

**REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO
A TERRA DA 25 MW IN IMMISSIONE, CON
SISTEMA DI ACCUMULO - TIPO AD
INSEGUIMENTO MONOASSIALE
“MACCHIAREDDU 3”
AREA INDUSTRIALE DI MACCHIAREDDU
COMUNE DI UTA E ASSEMINI (CA)**

Relazione descrittiva impianto elettrico

Committente: ENERGYMAC3 SRL

Località: Z.I Macchiareddu – ASSEMINI / UTA (CA)

CAGLIARI, 06/2022

STUDIO ALCHEMIST

Ing.Stefano Floris – Arch.Cinzia Nieddu

Via Isola San Pietro 3 - 09126 Cagliari (CA)
Via Semplicio Spano 10 - 07026 Olbia (OT)

stefano.floris@studioalchemist.it
cinzia.nieddu@studioalchemist.it

www.studioalchemist.it



Sommario

1. PREMESSA	3
2. VALENZA DELL'INIZIATIVA	3
3. ATTENZIONE PER L'AMBIENTE	3
4. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	4
5. SITO DI INSTALLAZIONE	4
6. DISPONIBILITÀ DEGLI SPAZI	7
7. DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE.....	7
8. FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI	8
9. PROCEDURE DI CALCOLO	9
10. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	11
11. NORMATIVE.....	33
12. DEFINIZIONI	42

1. PREMESSA

La presente relazione fa parte del progetto esecutivo “**REALIZZAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA DA 25 MW IN IMMISSIONE, CON SISTEMA DI ACCUMULO - TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE “MACCHIAREDDU 3” – AREA INDUSTRIALE DI MACCHIAREDDU - COMUNI DI UTA E ASSEMINI (CA)**”.

Il presente progetto è sottoposto a VIA – Valutazione di Impatto Ambientale.

La società proponente del progetto è la **ENERGYMAC3 SRL**, con sede legale Via Semplicio Scano 10, Olbia (SS), Codice Fiscale: 02842130904, partner tramite lo Studio Alchemist per la progettazione dell’impianto.

2. VALENZA DELL’INIZIATIVA

Con la realizzazione dell’impianto, denominato “*Impianto1*”, si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall’esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

3. ATTENZIONE PER L’AMBIENTE

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l’energia stimata come produzione del primo anno, 36 263 568.06 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell’impianto pari a 20 anni.

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall’utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell’energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l’adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell’energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	6 781.29
TEP risparmiate in 20 anni	124 632.65

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO₂	SO₂	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	17 188 931.26	13 526.31	15 484.54	507.69
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	315 913 777.12	248 598.82	284 588.99	9 330.79

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

4. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, 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 VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

5. SITO DI INSTALLAZIONE

L'area di intervento è ubicata all'interno della Zona Industriale in località Macchiareddu, nei Comuni di Uta ed Assemini.

Dal punto di vista topografico, l'area risulta inclusa nella cartografia catastale ai fogli 36 del comune di Uta e 49 del comune di Assemini. Si trova all'interno dell'agglomerato industriale di Macchiareddu, una delle tre zone di agglomerazione del Consorzio Industriale Provinciale di Cagliari (CACIP).



Fig. 1: Perimetro lotto su ortofoto

L'intervento contempla la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale in immissione pari a **24.760,50 kW di picco** per la produzione di energia elettrica posato sul terreno livellato mediante l'installazione di inseguitori solari.

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto, si trova ad un'altitudine media di 5 m s.l.m.

Sotto il profilo urbanistico, l'intera area interessata dall'intervento è interamente inserita nella zona dell'agglomerato industriale di Macchiareddu gestita dal CACIP di Cagliari.

Le NTA del Piano Regolatore Territoriale del CACIP stabiliscono i parametri da adottare per la progettazione delle aree.



Fig. 2: Fotoinserimento dell'impianto su ortofoto

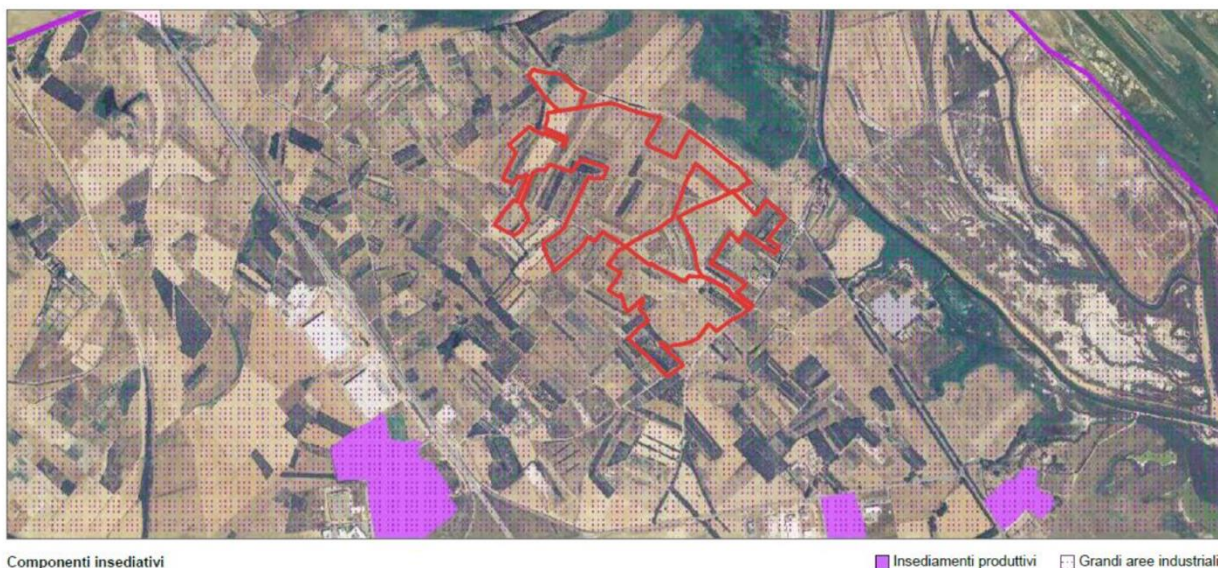


Fig. 3: "Macchiareddu 3" all'interno della perimetrazione Grandi Aree Industriali

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e riflettanza).

