REGIONE PUGLIA

AREE POLITICHE PER LO SVILUPPO ECONOMICO, IL LAVORO E L'INNOVAZIONE
SERVIZIO COMPETITIVITÀ DEI SISTEMI PRODUTTIVI
UFFICIO AREE INDUSTRIALI E PRODUTTIVE

CONSORZIO ASI
Area Sviluppo Industriale Taranto

RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA
II LOTTO FUNZIONALE
INCUBATORE ASI (EX CISI)

VIA DEL TRATTURELLO TARANTINO N.6, *ZONA P.I.P. - TARANTO*

IMPIANTO FOTOVOLTAICO
PROGETTO ESECUTIVO

TITOLO:	ALLEGATO
RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA	**A02**

PROGETTISTA :
Ing. TEDESCO Pietro

R.U.P. :
Geom. VETTORE Mario

Rev.	**Descrizione**	**Data : 23/06/2017**

Introduzione

La presente relazione tecnica è stata redatta a supporto del lavoro di realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza nominale di 209,00 kWp da realizzare, per conto del Consorzio ASI del Comune di Taranto (TA), nel lotto funzionale, incubatore ASI (ex CISI)" sito in Taranto alla via Del Tratturello Tarantino n. 6, ricadente nel territorio del Comune di Taranto (TA) ubicato nell'area P.I.P. lungo la strada per Martina Franca.

L'impianto sarà del tipo grid-connected e il collegamento alla rete elettrica sarà realizzato in media tensione, la struttura è già dotata di cabina di trasformazione con trasformatori MT/BT. Alla citata cabina verrà sostituito il dispositivo generale con interruttore isolato in SF6 conforme alle prescrizioni della norma CEI 0-16 e interfacciabile con il relè di protezione di interfaccia posto nel quadro elettrico generale del fotovoltaico.

Con la seguente relazione verranno illustrate nel dettaglio le considerazioni che hanno portato alle diverse scelte progettuali le caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali prescelti, nonché i criteri di progettazione degli impianti per quanto riguarda la sicurezza, la funzionalità e l'economia di gestione.

La scelta dei componenti in funzione dei parametri elettrici, delle condizioni ambientali e di utilizzazione, è stata eseguita prendendo come riferimento alcuni componenti commerciali esistenti al fine di poter individuare le caratteristiche necessarie per effettuare i calcoli (ad esempio energia specifica passante ed energia sopportata dalle condutture); ciò non costituisce vincolo per la scelta delle marche di apparecchiature.

Pertanto, qualunque apparecchiatura certificata dalle norme che risponda alle specifiche di capitolato e che sia in grado di garantire la sicurezza ed il funzionamento dell'impianto secondo la regola dell'arte, sarà presa in considerazione; occorrerà comunque comunicare alla Direzione dei Lavori le soluzioni proposte onde verificare la congruenza del coordinamento con i dati di progetto.

Quindi in sede di realizzazione potrà verificarsi a seguito di eventuale diversa disponibilità commerciale dei moduli fotovoltaici attualmente scelti, una variazione delle caratteristiche elettriche dell'impianto, ma senza comportare tuttavia nessun incremento di volumetria, di nuove costruzioni, e di variazione di potenza e costo.

Lo stesso impianto deve essere realizzato seguendo la regola dell'arte in materia, in modo da minimizzare il rischio per l'incolumità delle persone e dei danni alle cose.

In generale l’applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- Produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- Il risparmio di combustibile fossile
- Nessun inquinamento acustico
- Soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettonica o ambientale (es. l’impatto visivo)
- Il possibile utilizzo per l’installazione dell’impianto di superfici marginali (tetti, solai, terrazzi, ecc.)

La successiva domanda di connessione Enel, non ricadente in questa fase, indicherà ai sensi della normativa vigente, il punto di rete a cui si vuole connettere, in cabina già esistente di proprietà del Consorzio.

Requisiti di rispondenza a norme leggi, regolamenti

L'impianto dovrà essere realizzato a regola d’arte, come prescritto dal nuovo DM 22/01/08 N° 37 regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11-quaterdecies, c. 13, lett. a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

Le caratteristiche dell'impianto stesso, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- Alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- Alle prescrizioni e indicazioni della Società distributrice di energia elettrica;
- Alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

1. Criteri adottati per le scelte progettuali

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico in rogetto sono:

- Soddisfazione di massima dei requisiti di base imposti dalla committenza;
- Rispetto delle Leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- Conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- Ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali componenti di levata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- Riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

2. Qualità dei materiali

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione è stato progettato con riferimento a materiali/componenti di fornitori primari, dotati di marchio di qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore, attestanti la loro costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione vigente.

3. Caratteristiche generali dell'impianto

La finalità del progetto è di dotare parte del parcheggio esistente di una copertura a frangisole che sia caratterizzata dalla più alta integrazione architettonica e che contribuisca, con la sua costruzione, ad un abbassamento delle sostanze inquinanti con un effetto positivo sull'ambiente e la popolazione. Per raggiungere lo scopo prefissato la copertura frangisole sarà costituita da moduli fotovoltaici. I pannelli fotovoltaici per parcheggi sono una valida alternativa a soluzioni più comuni come gli impianti su coperture di edifici a uso civile, industriale o commerciale. Caratteristica principale di questi pannelli è il fatto di essere montati su pensiline e tettoie utilizzate al tempo stesso come base dei pannelli e come riparo per automobili, scooter o biciclette. Un'idea tanto semplice quanto funzionale, in grado di valorizzare parcheggi di qualunque dimensione grazie

all'ombreggiamento, alla protezione dagli agenti atmosferici e, non da ultimo, alla produzione di energia elettrica.

L'architettura elettrica del sistema in corrente continua sarà realizzata con serie di moduli fotovoltaici (stringhe) isolate da terra e composte da moduli identici in numero, marca e prestazioni elettriche. Il sistema in corrente continua sarà collegato a più quadri di parallelo stringhe fino al gruppo di conversione composto da un Inverter che convertirà la corrente da continua in alternata, idonea al trasferimento della potenza del generatore fotovoltaico alla rete, secondo la normativa vigente. I terminali di uscita dell'inverter saranno inviati all'interno del quadro di bassa tensione del generatore fotovoltaico.

Il gruppo di misura fiscale, connesso mediante appositi trasformatori, sarà collocato in comparto dedicato.

In tali condizioni la potenza nominale installata in condizioni STC sia di 228,00 kWp, tale scelta di potenza è vincolata alla superficie disponibile. Le caratteristiche principali dell'impianto sono le seguenti:

- Numero totale moduli: 836
- Potenza totale: 209,00 kWp
- Produzione lorda dell'impianto: 228.559,38 kWh/anno

4. Ubicazione e prestazioni del sistema fotovoltaico

4.1. Inquadramento Urbanistico

L'area in cui si intende realizzare il progetto ricade nel territorio del Comune di Taranto, nella zona industriale nella'area P.I.P. lungo la strada per Martina Franca. Inoltre si precisa che l'impianto di progetto e individuato in un area definita dal piano urbanistico vigente come zona a insediamento industriale.

A seguito della sovrapposizione delle carte tematiche di riferimento (PUTT/P, ZPS, SIC, PARCHI) con gli afferenti fogli di mappa catastale è stato possibile riscontrare la totale assenza di interferenze o zone vincolate, interessanti la porzione di terreno in oggetto. In conclusione dall'analisi effettuata il sito in esame si presenta alla realizzazione di un impianto fotovoltaico.

4.2. Area Interessata dall'Impianto

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato nel territorio del comune di Taranto. L'area oggetto di intervento è ubicata nella zona industriale nella'area P.I.P. lungo la strada per Martina Franca, nel lotto funzionale, incubatore ASI (ex CISI)" sito in Taranto alla via Del Tratturello Tarantino n. 6.

Fig. 1: Area di intervento

4.3. Analisi dell'Irraggiamento Solare

Lo studio dell'irraggiamento solare dell'area interessata e fondamentale per il dimensionamento delle componenti dell'impianto e per la determinazione dell'energia producibile nell'anno medio, sulla base della quale vengono effettuate le valutazioni economiche.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Taranto" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di TARANTO (TA) avente latitudine 40°.4728 N, longitudine 17°.2433 E e altitudine di 15 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.10	7.10	11.90	16.50	20.90	23.10	22.80	20.20	14.60	9.80	5.90	4.50

Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Taranto

Fig. 2: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]- Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Taranto

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 4 984.00 MJ/m² (Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Taranto).

4.4. Calcolo della Producibilità

Come si evince dalla tabella seguente si stima una producibilità annua di circa a 245.818,38 kWh/anno.

Località	Taranto
Potenza nominale modulo fotovoltaico	250 Wp
Numero di moduli	836
Potenza nominale impianto	209,00 kWp
Energia utile prodotta dall'impianto	228.559,38 kWh/anno

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:

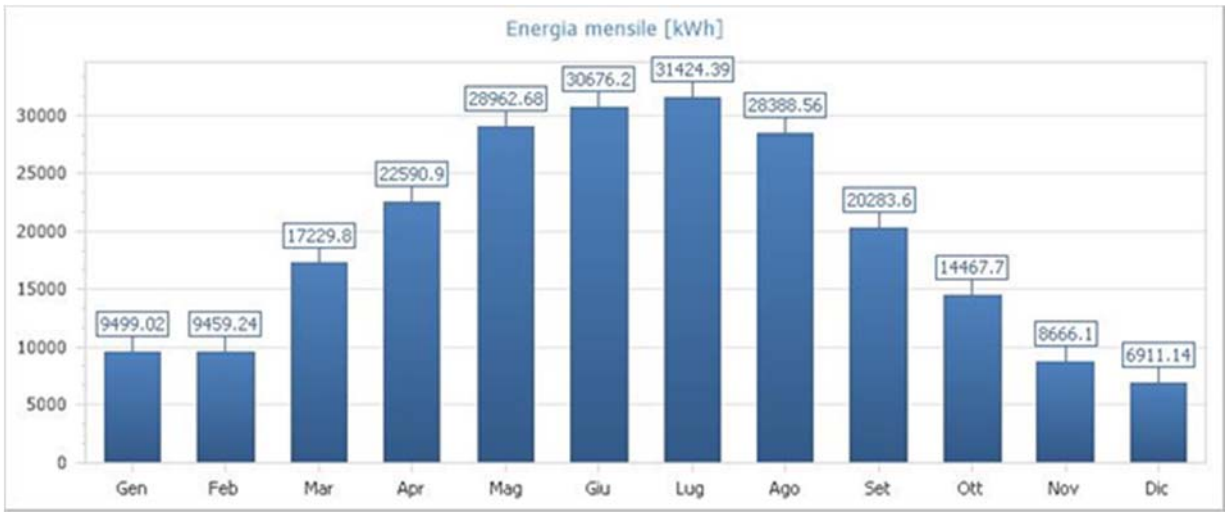


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

5. Descrizione del sistema fotovoltaico

L'intervento previsto nel presente progetto, prevede la fornitura e collocazione di 24 pensiline che garantiranno la copertura di 96 posti auto.

In particolare saranno utilizzati 836 moduli. In tali condizioni la potenza nominale installata in condizioni STC sia di 209,00 kWp, tale scelta di potenza è vincolata alla superficie disponibile.

Le caratteristiche principali dell'impianto sono le seguenti:

- Numero totale moduli: 836
- Potenza totale: 209,00 kWp
- Produzione lorda dell'impianto: 228.559,38 kWh/anno

L'architettura elettrica del sistema in corrente continua sarà realizzata con serie di moduli fotovoltaici (stringhe) isolate da terra e composte da moduli identici in numero, marca e prestazioni elettriche. Il sistema in corrente continua sarà collegato a più quadri di parallelo stringhe fino al gruppo di conversione, composto da inverter che convertirà la corrente da continua in alternata, idonea al trasferimento della potenza del generatore fotovoltaico alla rete, secondo la normativa vigente.

Il generatore fotovoltaico in oggetto (Pn = 209,00 kWp) è composto dal punto di vista da 44 stringhe in parallelo, ognuna composta da 19 moduli fotovoltaici in serie. In totale il campo fotovoltaico è costituito da 836 moduli fotovoltaici a 60 celle policristalline del tipo EXE SOLAR X-Line 250Wp (o equivalente di altra ditta).

Il sistema di conversione dell'energia elettrica corrente continua/corrente è costituito da N.1 Inverter del tipo ELETTRONICA SANTERNO - SUNWAYS 800V TE TG310 - 270 STD (o equivalente di altra ditta).

Le varie stringhe che andranno a comporre il sistema di conversione dell'energia solare, saranno connesse in parallelo in apposite cassette. Per ciascun sottocampo saranno installati un numero opportuno di quadri elettrici di sottocampo in DC, all'interno dei quali saranno cablati i terminali di uscita delle singole stringhe, saranno effettuati i collegamenti di parallelo, nonché saranno installati i dispositivi di protezione lato DC.

In particolare saranno installati N. 4 quadri elettrici di sottocampo in DC, all'interno dei quali saranno cablati i terminali di uscita delle singole stringhe, saranno effettuati i collegamenti di

parallelo, nonché saranno installati i dispositivi di protezione lato DC. Questi quadri saranno predisposti per accogliere i terminali di N. 11 stringhe ciascuna composta da N. 19 moduli in serie.

