

Relazione Tecnica Descrittiva e Producibilità Impianto

Progetto definitivo

Impianto agrivoltaico "F-CHORI"

Comune di Lentini (SR)

Località "Pezza Grande"

N. REV.	DESCRIZIONE	ELABORATO	CONTROLLATO	APPROVATO	
a	Prima emissione	Capital Engineering	Chorisia Solis	Coolbine	IT/FTV/F-CHORI/PDF/C/RT/002-a 19/01/2023 Giarre (CT) Via San Giuseppe, 3T chorisia.solis@pec.it

Ing. Vincenzo Massaro



Ing. Salvatore Li Vigni



Progetto di



su incarico di



Capital Engineering S.n.c.
Via Trinacria, 52 - 90144 - Palermo
info@capitalengineering.it

Coolbine S.r.l.
Via Trinacria, 52 - 90144 - Palermo
progettazione@coolbine.it



Sommario

1. Premessa.....	5
2. Caratteristiche e finalità del progetto.....	5
2.1 Riferimenti legislativi e normative	13
2.2 Architettura dei Sistemi fotovoltaici	16
2.3 Servizi ausiliari d’impianto	18
2.4 Fabbricati Tecnologici e cabine elettriche	19
2.5 Moduli fotovoltaici.....	19
2.6 Strutture di sostegno	21
2.7 Quadri di protezione 30 kV e 36kV	23
2.8 Composizione dello scomparto base	23
2.9 Specifica tecnica sul quadro 36kV di utenza	24
2.10 Cavidotti.....	24
2.11 Caduta di Tensione.....	26
2.12 Linee elettriche di collegamento.....	27
2.13 Recinzione	29
3. Valutazione preliminare impatto elettromagnetico	29
3.1 Definizioni	29
3.2 Valutazione all'esposizione al campo magnetico e valutazione delle distanze di prima approssimazione (DPA) da elettrodotti.....	30
3.3 Campi elettrici.....	31
3.4 Valutazione degli impatti prodotti dai campi elettromagnetici.....	31
4. Protezione contro i contatti diretti e indiretti	31
4.1 Contatti diretti	31
4.2 Contatti indiretti.....	32
5. Impianto di terra	32
6. Rischio di incendi negli impianti fotovoltaici.....	34
7. Producibilità dell’impianto agro-voltaico F-Chori	37
7.1 Caratteristiche geografiche e fisiche per la stima della producibilità d’impianto	37
7.2 Dati climatici e radiazione solare media annua su base giornaliera	38
7.3 Modello di perdite del sistema	38
7.3.1 Perdite per ombreggiamento reciproco e limite di irraggiamento.....	38
7.3.2 Perdite per basso irraggiamento.....	38
7.3.3 Perdite per fattore IAM.....	39
7.3.4 Perdite per temperatura	39
7.3.5 Perdite per qualità del modulo	39
7.3.6 Perdite per mismatch nel generatore fotovoltaico.....	39
7.3.7 Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici	39
7.3.8 Perdite sui circuiti in corrente continua (ohmiche di cablaggio)	40
7.3.9 Perdite sul sistema di conversione.....	40
7.3.10 Perdite per sottodimensionamento del sistema di conversione	40



7.4	Calcolo della producibilità.....	40
ALLEGATO 1.....		42

1. Premessa

Il presente documento ha lo scopo di fornire una descrizione tecnica elettrica e una stima della producibilità energetica relativa al progetto per la realizzazione di un impianto agro-voltaico per la generazione di energia elettrica attraverso l'utilizzo di fonte rinnovabile solare e la conversione fotovoltaica.

In particolare, l'iniziativa prevede la realizzazione di un impianto agro-voltaico denominato "F-Chori" da installare distribuendo le opere di impianto su di una porzione di lotto di terreno nella disponibilità della società proponente.

In sintesi, la soluzione progettuale ottenuta prevede che l'impianto agro-voltaico F-Chori sia caratterizzato da una potenza in immissione di 15 MW e potenza di picco pari a 15,1MWp circa.

Trattandosi di iniziativa agro-voltaica, l'installazione dell'impianto "F-Chori" prevede altresì la coltivazione dell'impianto agronomico che occuperà la maggior parte della superficie interessata dall'iniziativa

2. Caratteristiche e finalità del progetto

La società Chorisia Solis S.r.L. propone la realizzazione di un impianto agro-voltaico, caratterizzato da un utilizzo combinato del terreno tra produzione di energia elettrica mediante fonte rinnovabile solare e produzione agricola, nel territorio comunale di Lentini (SR), in località "Pezza Grande".

L'iniziativa della società Chorisia Solis S.r.L. pone come obiettivo quello di unificare la produzione agricola e quella energetica da fonte rinnovabile solare. Questo connubio comporta dei vantaggi concreti sia alla produzione di energia che a quella agricola: in un paese come l'Italia lanciato con decisione nella corsa verso la transizione energetica e da sempre proiettato verso un'agricoltura di qualità, l'agro-voltaico rappresenta un'opportunità di valorizzazione delle comunità locali e dei territori, nel segno di una maggiore sostenibilità.

Ciascun impianto agro-voltaico è composto dalle seguenti componenti:

❖ **impianto fotovoltaico**, costituito da:

- moduli fotovoltaici;
- strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici ad inseguimento monoassiale (tracker);
- opere civili, accessorie ed elettriche;
- stazione meteorologica;
- Combiners box;
- PV Station contenenti ciascuna un inverter centralizzato, un trasformatore MT/BT, un quadro MT di protezione, un quadro BT di protezione, un trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari;
- Cabina di Parallelo contenente il quadro MT di protezione, in cui si attesteranno le estremità terminali dei cavi MT in arrivo dalle singole PV Station e da cui partirà il cavo a 30kV per il collegamento alla Cabina di Trasformazione 30/36kV, il trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari e il quadro BT dei servizi ausiliari;

- Cabina di Trasformazione 30/36kV contenente il trasformatore 30/36kV;
- Cabina Utente contenente il quadro 36kV di protezione dell'impianto contenente i dispositivi di protezione CEI 0-16 e le apparecchiature di misura (AdM);
- Cabina SCADA per il controllo e monitoraggio dell'impianto;
- sistemi di cavi BT in corrente continua, interrati e in parte fuori terra, per il convogliamento dell'energia prodotta dai moduli fotovoltaici alle Combiner box e da queste agli inverter centralizzati contenuti nelle PV Station;
- sistemi di cavi BT in corrente alternata, interrati e in parte fuori terra, per il convogliamento dell'energia elettrica in corrente alternata in uscita dagli inverter centralizzati ai rispettivi trasformatori MT/BT posti nelle stesse PV Station;
- sistema di cavi interrati in media tensione a 30 kV per il collegamento di ciascuna delle PV Station alla Cabina di Parallelo e per il collegamento di quest'ultima cabina alla Cabina di Trasformazione 30/36kV;
- sistema di cavi interrati a 36kV per il collegamento tra Cabina di Trasformazione 30/36kV e la Cabina Utente;
- impianto di Utenza a cura del proponente composto da:
 - Sistema di cavi interrato a 36kV di collegamento tra la Cabina Utente e la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) della RTN 380/150/36 kV, avente lunghezza di circa 11,3km;
- Impianto di Rete (a cura di Terna S.p.A.) come da soluzione tecnica proposta dal Gestore di Rete adeguata al nuovo standard di connessione alla RTN a 36kV e accettata formalmente in data 27/09/2022, che prevede la realizzazione di una nuova stazione (o stallo) arrivo produttore a 36kV della nuova Stazione Elettrica RTN 380/150/36 kV, da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV "Chiamonte Gulfi – Paternò".

