



REGIONE
CAMPANIA



COMUNE DI
ARIANO IRPINO



PROVINCIA DI
AVELLINO

PROGETTO DEFINITIVO

Lavori di realizzazione di un parco agrovoltaico della potenza di 103 MW con annesso impianto di storage e delle relative opere connesse nel comune di Ariano Irpino (AV)

Titolo elaborato

PD_1_03_CA_Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Codice elaborato

F0500AR03B

Scala

-

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Progettazione



F4 ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
(ing. Giorgio ZUCCARO)



Gruppo di lavoro

ing. Giorgio ZUCCARO
ing. Mauro MARELLA
ing. Pierfrancesco ZIRPOLI
dr. for. Luigi ZUCCARO
arch. Gaia TELESCA
arch. Luciana TELESCA
ing. Cristina GUGLIELMI
ing. Manuela NARDOZZA
ing. Giovanni FORTUNATO
ing. Angelo CORRADO
dr. agr. Maria Rosaria MONTANARELLA
dr. for. Stefano ZACCARO



Società certificata secondo le norme UNI-EN ISO 9001:2015 e UNI-EN ISO 14001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).



EPF srl - Via Cesare Battisti, 116 83053 S. Andrea di Conza (AV)
Tel e Fax+39 0827 35687

Consulenze specialistiche

Committente

WEB PV ARIANO S.r.l

Via Leonardo Da Vinci 15, 39100 Bolzano (Bz)

Presidente Consiglio di Amministrazione
KAINZ REINHARD

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Febbraio 2023	Prima emissione	VELLA	MMA	GZU
Luglio 2024	Revisione	MRM	MMA	GZU

Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Sommario

1	Premessa	6
2	Descrizione generale del progetto	8
2.1	Normativa tecnica di riferimento	9
3	Descrizione degli elementi tecnici dell'impianto fotovoltaico	13
3.1	Pannelli fotovoltaici	13
3.2	Strutture di supporto	14
3.3	Stringhe	14
3.4	Inverter di stringa	16
3.5	Trasformatori	21
3.6	Configurazione dell'impianto	22
3.7	Cabine di sottocampo	23
3.8	Cabina di distribuzione	24
3.9	Ventilazione box trasformatori	24
3.10	Sottostazione di condivisione e trasformazione MT/AT	25
3.11	Conduttori elettrici e cavidotti	26
4	Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico	27
4.1	Stima della produzione di energia	27
4.1.1	Sito di installazione	27
4.1.2	Dati meteorologici	28
4.1.3	Dati tecnici	28
4.1.4	Contributo Bifacciale	34
4.1.4.1	<i>Fattore di bifaccialità</i>	34
4.1.4.2	<i>Irraggiamento al suolo</i>	35
4.1.4.3	<i>Frazione trasparente della copertura</i>	35

4.1.4.4	<i>Irraggiamento sul lato posteriore - fattore di vista</i>	36
4.1.4.5	<i>Tettoie illimitate</i>	37
4.1.5	Perdite energetiche	37
4.1.6	Irraggiamento e producibilità	38
4.1.7	Misure di irraggiamento e performance	39
4.2	Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera	40
4.3	Resa di conversione dell'energia solare in energia elettrica	41
5	Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione	42
5.1	Protezione generale	42
5.1.1	Protezione contro i contatti diretti	42
5.1.2	Protezione contro i contatti indiretti	43
5.1.3	Protezioni dai sovraccarichi	44
5.1.4	Protezione conduttori contro il corto circuito	44
5.1.5	Cartelli	45
5.1.6	Materiale per l'esercizio e la manutenzione	45
5.1.7	Mezzi di estinzione	45
5.1.8	Qualifica del personale	46
5.1.9	Apparecchiature e componenti	46
5.1.9.1	<i>Cavi</i>	46
5.1.9.2	<i>Connessioni elettriche</i>	46
5.1.9.3	<i>Materiali isolanti</i>	47
5.1.9.4	<i>Sezionatori</i>	47
5.1.9.5	<i>Interruttori</i>	47
5.1.9.6	<i>Interruttori di manovra</i>	48
5.1.9.7	<i>Relè di protezione</i>	48
5.1.9.8	<i>TA e TV di protezione</i>	48
5.1.9.9	<i>Trasformatori</i>	49
5.1.9.10	<i>Pulsanti di sgancio della cabina</i>	49
5.2	Protezione contro i fulmini	50
5.2.1	Protezioni contro le tensioni di passo e contatto	50

5.2.2	Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni	50
5.2.3	Impianto di terra	50
5.2.3.1	<i>Realizzazione dell'impianto di terra</i>	<i>50</i>
5.2.3.2	<i>Verifica dell'impianto di terra</i>	<i>51</i>
Allegato 1: risultati simulazione parco FV con software PVSYST		52
Allegato 2: Scheda tecnica dei pannelli fotovoltaici		53
Allegato 3: Scheda tecnica strutture di supporto		54
Allegato 4: Schede tecniche inverter		55

1 Premessa

Il presente progetto definitivo si riferisce alla realizzazione di un impianto di energia rinnovabile da fonte solare con relative opere di connessione nel comune di Ariano Irpino, in provincia di Avellino (AV).

Le opere in progetto sono proposte dalla società WEB PV ARIANO S.r.l. con sede in Via Leonardo Da Vinci 15, Bolzano (BZ).

Nello specifico, l'impianto sarà costituito da un totale di 182280 moduli fotovoltaici bifacciali organizzati in stringhe da 30 moduli e disposti in 7 campi, a loro volta divisi in sottocampi ciascuno collegato a una cabina MT/BT. L'impianto, caratterizzato da una potenza complessiva installata di 120,3 MW, sarà integrato con un impianto di accumulo, e l'immissione in rete dell'energia prodotta, per una potenza massima di 103MW, avverrà mediante elettrodotto interrato di circa 12km collegato in antenna, mediante condivisione dello stallo, alla sezione a 150kV di una futura Stazione Elettrica a 380 kV da collegare in entra-esce sulla linea 380kV "Benevento 2 – Foggia" localizzata nel Comune di Ariano Irpino (AV).

Si precisa, inoltre, che l'impianto in oggetto si caratterizza come impianto "agrovoltaico", ovvero un impianto che permette di preservare l'attività di coltivazione agricola o pastorale, garantendo una buona produzione energetica. La progettazione è stata perseguita tenendo conto delle recenti linee guida in materia di impianti agrovoltaici del Ministero della Transizione Ecologica (Mite) del giugno 2022.

Pertanto, il progetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR, legge 29 luglio 2021, n.108).

La presente relazione generale è conforme alle direttive della Regione Campania relative alla redazione di progetti definitivi relativi alla realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

A tal proposito si precisa che tutti gli impianti previsti rappresentano la miglior soluzione installativa emergente dalla valutazione del rapporto qualità/prezzo e dell'oggettiva funzionalità e flessibilità degli impianti, data anche la particolare natura della struttura in oggetto.

La validità delle soluzioni proposte sotto il profilo della sicurezza e della conformità normativa è vincolata all'impiego di materiali recanti la marcatura CE ed il marchio IMQ, integri, posati secondo le indicazioni del costruttore e in ogni caso strettamente dipendente dalle condizioni d'uso e di conservazione in efficienza dello stesso. Le installazioni da porre in opera saranno verificate con adeguata strumentazione prima dell'entrata in funzione, coerentemente con quanto disposto dalla normativa vigente.

In particolare, con la presente si prevede un aggiornamento della "Relazione tecnica impianto fotovoltaico" redatta in sede di Valutazione di Impatto Ambientale (ID_VIP 9610), a fronte delle richieste di integrazione pervenute dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in data 20.03.2024.

Con tale documento, in particolare, si intende rispondere ai seguenti punti:

- **1.2:** "Relativamente alla resa di conversione dell'energia solare in energia elettrica, indicare la potenza di picco dei pannelli fotovoltaici per m² e la perdita di performance dei pannelli durante la fase di esercizio dell'impianto. Si richiede inoltre di riportare in tabella la stima di producibilità dell'impianto in termini di GWh ripartita per ogni mese, facendo riferimento alla radiazione solare";

- **1.6:** *“Nella F0500AR03A_PD_1_03_CA_Relazione tecnica impianto fotovoltaico.pdf è scritto che la profondità dei pali sarà 4 m dal piano campagna, mentre nella relazione F0500AR06A_PD_1_06_CS_Relazione preliminare sulle strutture.pdf si riporta che i pali saranno infissi fino a 3 m, indicare quale sia la profondità di infissione dei pali.”*

2 Descrizione generale del progetto

L'impianto fotovoltaico sarà connesso in parallelo alla rete elettrica AT di Terna e opererà in regime di cessione totale dell'energia alla rete elettrica.

Il sito sul quale sarà realizzato il parco agrovoltaico ricade in agro di Ariano Irpino (AV) e le relative coordinate geografiche sono le seguenti:

- Latitudine: 41.169° N
- Longitudine: 15.171° E
- Altitudine media: 691 m s.l.m.

Catastalmente le aree di impianto sono le seguenti:

- **Comune di Ariano Irpino**
 - Foglio 15, particella: 43.
 - Foglio 32, particelle: 88, 89, 90, 151, 152.
 - Foglio 33, particelle: 45, 147, 148, 520, 521, 522, 522, 523, 524, 525, 526.
 - Foglio 50, particelle: 357, 358, 645, 836, 837, 855, 857.
 - Foglio 51, particelle: 30, 88, 116, 117, 118, 118, 128, 237, 238, 239, 241, 242, 647, 648, 706, 707, 708, 709, 710, 711.
 - Foglio 52, particelle: 59, 410, 411, 412, 413, 414, 415.

La Sottostazione Elettrica (SSE) utente 30/150 kV di connessione alla RTN sarà realizzata in un'area ricadente catastalmente nelle particelle 846, 851, 852, riportate al foglio 2 della mappa del comune di Ariano Irpino (AV).

Il parco fotovoltaico è collegato alla stazione RTN mediante cavidotto interrato che corre prevalentemente sulla viabilità esistente, a meno delle seguenti particelle interessate e successivamente analizzate nell'elaborato "Elenco delle ditte catastali":

- Foglio 14, particella: 176.
- Foglio 32, particelle: 1, 2, 9, 14, 20, 28, 45, 63, 93, 136, 140, 141, 144, 145, 211, 214, 225, 226, 235, 236.
- Foglio 33, particelle: 41, 103, 144, 545, 564.
- Foglio 34, particelle: 177, 439.
- Foglio 50, particella: 782.
- Foglio 51, particelle: 245, 252, 262, 263, 676, 738.
- Foglio 52, particelle: 335, 338, 348, 350.
- Foglio 76, particella: 12.

L'impianto fotovoltaico in progetto è costituito dai seguenti elementi principali:

- **Pannelli fotovoltaici**
- **Strutture metalliche di sostegno fisse**
- **Inverter di stringa**
- **Impianto di accumulo**
- **Conduttori elettrici e cavidotti**
- **Cabine di sottocampo per la trasformazione MT/BT**
- **Cabina di raccolta e control room lato campo fotovoltaico**
- **Sottostazione di trasformazione 30/150 kV**
- **Recinzioni perimetrali e cancelli di accesso**

- **Interventi di riequilibrio e reinserimento ambientale**

All'interno dell'area d'impianto è prevista la realizzazione di un impianto di accumulo con unità containerizzate, inverter e trasformatori per una potenza di 50MW e una capacità di 200MWh.

2.1 Normativa tecnica di riferimento

- **D.M. 37/08** - Norme per la sicurezza degli impianti;
- **D.lgs. 81/08** – Testo Unico sulla salute e Sicurezza sul Lavoro;
- **Legge n. 186 del 01.03.68** - Costruzione e realizzazione di materiali e impianti a regola d'arte;
- **Legge 1 marzo 1968, n. 186**: disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.
- **Legge 9 gennaio 1991, n. 10**: norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79**: attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- **Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000**: finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.
- **Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77**: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).
- **D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380**: Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.
- **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.
- **Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004**: Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137
- **Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006**: Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).
- **Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010**: Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)
- **Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011**: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);
- **Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015**: Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.

