quadri di parallelo delle stringhe       | Dislocazione in campo, in prossimità delle vele   |
| Posizione dei quadri di Media tensione                 | Nelle cabine di trasformazione di campo DG 2061, DG 2081 e DG 2092                      |
| Posizionamento dei quadri di distribuzione energia FTV | Monoblocco prefabbricato posto al limite campo FTV in cabina DG2092                     |
| Rete di collegamento in campo                          | Cavo ARE4H1RX 18/30 kV 3x1x50+95 mm <sup>2</sup>  |
| Rete di collegamento esterno                           | Cavo ARG7H1RNR 18/30 kV 2x(3x1x630 mm <sup>2</sup> )                                    |
| Rete di collegamento in RTN                            | Cavo in XLPE 150 kV formazione 3x1x400 mm <sup>2</sup>                                  |
| Rete di collegamento in RTN (da Stazione Utenza)       | Cavo in XLPE 150 kV formazione 3x1x1.600 mm <sup>2</sup>                                |
| Gestore RTN  | TERNA SpA   |
| Punto di consegna                                      | Presso Stazione di Utenza condivisa in prossimità della nuova S.E. 380/150kV "Latiano"  |
| Potenza richiesta in immissione                        | 24.038,04 kW  |

|  |              |
|--|--------------|
| <b>CARATTERISTICHE AL PUNTO DI CONSEGNA DELL'ENERGIA ELETTRICA</b> |              |
| TENSIONE   | 150.000 Volt |
| FREQUENZA  | 50 Hz        |
| FASI   | 3 Fasi       |
| CORRENTE DI CORTO CIRCUITO AL PUNTO DI CONSEGNA                    | 31.500 A     |

|   |                                 |
|---|---------------------------------|
| <b>CARATTERISTICHE SISTEMA UTILIZZATORE</b>                                   |                                 |
| SISTEMA DI CATEGORIA<br>(Distribuzione interna in MT – Immissione RTN 150 kV) | II e III categoria              |
| TIPO DI DISTRIBUZIONE   | Neutro isolato / Neutro a terra |
| FASI DISTRIBUITE  | 3 Fasi / 3 Fasi                 |
| TENSIONE DISTRIBUITA  | 30 kV/ 150 kV                   |

#### 4.3 CLASSIFICAZIONE DEGLI AMBIENTI

Gli ambienti interessati all'intervento sono adibiti ad impianto per la produzione di energia elettrica con sistema fotovoltaico. La posa dei pannelli fotovoltaici interessa esclusivamente l'area esterna del sito, ove non sono previste atmosfere pericolose o che situazioni di pericolo particolari, gli ambienti sono classificabili come "Luoghi Ordinari". Il grado di protezione minimo delle custodie delle apparecchiature elettriche dovrà essere pari ad IP44. La zona ove verranno installati gli inverter e il quadro di interfaccia alla rete elettrica, non sono presumibili zone con particolari pericoli, le custodie delle apparecchiature dovranno essere caratterizzate da un grado di protezione minimo IP4X.

#### 4.4 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di messa a terra deve essere realizzato come specificato dalle vigenti Normative CEI 99-3, CEI 11-1 nona edizione fascicolo 5025 del 1999-01.

Esso sarà costituito da elementi dispersori "intenzionali" realizzati in acciaio zincato e profilo a croce (50x50x5 mm) di lunghezza  $\geq 1,5$  m, collegati attraverso una treccia di rame nudo posata ad intimo contatto con il terreno e sezione  $\geq 35$  mm<sup>2</sup>. Allo stesso impianto faranno capo il conduttore di terra "CT", il conduttore equipotenziale principale "EQP" e i conduttori di

protezione “PE” dell'intero impianto. Questi ultimi saranno del tipo a semplice isolamento in pvc del tipo N07V-K, di sezione uguale al corrispondente conduttore di fase.

