Firmato digitalmente da

Pablo Miguel Otin Pintado

CN = Pablo Miguel Otin Pintado
C = IT

"MIADONNA"

REV.	DESCRIZIONE E REVISIONE	Sigla	Data	Firma
1	PROGETTO REV 00	MR	11/21	

EMESSO

PROGETTAZIONE

GVC SERVIZI DI INGEGNERIA

Via della Pineta 1 - 85100 - Potenza
email: info@gvcingegneria.it -
website: www.gvcingegneria.it
C.F e P.IVA 01737760767
P.E.C: gvcsrl@gigapec.it

Direttore Tecnico:
dott. ing. MICHELE RESTAINO

Collaboratori GVC s.r.l. per il progetto:
dott. ing. GIORGIO MARIA RESTAINO
dott. ing. CARLO RESTAINO
dott. ing. ATTILIO ZOLFANELLI

GVC S.r.l.
Direttore Tecnico
Ing.Michele Restaino

GEOLOGIA

Nuova Atlantide soc. coop. a r.l.

Località Palazzo snc - 75011 Accettura - Matera
email: progettazione@nuovaatlantide.com

Direttore Tecnico:
geol. ANTONIO DI BIASE

Collaboratore per il progetto:
geol. TOMMASO SANTOCHIRICO

"Nuova Atlantide" Società Cooperativa
Località Palazzo s.n.c. 75011 Accettura (MT)

ORDINE DEI GEOLOGI DI BASILICATA
Dott. Geol. DIBIASE Antonio
N. Iscriz. 257

ARCHEOLOGIA

Dott. Antonio Bruscella

Piazza Alcide De Gasperi 27 - 85100 - Potenza
email: antoniobruscella@hotmail.it

Dott. Antonio Bruscella
Antonio Bruscella
ANTONIO BRUSCELLA
Archeologo Specializzato

AGRONOMIA

Dott. agr. Paolo Castelli

Viale Croce Rossa 25 - 90144 - Palermo
email: paolo:castelli@hotmail.it
P.IVA 0546509826

ORDINE DEI DOTTORI AGRONOMI E DOTTORI FORESTALI - PALERMO - ITALY
Dott. CASTELLI PAOLO N. 1196 ALBO SEZ. A

Committente

AMBRA SOLARE 44 s.r.l.
Via Tevere n.41 - 00198 ROMA, Italia
ambrasolare44srl@legalmail.it
C.F. e P.IVA 16221101005
SOCIETA' DEL GRUPPO POWERTIS s.r.l.

Powertis
Via Tevere, 41 - 00198 ROMA, Italia
www.powertis.com

Soltec
Via Tevere, 41 - 00198 ROMA, Italia
www.soltech.com

Comune

COMUNE DI CRACO (MT)

COD. RIF	G/139/07/A/01/PD	
ELABORATO		FILE

Opera

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA NOMINALE PARI A 19.994,88 kWp DENOMINATO "MIADONNA" - UBICATO NEL COMUNE DI CRACO (MT) - REGIONE BASILICATA

Categoria	N.°	
PD		Scala - - - - - - -

Oggetto

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Descrizione dei diversi elementi progettuali e dimensionamento impianto FTV

A.5.b

Questo disegno é di nostra proprietà riservata a termine di legge e ne é vietata la riproduzione anche parziale senza nostra autorizzazione scritta

Firmato digitalmente da

MICHELE RESTAINO

C = IT

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

A.5.b. Dimensionamento dell'impianto

IMPIANTO "MIADONNA"

Powertis S.R.L.
Powertis S.A.U. socio unico di Powertis S.R.L.
Via Venti Settembre 1
00187, Roma, Italia
C.F. e P.IVA: 15448121002
info@powertis.com

Powertis S.A.U
Calle Príncipe de Vergara, 43
Planta 6 oficina 1
28001, Madrid, España
info@powertis.com

00	15/11/2021	PRIMA EMISSIONE	15/11/2021	15/11/2021	15/11/2021
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED

INDICE

1. PREMESSA 5
1.1 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI PRESCELTI 5
1.2 RETE ESTERNA ATTA A SODDISFARE LE ESIGENZE DI CONNESSIONE 5
1.3 SISTEMA DI RICICLO 5
2. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI 7
2.1 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO 7
2.2 DEFINIZIONI 8
2.3 RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI 8
2.4 MISURE DI PROTEZIONE IMPIANTI MT 8
2.4.1 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRA CORRENTI 8
2.4.2 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO 9
2.4.3 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO 9
2.4.4 2.4.4 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI 10
2.4.5 PROTEZIONE DA CONTATTI INDIRETTI 11
2.4.6 PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI 12
2.5 QUALITA' DEI MATERIALI 12
3. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FTV 13
3.1 DATI DI PROGETTO 17
3.2 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ 19
3.3 GENERATORE FOTOVOLTAICO 26
3.4 CONVERTITORI CC/CA 27
3.5 CABINA DI CAMPO 27
3.6 QUADRO DI BASSA TENSIONE 27
3.7 TRASFORMATORE BT/MT 28
3.8 QUADRI DI MEDIA TENSIONE 28
3.9 STORAGE (ACCUMULO) 28
3.10 CAVI ELETTRICI 29
3.11 POSA DEI CAVI IN TUBI E CANALETTE — POZZETTI DI DERIVAZIONE 30
3.12 IMPIANTO DI TERRA E SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE 30
3.13 IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE 30
3.14 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO – VERIFICA VARIAZIONE DI TENSIONE - TEMPERATURA LATO C.C. 31

3.15 INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO 32
3.16 MONTAGGIO COMPONENTI 33
3.17 COLLAUDI 34
3.17.1 PROVE DI TIPO 34
3.17.2 PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA 34
3.17.3 VERIFICHE IN CANTIERE 34
3.17.4 PROVE D'ACCETTAZIONE IN SITO 34
3.18 VERIFICHE PER MESSA IN SERVIZIO 35

ELENCO FIGURE

Figura 1 - Planimetria impianto agrivoltaico 14
Figura 2- Calcoli PVSyst 25
Figura 3- datasheet modulo FTV 26

1. PREMESSA

Lo scopo del presente documento è definire tecnicamente l'impianto di generazione elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso conversione fotovoltaica. Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico di grande generazione della potenza nominale di 19.994,88 Kwp da installarsi sui terreni nel comune di Craco (MT), con relativo cavidotto di connessione e sottostazione elettrica AT/MT. La denominazione dell'impianto sarà **"MIADONNA"**.

L'energia elettrica prodotta sarà immessa nella rete di trasmissione nazionale RTN con allaccio in Alta Tensione tramite collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione elettrica di TERNA (SE) a 150 kV.

Il Soggetto Responsabile, così come definito, ex art. 2, comma 1, lettera g, del DM 28 luglio 2005 e s.m.i., è la società **"AMBRA SOLARE 44 s.r.l."**, con sede in Roma via TEVERE n.41, C.F. e P.IVA: 16221101005, società del gruppo **POWERTIS S.r.l.**, che dispone delle disponibilità all'utilizzo delle aree oggetto di intervento.

1.1 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI PRESCELTI

Le caratteristiche dei materiali riguardanti l'impianto fotovoltaico (pannelli solari e inverter) sono ampliamente descritti nel prosieguo della presente relazione, mentre le strutture di sostegno, realizzate in acciaio debitamente zincato a caldo, sono ampiamente descritte negli elaborati dedicati.

1.2 RETE ESTERNA ATTA A SODDISFARE LE ESIGENZE DI CONNESSIONE

Tutte le opere elettriche saranno realizzate nel rispetto delle norme di legge, in conformità del Codice di Rete TERNA, delle norme CEI applicabili ed alla normativa vigente per il cui dettaglio si rimanda alla relazione A.5.a - Descrizione dei diversi elementi progettuali – sottostazione. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti.

1.3 SISTEMA DI RICICLO

Al termine della vita utile di un impianto fotovoltaico, ove non sia possibile riutilizzare i pannelli presso altri impianti, i moduli verranno prelevati da operatori ambientali che si occupano di separare i materiali riciclabili da quelli inerti non riutilizzabili.

I principali componenti di un pannello sono:

- silicio;
- vetro;
- metalli (cornice e contatti);
- componenti elettrici.

Circa il 95% del modulo (in peso) è quindi composto da materiali "nobili" che possono essere riciclati per altri utilizzi. Il resto è formato da rifiuti inerti che sono smaltiti presso una comune discarica.

I pannelli possono essere prelevati sul sito da un soggetto pubblico o privato specializzato in ambito di recupero materiali, che potrà agevolmente sottoporre i pannelli ad un processo di riciclo e smaltimento strutturato nelle seguenti macrofasi:

1) separazione e lavaggio dei vetri (invio dei vetri presso le industrie del settore);
2) separazione dei componenti metallici del modulo;
3) purificazione dei metalli riutilizzabili per il riciclo;
4) smaltimento degli inerti rimanenti presso una discarica.