Sicurezza:

- **D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza):** misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- **DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.
Norme Tecniche
- **CEI 0-2** - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- **CEI 0-16** - Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- **CEI 11-1** - Impianti elettrici con tensione superiore a 1000 V in corrente alternata;
- **CEI 11-20** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- **CEI 11-35** - Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- **CEI 11-37** - Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- **CEI 17-13** - Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (Quadri BT);
- **CEI 17-63** - Sottostazioni prefabbricate ad alta tensione/bassa tensione;
- **CEI 64-8** - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua;
- **CEI 81-10/1 (EN 62305-1)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
- **CEI 81-10/2 (EN 62305-2)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
- **CEI 81-10/3 (EN 62305-3)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- **CEI 81-10/4 (EN 62305-4)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- **CEI 81-3** - "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
- **CEI 20** - Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;
- **CEI UNEL 35024/1** - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- **CEI UNEL 35027** - Cavi di energia per tensione nominale U superiore ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata;
- **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 61727 (CEI 82-9):** sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- **CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

- **CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI 82-25:** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **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 60555-1 (CEI 77-2):** disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- **UNI EN 12464-1** Illuminazione nei luoghi di lavoro
- Serie composta da:
 - **CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1):** apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
 - **CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2):** prescrizioni particolari per i condotti sbarre
 - **CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3):** prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso -Quadri di distribuzione (ASD).
- **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 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.
- **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 EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.
Serie composta da:
 - **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** principi generali.
 - **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** valutazione del rischio.
 - **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.
 - **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.
- **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- **CEI 0-3:** guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.
- **UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- **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 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- **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 64-8, parte 7, sezione 712:** sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.
TICA:
- **Delibera ARG-elt n.90-07:** attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- **Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA:** testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
- **Delibera ARG-elt n. 161-08:** modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
- **Delibera ARG-elt n. 179-08:** modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Precisazione:

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

3 Descrizione degli elementi tecnici dell'impianto fotovoltaico

Nel seguito sono illustrati in dettaglio i principali elementi progettuali che caratterizzano l'impianto fotovoltaico.

3.1 Pannelli fotovoltaici

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da un modulo monocristallino tipo Canadian Solar CS7N-660MB-AG o similare. Assemblati con 132 celle PERC bifacciali da 210 mm, questi moduli a doppio vetro hanno la capacità di convertire le luci incidenti sul lato posteriore in elettricità in aggiunta a ciò che viene generato dal lato anteriore, fornendo una maggiore potenza di uscita, un coefficiente di temperatura inferiore, una minore perdita di ombra e una maggiore tolleranza per il carico meccanico, risultando più performanti e più convenienti in termini di generazione di energia solare, nonché tolleranza per ambienti difficili e condizioni meteorologiche estreme.

I pannelli sfruttano la tecnologia *"half cut cells"* letteralmente celle tagliate a metà.

La tecnologia *"half cut cells"* permette l'aumento della potenza del singolo modulo e della producibilità, grazie ai seguenti fattori:

A) Maggiore tolleranza all'ombreggiamento

Nei moduli tradizionali le celle sono collegate in serie in una matrice 6 x 10 e l'effetto di un'eventuale ombra è mitigato dai 3 diodi di by-pass. Nell'eventualità in cui una cella non venga irraggiata come le altre, uno dei 3 diodi si attiva e la produzione del modulo viene garantita solo per 2/3 (un modulo da 300W potrebbe produrre 200W). Considerando invece un modulo con 120 celle half-cut ci saranno 2 serie da 60 celle in parallelo aventi in comune i 3 diodi di by-pass. In questo modo se una cella viene ombreggiata solo 1/6 del modulo risentirà dell'ombra (un modulo da 300W potrebbe quindi produrre 250W).

B) Diminuzione delle perdite resistive

Nelle celle half cut, essendo la superficie metà rispetto alle celle intere, la corrente prodotta sarà anch'essa dimezzata e di conseguenza le perdite saranno ridotte di $\frac{1}{4}$ (essendo le perdite proporzionali al quadrato della corrente). Inoltre, con una minore corrente circolante nei bus bar, la temperatura del modulo sarà più bassa concorrendo così ad aumentarne la producibilità.

C) Minore possibilità di crack

In una cella a minore superficie i microcrack che si formano nel tempo influiranno meno e il modulo fotovoltaico manterrà le prestazioni più a lungo nel tempo.

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio del modulo, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore: Canadian Solar;**
- **modello: CS7N-660MB-AG;**
- **tipologia: Bifacciali**
- **potenza di picco monofacciale: 660 Wp;**
- **potenza di picco con guadagno bifacciale del 10%: 726W**
- **tensione massima di sistema: 1500V DC**
- **efficienza del modulo: 21.6%**
- **efficienza del modulo con guadagno bifacciale del 10%: 21.6%**
- **tensione a circuito aperto (Voc a STC): 45.4 V;**
- **corrente operativa (Vmp a STC): 38.3 V;**
- **dimensioni: 2384x1303x33 mm;**

- peso: 37.8 kg.

Tabella 1: dati elettrici pannello fotovoltaico

ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	45.4 V	22.16 A	25.5%

3.2 Strutture di supporto

Si precisa che in tale paragrafo si risponde a quanto richiesto al punto 1.6, come da richiesta di integrazioni pervenuta dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in data 20.03.2024.

I pannelli fotovoltaici sono dotati di una struttura metallica fissa monopalo prefabbricata, con orientamento *portrait*, le cui caratteristiche principali sono riportate nel seguito:

- Numero di righe: 2
- Numero di colonne: 15
- Numero di moduli per stringa: 30

Tali strutture saranno realizzate con acciaio zincato a caldo al fine di incrementare la protezione delle strutture dalla corrosione secondo la norma ISO 1461 (batch bath) o secondo la norma ISO 3575 (continuous bath). I bracci di supporto saranno realizzati con acciaio zincati a caldo secondo la norma ISO 1461 ovvero in Magnelis, un rivestimento in Zinco-Alluminio-Magnesio applicato sempre tramite bagno a caldo. I pali di fondazione sono ancorati al terreno e immorsati con delle macchine battipalo. **Le fondazioni sono costituite, dunque, da pali in acciaio scatolari 180x100x4.0mm infissi di una quantità pari a 3.0 m dal piano campagna.**

3.3 Stringhe

Dal punto di vista del collegamento elettrico, si prevede di collegare in serie, a formare una "stringa", i 30 moduli installati sulle singole strutture di supporto.

Ogni stringa, considerando solo il contributo del lato superiore è caratterizzata da una potenza nominale di picco pari a:

$$30 \times 660 \text{ W} = 19,80 \text{ kW}$$

Considerando, invece, un guadagno bifacciale del 10% la potenza nominale di picco della stringa risulta:

$$30 \times 726 \text{ W} = 21,78 \text{ kW}$$

Di seguito i dati nominali della stringa (rif. Condizioni STC):

DATI PANNELLO

Marca modello	Canadian Solar CS7N-660 MB-AG			
	%	0%	5%	10% %
Guadagno bifacciale		0%	5%	10% %
Potenza nominale (STC)	W_n	660	693	726 W
Potenza condizioni operative (40°)	W_p	626	658	689 W
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	38,3	38,3	38,3 V
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	17,24	18,1	18,96 A
Tensione circuito aperto	V_{oc}	45,4	45,4	45,4 V
Corrente di corto circuito	I_{sc}	18,47	19,39	20,3 A
Efficienza del modulo	Eff	21,2%	22,3%	23,4% %

Stringa

numero moduli	n	30	30	30
Potenza massima	P_{MAX}	19,80	20,79	21,78 kW
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	1149	1149	1149 V
Tensione circuito aperto	V_{oc}	1362	1362	1362 V
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	17,24	18,1	18,96 A
Corrente di corto circuito	I_{sc}	18,47	19,39	20,3 A

Calcoli per variazione di temperatura

Temperatura STC	T_{STC}	25	°C
Coefficiente di temperatura per I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	0,05%	%/°C
Coefficiente di temperatura per V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	-0,26%	%/°C
Coefficiente di temperatura per P_{MAX}	$\gamma_{P_{mp}}$	-0,34%	%/°C

Temperatura minima	T_{min}	-10	°C
Temperatura massima	T_{max}	40	°C

Tensione minima stringa	V_{min}	1104,2	1104,2	1104,2 V
Tensione massima stringa	V_{max}	1485,9	1485,9	1485,9 V
Corrente massima stringa	I_{max}	17,24	18,10	18,96 A

Dove:

V_{min} STRINGA è la tensione minima V_{MPP} della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C) calcolata come segue:

$$V_{\min} = V_{MPP(25^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot \Delta T) = V_{MPP(25^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot (40-25))$$

$$V_{\min} = 1149 \cdot (1 + (-0.25\%) \cdot 15) = \mathbf{1104,2 \text{ V}}$$

V_{\max} STRINGA è la tensione massima V_{oc} della stringa alla minima temperatura ambiente del sito (-10°C) calcolata come segue:

$$V_{\max} = V_{oc(20^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot \Delta T) = V_{oc(25^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot (-10-25))$$

$$V_{\max} = 1362 \cdot (1 + (-0.25\%) \cdot (-35)) = \mathbf{1485,9V}$$

I_{\max} STRINGA è la corrente massima I_{MP} della stringa a condizioni STC

3.4 Inverter di stringa

Le stringhe da 30 moduli saranno unite in parallelo e collegate a inverter di stringa che trasformano la corrente continua prodotta dai pannelli in corrente alternata con tensione di uscita di 800V.

Smart String Inverter



100A
Per MPPT



Max. Efficiency
≥99.0%



Smart String-Level
Disconnect



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection

Per garantire la produzione di energia dell'impianto, è stata prevista l'installazione di inverter distribuiti di marca HUAWEI modello SUN2000-330KTL-H1 e SUN2000-215KTL-H3, le cui caratteristiche sono riportate di seguito.

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications (Preliminary)

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

SUN2000-215KTL-H3

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Gli inverter saranno posizionati in campo in posizione strategica rispetto alla cabina power center di riferimento. Essi saranno installati su un telaio in acciaio, ad altezza minima di 1,5 metri dal piano di campagna e protetti dai raggi solari con una apposita tettoia.

Ai fini della configurazione stringhe-inverter risultano rispettate le seguenti condizioni:

$$V_{min} \text{ STRINGA} > V_{min} \text{ INVERTER}$$

$$1115,7 \text{ V} > 550 \text{ V}$$

$$V_{max} \text{ STRINGA} < V_{max} \text{ INVERTER}$$

$$1499,0 \text{ V} < 1500 \text{ V}$$

$$I_{max} \text{ IN} < I_{max} \text{ INVERTER}$$

Dove:

V_{min} STRINGA è la tensione minima V_{MPP} della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C);

V_{min} INVERTER è la tensione minima di avvio dell'inverter

V_{max} STRINGA è la tensione massima V_{OC} della stringa alla minima temperatura ambiente del sito (-10°C) calcolata in precedenza

V_{max} INVERTER è la tensione massima di funzionamento dell'inverter

I_{max} STRINGA è la corrente massima I_{MP} della stringa a condizioni STC

I_{max} INVERTER è la corrente massima I_{MPPT} dell'inverter

Nel caso dell'inverter SUN2000-330KTL-H1, dotato di 6 ingressi MPPT, saranno collegate in parallelo fino a 19 stringhe, quindi, per ogni ingresso MPPT dell'inverter, saranno collegate fino a 4 stringhe in parallelo. La corrente massima di ingresso, pertanto, è data dal valore I_{max} di 4 stringhe, come riportato nella tabella seguente.

Tabella 2: tabella verifica inverter SUN2000-330KTL-H1 - 300kW

DATI INVERTER			
MARCA	HUAWEI		
Modello	SUN2000-330KTL-H1		
Tensione minima avvio inverter	V _{min_inv}	500	V
Tensione massima in ingresso	V _{max_inv}	1500	V
Corrente massima per MPPT	I _{max}	65	A
Corrente corto circuito per MPPT	I _{sc}	115	A
Potenza nominale	P _n	300	kW
Potenza apparente massima	P _{max}	330	kVA
Numero totale ingressi	N _{IN}	28	
Numero massimo stringhe	N _{st}	19	verificato (N _{st} <N _{IN})
Potenza massima in ingresso	P _{IN}	413,82	kW
numero ingressi MPPT		6	
Rapporto DC/AC		1,38	Amnesso

Stringa		monofacciale			
Tensione minima stringa	V_{min}	1104,2	V	VERIFICATO	
Tensione massima stringa	V_{max}	1485,9	V	VERIFICATO	
numero ingressi per MPPT	n_{MPPT}	4			
Corrente massima (STC)	I_{max}	68,96	A	non verificato	
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	73,88	A	VERIFICATO	
guadagno bifacciale		5%			
Tensione minima stringa	V_{min}	1104,2	V	VERIFICATO	
Tensione massima stringa	V_{max}	1485,9	V	VERIFICATO	
numero ingressi per MPPT	n_{MPPT}	4			
Corrente massima (STC)	I_{max}	72,40	A	non verificato	
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	77,56	A	VERIFICATO	
guadagno bifacciale		10%			
Tensione minima stringa	V_{min}	1104,2	V	VERIFICATO	
Tensione massima stringa	V_{max}	1485,9	V	VERIFICATO	
numero ingressi per MPPT	n_{MPPT}	4			
Corrente massima (STC)	I_{max}	75,84	A	non verificato	
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	81,2	A	VERIFICATO	

Per l'inverter SUN2000-330KTL-H1, collegando fino a 4 stringhe per MPPT, i valori di corrente in immissione I_{max} IN risultano superiori al valore massimo dell'MPPT, pertanto, in caso di condizioni STC, l'inverter limiterà la corrente di stringa a limite massimo consentito.