Poiché la protezione contro i contatti indiretti è attuata mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione, in base al collegamento all'impianto di terra del tipo TT, l'art. 413.1.4.2 delle norme CEI 64.8 prescrive che debba essere verificata la condizione seguente:

$$R_a \times I_a \leq 50 \text{ V}$$

Dove:

|                      |  |
|----------------------|--|
| <b>R<sub>a</sub></b> | somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse |
| <b>I<sub>a</sub></b> | corrente che provoca il funzionamento automatico del dispositivo di protezione   |

Avendo previsto per tutte le linee di alimentazione un interruttore automatico magnetotermico con intervento integrato di tipo differenziale, la resistenza dell'impianto di terra dovrà assumere un valore tale da soddisfare la seguente relazione:

$$R_a = 50/0,03 = 1666,7 \ \Omega$$

[1]

Poiché l'impianto, per ogni sottocampo, sarà costituito da n. 4 dispersori a croce in acciaio zincato delle dimensioni di 50x50x5 mm di lunghezza 1,5 m interfacciati con treccia di rame nuda di sezione pari a 35mm<sup>2</sup> posta in intimo contatto con il terreno e considerando terreno omogeneo con una resistività pari a 150 Ωm, si desume per ogni elemento verticale installato una resistenza **R<sub>picchetto</sub> = 100 Ω**; considerando, pertanto, il parallelo degli elementi dispersori verticali ed il contributo della treccia di rame nuda in collegamento tra essi (posta in intimo contatto con il terreno si rappresenta quale elemento dispersore orizzontale), si potrà certamente affermare che il valore di resistenza totale R<sub>a</sub> sarà sicuramente inferiore al limite ammesso nella formula [1]

| Natura del terreno                    | Resistività (Ω m) |
|---------------------------------------|-------------------|
| Terreno paludoso                      | 0 a 30            |
| Terreno vegetale                      | 10 a 150          |
| Torba umida                           | 5 a 100           |
| Terra Calcarea o argilla compatta     | 100 a 200         |
| Terra calcarea giurassico             | 30 a 40           |
| Sabbia argillosa                      | 50 a 500          |
| Sabbia silicea                        | 200 a 3000        |
| Terreno roccioso nudo                 | 1500 a 3000       |
| Terreno roccioso nudo coperto di erba | 300 a 500         |
| Calcere tenero                        | 100 a 300         |
| Calcere compatto                      | 1000 a 5000       |
| Graniti e gres alterati               | 1500 a 10000      |
| Graniti e gres molto alterati         | 100 a 600         |

Al fine di assicurare la necessaria protezione contro i contatti indiretti anche nella sezione di elevazione a 150 kV, si dimensionerà l'impianto di terra con una rete magliata di conduttori in corda di rame; il sistema sarà inoltre conformato termicamente per sopportare la corrente di guasto prevista, per una durata di 0,5 secondi.

Il lato di maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1. Nei punti sottoposti ad un maggior gradiente di potenziale (portali, TA, TV, scaricatori) le dimensioni delle maglie saranno opportunamente ridotte. In particolare, l'impianto sarà costituito da maglie aventi lato di 5÷7 m nella zona delle apparecchiature e di circa 10÷16 m in periferia. Le apparecchiature e le strutture metalliche di sostegno saranno connesse all'impianto di terra mediante opportuni conduttori in rame, il cui numero varia da 2 a 4 in funzione della tipologia del componente connesso a terra. Per non creare punti con forti gradienti di potenziale il conduttore periferico non deve presentare raggio di curvatura inferiore ad 8 m; va precisato in ogni caso che, ad opera ultimata, le tensioni di passo e di contatto saranno rilevate sperimentalmente e, nel caso eccedano i limiti, si provvederà ad effettuare le necessarie modifiche all'impianto (integrazione di dispersori, asfaltature, ecc.). La rete di terra sarà costituita da conduttori in corda di rame nudo di diametro 10,5 mm (sezione **63 mm<sup>2</sup>**) interrati ad una profondità di 0,70 m, aventi le seguenti caratteristiche:

- buona resistenza alla corrosione per una grande varietà di terreni;
- comportamento meccanico adeguato;
- bassa resistività, anche a frequenze elevate;
- bassa resistenza di contatto nei collegamenti.

I conduttori di terra che collegano al dispersore le strutture metalliche, saranno in rame di diametro 14,7 mm (sezione **125 mm<sup>2</sup>**) collegati a due lati di maglia. I TA, i TV, gli scaricatori ed i portali di amarro saranno collegati alla rete di terra mediante quattro conduttori di rame sempre di diametro 14,7 mm, allo scopo di ridurre i disturbi elettromagnetici nelle apparecchiature di protezione e di controllo, specialmente in presenza di correnti ad alta frequenza. I conduttori di rame saranno collegati tra loro con dei morsetti a compressione in rame; il collegamento ai sostegni mediante capocorda e bullone.

Così come indicato nelle Specifiche Tecniche di E-distribuzione (Unificazione LR 3,6) si provvederà alla realizzazione delle opere secondo indicazioni contenute nelle specifiche **DR 3121, DR 3116, DR 3101-3104**.