Il processo di smaltimento, data l'assenza di materiali pericolosi o inquinanti tra i componenti del pannello, non necessita di particolari competenze e può essere gestito da uno dei numerosi operatori ambientali presenti sul territorio.

2. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

Lo studio del trasporto dell'energia fino alla cabina di consegna sarà ispirato a criteri di massima sicurezza e minimo impatto ambientale. La centrale è un impianto di generazione dell'energia elettrica di potenza nominale complessiva 19.994,88 KWp, ed è ubicato nelle campagne del comune di Craco (MT). L'energia prodotta da ciascun campo FV in bassa tensione (per un totale di 4 campi) viene elevata alla tensione di 30 KV dai trasformatori presenti nelle cabine BT/MT (cabina di campo) del campo FV e, una volta messe in parallelo nella cabina di distribuzione MT viene trasportata, mediante cavo MT interrato, alla sottostazione 30/150KV che sarà ubicata nel comune di Craco in prossimità della SE di Terna a 150KV.

Tutte le opere elettriche saranno realizzate nel rispetto delle norme di legge, in conformità del Codice di Rete TERNA, delle norme CEI applicabili.

Particolare attenzione verrà posta alla verifica delle possibili esposizioni delle persone alle radiazioni elettromagnetiche dovute agli elettrodotti, assicurandosi che tali emissioni siano al di sotto del valore di sicurezza di 10 µT per le aree normalmente disabitate ed al valore di 3 µT, fissato come obbiettivo di qualità, per i luoghi normalmente (leggasi oltre 4h/g pro capite) abitati.

2.1 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO

È prevista la realizzazione delle seguenti opere:

1) Impianto di produzione di energia elettrica fa fonte solare–fotovoltaica (le cui caratteristiche sono dettagliatamente descritte nei seguenti paragrafi);
2) Trasformazione dell'energia elettrica BT/MT (cabine elettriche di campo complete di apparecchiature di protezione, sezionamento e controllo);
3) Trasformazione dell'energia elettrica MT/AT (cabina elettrica di trasformazione e consegna completa di apparecchiature di protezione, sezionamento e controllo (Rif. Elab. A.5.a);
4) Impianto di connessione alla rete AT di distribuzione nazionale (Rif. Elab. A.5.a);
5) Distribuzione elettrica BT (all'interno del campo fotovoltaico);
6) Distribuzione elettrica MT a 30 kV (interna ed esterna al campo);
7) Connessione elettrica MT a 30 kV (tra impianto di produzione e S.S.E.)
8) Connessione elettrica AT a 150kV (tra la Sottostazione Utente 30/150kV e la stazione elettrica di Terna) (Rif. Elab. A.5.a);
9) Impianto elettrico al servizio delle cabine elettriche di campo, di trasformazione e di connessione;
10) Impianto di alimentazione utenze in continuità assoluta;
11) Impianti di servizio: illuminazione ordinaria locali tecnici;
12) Impianti di servizio: illuminazione di sicurezza locali tecnici, realizzato con lampade autoalimentate;
13) Impianti di servizio: illuminazione ordinaria;
14) Impianto di terra;
15) Esecuzione delle opere murarie varie nelle cabine elettriche;
16) Scavi, interri e ripristini per la posa delle condutture e dei dispersori di terra (nel campo fotovoltaico e nelle cabine).

2.2 DEFINIZIONI

Nella presente relazione verranno utilizzati i termini e le definizioni riportate nella vigente normativa CEI (con particolare riferimento alle norme CEI 11-20 "impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria", CEI 82-25 guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e Bassa tensione).

2.3 RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI

Gli impianti elettrici dovranno essere realizzati nel rispetto delle disposizioni seguenti:

- D.P.R. 27.04.1955 n. 547 e successive modificazioni;
- D.P.R. 07.01.1956 n. 164 e successive modificazioni;
- D.P.R. 19.03.1956 n. 303 e successive modificazioni;
- Legge 07.12.1984 n. 818 e successive modificazioni;
- Legge 01.03.1990 n. 186;
- Legge 18.10.1977 n. 791;
- Legge 05.03.1990 n. 46 e successive integrazioni (sostituita dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.P.R. 06.12.1991 n. 447(sostituito dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.L. 19.09.1994 n. 626 e successive modificazioni;

Si richiamano le prescrizioni degli Enti Locali preposti ai controlli: USL, ISPESL, Vigili del Fuoco, del gas, etc.

Si sottolinea che dovranno essere osservate altresì le norme: CEI, UNI e le tabelle CEI UNEL.

Relativamente alle norme CEI dovranno essere rispettate quelle in vigore all'atto esecutivo dei lavori con particolare riferimento, a titolo esemplificativo, e non esaustivo, alle Norme di seguito elencate.

2.4 MISURE DI PROTEZIONE IMPIANTI MT

2.4.1 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRA CORRENTI

La protezione dei conduttori dagli effetti dannosi causati dalle sovracorrenti è garantita da dispositivi automatici in grado di interrompere le correnti di sovraccarico fino al cortocircuito.

I dispositivi previsti sono:

- interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo elettronico per taglie sopra i 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici scatolati provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 100A a 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici modulari provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 5A a 60A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori modulari combinati con fusibili gL (CEI 32-1) per la protezione dei circuiti voltmetrici e dei circuiti di segnalazione sui quadri elettrici.
- Le caratteristiche corrente/tempo di intervento dei dispositivi di protezione sono le seguenti:
- curve di intervento selezionabili per i dispositivi con sganciatori elettronici;

- curva di intervento "C" (Imagnetica = 5÷10 x Inominale) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati;
- curva di intervento "D" (Imagnetica = 10÷15 x Inominale) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti primari di trasformatori;
- curva di intervento "B" (imagnetica = 3÷5 x Inominale) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati da gruppi elettrogeni o gruppi soccorritori a batterie.
- Interruttori magnetotermici previsti con funzione "G" (guasto a terra) per interruttori di taglia superiore a 400A;
- Interruttori previsti con relè differenziale per interruttori di taglia inferiore a 400A.

2.4.2 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO

Utilizzando opportunamente dispositivi automatici a norme CEI 17-5/ CEI EN 60898 (CEI 23-3), CEI EN 60947-2 fusibili a norme CEI 32-1; CEI EN 60269-1, risulta assicurata la condizione prescritta dalla norma CEI 64-8:

$$IB \leq In \leq Iz$$

$$If \leq 1.45x\ Iz$$

Dove:

IB = corrente di impiego del circuito

Iz = portata in regime permanente della conduttura (sez. 523 CEI 64-8) In = corrente nominale del dispositivo di protezione

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

La protezione dai sovraccarichi è svolta materialmente da:

- dispositivo a tempo dipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo dipendente termico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

2.4.3 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO

Il potere di interruzione dei dispositivi scelti è superiore alla corrente di corto circuito presunta nei vari punti di installazione. I dispositivi automatici a norme CEI 17-5/23-3 ed i fusibili a norme CEI 32-1 sono stati scelti in modo tale da assicurare la condizione:

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

dove:

t = durata in secondi

S= sezione in mmq.

I = corrente effettiva di corto circuito in Ampere, espressa in valore efficace

K = 115 per i conduttori in rame isolati in PVC

135 per i conduttori in rame isolati con gomma ordinaria o butilica

136 per i conduttori in rame isolati con gomma EPR o XPRE

In ogni caso la max energia sopportata dai cavi $K^2 \cdot S^2$ è superiore al valore di energia specifica $I^2 \cdot t$ indicata dal costruttore come quella lasciata passare dal dispositivo di protezione.

I dispositivi di protezione previsti sono in grado di assolvere sia la protezione da sovraccarico sia la protezione da corto circuito in quanto rispettano le due condizioni dettate dalla norma CEI 64-8 sez. 435-1 e precisamente:

- protezione assicurata contro i sovraccarichi;
- potere di interruzione non inferiore al valore della corrente di corto circuito presunta.

La protezione specifica dai cortocircuiti è svolta da:

- dispositivo a tempo indipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo indipendente elettromagnetico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

2.4.4 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La protezione dai contatti diretti à garantita dalle misure richieste nella norma CEI 64-8 sez. 412, e precisamente:

- isolamento delle parti attive proporzionato alla tensione di esercizio del sistema e tale da resistere alle influenze meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto;
- isolamento dei componenti elettrici costruiti in fabbrica conforme alle relative norme;
- parti attive poste entro involucri con grado minimo di protezione IP2X o IPXXB;
- superfici superiori degli involucri a portata di mano con grado minimo di protezione IP4X o IPXXD;
- apertura degli involucri possibile solo con uso di una chiave o attrezzo;
- utilizzo di interruttori blocco porta che permettano l'apertura della porta dopo aver disattivato le parti elettriche e la riattivazione delle stesse solo a porta chiusa.

Gli involucri di apparecchiature costruite in fabbrica devono essere conformi alle relative norme. In generale gli involucri devono essere saldamente fissati, resistenti alle sollecitazioni previste e se metallici garantire le distanze d'isolamento.