❖ **attività agricola**, caratterizzata da:

- alberi di ulivo, ossia essenze arboree comunemente seminate in Sicilia, da coltivare lungo una fascia arborea perimetrale, anche detta area verde perimetrale, avente larghezza maggiore o uguale a 10 m. La fascia arborea perimetrale è stata prevista come azione mitigativa dell'impatto visivo dovuto all'installazione dei moduli fotovoltaici e delle loro opere accessorie ed elettriche, e per aumentare la superficie disponibile per l'attività agricola in sito;
- attività vivaistica da destinare tra i filari delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici. In particolare le specie scelte per l'attività vivaistica sono:
 - *Chamaerops humilis*;

- *Chamaerops humilis* ‘Cerifera’;
- *Dasyllirion serratifolium*;
- *Yucca gloriosa*;
- Wildflowers da fare crescere sulla superficie al di sotto dei moduli fotovoltaici al fine di sviluppare l’attività di apicoltura in sito;
- magazzini a supporto dell’attività agricola;
- arnie a supporto dello sviluppo dell’attività di apicoltura.

I moduli fotovoltaici e le loro strutture di sostegno, le loro opere accessorie e la componente agronomica dell’impianto F-Chori saranno installati all’interno di una porzione di lotto di terreno nella disponibilità del proponente, ubicato in località “Pezza Grande” nel territorio comunale di Lentini (SR). Tale lotto di terreno definiscono l’area di installazione dell’impianto agro-voltaico F-Chori, di seguito denominata “area di impianto F-Chori”.

Si precisa che le PV Station, la Cabina di Parallelo, la Cabina di Trasformazione 30/36kV, la Cabina Utente e la Cabina Scada saranno installate all’interno della stessa aerea nella disponibilità del proponente .

Più nel dettaglio:

- ❖ l’area di impianto F-Chori è localizzata nel comune di Lentini (SR), in località Pezza Grande, a circa 10,5 km a Nord-Ovest del centro abitato di Lentini (SR). Orograficamente è caratterizzata da zone pianeggianti;
- ❖ l’impianto di utenza attraversa i comuni di Lentini (SR), Ramacca (CT) e Belpasso (CT);
- ❖ l’impianto di rete è localizzato nel comune di Belpasso (CT).

I dati di riferimento catastali e le coordinate dell’area di impianto F-Chori e sono mostrati nella seguente Tabella 2.1 (si vedano Fig. 2.1 e gli elaborati grafici di progetto “Inquadramento su Stralcio Catastale” e “Inquadramento su Ortofoto”):

OGGETTO	Coordinate Geografiche	Comune	Foglio catastale	Particelle	Superficie [Ha]
Area di impianto F-Chori	37°22'52.96"N 14°54'27.09"E	Lentini	10	20, 21, 22, 23, 76, 77, 78	≈ 20,0

Tab.2.1 - Informazioni geografiche e catastali

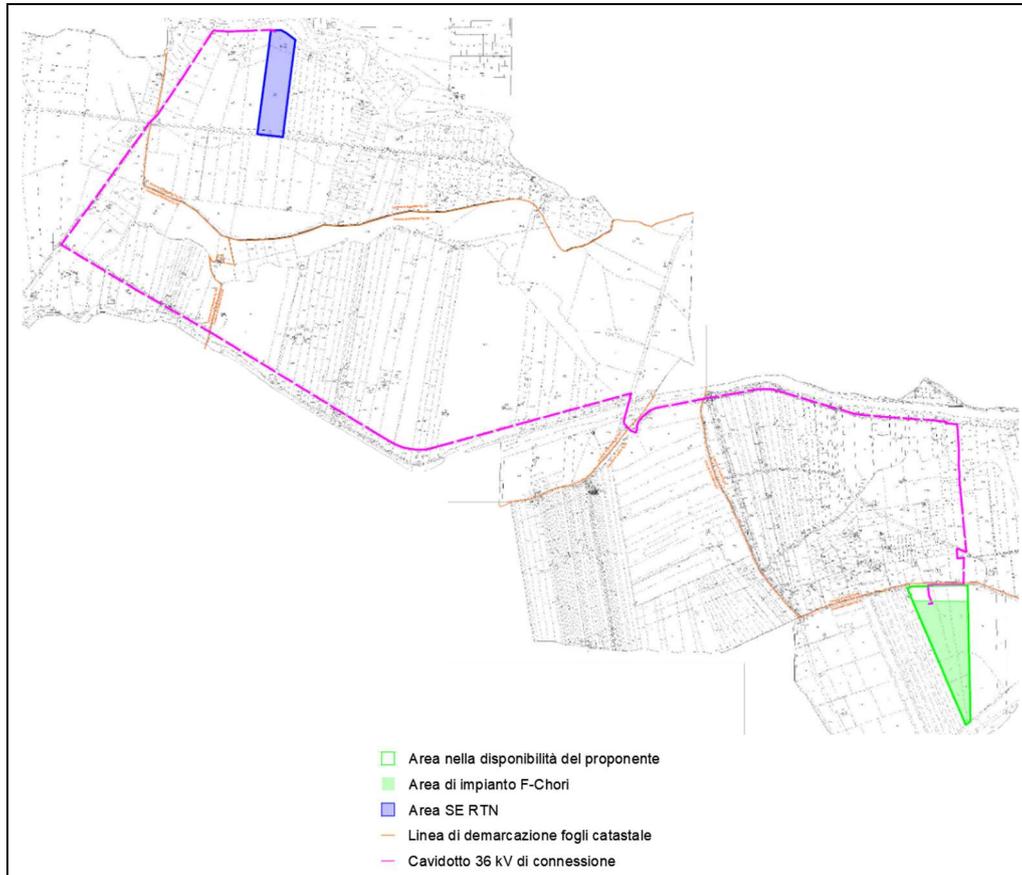


Fig. 2.1 – Inquadramento su stralcio catastale

Come si nota dalla precedente Figura e dall’elaborato grafico di progetto “Inquadramento su Stralcio Catastale”, alcune delle particelle catastali costituenti l’area di impianto nella disponibilità del proponente saranno interessate in parte, e non nella loro totale estensione, dall’impianto agro-voltaico.

I dati catastali inerenti all’intero progetto dell’impianto agro-voltaico sono descritti negli elaborati di progetto “Piano Particellare Descrittivo” e “Piano particellare di esproprio geometrico”.

Il layout dell’impianto agro-voltaico F-Chori è stato definito sulla base di criteri atti a conciliare il massimo sfruttamento della radiazione solare incidente con il rispetto delle normative tecniche paesaggistiche e territoriali, consentendo l’esercizio delle attività di coltivazione agricola sulla superficie non interessata dai moduli fotovoltaici e loro strutture di sostegno e lungo la fascia arborea perimetrale di mitigazione.

In particolare, in fase di progettazione definitiva è stato considerato di:

- installare al confine dell’area di impianto un’area verde perimetrale, avente larghezza maggiore o uguale a 10 m costituita da essenze arboree comunemente coltivate in Sicilia, al fine di mitigare

l'impatto visivo degli impianti stessi. In particolare si prevede la coltivazione lungo la fascia arborea di alberi di ulivo;

- installare l'area verde perimetrale rispettando la distanza di almeno 4 m dagli argini dei corsi d'acqua e degli invasi presenti in sito, così come stabilito negli artt. 93 e 96 del Rd 523/1904 e s.m.i;
- rispettare una distanza non inferiore a 10 m tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, le opere civili, accessorie e di connessione dell'impianto agrivoltaico e gli argini dei corsi d'acqua e degli invasi presenti in sito, così come stabilito negli artt. 93 e 96 del Rd 523/1904 e s.m.i;
- rispettare una distanza non inferiore a 4 m tra le colture caratterizzanti l'attività agricola e gli argini dei corsi d'acqua e degli invasi presenti in sito, così come stabilito negli artt. 93 e 96 del Rd 523/1904 e s.m.i;
- rispettare una fascia di rispetto non inferiore a 8 m dalla linea MT aerea esistente che attraversa l'area di impianto F-Chori, secondo quanto specificato da e-distribuzione S.p.A. con l'allegato B "DPA per linee MT e cabine secondarie" della Linea Guida per l'applicazione del paragrafo 5.1.3 dell'Allegato al DM 29/05/2008;
- evitare fenomeni di ombreggiamento nelle prime ore del mattino e nelle ore serali, implementando la tecnica del backtracking inerente alle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale;
- mantenere una distanza tra le strutture di sostegno sufficiente per consentire il transito dei mezzi agricoli per lo svolgimento dell'attività agricola tra i filari dei moduli fotovoltaici e per minimizzare l'effetto di ombreggiamento tra le schiere dei moduli;
- ridurre la superficie occupata dai moduli a favore della superficie disponibile per l'attività agricola.