Alla rete di terra saranno collegati, nel corso del getto in opera, anche i ferri di armatura di tutte le fondazioni in opera, dei portali, edificio DY 770, Bobine di Petersen, Box DG 2081, ecc...; il collegamento sarà effettuato mediante corda di rame da 63 mm<sup>2</sup> collegata alle bacchette di acciaio dell'armatura di fondazione per mezzo di saldatura alluminio-termica. Al fine di aumentare la protezione dei cavi contro i disturbi di origine elettromagnetica, sarà prevista la posa di corda di rame, della sezione minima di 63 mm<sup>2</sup> sopra al fascio di cavi da proteggere. Le corde saranno collegate agli estremi, tramite capicorda stagnati, ai collettori di

terra dell'edificio comando, box ed armadi di smistamento cavi, alle cime emergenti della maglia di terra in prossimità dei sostegni delle apparecchiature AT.

La rete di terra sarà dimensionata in accordo alla Norma CEI 11-1 e CEI 99-3.

In particolare si procederà:

- al dimensionamento termico del dispersore e dei conduttori di terra in accordo all'Allegato B della Norma CEI 11-1 e nuova CEI 99-3;
- alla definizione delle caratteristiche geometriche del dispersore, in modo da garantire il rispetto delle tensioni di contatto e di passo secondo la curva di sicurezza di cui alla Fig.C-2 della Norma CEI 11-1 nonché alle prescrizioni di cui alla norma CEI 99-3.

Un guasto sull'alta tensione si ripercuote sulle masse sia dell'alta sia della bassa tensione, a causa dell'unicità dell'impianto di messa a terra.

Bisogna garantire che per un guasto in alta tensione non si stabiliscano tensioni di contatto pericolose, cioè superiori al valore della tensione di contatto ammissibile  $U_{TP}$  (figura 9-1 norma CEI 11-1).

L'impianto verificato è costituito da un impianto di terra unico e generale, per le masse in alta ed in bassa tensione e per il neutro, ma non si tratta di un impianto realizzato con rete magliata su tutta l'area nella quale sono presenti le masse. L'impianto di terra risulta essere adeguato se per un guasto sull'alta tensione si verifica una delle seguenti condizioni.

La tensione totale di terra non supera la tensione di contatto ammissibile ( $U_{TP} < U_E$ ).

La tensione di contatto misurata non supera la tensione di contatto ammissibile  $U_{TP}$  e le tensioni di passo non superano  $3 U_{TP}$ .

Applicando la formula vista al punto "a", dalla figura 9-1 e dalla tabella C-3 della Norma CEI 11-1 si ricava che:

$$U_{TP} < U_E$$

$$R_E < U_{TP}/I_E$$

## 4.5 PROTEZIONE DEI CONTATTI INDIRETTI

### 4.5.1 PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI SUL LATO M.T.

La protezione da eventuali contatti indiretti è garantita dall'impianto di terra correttamente dimensionato, con i valori precedentemente definiti.

### 4.5.2 PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI SUL LATO B.T.

Nella sezione in bassa tensione il guasto a terra è assimilabile ad un cortocircuito e per tale motivo la protezione contro i contatti indiretti può essere realizzato utilizzando dispositivi a massima corrente, che garantiscono l'apertura del circuito al verificarsi del cedimento dell'isolamento. Le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti devono essere tali che, nel caso in cui si presenti un guasto di impedenza trascurabile in qualsiasi punto

dell'impianto tra un conduttore di fase ed un conduttore di protezione o una massa, l'interruzione del circuito avvenga entro un determinato tempo, rispettando la condizione:

$$Z_s \times I_A < U_0$$

dove:

$Z_s$  è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione fra tale punto e la sorgente;

$I_A$  è la corrente che provoca il funzionamento automatico del dispositivo di protezione entro i tempi fissati nella Norma CEI 64- 8/4 (tab.41A); se si utilizza un interruttore differenziale è invece la corrente  $I_{\Delta N}$ ;

$U_0$  è la tensione di fase.

La Norma CEI 64-8 considera la tensione nominale verso terra e la corrente di intervento automatico del dispositivo, prescrivendo che per il coordinamento tra le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti, nel caso di un guasto di impedenza trascurabile tra un conduttore di fase e uno di protezione o una massa, deve essere soddisfatta la precedente relazione.