I sistemi di sicurezza previsti si possono così riassumere:

- utilizzo di involucri per apparecchiature e quadri elettrici con grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di pannelli a vite e porte sottochiave per i quadri elettrici;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 450/750V per posa in tubazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 450/750V per posa in canalizzazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 450/750V per posa in quadri elettrici a norme CEI;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 600/1000V in canalizzazioni isolanti o metalliche;
- utilizzo di conduttori con isolamento Uo/U = 600/1000V per posa interrata od in vista;
- utilizzo di morsetti isolati con Vi = 500V e grado di protezione IP20 in quadri elettrici e cassette di derivazione;
- utilizzo di cassette isolanti per derivazione con coperchio a vite e grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di cassette metalliche per derivazione con coperchio a vite, grado minimo di protezione IP40 e collegate al PE;
- utilizzo di apparecchiature isolate Vi = 500V e grado di protezione IP20 in quadri elettrici;
- utilizzo di componenti isolati Vi = 500V e grado di protezione IP40.

2.4.5 PROTEZIONE DA CONTATTI INDIRETTI

Le misure di protezione adottate contro i contatti indiretti sono quelle previste dalla norma CEI 64-8 per i vari sistemi di stato del neutro.

Sistema TNS

Nei sistemi TN-S tutte le masse dell'impianto saranno collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione in corrispondenza od in prossimità del trasformatore. Il punto di messa a terra del sistema di alimentazione nel nostro caso è il punto neutro.

Le caratteristiche dei dispositivi di protezione sono tali che, in caso di guasto l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro i tempi stabiliti dalle norme soddisfacendo la seguente condizione:

$$Zs\ Ia \leq Uo$$

Dove:

- Zs è l'impedenza dell'anello di guasto;
- Ia è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro il tempo definito dalle norme (nel caso di interruttore differenziale la è la corrente differenziale nominale Idn) in funzione della tensione nominale Uo;
- Uo è la tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra.
- Per Uo=230V intervento entro t=0,4sec.
- Per Uo=400V intervento entro t=0,2sec.

Tempi di interruzione convenzionali non superiori a 5 secondi sono ammessi per i circuiti di distribuzione.

Prescrizioni comuni

Saranno collegate al circuito generale di terra tutte le masse metalliche degli utilizzatori e tutte le masse attualmente non identificabili ma comunque da collegare a terra in quanto soggette ad andare, a causa di un guasto, sottotensione (ad esempio passerelle metalliche a pavimento impiegate per la posa dei cavi).

Il fissaggio del conduttore di terra alle suddette masse metalliche, sarà realizzato a mezzo di collari fissa tubo, con morsetti, capicorda ad occhiello o viti autofilettanti da fissare sulla massa metallica in modo tale da impedirne l'allentamento.

Le giunzioni tra i vari elementi di protezione, se necessarie, saranno realizzate con idonei morsetti (ad esempio morsetti a mantello) o con saldatura forte in alluminotermica e saranno ridotte al minimo indispensabile.

Tutte le linee in origine dai quadri elettrici saranno dotate di un proprio conduttore di terra facente capo ad un equipotenziale previsto all'interno del quadro stesso.

Per ragioni di selettività si possono utilizzare dispositivi di protezione a corrente differenziale del tipo S (vedere norma CEI 23-42, 23-44 e 17-5V1) in serie con dispositivi differenziali istantanei solo nei circuiti di distribuzione principali.

I differenziali a ritardo regolabile sono utilizzabili sui circuiti di distribuzione principale ed in presenza di personale addestrato (non sono ammessi negli impianti per uso domestico e similare). In ogni caso il massimo ritardo ammesso nei sistemi TT è di 1s.

2.4.6 PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI

I componenti elettrici non devono costituire pericolo di innesco o di propagazione di incendio per i materiali adiacenti e quindi devono essere conformi alle relative norme costruttive o, dove mancanti alla sezione 422 della norma CEI 64-8.

I pericoli che derivano dalla propagazione di un eventuale incendio devono essere limitati mediante la realizzazione di barriere tagliafiamma REI 120 sulle condutture che attraversano solai o pareti di delimitazione dei compartimenti antincendio.

Le parti accessibili dei componenti elettrici a portata di mano non devono raggiungere temperature tali che possano causare ustioni alle persone oppure essere protette in modo da evitare il contatto accidentale come indicato alla sezione 423 della norma CEI 64-8.

Gli involucri, quadri o cassette contenenti componenti elettrici devono garantire la dissipazione del calore prodotto al fine di limitare le temperature al livello ammesso per il buon funzionamento. In alternativa è ammesso l'utilizzo di aspiratori o ventilatori comandati da termostato.

I sistemi di riscaldamento ad aria forzata devono essere dotati di dispositivi di limitazione della temperatura come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

Gli apparecchi utilizzatori che producono acqua calda o vapore devono essere protetti contro i surriscaldamenti in tutte le condizioni di servizio come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

2.5 QUALITA' DEI MATERIALI

Gli impianti in oggetto sono stati progettati con riferimento a materiali/componenti di Fornitori primari, dotati di Marchio di Qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore attestanti la costruzione a regola d'arte secondo la Normativa tecnica e la Legislazione vigente. Tutti i materiali/componenti rientranti nel campo di applicazione delle Direttive 73/23/CEE ("Bassa Tensione") e 89/336/CEE ("Compatibilità Elettromagnetica") e successive modifiche/aggiornamenti saranno conformi ai requisiti essenziali in esse contenute e saranno contrassegnati dalla marcatura CE. Tutti i materiali/componenti presenteranno caratteristiche idonee alle condizioni ambientali e lavorative dei luoghi in cui risulteranno installati.

3. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FTV

Nel presente documento si espone l'organizzazione del sistema fotovoltaico, ossia le parti principali dell'impianto (layout d'impianto), ed i collegamenti tra le parti stesse. Il sistema fotovoltaico in oggetto sarà collegato alla rete di Alta Tensione, come ampiamente descritto nella relazione **A.5.a - Descrizione dei diversi elementi progettuali – sottostazione** ed a cui si rimanda per tutti i dati del progetto di connessione alla RTN in AT a 150 KV di TERNA.

Per il suddetto impianto è previsto un determinato numero di moduli, suddivisi in campi, sottocampi e stringhe, di cui vengono riportate le definizioni.

Per stringa fotovoltaica s'intende un insieme di moduli collegati tra loro in serie: la tensione resa disponibile dalla stringa è data dalla somma delle tensioni fornite dai singoli moduli che compongono la stringa.

Un sottocampo fotovoltaico è, invece, un insieme di più stringhe connesse in parallelo: la corrente erogata dal sottocampo sarà la somma delle correnti che fluiscono in ogni stringa.

Un campo fotovoltaico è, invece, un insieme di più sottocampi connessi in parallelo: la corrente erogata dal campo sarà la somma delle correnti che fluiscono in ogni sottocampo.

Pertanto, dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da moduli che sono collegati in serie, al fine di costituire una stringa; le stringhe sono collegate tra loro in tanti sottocampi quanti sono gli inverter, i sottocampi sono a loro volta collegati in parallelo e compongono il campo fotovoltaico. Nel complesso, un impianto fotovoltaico risulta essere organizzato in campi collegati tra loro, un campo è composto da diversi sottocampi elettricamente indipendenti tra loro, ottenuti dal parallelo di diverse stringhe ed ognuno gestito dal relativo inverter.

In particolare:

- si hanno tanti sottocampi quanti sono il numero d'inverter previsti nell'impianto;
- ad ogni inverter faranno capo diverse stringhe.

La disposizione dei moduli fotovoltaici sarà realizzata come dai disegni allegati, in modo da poter gestire l'organizzazione degli stessi contestualmente all'area di posa. Tale disposizione ha altresì il fine di ottimizzare il rendimento dell'impianto garantendo una caduta di tensione, tra la stringa più lontana e il relativo circuito d'ingresso dell'inverter ad esso associato, non superiore all'2%, in condizioni ordinarie di esercizio e relativamente alla corrente corrispondente al punto di massima potenza.

Sulla base dei sopralluoghi effettuati e dall'analisi dello stato di fatto dei terreni, è stato effettuato uno studio riguardo l'ottimizzazione dell'energia captabile dal campo fotovoltaico, e si è deciso di disporre i moduli fotovoltaici come da elaborati grafici allegati.

L'inclinazione dei moduli rispetto al piano orizzontale è variabile in quanto sarà utilizzato il sistema tracking, tale da permette di ottenere dei valori di irraggiamento vicini a quelli ottimali per tutto l'anno.

La scelta riguardo la configurazione elettrica dei moduli fotovoltaici ha tenuto conto di numerosi fattori tra cui:

- la sicurezza elettrica;
- le caratteristiche d'ingresso dell'inverter;
- il costo dei cablaggi;
- l'efficienza del sistema.