Tale superamento della corrente massima non comporta problemi di funzionamento all'inverter ma solo una perdita di rendimento.

Nel caso dell'inverter SUN2000-215KTL-H1, dotato di 3 ingressi MPPT, saranno collegate in parallelo fino a 13 stringhe, quindi, per ogni ingresso MPPT dell'inverter, saranno collegate fino a 5 stringhe in parallelo. La corrente massima di ingresso, pertanto, è data dal valore I_{max} di 5 stringhe, come riportato nella tabella seguente.

Tabella 3: tabella verifica inverter SUN2000-215KTL-H3 - 200kW

DATI INVERTER		HUAWEI	
MARCA	HUAWEI		
Modello	SUN2000-215KTL-H3		
Tensione minima avvio inverter	V_{min_inv}	500	V
Tensione massima in ingresso	V_{max_inv}	1500	V
Corrente massima per MPPT	I_{max}	100	A
Corrente corto circuito per MPPT	I_{sc}	120	A
Potenza nominale	P_n	200	kW
Potenza apparente massima	P_{max}	215	kVA

Numero totale ingressi	N_{IN}	14	
Numero massimo stringhe	N_{st}	13	verificato ($N_{st} < N_{IN}$)
Potenza massima in ingresso	P_{IN}	283,14	kW
numero ingressi MPPT		3	
Rapporto DC/AC		1,42	Ammesso

Stringa		monofacciale	
Tensione minima stringa	V_{min}	1104,2	V VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1485,9	V VERIFICATO
numero ingressi per MPPT	n_{MPPT}	5	
Corrente massima (STC)	I_{max}	86,20	A VERIFICATO
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	92,35	A VERIFICATO
guadagno bifacciale		5%	
Tensione minima stringa	V_{min}	1104,2	V VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1485,9	V VERIFICATO
numero ingressi per MPPT	n_{MPPT}	5	
Corrente massima (STC)	I_{max}	90,50	A VERIFICATO
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	96,95	A VERIFICATO
guadagno bifacciale		10%	
Tensione minima stringa	V_{min}	1104,2	V VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1485,9	V VERIFICATO
numero ingressi per MPPT	n_{MPPT}	5	
Corrente massima (STC)	I_{max}	94,80	A VERIFICATO
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	101,5	A VERIFICATO

Per l'inverter SUN2000-215KTL-H3, collegando fino a 5 stringhe per MPPT, il valore di corrente di immissione I_{max} IN risulta, in ogni situazione, inferiore a quella dell'MPPT, pertanto, in caso di condizioni STC, l'inverter consentirà l'immissione della corrente di stringa a limite massimo consentito.

3.5 Trasformatori

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in vari sottocampi. In ogni sottocampo è prevista una cabina prefabbricata in cui verrà installato il trasformatore di elevazione BT/MT della potenza variabile tra 1250 e 5000 kVA. I trasformatori saranno a singolo secondario con tensione di 800V ed avrà una tensione al primario di 30kV con le seguenti caratteristiche a seguito:

- Tipo a olio
- Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite
- Dimensioni tipo: 2240 (a) x1120 (b) x2390 (c) mm
- Peso: 7000 Kg ca
- frequenza nominale 50 Hz
- Tensione primario 30 KV

- Tensione secondario 0,8 KV
 - Perdite 6%
 - simbolo di collegamento Dy 11
 - collegamento primario triangolo
 - collegamento secondario stella
 - classe ambientale E2
 - classe climatica C2
 - comportamento al fuoco F1
 - classe di isolamento termico primarie e secondarie F/F
 - temperatura ambiente max. 40 °C
 - installazione interna
 - tipo raffreddamento: KNAN estere con raffreddamento naturale ad aria
- altitudine sul livello del mare $\leq 1000\text{m}$

3.6 Configurazione dell'impianto

L'impianto, come detto, è suddiviso in 7 campi composti complessivamente da 29 "sottocampi", collegati ad altrettante cabine di sottocampo caratterizzate dalle seguenti potenze di picco:

Tabella 4: configurazione impianto

sottocampi	nr. stringhe	potenza DC	nr. inverter	potenza AC	DC/AC	trasformatore MVA
1A	202	3999,6	12	3600	1,11	4000
1B	201	3979,8	12	3600	1,11	4000
1C	185	3663,0	11	3300	1,11	4000
1D	178	3524,4	10	3000	1,17	3000
campo 1	766	15166,8	45	13500	1,12	
2A	130	2574,0	7	2100	1,23	3000
2B	235	4653,0	13	3900	1,19	4000
2C	238	4712,4	13	3900	1,21	4000
2D	61	1207,8	5	1000	1,21	1250
campo 2	664	13147,2	38	10900	1,21	
3A	212	4197,6	12	3600	1,17	4000
3B	211	4177,8	12	3600	1,16	4000
3C	212	4197,6	12	3600	1,17	4000
3D	212	4197,6	12	3600	1,17	4000
3E	208	4118,4	12	3600	1,14	4000
3F	211	4177,8	12	3600	1,16	4000
campo 3	1266	25066,8	72	21600	1,16	
4A	240	4752,0	13	3900	1,22	4000

sottocampi	nr. stringhe	potenza DC	nr. inverter	potenza AC	DC/AC	trasformatore MVA
4B	236	4672,8	13	3900	1,20	4000
4C	240	4752,0	13	3900	1,22	4000
4D	232	4593,6	13	3900	1,18	4000
campo 4	948	18770,4	52	15600	1,20	
5A	245	4851,0	14	4200	1,16	5000
5B	256	5068,8	14	4200	1,21	5000
5C	248	4910,4	14	4200	1,17	5000
5D	229	4534,2	13	3900	1,16	1250
campo 5	978	19364,4	55	16500	1,17	
6A	158	3128,4	9	2700	1,16	3000
6B	247	4890,6	14	4200	1,16	5000
6C	248	4910,4	14	4200	1,17	5000
6D	245	4851,0	14	4200	1,16	5000
campo 6	898	17780,4	51	15300	1,16	
7A	191	3781,8	11	3300	1,15	4000
7B	189	3742,2	11	3300	1,13	4000
7C	176	3484,8	10	3000	1,16	3000
campo 7	556	11008,8	32	9600	1,15	
TOTALE	6076	120305	345	103000	1,17	112500

In totale, quindi, saranno installati 182.280 moduli, raggruppati in 6076 stringhe di 30 moduli in serie, per una potenza di picco installata in corrente continua pari a:

$$182.280 \text{ moduli} \times 660 \text{ Wp} = 120.304,8 \text{ Wp} = 134,10 \text{ MW DC}$$

La potenza totale dell'impianto, in corrente alternata, data dalla somma della potenza degli inverter sarà pari a:

$$340 \times 300 + 5 \times 200 = 102.000 + 1000 = 103.000 = 103 \text{ MW AC}$$

3.7 Cabine di sottocampo

Come detto, l'impianto fotovoltaico in progetto è composto da 7 campi divisi in sottocampi ognuno dei quali gestito da un numero variabile di inverter di stringa della potenza unitaria di 200 e 300kW e potenza complessiva da 1000 a 4200 kW.

In ogni sottocampo verrà installata una cabina (power station), avente dimensioni esterne 7,5 mt x 2,5 mt (LxP), composta da due vani che conterranno in uno il quadro di parallelo BT, quadro ausiliari e gli scomparti MT, nell'altro vano sarà ubicato il trasformatore MT/BT.

Il vano trasformatore sarà dotato di opportuno estrattore calcolato secondo le caratteristiche del trasformatore MT/BT.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice per tutti i locali, alimentati da apposito quadro BT (quadro AUX) installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 36kV, guanti di protezione 36kV, estintore ecc.).

La cabina sarà del tipo prefabbricato, realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante, completa di porte di accesso e griglie di aerazione.

Le cabine dei sottocampi avranno tutte le medesime caratteristiche, ovvero le pareti sia interne che esterne, saranno di spessore non inferiore a 7-8 cm, il tetto di spessore non inferiore 6-7 cm, sarà a corpo unico con il resto della struttura, impermeabilizzato con guaina bituminosa elastomerica applicata a caldo per uno spessore non inferiore a 4 mm e successivamente protetta. Il pavimento sarà dimensionato per supportare un carico concentrato di 50 kN/m² ed un carico uniformemente distribuito non inferiore a 5 kN/m². Sul pavimento saranno predisposte apposite finestre per il passaggio dei cavi MT e BT, completo di botola di accesso al vano cavi. L'armatura interna del monoblocco sarà elettricamente collegata all'impianto di terra, in maniera tale da formare una rete equipotenziale uniformemente distribuita su tutta la superficie. I materiali da utilizzare per le porte e le griglie saranno in vetroresina stampata, o lamiera zincata (norma CEI 11-1 e DPR 547/55 art. 340), ignifughe ed autoestinguenti.

Anche le fondazioni della cabina sono prefabbricate e per l'alloggio sarà realizzata un'apposita area con livellazione e costipamento del terreno e predisposizione di un letto di sabbia, previo uno scavo a sezione ampia per l'asportazione del terreno coltivo.

A valle della trasformazione della tensione in MT è prevista la posa di un cavidotto interno in MT che collegherà tutte le cabine di sottocampo fino alla cabina di distribuzione situata anche quest'ultima all'interno dell'area d'impianto.

3.8 Cabina di distribuzione

All'interno della sala di controllo dell'impianto (control room) è prevista una cabina di distribuzione MT in cui verranno convogliati i cavi provenienti dalle cabine dei 7 campi e i circuiti di alimentazione dell'impianto di storage.

Essa sarà composta da due vani che conterranno in uno il quadro ausiliari e gli scomparti MT, nell'altro vano sarà ubicato il trasformatore MT/BT ausiliari.

Il vano trasformatore sarà dotato di opportuno estrattore calcolato secondo le caratteristiche del trasformatore MT/BT.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice per tutti i locali, alimentati da apposito quadro BT (quadro AUX) installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 30kV, guanti di protezione 36kV, estintore ecc.).

3.9 Ventilazione box trasformatori

Nelle cabine in cui è prevista l'installazione di un trasformatore, dovranno essere predisposte delle aperture sulle pareti laterali per garantire la ventilazione naturale dei locali.

Le aperture di ventilazione dovranno essere posizionate in basso per l'ingresso di aria fresca e in alto per l'uscita dell'aria calda. Ove possibile dovranno essere disposte preferibilmente su pareti contrapposte, le aperture di ventilazione non avranno serramenti ma solo dotate di griglie del tipo a labirinto atte ad impedire l'ingresso di acqua, animali, e oggetti pericolosi.

Quando la ventilazione naturale non è sufficiente a smaltire il calore di ricorre alla ventilazione forzata.

La ventilazione forzata verrà attivata quando la temperatura interna del locale supera un livello di guardia prefissato (30° C ÷ 35° C) oppure dalle protezioni termometriche dei trasformatori.

3.10 Sottostazione di condivisione e trasformazione MT/AT

A valle cavidotto esterno in MT, come detto, è prevista la realizzazione di una sottostazione elettrica di condivisione e trasformazione da media ad alta tensione (MT/AT). Tale sottostazione, pertanto, sarà distinguibile in due unità separate: la prima, indicata anche come "stazione di utenza a 150 kV", sarà utilizzata per condividere lo stallo di connessione assegnato da Terna spa tra diversi produttori di energia e la seconda, indicata anche come "stazione utenza di trasformazione 150/380 kV".

La seconda, in particolare, sarà costituita da:

- un montante trasformatore (completo di trasformatore AT/MT);
- un locale per l'alloggiamento dei quadri di potenza e controllo e delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica.

Il montante trasformatore, in particolare, sarà costituito dalle seguenti apparecchiature:

- trasformatore AT/MT;
- scaricatori di sovratensione AT;
- trasformatori di corrente;
- interruttore tripolare AT con comando motorizzato;
- trasformatore di tensione capacitivo AT;
- sezionatore tripolare AT con comando motorizzato.

Il trasformatore sarà dotato di sonde termometriche installate sugli avvolgimenti secondari del trasformatore stesso e di dispositivi per la rilevazione della pressione dell'olio di isolamento; i segnali delle protezioni sopra descritte saranno inviate al quadro di controllo della sottostazione e utilizzate per le eventuali segnalazioni di allarme e blocco.

All'interno dell'area della sottostazione di trasformazione AT/MT, sarà posto in opera un locale costituito da elementi prefabbricati poggiati su una fondazione in cls armato gettato in opera in modo da contenere le apparecchiature di potenza e controllo della sottostazione stessa oltre alle apparecchiature di misura dell'energia elettrica.