6. DISPONIBILITÀ DEGLI SPAZI

La descrizione del sito in cui verrà installato l'impianto fotovoltaico è riportata di seguito. Sono terreni in zona industriale le cui caratteristiche sono approfondite nelle relazioni allegate al progetto.

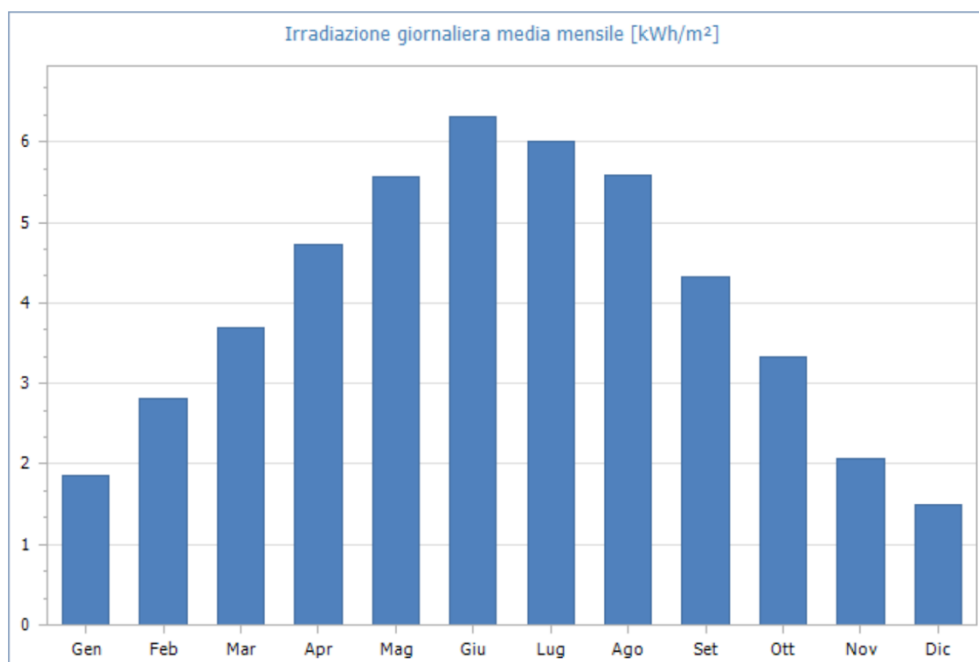
7. DISPONIBILITÀ DELLA FONTE SOLARE

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

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di UTA (CA) avente latitudine 39°.2892 N, longitudine, 8°.9603 E e altitudine di 6 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.86	2.81	3.69	4.72	5.56	6.31	6.00	5.58	4.33	3.33	2.06	1.50

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



Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a 1 454.40 kWh/m² (Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Decimomannu).

8. FATTORI MORFOLOGICI E AMBIENTALI

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

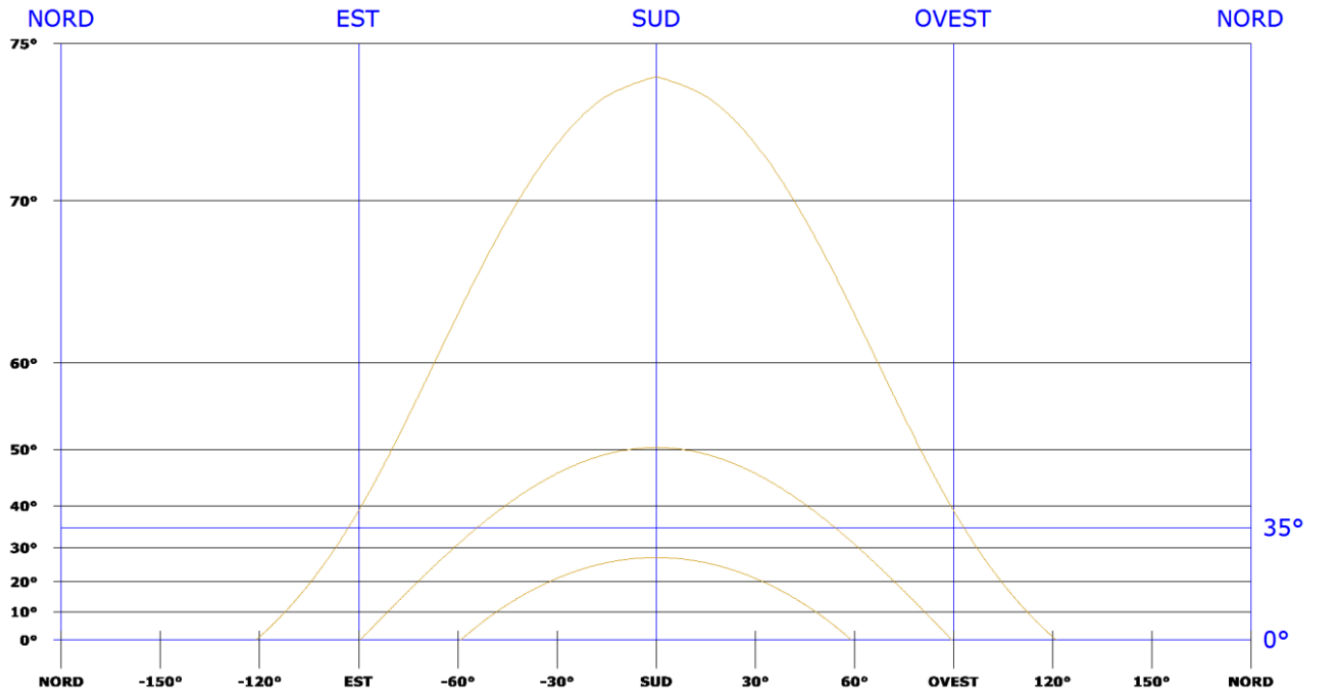
Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1.00.