Tenuto conto di questi fattori, si è optato per l'adozione di un campo fotovoltaico costituito, come già detto, da campi e sottocampi formati da stringhe composte da moduli come da schema elettrico unifilare allegato; le caratteristiche dei singoli campi e sotto-campi sono quelle riportate nelle tabelle sottostanti (tabella 1).

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene inviata ai gruppi di conversione (inverter) che provvedono a trasformare la corrente continua in corrente alternata a 800 V.

Il tipo di convertitore statico (inverter) utilizzato è in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) e costruisce l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori ammissibili.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico e dagli Inverter viene inizialmente convogliata nelle cabine di campo e attraverso i relativi quadri BT, equipaggiati con gli organi di sezionamento, protezione e controllo, viene trasferita al trasformatore BT/MT (800V / 30 kV), i trasformatori BT/MT avranno potenza nominale pari a 6000 kVA.

Nella cabina di campo (di arrivo dei cavidotti delle due aree) è prevista l'installazione di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione del quadro BT servizi ausiliari" (servizi utente)

Per la protezione delle linee MT in arrivo ed in partenza dalle cabine di sottocampo è previsto l'utilizzo di interruttori MT di opportuna taglia per la protezione di massima corrente.

Per la descrizione tecnica dei moduli fotovoltaici e dei convertitori della corrente continua in alternata si rimanda ai paragrafi successivi.

L'impianto è formato da n.4 campi di diversa potenza e 82 sottocampi tanti quanti gli inverter previsti in progetto. Si riporta di seguito il layout dell'impianto e una tabella riepilogativa dei campi e dei sottocampi che lo compongono.

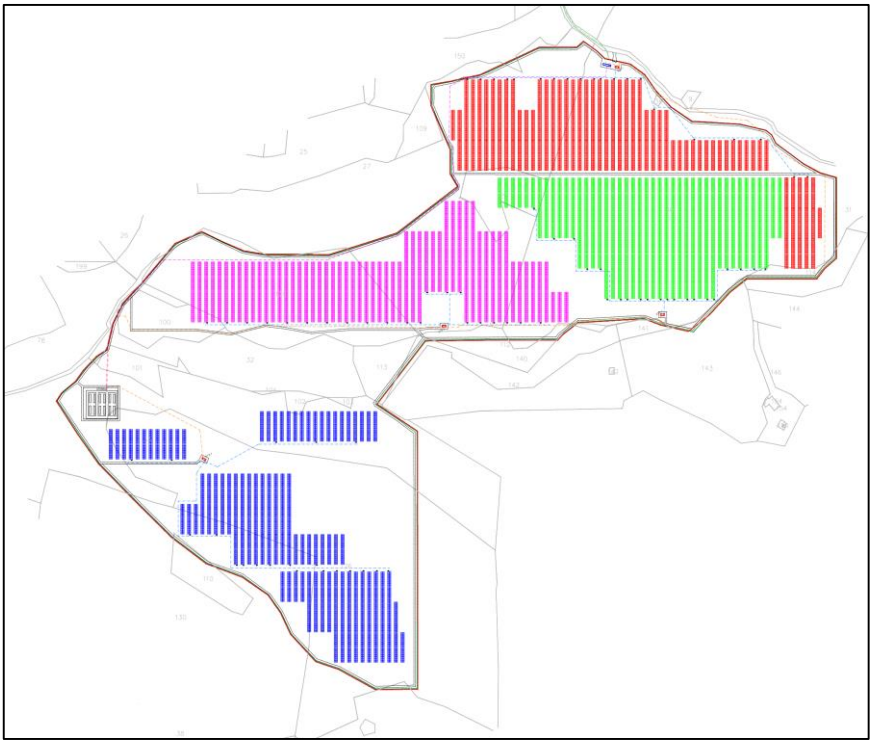


Figura 1 - Planimetria impianto agrivoltaico

CONFIGURAZIONE CAMPI FOTOVOLTAICI						
	N° inv.	MOD X STRING	STRINGHE	tot MOD	Pmod	PtotAC
STS.1	20	32	240	7680	0,635	4 876,80
STS.2	21	32	252	8064	0,635	5 120,64
STS.3	21	32	252	8064	0,635	5 120,64
STS.4	20	32	240	7680	0,635	4 876,80
	82		**984**	**31 488**		**19 994,88**

CONFIGURAZIONE IMPIANTO								
N° inv	CAMPO FTV	MOD X STRING	STRINGHE	tot MOD	Pmod	PtotDC	Pnom AC	DC/AC ratio
INV.01	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.02	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.03	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.04	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.05	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.06	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.07	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.08	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.09	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.10	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.11	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.12	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.13	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.14	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.15	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.16	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.17	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.18	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.19	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.20	1	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.21	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.22	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.23	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.24	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.25	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.26	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.27	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.28	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.29	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13

INV.30	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.31	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.32	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.33	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.34	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.35	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.36	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.37	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.38	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.39	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.40	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.41	2	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.42	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.43	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.44	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.45	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.46	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.47	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.48	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.49	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.50	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.51	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.52	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.53	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.54	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.55	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.56	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.57	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.58	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.59	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.60	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.61	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.62	3	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.63	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.64	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.65	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.66	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.67	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.68	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.69	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13

INV.70	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.71	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.72	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.73	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.74	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.75	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.76	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.77	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.78	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.79	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.80	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.81	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
INV.82	4	32	12	384	0,635	243,84	215	1,13
			984	**31488**		**19 994,88**		

3.1 DATI DI PROGETTO

Dati di progetto relativi alla committenza ed ubicazione dell'impianto agrivoltaico

Committente	AMBRA SOLARE 44 s.r.l.
Comune	Craco
Località di installazione	Miadonna
Provincia	Matera
Latitudine	40°19'46.89"Nord
Longitudine	16°27'36.40"Est
Altitudine	min .150 max 230 m s.l.m.

Dati di progetto all'ubicazione della Sottostazione 30/150 KV

Comune	Craco
Provincia	Matera
Latitudine	40°21'42.61" Nord
Longitudine	16°29'8.92" Est
Altitudine	Circa 90 m s.l.m.

Dati di progetto relativi alla rete di collegamento

Tipo d'intervento	
Nuovo impianto	Si
Trasformazione	No
Ampliamento	No

Dati rete	
Tensione nominale	150kV
Vincoli	Codice di Rete TERNA, norme CEI applicabili.

Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico

Superficie occupata dall'impianto fotovoltaico (m^2)	Totale superficie recintata: circa 432.119 m2
Superficie radiante (m2)	Totale superficie moduli: circa 97.813 m^2

Generatore FV:	
Potenza nominale (kW_p)	19.994,88 KWp
Numero moduli	31488
Campi	4
Sub-campi	82
Tipo moduli	CANDIAN SOLAR BiHiKu7 CS7N-635MB-AG
Potenza unitaria modulo (Wp)	635
Tecnologia moduli	Celle in silicio monocristallino

Orientamento moduli	VARIABILE - Moduli montati su tracker monoassiali E-O
Inclinazione moduli	VARIABILE - Moduli montati su tracker monoassiali E-O

Inverter	
Numero inverter	82
Marca e modelli inverter	HUAWEY SUN 2000-215KTL-H0
Posizione degli inverter	Distribuiti nei campi fotovoltaici
Posizione del quadro generale di bassa tensione (QGBT)	All'interno del vano quadri della cabina di campo

Producibilità annua

Previsione dell'energia prodotta	*36'849* MWh/anno

3.2 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ

Per la valutazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico è stato utilizzato dal tecnico incaricato dalla committenza, il software PVsyst, di seguito si riportano le fasi del calcolo ed il report del software:

Sommario del progetto

Luogo geografico	Ubicazione		Parametri progetto	
MiaDonna_Craco	Latitudine	40.33 °N	Albedo	0.22
Italia	Longitudine	16.46 °E		
	Altitudine	159 m		
	Fuso orario	UTC+1		

Dati meteo
MiaDonna_Craco
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Sintético

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete — **Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento**

Orientamento campo FV		Ombre vicine		Bisogni dell'utente
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S		Secondo le stringhe		Carico illimitato (rete)
Asse dell'azimut	0 °	Effetto elettrico	100 %	

Informazione sistema

Campo FV		Inverter	
Numero di moduli	31488 unità	Numero di unità	82 unità
Pnom totale	19.99 MWc	Pnom totale	16.40 MWac
		Rapporto Pnom	1.219

Sommario dei risultati

Energia prodotta	36849 MWh/anno	Prod. Specif.	1843 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	89.39 %

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati ____ 2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema ____ 3
Definizione orizzonte ____ 6
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre ____ 7
Risultati principali ____ 8
Diagramma perdite ____ 9
Grafici speciali ____ 10

Parametri principali

Sistema connesso in rete

Inseguitori campo singolo, con indetreggiamento

Orientamento campo FV

Orientamento
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S
Asse dell'azimut 0 °