I tempi massimi di interruzione dei dispositivi, cui è riferito  $I_G$ , sono definiti in funzione del valore di  $U_0$ , come indicato dalla tabella:

| $U_0(V)$ | Tempo d'interruzione (s) |
|----------|--------------------------|
| 120      | 0,8                      |
| 230      | 0,4                      |
| 400      | 0,2                      |
| >400     | 0,1                      |

Nel caso di un circuito di distribuzione (che alimenta cioè un quadro di distribuzione) è ammesso un tempo di interruzione convenzionale non superiore a 5 secondi (Norma CEI 64-8 articolo 413.1.3.5). lo stesso articolo 413.1.3.5 prevede un tempo di interruzione superiore a quello della tabella ma non superiore a 5 secondi anche per un circuito terminale che alimenti solo componenti elettrici fissi.

L'utilizzo di interruttori differenziali permette di soddisfare facilmente la condizione sopra riportata, sicuri inoltre che l'interruzione del circuito avverrà ampiamente al di sotto dei limiti richiesti dalle norme.

#### 4.6 PROTEZIONE DEI CONTATTI DIRETTI

Le parti attive devono essere completamente ricoperte con un isolamento che possa essere rimosso solo mediante distruzione.

L'isolamento dei componenti elettrici costruiti in fabbrica deve soddisfare le relative Norme. Per gli altri componenti elettrici la protezione deve essere assicurata da un isolamento tale da resistere alle influenze meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere

soggetto nell'esercizio. Vernici, lacche, smalti o prodotti similari da soli non sono in genere considerati idonei per assicurare un adeguato isolamento per la protezione contro i contatti diretti.

La protezione mediante involucri o barriere deve impedire il contatto con parti attive e devono soddisfare le seguenti condizioni:

Le stesse devono essere poste all'interno di involucri o dietro barriere tali da assicurare almeno il grado di protezione IPXXB; si possono tuttavia avere aperture maggiori per la sostituzione di parti, in accordo con le relative Norme.

- Le superfici superiori orizzontali delle barriere o degli involucri che sono a portata di mano devono avere un grado di protezione non inferiore a IPXXD.
- Quando sia necessario togliere barriere, aprire involucri o togliere parti di involucri, questo deve essere possibile solo:
  - con apposito attrezzo;
  - se dopo l'interruzione dell'alimentazione alle parti attive dalle quali le barriere o gli involucri danno protezione, il ripristino dell'alimentazione sia possibile solo dopo la sostituzione o la richiusura degli involucri stessi;
  - se, quando una barriera intermedia con grado di protezione non inferiore a IPXXB protegge col contatto con parti attive, tale barriera possa essere rimossa solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo.
- La protezione mediante ostacoli, sono destinati ad impedire il contatto accidentale con parti attive ma non il contatto intenzionale dovuto all'aggiramento deliberato dell'ostacolo, devono impedire:
  - l'avvicinamento non intenzionale del corpo a parti attive, oppure;
  - il contatto non intenzionale con parti attive durante lavori sotto tensione nel funzionamento ordinario.

Gli ostacoli possono essere rimossi senza l'uso di apposito attrezzo ma devono essere fissati in maniera da impedirne la rimozione accidentale.

- La protezione mediante distanziamento è finalizzata ad impedire il contatto non intenzionale con parti attive, inoltre:
  - parti simultaneamente accessibili a tensione diversa non devono essere a portata di mano.

Quando uno spazio, ordinariamente occupato da persone, è limitato da un ostacolo che abbia grado di protezione inferiore a IPXXB, la zona a portata di mano inizia da quest'ostacolo.

- Nei luoghi in cui sono usualmente maneggiati oggetti conduttori grandi o voluminosi, le distanze fissate dalla Norma CEI 64-8 articoli 412.4.1 e 412.4.2 devono essere aumentate tenendo conto delle dimensioni di questi oggetti.
- La protezione aggiuntiva mediante interruttori differenziali richiede l'impiego di interruttori con corrente d'intervento differenziale non superiore a 30 mA, ed è riconosciuta come

protezione in caso di insuccesso delle altre forme di protezione e non può essere utilizzato come unico mezzo di protezione.