L'insieme di tutte le considerazioni soprascritte ha portato allo sviluppo del progetto agrivoltaico inerente all'impianto "F-Chori" e alla definizione della sua area di impianto in cui installare i moduli fotovoltaici e loro strutture di sostegno, loro opere accessorie e di connessione, e in cui prevedere lo sviluppo dell'attività agricola sulla superficie interessata dalla componente fotovoltaica.

All'interno dell'area di impianto F-Chori è prevista di una viabilità di nuova realizzazione (viabilità interna all'impianto), al fine di consentire un agevole accesso per le attività di manutenzione ordinaria, ed eventualmente straordinaria, e per le attività agricole.

L'area di impianto F-Chori, sita in località Pezza Grande, si sviluppa su una superficie complessivamente estesa circa 20,00 Ha, all'interno della quale saranno complessivamente installate n.804 strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale (tracker), aventi configurazione 2x14 moduli bifacciali con potenza pari a 670 Wp e tecnologia monocristallina.

I tracker che sostengono i moduli fotovoltaici dell'impianto F-Chori sono stati posizionati a distanza tale da permettere la coltivazione di colture agricole tra i filari delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, la

distanza di interasse tra filari adiacenti è pari a circa 10,0 m.

In particolare, nel progetto oggetto della presente saranno coltivate specie orticole e specie leguminosa tramite mezzi meccanizzati, come meglio illustrato nell'elaborato di progetto "Relazione descrittiva dell'attività agricola" e nell'elaborato grafico di progetto "Tavole rappresentative del sistema agrivoltaico".

Si ricorda che i tracker fotovoltaici occupano una porzione di terreno esigua in quanto sostengono i moduli fotovoltaici a circa 1,0 m di altezza dal piano campagna nel punto più basso, tramite pali in acciaio zincato di ridotte dimensioni con sviluppo planimetrico puntuale direttamente infissi nel terreno. Quanto appena scritto è di fondamentale importanza poiché al di sotto dei moduli fotovoltaici potrà avvenire la crescita di vegetazione spontanea.

In particolare si prevede la crescita di "wildflowers" (fiori di piante spontanee) ossia specie erbacee spontanee caratterizzate da fioriture evidenti con valenza estetica. Oltre alla bellezza estetica, i wildflowers hanno varie caratteristiche peculiari che permettono loro di adattarsi a suoli poco fertili e soprattutto non richiedono l'utilizzo di insetticidi, pesticidi e diserbanti. Non essendo impregnata dalle sostanze agrochimiche, una delle qualità più importanti dei wildflowers è proprio quella di richiamare attraverso i loro apparati floreali evidenti diversi insetti quali le farfalle e le api, contribuendo così al mantenimento della biodiversità.

Prevedendo la crescita dei wildflowers sul terreno al di sotto dei moduli fotovoltaici, e avendo come obiettivo lo sviluppo agro-voltaico attraverso la produzione di energia da fonte rinnovabile solare e la produzione agricola sostenibile così come dettato dal PNRR, in fase di progettazione è stato scelto di sviluppare l'attività dell'apicoltura, considerando porzioni di superfici all'interno dell'area di impianto F-Chori in cui installare arnie per l'allevamento di api (si vedano gli elaborati di progetto "Relazione Generale", "Relazione descrittiva dell'attività agricola" e l'elaborato grafico di progetto "Tavole rappresentative del sistema agrivoltaico").

In ottemperanza alle procedure poste in essere, è stata sottoposta al gestore di rete Terna S.p.A. formale istanza di allacciamento alla RTN al fine di valutarne la fattibilità tecnica.

In data 20/09/2022, con Codice Pratica 202201008, è stata ottenuta da Terna S.p.A. la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) di cui si riporta di seguito un estratto (si veda l'elaborato di progetto "Preventivo di connessione e accettazione STMG"):

La Soluzione Tecnica Minima Generale per Voi elaborata prevede che la Vs. centrale venga collegata in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV "Chiamonte Gulfi - Paternò".

A seguito della STMG ricevuta, il presente progetto definitivo prevede che l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici afferisca ad un sistema di quattro blocchi "PV Station", ciascuno costituito da un trasformatore

MT/BT, un inverter centralizzato, un quadro MT di protezione, un trasformatore BT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari, e un quadro BT di protezione.

Tramite le PV Station, l'energia in corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici viene convertita in corrente alternata e trasformata al livello di tensione di 30kV. Ogni PV Station sarà collegata tramite un proprio cavidotto MT interrato a 30kV alla Cabina di Parallelo, per convogliare a questa l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici. Dalla Cabina di Parallelo, tramite un breve tratto di cavidotto interrato MT 30 kV, l'energia dell'intero campo fotovoltaico sarà convogliata alla Cabina di Trasformazione 30/36kV, nella quale avverrà l'innalzamento della tensione da 30 kV a 36 kV. Dalla Cabina di Trasformazione 30/36 kV, l'energia prodotta a 36kV verrà consegnata alla Cabina Utente.

Infine, dalla Cabina Utente tramite un cavidotto a 36 kV l'energia prodotta dalla componente fotovoltaica dell'impianto F-Chori verrà convogliata alla sezione 36 kV della nuova Stazione Elettrica (SE) 380/150/36kV della RTN (per maggiori dettagli sui vari collegamenti si veda l'elaborato grafico di progetto Schema Elettrico Unifilare).

Le aree in cui verranno realizzate la Cabina di Parallelo, la Cabina di Trasformazione 30/36kV, la Cabina Utente e la Cabina Scada risultano dagli elaborati progettuali (si veda l'elaborato grafico di progetto "Planimetria generale impianto").

A seguito della STMG ricevuta è stato possibile definire le seguenti opere in progetto da realizzare,

1. impianto agro-voltaico con strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale (tracker), avente potenza di picco pari a circa 15,1MWp, ubicato in località "Pezza Grande" nel comune di Lentini (SR);
2. 84 Combiners box;
3. n. 4 PV Station ciascuna delle quali costituita da un inverter centralizzato, un trasformatore MT/BT, un trasformatore BT/BT, quadri elettrici di protezione in bassa e media tensione ed i servizi ausiliari;
4. n. 1 cabina scada per il monitoraggio dell'impianto;
5. n. 1 Cabina di Parallelo contenente:
 - un quadro MT di protezione costituito da quattro scomparti MT di protezione delle linee in arrivo da ciascuna PV Station, da uno scomparto MT di protezione della linea in partenza verso la Cabina di Trasformazione 30/36kV, uno scomparto MT di protezione della linea in partenza verso il trasformatore MT/BT per i servizi ausiliari e uno scomparto dedicato alla colonna misure;
 - un trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari della stessa Cabina di Parallelo, della Cabina di Trasformazione 30/36kV e della Cabina Utente, di potenza nominale pari a 50kVA;
 - un quadro BT di protezione dei circuiti relativi ai servizi ausiliari;
6. Sistema di cavidotti BT in corrente continua, interrati e in parte fuori terra, per il collegamento delle