Strategia Backtracking
N. di eliostati 44 unità
Campo (array) singolo

Dimensioni
Distanza eliostati 10.00 m
Larghezza collettori 4.79 m
Fattore occupazione (GCR) 47.9 %
Phi min / max -/+ 60.0 °

Angolo limite indetreggiamento
Limiti phi +/- 61.2 °

Modelli utilizzati
Trasposizione Perez
Diffuso Perez, Meteonorm
Circumsolare separare

Orizzonte
Altezza media 5.2 °

Ombre vicine
Secondo le stringhe
Effetto elettrico 100 %

Bisogni dell'utente
Carico illimitato (rete)

Sistema a moduli bifacciali
Modello Calcolo 2D
eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale
Distanza eliostati 10.00 m
ampiezza eliostati 4.79 m
GCR 47.9 %
Altezza dell'asse dal suolo 2.35 m

Definizioni per il modello bifacciale
Albedo dal suolo 0.22
Fattore di Bifaccialità 70 %
Ombreg. posteriore 0.7 %
Perd. Mismatch post. 0.9 %
Trasparenza del modul FV 3.8 %

Caratteristiche campo FV

Modulo FV
Costruttore Canadian Solar Inc.
Modello CS7N-635MB-AG 1500V
(definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 635 Wp
Numero di moduli FV 31488 unità
Nominale (STC) 19.99 MWc

Inverter
Costruttore Huawei Technologies
Modello SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126
(definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 200 kWac
Numero di inverter 82 unità
Potenza totale 16400 kWac

Campo #1 - Conjunto FV
Numero di moduli FV 7680 unità
Nominale (STC) 4877 kWc
Moduli 240 Stringhe x 32 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 4451 kWc
U mpp 1061 V
I mpp 4194 A

Numero di inverter 20 units
Potenza totale 4000 kWac
Voltaggio di funzionamento 500-1510 V
Potenza max. (=>33°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.22

Campo #2 - Sub-array #2
Numero di moduli FV 8064 unità
Nominale (STC) 5121 kWc
Moduli 252 Stringhe x 32 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 4674 kWc
U mpp 1061 V
I mpp 4404 A

Numero di inverter 21 units
Potenza totale 4200 kWac
Voltaggio di funzionamento 500-1510 V
Potenza max. (=>33°C) 215 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.22

Caratteristiche campo FV

Campo #3 - Sub-array #3

Numero di moduli FV	8064 unità	Numero di inverter	21 units
Nominale (STC)	5121 kWc	Potenza totale	4200 kWac
Moduli	252 Stringhe x 32 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1510 V
Pmpp	4674 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1061 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.22
I mpp	4404 A		

Campo #4 - Sub-array #4

Numero di moduli FV	7680 unità	Numero di inverter	20 units
Nominale (STC)	4877 kWc	Potenza totale	4000 kWac
Moduli	240 Stringhe x 32 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	500-1510 V
Pmpp	4451 kWc	Potenza max. (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1061 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.22
I mpp	4194 A		

Potenza PV totale		**Potenza totale inverter**	
Nominale (STC)	19995 kWp	Potenza totale	16400 kWac
Totale	31488 moduli	N. di inverter	82 unità
Superficie modulo	97963 m²	Rapporto Pnom	1.22

Perdite campo

Perdite per sporco campo
Fraz. perdite 1.5 %

Fatt. di perdita termica
Temperatura modulo secondo irraggiamento
Uc (cost) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation
Fraz. perdite 1.5 %

Perdita di qualità moduli
Fraz. perdite -0.4 %

Perdite per mismatch del modulo
Fraz. perdite 0.7 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe
Fraz. perdite 0.1 %

Fattore di perdita IAM
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.68 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #1 - Conjunto FV
Res. globale campo 2.8 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #2 - Sub-array #2
Res. globale campo 2.7 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #3 - Sub-array #3
Res. globale campo 2.7 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Campo #4 - Sub-array #4
Res. globale campo 2.8 mΩ
Fraz. perdite 1.0 % a STC

Perdite sistema

Perdite ausiliarie
Proporzionali alla potenza 3.0 W/kW
0.0 kW dalla soglia di potenza

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT
Tensione inverter 800 Vac tri
Fraz. perdite 1.50 % a STC
Inverter: SUN2000-215KTL-H3-Preliminary V0.4-20201126
Sezione cavi (82 Inv.) Rame 82 x 3 x 70 mm²
Lunghezza media dei cavi 149 m

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete	30 kV
Perdite di operazione in STC	
Potenza nominale a STC	19623 kVA
Perdita ferro (Connessione 24/24)	4.91 kW/Inv.
Fraz. perdite	0.10 % a STC
Resistenza equivalente induttori	3 x 1.30 mΩ/inv.
Fraz. perdite	1.00 % a STC

Definizione orizzonte

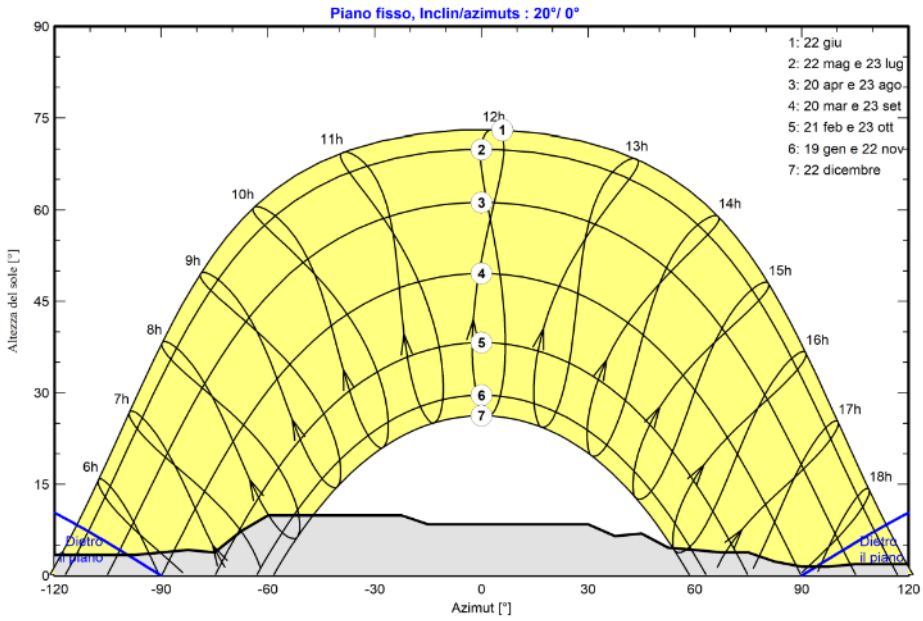
Horizon from PVGIS website API, Lat=40°19"41', Long=16°27"37', Alt=159m

Altezza media	5.2 °	Fattore su albedo	0.83
Fattore su diffuso	0.95	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-135	-128	-98	-90	-83	-75	-68
Altezza [°]	3.8	3.8	5.3	5.3	3.8	3.8	3.4	3.4	3.8	4.2	3.8	7.3
Azimut [°]	-60	-23	-15	30	38	45	53	60	68	75	83	90
Altezza [°]	9.9	9.9	8.4	8.4	6.5	6.9	4.6	4.2	3.8	3.8	2.3	1.5
Azimut [°]	98	105	120	128	135	143	150	165	173	180		
Altezza [°]	1.5	1.9	1.9	2.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.8	3.8		

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)



Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

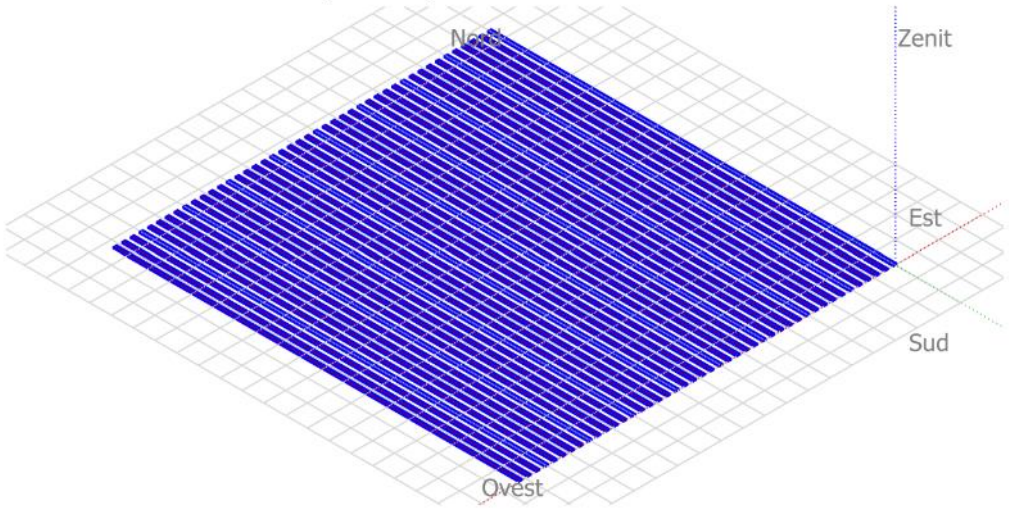
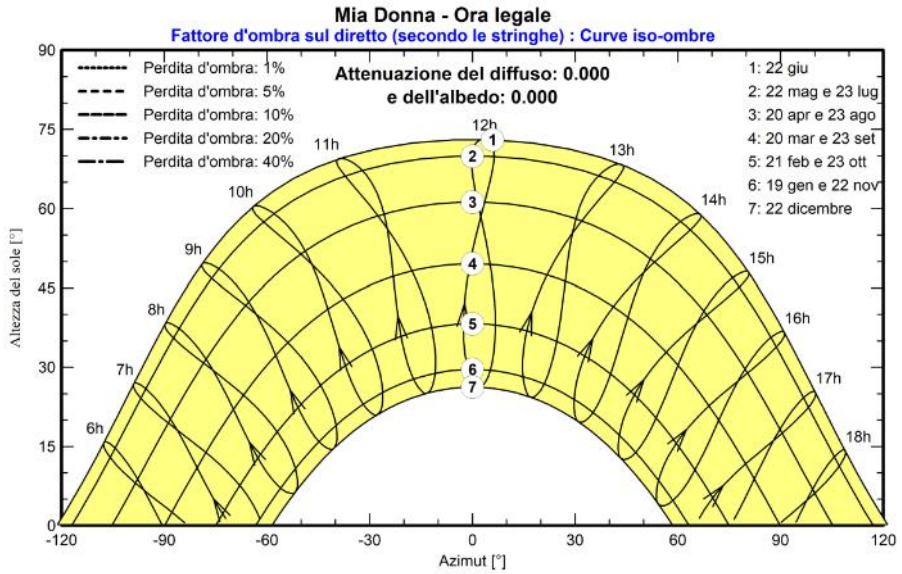


Diagramma iso-ombre

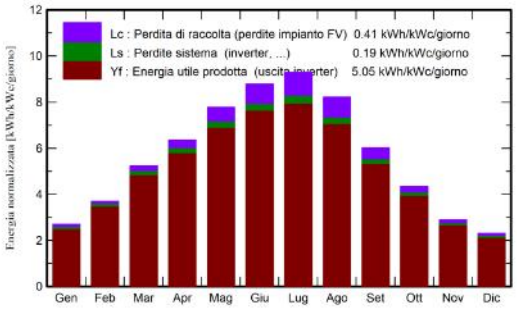


Risultati principali

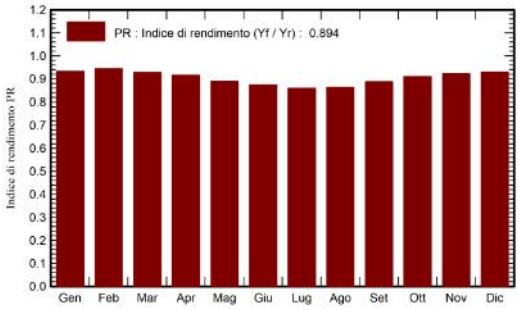
Produzione sistema

Energia prodotta	36849 MWh/anno	Prod. Specif.	1843 kWh/kWc/anno
		Indice di rendimento PR	89.39 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gennaio	63.1	27.10	7.30	83.6	78.2	1615	1559	0.933
Febbraio	80.0	33.90	7.80	103.7	98.5	2026	1958	0.944
Marzo	125.6	51.70	10.30	162.3	155.4	3125	3013	0.928
Aprile	151.9	65.00	13.30	190.6	182.8	3623	3491	0.916
Maggio	191.1	78.60	18.10	241.3	231.4	4458	4288	0.889
Giugno	207.5	77.40	22.90	263.5	253.5	4783	4600	0.873
Luglio	221.3	72.80	25.60	287.9	277.2	5149	4948	0.860
Agosto	196.6	67.20	25.40	254.6	245.5	4572	4395	0.863
Settembre	141.1	57.30	20.90	180.8	173.2	3332	3210	0.888
Ottobre	104.9	44.40	16.70	134.9	128.7	2546	2456	0.910
Novembre	66.8	30.20	12.10	87.0	81.7	1662	1605	0.922
Dicembre	54.7	24.50	8.40	71.4	66.5	1375	1327	0.929
Anno	1604.6	630.10	15.78	2061.6	1972.6	38266	36849	0.894

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.		
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

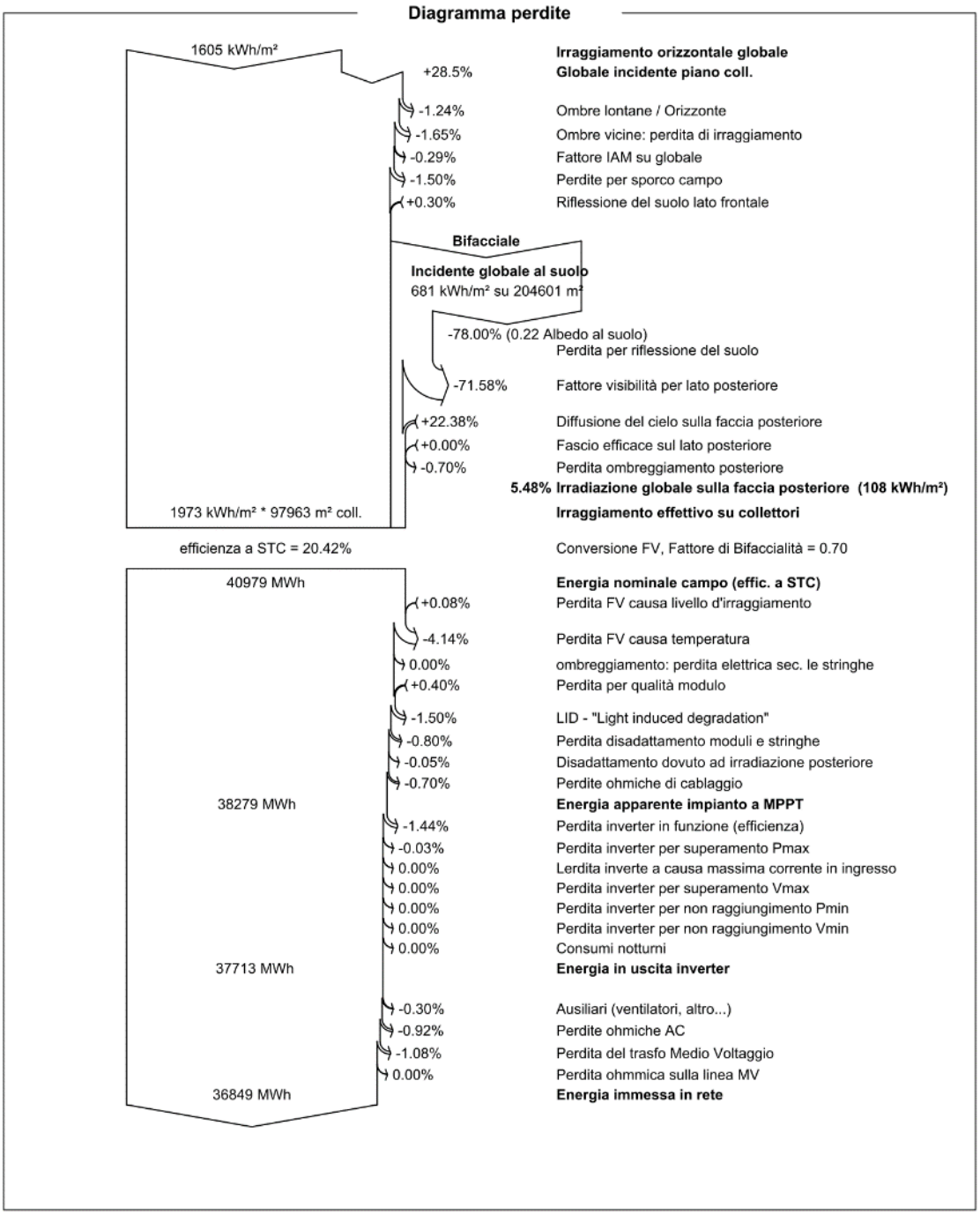
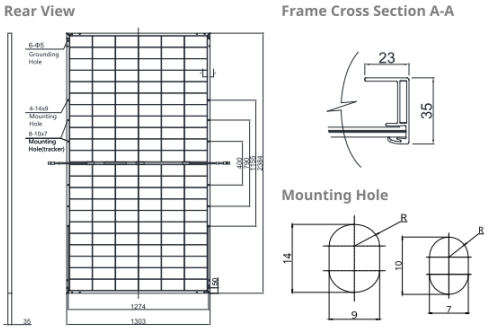