Il locale sarà composto dai seguenti comparti:

- locale BT;
- locale MT;
- locale GE;
- locale SCADA / misure UTF.

La sottostazione di trasformazione verrà collegato in antenna a 150 kV ad uno stallo condiviso con altri produttori realizzato nella futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN da inserire in entra-esce sulla linea 380 kV "Benevento 3 – Troia 380", come previsto dalla STMG.

3.11 Conduttori elettrici e cavidotti

L'impianto fotovoltaico è stato diviso in diversi sottocampi, ciascuno dei quali sarà collegato ad una cabina di campo e, in uscita dall'ultima di esse, è prevista la posa di un conduttore elettrico interrato in grado di condurre l'energia prodotta fino al punto di consegna in media tensione (MT).

All'interno di ogni sottocampo ogni conduttore sarà alloggiato in un cavidotto interrato da posizionare al di sotto della viabilità stradale in progetto. Per ridurre le perdite energetiche, in caso di sovrapposizione del percorso di due o più conduttori, gli stessi potranno anche essere alloggiati all'interno dello stesso cavidotto pur rimanendo distinti l'uno dall'altro.

Il tratto di cavidotto esterno alle aree dei sottocampi, invece, sarà unico e sarà posizionato al di sotto della viabilità stradale esistente. Per la posa è prevista in particolare la demolizione della pavimentazione impermeabile esistente e la sua integrale ricostruzione in seguito alle opportune operazioni di scavo, posa del cavidotto e rinterro. Nell'elaborato "*Sezioni tipo stradali, ferroviarie, idriche e simili*" sono indicate in dettaglio le modalità di posa.

Per la risoluzione delle interferenze con attraversamenti stradali e, più in generale, in caso di impossibilità a procedere con gli scavi in trincea, saranno adottate le seguenti modalità di posa in opera del cavidotto esterno:

- 1) mediante **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**, vale a dire mediante una perforazione eseguita con una portasonda teleguidata ancorata a delle aste metalliche;
- 2) mediante **Spingi tubo**, una trivellazione orizzontale non guidata con successiva infissione di tubi (controtubo o tubo camicia), all'interno dei quali vengono infilati i cavi.
- 3) mediante **staffaggio**, vale a dire mediante l'ancoraggio sull'opera di attraversamento con staffe ancorate esternamente rispetto all'impalcato, ma ad una quota superiore rispetto a quella di intradosso (in modo da evitare qualunque interferenza con l'eventuale deflusso delle acque in caso di attraversamenti di corsi d'acqua).

Nell'elaborato "*Sezioni tipo stradali, ferroviarie, idriche e simili*" sono indicate in dettaglio le modalità di realizzazione di tali sistemi di avanzamento, mentre nell'elaborato "*Planimetria del tracciato dell'elettrodotta*" sono visibili i tratti interessati.

Lungo il tracciato del cavidotto, inoltre, saranno realizzati dei giunti unipolari a circa 500-800 m l'uno dall'altro. Il posizionamento esatto dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze al di sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto, ma certamente saranno realizzati all'interno di pozzetti denominati "buche giunti".

4 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico 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.
- l'attività di produzione agricola e produzione di energia pulita.

4.1 Stima della produzione di energia

4.1.1 Sito di installazione

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

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare.

La stima di producibilità dell'impianto è stata effettuata mediante l'applicazione PVsyst, un pacchetto software completo per lo studio, il dimensionamento, la simulazione e l'analisi dei sistemi fotovoltaici.

Le simulazioni sono state svolte per ogni campo considerando i seguenti parametri:

- Latitudine: 41.169° N
- Longitudine: 15.171° E
- Altitudine media: 691 m s.l.m.

Sommario del progetto

Luogo geografico Ariano irpino Italia	Ubicazione Latitudine 41.17 °N Longitudine 15.17 °E Altitudine 692 m Fuso orario UTC+1	Parametri progetto Albedo 0.20
Dati meteo ariano irpino Meteonorm 8.1 (1997-2015), Sat=100% - Sintetico		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete Simulazione per l'anno no 1	Tavole su una costruzione	
Orientamento campo FV Piano fisso Inclinazione/azimut 30 / 0 °	Ombre vicine Ombre lineari	Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete)
Informazione sistema Campo FV	Inverter	
Nr. di moduli 182280 unità	Numero di unità 346 unità	
Pnom totale 120.3 MWc	Pnom totale 103.3 MWac	
	Rapporto Pnom 1.165	

Sommario dei risultati

Energia prodotta	170134.97 MWh/anno	Prod. Specif.	1414 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	83.57 %
------------------	--------------------	---------------	-------------------	----------------------	---------

4.1.2 Dati meteorologici

La versione del software PVSyst utilizzata per la simulazione ingloba al suo interno il programma Meteonorm 8.0, in grado di generare valori climatici annuali accurati e rappresentativi per qualsiasi luogo sulla terra. Meteonorm include due dei migliori modelli sul mercato per simulazioni affidabili di grandi impianti fotovoltaici.

Il database Meteonorm è composto da più di 8000 stazioni meteorologiche, cinque satelliti geostazionari e una climatologia dell'aerosol calibrata a livello globale. Su questa base, sofisticati modelli di interpolazione, basati su oltre 30 anni di esperienza, forniscono risultati con elevata precisione in tutto il mondo.

4.1.3 Dati tecnici

Per la simulazione sono stati utilizzati i dati tecnici dei moduli e degli inverter previsti in progetto e presenti nel database del software.

Tabella 5: caratteristiche pannelli sottocampi

Caratteristiche campo FV			
Modulo FV		Inverter	
Costruttore	CSI Solar	Costruttore	Huawei Technologies
Modello	CS7N-660MB-AG 1500V	Modello	SUN2000-330KTL-H1
(PVSyst database originale)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	300 kWac
Numero di moduli FV	180450 unità	Numero di inverter	341 unità
Nominale (STC)	119.1 MWc	Potenza totale	102300 kWac
Campo #1 - Sottocampo 1A			
Numero di moduli FV	6060 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	4000 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	202 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3673 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.11
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3573 A		
Campo #2 - Sottocampo 1B			
Numero di moduli FV	6030 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	3980 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	201 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3655 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.11
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3555 A		

Lavori di realizzazione di un parco agrovoltaico della potenza di 103 MW con annesso impianto di storage e delle relative opere connesse nel comune di Ariano Irpino (AV)

PD_1_03_CA_Relazione tecnica impianto fotovoltaico**Caratteristiche campo FV**

Campo #3 - Sottocampo 1C			
Numero di moduli FV	5700 unità	Numero di inverter	11 unità
Nominale (STC)	3762 kWc	Potenza totale	3300 kWac
Moduli	190 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3455 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.14
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3360 A		
Campo #4 - Sottocampo 1D			
Numero di moduli FV	5700 unità	Numero di inverter	11 unità
Nominale (STC)	3762 kWc	Potenza totale	3300 kWac
Moduli	190 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3455 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.14
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3360 A		
Campo #5 - Sottocampo 2A			
Numero di moduli FV	3960 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	2614 kWc	Potenza totale	2100 kWac
Moduli	132 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	2400 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.24
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2335 A		
Campo #6 - Sottocampo 2B			
Numero di moduli FV	7230 unità	Numero di inverter	13 unità
Nominale (STC)	4772 kWc	Potenza totale	3900 kWac
Moduli	241 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4382 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.22
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4262 A		
Campo #7 - Sottocampo 2C			
Numero di moduli FV	7170 unità	Numero di inverter	13 unità
Nominale (STC)	4732 kWc	Potenza totale	3900 kWac
Moduli	239 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4345 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4227 A		
Campo #9 - Sottocampo 3A			
Numero di moduli FV	6360 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	4198 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	212 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3855 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3750 A		

Lavori di realizzazione di un parco agrovoltaico della potenza di 103 MW con annesso impianto di storage e delle relative opere connesse nel comune di Ariano Irpino (AV)

PD_1_03_CA_Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Caratteristiche campo FV

Campo #3 - Sottocampo 1C			
Numero di moduli FV	5550 unità	Numero di inverter	11 unità
Nominale (STC)	3663 kWc	Potenza totale	3300 kWac
Moduli	185 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3364 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.11
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3272 A		
Campo #4 - Sottocampo 1D			
Numero di moduli FV	5340 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	3524 kWc	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	178 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3236 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3148 A		
Campo #5 - Sottocampo 2A			
Numero di moduli FV	3900 unità	Numero di inverter	7 unità
Nominale (STC)	2574 kWc	Potenza totale	2100 kWac
Moduli	130 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	2364 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.23
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2299 A		
Campo #6 - Sottocampo 2B			
Numero di moduli FV	7050 unità	Numero di inverter	13 unità
Nominale (STC)	4653 kWc	Potenza totale	3900 kWac
Moduli	235 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4273 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.19
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4156 A		
Campo #7 - Sottocampo 2C			
Numero di moduli FV	7140 unità	Numero di inverter	13 unità
Nominale (STC)	4712 kWc	Potenza totale	3900 kWac
Moduli	238 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4327 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4209 A		
Campo #9 - Sottocampo 3A			
Numero di moduli FV	6360 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	4198 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	212 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3855 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3750 A		

Lavori di realizzazione di un parco agrovoltaico della potenza di 103 MW con annesso impianto di storage e delle relative opere connesse nel comune di Ariano Irpino (AV)

PD_1_03_CA_Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Caratteristiche campo FV

Campo #10 - Sottocampo 3B			
Numero di moduli FV	6330 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	4178 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	211 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3836 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3732 A		
Campo #11 - Sottocampo 3C			
Numero di moduli FV	6360 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	4198 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	212 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3855 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3750 A		
Campo #12 - Sottocampo 3D			
Numero di moduli FV	6360 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	4198 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	212 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3855 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3750 A		
Campo #13 - Sottocampo 3E			
Numero di moduli FV	6240 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	4118 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	208 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3782 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.14
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3679 A		
Campo #14 - Sottocampo 3F			
Numero di moduli FV	6330 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	4178 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	211 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3836 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3732 A		
Campo #15 - Sottocampo 4A			
Numero di moduli FV	7200 unità	Numero di inverter	13 unità
Nominale (STC)	4752 kWc	Potenza totale	3900 kWac
Moduli	240 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4364 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.22
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4245 A		

Lavori di realizzazione di un parco agrovoltaico della potenza di 103 MW con annesso impianto di storage e delle relative opere connesse nel comune di Ariano Irpino (AV)

PD_1_03_CA_Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Caratteristiche campo FV

Campo #16 - Sottocampo 4B			
Numero di moduli FV	7080 unità	Numero di inverter	13 unità
Nominale (STC)	4673 kWc	Potenza totale	3900 kWac
Moduli	236 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4291 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.20
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4174 A		
Campo #17 - Sottocampo 4C			
Numero di moduli FV	7200 unità	Numero di inverter	13 unità
Nominale (STC)	4752 kWc	Potenza totale	3900 kWac
Moduli	240 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4364 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.22
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4245 A		
Campo #18 - Sottocampo 4D			
Numero di moduli FV	6960 unità	Numero di inverter	13 unità
Nominale (STC)	4594 kWc	Potenza totale	3900 kWac
Moduli	232 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4218 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4103 A		
Campo #19 - Sottocampo 5A			
Numero di moduli FV	7350 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4851 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	245 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4455 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4333 A		
Campo #20 - Sottocampo 5B			
Numero di moduli FV	7680 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	5069 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	256 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4655 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4528 A		
Campo #21 - Sottocampo 5C			
Numero di moduli FV	7440 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4910 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	248 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4509 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4386 A		

Lavori di realizzazione di un parco agrovoltaico della potenza di 103 MW con annesso impianto di storage e delle relative opere connesse nel comune di Ariano Irpino (AV)

PD_1_03_CA_Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Caratteristiche campo FV

Campo #22 - Sottocampo 5D			
Numero di moduli FV	6870 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4534 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	229 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4164 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.08
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4050 A		
Campo #23 - Sottocampo 6A			
Numero di moduli FV	4740 unità	Numero di inverter	9 unità
Nominale (STC)	3128 kWc	Potenza totale	2700 kWac
Moduli	158 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	2873 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2794 A		
Campo #24 - Sottocampo 6B			
Numero di moduli FV	7410 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4891 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	247 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4491 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4369 A		
Campo #25 - Sottocampo 6C			
Numero di moduli FV	7440 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4910 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	248 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4509 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.17
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4386 A		
Campo #26 - Sottocampo 6D			
Numero di moduli FV	7350 unità	Numero di inverter	14 unità
Nominale (STC)	4851 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	245 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	4455 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	4333 A		
Campo #27 - Sottocampo 7A			
Numero di moduli FV	5730 unità	Numero di inverter	11 unità
Nominale (STC)	3782 kWc	Potenza totale	3300 kWac
Moduli	191 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3473 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.15
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3378 A		