- stringhe di moduli fotovoltaici alle Combiner box e da queste ai relativi inverter centralizzati contenuti nelle PV Station;
7. sistema di cavidotti BT in corrente alternata per il collegamento degli inverter ai rispettivi trasformatori (cavi di collegamento interni alle PV Station);
 8. sistemi di cavidotti interrati MT per il collegamento di ciascuna delle PV Station alla Cabina di Parallelo e per il collegamento della Cabina di Parallelo con la Cabina di Trasformazione 30/36kV;
 9. sistemi di cavidotti interrati a 36kV per il collegamento tra la Cabina di Trasformazione 30/36 kV e la Cabina Utente;
 10. n.1 stazione meteorologica;
 11. opere elettriche accessorie (apparecchiature elettriche di protezione, gruppi di misura, etc);
 12. opere civili (viabilità interna all’impianto agrovoltaiico, viabilità di accesso all’impianto, recinzione, edifici per il ricovero dei mezzi agricoli, etc);
 13. n.1 Cabina di Trasformazione 30/36 kV, contenente il trasformatore 30/36kV di potenza stimata pari a 20MW;
 14. n. 1 Cabina utente contenente:
 - il quadro di protezione a 36kV dell’impianto costituito da uno scomparto per la protezione della linea in arrivo dalla Cabina di Trasformazione 30/36kV, uno scomparto dedicato al sistema di protezione d’interfaccia, da uno scomparto dedicato al sistema di protezione generale, da uno scomparto dedicato alla colonna misure e da uno scomparto per la partenza della linea verso la sezione a 36kV della nuova stazione elettrica 380/150/36kV della RTN;
 - il gruppo di misura (AdM) dedicato alla misura dell’energia immessa e prelevata dalla rete;
 15. Impianto di Utente a cura del proponente costituito da:
 - sistema di cavi interrato a 36 kV di collegamento tra la Cabina Utente e la sezione a 36 kV della nuova stazione elettrica della RTN 380/150/36 kV, avente lunghezza di circa 11,3km;
 16. Impianto di Rete (a cura di Terna S.p.A.) come da soluzione tecnica proposta dal Gestore di Rete adeguata al nuovo standard di connessione alla RTN a 36kV e accettata formalmente in data 27/09/2022, che prevede la realizzazione di una nuova stazione (o stallo) arrivo produttore a 36kV della nuova Stazione Elettrica RTN 380/150/36 kV, da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV “Chiamante Gulfi – Paternò”.

Le opere in progetto, sia esse civili che elettriche, a monte del nuovo stallo arrivo produttore a 36 kV della nuova Stazione Elettrica 380/150/36 kV della RTN saranno realizzate a cura del proponente (punti precedenti da 1. a 15.).

TITOLARIETA' PROGETTO	
IMPIANTO	F-Chori
COMUNI	Lentini (SR), Ramacca (CT), Belpasso (CT)
PROPONENTE	Chorisia Solis S.r.L.
IMPIANTO DI PRODUZIONE	Chorisia Solis S.r.L.
OPERE DI RETE	Terna S.p.A.
AUTORIZZAZIONE ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DELL'IMPIANTO DI PRODUZIONE	Chorisia Solis S.r.L.
AUTORIZZAZIONE ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DELLE OPERE DI RETE	Chorisia Solis S.r.L.
COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DELLE OPERE DI RETE	Terna S.p.A.

Tab.2.2 – Titolarità del progetto

Si precisa che:

- Il sistema di cavi 36 KV di vettoriamento dell'energia prodotta dai moduli fotovoltaici allo stallo dedicato 36 kV della SE RTN 380/150/36 kV, sarà interrato prevalentemente su viabilità esistente;
- la Stazione Elettrica (SE) RTN 380/150/36 kV è ad oggi in fase di autorizzazione.

2.1 Riferimenti legislativi e normative

La normativa e le leggi di riferimento che regolamentano le attività di progettazione e costruzione sono:

- Piano Regolatore Comunale: il Comune di *Lentini* è provvisto di Piano Regolatore Generale; l'area interessata dal sistema agrivoltaico in oggetto ricade in zona territorialmente denominata "E (zona agricola)", normata ai sensi degli articoli 53 e 54 delle Norme Tecniche di Attuazione (N.T.A.) del P.R.G. del Comune di Lentini (si veda l'elaborato di progetto "Inquadramento su Piano Regolatore Generale");
- DM 10 settembre 2021 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili";
- Decreto Presidenziale Regione Sicilia 18 luglio 2012 n.48 "Regolamento recante norme di attuazione dell'art.105, comma 5, della legge regionale 12 maggio 2010 n. 11";
- Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche: il sito in questione rientra fra le zone dichiarate sismiche ai sensi del secondo comma dell'art. 3 Legge 2/02/1974 n° 64 e NTC 2008;
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 - Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: "Testo integrato delle connessioni attive – TICA" Guida e-distribuzione S.p.A.

- Dicembre 2009: “Guida per le Connessioni alla rete elettrica di e-distribuzione S.p.A.”;
- Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
 - CEI0-2;
 - CEI11-32/11-35/11-62;
 - Guida CEI 82-25;
 - CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
 - CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;
 - Norme CEI 11-17" Linee in cavo";
 - Norme CEI 11-46 " Strutture sotterranee polifunzionali;
 - CEI 114 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
 - CEI0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
 - CEI 99-2 (CEI EN 61936-1): Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
 - Guida CEI 99-4: Guida per l’esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale
 - CEI 17-5 VIIIa Ed. 2007: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici;
 - CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici;
 - CEI 23-3/1 la Ed. 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari;
 - CEI 10611 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”;
 - CEI 1137 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV”;
 - CEI 11-28 1993 la Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione;
 - CEI 11-17: “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”;
 - CEI 11-20: connessione alla rete;

- CEI 81-1, CEI 81-3, CEI 81-8, CEI 0-3: impianti elettrici in generale;
- CEI 17-1 VIa Ed. 2005: Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione;
- 17-9/1 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali superiori a 1kV e inferiori a 52 kV;
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS);
- CEI 23-51 IIa Ed. 2004: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare;
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- Norme CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche";
- 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 60439-3 (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 60694 Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione;
- CEI EN 60909-0 IIa Ed. (IEC 60909-0:2001-07): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti;
- CEI UNEL 35023 2012: Cavi per energia isolati con gomma o con materiale termoplastico avente grado di isolamento non superiore a 4- Cadute di tensione;
- CEI UNEL 35024/1 1997: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;

- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- IEC 60502-2 IIa Ed. 2005-03: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2;
- IEC 60090-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito;
- IEC 61892-4 Ia Ed. 2007-06: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities;
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - "Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- CEI 20-21, DPR 16/12/ 92 N. 945 con successivi chiarimenti e deroghe: cavidotti e cavi;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)";
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);
- Legge n. 1086 del 5/11/1971 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica" e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche" e successive modificazioni.

2.2 Architettura dei Sistemi fotovoltaici

Il componente principale di un impianto fotovoltaico è un modulo composto da celle di silicio che, grazie all'effetto fotovoltaico, trasforma l'energia luminosa dei fotoni in corrente elettrica continua.

Nell'area di impianto F-Chori, come accennato in precedenza, saranno complessivamente installati 804 tracker aventi configurazione 2x14 moduli bifacciali con potenza pari a 670 Wp e tecnologia monocristallina, sviluppando così una potenza di picco pari a 15,01 MWp circa.

Nella seguente Tabella 2.3 e nell'elaborato grafico di progetto "Planimetria Generale Impianto", si descrive la configurazione relativa alla componente fotovoltaica dell'impianto F-Chori.

OPERE IN PROGETTO	PROGETTO AGROVOLTAICO F-Chori
Tracker 2x14	804
Moduli 670 Wp su tracker	22512
PV Station	4
Potenza in immissione [MWac]	15
Potenza generatore fotovoltaico [MWp]	15,1

Tab.2.3 – Configurazione componente fotovoltaica dell’impianto F-Chori

Da un punto di vista elettrico, l’impianto sarà composto da moduli fotovoltaici bifacciali in silicio cristallino aventi potenza 670 Wp raggruppati in stringhe da 28 moduli ciascuna. Tali moduli fotovoltaici saranno installati a terra su file parallele lungo l’asse Nord – Sud, su strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale.

In ciascuna stringa i moduli sono collegati in serie, con i terminali positivi e negativi di ognuna di esse collegati ad una Combiner box per il parallelo lato corrente continua. Ad ogni Combiner box è previsto il collegamento di 8 o 10 stringhe a seconda della composizione/matching con il rispettivo inverter. Le Combiner box, previste in numero pari a 84, saranno installate all’esterno e in una posizione la più baricentrica possibile rispetto alle stringhe collegate, compatibilmente con le specificità delle singole sezioni del layout adottato.