I terminali di uscita di N. 4 QSC saranno convogliati agli ingressi dell'inverter (l'inverter scelto è caratterizzato da 4 ingressi)

Tutti i componenti del sistema saranno cablati con idonei conduttori per tipologia e sezione, i conduttori in esterno (cablaggio stringhe) saranno in cavo per applicazioni fotovoltaiche di opportuna sezione, mentre i cavi di collegamento fra i quadri di parallelo stringa ed il gruppo di conversione saranno interrati ed avranno sezione adeguata in base alla portata, ed alla distanza. L'impianto fotovoltaico è stato progettato con riferimento a materiali e componenti di fornitori primari, dotati di marchio di qualità, di marchiatura o di autocertificazione del costruttore, attestanti la loro costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione vigente.

I componenti principali del sistema fotovoltaico in oggetto sono:

- Moduli fotovoltaici
- Pensilina fotovoltaica
- Quadri di parallelo CC
- Convertitori CC/CA (INVERTER)
- Cabina elettrica di MT esistente di proprietà
- Cabina di trasformazione/conversione di nuova realizzazione
- Cavi, cavidotti
- Dispositivi di protezione
- Impianto di terra.

5.1. Caratteristiche dei moduli fotovoltaici

Per ottenere la configurazione di impianto precedentemente definita, saranno richiesti 836 moduli fotovoltaici, di potenza nominale pari a 250 Wp. I moduli fotovoltaici scelti sono del tipo Modulo Policristallino EXE SOLAR X-Line 250Wp realizzato in 60 celle policristalline ad alto rendimento, con tolleranze di rendimento positiva garantita di 0 a 5W mediante misurazione singola.

Essi presentano una massima stabilità attraverso il telaio di alluminio Soft Grip con scatola di connessione di alta qualità.

Fig. 4: Modulo Policristallino EXE SOLAR X-Line 250Wp

EXE SOLAR

Impresa dell' ALTO ADIGE

15 ANNI DI GARANZIA

X-LINE

EXP250/156-60
EXP260/156-60
EXP270/156-60

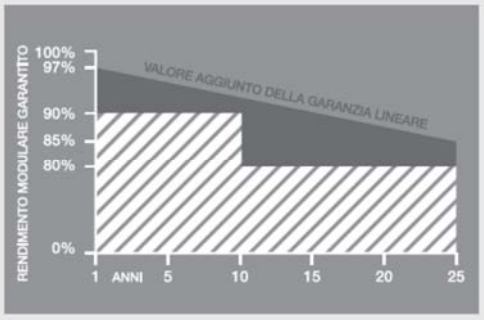
Moduli fotovoltaici 60 celle policristalline ad alto rendimento

- Tolleranza di rendimento positiva garantita di 0...+5Wp mediante misurazione singola
- Carico massimo di neve 8000Pa
- Massima stabilità attraverso il telaio di alluminio Soft Grip
- Scatola di connessione di alta qualità
- **Made in SOUTH TYROL (ITALY)**

15 anni di garanzia del produttore

25 anni di garanzia sul rendimento lineare

Classe 1 reazione al fuoco



X-LINE
Policristalline 60 celle

Modello	EXP 250/156-60	EXP 260/156-60	EXP 270/156-60
Potenza nominale Pmpp	250Wp	260Wp	270Wp
Tensione nominale Umpp	30,70V	30,92V	31,12V
Corrente nominale Impp	8,18A	8,43A	8,71A
Corrente di cortocircuito Isc	8,41A	9,01A	9,25A
Tensione a vuoto Uoc	37,80V	38,00V	38,21V
Tasso di rendimento del modulo	15,59%	15,98%	16,60%

Caratteristiche elettriche (in condizioni standard di collaudo (STC) irraggiamento 1000 W/m2 spettro AM 1,5 con temperatura della cella 25°C)

Struttura	
Lato anteriore	Vetro bianco temperato antiriflesso da 3,2mm
Celle	60 celle policristalline di elevata efficienza 156x156 mm di 6" -4BB
Lato Posteriore	Pellicola multipla
Telaio	Telaio in alluminio argento anodizzato da 40 mm

Caratteristiche meccaniche	
LxPxA	1650x992x40mm
Peso	19,5 kg con telaio

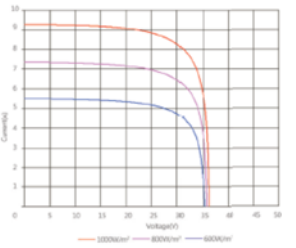
Collegamento	
Scatola di collegamento	Classe di protezione IP 67 (3 diodi bypass)
Linea/Cavo	110 cm / 4 mm²
Sistema di connessione	Connettore IP67

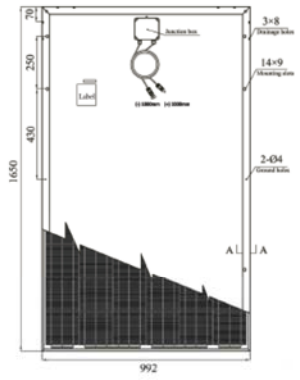
Valore limite	
Tensione di Sistema	1000VDC
NOCT*	45°C +/- 2K
Carico massimo	5400 N/m² testato a 8000 Pa
Alimentazione inversa IR	16,0 A

*NOCT, intensità di radiazione 800W/m², AM 1,5, velocità del vento 1m/s, Temperatura 20°C

Coefficiente di temperatura	
Tensione Uoc	-0,30%K
Corrente ISC	+0,04%K
Potenza Pmpp	-0,42%K

EXE Srl
Via Negrelli 15
39100 Bolzano (BZ)
T +39 0471 054672
F +39 0471 089962
info@exesolar.com
www.exesolar.com





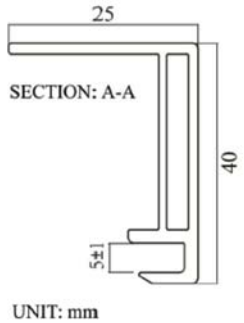


Figura 5: Datasheet Modulo Policristallino EXE SOLAR X-Line 250Wp

5.2. Caratteristiche delle Strutture di appoggio e supporto dei moduli fotovoltaici

La pensilina fotovoltaica è una struttura a falda unica che svolge il ruolo di tettoia o di copertura e, ricoperta con pannelli fotovoltaici, consente la produzione di energia elettrica. L'intervento previsto nel presente progetto, prevede la fornitura e collocazione di 24 pensiline che garantiranno la copertura di 96 posti auto. Esse avranno una struttura modulare composta da profili in HEA. L'ancoraggio delle pensiline avverrà tramite piastre in acciaio, ad idonei plinti in cemento armato opportunamente predisposti su pali di fondazione in cemento armato.

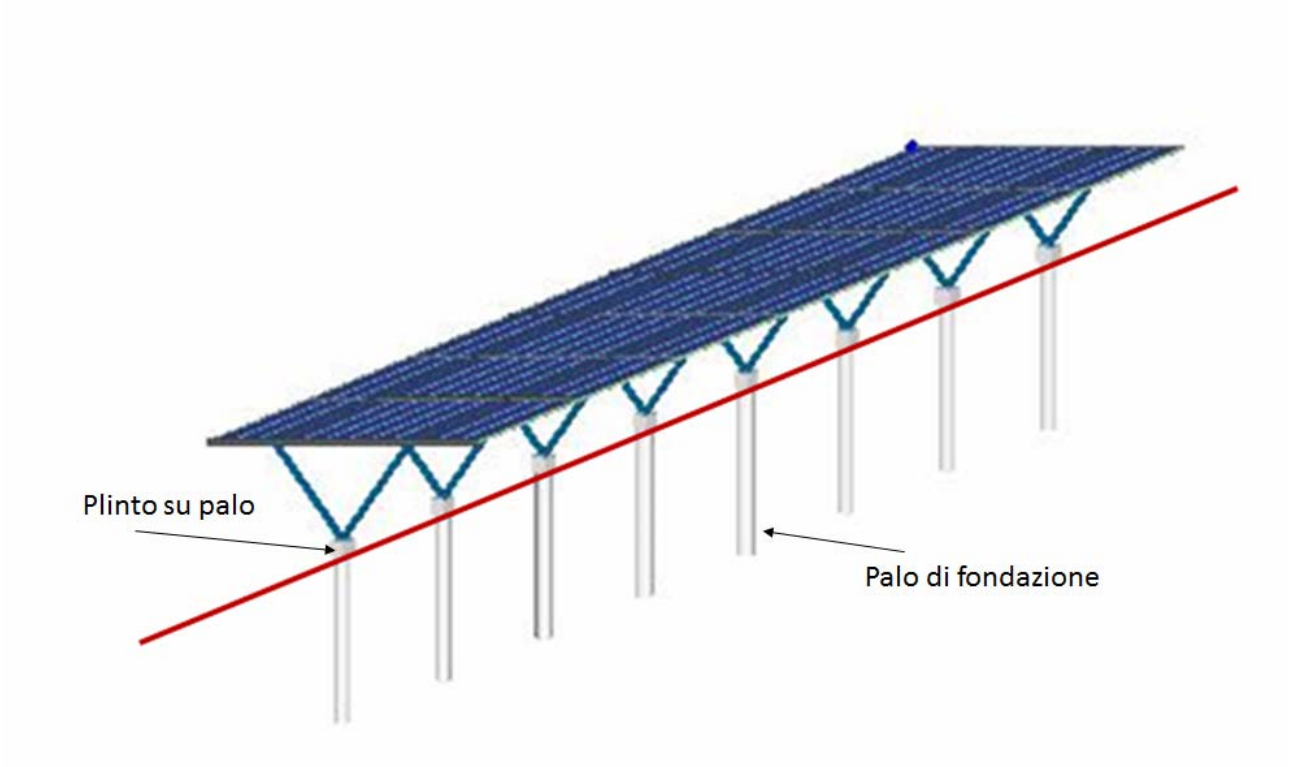


Figura 5: pensilina fotovoltaica

Per la verifiche strutturali della fondazione e delle opere in elevazione si rimanda alla specifica Relazione di calcolo allegata al presente documento.

5.3. Quadri di Sottocampo (Quadri di parallelo stringa)

Le varie stringhe che andranno a comporre il sistema di conversione dell'energia solare, saranno connesse in parallelo in apposite cassette. Per ciascun sottocampo saranno installati un numero opportuno di quadri elettrici di sottocampo in DC, all'interno dei quali saranno cablati i terminali di uscita delle singole stringhe, saranno effettuati i collegamenti di parallelo, nonché saranno installati i dispositivi di protezione lato DC. I quadri di parallelo provvederanno:

- al parallelo elettrico delle stringhe afferenti tramite scatole in Pvc;
- alla protezione elettrica delle stringhe da sovratensione indotta tramite limitatori (scaricatori).

Il montaggio di ogni componente sarà tale da impedire contatti accidentali con parti in tensione come richiesto dalle norme vigenti. La disposizione dei cavi elettrici in arrivo ai suddetti quadri dovrà permettere la facile sostituzione di ogni pannello con il sezionamento di ciascuna stringa, realizzato con sezionatori adatti all'uso fotovoltaico. Le apparecchiature contenute saranno:

- scaricatori di sovratensione per la protezione contro le scariche atmosferiche;
- sezionatori tripolari;
- diodo di protezione in serie al sezionatore;
- sezionatore di uscita verso inverter in corrente continua;

Il quadro elettrico sarà certificato e marchiato secondo le norme CEI.