## 4.7 PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI

### 4.7.1 PROTEZIONE CONTRO I CORTO CIRCUITI

Sono previsti dispositivi di protezione atti ad interrompere le correnti di cortocircuito dei conduttori del circuito prima che tali correnti possano diventare pericolose a causa degli effetti termici e meccanici prodotti nei conduttori e nelle connessioni. I dispositivi di protezione dai cortocircuiti devono rispondere alle seguenti caratteristiche:

- ✚ Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di dispositivi di protezione con potere di interruzione inferiore se a monte degli stessi è installato un dispositivo avente il necessario potere di interruzione. In questo caso bisogna che i due dispositivi siano coordinati tra loro affinché l'energia che essi lasciano transitare non superi quella supportata, senza danno, dal dispositivo posto a valle e dalle condutture da loro protette (Back Up tra interruttori).
- ✚ Tutte le correnti derivate da un cortocircuito, che si presenti in un punto qualsiasi del circuito devono essere interrotte in un tempo non superiore a quello che porta le condutture alla temperatura limite ammissibile. Per i corto circuiti di durata non superiore a 5 secondi, tempo massimo ammissibile affinché la corrente di corto circuito non porti i conduttori da una temperatura massima ammissibile di servizio ordinario alla massima temperatura limite da loro sopportata. In questa situazione vanno considerate le correnti minime e massime di cortocircuito affinché le sollecitazioni termiche della linea non creino danni al circuito ed in particolare:
  - La sollecitazione termica all'inizio della linea, nel caso i dispositivi di protezione abbiano un potere di interruzione superiore al valore della corrente di cortocircuito presunta possono considerarsi idonei anche per la protezione contro il corto circuito all'inizio della linea.
  - Sollecitazione termica al termine della linea: la corrente minima di cortocircuito al termine della linea deve essere tale da far intervenire la protezione posta a monte (in corrispondenza del tratto magnetico).

È evitata la verifica in quanto le singole linee sono protette contro il sovraccarico e pertanto risulta superfluo il controllo della corrente minima di cortocircuito al termine della linea (Norma CEI 64-8 sezione 5). Per quanto detto (potere di interruzione, corrente minima di cortocircuito in corrispondenza del tratto magnetico...), la combinazione interruttori-cavi, soddisfa anche la condizione:

$$I^2t \leq K^2S^2$$

Dove:

**I** = alla corrente effettiva di cortocircuito in Ampere, espressa come valore efficace;

**t** = tempo in secondi;

**K** = 115 per conduttori in rame isolati in PVC; 135 per i conduttori in rame isolati con gomma ordinaria o butilica;

**S** = sezione del conduttore in mm<sup>2</sup>.

#### 4.7.2 PROTEZIONE DELLE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO PRESUNTE

Sono stati calcolati i valori delle correnti di corto circuito dei quadri elettrici n campo, i valori sono riportati negli schemi elettrici in allegato.

#### 4.7.3 PROTEZIONE CONTRO I SOVRACCARICHI

Questi dispositivi devono essere in grado di interrompere qualsiasi sovracorrente dovuto al sovraccarico dei conduttori del circuito prima che tali correnti possano provocare un riscaldamento nocivo all'isolamento, ai collegamenti, ai terminali o all'ambiente circostante le condutture.

La protezione è attuata mediante il coordinamento tra la conduttura e il dispositivo di protezione posto a monte, in modo da soddisfare le seguenti condizioni:

$$I_B < I_N < I_Z \quad I_F < 1,45 I_Z$$

dove:

**I<sub>B</sub>** è la corrente di impiego del circuito;

**I<sub>N</sub>** è la corrente nominale del dispositivo di protezione;

**I<sub>Z</sub>** è la portata della conduttura;

**I<sub>F</sub>** è la corrente convenzionale di funzionamento dell'interruttore.

Gli schemi elettrici allegati, riportano le caratteristiche elettriche di ciascun ramo. In particolare, è indicato il tipo di conduttura utilizzato, la protezione utilizzata, il valore **I<sub>N</sub>** e la taratura di quest'ultima e la massima corrente sopportabile dal cavo (**I<sub>Z</sub>**).

#### 4.8 DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE

L'impianto di distribuzione si sviluppa partendo dal quadro generale in modo radiale verso i quadri secondari di distribuzione e verso le utenze facenti parte dell'impianto.

Come indicato dalla Norma CEI 64-8 articolo 525, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore non deve essere superiore in pratica al 4% della tensione nominale dell'impianto. Il calcolo delle linee è stato realizzato considerando il 2% quale caduta di tensione. Cadute di tensione più elevate possono essere ammesse per i motori durante periodi di avviamento, o per altri componenti elettrici che richiedono assorbimenti di corrente più elevati, con la condizione che ci si assicuri che le variazioni di tensione rimangano entro i limiti indicati nelle relative Norme CEI.