Lavori di realizzazione di un parco agrovoltaico della potenza di 103 MW con annesso impianto di storage e delle relative opere connesse nel comune di Ariano Irpino (AV)

PD_1_03_CA_Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Caratteristiche campo FV			
Campo #28 - Sottocampo 7B			
Numero di moduli FV	5670 unità	Numero di inverter	11 unità
Nominale (STC)	3742 kWc	Potenza totale	3300 kWac
Moduli	189 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3436 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.13
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3343 A		
Campo #29 - Sottocampo 7C			
Numero di moduli FV	5280 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	3485 kWc	Potenza totale	3000 kWac
Moduli	176 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3200 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.16
U mpp	1028 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3113 A		
Campo #8 - Sottocampo 2D			
Modulo FV		Inverter	
Costruttore	CSI Solar	Costruttore	Huawei Technologies
Modello	CS7N-660MB-AG 1500V (PVsyst database originale)	Modello	SUN2000-215KTL-H3 (definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit.	660 Wp	Potenza nom. unit.	200 kWac
Numero di moduli FV	1830 unità	Numero di inverter	5 unità
Nominale (STC)	1208 kWc	Potenza totale	1000 kWac
Moduli	61 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC)	1.21
Pmpp	1109 kWc	Power sharing within this inverter	
U mpp	1028 V		
I mpp	1079 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	120305 kWp	Potenza totale	103300 kWac
Totale	182280 moduli	Numero di inverter	346 unità
Superficie modulo	566226 m ²	Rapporto Pnom	1.16

4.1.4 Contributo Bifacciale

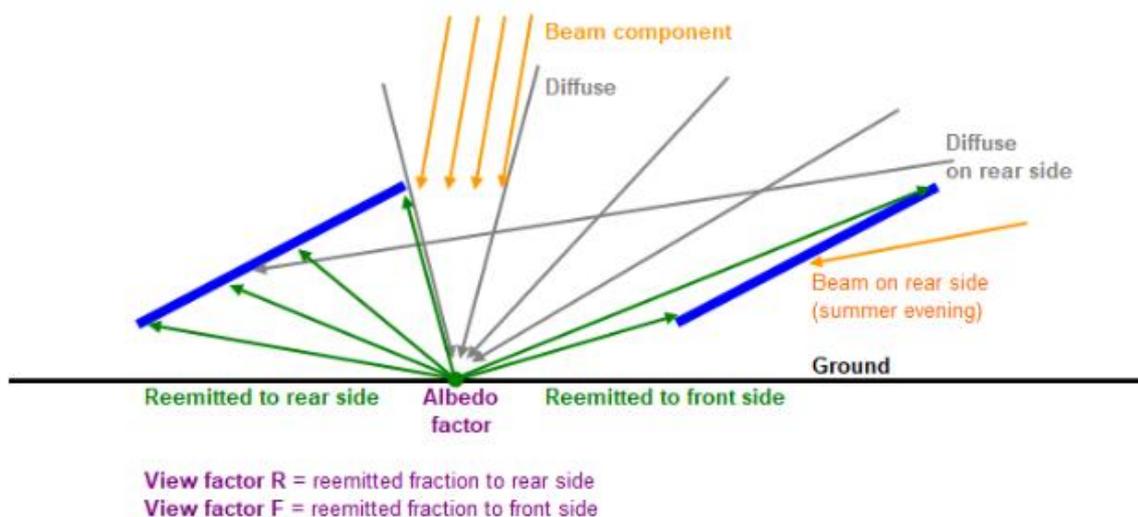
4.1.4.1 Fattore di bifaccialità

Il presente progetto prevede l'utilizzo di moduli Si-cristallini in grado di utilizzare la luce dal lato posteriore per produrre elettricità. Tali "Moduli Bifacciali" sono caratterizzati dal loro "Fattore di Bifaccialità", ovvero il rapporto tra l'efficienza nominale del lato posteriore, rispetto all'efficienza nominale del lato anteriore. Si ricorda che l'efficienza nominale è semplicemente la Potenza nominale (sotto STC) espressa in [kWp], divisa per l'area del modulo fotovoltaico [m²].

Per la simulazione si ritiene che il comportamento della produzione posteriore sia simile al comportamento della parte anteriore, ovvero obbedisca al modello a un diodo con gli stessi parametri.

4.1.4.2 Irraggiamento al suolo

Nella maggior parte dei casi (ad eccezione dei sistemi a piano verticale), l'irraggiamento utilizzabile nella parte posteriore è principalmente la riemissione di una parte della luce incidente al suolo, che non è uniforme e deve essere valutato per ogni punto del terreno.



La componente di fascio da considerare è infatti quella che raggiunge il suolo solo tra i moduli fotovoltaici. Pertanto, in un dato momento, un dato punto a terra riceverà (o meno) la componente del raggio. Ciò dipende ovviamente dalla posizione del sole, quindi la distribuzione dell'irraggiamento del raggio deve essere calcolata ad ogni passo temporale della simulazione.

La componente diffusa viene valutata, per un dato punto a terra, integrando i raggi diffusi ricevuti da tutte le direzioni dello spazio che non sono "nascosti" dai collettori. Per questo calcolo, viene usata la stessa ipotesi degli altri modelli diffusi, cioè che il diffuso sia isotropo. È possibile quindi valutare, per ogni punto a terra, la diffusione ricevuta da un integrale, analogo all'integrale per il modello di trasposizione, su tutte le parti del cielo "viste" da questo punto. Pertanto, la componente di irradiazione diffusa è una funzione di distribuzione sui punti al suolo, indipendente dalla posizione del sole e, dipendendo solo dalla geometria del sistema, può essere calcolata in maniera univoca per un sistema di inclinazione fisso e un dato punto al suolo.

4.1.4.3 Frazione trasparente della copertura

La copertura potrebbe non essere completamente opaca alla luce del sole in quanto possono esserci spazi tra le celle e tra i moduli, che non sono ostruiti da componenti o strutture di montaggio; ciò porterà a una luce aggiuntiva che raggiunge il suolo. Per questo contributo, solitamente piccolo, nelle simulazioni si assume solo un contributo aggiuntivo alla luce ricevuta da ciascun punto a terra che sarà proporzionale all'irraggiamento orizzontale globale e al fattore di trasparenza della copertura.

4.1.4.4 Irraggiamento sul lato posteriore - fattore di vista

L'irraggiamento sul lato posteriore dei moduli fotovoltaici, come detto, è rappresentata dalla quantità di irraggiamento riemesso dal suolo, definito "Albedo".

La luce emessa da un dato punto del suolo è ottenuta moltiplicando l'irraggiamento ricevuto per il fattore albedo del suolo. Questo parametro è molto importante nella situazione bifacciale e dovrebbe essere stimato con cura per ogni particolare sistema, in quanto può cambiare quando il terreno è bagnato, con la neve, o con il tempo (invecchiamento della superficie), ed eventualmente anche con l'altezza del sole.

Nella simulazione non è possibile considerare gli effetti dei cambiamenti climatici, ma solo adottare valori stagionali per l'albedo. Per la simulazione di producibilità del presente progetto, tuttavia, si è adottato un valore fisso di albedo.

Si precisa che non va confuso l'albedo globale con l'albedo per bifaccialità, in quanto l'albedo globale caratterizza il terreno antistante l'installazione, lontano dal sistema e viene utilizzato nel modello di simulazione di rifrazione ed influisce sul valore globale di radiazione incidente (GlobInc). L'albedo per il contributo bifacciale è, invece, una proprietà del terreno appena sotto l'impianto fotovoltaico.

Un'ipotesi molto importante adottata nel modello di simulazione è che la luce riemessa da un punto del suolo abbia una distribuzione isotropa. Ciò significa che la luce viene riemessa con la stessa intensità qualunque sia la direzione dello spazio (semisfera sopra questo punto), ovvero non c'è un riflesso con una direzione privilegiata o particolare. L'ipotesi adottata porta ad una distribuzione lambertiana, cioè ogni raggio viene moltiplicato per il coseno dell'angolo di incidenza.

Viene definito "Fattore di vista" (o "Fattore di forma") la frazione di questa luce che raggiunge effettivamente il modulo fotovoltaico, ottenuta come integrale su tutte le direzioni che, dal punto al suolo, impattano sui moduli fotovoltaici. La luce riemessa verso il cielo è ovviamente persa. Anche il fattore di vista è una proprietà di ogni punto del suolo, solo in base alla geometria e quindi viene calcolata per ogni punto una sola volta.

Vengono valutati 2 tipi di "Fattori di vista", ovvero uno relativo al lato posteriore dei collettori, ed un altro che rappresenta l'irraggiamento che raggiunge il lato anteriore. Quest'ultimo contributo andrà ad aggiungersi all'usuale irradianza incidente.

Gli integrali del fattore di vista comportano una correzione dell'effetto di incidenza (IAM) per ciascun raggio, che è di particolare importanza per il lato anteriore. Si ricorda che l'effetto di incidenza (il termine designato è IAM, per "Incidence Angle Modifier") corrisponde alla diminuzione dell'irraggiamento che raggiunge effettivamente la superficie delle celle fotovoltaiche, rispetto all'irraggiamento in condizioni di incidenza normale. Tale diminuzione è dovuta principalmente ai riflessi sulla copertura in vetro, che aumentano con l'angolo di incidenza.

Oltre a questi contributi, vengono considerati anche la parte diffusa vista direttamente dal lato posteriore (sempre risultato di un integrale), così come il raggio che eventualmente cade su di essa (la mattina e la sera in estate).

Tutti i calcoli di irraggiamento per il lato posteriore tengono conto delle perdite IAM e sono sempre calcolati utilizzando il semplice modello di Fresnel per vetri senza rivestimento antiriflesso.

Infine, possiamo avere delle strutture meccaniche dietro al modulo (inclusa la scatola di giunzione), e pertanto viene definito anche un fattore di ombreggiatura per il lato posteriore.

4.1.4.5 Tettoie illimitate

Nella simulazione, infine, è stata adottata l'ipotesi "tettoie illimitate", che consente un semplice calcolo analitico del comportamento della copertura, ovvero l'ombreggiamento reciproco da tettoia a tettoia, considerando un'unica direzione.

Questo semplifica i calcoli bifacciali, perché consente di considerare solo la distribuzione dei punti al suolo lungo la linea azimutale, e di analizzare il loro comportamento in termini di configurazione della tettoia, definiti i parametri caratteristici quali inclinazione piano/azimut, inclinazione, larghezza della copertura, altezza dal suolo, nonché l'albedo del suolo.

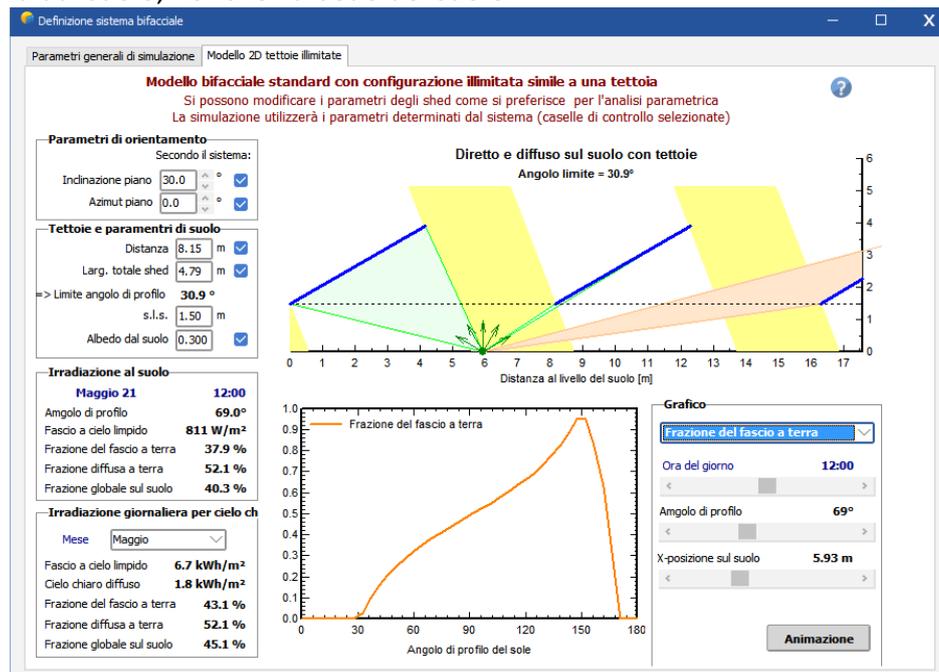


Figura 1: schermata finestra impostazione dati per calcolo contributo bifacciale

4.1.5 Perdite energetiche

Ai fini della stima della produzione di energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita energetica dovuti ad una non perfetta efficienza nella trasmissione da un apparato all'altro:

- degradazione de modulo (per primo anno): 0.2%;
- perdita FV a causa del livello di irraggiamento: 0.4%;
- perdita FV a causa della temperatura: 4.6%;
- perdita per qualità del modulo: 0.7%;
- LID – (Light induced degradation): 2.0%;
- perdita di accoppiamento, moduli e stringhe: 1.1%;
- perdita induttiva/resistiva al trasformatore: 0.9%;
- perdite ohmiche di cablaggio: 0.9%;
- perdita di inverter in funzione (efficienza): 1.4%;
- altre perdite di inverter: 0%.