In particolare saranno installati N. 4 quadri elettrici di sottocampo in DC, all'interno dei quali saranno cablati i terminali di uscita delle singole stringhe, saranno effettuati i collegamenti di parallelo, nonché saranno installati i dispositivi di protezione lato DC. Due di questi quadri saranno predisposti per accogliere i terminali di N. 13 stringhe ciascuna composta da N. 19 moduli in serie. Due di questi quadri saranno predisposti per accogliere i terminali di N. 11 stringhe ciascuna composta da N. 19 moduli in serie. Ciascuna stringa fotovoltaica sarà dotata di:

In particolare:

- n° 4 quadri elettrici di sottocampo in DC (QSC), per accogliere i terminali di N. 11 stringhe, del tipo tipo CS-SP (A)-16-600V o similari (Vstringa = 583,00 V, Istringa = 8,18 A x 11 stringhe in parallelo = 89,98 A)

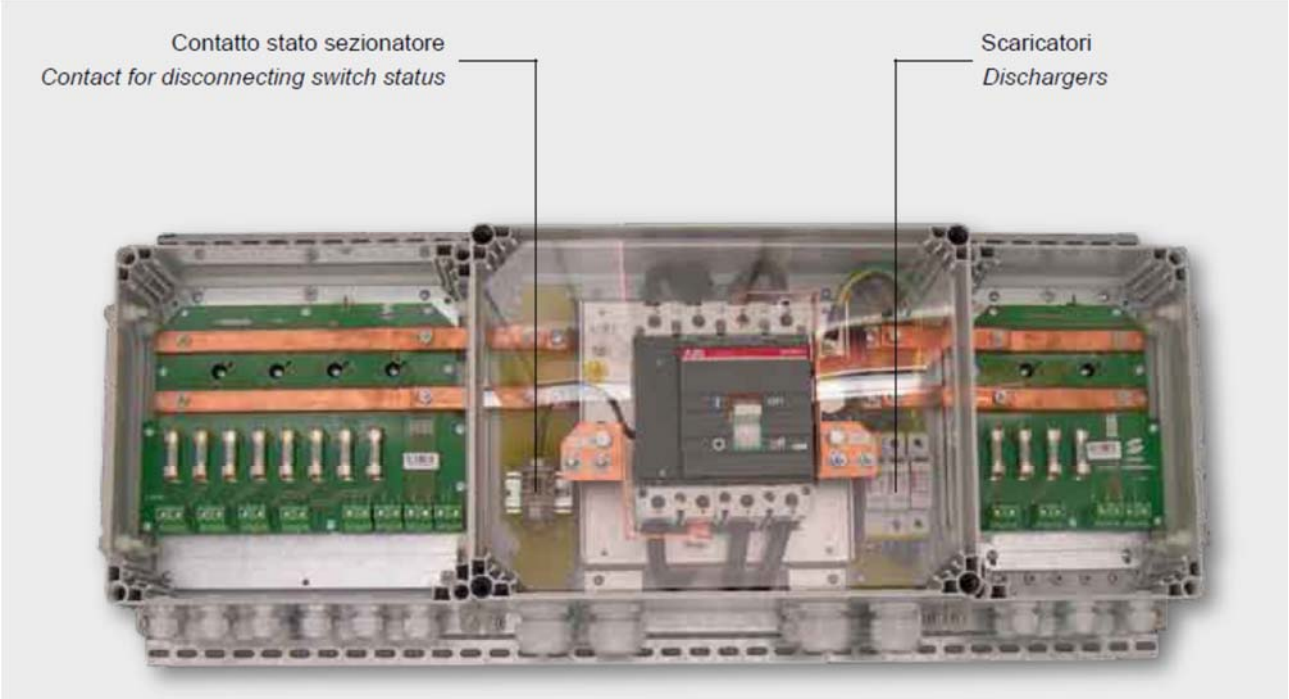


Figura 6: Quadro parallelo 12 stringhe

5.4. Gruppo di conversione (Inverter)

Si tratta di un inverter del ELETTRONICA SANTERNO - SUNWAYS 800V TE TG310 - 270 STD

Progettati per installazioni di medie dimensioni su coperture esterne, gli inverter SUNWAY TG offrono tecnologia al vertice della gamma che garantisce la massima densità di potenza e affidabilità.

La gamma di prodotti SUNWAY TG consente la configurazione ottimale di installazioni FV di medie e grandi dimensioni, riducendo al minimo i costi di impianto e massimizzando la resa. Presentano:

- Elevatissima efficienza di conversione con singolo stadio di conversione di potenza, ottimizzato per la massima riduzione delle perdite.
- Struttura modulare e industrializzazione delle cabine per la massima affidabilità e facile accesso a tutti i componenti, con conseguente manutenzione semplificata e riparabilità in opera.
- Caratteristiche di rete interattive: LVRT, controllo di potenza reattiva, controllo in feedback di frequenza e tensione in conformità con gli standard europei mondiali più avanzati.
- Protezione integrata lato CC garantita da sezionatore con bobina di sgancio.

- Protezione integrata contro errori di cablaggio lato CC.
- Monitoraggio attivo integrato di isolamento CC (monitoraggio di isolamento CA disponibile come optional).
- Protezione integrata lato CA con distacco automatico al sezionatore
- Integrazione con Portale SunwayPortal per accesso via internet ai dati di produzione. Monitoraggio a distanza e controllo tramite sistemi standard SCADA.
- Modbus integrato su RS485 e TCP-IP su connessione dati Ethernet.
- Ingressi integrati per sensori ambientali.
- Compatibile con moduli fotovoltaici che richiedono il collegamento a massa di un polo (positivo o negativo - opzionale).
- Contatore di energia integrato (opzionale).
- Misura in linea del rendimento di conversione (opzionale).
- Conforme AEEG 84/12 (CEI 0-16).

Figura 7: Inverter SUNWAYS 800V TE TG310 - 270 STD

DATI GENERALI

Marca	ELETTRONICA SANTERNO
Modello	SUNWAYS 800V TE TG310 - 270 STD
Tipo fase	Trifase

INGRESSI MPPT

N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	415.00	760.00	880.00	532.80

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA	
Potenza nominale [W]	238 600
Tensione nominale [V]	270
Rendimento max [%]	98.40
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	50/60
Rendimento europeo [%]	97.90

CARATTERISTICHE MECCANICHE	
Dimensioni LxPxH [mm]	1800X2270X800
Peso [kg]	970.00

SUNWAY™ TG 800V TE STD
STANDARD

Caratteristiche tecniche *Technical features*	**TG300 - 270 STD**	**TG300 - 310 STD**	**TG310 - 270 STD**	**TG310 - 310 STD**
Ingresso DC *DC input*				
Potenza di picco suggerita del campo fotovoltaico (1) *Suggested PV field peak power (1)*	244 kW	280.112 kW	291.092 kW	334.28 kW
Potenza nominale di ingresso in CC *Rated DC input power*	206 kW	236.7 kW	246 kW	282.5 kW
Massima tensione a vuoto del campo *Max. Open-circuit voltage*	880 V	880 V	880 V	880 V
Massima corrente di ingresso in CC *Max. DC input current*	446.6 A	446.6 A	532.8 A	532.8 A
DC Parallel incluso *DC Parallel included*	No	No	No	No
Max numero di ingressi DC (pos+neg) *Max number of DC inputs (pos+neg)*	4 + 4	4 + 4	4 + 4	4 + 4
Range di tensione campo fotovoltaico *PV field voltage range*	415 ÷ 760 V	476 ÷ 760 V	415 ÷ 760 V	476 ÷ 760 V
Uscita AC *AC output*				
Potenza nominale *Rated power*	200 kVA @ 40°C	229.6 kVA @ 40°C	238.6 kVA @ 40°C	274 kVA @ 40°C
Tensione di rete nominale *Rated grid voltage*	270 V	310 V	270 V	310 V
Corrente nominale d'uscita AC *Rated AC output current*	427.7 A	427.7 A	510.3 A	510.3 A
Frequenza nominale di rete *Rated grid frequency*	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Standard Cos φ *Standard Cos φ*	1 (0.9 lead/lag)	1 (0.9 lead/lag)	1 (0.9 lead/lag)	1 (0.9 lead/lag)
Distorsione armonica (THD) *Total Harmonic Distorsion (THD)*	<3 %	< 3%	<3 %	< 3%
Efficienza *Efficiency*				
Rendimento massimo *Max Efficiency*	98.4 %	98.5 %	98.4 %	98.5 %
Rendimento europeo *EU Efficiency*	97.8 %	98.0 %	97.9 %	98.0 %
Dati generali *General data*				
Dimensioni (LxAxP) mm *Dimensions (WxHxD) inches*	1800x2270x800 70.7''x89.2''x31.4''	1800x2270x800 70.7''x89.2''x31.4''	1800x2270x800 70.7''x89.2''x31.4''	1800x2270x800 70.7''x89.2''x31.4''
Peso *Weight*	970 kg 2134 libs	970 kg 2134 libs	970 kg 2134 libs	970 kg 2134 libs
Temperatura di funzionamento *Operating temperature range*	-25 ÷ 62 °C -13 ÷ 143.6 °F	-25 ÷ 62 °C -13 ÷ 143.6 °F	-25 ÷ 62 °C -13 ÷ 143.6 °F	-25 ÷ 62 °C -13 ÷ 143.6 °F
Umidità relativa *Relative humidity*	95% non-condensing	95% non-condensing	95% non-condensing	95% non-condensing
Livello rumore @ 1m *Noise emission @ 1m*	75 dB(A)	75 dB(A)	75 dB(A)	75 dB(A)
Tensione isolamento verso terra e tra ingresso ed uscita *Insulation voltage to ground and between input and output*	2.5 kV	2.5 kV	2.5 kV	2.5 kV
Grado di protezione *Degree of protection*	IP44	IP44	IP44	IP44
Sistema di raffreddamento *Cooling system*	Ventilazione forzata Forced air	Ventilazione Forzata Forced air	Ventilazione forzata Forced air	Ventilazione Forzata Forced air
Consumo aria fresca *Fresh air consumption*	3250 m³/h	3250 m³/h	3250 m³/h	3250 m³/h
Dispositivi di protezione *Protective device*				
Protezioni da sovratensioni SPD *Overvoltage SPD protection*	DC Side: Yes AC Side: Optional	DC Side: Yes AC Side: Optional	DC Side: Yes AC Side: Optional	DC Side: Yes AC Side: Optional
Protezione Termica *Thermal protection*	Integrated	Integrated	Integrated	Integrated
Rilevamento Guasto a terra *Ground fault monitoring*	Yes	Yes	Yes	Yes
Perdite *Losses*				
Perdite in fase di stop *Stop mode losses*	20 W	20 W	20 W	20 W
Perdite ausiliari *Auxiliary consumption*	70 W	70 W	70 W	70 W
Perdite sistema di ventilazione *Fan losses*	750 W	750 W	750 W	750 W
Conformità alle normative *Standard compliance*				
Standard EMC ed EMI *EMC and EMI standards*	IEC 61000-6-4 / IEC 61000-6-2 IEC 61000-6-3 / IEC 61000-6-1			
Standard sulle Armoniche di rete *Grid Harmonic standards*	IEC 61000-3-2 IEC 61000-3-12			
Standard di sicurezza *Safety Standard*	EN50178, IEC 62109-1, IEC 62109-2			
Normative allaccio rete *Grid standard*	CEI 0-16, A.70, BDEW, Arrêté du 23 Avril 2008 RD 1699/2011, RD 661/2007, CQC, IEEE 1547			

Nota/Note: (1) I valori riportati non rappresentano un limite fisico dell'inverter, ma solo un riferimento per il dimensionamento in potenza del generatore. Per dimensionamenti con Ppk/Pac (Potenza di picco Potenza nominale) maggiore del 130% consultare la divisione pre-sales di Santerno - *The values do not represent a physical limit of the inverter but only a reference for the dimensioning of the generator. For specific requirements of the Ppk / Pac (Peak Power / Rated Power) ratio greater than 130%, please refer to Santerno pre-sales department.*

Figura 8: Datasheet Inverter - SUNWAYS 800V TE TG310 - 270 STD

5.5. Cabina di consegna e ricezione

La struttura è già dotata di cabina di consegna e ricezione, pertanto il collegamento alla rete elettrica nazionale dell'impianto in oggetto avverrà in MT sfruttando la cabina esistente. La cabina di Consegna/Ricezione e costituita da tre vani, uno ad uso esclusivo dell'entedistributore, uno ad uso dell'ente distributore e dell'utente auto produttore che contiene le apparecchiature di misura dell energia, ed uno ad uso esclusivo dell'utente produttore, che contengono il DISPOSITIVO GENERALE con relativo rele di protezione generale.

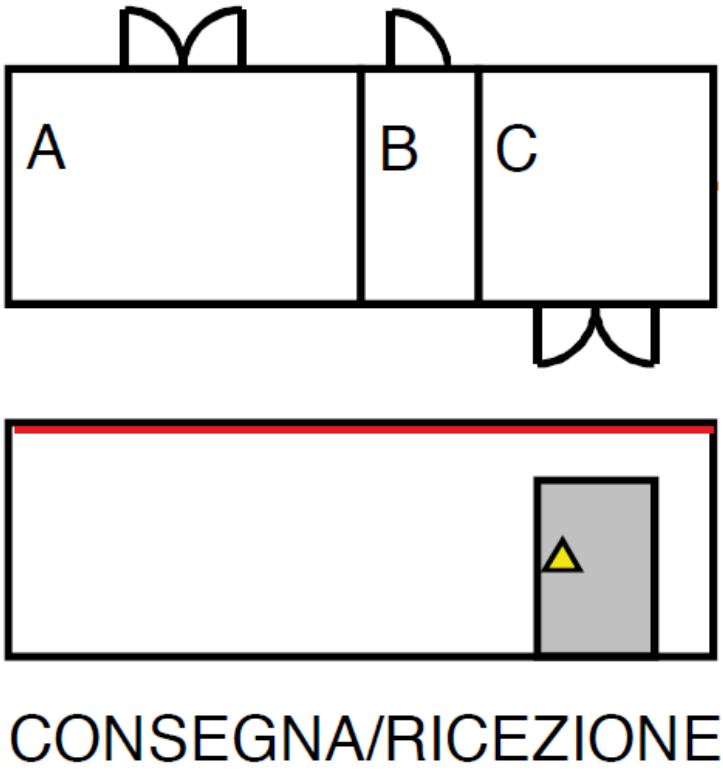


Figura 9: schema cabina di consegna esistente

- A: Locale consegna gestore di rete Quadro elettrico per servizi ausiliari tipo DY3016/1 con trasformatore di isolamento.
- B: Locale misure Contatore nel punto di connessione.
- C: Locale utente Quadro MT