L’impianto F-Chori sarà suddiviso in numero quattro sottocampi indipendenti, ognuno dei quali facenti capo ad un blocco nel seguito denominato PV Station, contenente un inverter centralizzato, un trasformatore MT/BT, un trasformatore BT/BT, quadri di protezione MT e BT ed i servizi ausiliari. In particolare, si prevede che:

- l’inverter centralizzato, attraverso cui avviene la conversione dell’energia in corrente alternata, in funzione del matching meccanico/elettrico con il sottocampo di riferimento, avrà una taglia di riferimento variabile. Più precisamente, si ipotizza di utilizzare n.1 inverter da 2,1MW e n.3 inverter da 4,3 MW.
- ad ogni inverter afferiranno i cavi provenienti dalle Combiner box, il numero delle combiner box afferenti a ciascun inverter dipende dal matching meccanico/elettrico con il sottocampo di riferimento e sarà pari a 8 o 10;
- il trasformatore MT/BT, attraverso cui si innalza il livello di tensione da bassa a media, in funzione dell’inverter a cui verrà accoppiato avrà una taglia di riferimento variabile. Più precisamente, si ipotizza di utilizzare un trasformatore da 2,1MW accoppiato all’inverter da 2,1 MW, un trasformatore da 4,343MW per ogni inverter da 4,3MW;
- il trasformatore BT/BT da 10kVA, 20kVA o 30kVA è destinato all’alimentazione dei servizi ausiliari della PV Station e del sottocampo di riferimento;
- il quadro di protezione MT conterrà i dispositivi di protezione per la linea in arrivo dal trasformatore e per la linea MT in partenza verso la Cabina di Parallelo;
- il quadro elettrico BT è destinato alla protezione dei circuiti per i servizi ausiliari.

Pertanto, l'energia prodotta dal campo fotovoltaico in corrente continua, tramite un sistema di cavi BT in corrente continua verrà convogliata d'apprima alle combiner box, distribuite nell'area di impianto, e successivamente all'inverter centralizzato di riferimento contenuto nelle PV Station. In queste, come detto, avverrà l'innalzamento della tensione dell'energia in uscita dall'inverter centralizzato al livello di 30kV.

Quindi, le quattro PV Station sono collegate tramite un proprio sistema di cavi MT 30 kV interrati alla Cabina di parallelo, per convogliare l'energia alla cabina di parallelo stessa.

Dalla suddetta Cabina di Parallelo verrà realizzato, tramite un breve tratto di cavidotto MT 30 kV avente lunghezza L= 50 m circa, il collegamento alla Cabina di Trasformazione 30/36kV.

Dunque, tramite un cavidotto 36 kV interrato, l'energia sarà convogliata alla Cabina Utente, in cui sarà installato il quadro di protezione a 36kV contenente i dispositivi di protezione generale e d'interfaccia dell'impianto agro-voltaico F-Chori.

Infine, dalla Cabina Utente, tramite un cavidotto 36kV interrato di lunghezza L=11,3km circa, sarà realizzato il collegamento allo stallo 36 kV della nuova Stazione Elettrica 380/150/36 kV della RTN per il collegamento dell'impianto F-Chori alla RTN;

Per ulteriori dettagli circa la configurazione elettrica dell'impianto si rimanda agli elaborati di progetto "Relazione Tecnica Elettrica" e "Relazione di calcolo linee elettriche" e all'elaborato grafico di progetto "Schema Elettrico Unifilare".

2.3 Servizi ausiliari d'impianto

Per l'impianto F-Chori, i servizi ausiliari della singola PV Station e del relativo sottocampo fotovoltaico di riferimento, saranno alimentati tramite un trasformatore BT/BT (0,6/0,4 kV o 0,63/0,4kV) avente taglia nominale pari a 10, 20 o 30 kVA, il quale prenderà l'alimentazione sul lato BT del trasformatore MT/BT della PV Station. L'uscita del trasformatore BT/BT lato 0,4 kV confluirà in un quadro elettrico BT specifico per la protezione dei circuiti dei servizi ausiliari.

I servizi ausiliari della Cabina di Parallelo, della Cabina di Trasformazione 30/36kV e della Cabina Utente saranno alimentanti tramite un trasformatore MT/BT (30kV/0,4kV) avente taglia nominale pari a 50kVA, il quale sarà alimentato dalle linee MT in arrivo dai sottocampi fotovoltaici o dalla linea MT in arrivo dalla Cabina di Trasformazione 30/36kV. L'uscita del trasformatore dei servizi ausiliari si attesterà in un quadro elettrico BT specifico che sarà adibito alla protezione dei circuiti ausiliari.

Per maggiori dettagli sui singoli circuiti si rimanda all'elaborato grafico di progetto "Schema Elettrico Unifilare".

2.4 Fabbricati Tecnologici e cabine elettriche

Per l'impianto F-Chori sono previsti:

- n.84 Combiners box;
- n.4 PV Station ciascuna delle quali contenente un inverter centralizzato, un trasformatore MT/BT, un trasformatore BT/BT, quadri di protezione MT e BT ed i servizi ausiliari;
- n.1 cabine SCADA per il controllo e monitoraggio dell'impianto;
- opere elettriche accessorie (apparecchiature elettriche di protezione, gruppi di misura, etc);
- n.1 Cabina di Parallelo;
- n.1 Cabina di Trasformazione 30/36kV;
- n.1 Cabina Utente.

I locali di ogni fabbricato dovranno avere l'accesso diretto, sia per il personale, sia per poter avvicinare un'autogrù con peso a pieno carico di 180q, le aperture devono garantire un grado di protezione IP 33 ed una adeguata ventilazione a circolazione naturale di aria.

Le tubazioni di ingresso dei cavi dovranno essere sigillate onde impedire la propagazione o infiltrazione di fluidi liquidi e gassosi. Infine la struttura dovrà essere adeguatamente impermeabilizzata, al fine di evitare allagamenti ed infiltrazioni di acqua. Ogni fabbricato sarà dotato di impianto di messa a terra conforme alle CEI 11-1, costituito da dispersori interrati, in particolare da un anello di corda di rame nuda di sezione non inferiore a 35mmq, abbinata a dispersori a picchetto di lunghezza non inferiore a 1500mm e di spessore non inferiore a 5mm, trattato con zincatura a caldo.

L'impianto di terra dovrà assicurare il rispetto dei limiti delle tensioni di passo e contatto previsti dalla Norma CEI 11-1.

2.5 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati nella presente fase di progettazione definitiva sono del tipo bifacciali in silicio monocristallino ad alta efficienza (fino a 21.6%) e ad elevata potenza di picco (670 Wp). Questa soluzione permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, ottimizzando l'occupazione del suolo.

I moduli fotovoltaici sostenuti dai tracker sono collegati a gruppi di 28 in serie a formare una stringa. In ciascuna stringa i moduli sono collegati in serie, con i terminali positivi e negativi di ognuna di esse collegati ad un quadro elettrico di campo per il parallelo lato corrente continua (Combiner Box).

Si specifica che la tipologia dei moduli fotovoltaici che sarà installata in sito per ciascun impianto sarà definita in fase di progettazione esecutiva. Le caratteristiche principali dei moduli fotovoltaici utilizzati nel presente

progetto definitivo sono riportate nella seguente Tabella 2.4.

SPECIFICHE TECNICHE	
Cell Type	Mono-crystalline
Maximum Power [W_p]	670
Module Efficiency STC [%]	21,6
Short-circuit Current [A]	18,62
Maximum Power Voltage [V]	38,20
Maximum Power Current [A]	17,55
Dimensions [mm]	2384x1303x35

Tab.2.4 – Specifiche tecniche dei moduli fotovoltaici utilizzati nella fase di progettazione definitiva

Per visualizzare il tipico dei moduli fotovoltaici si vedano la seguente Figura 2.2 e l’elaborato grafico di progetto “Particolare strutture di sostegno e moduli fotovoltaici”.