Di seguito il diagramma solare per il comune di UTA:

DIAGRAMMA SOLARE

UTA (CA) - Lat. 39°.2892 N - Long. 8°.9603 E - Alt. 6 m

Coeff. di ombreggiamento (da diagramma) 1.00



Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 10349:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

La riflettanza media annua è pari a 0.20.

9. PROCEDURE DI CALCOLO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il

piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

a Perdite per riflessione.

b Perdite per ombreggiamento.

c Perdite per mismatching.

d Perdite per effetto della temperatura.

e Perdite nei circuiti in continua.

f Perdite negli inverter.

g Perdite nei circuiti in alternata.

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

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

10. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

L'impianto, denominato "Mac3", è di tipo grid-connected con accumulo, la tipologia di allaccio è: trifase in alta tensione.

Ha una potenza totale pari a 24 760.50 kW e una produzione di energia annua pari a 44518480 kWh (equivalente a 1 798 kWh/kW), derivante da 58260 moduli che occupano una superficie di 145.690 m², ed è composto da 10 generatori.

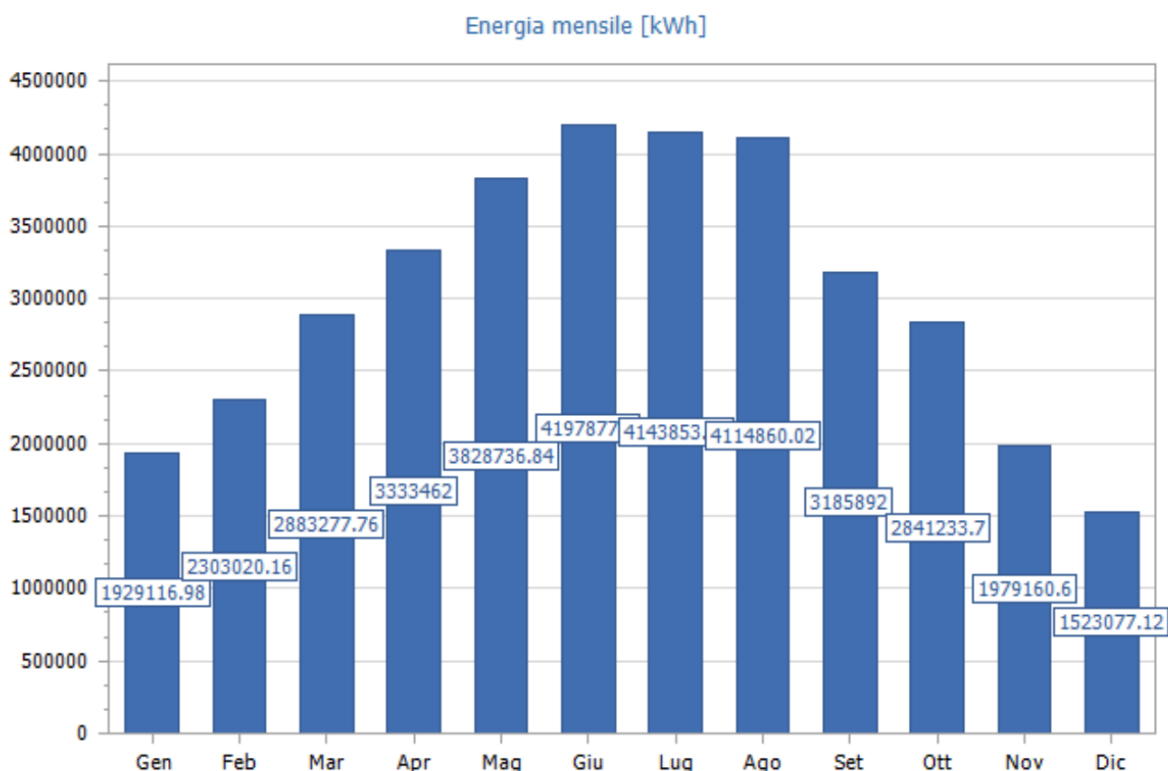
Di seguito si riporta la scheda tecnica dell'impianto.

Dati generali	
Committente	ENERGYMAC£ SRL
Indirizzo	Z.I Macchiareddu
CAP Comune (Provincia)	UTA/ASSEMINI (CA)
Latitudine	39°15'32.65" N
Longitudine	8°59'11.45" E
Altitudine	6 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 454.40 kWh/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	145 690m²
Numero totale moduli	58260
Numero totale inverter	10
Energia totale annua	44 518 480 kWh
Potenza totale	24 760.50 kW
Energia per kW	1 798 kWh/kW
Sistema di accumulo	Presente
Capacità di accumulo utile	100 kWh
BOS	80 %

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è 44 518 480 kWh.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:



L'impianto fotovoltaico da realizzarsi nei Comuni di Uta e Assemini in loc. Macchiareddu avrà una potenza in immissione pari a 24 760,50 kW di picco, composto da 58260 pannelli organizzati in stringhe da 30 pa, collegati in serie a 10 power station da 1995 kVA. L'impianto verrà connesso alla rete mediante linee di media tensione interrate fino alla cabina di raccolta posizionata nello stallo utente indicato nelle tavole grafiche.

Nel progetto allegato al presente studio, è stata inserita sia la documentazione tecnica della tipologia dei pannelli solari, sia quella dei telai di supporto in acciaio, che i particolari costruttivi.

L'area dove sarà realizzato l'impianto, sarà completamente recintata per mezzo di posa di rete in filo di ferro zincato rivestito in PVC di colore verde di altezza pari a 2 m fuori terra e sorretta da una serie di profili in acciaio infissi nel terreno ad un interasse di circa 2,00 m ed opportunamente controventati.

La recinzione dell'impianto verrà completata con piantumazione di essenze mediterranee.