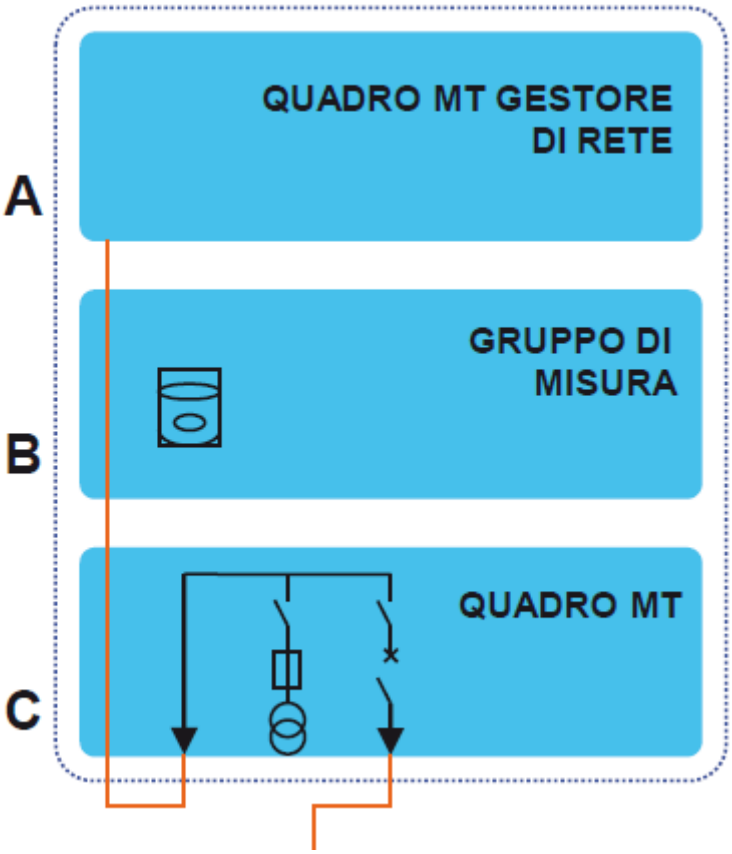


Figura 10: schema cabina di consegna esistente

Alla citata cabina verrà sostituito il dispositivo generale con interruttore isolato in SF6 conforme alle prescrizioni della norma CEI 0-16 e interfacciabile con il relè di protezione di interfaccia posto nel quadro elettrico generale del fotovoltaico.

Inoltre è previsto un contatore fiscale per la misurazione dell'energia immessa e prelevata dalla rete del tipo teleleggibile e rispondente alle specifiche richieste del Distributore Locale. Questo contatore viene montato nel locale misure, sul punto di connessione in MT, da precisare che tale contatore viene montato e gestito a cura del Distributore Locale.

5.6. Cabina di trasformazione e conversione di nuova realizzazione

Trattasi di cabine prefabbricate in conglomerato cementizio la cui armatura metallica realizza una maglia equipotenziale di terra omogenea su tutta la struttura, che successivamente collegata

all’impianto di terra protegge le apparecchiature interne da sovratensioni atmosferiche e limita a valori trascurabili gli effetti delle tensioni di passo e contatto.

Le cabine sono corredate di un basamento con le stesse caratteristiche dell’involucro la cui pianta ha le stesse dimensioni della cabina. Il basamento viene fornito con lo scopo di costituire una valida piattaforma su cui posare la cabina e di consentire un comodo ingresso dei cavi. A tale scopo nelle pareti è ricavata una serie di fori a rottura prestabilita.

Il terreno dovrà essere opportunamente preparato mediante scavo e disponendo su di esso ghiaia drenante su cui appoggiare il basamento.

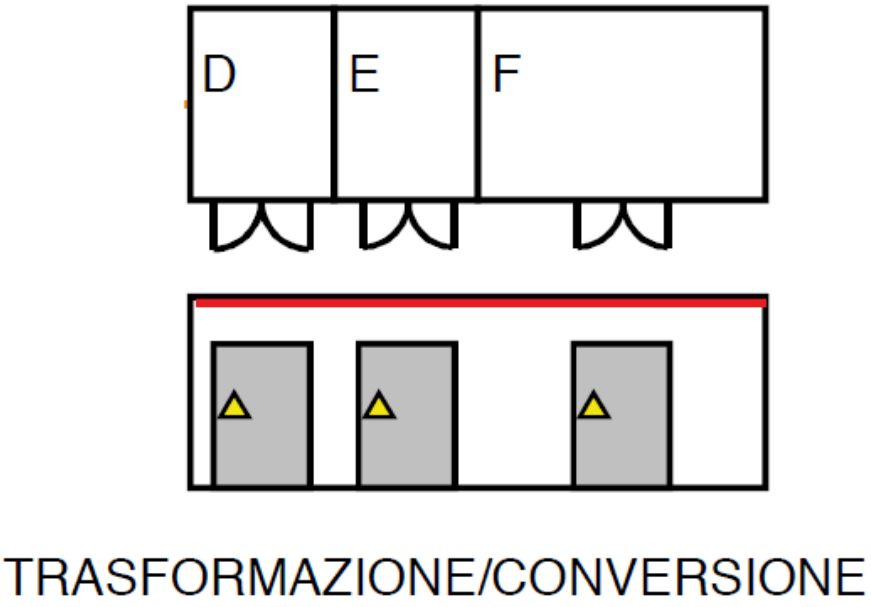


Figura 11: schema cabina di trasformazione/conversione

- D: Locale protezione trasformatore Quadro MT 24kV-630A-16kAx1s composto da due unità per la connessione tra le cabine di consegna/ ricezione e trasformazione/conversione. Quadro BT circuiti ausiliari di cabina
- E: Locale trasformatore Trasformatore MT/BT 24kV/400V 500kVA con isolamento in resina epossidica.
- F: Locale inverter Contatore energia prodotta. Quadro generale BT dell’impianto fotovoltaico, che è situato dopo l'inverter, in tale quadro sarà installato l’interruttore di protezione della linea in ingresso dell’inverter di impianto, l’interruttore generale motorizzato sul quale agirà la Protezione di Interfaccia e la partenza per il trasformatore

BT/MT. La protezione di Interfaccia sarà rappresentata da un relè con le protezioni di minima e massima frequenza (81) e minima e massima tensione (27 e 59), questa agirà direttamente sul comando di apertura dell'interruttore generale della sezione Generatore Fotovoltaico. Si prevede inoltre l'installazione del contatore dell'energia elettrica prodotta dal Generatore Fotovoltaico

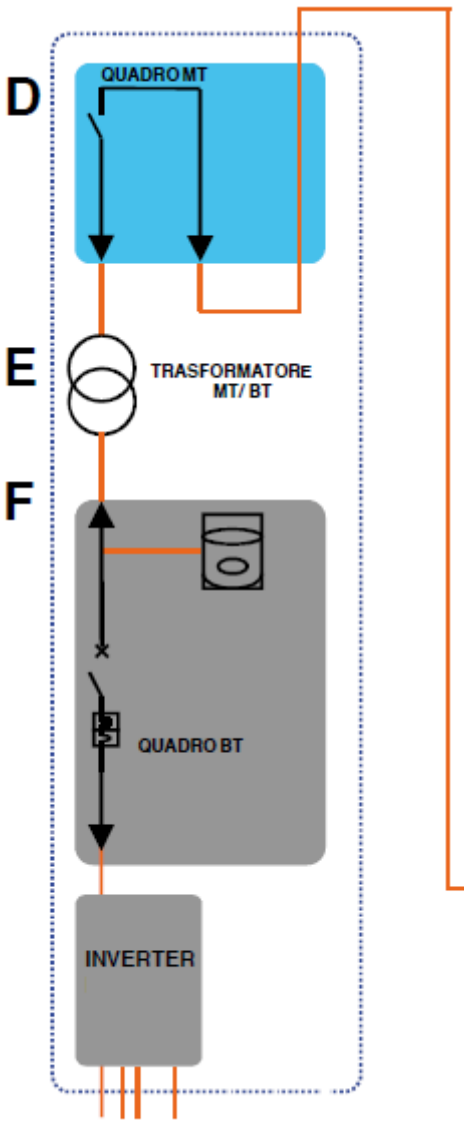


Figura 12: schema cabina di trasformazione/conversione

La cabina è di tipo prefabbricato monoblocco in cemento armato vibrato accoppiate a vasche di fondazione prefabbricate poggiate su uno strato di 10 cm di sabbia compattata. La compartimentazione (pareti, solaio e pavimento) è costituita da pannelli in calcestruzzo di spessore

pari a 8 cm equipaggiati con un'armatura interna costituita da doppia rete elettrosaldata e da ferro nervato. Tale soluzione comporta il notevole vantaggio di limitare al minimo le opere edili classiche e di consentire la rimozione del monoblocco e una sua reinstallazione in altro luogo. Dal punto di vista statico la copertura è dimensionata in modo da sopportare sovraccarichi accidentali di 400Kg/mq. La pavimentazione invece è dimensionata in modo da sopportare un carico permanente di 500Kg/mq e carichi concentrati dell'entità delle apparecchiature alloggiate. L'impermeabilizzazione della struttura è garantita grazie all'uso di calcestruzzo additivato con componente impermeabilizzante e superfluidificante e tramite il trattamento della superficie esposta all'esterno con una mano di Primer e con la successiva applicazione a caldo di una guaina bituminosa (spessore 4mm). Le pareti esterne saranno protette dagli agenti atmosferici mediante tinteggiatura con pitture al quarzo e si eviterà che parti della struttura di sollevamento o montaggio rimangano esposte a fenomeni di ossidazione.

La fondazione prefabbricata in c.a.v. interrata, è costituita da una o più vasche unite, armate con tondini di acciaio FeB 44 K, gettate con calcestruzzo dosato 400kg/mc di cemento tipo 525 e di dimensioni uguali a quelle esterne del box e di altezza variabile da 60cm fino a 100cm a seconda della tipologia impiegata.

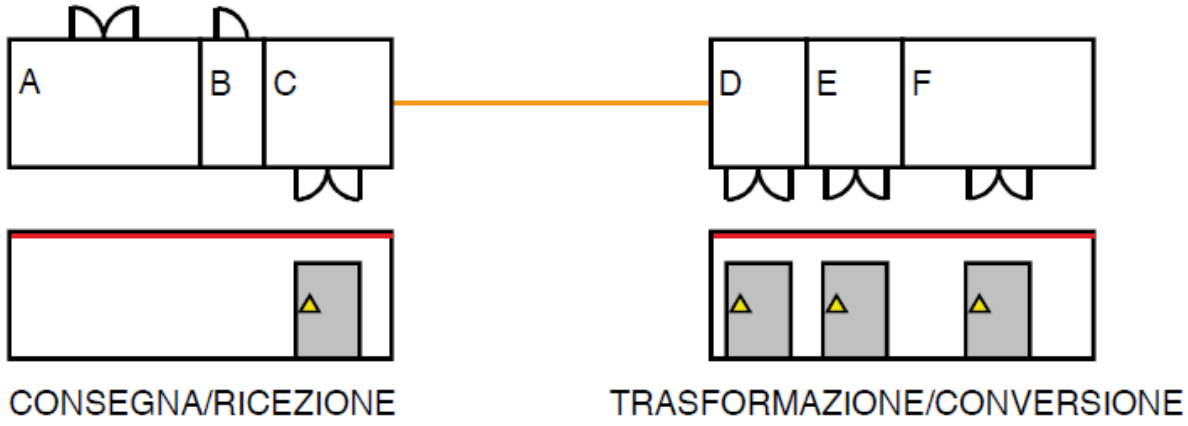
Figura 13: esempio fondazione cabina

Per l'entrata e l'uscita dei cavi vengono predisposti nella parete della vasca dei fori a frattura prestabilita, idonei ad accogliere le tubazioni in pvc contenente i cavi, gli stessi fori appositamente flangiati possono ospitare dei passa cavi a tenuta stagna; entrambe le soluzioni garantiscono comunque un grado di protezione contro le infiltrazioni anche in presenza di falde acquifere.

L'accesso alla vasca avviene tramite una botola ricavata nel pavimento interno del box; sotto le apparecchiature vengono predisposti nel pavimento dei fori per permettere il cablaggio delle stesse. Per il posizionamento della vasca prefabbricata viene realizzato uno scavo che varia dai 65cm ai 100cm di profondità a seconda della tipologia di cabina che s'intende utilizzare, lo sbancamento è eseguito per un'area di 1m oltre l'ingombro massimo della cabina in tutti i lati, questo per

consentire la realizzazione dell'impianto di terra esterno secondo quanto previsto dalle specifiche Enel.