## 5. PROVE DI ACCETTAZIONE, MONTAGGIO E MESSA IN SERVIZIO DELL'IMPIANTO

### 5.1 COLLAUDO DEI MATERIALI IN CANTIERE

I materiali e/o apparecchiature costituenti l'impianto sono progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento, nonché al **disciplinare descrittivo e prestazionale** allegato al presente progetto.

In particolare, il collaudo dei materiali sarà del tipo visivo-meccanico, prima dell'inizio dei lavori di montaggio, per accertare eventuali rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto, e ad ultimazione dei lavori, per accertarne l'integrità e/o eventuali danneggiamenti o esecuzioni a non "perfetta regola d'arte".

### 5.2 MONTAGGI

I montaggi delle opere meccaniche e delle opere elettriche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

Il montaggio dei moduli fotovoltaici si compone di:

- assemblaggio degli elementi portanti, ottenendo l'allineamento orizzontale e verticale secondo il progetto;
- posa in opera, a mezzo bulloneria, dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno.
- I montaggi elettrici in campo, come indicati sulle specifiche tavole di progetto, sono qui seguito elencate:
  - ✚ Giunzione dei moduli di ciascuna stringa;
  - ✚ Posa dei cavi di interconnessione tra quadri di sottocampo e quadri di condizionamento della potenza, nei rispettivi tubi portacavi;
  - ✚ Posa in opera dei collegamenti alla rete di terra predisposta nell'area.
  - ✚ Posa in opera di sonda irraggiamento e sonde temperatura ambiente e pannelli
  - ✚ Posa in opera del quadro inverter per la produzione energia elettrica;
  - ✚ Posa in opera del quadro elettrico per la protezione della linea derivata da inverter;
  - ✚ Posa in opera della morsettiera fiscale (UTF) per contatore energia elettrica ente distributore;
  - ✚ Posa in opera delle vie cavo per le linee elettriche derivate dai pannelli fotovoltaici;
  - ✚ Posa in opera delle vie cavo per la connessione alla rete di alimentazione utenza in Bassa Tensione;
  - ✚ Posa in opera delle connessioni ai quadri elettrici generale di distribuzione utenze in Bassa Tensione;
  - ✚ Posa in opera dei collegamenti equipotenziali di messa a terra.

Non sono previste opere civili, che esulino dai normali ripristini nei punti di interferenza.

### 5.3 VERIFICA TECNICO FUNZIONALE

L'insieme delle operazioni per la realizzazione del sistema fotovoltaico in progetto si concluderà con la verifica tecnico-funzionale del sistema stesso, la quale consisterà nel controllare, per ciascun impianto:

- la continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- la messa a terra di masse e scaricatori;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- la condizione:  $P_{ca} > 0,75 * P_{nom} * I / I_{STC}$ , ove:
  - $P_{ca}$  è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di condizionamento e controllo della potenza, con precisione migliore del 2%;
  - $P_{nom}$  è la potenza nominale (in kW<sub>p</sub>) del campo fotovoltaico;
  - $I$  è la radianza (in W/m<sup>2</sup>) misurata sul piano dei moduli con precisione migliore del 3% (il valore di detta precisione deve essere debitamente documentato);
  - $I_{STC}$ , pari a 1000 W/m<sup>2</sup>, è la radianza in STC.

Qualora nel corso della misura della potenza attiva ( $P_{ca}$ ) venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli superiore a 40 °C, sarà ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. Le verifiche di cui sopra saranno effettuate, a lavori ultimati, dall'installatore, che dovrà essere in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia e dovrà emettere, per ogni impianto costituente il sistema fotovoltaico installato, una dichiarazione firmata e siglata in ogni parte, che attesti l'esito delle verifiche e la data in cui le già menzionate sono state effettuate.

### 6.CONCLUSIONI

Tutti i lavori, inerenti all'impianto, saranno eseguiti in conformità alle prescrizioni e condizioni stabilite nella presente relazione, e negli elaborati di progetto, tenuto conto peraltro, che dette prescrizioni hanno carattere non limitativo in quanto l'installatore deve effettuare una esecuzione a perfetta regola d'arte, nel rispetto delle vigenti Norme e Leggi, per fornire un complesso perfettamente funzionante. Per tutto ciò che non è stato specificato nella presente relazione tecnica, si dovrà fare riferimento alle Norme, guide CEI e leggi, riportate in precedenza. Qualsiasi variazione rispetto al progetto verrà concordata preventivamente con la Direzione Lavori.

Brindisi, 24 agosto 2022

Ing. Pasquale Melpignano