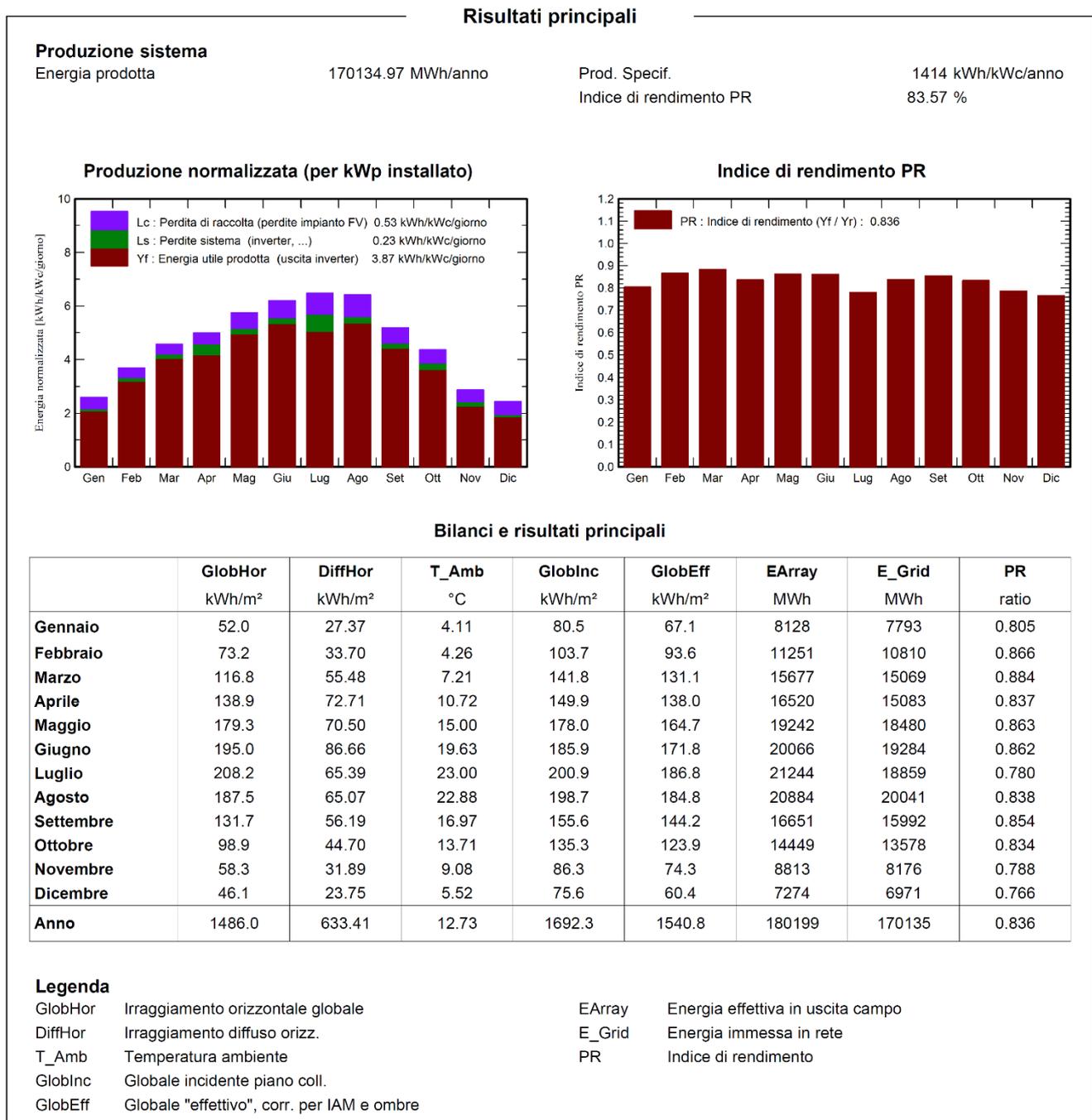
La degradazione indotta dalla luce (LID) è un fenomeno meno noto che ha un impatto su un ampio segmento del mercato delle celle al silicio cristallino. In breve, è il degrado che si verifica in una cella solare nei primi giorni dopo l'installazione a causa dell'esposizione alla luce solare.

L'energia annua immessa in rete è stata calcolata decurtando all'energia di irraggiamento globale disponibile sui pannelli le perdite su elencate.

4.1.6 Irraggiamento e producibilità

Nelle tabelle seguenti si riporta una sintesi dei dati di irraggiamento e della conseguente energia immessa in rete (E-Grid) per il primo anno di esercizio per i campi che compongono l'impianto

Tabella 6: Risultati delle stime di producibilità



Tenendo conto di un tasso di invecchiamento dei pannelli pari allo 0.40% (valore estratto dalla scheda tecnica del produttore), è possibile calcolare l'energia media annua immessa in rete durante la vita utile dell'impianto, pari a 20 anni. Nella tabella seguente è mostrato il cronoprogramma con l'indicazione della produzione di energia per ogni anno.

Tabella 7: Cronoprogramma della producibilità media annuale lungo la vita utile dell'impianto (20 anni)

Anno	Produzione di energia (MWh)
1	170 135
2	169 335
3	168 535
4	167 735
5	166 935
6	166 135
7	164 963
8	163 791
9	162 619
10	161 448
11	160 276
12	159 611
13	158 945
14	158 280
15	157 615
16	156 950
17	156 201
18	155 452
19	154 704
20	153 955
Totale	3 233 620,00

4.1.7 Misure di irraggiamento e performance

L'impianto risulterà dotato di un sistema di monitoraggio ambientale avente l'obiettivo di mantenere monitorati i dati climatici e di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

In particolare, verranno misurati, con idonei strumenti quali ad esempio celle solari e piranometri i dati di irraggiamento in un numero adeguato di strumenti distribuiti sul campo, oltre al dato della temperatura con sensori a contatto posti direttamente sui moduli.

La valutazione delle prestazioni energetiche sarà poi determinata tramite il calcolo del cosiddetto PR "Performance Ratio".

4.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il TEP, ossia il numero di **tonnellate equivalenti di petrolio** risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. L'impianto fotovoltaico consente inoltre la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Secondo l'art. 2 della Delibera EEN 3/08 è possibile considerare il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a:

$$f_c = 0,187 \text{ TEP/MWh}$$

Nel presente caso, pertanto, considerando una produzione media dell'impianto al primo anno di vita di 170.135 MWh, le TEP risparmiate in un anno sono pari a:

$$T_1 = 0,187 \cdot 170.135 = 31.815,25 \text{ TEP}$$

Mentre quelle risparmiate in 20 anni, sulla base di una produzione complessiva di 3.233.620,00 MWh (Tabella 7), sono pari a:

$$T_{20} = 0,187 \cdot 3.233.620 = 604.686,94 \text{ TEP}$$

Nella tabella seguente è possibile notare le quantità delle principali emissioni in atmosfera che la realizzazione dell'impianto consente di evitare.

Tabella 8: Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2006)

Emissioni in atmosfera EVITATE	CO2	SO2	Nox	Polveri
Emissioni evitate (g/kWh)	496,00	0,93	0,58	0,029
Emissioni evitate in 1 anno (Ton)	84 386,96	158,23	98,68	4,93
Emissioni evitate in 20 anni (Ton)	1 603 875,52	3 007,27	1 875,50	93,77

4.3 Resa di conversione dell'energia solare in energia elettrica

Si precisa che in tale capitolo si risponde a quanto richiesto al punto 1.2, come da richiesta di integrazioni pervenuta dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in data 20.03.2024.

Relativamente alla resa di conversione dell'energia solare in energia elettrica, vengono indicate la potenza di picco dei pannelli fotovoltaici per m² e la perdita di performance dei pannelli durante la fase di esercizio dell'impianto. Si riporta, inoltre, la stima di producibilità dell'impianto in termini di GWh ripartita per ogni mese, facendo riferimento alla radiazione solare

La potenza di picco dei pannelli fotovoltaici per m² è pari a **213 W/m²**.

La perdita di performance dei pannelli in fase di esercizio è dello **0,45 %** massimo.

La stima di producibilità dell'impianto in termini di GWh ripartita per ogni mese, con riferimento alla radiazione solare, è riportata nelle due tabelle seguenti.

Tabella 9: Produzione sistema.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	52.0	27.37	4.11	80.5	67.1	8128	7793	0.805
Febbraio	73.2	33.70	4.26	103.7	93.6	11251	10810	0.866
Marzo	116.8	55.48	7.21	141.8	131.1	15677	15069	0.884
Aprile	138.9	72.71	10.72	149.9	138.0	16520	15083	0.837
Maggio	179.3	70.50	15.00	178.0	164.7	19242	18480	0.863
Giugno	195.0	86.66	19.63	185.9	171.8	20066	19284	0.862
Luglio	208.2	65.39	23.00	200.9	186.8	21244	18859	0.780
Agosto	187.5	65.07	22.88	198.7	184.8	20884	20041	0.838
Settembre	131.7	56.19	16.97	155.6	144.2	16651	15992	0.854
Ottobre	98.9	44.70	13.71	135.3	123.9	14449	13578	0.834
Novembre	58.3	31.89	9.08	86.3	74.3	8813	8176	0.788
Dicembre	46.1	23.75	5.52	75.6	60.4	7274	6971	0.766
Anno	1486.0	633.41	12.73	1692.3	1540.8	180199	170135	0.836

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento

Tabella 10: Stima di producibilità (GWh) dell'impianto ripartita per ogni mese.

MESE	PRODUCIBILITÀ (GWh)
Gennaio	7,793
Febbraio	10,810
Marzo	15,069
Aprile	15,083
Maggio	18,480
Giugno	19,284
Luglio	18,859
Agosto	20,041
Settembre	15,992
Ottobre	13,578
Novembre	8,176
Dicembre	6,971
ANNO	170,135

5 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione

Nel presente capitolo sono contenute tutte le soluzioni impiantistiche adottate per la protezione dell'impianto in progetto sia in linea generale che, più in dettaglio, contro i fulmini.

5.1 Protezione generale

Gli impianti saranno costruiti in modo da consentire al personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione di circolare e di intervenire in sicurezza in ogni punto dell'impianto, secondo le circostanze, nell'ambito dei propri compiti e delle autorizzazioni concesse e in linea con la Norma CEI 64-8.

5.1.1 Protezione contro i contatti diretti

Nella costruzione degli impianti va considerato di evitare il contatto non intenzionale con parti attive od il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Per quanto riguarda le parti attive, vanno protette quelle con il solo isolamento funzionale e le parti che possono essere considerate a potenziale pericoloso:

- parti esposte attive;
- parti degli impianti dove sono state rimosse guaine metalliche collegate a terra o schermi conduttori di cavi;
- cavi ed accessori sprovvisti di schermi metallici collegati a terra, nonché cavi flessibili sprovvisti di schermi conduttori elastomerici;
- terminali e guaine conduttrici dei cavi, se essi possono portarsi ad una tensione pericolosa;
- corpi isolanti di isolatori ed altre parti simili, se può insorgere una tensione di contatto pericolosa;
- telai o contenitori di condensatori, convertitori e trasformatori di conversione, che possono essere in tensione durante il normale esercizio;
- avvolgimenti di macchine elettriche, trasformatori e reattori.

I tipi di protezioni che potrebbero essere adottati sono i seguenti:

- protezione per mezzo di involucri;
- protezione per mezzo di barriere (ripari);
- protezione per mezzo di ostacoli (parapetti);
- protezione mediante distanziamento.

Le barriere devono impedire che nessuna parte del corpo di un uomo possa raggiungere la zona di guardia prossima alle parti attive e possono quindi essere pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza minima di 2000 mm.

Gli ostacoli possono essere realizzati tramite l'impiego di coperture, parapetti, catene e corde oppure utilizzando pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza inferiore ai 2000 mm e che quindi non possono rientrare nelle barriere.

La protezione mediante distanziamento si ottiene collocando le parti attive al di fuori della zona dove le persone possono abitualmente soffermarsi o muoversi tenendo conto della distanza che si può raggiungere con le mani in qualsiasi direzione.