5.7. Collegamento cabina Consegna/Ricezione con la cabina di Trasformazione/conversione



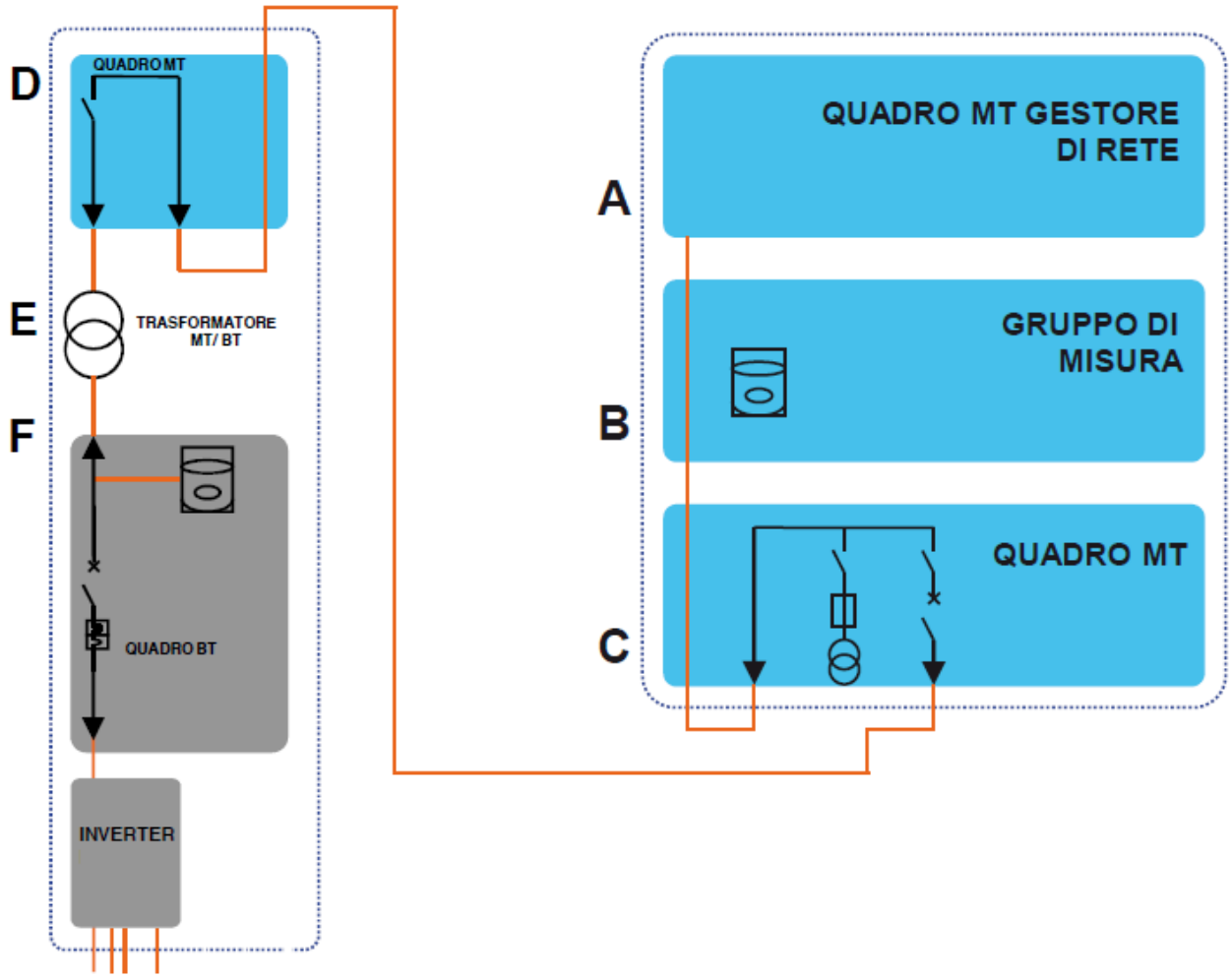


Figura 14: collegamento cabina di trasformazione/conversione con la cabina esistente di ricezione/consegna

5.8. Cablaggio

Tutti i componenti del sistema saranno cablati con idonei conduttori per tipologia e sezione, i conduttori in esterno (cablaggio stringhe) saranno in cavo per applicazioni fotovoltaiche di opportuna sezione, mentre i cavi di collegamento fra i quadri di parallelo stringa ed il gruppo di conversione saranno interrati fino ad un profondità di circa 1 metro ed avranno sezione adeguata in base alla portata, ed alla distanza. Il cablaggio all'interno dei locali di alloggiamento convertitori e della cabina MT sarà eseguito concordemente alle normative vigenti in materia.

I moduli verranno connessi tra di loro mediante cavo FG21M21 tipo Solar Cable specifici per generatori fotovoltaici, che connettono in serie i moduli fotovoltaici per comporre una stringa e che conducono tale stringa alla cassetta di parallelo avranno opportuna sezione. La caduta di tensione che si determina sarà minore del 2%. I conduttori verranno posati in canalette zincate di opportuna sezione.

Figura 15: cavi del tipo FG21M21

In uscita dalle cassette di parallelo stringa verranno posati cavi FG7OR di opportuna sezione. Il percorso dei conduttori dalle cassette di parallelo sino all'alloggio degli inverter sarà fatto in tubo in PVC interrato di adeguato diametro. I conduttori provenienti dalle cassette di parallelo stringa verranno connessi in parallelo e connesse a ciascun convertitore statico. La breve tratta tra il quadro di parallelo dei quattro inverter e il trasformatore elevatore verrà effettuato con cavo FG7OR posato in passerella o interrato.

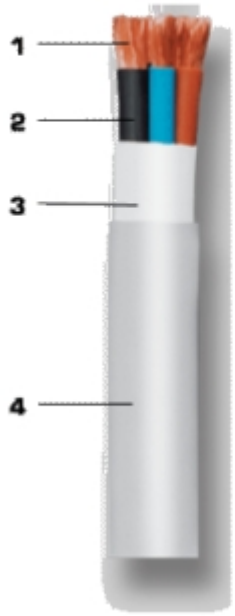
FG7OR-0,6/1kV NPI	IEC 60502.1 IEC 332.3 UNEL 35375 CEI 20-13 CEI 20-22 II
	1 Conduttore: Rame rosso a corda flessibile rotonda
	2 Isolante: Gomma HEPR qualità G7 ad alto modulo
	3 Guaina interna (ove richiesta): Riempitivo antifiamma
	4 Guaina esterna: PVC qualità Rz antifiamma - Colore Grigio RAL 7035
	Tensione di Esercizio 0,6 / 1 [KV]
	Tensione di Prova 4 [KV]
	Temp. minima Ambiente: -30[°C] (DC)
	Temp massima di esercizio:+90[°C]
	Temp. minima di Posa: 0[°C]
	Temp. di Corto Circuito 250[°C]
	Min. raggio di curvatura: 4XD (DC)

Figura 16: cavi del tipo FG7Or

Il cavo di media tensione, a valle del trasformatore, fino al sistema di misura dell'energia prodotta, sarà di tipo RG7H1R schermato.

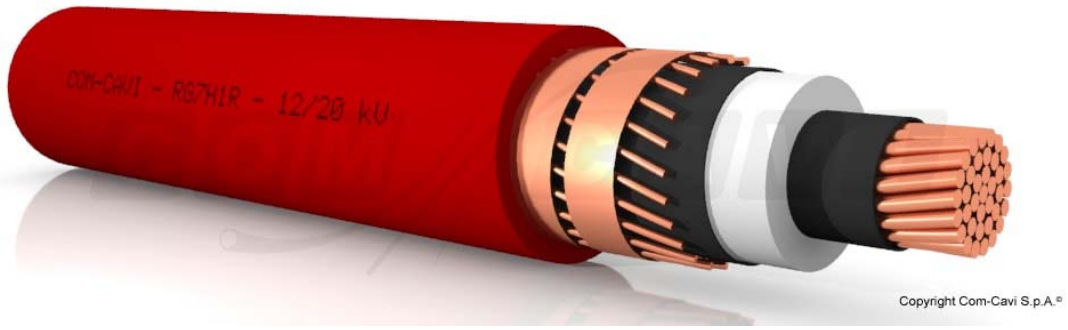


Figura 15: cavi del tipo FG7H1R

I conduttori impiegati nell' esecuzione degli impianti saranno contraddistinti dalle colorazioni previste dalla normativa vigente. In particolare i conduttori di neutro e di protezione saranno contraddistinti rispettivamente con il colore blu chiaro e con il bicolore giallo-verde. I conduttori di fase, saranno contraddistinti in modo univoco, in tutto l'impianto, dai colori: nero, grigio cenere, marrone.

La scelta delle sezioni dei cavi è effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle Tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 3%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Tutti i cavi appartenenti ad uno stesso circuito seguiranno lo stesso percorso e saranno quindi infilati nella stessa canalizzazione, cavi di circuiti a tensioni diverse saranno inseriti in tubazioni separate e faranno capo a scatole di derivazione distinte; qualora facessero capo alle stesse scatole, queste avranno diaframmi divisori. I cavi che seguono lo stesso percorso ed in special modo quelli posati nelle stesse tubazioni, verranno chiaramente contraddistinti mediante opportuni contrassegni applicati alle estremità. Il collegamento dei cavi in partenza dai quadri e le derivazioni degli stessi cavi all'interno delle cassette di derivazione saranno effettuate mediante appositi morsetti. I cavi non trasmetteranno nessuna sollecitazione meccanica ai morsetti delle cassette, delle scatole, delle prese a spina, degli

interruttori e degli apparecchi utilizzatori. I terminali dei cavi da inserire nei morsetti e nelle apparecchiature in genere, saranno muniti di capicorda oppure saranno stagnati.

5.9. Canalizzazioni

Tutte le condutture di bassa tensione interrate dovranno essere realizzate con canalizzazioni in tubo corrugato del tipo armato. I cavi installati all'interno di tubi devono poter essere sfilati agevolmente. Non sono ammesse giunzioni all'interno di tubazioni e canali.
I tubi corrugati interrato saranno posati ad una profondità di 0,8 metri, se non diversamente indicato, seguendo gli schemi dei disegni allegati. I tubi dovranno essere posati su un letto di posa in sabbia o terra vagliata per evitarne il danneggiamento. Tale strato può essere poi ricoperto dalla terra di risulta dello scavo.

Figura 18: tubazione portacavi interrata

5.10. Impianto di terra

Gestendo il generatore come un sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra, la norma CEI 64-8 prescrive il controllo dell'isolamento del sistema DC tramite un controllore continuo dell'isolamento verso terra il quale deve segnalare con un segnale acustico e/o visivo il verificarsi di un primo guasto verso terra senza interrompere il circuito e quindi il servizio dando agli operatori la possibilità di intervenire in maniera tempestiva nella ricerca ed eliminazione del guasto. Deve comunque essere soddisfatta la condizione che la corrente di primo guasto a terra non deve essere

tale che, circolando nel dispersore di terra cui sono collegate le masse, dia luogo a tensioni superiori ai 50 V, indipendentemente dal tempo. Si raccomanda comunque di interrompere il circuito e quindi il servizio nella suddetta eventualità e di individuare e risolvere il primo guasto al fine di scongiurare i pericoli derivanti da un secondo guasto, potenzialmente pericoloso anche se il generatore è stato sezionato.

In accordo con la Norma CEI 64-8, la protezione è assicurata mediante l'utilizzo di componenti elettrici in classe II e di componenti in Classe I abbinati ad un sistema di interruzione automatica dell'alimentazione.

In particolare saranno di Classe II:

- tutti gli involucri in materiale plastico dei componenti a vista
- le condutture realizzate in cavo H07RN-F ed FG7OR indipendentemente dal tipo di posa i moduli fotovoltaici

La protezione dai contatti indiretti per interruzione automatica dell'alimentazione è realizzata mediante interruttori automatici magnetotermici differenziali.

Deve essere soddisfatta la relazione

$RA*IA \leq 50$

dove:

- RA è la somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse in Ohm
- IA è la corrente che provoca il funzionamento del dispositivo automatico di protezione in Ampere che, nel caso di dispositivo di protezione a corrente differenziale, coincide con la corrente nominale differenziale Id.

L'impianto di terra a cui verranno connesse le masse del generatore fotovoltaico corrisponde all'impianto di terra attualmente esistente.

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

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, scaricatori di tensione, trasformatore) saranno rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella del trasformatore BT/MT, a sua volta messo a terra.

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione. A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà collegata alla corda di rame nudo interrata mediante una corda di rame nudo da 16 mm^2. La corda di rame sarà collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame sarà interrata appena possibile.

Le parti metalliche non in tensione di ciascun quadro di parallelo in corrente continua sarà collegato alla corda di rame interrata mediante un cavo giallo/verde da 50 mm^2. Il cavo di protezione sarà intestato al morsetto di terra del quadro e deve essere interrato appena possibile.

Gli scaricatori di tensione saranno collegati alla corda di rame interrata mediante un cavo giallo/verde da 35 mm^2. Il cavo di terra deve essere intestato a un morsetto degli scaricatori e deve essere interrato appena possibile. Il cavo di terra degli scaricatori deve essere indipendente dagli altri cavi di terra.

Le parti metalliche non in tensione del convertitore devono essere collegate con il centro stella del trasformatore BT/MT mediante un cavo giallo/verde da 240 mm^2.

Gli eventuali picchetti devono essere collegati tra loro con una corda di rame nudo da 95 mm^2, interrata ad una profondità compresa tra 0.5÷1 m e collegata ai picchetti con morsetti passanti. La chiusura della maglia può essere realizzata con morsetto di parallelo. I picchetti devono poter essere ispezionati mediante pozzetti di plastica con coperchio. Solo in caso di necessita in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all’installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

A seguito dell’installazione dell’impianto fotovoltaico il valore della resistenza di terra dell’impianto di dispersione verrà verificato mediante apposita misura.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

5.11. Descrizione delle misure di protezione contro il sovraccarico e il corto circuito

Protezione contro il sovraccarico

I cavi di alimentazione saranno protetti contro il sovraccarico mediante interruttori automatici opportunamente dimensionati. In particolare gli interruttori verranno scelti e regolati seguendo la prescrizioni della CEI 64/8:

- il dispositivo non interverrà per valori minori della corrente di impiego e la sua corrente nominale sarà inferiore alla portata del cavo.
- il massimo sovraccarico ammissibile sarà pari al 45% per un tempo tc pari ad 1 h (tempo caratteristico di intervento del relè termico del dispositivo).