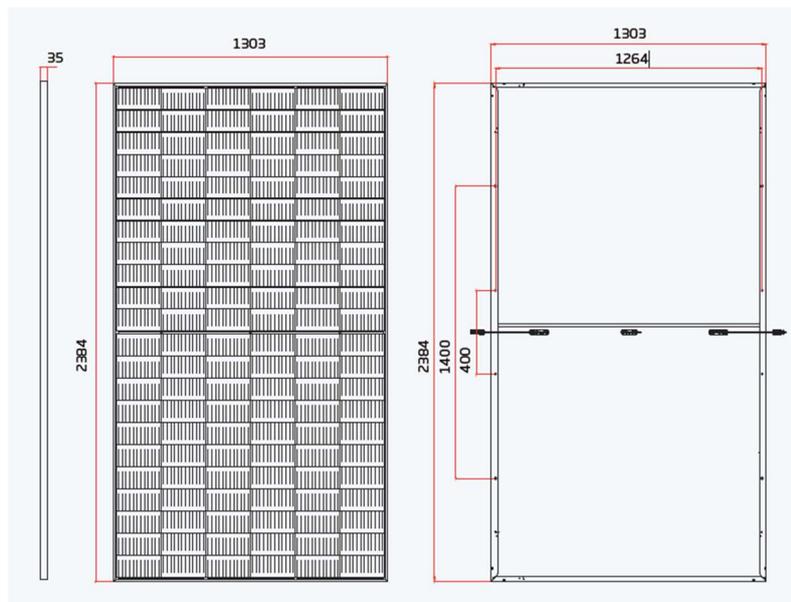


Fig.2.2 – Modulo fotovoltaico bifacciale 670 Wp

L’impianto fotovoltaico sarà suddiviso in quattro sottocampi indipendenti, facenti capo ad altrettanti inverter centralizzati.

I moduli saranno installati a terra, disposti su file parallele lungo l’asse Nord-Sud su strutture di supporto ad inseguimento solare e realizzate in profilati metallici.

Si prevede l’installazione di un numero di moduli fotovoltaici pari a 22512. I moduli verranno connessi in serie, a gruppi di 28, formando una stringa. Si realizzeranno un totale di 804 stringhe.

I terminali positivi e negativi di ciascuna stringa saranno collegati al quadro elettrico di campo lato corrente continua (combiner box). Ad ognuno di questi è previsto il collegamento di un numero di stringhe variabili tra 8 e 10 in funzione del matching con il rispettivo inverter.

Dunque, tramite un sistema di cavidotti BT in corrente continua, l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici sarà convogliata alle combiner box.

Le combiner box saranno installate all'esterno e in posizione la più baricentrica possibile rispetto alle stringhe collegate, compatibilmente con la specificità delle singole sezioni del layout adottato. Si prevede un numero complessivo di combiner box pari a 84. Queste, a gruppi di 14, 23 o 24 saranno collegate al rispettivo inverter centralizzato.

Dunque, tramite un sistema di cavidotti BT in corrente continua, l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici sarà convogliata alle combiner box e da queste ai rispettivi inverter centralizzati.

Le caratteristiche risultanti di questa configurazione, sono tali da avere una potenza di picco pari a circa 15,1 MWp sul lato in corrente continua degli inverter.

Per maggiori dettagli sui collegamenti, le connessioni e i criteri di dimensionamento si vedano l'elaborato di progetto "Relazione Tecnica Elettrica" e l'elaborato grafico di progetto "Schema Elettrico Unifilare".

2.6 Strutture di sostegno

L'impianto in progetto prevede l'installazione di strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici ad inseguimento monoassiale (tracker) con configurazione 2x14 moduli. Tali strutture sono disposte in direzione Nord-Sud su file parallele a distanza di interasse medio di circa 10,0m leggermente variabile in funzione dell'orografia del terreno, al fine di ridurre gli effetti degli ombreggiamenti tra una fila di tracker e l'altra.

I tracker sono costituiti essenzialmente dai seguenti tre componenti:

- pali in acciaio zincato direttamente infissi nel terreno;
- struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici: per l'impianto in oggetto in totale saranno 28 moduli disposti su due file verticali (configurazione 2x14 moduli);
- inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli. L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico controllato da un software, che tramite un'asta collegata al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

I tracker saranno opportunamente dimensionati per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico neve e da vento dell'area di installazione.

La tipologia di struttura di sostegno prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta

molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica della componente fotovoltaica dell'impianto perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione, dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

La tecnica del backtracking consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa.

L'altezza dei pali di sostegno è stata fissata in maniera tale che lo spazio libero tra il piano campagna ed i moduli alla massima inclinazione sia maggiore di 0,5 m, al fine di agevolare la fruizione del suolo per le attività agricole. Per visualizzare il tipico delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale si vedano la seguente Figura 2.3 e l'elaborato grafico di progetto "Particolare strutture di sostegno e moduli fotovoltaici".

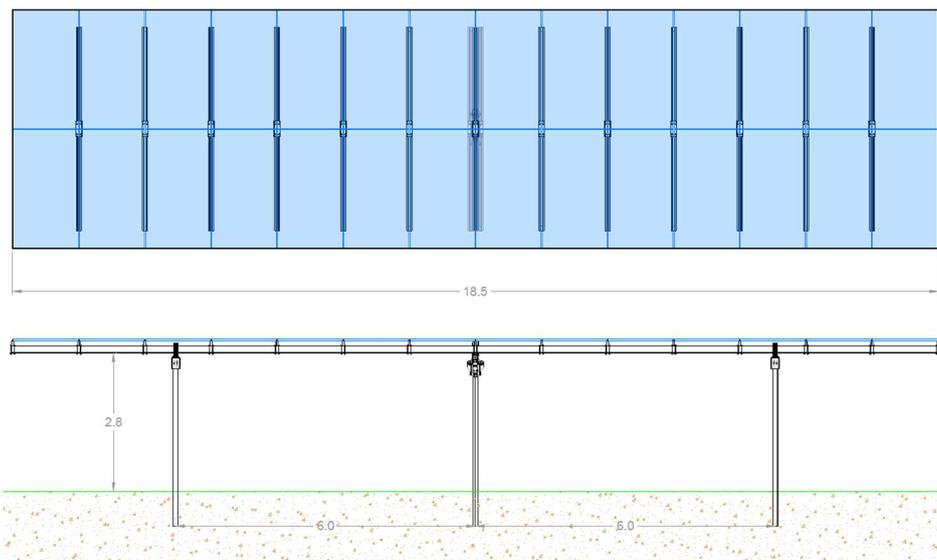


Fig.2.3 – Strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale (tracker) 2x14

2.7 Quadri di protezione 30 kV e 36kV

Le caratteristiche nominali dei quadri di protezione a 30 e 36kV sono garantite alle seguenti condizioni ambientali, in presenza di atmosfera normale non corrosiva e non contaminante:

- temperatura ambiente minima - 5° C;
- temperatura ambiente massima + 40° C;
- umidità relativa massima 95%;
- altitudine massima s.l.m. 1000 m.

2.8 Composizione dello scomparto base

I quadri blindati contengono installati interruttori in esafluoruro di zolfo.

Ogni Unità è suddivisa nelle seguenti celle funzionali:

- **A - Cella strumenti.** Nella cella strumenti, posta sopra la cella interruttore, può essere contenuta tutta l'apparecchiatura di bassa tensione normalmente prevista.
- **B - Cella interruttore.** La cella è costituita dal contenitore che accoglie l'interruttore estraibile. Il sezionamento dell'interruttore è effettuato a porta chiusa.
- **C - Cella linea.** La cella linea contiene:
 - sezionatore di terra;
 - trasformatore di corrente toroidale;
 - terminali per cavi;
 - divisori di tensione.
- **D - Cella sbarre.** Contiene sbarre normalizzate.
- **E - Cella TV.** La cella TV è installata normalmente sotto la cella interruttore ed ha le seguenti caratteristiche:
 - I TV ad un polo primario con fusibile sono montati su carrello estraibile all'interno della cella;
 - Il sezionamento dei TV avviene mediante maniglia di comando esterna alla cella e realizza l'automatico sezionamento dei secondari dei TV;
 - Con la traslazione del carrello TV si ottiene automaticamente l'azionamento dell'otturatore metallico;
 - I fusibili possono essere sostituiti aprendo la portella, dopo aver sezionato ed estratto i TV dalla cella;
 - La sostituzione dei TV può essere effettuata solo a carrello estratto dalla cella.