Figura 2- Calcoli PVSyst

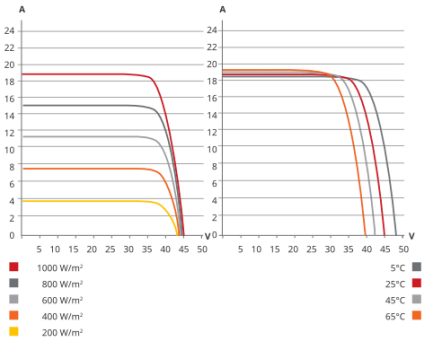
3.3 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Per la realizzazione del campo fotovoltaico si utilizzeranno moduli CANDIAN SOLAR BiHiKu7 CS7N-635MB-AG da 635watt aventi le seguenti caratteristiche:

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



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-635MB-AG		635 W	36.7 V	17.31 A	44.4 V	18.27 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	667 W	36.7 V	18.18 A	44.4 V	19.18 A	21.5%
	10%	699 W	36.7 V	19.05 A	44.4 V	20.10 A	22.5%
	20%	762 W	36.7 V	20.77 A	44.4 V	21.92 A	24.5%
CS7N-640MB-AG		640 W	36.9 V	17.35 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	36.9 V	18.22 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	36.9 V	19.09 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	36.9 V	20.82 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG		645 W	37.1 V	17.39 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.1 V	18.26 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.1 V	19.14 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.1 V	20.87 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG		650 W	37.3 V	17.43 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.3 V	18.32 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.3 V	19.17 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.3 V	20.92 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG		655 W	37.5 V	17.47 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	37.5 V	18.35 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	37.5 V	19.23 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	37.5 V	20.96 A	45.2 V	22.12 A	25.3%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-635MB-AG	475 W	34.3 V	13.86 A	41.9 V	14.73 A
CS7N-640MB-AG	479 W	34.5 V	13.89 A	42.1 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	483 W	34.7 V	13.92 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	34.9 V	13.96 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	490 W	35.1 V	13.98 A	42.7 V	14.86 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 35 mm (93.9 × 51.3 × 1.38 in)
Weight	39.4 kg (86.9 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (IEC)
Module Fire Performance	CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $Pmax_{rear}$ / $Pmax_{front}$, both $Pmax_{rear}$ and $Pmax_{front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

PARTNER SECTION

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.csisolar.com, support@csisolar.com

October 2020. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.2_EN

Figura 3- datasheet modulo FTV

Inoltre, i moduli fotovoltaici essendo caratterizzati da parametri elettrici determinati alle Standard Test Condition (STC) e risultando gli stessi soggetti alla disposizione come da planimetria, si ritiene ininfluente la selezione dei moduli (costituenti una determinata stringa) per numero di serie, al fine di contenere lo scarto di tensione a vuoto tra una stringa e la successiva. Le motivazioni sono quindi fortemente influenzate da due fattori fondamentali:

- diversità circuitale dei cavi di collegamento;
- limitazione della caduta di tensione, in condizioni d'esercizio, al valore inferiore dell' 1 %.

3.4 CONVERTITORI CC/CA

I gruppi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono composti dal componente principale inverter e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

Il sistema fotovoltaico si avvale di inverter di stringa trifase HUAWEI TECHNOLOGIES CO. LTD. modello – SUN2000 – 215KTL – H0, di cui si riportano di seguito le tabelle tecniche dei parametri elettrici e meccanici.

3.5 CABINA DI CAMPO

Nella cabina di campo è previsto l'alloggiamento delle seguenti apparecchiature:

- il quadro di bassa tensione;
- il trasformatore;
- Celle MT.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico e dagli inverter viene inizialmente convogliata nelle cabine di campo e attraverso i relativi quadri di campo equipaggiati con gli organi di sezionamento, protezione e controllo viene trasferita sul trasformatore BT/MT (800V/30 kV), i trasformatori BT/MT avranno potenza nominale da 6000 kVA.

In ogni cabina è prevista l'installazione di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione del quadro BT servizi ausiliari" (servizi utente)

Per la protezione delle linee MT in arrivo ed in partenza dalle cabine di campo è previsto l'utilizzo di interruttori MT di opportuna taglia per la protezione di massima corrente.

3.6 QUADRO DI BASSA TENSIONE

In ciascuna cabina saranno ubicati i quadri di bassa tensione. Il quadro elettrico avrà una struttura realizzata interamente con lamiera di acciaio zincato a caldo conformi alla norma CEI EN 60439-1. Le caratteristiche dei quadri di BT saranno definite in fase di progettazione esecutiva, considerando che dovranno rispettare le seguenti indicazioni, indicate nelle norme di riferimento per i quadri elettrici di bassa tensione sono la EN 61439-1 (CEI 17-113) " Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Regole generali" e la EN 61439-2 (CEI 17-114), " Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 2: Quadri di potenza ". A queste due norme occorrerà seguire una serie di fascicoli specifici per il tipo di impiego. La EN 61439-1 (CEI 17-113) si applica ai quadri di bassa tensione, indipendentemente dalla forma e dalla dimensione. Siamo nell'ambito della bassa tensione e dunque la tensione nominale non deve essere

superiore a 1000 V in corrente alternata o 1500 V in corrente continua. Nessun limite, né superiore né inferiore, è invece previsto per la corrente nominale del quadro.

3.7 TRASFORMATORE BT/MT

Per l'innalzamento del livello di tensione e l'interfacciamento alla linea elettrica di media tensione, ogni singolo campo è dotato di un trasformatore BT/MT, situato all'interno del vano trasformatore della cabina di campo. Si riportano di seguito le principali caratteristiche:

Potenza nominale (kVA)	6000
Tensione primaria (V)	30.000
Tensione secondaria (V)	800

3.8 QUADRI DI MEDIA TENSIONE

I quadri di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto sono di tipo modulare per interno con singolo sistema di sbarre collettrici montati in fabbrica, omologati, tripolari e con involucro metallico. Sono impiegati per la distribuzione di energia elettrica in reti di distribuzione secondaria, anche in condizioni ambientali estreme in accordo con le norme tecniche del settore.

3.9 STORAGE (ACCUMULO)

Al fine di consentire l'immissione dell'energia elettrica prodotta dell'impianto fotovoltaico in "modo programmato" è prevista la realizzazione, in adiacenza alla sottostazione Utente, di un impianto di accumulo di energia mediante l'installazione di Batterie a ioni di litio in configurazione Post produzione AC bidirezionale, con capacità di accumulo pari a 30000 kWh e potenza complessiva di 10.000 KW.

La tecnologia delle batterie agli ioni di litio è attualmente lo stato dell'arte per efficienza, compattezza, flessibilità di utilizzo.

Un sistema di accumulo, o BESS, comprende come minimo:

- BAT: batteria di accumulatori elettrochimici, del tipo agli ioni di Litio;
- BMS: il sistema di controllo di batteria (Battery Management System);
- BPU: le protezioni di batteria (Battery Protection Unit);
- PCS: il convertitore bidirezionale caricabatterie-inverter (Power Conversion System);
- EMS: il sistema di controllo EMS (Energy management system);
- AUX: gli ausiliari (HVAC, antincendio, ecc.).

Il collegamento del BESS alla rete avviene normalmente mediante un trasformatore innalzatore BT/MT, e un quadro di parallelo dotato di protezioni di interfaccia. I principali ausiliari sono costituiti dalla ventilazione e raffreddamento degli apparati.

L'inverter e le protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16. Le batterie vengono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti, e sono installate all'interno di container (di tipo marino modificati per l'uso come cabine elettriche).

La capacità del BESS è scelta in funzione al requisito minimo per la partecipazione ai mercati del servizio di dispacciamento, che richiede il sostenimento della potenza offerta per almeno 2

ore opportunamente sovradimensionata per tener conto delle dinamiche intrinseche della tecnologia agli ioni di litio (efficienza, energia effettivamente estraibili), mentre la potenza del sistema viene dimensionata rispetto alla potenza dell'impianto fotovoltaico:

La potenza nominale del BESS è stata scelta attorno a circa il 50 % della potenza nominale dell'impianto, portando la scelta di accumulo di potenza pari 10 MW (potenza dell'impianto pari a circa 20 MWp);

Il sistema di accumulo prevede:

- N° 12 unità Storage in container, ognuna caratterizzata da una capacità di accumulo pari a 2,5 MWh
- N° 3 Cabine Trasformatori, ciascuna contenente il Trasformatore e gli scomparti MT per lo smistamento;
- Anello in MT a 30 kV in Cavo MT ARE4H5EX 18-30 kV di collegamento tra i vari;
- la Dorsale interrata in Media Tensione (MT) a 30 kV in Cavo MT ARE4H5EX 18-30 kV sez. mmq per il vettoriamento dell'energia accumulata ;
- Una rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica e/o RS485 per il controllo dell'impianto Storage(parametri elettrici relativi alla generazione di energia e controllo) e trasmissione dati via modem o via satellite;
- Una rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari (controllo, sicurezza, illuminazione, TVCC, forza motrice ecc.).
- Opere civili di servizio, costituite principalmente da basamenti cabine e container Batterie, opere di viabilità, posa cavi, recinzione.