Le condizioni sopra descritte sono sintetizzate dalle seguenti disuguaglianze:

$$Ib \leq In \leq Iz$$

$$If \leq 1{,}45 \bullet Iz$$

Dove

Ib: corrente di impiego del circuito

Iz: portata in regime permanente della conduttura

In: corrente nominale del dispositivo di protezione,

If: corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

In generale si sceglieranno dispositivi per i quali

$$If \leq 1{,}45 \bullet In$$

In modo che rispettando la disuguaglianza Ib ≤ In ≤ Iz sarà automaticamente verificata la disuguaglianza If ≤ 1,45 • Iz. In particolare, per la parte in bassa tensione c.c. si regolerà If pari a 1,05 • In, mentre per la parte in bassa tensione c.a. si regolerà If pari a 1,10 • In.

Protezione contro il corto circuito

La protezione delle condutture contro il corto circuito verrà garantita grazie ad interruttori automatici. Tali dispositivi verranno installati all'inizio della conduttura da proteggere in modo tale da interrompere, in un tempo inferiore a quello che porterebbe i conduttori alla temperatura limite ammissibile, tutte le correnti provocate da un corto circuito che si presenti in un punto qualsiasi del circuito. Nel caso di impianti attivi è sempre necessario considerare che l'eventuale corto circuito su una conduttura dell'impianto stesso non viene alimentato solo dalla rete alla quale si è connessi ma viene alimentato anche dai generatori che costituiscono l'impianto di produzione elettrica. Essendo però il generatore fotovoltaico schematizzabile come generatore di corrente piuttosto che come generatore di tensione il contributo alla corrente di corto circuito che esso è in grado di dare risulta di modesta entità. In genere la massima quantità di corrente che il generatore è in grado di erogare è limitata dalla natura stessa del componente fotovoltaico ed è stimabile in un 10% in più della sua corrente nominale. In uscita all'inverter il contributo alla corrente di corto circuito è comunque fissato dal costruttore ed è pari al 50% in più della corrente nominale. Essendo tali valori trascurabili rispetto ai valori di corrente erogati dalla rete in caso di guasto dimensioneremo le protezioni considerando solo questi ultimi.

Premesso ciò, i dispositivi di protezione verranno scelti in modo da limitare l'energia termica passante a valori tollerabili dal cavo. Per garantire la protezione dai cortocircuiti, come previsto dall'art. 434,2 della norma CEI 64.8 i dispositivi di protezione del cavo dovranno avere le seguenti caratteristiche:

- un potere di interruzione che dovrà essere, almeno quello estremo Icu, superiore alla corrente di cortocircuito presunta
- una energia specifica superiore a quella del cavo, ovvero

$$I^2 t < K^2 S^2 \text{ dove}$$

  - I^2t energia lasciata passare dal Dispositivo di protezione
  - $K^2 S^2$ energia ammessa dal conduttore.

In uscita all'inverter il contributo alla corrente di corto circuito è comunque fissato dal costruttore ed è pari al 50% in più della corrente nominale. Essendo tali valori trascurabili rispetto ai valori di corrente erogati dalla rete in caso di guasto dimensioneremo le protezioni considerando solo questi ultimi. Premesso ciò, i dispositivi di protezione verranno scelti in modo da limitare l'energia termica passante a valori tollerabili dal cavo.

Poiché attualmente non si dispone del valore dell'impedenza di rete nel punto di consegna, quindi come suggerito dalla CEI 0-2 il calcolo effettivo delle correnti di guasto e la verifica delle protezioni attraverso le loro curve caratteristiche viene rimandata. Si consideri però che tali verifiche sono del tutto formali poiché le attuali protezioni in commercio sono in grado di individuare e interrompere le comuni correnti di corto circuito che usualmente assumono valori compresi tra i 10 e i 90 KA.

5.12. Descrizione delle misure di protezione contro i contatti diretti e indiretti

Per quanto riguarda la protezione dei contatti diretti, si isoleranno a regola d'arte tutte le parti attive, al fine di impedire che le persone possano venire accidentalmente in contatto con il circuito elettrico. I moduli fotovoltaici, pur essendo componenti in Classe II si considerano sotto tensione anche quando il sistema risulta distaccato dal lato in corrente alternata. Quindi la protezione contro i contatti diretti sarà realizzata mediante isolamento delle parti attive entro involucri atti a garantire un grado di protezione IP non inferiore a quelli previsti da CEI 64-8/4 art. 412.2.1 – 412.2.2 – 412.2.3 – 412.2.4.

Per quanto riguarda i contatti indiretti, tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico, non in tensione, ma che vi si potrebbero trovare in caso di scariche sulle carcasse o per difetto di isolamento, saranno poste a terra mediante un impianto di terra coordinato con dispositivi di protezione differenziali.

Il campo fotovoltaico dovrà essere gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64/8 articolo 413.1.5. Essendo l'impianto realizzato in classe 2 la protezione contro i contatti indiretti è garantita attraverso l'utilizzo di componenti in doppio isolamento. Per garantire la protezione sul lato AC verranno installati i dispositivi di interruzione automatica del circuito e saranno attuate tutte le soluzioni tecniche atte a garantire la protezione contro i contatti indiretti secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64/8 articolo 413.1.3.

5.13. Descrizione dei principali dispositivi di protezione

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma esistente. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: Dispositivo Generale; Dispositivo di Interfaccia; Dispositivo del generatore.

Dispositivo Generale

Il dispositivo generale sarà conforme alle prescrizioni dell'ultima normativa CEI 0-16. In particolare avrà la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Verrà posizionato a valle del gruppo di misura dell'energia e sarà costituito da un interruttore automatico in SF6 con i dovuti sistemi di protezione e misura.

Il Dispositivo Generale (DG) è costituito da un interruttore automatico onnipolare conforme alla norma CEI EN 60898 o CEI EN 60947-2 (se adatto al sezionamento) con potere di cortocircuito non inferiore a 6 kA per le forniture monofase, 10 kA per le forniture trifase fino a 33 kW e 15 kA per le forniture trifase oltre 33 kW. In alternativa, è possibile utilizzare un IMS con fusibili conforme alla norma CEI EN 60947-3.

Dispositivo e protezioni di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia interviene per guasto sulla rete del distributore. Per separare la rete di distribuzione ordinaria da quella alimentata dal generatorefotovoltaico sara installato un contattore con bobina di apertura a mancanza ditensione, combinato con un interruttore automatico, su cui agiscono le protezioni di interfaccia, le quali sono costituite essenzialmente da rele di frequenza e ditensione. Le funzioni di protezione d'interfaccia previste dalla norma CEI 11-20 sono:

- protezione di minima tensione;
- protezione di massima tensione;
- protezione di minima frequenza
- protezione di massima frequenza.

Tali protezioni, agendo sul dispositivo d'interfaccia, sconnettono l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione ordinaria il generatore fotovoltaico possa alimentare la rete di distribuzione stessa;
- in caso di guasto sulla rete di distribuzione il generatore fotovoltaico possa continuare ad alimentare il guasto stesso prolungandone il tempo di estinzione dell'anomalia e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza.

Il dispositivo di interfaccia, installato in un apposito quadro metallico, è costituito da un contattore I maggiore di 250 A, destinato alla funzione di DDI (Dispositivo Di Interfaccia) tra l'uscita dell'inverter DC/AC e la linea, categoria AC-3, associato ad un relè di protezione di interfaccia il quale preleva i segnali direttamente dalla sbarra bt del quadro.

Dispositivo di generatore

Dispositivo di Generatore, ovvero un interruttore magnetotermico con protezione differenziale, accessoriato con bobinaausiliaria comandata a mancanza di tensione, con funzione di escludere ogni singolo inverter in condizioni di "aperto", ai sensi della DK 5940 e successive. Tale interruttore avrà anche il compito di proteggere la linea di collegamento tra inverter e quadrod'interfaccia da cortocircuiti, sovraccarichi e contatti indiretti.

5.14. Protezione dalle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

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

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter. I terminali di ciascuna stringa fotovoltaica e i morsetti lato continua degli inverter devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione. Realizzeremo pertanto solo un collegamento equipotenziale generale di tutte le strutture metalliche presenti ed utilizzeremo dei

limitatori di sovratensione in classe III a protezione delle apparecchiature sensibili. Sia gli String Box sia gli inverter hanno tali limitatori di sovratensione già integrati.

6. Configurazione dell'impianto fotovoltaico

Il generatore, ha una potenza pari a 209,00 kW e una produzione di energia annua pari a 228 559.33 kWh, derivante da 836 moduli con una superficie totale dei moduli di 1 492.94 m².

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	10°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 429.19 kWh/m²
Potenza totale	209,00 kW
Energia totale annua	228 559.33 kWh

Modulo	
Marca – Modello	**EXE SOLAR - EXP 250/156-60**
Numero totale moduli	**836**
Superficie totale moduli	**1 368.53 m²**

Configurazione inverter		
MPPT	**Numero di moduli**	**Stringhe per modulo**
1	836	44 x 19

Inverter	
Marca – Modello	**ELETTRONICA SANTERNO - SUNWAYS 800V TE TG310 - 270 STD**
Numero totale	**1**
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	**114.16 % (VERIFICATO)**
Tipo fase	**Trifase**

Verifiche elettriche MPPT 1

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Vm a 70 °C (486.34 V) maggiore di Vmppt min. (415.00 V)	**VERIFICATO**
Vm a -10 °C (658.71 V) minore di Vmppt max. (760.00 V)	**VERIFICATO**

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (793.61 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (880.00 V)	**VERIFICATO**

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (793.61 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	**VERIFICATO**

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (370.04 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (532.80 A)	**VERIFICATO**

Potenza per fase

Riepilogo potenze per fase			
Generatore / sottoimpianto	L1	L2	L3
Generatore1	69.667 kW	69.667 kW	69.667 kW
Totale	**69.667 kW**	**69.667 kW**	**69.667 kW**

La differenza fra la potenza installata sulla fase con più generazione e quella con meno generazione risulta pari a: **0.000** kW.

6.1. Dimensionamento dei cavi

Per la determinazione della portata di cavi con posa interrata si fa riferimento alla norma CEI 64-8/5; la portata espressa in Ampere di un cavo interrato è pari a:

$$Iz = Io \bullet K1 \bullet K2 \bullet K3 \bullet K4$$

Dove Io è la portata del cavo in Ampere a una determinata sezione a un certo tipo di isolante e a un determinato modo di installazione; essa è pari a Iz quando tutti i fattori di correzione sono unitari ossia quando:

- K1: coeff. di temperatura – vale 1 quando la temperatura del terreno è 20°C
- K2: coeff. di raggruppamento – vale 1 quando è installato un solo circuito formato da cavi unipolari (tiene conto dei circuiti posati nello stesso tubo e dei numero di tubi interrati)
- K3: coeff. di profondità – vale 1 quando la profondità di posa è 0,8 m
- K4: coeff. del terreno – vale 1 quando la resistività termica del terreno è 1,5 K m/W

Dalla tabella riportata nella norma CEI-UNEL 35026, scegliendo una certa sezione per il conduttore, si ricava la sua portata Io. Moltiplicando quest'ultima per i fattori di correzione si ottiene la Iz. Per considerare accettabile la sezione del conduttore scelta, la Iz risultante dovrà essere maggiore della corrente Ib di impiego che è solita transitare nella conduttura. Se la Iz dovesse risultare minore della corrente di impiego è necessario selezionare una sezione di cavo superiore e ripetere la stessa verifica.

Lo stesso metodo di calcolo si applica anche per i cavi alloggiati in canala metallica in aria libera dove però i fattori ambientali sono:

- K1: coeff. di temperatura – vale 1 quando la temperatura ambiente è 20°C
- K2: coeff. di raggruppamento – vale 1 quando è installato un solo circuito formato da cavi unipolari

Con le sezioni stabilite in base alla corretta dissipazione termica è necessario verificare che lungo le tratte non vi siano cadute di tensioni maggiori del 3% della tensione di esercizio come consigliato dalla CEI 64/8. In particolare utilizzeremo il metodo della "caduta di tensione unitaria" e , facendo riferimento alla tabella CEIUnel 35023, assumeremo che la caduta di tensione ΔV sul tratto in bassa tensione e sul tratto in media non superi il 3%. La formula per il calcolo della generica caduta di tensione lungo una tratta elettrica è la seguente:

$$\Delta V = U \bullet I \bullet L / 1.000 < 3\%$$

dove

- U è la caduta di tensione unitaria tabulata nella CEI-Unel 35023 [mV/a m]
- L è la lunghezza del cavo [m]
- I è la corrente nel cavo [A]

Nel caso in cui la caduta di tensione su un tratto sia superiore al 3% è necessario selezionare una sezione maggiore per il conduttore e ripetere la verifica.