Le porte dei locali per le apparecchiature o per gli scomparti, utilizzate come elementi di chiusura, devono essere progettate in modo tale da poter essere aperte solo mediante attrezzi o chiavi.

5.1.2 Protezione contro i contatti indiretti

Nei sistemi di II categoria per la protezione contro i contatti indiretti la cabina deve essere dotata di un impianto di terra conforme alla Norma CEI 11-1.

Le masse o masse estranee facenti parte della cabina devono essere collegate all'impianto di terra. Per poter dimensionare l'impianto di terra si deve richiedere all'Ente Distributore:

- il valore della corrente di guasto a terra della rete;
- il tempo di eliminazione del guasto.

Le prescrizioni da rispettare affinché venga assicurata la protezione sono:

- Neutro collegato direttamente a terra;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione comuni PEN: sistema TN-C;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione separati PE + N: sistema TN-S;
- Masse di utilizzazione collegate al conduttore di protezione, a sua volta collegato a terra in più punti e alla messa a terra dell'alimentazione;
- Sgancio obbligatorio al primo guasto d'isolamento, eliminato tramite i dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o del differenziale.

I dispositivi di interruzione automatica ammessi dalle norme sono:

- Il dispositivo a corrente differenziale;
- Il dispositivo contro le sovracorrenti.

In un sistema IT il neutro del trasformatore non è connesso a terra, si dice, quindi, "sistema a neutro isolato". In questo tipo di sistema non è prevista alcuna protezione contro i contatti indiretti, in quanto l'intero sistema si ritiene isolato.

Un sistema come quello in oggetto viene impiegato, generalmente, laddove siano presenti situazioni di lavoro ove sia prioritaria la continuità del servizio, in quanto la presenza di un primo guasto a terra non dà luogo a correnti di valore elevato e /o pericoloso per le persone. La corrente di guasto a terra assume valori molto bassi, tipicamente fino a 2 A, e si richiude sul nodo di alimentazione attraverso l'impianto di terra delle masse e le capacità verso terra dei conduttori di linea. Il ridotto valore della corrente di guasto fa sì che non si abbia alcun intervento delle protezioni, le tensioni di contatto originate assumeranno, quindi, valori particolarmente bassi.

Normalmente in sistemi di questo tipo si prevede l'utilizzo di un dispositivo di controllo di isolamento il quale verifica se, effettivamente, il sistema rimane isolato nel tempo o sia necessario intervenire per ripristinare l'isolamento, segnalando le eventuali condizioni anomale che si manifestano in caso di guasto.

Questo dispositivo segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto permettendo così l'individuazione della causa di questa riduzione prima del verificarsi di un secondo guasto a terra, che causerebbe l'interruzione dell'alimentazione.

Nel caso di doppio guasto a terra, infatti, si viene a modificare il sistema di distribuzione vanificando ogni beneficio di una rete isolata da terra. In funzione di come sono collegate le masse degli utilizzatori all'impianto di terra il sistema potrebbe passare da una situazione IT a TN o TT, in entrambi i casi si avrebbero elevate correnti di guasto.

La norma prevede dunque che, in presenza di un doppio guasto a terra, il sistema debba essere interrotto, con modalità diverse nel caso di sistemi TT o TN cui migrerebbe il sistema IT di partenza.

La norma, inoltre, raccomanda di non distribuire il conduttore di neutro nei sistemi IT, in primis per evitare il rischio che, in sistemi relativamente complessi, questo possa essere accidentalmente collegato a terra, vanificando in tal modo i vantaggi di un sistema IT; la seconda ragione secondo cui la norma

raccomanda di non distribuire il neutro è legata a problematiche più prettamente impiantistiche, in quanto l'impedenza dell'anello di doppio guasto nei sistemi con neutro distribuito deve risultare inferiore che non nei sistemi a neutro non distribuito, con la conseguenza delle difficoltà pratiche nella realizzazione di una impedenza bassa e la conseguente difficoltà di coordinamento dei dispositivi di interruzione automatica per la protezione dai contatti indiretti.

5.1.3 Protezioni dai sovraccarichi

Per assicurare la protezione contro i sovraccarichi di una conduttura avente corrente di impiego I_b e portata I_z ($I_b < I_z$) si deve installare nel circuito della conduttura st un dispositivo di protezione avente corrente nominale I_n e corrente convenzionale di funzionamento I_f che soddisfino le condizioni seguenti:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1.45 \cdot I_z$$

dove I_f è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Il dispositivo di protezione contro i sovraccarichi deve avere caratteristiche tali da consentire, senza interrompere il circuito, i sovraccarichi di breve durata che si producono nell'esercizio ordinario (Norme CEI 64-8).

Per quanto riguarda il rispetto della seconda condizione, nel caso di interruttori automatici non è necessaria alcuna verifica, in quanto la corrente di sicuro funzionamento è, rispettivamente:

- $1.45 \cdot I_z$ per interruttori uso domestico conformi alla CEI 23-3;
- $1.30 \cdot I_z$ per interruttori uso industriale conformi alla CEI-EN 60947-2.

5.1.4 Protezione conduttori contro il corto circuito

I dispositivi di protezione contro i cortocircuiti devono rispondere alle seguenti condizioni.

- 1) Devono avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore, a condizione che a monte vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione; in questo caso le caratteristiche dei due dispositivi devono essere coordinate in modo che il valore di $I^2 \cdot t$ lasciato passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quello che può essere sopportato senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette. La corrente di cortocircuito da prendere in considerazione deve essere la più elevata che si può produrre in relazione alle configurazioni; in caso di impianto trifase si deve considerare il guasto trifase.
- 2) Devono intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe la temperatura dei conduttori oltre il limite ammissibile. Questa condizione deve essere verificata per un cortocircuito che si produca in un punto qualsiasi della conduttura protetta. In prima approssimazione, per cortocircuiti di durata non superiore a 5 sec, la condizione che il cortocircuito non alzi la temperatura dei conduttori dal valore massimo in servizio normale oltre al limite ammissibile si può verificare con la formula $I^2 \cdot t < k^2 \cdot S^2$ oppure verificando la curva dell'integrale di Joule fornita dal costruttore (Norma CEI 64-8).

5.1.5 Cartelli

Nella cabina MT/BT si dovranno installare i cartelli (di divieto, avvertimento e avviso) sotto elencati, realizzati (pittogrammi ed eventuali scritte) secondo le disposizioni di legge in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro (d.lgs. 81/2008 e s.m.i.).

I segnali, le targhe, i cartelli posti all'esterno devono essere scritti con caratteri indelebili su un supporto che garantisca una buona resistenza alle intemperie.

All'esterno della cabina, su ciascuna porta d'accesso e su ogni lato di eventuali recinzioni saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto d'accesso alle persone non autorizzate;
- Tensione elettriche pericolosa;

Sulla porta d'ingresso al locale, oltre ai tre precedenti, saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto di usare acqua per spegnere incendi;
- Tensione.

All'interno della cabina si dovranno avere:

- Istruzioni relative ai soccorsi d'emergenza da prestare agli infortunati per cause elettriche compilato nelle parti relative ai numeri telefonici da contattare in caso di necessità (medici, ospedali, ambulanze, ecc. più vicini);
- Schema elettrico;
- In prossimità delle apparecchiature di MT, indicare la tensione;
- A disposizione del personale addetto alla manutenzione, il cartello indicante il divieto di effettuare manovre;
- Sulle eventuali uscite di emergenza l'apposito segnale.

Nel caso sia prevista una sorgente autonoma di energia, questa viene segnalata mediante apposita targa posta in corrispondenza del dispositivo di sezionamento del circuito che la collega alla cabina.

Quando la cabina prevede batterie di condensatori e/o batterie di accumulatori, le porte delle celle corrispondenti sono munite di una targa che segnala la presenza di condensatori e delle batterie di accumulatori.

Per cabine elettriche complesse è opportuno che sia esposto uno schema unifilare per permettere anche in caso di urgenza una rapida comprensione delle manovre da eseguire.

Si consiglia inoltre la predisposizione di una tasca porta documenti fissata alla parete.

I dati relativi alla regolazione delle protezioni, le sezioni dei cavi, ecc. possono essere riportati su schemi diversi e tenuti a disposizione per gli interventi di manutenzione o modifica.

5.1.6 Materiale per l'esercizio e la manutenzione

In ciascun locale dove possono essere effettuate manovre sull'impianto di II categoria, a meno che gli addetti non ne siano dotati, devono essere disponibili le appropriate dotazioni di sicurezza (pedane o tappeti isolanti, fioretto di manovra, guanti isolanti).

5.1.7 Mezzi di estinzione

Gli eventuali mezzi di estinzione devono essere collocati in luoghi facilmente accessibili anche in caso di incendio. L'acqua non deve essere usata per lo spegnimento di incendi, quando le materie con le quali verrebbe a contatto possono reagire in modo da aumentare notevolmente di temperatura o da

svolgere gas infiammabili o nocivi. L'acqua (a meno che non si tratti di acqua nebulizzata) e le altre sostanze conduttrici non devono essere usate in prossimità di conduttori, macchine e apparecchi elettrici sotto tensione e si consiglia vivamente di non ricorrere a getti d'acqua per lo spegnimento di fiamme o incendio che si siano prodotti all'interno del locale cabina.

5.1.8 Qualifica del personale

Il personale che entra in cabina è autorizzato nel momento stesso in cui riceve la chiave dal responsabile dell'impianto. Ovviamente, può essere autorizzata una persona che abbia conoscenze tecniche o esperienza (persona esperta - PES) o che abbia ricevuto istruzioni specifiche sufficienti per permetterle di prevenire i pericoli dell'elettricità, in relazione a determinate operazioni condotte in condizioni specificate (persona avvertita - PAV).

Persona esperta è, ad esempio, un installatore o un manutentore qualificato. L'addetto alle pulizie della cabina è invece una persona comune e per diventare persona avvertita deve ricevere adeguate istruzioni e/o sorveglianza, in relazione al tipo di cabina (a giorno o con quadri chiusi), al tipo di intervento richiesto ed agli attrezzi utilizzati. Ad esempio, per eseguire la pulizia di una cabina a giorno con parti attive accessibili deve essere sorvegliato da una persona esperta. In una cabina con parti attive non accessibili è sufficiente un'informazione sui rischi presenti e comportamenti da seguire.

Da notare che gli aggettivi "esperta" o "avvertita" hanno una validità generale e non sono da confondere con il caso particolare relativo alle qualifiche richieste per i lavori elettrici. In altre parole, per entrare in cabina non è necessario avere la qualifica di persona esperta o avvertita ai fini dei lavori elettrici, a meno che non si debbano eseguire tali lavori.

5.1.9 Apparecchiature e componenti

5.1.9.1 Cavi

I cavi dei sistemi di II categoria devono essere dotati di uno schermo o di una guaina metallica connessa a terra almeno ad una estremità del cavo.

5.1.9.2 Connessioni elettriche

Le connessioni elettriche devono essere eseguite in modo tale da non rappresentare punti deboli e devono essere studiate in modo da limitare la possibilità di effluvio, presentare una bassa resistenza elettrica e un'adeguata resistenza meccanica. In particolare, le connessioni dovranno avere caratteristiche elettriche e termiche non inferiori a quelle dei cavi o dei conduttori ad essi collegati. Le connessioni dei conduttori con i terminali degli apparecchi devono essere comunque tali da non trasmettere ai terminali inammissibili sollecitazioni termiche o meccaniche dovute a peso, dilatazione, vibrazioni, correnti di cortocircuito. Si raccomanda particolare attenzione all'ancoraggio dei cavi unipolari in corrispondenza alle connessioni terminali. Le connessioni devono essere realizzate con metalli che non diano luogo a coppie elettrolitiche; ove ciò non sia possibile devono essere adottati provvedimenti atti ad evitare il contatto diretto tra gli stessi. Le superfici di contatto delle connessioni devono essere preparate e protette in modo da assicurare il mantenimento nel tempo delle loro caratteristiche di conduttività.

5.1.9.3 Materiali isolanti

I materiali isolanti devono essere scelti in base alla tensione, all'ambiente di installazione e alla temperatura massima di servizio continuativo cui sono sottoposti e devono avere adeguate caratteristiche di non propagazione della fiamma. In caso di locali contigui tra i quali si voglia realizzare la separazione, la continuità dei circuiti che non siano realizzati a mezzo di cavi viene assicurata a mezzo di appositi isolatori a passante. Se si adottano altri sistemi, questi devono offrire la stessa garanzia di segregazione degli isolatori passanti.