2.9 Specifica tecnica sul quadro 36kV di utenza

I quadri e le apparecchiature di fornitura devono essere progettati, prodotti e testati in conformità alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano) e IEC (Commissione Elettrotecnica Internazionale) rispettivamente in vigore e, in particolare, con le seguenti norme:

- Quadri - CEIEN 60298 (fascicolo 4973); IEC 62271-200
- Interruttori - CEI 17-1 (fascicolo 1375); IEC 62271-100
- Sezionatoli - CEI 17-4; CEIEN 60694; IEC 60129; IEC 60694 (IEC 62271-102)
- I.M.S. - CEI 17/9-1 CEI EN 60694; IEC 60265-1 IEC 60694 (IEC 62271-103/105)
- Fusibili - CEIEN 60282-1;
- IEC - 60282-1

In funzione delle proprietà del sistema elettrico in oggetto, il presente progetto è stato sviluppato prevedendo per l'impianto un DG (Dispositivo Generale) compatibile con le prescrizioni della norma CEI 0-16.

Il sistema di protezione generale "SPG" al quale è demandato il funzionamento del dispositivo generale "DG" è composto dai seguenti componenti:

1. Relè di protezione 50-51-50N-67N, con relativa alimentazione;
2. N° 3 trasformatori amperometrici TA per la protezione della massima corrente di fase, con caratteristiche 300/5A - 10VA - 5P30;
3. N° 1 trasformatore di corrente TA toroidale per la protezione contro i guasti a terra, con caratteristiche 100/1A - 2VA - classe di precisione conforme alla CEI 0-16.

2.10 Cavidotti

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla espressione:

$$I_b = \frac{P}{K_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \varphi}$$

Dove:

- $K_{ca} = 1$ sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $K_{ca} = 1.73$ sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza $\cos \phi$ è pari a 1. Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

- a) $I_b < I_n < I_z$
- b) $I_f < 1,45 I_z$

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente I_b pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione. Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una condotta principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- condotta che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della condotta principale. L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi.

Le cinque tabelle utilizzate sono:

- IEC 448;
- IEC 365-5-523;
- CEI-UNEL 35024/1;
- CEI-UNEL 35024/2;
- CEI-UNEL 35026.

mentre per la media tensione si utilizza la tabella CEI 17-11.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{zmin} = \frac{I_n}{K}$$

dove il coefficiente k ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia superiore alla I_z min.

Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento I_f e corrente nominale I_n minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore

o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata. Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

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

La costante K viene data dalla norma 64-8/4, per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase:

- Cavo in rame e isolato in PVC: K =115
- Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7: K= 143
- Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7: K = 92

Per la protezione contro i cortocircuiti lato c.c., i dispositivi devono ovviamente essere idonei all'uso in c.c. ed avere una tensione nominale d'impiego U_e uguale o maggiore della massima tensione del generatore PV pari a $1.2 U_{oc}$ (tensione a vuoto delle stringhe)

Al fine di evitare interventi intempestivi nelle condizioni di ordinario funzionamento, i dispositivi di protezione posti nel quadro di sottocampo devono avere una corrente nominale $I_n > 1.25 I_{sc}$

Questi dispositivi devono proteggere:

- le singole stringhe contro la corrente inversa;
- il cavo di collegamento stringa-sottoquadro se quest'ultimo ha una portata inferiore alla corrente di corto circuito massima delle altre x-1 stringhe collegate allo stesso quadro inverter, ossia se:
- $I_z < I_{cc2} = (x-1) \cdot 1.25 I_{sc}$.

2.11 Caduta di Tensione

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max \left(\left| \sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right| \right)_{f=R,S,T}$$

- con f che rappresenta le tre fasi R, S, T;
- con n che rappresenta il conduttore di neutro;

- con i che rappresenta le k utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$cdt(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos \varphi + X_{cavo} \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

- $k_{cdt}=2$ per sistemi monofase;
- $k_{cdt}=1.73$ per sistemi trifase.

I parametri R_{cavo} e X_{cavo} sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50 Hz, ferme restando le unità di misura in Ω/km .

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT).

In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze presentano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI 64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

2.12 Linee elettriche di collegamento

I cavi utilizzati in un impianto fotovoltaico devono essere in grado di sopportare, per la durata di vita dell'impianto stesso (non inferiore a 30 anni), severe condizioni ambientali in termini di elevata temperatura, precipitazioni atmosferiche e radiazioni ultraviolette.

Anzitutto i cavi devono avere una tensione nominale adeguata a quella dell'impianto. In corrente continua, la

tensione d'impianto non deve superare del 50% la tensione nominale dei cavi.

Le condutture sul lato c.c. dell'impianto devono avere un isolamento doppio o rinforzato (classe II) in modo da ridurre il rischio di guasti a terra e di cortocircuiti (CEI 64-8).

I cavi sul lato c.c. si distinguono in:

- cavi solari (o di stringa) che collegano tra loro i moduli e la stringa al primo quadro di sottocampo o direttamente all'inverter;
- cavi non solari che sono utilizzati a valle del primo quadro.

I cavi che collegano tra loro i moduli sono installati nella parte posteriore dei moduli stessi, laddove la temperatura può raggiungere i 70-80°C. Tali cavi devono quindi essere in grado di sopportare elevate temperature e resistere ai raggi ultravioletti, se installati a vista.

Pertanto si usano cavi idonei allo scopo, usualmente unipolari con isolamento e guaina in gomma, tensione nominale 0.6/1kV, con temperatura massima di funzionamento non inferiore a 90°C e con una elevata resistenza ai raggi UV. I cavi non solari posti a valle del primo quadro, si trovano ad una temperatura ambiente non superiore a 30-40°C, dato che sono lontano dai moduli.

Tali cavi non hanno resistenza contro i raggi UV, pertanto, se posati all'esterno, devono essere protetti dalla radiazione solare in tubi o canali ed essere comunque con guaina per uso esterno. Per i cavi installati sul lato c.c. a valle dell'inverter vale quanto detto per i cavi non solari lato c.c.

Le caratteristiche dei cavi solari sono:

- sezione 4/6 mmq;
- tensione nominale U_0/U 600/1000V in c.a. - 1500V in c.c.;
- temperatura di esercizio -40 +90 °C;
- portata in aria libera a 60°C 57 A;
- coefficiente di correzione della portata a 70°C pari a 0.79;
- temperatura massima del cavo in sovraccarico 120 °C.;

Le linee di interconnessione stringhe - quadro di campo sarà gestito da 2 cavi tipo:

- Cavo solare tipo H1Z2Z2-k;
- FG7OR 0,6/1 kV entro tubo corrugato di protezione e di sezione 6 mm².

La corrente di impiego è 1,25 I_{sc} (17,55 A).

Il collegamento tra il quadro di campo (Combiners Box) e l'inverter è effettuato con 2 cavi unipolari tipo:

- FG16R16 0,6/1kV – 1,5V c.c.;

La sezione prevista è di 185 mmq.

I collegamenti tra ogni PV Station e la Cabina di Parallelo sarà realizzato tramite un sistema di cavi trifase tipo:

- RG7H1R 18/30 kV;

La sezione prevista è di 70mmq.

Il collegamento tra la Cabina di Parallelo e la Cabina di Trasformazione 30/36kV sarà realizzato tramite un sistema di cavi trifase tipo:

- RG7H1R 18/30 kV;

La sezione prevista è di 240mmq.