				Risultati		
Descrizione	**Designazione**	**Sezione (mm²)**	**Lung. (m)**	**Corrente (A)**	**Portata (A)**	**Caduta di tensione (%)**
Rete - Quadro generale	FG7(O)R-0,6/1 kV	185.0	1.00	301.67	340.00	0.02
Quadro generale - Quadro fotovoltaico	FG7(O)R-0,6/1 kV	185.0	1.00	301.67	340.00	0.02
Quadro fotovoltaico - I 1	FG7(O)R-0,6/1 kV	185.0	1.00	301.67	340.00	0.02

I 1 - Quadro di campo 1	FG7(O)R-0,6/1 kV	95.0	200.00	89.98	258.00	1.60
Quadro di campo 1 - S 1	FG21M21	4.0	60.00	8.18	41.00	1.06
Quadro di campo 1 - S 2	FG21M21	4.0	60.00	8.18	41.00	1.06
Quadro di campo 1 - S 3	FG21M21	6.0	60.00	8.18	52.00	0.71
Quadro di campo 1 - S 4	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 1 - S 5	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 1 - S 6	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 1 - S 7	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 1 - S 8	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 1 - S 9	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 1 - S 10	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 1 - S 11	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
I 1 - Quadro di campo 2	FG7(O)R-0,6/1 kV	95.0	245.00	89.98	258.00	1.97
Quadro di campo 2 - S 12	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 13	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 14	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 15	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 16	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 17	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 18	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 19	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 20	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 21	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 2 - S 22	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
I 1 - Quadro di campo 3	FG7(O)R-0,6/1 kV	95.0	245.00	89.98	258.00	1.97
Quadro di campo 3 - S 23	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02

Quadro di campo 3 - S 24	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 3 - S 25	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 3 - S 26	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 3 - S 27	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 3 - S 28	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 3 - S 29	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 3 - S 30	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 3 - S 31	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 3 - S 32	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 3 - S 33	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
I 1 - Quadro di campo 4	FG7(O)R-0,6/1 kV	95.0	245.00	89.98	258.00	1.97
Quadro di campo 4 - S 34	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 35	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 36	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 37	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 38	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 39	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 40	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 41	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 42	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 43	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02
Quadro di campo 4 - S 44	FG21M21	4.0	1.00	8.18	41.00	0.02

7. Descrizione degli scavi: posa dei cavi in tubi e canali - pozzetti di derivazione

Le linee elettriche destinate al trasporto dell'energia e del segnale verranno, per la maggior parte, interrate con la logica di seguito descritta. I cavidotti saranno in materiale isolante ed autoestinguente, del tipo pesante (secondo CEI 23-46). In prossimità di ogni String Box sarà allestito un pozzetto avente dimensioni minime 40 x 40 x 80 cm. Le linee di scavo adiacenti alle file di moduli verranno raccolte dalla dorsale. La dorsale terminerà alla cabina di trasformazione/conversione.

La posa dei conduttori dovrà essere eseguita rispettando le norme di buona tecnica.

I tubi protettivi saranno in materiale isolante autoestinguente saranno del tipo a doppia parete in Hdpe di colore rosso resistenti allo schiacciamento (450N); tali tubi verranno interrati rispettando le profondità e le distanze da eventuali attraversamenti o parallelismi con altre condutture.

La scelta del diametro interno dei tubi è stata fatta tenendo conto che esso dovrà essere pari ad almeno 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 20 mm; in ogni caso i cavi posati nei tubi dovranno risultare sempre sfilabili e reinfilabili.

Le sezioni di progetto sono quelle corrispondenti ai diametri di 75 mm.

Per quanto possibile i percorsi saranno lineari. Ove necessario le dorsali saranno interrate sotto le strade perimetrali o interne; ad ogni brusca deviazione resa necessaria dal percorso dei cavi, e ad ogni derivazione dalla linea saranno utilizzate cassette di derivazione o pozzetti, necessari anche al fine di future ispezioni. Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non sono ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo. Si dovrà provvedere in ogni punto di giunzione a mantenere una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

Per quanto riguarda lo smistamento e l'ispezionabilita delle tubazioni interrate verranno impiegati pozzetti prefabbricati in cemento vibrato o (in casi particolari) in muratura di mattoni pieni o in cemento armato. I pozzetti devono avere dimensioni adatte a consentire un agevole infilaggio dei cavi nel rispetto dei raggi di curvatura stabiliti dal costruttore e, per quanto possibile, i tubi di un cavidotto che fanno capo ad uno stesso pozzetto devono essere tra loro allineati.

I chiusini saranno carrabili (ove previsto) costituiti dai seguenti materiali:

- cemento, per aree verdi o comunque non soggette a traffico veicolare;
- ghisa classe D400, per carreggiate stradali.

I pozzetti saranno installati in corrispondenza di ogni punto di deviazione delle tubazioni rispetto all'andamento rettilineo, in ogni punto di incrocio o di derivazione di altra tubazione e comunque ad una interdistanza non superiore a 25 m.

Tutti gli scavi avranno una profondità di 0,8 m e verranno segnalati con opportuno nastro monitore. In corrispondenza di ogni cabina, se necessario, verrà tracciata la maglia di terra, che richiederà uno scavo aggiuntivo all'interno dei lavori di sbancamento.

Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando scoscendimenti, franamenti, ed in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non abbiano a riversarsi nei cavi. I materiali rinvenenti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi,saranno momentaneamente depositate in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente lo stesso materiale sarà riutilizzato per il rinterro.

Quanto in eccesso sarà trasportato a rifiuto in discarica autorizzata.

I pozzetti saranno presenti:

- Vicino ad ogni Strin Box
- All'incrocio tra le linee di scavo e le dorsali
- Vicino alla cabina

La dimensione in sezione degli scavi sarà minimo di:

- 40 x 80 cm (L x H)

Gli scavi per cavidotti saranno eseguiti scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità di 80 cm e di larghezza variabile in funzione dei cavidotti da porre in opera. Per assicurare una maggiore protezione meccanica i cavi saranno posati in terra all'interno di tubazioni in Hdpe. Per facilitare la posa i cavi saranno installati pozzetti di tiro ed ispezione ad ogni deviazione di percorso. Per la realizzazione delle fondazioni delle cabine si eseguiranno scavi con mezzo meccanico, il volume di scavo delle sottofondazioni della cabina è stimato in circa 25 mc. Mentre quello di scavo dei cavidotti è di circa 75 mc.

10.1. Posa cavi interrati

Il cavidotto elettrico sarà realizzato su un'unica dorsale così come riportato nelle tavole allegate al progetto. Il posizionamento della cabina di trasformazione /conversione sarà vicino la cabina elettrica di media tensione esistente.

Figura 20: tubazione portacavi interrata

Tali tubi verranno interrati rispettando le profondità e le distanze da eventuali attraversamenti o parallelismi con altre condutture. In definitiva si ha:

- Pensilina area parcheggio : 2 quadri di parallelo da 13 stringhe e 2 quadri di parallelo da 13 stringhe. Un tubo interrati in Hdpe con 4 cavi 150 mmq e 4 cavi 150 mmq. Lunghezza tratto 360 m
- Quindi la dorsale sarà fatta da 1 tubo interrati in Hdpe. Lunghezza totale 390 m.

Sezione Cavo	Cavi per tubo	Numero Tubi	Diametro Interno Tubo
8 x 95 mmq	8	1	75 mm

10.2. Calcolo volumi scavi

Volumi scavi linee dorsale collegamento quadri di parallelo – cabina inverter				
Quadri parallelo – cabina inverter	Dimensione scavi [m]			
	Lunghezza	Larghezza	Profondità	Volume Scavo [mc]
1	220,00	0,40	0,80	70,4

Volumi scavi cabina elettrica di trasformazione/conversione				
Cabina	Dimensione scavi [m]			Volume Scavo [mc]
	Lunghezza	Larghezza	Profondità	
Cabina trasformazione/conversione	6,00	3.00	0,70	23

Volume totale scavo (cavidotto e cabine)	**95 mc**

8. Verifica tecnico funzionale

La verifica tecnico-funzionale dell'impianto consiste nel verificare:

- Esame a vista delle apparecchiature e dei macchinari;
- Verifica congruenza degli schemi elettrici dell'impianto;
- Verifica congruenza delle caratteristiche dell'impianto di generazione fotovoltaica;
- Verifica della continuità elettrica e connessione dei moduli;
- Verifica della messa a terra di masse e scaricatori;
- Verifica dell'isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- Verifica congruenza delle caratteristiche del dispositivo di interfaccia e dispositivo generale di protezione;
- Verifiche congruenza delle caratteristiche delle protezioni di interfaccia e delle tarature delle stesse con apposita strumentazione;
- Verifica con impianto in tensione del regolare funzionamento in chiusura ed in apertura del dispositivo di interfaccia e dell'apertura dello stesso per mancanza di tensione;
- Verifica funzionale di eventuali dispositivi di interblocco;
- Rilievo caratteristiche di eventuali dispositivi non richiesti dall'ente distributore ma installati dal committente, che possono essere di interesse per il servizio.(es. dispositivi di richiusura automatica linee, ecc.);
- Verifica del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità di funzionamento previste (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).
- Verifiche delle prestazioni sezione in corrente continua Pcc > 0,85 x Pnom x I/ISTC
- Verifiche delle prestazioni sezione conversione statica Pca> 0,9 x Pcc

<u>Prestazioni sezione in corrente continua</u>

Pcc > 0,85 x Pnom x I/ISTC

Dove:

- Pcc è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del ± 2%;
- Pnom è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento [W/m²] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del ± 3%;
- Istc, pari a 1000 W/m², è l'irraggiamento in condizioni di prova standard; Tale condizione deve essere verificata per I > 600 W/m².

Prestazioni sezione conversione statica

Pca> 0,9 x Pcc

Dove:

- Pca è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del 2%.

La misura della potenza Pcc e della potenza Pca deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a 600 W/m².

Qualora nel corso delle misure di cui sopra venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a 40 °C, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso la condizione a) precedente diventa:

Pcc > (1 - Ptpv - 0,08) * Pnom * I / Istc

Dove

- Ptpv indica le perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%.

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico Ptpv, nota la temperatura delle celle fotovoltaiche Tcel, possono essere determinate da:

$$Ptpv = (Tcel - 25) * \gamma / 100$$

oppure, nota la temperatura ambiente Tamb da:

$$Ptpv = [Tamb - 25 + (NOCT - 20) * I / 800] * \gamma / 100$$

Dove:

- γ Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio
- cristallino è tipicamente pari a 0,4÷0,5 %/°C).
- NOCT Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente
- pari a 40÷50°C, ma può arrivare a 60 °C per moduli in retrocamera).
- Tamb Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.
- Tcel è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.

Le verifiche e le prove di cui sopra, eseguite a cura e spese dell'Appaltatore, saranno seguite dalla Direzione dei Lavori in contraddittorio con l'Appaltatore stesso, restando quest'ultimo, anche nel caso di esito favorevole delle prove indicate, pienamente responsabile dei difetti o delle imperfezioni degli impianti installati fino al termine del periodo di garanzia.

9. Manutenzione e sicurezza

Si consiglia di sottoporre l'impianto fotovoltaico a delle verifiche annuali al fine di attestare le condizioni dei vari componenti ed eventualmente, nel caso di guasti, di effettuare la relativa manutenzione. Ciò deve essere eseguito da personale specializzato nel rispetto delle norme di sicurezza vigenti.

In più seguire le indicazioni delle norme di prevenzione CEI ove richiesto. Delle norme di sicurezza ora richiamate si prendano in esame le modifiche ed integrazioni ad esse successive.

La manutenzione visiva, consigliata annualmente, è eseguibile dal Responsabile dell'impianto fotovoltaico, mentre per controlli più specializzati si consiglia l'intervento di un tecnico specializzato. Si consiglia di istituire un libretto d'impianto al fine di confrontare la produzione annua, ed analizzare eventuali cali di resa dell'impianto. Per quanto riguarda l'accesso all'area del campo FV per effettuare la manutenzione si faccia riferimento a quanto indicato dal responsabile della sicurezza in relazione all'impianto in oggetto.

Di seguito si riportano le opere di manutenzione effettuabili per i principali componenti dell'impianto fotovoltaico.

9.1. Manutenzione moduli fotovoltaici

La manutenzione ordinaria sui singoli moduli fotovoltaici non necessita della messa fuori servizio di parte o dell'intero impianto fotovoltaico. Essa consiste in un' ispezione visiva e controllo delle cassette di terminazione. L'ispezione visiva serve per verificare eventuali danneggiamenti dei vetri anteriori, verificare lo stato di pulizia dei moduli, verificare se presente un eventuale deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli e se presenti microscariche per perdita di isolamento. Nel caso in cui si noti la presenza evidente di sporcizia (polvere, sabbia, escrementi di uccelli, foglie etc.) è conveniente provvedere mediante getti di acqua possibilmente senza detergenti alla rimozione di questi. Generalmente, quando i moduli sono sufficientemente inclinati, la semplice azione della pioggia è sufficiente a mantenerli puliti. L'azione della pioggia riesce ad eliminare le leggere impurità come polvere o polline, mentre i residui più consistenti vanno tolti con un'azione di pulizia sopra indicata. Si consiglia di verificare la crescita di piante nell'area al contorno. Resta inteso che la manutenzione ordinaria deve essere effettuata da personale specializzato.