5.1.9.4 Sezionatori

Nei sistemi di II categoria un dispositivo di sezionamento deve essere previsto in corrispondenza di ogni interruttore, dei fusibili di protezione e di ogni interruttore di manovra che non soddisfi le norme dei sezionatori. La possibilità di sezionamento del circuito deve essere prevista anche sulle linee di alimentazione o con possibile alimentazione di ritorno ed il sezionatore può essere posizionato anche lontano dalla cabina stessa. Gli apparecchi di manovra in esecuzione estraibile delle apparecchiature prefabbricate con involucro metallico svolgono anche la funzione di sezionatore. I sezionatori sono in genere interbloccati con i relativi apparecchi di manovra in modo da impedire la loro apertura o chiusura sotto carico. Qualora ciò non venga realizzato, sul pannello frontale della cella è consigliabile che sia indicata la corretta sequenza delle operazioni di manovra. I dispositivi di sezionamento devono essere equipaggiati in modo da permetterne il bloccaggio in posizione di aperto e chiuso. Il comando del dispositivo di sezionamento deve consentire l'applicazione dei blocchi eventualmente previsti in base alle esigenze della cabina. Ad ogni sezionatore o apparecchio di manovra in esecuzione estraibile è opportuno associare un sezionatore di terra interbloccato con la sua posizione di aperto o sezionato. Nel caso di sezionatori di terra posti in corrispondenza di una linea per la quale esiste la possibilità di alimentazione dall'altra estremità possono essere prese in considerazione, ad esempio, le seguenti soluzioni:

- Uso di sezionatore di terra con blocco a chiave condizionato al sicuro sezionamento della linea all'altra estremità;
- Uso di sezionatore di terra con potere di chiusura adeguato al valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

I sezionatori e i sezionatori di terra devono avere caratteristiche termiche e dinamiche adeguate all'intensità e alla durata della corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Il comando meccanico deve essere facilmente manovrabile dall'operatore e dal posto di comando deve essere possibile riconoscere la posizione raggiunta dal dispositivo di sezionamento mediante una delle seguenti condizioni:

- Sezionamento visibile;
- Segnalazione di un dispositivo indicatore sicuro;
- Posizione della parte estraibile rispetto alla parte fissa chiaramente identificabile rispetto al completo inserimento od al completo sezionamento.

5.1.9.5 Interruttori

Nei sistemi di II categoria gli interruttori devono avere un potere di interruzione e di chiusura adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Gli interruttori devono avere

un comando di apertura e di chiusura con manovra indipendente dall'operatore. Quando è previsto un comando con sorgente esterna di energia, deve essere previsto anche un comando a mano di emergenza.

5.1.9.6 Interruttori di manovra

Nei sistemi di II categoria per gli interruttori valgono le disposizioni sopraelencate e per gli interruttori di manovra sezionatori si fa riferimento al paragrafo "Sezionatori" di questa relazione. Nel caso di combinazione interruttore di manovra-fusibile l'intervento di un fusibile deve provocare l'apertura automatica di tutti i poli dell'interruttore di manovra.

5.1.9.7 Relè di protezione

Ogni circuito equipaggiato con interruttore che svolge la funzione di protezione del circuito stesso deve essere dotato di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti che agiscono sul comando di apertura dell'interruttore.

I dispositivi di protezione possono essere:

- Relè diretti;
- Relè indiretti senza alimentazione ausiliaria;
- Relè indiretti con alimentazione ausiliaria.

I relè indiretti possono essere inseriti sia a monte che a valle dell'interruttore purché sia assicurato il funzionamento corretto dell'insieme, inoltre si deve prestare particolare attenzione all'adeguatezza delle loro caratteristiche termiche e dinamiche.

I relè di massima corrente possono essere con caratteristica di intervento a tempo dipendente, indipendente, istantaneo o con una combinazione di queste.

L'alimentazione dei circuiti amperometrici dei relè indiretti dovrebbe essere fatta preferibilmente da trasformatori di corrente di protezione o, nel caso di trasformatori con più secondari, utilizzando i secondari di protezione.

Nel caso di impiego di relè indiretti senza alimentazione ausiliaria, l'energia necessaria al funzionamento del relè e dello sganciatore viene prelevata direttamente dalla corrente di guasto. Il relè deve essere dotato di un dispositivo di prova che consenta di verificare agevolmente il suo corretto funzionamento.

Nel caso di impiego di relè indiretti con alimentazione ausiliaria, è necessario disporre di una sorgente indipendente che assicuri l'alimentazione anche in caso di guasto.

5.1.9.8 TA e TV di protezione

I trasformatori di corrente (TA) e i trasformatori di tensione (TV) di protezione hanno esigenze e quindi caratteristiche diverse dai TV di misura. I TA e TV di misura devono garantire una corretta misurazione della grandezza (corrente o tensione), nel proprio campo d'impiego e salvaguardare gli strumenti di misura da eventuali sovracorrenti. Ad esempio, i TA di misura garantiscono in genere una risposta lineare per correnti da 0,1 In a 1,2 In e saturano rapidamente per valori superiori, in modo che eventuali correnti di cortocircuito non danneggiano i delicati equipaggi degli strumenti di misura collegati sul secondario. I TA e i TV di protezione, invece, devono garantire una rilevazione corretta della grandezza elettrica per un campo di valori molto più ampio di un trasformatore di misura. Non si può impiegare un TA di misura per alimentare un relè di protezione, perché il TA di misura va in saturazione con le correnti di cortocircuito: la corrente sul secondario non è più proporzionale a quella sul primario e potrebbe non

provocare l'intervento delle protezioni di massima corrente. I circuiti secondari di TA e TV devono essere collegati a terra (se non sono separati dal primario con uno schermo messo a terra), con conduttore di sezione minima $2,5 \text{ mm}^2$ se protetto meccanicamente, altrimenti 4 mm^2 .

5.1.9.9 Trasformatori

I trasformatori devono essere installati in modo da impedire contatti accidentali con i terminali e le superfici isolanti degli avvolgimenti. Il trasformatore va installato in uno dei seguenti modi:

- Dietro barriere rigide, di altezza almeno uguale a 2 m;
- Dietro ostacoli di altezza compresa tra 1,2 m e 1,4 m (parapetti catene o funi), aventi una distanza minima dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore maggiore o uguale alla distanza di guardia $A = (dg + 1250) \text{ mm}$;
- In involucri con grado di protezione almeno IP2X. Al di fuori delle cabine elettriche è richiesto un grado di protezione minimo IP23D.

Per quanto riguarda la possibilità di installazione dietro barriere rigide, bisogna tener conto che:

- Per barriere con grado di protezione maggiore o uguale a IP1XB la distanza dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di guardia (dg);
- Per barriere metalliche, collegate a terra, con grado di protezione maggiore o uguale a IP3X la distanza dai terminali e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di isolamento fase – terra (N).

I trasformatori in resina possono essere installati, senza particolari accorgimenti, nello stesso locale con i quadri di media e bassa tensione. Nel caso di più trasformatori in resina di classe F1 nello stesso locale, non sono prescritte particolari precauzioni contro gli incendi, né provvedimenti per la loro separazione.

Una separazione tra i trasformatori, mediante pareti di materiale incombustibile è comunque vantaggiosa, perché permette di accedere in sicurezza a ciascuna unità, mantenendo le altre in servizio. Gli involucri di protezione ostacolano la libera circolazione dell'aria, il che potrebbe portare al declassamento della potenza del trasformatore.

Le ditte costruttrici hanno pertanto adottato, per potenze fino a 2500 kVA, opportuni accorgimenti che creano all'interno degli involucri le stesse condizioni ambientali che si avrebbero in assenza del contenitore. Tali condizioni devono essere garantite dal costruttore del trasformatore, che generalmente è anche fornitore dell'involucro. L'accesso all'involucro di protezione, necessario per le normali operazioni di ispezione e di manutenzione, deve essere effettuato con l'impianto fuori servizio e in sicurezza. A tal fine, un sistema di interblocco a chiave con gli organi di sezionamento, oppure l'impiego di pannelli avvitati asportabili solo con l'uso di attrezzi, contribuiscono ad aumentare la sicurezza degli operatori contro i contatti diretti.

5.1.9.10 Pulsanti di sgancio della cabina

Il pulsante di sgancio collocato in corrispondenza della porta di accesso di una cabina MT/BT non è obbligatorio; esso solitamente comanda l'apertura del dispositivo generale della cabina stessa e lascia in tensione la parte di impianto che si trova a monte di questo dispositivo. A meno di evitare altri accorgimenti, il pulsante di sgancio potrebbe indurre ad erronee conseguenze, ad esempio in caso di incendio.

È richiesto che la funzione del comando di emergenza sia chiaramente segnalata installando presso il medesimo un idoneo cartello, recante la scritta "interruttore generale, attivare in caso d' emergenza" o un'altra scritta simile.

Per il collegamento del pulsante di sgancio è bene utilizzare una conduttura in cavo e in tubo protettivo. È fondamentale che il comando sia efficiente, e per questo si usano principalmente due sistemi:

- Bobina a minima tensione;
- Bobina a lancio di corrente con segnalazione ottica dell'integrità del circuito.

Per il comando a lancio di corrente è opportuno che sia presente un gruppo di continuità statico UPS per l'alimentazione in emergenza dei circuiti di sgancio (tale gruppo sarà utilizzabile anche per la strumentazione della centralina dei trasformatori e per la visualizzazione permanente in caso di black-out, ecc.).

5.2 Protezione contro i fulmini

L'impianto in progetto sarà soggetto a periodica manutenzione che comporta, pertanto, la presenza occasionale del personale addetto. Secondo il decreto Legislativo 81/2008, quindi, il datore di lavoro alla denuncia all'ASL/ARPA e all'ISPESL dei dispositivi di collegamento a terra e di dispersione delle scariche atmosferiche e alla verifica periodica degli stessi da parte dell'ASL/ARPA, o di un organismo abilitato, secondo l'art. 4 dello stesso decreto.

5.2.1 Protezioni contro le tensioni di passo e contatto

Con il collegamento delle strutture metalliche all'impianto di terra dei prefabbricati si crea una situazione di equipotenzialità tale da evitare l'insorgere di pericolose tensioni di passo e contatto.

5.2.2 Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni

Sono previste idonee protezioni contro le sovratensioni, sia per il lato in corrente continua, con scaricatori di sovratensioni su ogni campo fotovoltaico, sia sul lato in corrente alternata.

5.2.3 Impianto di terra

5.2.3.1 Realizzazione dell'impianto di terra

L'impianto di terra della cabina sarà realizzato con un anello perimetrale in corda di rame nudo e ai quattro vertici verranno posti dei picchetti in acciaio zincato di lunghezza 2 m completi di collare per il fissaggio della corda di rame. È opportuno che siano presi tutti i provvedimenti per limitare gli effetti della corrosione con particolare attenzione agli accoppiamenti di metalli diversi. Il terreno di riempimento intorno al dispersore dovrà essere del tipo vegetale e non contenere materiale di risulta.

L'impianto di terra realizza il collegamento equipotenziale di tutte le parti metalliche. La sezione dei conduttori equipotenziali principali sarà maggiore o uguale a metà di quella del conduttore di protezione principale di sezione maggiore, con un minimo di 6 mm².

L'impianto di dispersione sarà costituito da dispersori a puntazza di acciaio zincato $l = 2$ m e da treccia di rame nuda $S = 50$ mm².

Andrà realizzato il collegamento a terra delle strutture metalliche.

Gli impianti di terra delle strutture prefabbricate sono tutti tra essi collegati e da questi alle strutture metalliche dell'impianto, anch'esse connesse a terra. Si crea, in tal modo, una unica maglia equipotenziale comune a tutto l'impianto, tale da evitare l'insorgere di tensioni pericolose di passo e di contatto.

Al conduttore di protezione dell'impianto di terra andranno collegate tutte le masse metalliche che, per cedimento dell'isolamento, potrebbero assumere il potenziale dell'impianto (tubazioni, canaline, cassette e scatole metalliche, carcasse dei quadri elettrici).

5.2.3.2 Verifica dell'impianto di terra

Conoscendo la massima corrente di guasto a terra I_f e il tempo di eliminazione del guasto a terra t_f richiesti dall'ente distributore, e quindi il valore di contatto U_{tp} ammissibile in relazione al tempo di intervento delle protezioni (tabella C.3 della CEI 11-1), si può calcolare il massimo valore della resistenza di terra ammissibile.

Se la massima tensione di contatto rientra nei limiti $U_t \leq U_{tp}$ l'impianto di terra è considerato idoneo, altrimenti bisogna intervenire per riportare la tensione di contatto entro i limiti di sicurezza.

Se nei locali saranno presenti lavoratori subordinati anche solo stagionali si fa presente che si dovrà procedere alla verifica dell'impianto di terra e alla denuncia all'ISPESL e all'ASL/ARPA.

Allegato 1: risultati simulazione parco FV con software **PVSYST**

Allegato 2: Scheda tecnica dei pannelli fotovoltaici

Allegato 3: Scheda tecnica strutture di supporto

Allegato 4: Schede tecniche inverter