Le strutture di fissaggio sono state conteggiate in fase esecutiva e dal computo metrico emergono le quantità puntuali.

Sono stati eseguiti dei sopralluoghi allo scopo di definire le modalità di installazione e individuare le soluzioni più idonee alla connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete pubblica di distribuzione dell'energia elettrica.

Nel corso dei sopralluoghi sono scaturite le scelte che hanno portato a ridefinire il numero di pannelli da installare e le modalità di riqualificazione ambientale.

Le linee in corrente continua 2*6 mm² tipo FG21M21, che dai moduli arrivano ai quadri di stringa posizionati in prossimità del punto più a nord dei tracker, verrà posizionata all'interno di canale metallica con fissaggi ogni 2m e fissata direttamente alla struttura di supporto dei pannelli quando possibile; in prossimità del punto nord della struttura di fissaggio verrà realizzato un cavidotto interrato, con pozzetti.

Le linee verranno per cui collegate con i quadri potenza in c.a. e tramite cabinati contenenti i trasformatori da 1995 kVa, verranno vettorate fino allo stallo utente.

Nel presente progetto si utilizzeranno dei moduli fotovoltaici tipo LONGI SOLAR LR4-72HBD 425W, tra i più recenti disponibili in commercio, le cui caratteristiche di massima sono riportate nelle schede tecniche allegate.

I moduli sono costituiti da 144 celle, di tipo bifacciali e protetti frontalmente da una lastra di vetro antiriflesso di 2.0 mm.

La cornice di fissaggio è formata da robusti profilati di alluminio anodizzato di colore chiaro.

Per le terminazioni elettriche è presente una scatola di collegamento a tenuta stagna, dotata di connettori (collegabili a) MC4, cavo: 2 x 1 m / 4 mm².

Il modulo presenta inoltre diodi di bypass.

I moduli previsti avranno certificazione secondo la UNI 9177 di classe 1 di reazione al fuoco.

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno posizionati all'interno delle Power Station. Saranno del tipo HUAWEI SUN 2000 - 185 KTL, specificamente ottimizzato per connessione in rete (fonte HUAWEI).

Il SUN2000 è un inverter a stringa collegato alla rete elettrica FV che converte l'alimentazione CC generata dalle stringhe FV in alimentazione CA e immette l'elettricità nella rete elettrica.



Fig. 5: Inverter Huawei SUN 2000 185KTL

Le principali caratteristiche di questo inverter sono:

- Nove circuiti di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT) indipendenti e 12 ingressi di stringa FV: Supporta la configurazione flessibile di 2+2+2+2+2+2 stringhe.
- 12 linee di monitoraggio smart ad alta precisione delle stringhe FV: Aiuta a identificare e correggere le eccezioni in modo tempestivo.
- Rete MBUS: Utilizza la linea elettrica esistente per la comunicazione e non richiede un cavo di comunicazione aggiuntivo, il che riduce i costi di costruzione e manutenzione e migliora l'affidabilità e l'efficienza della comunicazione.

- Diagnosi curva Smart I-V: Implementa la scansione I-V e la diagnosi di integrità per le stringhe FV. In questo modo, potenziali rischi e guasti possono essere rilevati in tempo, migliorando la qualità di funzionamento e manutenzione dell'impianto (O&M).

Il parallelo delle stringhe sarà effettuato all'interno dell'inverter adatto a sopportare la corrente totale in arrivo dal campo FV.

L'inverter sarà equipaggiato in ingresso lato CC, scaricatori di tipo II e riconoscimento guasto di stringa. Inoltre, l'inverter sarà protetto riguardo alle anomalie di funzionamento che si possono verificare quali sovracorrenti, sovratensioni, sovratemperature, corto circuiti in ingresso o in uscita.

L'inverter dovrà altresì essere corredato di una porta di comunicazione per segnalare eventuali allarmi verso un sistema di acquisizione remoto tipo RS485.

L'inverter sarà alloggiato sulla struttura di fissaggio dei pannelli fotovoltaici in posizione NORD, per cui riparato dalla radiazione solare diretta; sarà dotato di lamiera di copertura coibentata, e sarà installato nel rispetto delle distanze minime indicate nel manuale d'uso.

In prossimità dell'inverter saranno apposti i cartelli monitori di pericolo previsti dalle normative.

I cavi di interconnessione tra i moduli fotovoltaici, saranno di tipo "solare" FG21M21 1500V di sezione 4 mmq, e 6 mmq, così come quelli colleganti le stringhe agli stringbox. Le sezioni dei cavi dagli stringbox agli inverter verranno dimensionate nel progetto definitivo.

I cavi a valle dell'inverter (lato AC) saranno del tipo FG7OR 0,6/1kV, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia. Le terminazioni sui quadri saranno debitamente segnalate ed etichettate. I cavi saranno alloggiati entro canala metallica, tipo "Bocchiotti".

I canali saranno a sezione circolare, la stessa è stata sarà dimensionata in modo che sia pari a due volte la sezione realmente occupata dai cavi.

Le giunzioni e derivazioni saranno realizzate solo all'interno di quadri o scatole di parallelo. L'ingresso ai quadri avverrà mediante passacavo a tenuta stagna.

La dimensione dei tubi sarà tale da risultare pari a 1,3 volte il diametro del fascio dei cavi in esso posati. E' prevista la posa di opportune tubazioni di riserva.

Le condutture saranno interrotte ogni 20-25 m da pozzetti giunti rompitratta.

Le linee verranno dimensionate prevedendo una caduta massima totale pari al 2%.

Si realizzeranno con l'impiego di cavi unipolari e multipolari con conduttori in corda di rame, isolati in PVC con guaina in EPR, non propaganti l'incendio e a bassa emissione di gas corrosivi, tipo FG7 0.6-1kV, in riferimento alle norme CEI20-13 e 20-22II.

L'impianto di messa a terra è da realizzare.

Per quanto riguarda **il sistema di accumulo** invece si farà ricorso al **BESS**.