9.2. Manutenzione quadri elettrici

La manutenzione ordinaria sui quadri elettrici non richiede la messa fuori servizio dell'impianto. Essa consiste nel:

- effettuare un ispezione visiva il cui scopo è quello di identificare la presenza di eventuali danneggiamenti dell'armadio e dei componenti posti al suo interno;
- verificare che i diodi di blocco non abbiano subito danneggiamenti e in caso di rottura provvedere alla loro sostituzione;
- verificare il serraggio di tutti i componenti elettrici con prova di sfilamento (in questa fase è opportuno mettere fuori servizio l'impianto) e il serraggio dei morsetti;
- verificare l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- verificare l'efficienza degli organi di manovra (interruttori, sezionatori, morsetti sezionabili).

Questo tipo di manutenzione preventiva va di norma eseguita una o più volte all'anno, possibilmente in seguito a condizioni meteorologiche di scirocco oppure in seguito a lunghi periodi di siccità.

9.3. Manutenzione stringhe fotovoltaiche

La manutenzione ordinaria sulle stringhe viene realizzata dal quadro elettrico in continua, e cosi come per i moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto. Il suo scopo è quello di controllare le grandezze elettriche mediante l'ausilio di un multimetro.

Bisogna misurare la tensione a vuoto delle stringhe e confrontarla con i dati di progetto verificando che il valore rilevato sia pari alla somma delle tensioni a vuoto di ogni singolo modulo fotovoltaico presente nella stringa.

Se tutte le stringhe sono nelle stesse condizioni di esposizione, sono accettabili scostamenti nell'ordine del 10%.

Inoltre si dovrà controllare la corrente di corto circuito al fine di verificare che non ci siano interruzioni lungo una stringa, e che le correnti di corto circuito delle varie stringhe siano sensibilmente simili.

9.4. Manutenzione inverter

E' preferibile eseguire la manutenzione ordinaria con impianto fuori servizio. L'ispezione visiva consente di accertare l'assenza di:

- eventuali danneggiamenti all'armadio di contenimento;
- infiltrazioni d'acqua;
- formazioni di condensa.

E' importante inoltre controllare i vari parametri elettrici (tensione, corrente, potenza) e la produzione energetica soprattutto nei primi periodi successivi alla messa in servizio dell'impianto in modo da poterne verificare il suo corretto funzionamento. In occasione di ogni manutenzione periodica si consiglia di simulare il distacco dell'alimentazione di rete: l'inverter deve spegnersi istantaneamente, per riaccendersi dopo il ritorno del segnale di rete.

10. NORMATIVA

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.

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. 115 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 Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in 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 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, nonchè 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.

Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese.

Legge 11 agosto 2014, n. 116: conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonche' per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea. (GU Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Suppl. Ordinario n. 72).

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.

Ministero dell'interno

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012".

Secondo Conto Energia

Decreto 19-02-2007: criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Legge n. 244 del 24-12-2007 (Legge finanziaria 2008): disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.

Decreto Attuativo 18-12-2008 - Finanziaria 2008

DM 02/03/2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Terzo Conto Energia

Decreto 6 agosto 2010: incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Quarto Conto Energia

Decreto 5 maggio 2011: incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

Quinto Conto Energia

Decreto 5 luglio 2012: attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

Deliberazione 12 luglio 2012 292/2012/R/EFR: determinazione della data in cui il costo cumulato annuo degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici ha raggiunto il valore annuale di 6 miliardi di euro e della decorrenza delle modalità di incentivazione disciplinate dal decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 5 luglio 2012.

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; V2 Edizione 10-2012: 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.

UNI/TR 11328-1:2009: "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".

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 " = 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): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati 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.

Delibere AEEGSI

Connessione

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.

Deliberazione 84/2012/R/EEL: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Deliberazione 344/2012/R/EEL: approvazione della modifica all'allegato A70 e dell'allegato A72 al codice di rete; modifica della deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 8 marzo 2012, 84/2012/R/EEL.

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.

TIME (2016-2019) - Allegato B Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

Tariffe

Delibera 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.

TIV - Allegato A - Deliberazione 19 luglio 2012 301/2012/R/EEL (valido dal 01-01-2016)

TIT (2016-2019) - Allegato A Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

TIC (2016-2019) - Allegato C Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

TIS - Allegato A Deliberazione ARG/ELT 107-09 (valido dal 01-01-2016): 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)

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).

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 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.

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.

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.

TISP 2013 Deliberazione n. 570/2012/R/EFR - Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.

TISP 2014 - Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/EEL: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto con integrazioni e modifiche apportate con deliberazioni 578/2013/R/EEL, 614/2013/R/EEL e 612/2014/R/EEL.

Documento per la consultazione 488/2013/R/EFR: scambio sul posto: aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

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.

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.

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.

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. 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.

Risoluzione del 25/08/2010 n. 88/E: interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - articolo 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244.

Risoluzione del 04/04/2012 n. 32/E: trattamento fiscale della produzione di energia elettrica da parte dell'ente pubblico mediante impianti fotovoltaici – Scambio sul posto e scambio a distanza.

Risoluzione del 10/08/2012 n. 84/E :interpello - Art. 28 del DPR 29 settembre 1973, n.600 (Impianti FTV su Condomini).

Risoluzione del 06/12/2012: interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - Fiscalità V Conto Energia.

Risoluzione del 02/04/2013 n. 22/E: applicabilità della detrazione fiscale del 36 per cento, prevista dall'art. 16-bis del TUIR, alle spese di acquisto e installazione di un impianto fotovoltaico diretto alla produzione di energia elettrica.

Circolare del 19/12/2013 n. 36/E: impianti fotovoltaici – Profili catastali e aspetti fiscali.

Risoluzione del 15/10/2015 n. 86/E: tassazione forfettaria del reddito derivante dalla produzione e dalla cessione di energia elettrica da impianti fotovoltaici - Art. 22 del decreto legge n. 66 del 2014.

Agenzia del Territorio

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

Nota Prot. n. 31892 - Accertamento degli immobili ospitanti gli impianti fotovoltaici.

GSE

SSP

Disposizioni Tecniche di Funzionamento.

Regole Tecniche sulla Disciplina dello scambio sul posto.

Ritiro dedicato

Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato.

Prezzi minimi garantiti.

V Conto Energia

Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico - Agosto 2012

Catalogo impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative - Agosto 2012

Regole applicative per l'iscrizione ai registri e per l'accesso alle tariffe incentivanti - 7 agosto 2012

Bando pubblico per l'iscrizione al Registro degli impianti fotovoltaici

Guida all'utilizzo dell'applicazione web per la richiesta di iscrizione al Registro - 20 agosto 2012

Guida all'utilizzo dell'applicazione web FTV - SR - 27 agosto 2012

Chiarimenti sulla definizione di edificio energeticamente certificabile e sulle Certificazioni/Attestazioni riguardanti i moduli fotovoltaici ed i gruppi di conversione (inverter) necessarie per l'ammissione alle tariffe incentivanti - 6 settembre 2012

SEU

Regole applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SEESEU.

TERNA

Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.

GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.

FAQ GAUDÌ

Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT (Allegato A.68).

Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A.69).

Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A.70).

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.

11. DEFINIZIONI

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).

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^2, con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Condizioni nominali

Sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici, piani o a concentrazione solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo protocolli definiti dalle pertinenti norme CEI (Comitato elettrotecnico italiano) e indicati nella Guida CEI 82- 25 e successivi aggiornamenti.

Costo indicativo cumulato annuo degli incentivi o costo indicativo cumulato degli incentivi

Sommatoria degli incentivi, gravanti sulle tariffe dell'energia elettrica, riconosciuti a tutti gli impianti alimentati da fonte fotovoltaica in attuazione del presente decreto e dei precedenti provvedimenti di incentivazione; ai fini della determinazione del costo generato dai provvedimenti

antecedenti al presente decreto, si applicano le modalità previste dal DM 5 maggio 2011; ai fini della determinazione dell'ulteriore costo generato dal presente decreto:

i) viene incluso il costo degli impianti ammessi a registro in posizione utile. A tali impianti, fino all'entrata in esercizio, è attribuito un incentivo pari alla differenza fra la tariffa incentivante spettante alla data di entrata in esercizio dichiarata dal produttore e il prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di richiesta di iscrizione;

ii) l'incentivo attribuibile agli impianti entrati in esercizio che accedono ad incentivi calcolati per differenza rispetto a tariffe incentivanti costanti, ivi inclusi gli impianti che accedono a tariffe fisse onnicomprensive, è calcolato per differenza con il valore del prezzo zonale nell'anno precedente a quello in corso;

iii) la producibilità annua netta incentivabile è convenzionalmente fissata in 1200 kWh/kW per tutti gli impianti.

Data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico

Data in cui si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico, comunicata dal gestore di rete e dallo stesso registrata in GAUDÌ.

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^2), 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^2) 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.

Impianto fotovoltaico a concentrazione

Un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, su celle fotovoltaiche, da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e da altri componenti elettrici minori; il «fattore di concentrazione di impianto fotovoltaico a concentrazione» è il valore minimo fra il fattore di concentrazione geometrico e quello energetico, definiti e calcolati sulla base delle procedure indicate nella Guida CEI 82-25.

Impianto fotovoltaico integrato con caratteristiche innovative

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici, e che risponde ai requisiti costruttivi e alle modalità di installazione indicate.

Impianto fotovoltaico con innovazione tecnologica

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche.

Impianto fotovoltaico realizzato su un edificio

Impianto i cui moduli sono posizionati sugli edifici secondo specifiche modalità individuate.

Impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE/SEE

A prescindere dall'origine delle materie prime impiegate, sono gli impianti fotovoltaici e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che utilizzano moduli fotovoltaici e

gruppi di conversione realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'Unione Europea o che sia parte dell'Accordo sullo Spazio Economico Europeo - SEE (Islanda, Liechtenstein e Norvegia), nel rispetto dei seguenti requisiti:

1. per i moduli fotovoltaici è stato rilasciato l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Attestation, come indicata nella Guida CEI 82-25 e successivi aggiornamenti) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: a) moduli in silicio cristallino: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; b) moduli fotovoltaici in film sottile (thin film): processo di deposizione, assemblaggio/laminazione e test elettrici; c) moduli in film sottile su supporto flessibile: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; d) moduli non convenzionali e componenti speciali: oltre alle fasi di lavorazione previste per i punti a), b) e c), a seconda della tipologia di modulo, anche le fasi di processo che determinano la non convenzionalità e/o la specialità; in questo caso, all'interno del Factory Inspection Attestation va resa esplicita anche la tipologia di non convenzionalità e/o la specialità.

2. Per i gruppi di conversione è stato rilasciato, da un ente di certificazione accreditato EN 45011 per le prove su tali componenti, l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: progettazione, assemblaggio, misure/collaudo.

Impianto - Serra fotovoltaica

Struttura, di altezza minima dal suolo pari a 2 metri, nella quale i moduli fotovoltaici costituiscono gli elementi costruttivi della copertura o delle pareti di un manufatto adibito, per tutta la durata dell'erogazione della tariffa incentivante alle coltivazioni agricole o alla floricoltura. La struttura della serra, in metallo, legno o muratura, deve essere fissa, ancorata al terreno e con chiusure fisse o stagionalmente rimovibili;

Impianto fotovoltaico con moduli collocati a terra

Impianto per il quale i moduli non sono fisicamente installati su edifici, serre, barriere acustiche o fabbricati rurali, né su pergole, tettoie e pensiline, per le quali si applicano le definizioni di cui all'articolo 20 del DM 6 agosto 2010.

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.

Potenziamento

Intervento tecnologico, realizzato nel rispetto dei requisiti e in conformità alle disposizioni del presente decreto, eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno tre anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di una o più stringhe di moduli fotovoltaici e dei relativi inverter, la cui potenza nominale complessiva sia non inferiore a 1 kW, in modo da consentire una produzione aggiuntiva dell'impianto medesimo, come definita alla lettera l). L'energia incentivata a seguito di un potenziamento è la produzione aggiuntiva dell'impianto moltiplicata per un coefficiente di gradazione pari a 0,8.

Produzione netta di un impianto

Produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica.

Produzione lorda di un impianto

Per impianti connessi a reti elettriche in media o alta tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica; per impianti connessi a reti elettriche in bassa tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore di isolamento o adattamento, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e immessa nella rete elettrica.

Produzione netta aggiuntiva di un impianto

Aumento espresso in kWh, ottenuto a seguito di un potenziamento, dell'energia elettrica netta prodotta annualmente e misurata attraverso l'installazione di un gruppo di misura dedicato.

Punto di connessione

Punto della rete elettrica, come definito dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e sue successive modifiche e integrazioni.

Radiazione solare

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

Rifacimento totale

Intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno venti anni che comporta la sostituzione con componenti nuovi di almeno tutti i moduli e del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

Servizio di scambio sul posto

Servizio di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e successive modifiche ed integrazioni.

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^2, 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 isolane 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.