3.10 CAVI ELETTRICI

Il singolo modulo fotovoltaico è corredato da due cavetti, uno per polarità (positivo e negativo del modulo) di lunghezza pari a 90 centimetri Il collegamento in serie dei moduli sarà garantito mediante l'utilizzo di cavi solari di sezione variabile. I cavi di stringa giungono agli inverter e collegati ai relativi ingressi presenti (2 ingressi per 9 MPPT per un massimo di 18 stringhe per inverter).

Il dimensionamento dei cavi sul lato c.c. del sistema fotovoltaico in oggetto è stato impostato in modo da massimizzare il rendimento dell'impianto, ovverosia rendere minime le perdite d'energia nei cavi, imponendo che la massima caduta di tensione tra moduli fotovoltaici e ingresso inverter, con corrente pari a quella di funzionamento dei moduli alla massima potenza, sia inferiore al 2% (norma CEI 64-8).

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono state determinate in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella tabella 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024 e CEI-UNEL 35026, applicando ai valori individuati, coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

3.11 POSA DEI CAVI IN TUBI E CANALETTE — POZZETTI DI DERIVAZIONE

I conduttori saranno sempre protetti meccanicamente mediante tubi corrugati 450N per BT in materiale isolante autoestinguente e la posa sarà eseguita rispettando le tipologie previste dagli standard tecnici.

I cavi posati nei corrugati dovranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili.

Il percorso dei cavidotti è stato pensato per quanto possibile con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico; ad ogni brusca deviazione resa necessaria dal percorso previsto e ad ogni derivazione dalla linea principale a quella secondaria saranno utilizzate cassette di derivazione o pozzetti, necessari anche al fine di future ispezioni.

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non sono ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo. Si provvederà in ogni punto di giunzione a mantenere una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

A partire dai singoli quadri di parallelo stringhe, i cavi si raccorderanno in un cavidotto che raccoglie e convoglia i cavi al vano inverter. Lungo il percorso del cavidotto sono previsti pozzetti circa ogni 25/30 mt.

3.12 IMPIANTO DI TERRA E SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE

Il sistema di terra comprende la maglia ed i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti. L'impianto di terra consiste principalmente di una linea dorsale corrente in cavo di rame nudo collegato tramite appositi morsetti ai collegamenti di ogni singola struttura metallica di supporto dei moduli fotovoltaici, collegamenti realizzati mediante appositi cavi di sezione variabile. Le dorsali di terra sono a loro volta collegate mediante morsetti alla rete di terra delle cabine elettriche. Viene creato in questo modo un collegamento equipotenziale tra le varie strutture metalliche.

3.13 IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE

L'impianto di terra interno delle cabine sarà costituito da una croda di rame nudo esterno alle cabine e collegato a dispersori posti agli spigoli.

Il locale trasformazione MT/BT sarà dotato di un proprio collettore di terra principale, costituito da

una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dei ferri di armatura;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- il nodo di terra del Quadro Generale BT.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto. Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame. L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme CEI 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili (tubazioni dell'acqua, del riscaldamento, del gas, ecc.);
- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

Per dimensionare il suddetto impianto di terra sarà necessario richiedere il valore della corrente di guasto monofase a terra ed il tempo di eliminazione del guasto. Tali valori vengono da Terna.

3.14 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO – VERIFICA VARIAZIONE DI TENSIONE - TEMPERATURA LATO C.C.

ERIFICHE ELETTRICHE INVERTER					
temp stc	25	°C	Pmax CC max MPPT	40,64	kW
temp minima	5	°C	Tensione CCmin	1 037,00	V
temp max	70	°C	Tensione nom max	1 235,47	V
deltamin	-20	°C	Tensione CCmax	1 494,68	V
deltamax	45	°C			
			Corrente Ccmax	34,62	A
Pnom	635	w			
Vmp	36,70	V			
Imp	17,31	A			
Voc	44,40	V			
Isc	18,27	A			
Efficienza	20,40	%			
Pannelli per stringa	32				
Stringhe per MPPT	2				
Vmax inverter	1500	V			
Coeff Temp Pmax	-0,32	%/°C			
Coeff Temp Voc	-0,26	%/°C			
Coeff Temp Isc	0,046	%/°C			

CONFIGURAZIONE INVERTER - TIPO A						
	MOD X STRING	STRING X MPPT	Pmod	Ptot DC	Pnom AC	DC/AC ratio
MPPT1	32	2	0,635	40,64		
MPPT2	32	2	0,635	40,64		
MPPT3	32	2	0,635	40,64		
MPPT4	32	2	0,635	40,64		
MPPT5	32	2	0,635	40,64		
MPPT6	32	2	0,635	40,64		
MPPT7	32	-	0,635	-		
MPPT8	32	-	0,635	-		
MPPT9	32	-	0,635	-		
	288	**12**		**243,84**	**215**	**1,13**

3.15 INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO

La normativa nazionale (l. 36/2001) è a tutela della popolazione contro gli effetti dei campi elettromagnetici. Ai fini della corretta analisi del sistema in oggetto, è necessario riportare le definizioni dei termini utilizzati nelle leggi utilizzate.

Limiti di esposizione	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela degli effetti acuti
Valori di attenzione	Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da possibili
Obiettivi di qualità	Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione della popolazione e dei lavoratori al CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo

Relativamente alle definizioni sopra riportate, il D.P.C.M. 8 luglio 2003 propone, per l'esposizione della popolazione ai CEM, prodotti a frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti (quindi anche le cabine di trasformazione), i seguenti valori:

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (pT)	Intensità del campo elettrico E (V/m)

D. P. C. M.	Limite di esposizione	100	5000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
Racc. 1999/512/CE	Livelli di riferimento (ICNIRP1998, OMS)	100	5000

Considerando che il campo elettrico in media tensione è notevolmente inferiore a 5 kV/m, imposto dalla normativa, nella presente relazione si porgerà maggiore attenzione al campo magnetico.

Dato il basso valore delle correnti in gioco, unico punto critico risulta essere la cabi¬na di trasformazione che dovrà essere sottoposta a ulteriori verifiche in fase esecutiva, secondo la seguente formula che esprime l'induzione magnetica prodotta dal trasformatore, la quale decresce in funzione della distanza secondo la seguente espressione (valida per trasformatori in resina e distanze fino a 10 m):

$$B = 5 * \frac{u_{cc}}{6} * \sqrt{\frac{S_r}{630}} * \left(\frac{3}{a}\right)^{2,8}$$

dove:

ucc tensione percentuale di cortocircuito;

Sr potenza nominale del trasformatore (in kVA);

a distanza dal trasformatore.

3.16 MONTAGGIO COMPONENTI

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a perfetta regola d'arte.

I montaggi meccanici in campo consistono principalmente nel montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della cabina BT/MT (di trasformazione);
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa in opera dei quadri in corrente continua;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e il quadro in corrente alternata, mediante gli appositi cavidotti;
- Posa dei cavi di collegamento tra il quadro di parallelo in corrente alternata, la cabina di trasformazione BT/MT, la linea in MT;
- Posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

3.17 COLLAUDI

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

3.17.1 PROVE DI TIPO

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

3.17.2 PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

3.17.3 VERIFICHE IN CANTIERE

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni dovuti ai lavori o esecuzioni non a regola d'arte.

3.17.4 PROVE D'ACCETTAZIONE IN SITO

Congiuntamente all'installatore/appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

1) Esame a vista:
   verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;
2) Verifica delle opere civili:
   verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;
3) Verifica delle opere meccaniche:
   verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;
4) Verifica della rete di terra:
   verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10 Ω, l'appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;
5) Verifica dei collegamenti di terra:
   verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;
6) Verifica dei collegamenti elettrici:
   verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;
7) Prova di isolamento verso terra:

verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni

1) temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C
2) umidità relativa: compresa tra 45 e 85%
3) tensione di prova: 2000 V, per 1 minuto

(tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64¬8/6;

8) Verifica degli organi di manovra e di protezione:
verifica della funzionalità di interruttori, sezionatori, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi;
9) Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:
le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate sui quadri di parallelo;
10) Verifica degli strumenti di misura:
verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

3.18 VERIFICHE PER MESSA IN SERVIZIO

Prima della messa in servizio dell'impianto fotovoltaico saranno eseguiti i seguenti controlli dei vari campi:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche della cabina MT;
- chiusura dell'interruttore di parallelo sulla rete MT;
- avviamento degli inverter;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto è previsto all'art. 4, comma 4, del decreto 28 luglio 2005, integrato dal decreto 6 febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

a) Pcc > 0,85 * Pnom * I/Istc

dove:

Pcc = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del ±2%;

Pnom = potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del ±3% (deve essere I > 600 W/M2);

Istc= 1000 W/m2 (irraggiamento in condizioni di prova standard);

b) Pca > 0,9 * Pcc

dove:

Pca= potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del ±2%.

Tale condizione deve essere verificata per Pca > 90% della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.