Battery Energy Storage System (BESS) sarà costituito da batterie agli ioni di litio del tipo litio, ferro, fosfato "LiFePo" (identificato come LFP), moduli delle celle e i rack per contenere i moduli stessi.

Di seguito si riportano le caratteristiche principali del sistema:

- Energia nominale lorda: 100 MWh
- Numero di moduli: 5
- Potenza del singolo modulo: 5 MW
- Potenza nominale complessiva: 25 MW
- Tempo di carica completa a potenza nominale: 4 h
- Tempo di scarica completa a potenza nominale: 4 h
- Temperatura operativa di esercizio delle batterie: 30-35°C

Il sistema di batterie (celle, moduli e rack) è alloggiato in contenitori speciali con adeguata resistenza al fuoco e adeguatamente protetto da un sistema di rilevazione e spegnimento degli incendi. I contenitori della batteria sono condizionati per mantenere la corretta temperatura ambiente per il funzionamento del sistema.

Il sistema di stoccaggio è costituito anche dai dispositivi di gestione dell'energia e dell'energia del sistema di batterie e dal collegamento alla rete elettrica nazionale:

- Sistema di conversione bidirezionale DC /AC (PCS);
- Trasformatori di potenza MT/BT;
- Quadri elettrici MT;
- Sistema locale di gestione e controllo dell'assemblaggio della batteria (Sistema di gestione della batteria "BMS");
- Sistema locale di gestione e controllo integrato dell'impianto (Impianto SCADA);
- Apparecchiature elettriche (quadri elettrici, trasformatori) per il collegamento alla rete elettrica nazionale.

La configurazione finale del sistema BESS, in termini di numero di sistemi di conversione e numero di moduli batteria, sarà effettuata in base alle scelte progettuali relative alla fornitura, che saranno condivise con il fornitore del sistema, nonché al numero di contenitori.

Il BESS sarà alloggiato in prossimità dell'impianto fotovoltaico con un dimensionamento di 25 MWp e 100 MWh di capacità (energia accumulabile) e utilizzerà la tecnologia agli ioni di litio per le batterie.

Il BESS è costituito dai seguenti sottosistemi e componenti:

- Cellule elettrochimiche;
- Moduli batteria;
- Rack;
- Sistema di gestione della batteria (BMS);
- Unità di conversione dell'alimentazione (PCS);
- Trasformatore di potenza MT/BT;
- Quadri elettrici MT;
- Sistema di misurazione;
- Controller BESS e sistema SCADA (BESS PPC);

- Sistemi ausiliari:
 - a. HVAC;
 - b. Firefighting e Fire Detection System;
 - c. Illuminazione;
 - d. Ups.

L'area di ingombro lordo del BESS, che include i container di batterie e unità di conversione, è stata calcolata applicando la seguente formula:

AREA DI INGOMBRO LORDA BESS

$$|Crate=0,25| [m^2] = (260 * [MW BESS]) + 760. (4h)$$

Crate: corrente del dispositivo a cui si deve scaricare/caricare affinché passi da uno State of Charge (stato di carica) del 100% a una Depth of Discharge (profondità di scarica) del 100 % in un'ora.

Nello specifico l'ingombro lordo minimo del caso è risultato pari a 7260,00 m².

Vista la geometria del lotto a disposizione l'area complessiva destinata ad ospitare il BESS è stata definita in 12.000 m².

REQUISITI PRINCIPALI DEL SISTEMA BESS

I principali requisiti, una volta installato il sistema, saranno i seguenti:

- Il sistema BESS sarà in grado di assorbire e rilasciare energia al punto di connessione, in relazione alla taglia del sistema stesso.
- In assenza di esperienze sulla vita utile dei sistemi BESS, si è ipotizzata una vita utile superiore a 27 anni in funzione di una ricerca effettuata sugli stress test messi a disposizione dalle case produttrici dei sistemi.

FUNZIONALITÀ DEL SISTEMA BESS

Il sistema BESS potrà partecipare alla regolazione primaria, secondaria e terziaria di rete (eventualmente ad altri servizi ancillari di rete, come riserva rotante, solo su esplicita richiesta del TSO) nel punto di connessione in accordo.

Il sistema BESS, oggetto del seguente documento, sarà in configurazione Stand Alone (quindi non asservito ad altre unità produttive) ma potrà eventualmente operare in combinazione con l'impianto di produzione da fonte fotovoltaica in progetto.

Parametri ambientali

Il sistema BESS sarà installato all'esterno ed il corretto e sicuro funzionamento, nonché le prestazioni di esercizio e di vita utile, saranno rispettate in accordo alle seguenti condizioni ambientali:

- Pressione atmosferica 1.013 mbar;
- Temperatura dell'aria valore medio 16°C, con variazione da -2°C a +42°C;
- Umidità dell'aria valore medio 70%, con variazione da 40% a 100%;
- Altitudine +6 m;
- Classe sismica 4 (zona con pericolosità sismica molto bassa);
- Ambiente atmosfera industriale con polvere e salsedine.

Sistema di conversione

Il PCS comprenderà l'insieme dei dispositivi e delle apparecchiature necessarie alla connessione delle batterie assemblate al punto di connessione AC.

Il sistema risulterà equipaggiato con i seguenti componenti principali:

- Trasformatori MT/BT isolati in resina;
- Ponti bidirezionali di conversione statica dc/ac;
- Filtri sinusoidali di rete;
- Filtri RFI;
- Sistemi di controllo, monitoraggio e diagnostica;
- Sistemi di protezione e manovra;
- Sistemi ausiliari (condizionamento, ventilazione, etc.);
- Sistemi di interfaccia assemblati batterie;
- Il PCS sarà dotato di un sistema di supervisione con funzioni di protezione, controllo e monitoraggio, dedicato alla gestione locale dello stesso e delle assemblate batterie da esso azionati.

Supervisione e controllo del sistema

Le principali funzioni del BMS (Battery Management System) saranno:

- Monitoraggio e diagnostica delle assemblate batterie;
- Gestione dei segnali di allarme/anomalia;
- Supervisione delle protezioni;
- Gestione dei segnali di sicurezza delle batterie;
- Invio segnali di soglia per la gestione delle fasi di carica e scarica;
- Elaborazione dei parametri per la gestione delle fasi di carica e di scarica;
- Elaborazione dei parametri necessari ad identificare la vita utile residua delle batterie;
- Elaborazione dei parametri necessari alla stima dello Stato di Carica delle batterie.

Le principali funzionalità del sistema di monitoraggio del BMS saranno:

- Calcolare ed inviare ai sistemi locali (SCI) lo stato di carica (SOC);
- Fornire ai sistemi locali (SCI) i parametri di valutazione dei programmi di produzione e erogazione ammissibili;
- Fornire ai sistemi locali (SCI) i segnali di allarme/anomalia;
- Confermare la fattibilità di una richiesta di potenza in assorbimento o in erogazione.

Le principali funzioni di competenza del sistema di controllo del PCS saranno:

- Gestione della carica/scarica delle assemblate batterie;
- Gestione dei blocchi e interblocchi delle assemblate batterie;
- Protezione delle assemblate batterie;
- Protezione dei convertitori.

Le principali funzioni di competenza del sistema integrato SCI saranno:

- Consentire l'esercizio in locale dei singoli moduli batteria, mediante funzioni di protezione,
- comando e interblocco;
- Operare l'esercizio remoto dell'impianto.

Sistema protezioni elettriche

Il sistema di protezioni elettriche sarà progettato per garantire il corretto funzionamento del sistema BESS in accordo a quanto previsto dal codice di Rete.

PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Le parti attive sono previste completamente ricoperte con isolamento che ne impedisce il contatto e può essere rimosso solo mediante distruzione ed è in grado di resistere agli sforzi meccanici, termici ed elettrici cui può essere soggetto nell'esercizio.

Le parti attive sono comunque racchiuse entro involucri o dietro barriere orizzontali a portata di mano come prescritto nella Norma CEI 64-8 Sez. 412 Art. 412.2, tali involucri e barriere devono garantire rispettivamente un grado di protezione minimo di IP 2X (oppure IP XX B) e IP 4X (oppure IP XX D); se all'esterno grado di protezione minimo IP55. In ogni caso il grado di protezione deve essere idoneo al luogo di utilizzo.

PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i contatti indiretti viene assicurata mediante interruzione automatica della alimentazione e mediante l'utilizzo di componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente. Affinché possa avvenire l'interruzione automatica della alimentazione, Art. 413.1 Sez. 413 Norma CEI 64-8, l'impianto deve avere le seguenti caratteristiche:

1. le masse devono essere collegate ad un conduttore di protezione che deve venire poi collegato a terra nelle condizioni previste per i vari sistemi, nel nostro caso TT;
2. le masse simultaneamente accessibili devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Si devono collegare al collettore (detto anche nodo) principale di terra che diventa il collegamento equipotenziale principale i seguenti elementi metallici:

- I conduttori di protezione
- I conduttori di terra
- I tubi alimentanti servizi (acqua, ecc.)

Si deve effettuare il collegamento equipotenziale supplementare che collega tutte le masse e le masse estranee simultaneamente accessibili con resistenza verso terra inferiore a 1000Ω.

Dopodiché vengono impiegati idonei interruttori differenziali posti a monte delle parti da proteggere. Il dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione al circuito o al componente elettrico in modo che in caso di guasto tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione non possa persistere, per una durata sufficiente a causare un rischio di effetti fisiologici dannosi in una persona in contatto con parti simultaneamente accessibili, una tensione di contatto presunta superiore a 50V.

Le protezioni dovranno essere coordinate in modo tale da soddisfare la condizione prescritta dalle Norme CEI 64-8, dove:

- R_A = somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse espressa in ohm;
- I_a = corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione.

Se si utilizzano interruttori differenziali, I_a rappresenta il valore più elevato tra la somma delle correnti differenziali nominali degli interruttori differenziali installati su ciascuna fase. Se si utilizzano interruttori automatici o fusibili I_a rappresenta la corrente che provoca l'intervento entro 5 s.

La somma nel nostro caso è pari a $1 \times 0,5A = 0,5A$ laddove è prevista l'installazione di due inverter in parallelo e $1 \times 0,3A$ per un unico inverter pertanto la resistenza R_A dovrà essere obbligatoriamente inferiore a 100 ohm nel primo caso e 166 ohm nel secondo.

La scelta delle sezioni di ciascuna linea è stata fatta utilizzando come base il criterio della massima caduta di tensione ammissibile e procedendo poi alla verifica della massima temperatura ammissibile. Mentre la tipologia delle condutture è stata identificata sulla base delle disposizioni contenute nelle relative Norme CEI in considerazione delle caratteristiche degli ambienti di installazione ed è riportata sugli elaborati grafici di progetto. I cavi costituenti l'impianto saranno essenzialmente di tre tipi:

1. In rame isolati in PVC qualità R2 del tipo N07V-K, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabella UNEL 35752, questi nelle installazioni non interrate.
2. In rame isolati in gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7 del tipo FG7(O)R 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-13, 20-37 pt.2, 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabelle UNEL 35375 – 35376 – 35377, questi nelle installazioni interrate.
3. In rame isolati in HEPR ad alto modulo di qualità G21 del tipo FG21M21 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali CEI 20-91 febbraio 2010; V1 ottobre 2010 e V2 marzo.

In riferimento alle indicazioni riportate nella Guida CEI 82-25, ne deriva che, per la massima caduta di tensione ammessa, in condizioni regolari di esercizio, si può utilizzare il valore fissato del 2% totale, pertanto possiamo dimensionare, per dove possibile, la caduta di tensione per l'1% lato alternata e l'altro 1% lato continua.

Le formule assunte a base dei calcoli sono:

1. per le condutture percorse da un'unica corrente, o per la valutazione maggiorativa di carico totale concentrato all'estremità;
2. per le condutture alimentanti carichi distribuiti lungo linea; la formula fornisce la caduta di tensione nel punto più sollecitato;

Con il seguente significato dei simboli:

Resistenza unitaria chilometrica a 80 °C [ohm/km]
Reattanza unitaria chilometrica [ohm/km], nulla per la parte in corrente continua
Componente della corrente in fase con la tensione [A]
Componente della corrente in quadratura con la tensione [V]
Distanza di ciascuna erogazione dall'origine della condotta a sezione costante espressa in chilometri [km]
Caduta di tensione assoluta resistiva [V]
Caduta di tensione assoluta reattiva [V]
Caduta di tensione assoluta complessiva [V]
Vale 1.73 per linee trifasi, 2 per linee monofasi
Distanza baricentrica per carichi uniformemente distribuiti espressa in chilometri [km]

Calcolando alla piena potenza e alla temperatura di esercizio i calcoli hanno fornito sempre valori massimi al disotto dei limiti imposti.

Per ciò che attiene alla scelta della protezione delle condutture dalle sovracorrenti, si è proceduto seguendo le indicazioni delle Norme CEI 64-8/4.

Le caratteristiche degli interruttori, riportate sugli elaborati di progetto, previsti a monte di ciascuna dorsale e linea terminale sono state scelte utilizzando i valori ottenuti dal calcolo, nel rispetto delle prescrizioni imposte dal cap. 43 della Norma CEI 64-8/4, risultando sempre:

Contro il sovraccarico:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1,45 I_z$$

dove I_b è la corrente d'impiego, I_n è la corrente nominale dell'apparecchio, I_z è la portata del conduttore e I_f è la corrente che assicura il sicuro intervento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale.

Contro il cortocircuito:

al fine di assicurare la protezione contro il cortocircuito il potere di interruzione dei dispositivi di protezione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione, in particolar modo nel punto di consegna del Distributore si deve tener conto della convenzione riportata nella norma CEI 0-21 art. 5.1.3 che prevede un valore convenzionale della corrente di cortocircuito trifase in funzione della potenza impegnata. E l'energia lasciata passare dal dispositivo di protezione (I^2t), data dal quadrato della corrente effettiva di cortocircuito per la durata dell'evento, deve essere inferiore o uguale a quella massima consentita per non portare la condotta alla temperatura limite ammissibile (K^2S^2), data dal prodotto fra il quadrato di un coefficiente funzione del tipo di isolante del cavo e il quadrato della sezione del cavo stesso, secondo la relazione:

I2t<K2S2

Ciò deve essere verificato, qualunque sia il punto della condotta interessato.

La protezione contro il cortocircuito deve essere sempre posizionata all'origine della linea.

Al fine di mantenere sotto controllo l'impianto di produzione si prevede di installare un sistema di misura e controllo in grado di fornire in tempo reale, e mantenere in memoria per un tempo prestabilito, tutti i parametri di funzionamento dell'impianto.

Il sistema individuato sarà quello interno agli inverter, che permette di misurare tutti i parametri di producibilità, con l'aggiunta del dispositivo denominato SMART METER, dotato di TA, collegato agli inverter tramite cavo RS485, posizionato in cabina elettrica e collegato con i TA (posizionati in corrispondenza del punto di consegna mediante cavo FG16OR16 6*1*0.5mmq, che misura l'energia immessa e prelevata dalla rete.

I parametri principali controllati sono:

- Potenza prodotta e consumata (kW)
- Energia prodotta (kWh) per fascia oraria
- Energia acquistata (kWh) per fascia oraria
- Energia venduta (kWh) per fascia oraria
- Energia consumata (kWh) per fascia oraria
- Energia auto consumata (kWh) per fascia oraria
- Indicatore di ottimizzazione dei consumi (indica quando l'utente è in autoconsumo o in scambio)

Generatore fotovoltaico Generatore 1

Dati generali	
Descrizione	Generatore 1
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

Generatore fotovoltaico Generatore 1

Dati generali	
Descrizione	Generatore 1
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	0.000 kW
Energia totale annua	0.00 kWh

Inverter	
Marca – Modello	-
Tipo fase	\$Empty_B_GENFV_INVFASE\$
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	0.00 % (NON VERIFICATO)
Potenza nominale	\$Empty_B_GENFV_INVPN\$
Numero inverter	0
Capacità di accumulo integrata	\$Empty_B_GENFV_INVCAPACC\$

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

Generatore fotovoltaico Generatore 2

Dati generali	
Descrizione	Generatore 2
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt min.} (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt max.} (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

Generatore fotovoltaico Generatore 3

Dati generali	
Descrizione	Generatore 3
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

Generatore fotovoltaico Generatore 4

Dati generali	
Descrizione	Generatore 4
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

Generatore fotovoltaico Generatore 5

Dati generali	
Descrizione	Generatore 5
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

Generatore fotovoltaico Generatore 6

Dati generali	
Descrizione	Generatore 6
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO

V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO
--	-------------------

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

Generatore fotovoltaico Generatore 7

Dati generali	
Descrizione	Generatore 7
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

Generatore fotovoltaico Generatore 8

Dati generali	
Descrizione	Generatore 8
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

Generatore fotovoltaico Generatore 9

Dati generali

Descrizione	Generatore 9
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

Generatore fotovoltaico Generatore 10

Dati generali	
Descrizione	Generatore 10
Tipo connessione	trifase
Potenza totale	2476.05 kW
Trasformatore	1995kVA

Inverter	
Marca – Modello	SUNWAY TG1800 1500V TE – 640 STD da 1995 kVA
Tipo fase	Trifase
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	124 % (VERIFICATO)
Potenza nominale	1995 kVA

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	5826	2 x 30

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	
V _m a 70 °C (719.79 V) maggiore di V _{mppt} min. (500.00 V)	VERIFICATO
V _m a -10 °C (916.25 V) minore di V _{mppt} max. (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a -10 °C (1 068.25 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (36.51 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (40.00 A)	VERIFICATO

SCHEDE TECNICHE MODULI

Modulo **M.U.0001**

DATI GENERALI

Marca	Trina Solar Limited
Serie	TALLMAX M Plus 1500V
Modello	DUOMAX 505
Tipo materiale	Si monocristallino
Prezzo	€ 0.00

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco	505.0 W
Im	11.56 A
Isc	12.17 A
Efficienza	20.10 %
Vm	43.70 V
Voc	51.70 V

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc	-0.2500 %/°C
Coeff. Termico Isc	0.040 %/°C
NOCT	41±2 °C
Vmax	1 500.00 V

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza	2 187 mm
Larghezza	1 102 mm
Superficie	2.410 m²
Spessore	30 mm
Peso	30.70 kg
Numero celle	150

NOTE

Note	
------	--

SCHEDE TECNICHE INVERTER

Inverter **I.U.0004**

DATI GENERALI

Marca	Huawei Technologies Co., Ltd.
Serie	SUN2000-185KTL-H1
Modello	SUN2000-185 KTL-H1 - 9MPPT
Tipo fase	Trifase
Prezzo	€ 0.00

INGRESSI MPPT

N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	500.00	1 500.00	1 500.00	40.00
2	500.00	1 500.00	1 500.00	40.00
3	500.00	1 500.00	1 500.00	40.00
4	500.00	1 500.00	1 500.00	40.00
5	500.00	1 500.00	1 500.00	40.00
6	500.00	1 500.00	1 500.00	40.00
7	500.00	1 500.00	1 500.00	40.00
8	500.00	1 500.00	1 500.00	40.00
9	500.00	1 500.00	1 500.00	40.00

Max pot. FV [W] 205 000

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale	185 000 W
Tensione nominale	400 V
Rendimento max	99.00 %
Distorsione corrente	3 %
Frequenza	50,60 Hz
Rendimento europeo	98.80 %

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Dimensioni LxPxH	1035 x 365 x 700
Peso	84.00 kg

NOTE

Note

11. NORMATIVE

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, nonché in materia di energia.
- Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili).
- Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- 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, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea. (GU Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Suppl. Ordinario n. 72).
- Decreto Ministero dello sviluppo economico del 19 maggio 2015 (GU n.121 del 27-5-2015): approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici.

- Decreto Legge 1° marzo 2022, n. 17 dal titolo "Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali".

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.

Decreto FER1

Decreto 4 luglio 2019: incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione.

NORME TECNICHE

Normativa fotovoltaica

- CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- CEI 82-25; V2: 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 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

Altra Normativa sugli impianti elettrici

- CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

- CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.
- CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione, individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52): 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.

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 02-04-2019)

TIT (2018-2019)

- 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 01-09-2018): 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 (GAUDI) 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

- 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, 612/2014/R/EEL, 128/2017/R/EEL e 96/2018/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 646/2015/R/EEL: testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Periodo di regolazione 2016-2023 (Versione modificata e integrata con deliberazione 38/2016/R/EEL)

SEU

- Deliberazione 578/2013/R/EEL: regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo.
- Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/EEL: testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo - TISSPC (Versione integrata e modificata dalle deliberazioni 426/2014/R/EEL, 612/2014/R/EEL, 242/2015/R/EEL, 72/2016/R/EEL, 458/2016/R/EEL, 788/2016/R/EEL, 276/2017/R/EEL, 894/2017/R/EEL, 921/2017/R/EEL e 426/2018/R/EEL).
- Deliberazione 609/2014/R/EEL: prima attuazione delle disposizioni del decreto legge 91/2014, in tema di applicazione dei corrispettivi degli oneri generali di sistema per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo. (Versione modificata con la deliberazione 25 giugno 2015, 302/2015/R/COM).

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.
- Circolare del 01/02/2016 n. 2/E: unità immobiliari urbane a destinazione speciale e particolare - Nuovi criteri di individuazione dell'oggetto della stima diretta. Nuove metodologie operative in tema di identificazione e caratterizzazione degli immobili nel sistema informativo catastale (procedura Docfa).

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.

SEU

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

Guida alla qualifica dei sistemi SEU e SEESEU.

FER1

Regolamento Operativo per l'iscrizione ai Registri e alle Aste del DM 4 luglio 2019 (23/08/2019)

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.
-
- Norma CEI EN 61936-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in c.a. – Parte 1: Prescrizioni comuni;
 - Norma CEI EN 50522 Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.;
 - Norma CEI 11-37 guida per l'esecuzione degli impianti di terra di Stabilimenti industriali di I, II, e III categoria;
 - Norma CEI EN 61000-6-2 Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 6-2; 33
 - Norme generiche – Immunità per gli ambienti industriali;
 - Norma CEI EN 61000-6-4+A1 Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 6-2;
 - Norme generiche – Immunità per gli ambienti industriali;
 - Norma CEI EN 62305-1 Protezioni contro i fulmini – Parte 1: Principi generali;
 - Norma CEI EN 62305-2 Protezioni contro i fulmini – Parte 1: Valutazione del rischio;
 - Norma CEI EN 62305-3 Protezioni contro i fulmini – Parte 1: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
 - Norma CEI EN 62305-4 Protezioni contro i fulmini – Parte 1: Impianti Elettrici ed elettronici nelle strutture;
 - Guida CEI 81-30 Protezione contro i fulmini – Reti di localizzazione fulmini (LLS) – Linee guida per l'impiego di sistemi LLS per l'individuazione dei valori di Ng;
 - Norma UNI 9795 Sistemi fissi di rivelazione automatica.

12. 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 azimuth)

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 azimuth 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/m², 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 m²), 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/m²) 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/collauda.

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 W_p), 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/m²), 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. 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/m², 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 ristrutturare per essere utilizzate come unità immobiliari a sé stanti”. (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

Definizione di Ente locale

Ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.

Dott. Ing. Stefano Floris