Il collegamento tra la Cabina di Trasformazione 30/36kV e la Cabina Utente e tra questa e la sezione a 36kV della nuova Stazione Elettrica RTN 380/150/36kV saranno realizzati tramite dei sistemi di cavi trifase tipo:

- RG7H1R 30/36 kV;

La sezione prevista è di 240mmq.

2.13 Recinzione

Per garantire la sicurezza dell'impianto sarà realizzata la recinzione metallica di protezione dell'impianto agrovoltaiico tra l'area verde perimetrale e la viabilità interna all'area di impianto, integrata con un impianto di allarme antintrusione e di videosorveglianza.

La recinzione sarà costituita da una rete a maglia quadra. Essa offre una notevole protezione da eventuali atti vandalici, e costituisce un sistema di fissaggio nel rispetto delle norme di sicurezza.

La recinzione avrà le caratteristiche sopra descritte, atteso che in fase esecutiva potranno essere apportate delle modifiche in funzione della disponibilità sul mercato e condizioni contingenti.

Per visualizzare il particolare della recinzione di protezione dell'impianto, si rimanda all'elaborato grafico di progetto "Particolari Cancelli e Recinzione".

3. Valutazione preliminare impatto elettromagnetico

3.1 Definizioni

Fascia di rispetto: è lo spazio circostante un elettrodotto, che comprende tutti i punti, al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da un'induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità. Come prescritto dall'articolo 4, comma I lettera h della Legge Quadro n. 36 del 22 febbraio 2001, all'interno delle fasce di rispetto non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario ovvero ad uso che comporti una permanenza non inferiore a quattro ore.

Distanza di prima approssimazione (Dpa): per le linee e la distanza, in pianta sul livello del suolo, dalla

proiezione del centro linea che garantisce che ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più della DPA, si trovi all'esterno delle fasce di rispetto. Per le cabine secondarie e la distanza, in pianta sul livello del suolo, da tutte le pareti della cabina stessa che garantisce i requisiti di cui sopra.

Obiettivo di qualità (DPCM 8 luglio 2003 art. 4): nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze giornaliere non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione della popolazione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, e fissato l'obiettivo di qualità di 3 uT per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

Valore di attenzione (DPCM 8 luglio 2003 art. 3 e. 2): a titolo di misura di cautela per la protezione della popolazione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10 uT, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

Luoghi tutelati (Legge 36/2001 art. 4 ci, lettera h): aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici e luoghi adibiti a permanenza non inferiore a 4 ore giornaliere.

3.2 Valutazione all'esposizione al campo magnetico e valutazione delle distanze di prima approssimazione (DPA) da elettrodotti

Il DPCM dell'8 luglio 2003 stabilisce diversi criteri di valutazione dei campi elettromagnetici in prossimità di linee elettriche ad alta tensione e fissa i limiti di esposizione nei confronti dei campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti eserciti alla frequenza di 50 Hz. In particolare viene fissato il valore di attenzione di 10 uT (microtesla) ovvero il valore di induzione magnetica che non deve essere superato nei luoghi definiti "a permanenza prolungata di persone". Questo valore è da intendersi con riferimento alla mediana nelle 24 ore.

Per una migliore composizione di quanto sintetizzato e importante distinguere il significato dei seguenti termini: La determinazione dei livelli di campo, elettrico e magnetico (CEM), in un luogo è elemento chiave per stabilire se il rischio esiste o no. L'intensità del CEM dipende dalla distanza dalla sorgente e di norma diminuisce rapidamente allontanandosi da quest'ultima. Per questo spesso, per assicurare la sicurezza delle persone, si utilizzano recinzioni, barriere o altre misure protettive che impediscano l'accesso non autorizzato ad aree dove i limiti di esposizione possono essere superati.

In genere i limiti di esposizione sono diversi per il pubblico generico e per i lavoratori. I limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità non si applicano ai lavoratori esposti per ragioni professionali.

L'impatto magnetico dovuto alle linee elettriche aeree percorse da corrente è determinato dai seguenti fattori:

- La corrente circolante nei conduttori;
- La disposizione delle fasi.

Le distanze per il rispetto dei limiti sono determinate singolarmente. Il DPCM 8 Luglio 2003 e gli altri riferimenti legislativi, fissano i limiti seguenti di esposizione nei confronti dei campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti eserciti alla frequenza di 50 Hz.

3.3 Campi elettrici

Il limite di esposizione per i campi elettrici è pari a 5 kV/m da non superare mai in alcuna condizione di presenza della popolazione civile.

3.4 Valutazione degli impatti prodotti dai campi elettromagnetici

Con riferimento all'impatto prodotto dai campi elettromagnetici si è avuto modo di porre in risalto che non si ritiene che si possano sviluppare effetti elettromagnetici dannosi per l'ambiente o per la popolazione derivanti dalla realizzazione degli impianti. Non si riscontrano inoltre effetti negativi sul personale.

Per maggiori dettagli circa la valutazione di impatto elettromagnetico e i risultati ottenuti si veda l'elaborato di progetto "Relazione Campi Elettromagnetici".

4. Protezione contro i contatti diretti e indiretti

4.1 Contatti diretti

I criteri adottati nel progetto per la protezione contro i contatti diretti sono improntati all'adozione di tutte le misure atte a garantire la massima sicurezza nelle condizioni di esercizio dell'impianto, anche in relazione alle manovre che è possibile effettuare sui dispositivi elettrici.

A tale fine il progetto si attiene scrupolosamente a quanto prescritto dalla norma CEI 64-8 per quanto riguarda i circuiti in bassa tensione e CEI 11-1 per i circuiti in media tensione. In particolare, per i circuiti in bassa tensione, sia in corrente continua che in corrente alternata, la protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva;
- idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto).

Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche, né

risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

4.2 Contatti indiretti

Sistema in corrente alternata (TN)

Gli inverter e quanto contenuto nel quadro elettrico c.a. sono collegati alle PV Station e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultima. La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione BT intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,2 secondi.

5. Impianto di terra

L'impianto di terra (si veda l'elaborato grafico di progetto "Impianto di terra") costituisce un mezzo per disperdere correnti elettriche nel terreno e per proteggere, unitamente ai dispositivi d'interruzione automatica del circuito, le persone dal pericolo di elettrocuzione. L'impianto di terra da realizzare deve soddisfare le disposizioni imposte dalla normativa CEI vigente in materia; in particolare, si ricorda che l'impianto di terra è costituito dall'intero sistema di conduttori, giunzioni, dispersori al fine di assicurare alla corrente di guasto un ritorno verso terra, attraverso una bassa impedenza.

Un buon impianto di terra, associato ad uso corretto dei collegamenti equipotenziali, rappresenta una delle soluzioni più utilizzate per raggiungere il miglior livello di sicurezza. Un impianto di terra, a seconda della funzione che deve assolvere, può distinguersi in:

- messa a terra di protezione, è una misura atta a proteggere le persone dai contatti diretti;
- messa a terra di funzionamento, ha lo scopo di stabilire un collegamento a terra di particolari punti del circuito elettrico per esigenze di esercizio, come la messa a terra del neutro nei sistemi TT e TN;
- messa a terra per lavori, collega a terra temporaneamente una sezione di impianto per esigenze di manutenzione.

È utile ricordare che l'importanza dell'impianto di terra, in relazione alle problematiche legate alla sicurezza, è sottolineata anche da leggi e normative specifiche riguardanti la sicurezza nei luoghi di lavoro. Non bisogna comunque dimenticare che, per quanto concerne il rischio per le persone, la presenza di un impianto di terra è una condizione necessaria ma non sufficiente per garantire la sicurezza. Per la realizzazione dell'impianto di terra si fa riferimento alla Norma CEI 64-8 (BT < 100V in ca) e alla Norma CEI 11-1 (>1000 V in ca).

L'impianto di terra dell'impianto sia lato cc, ca e MT sarà unico per masse simultaneamente accessibili. Strutture metalliche saranno portate a terra con il PE (giallo-verde) così come altri componenti presenti di classe I. In modo

schematico l'impianto di terra consiste in una linea dorsale, interrata a - 0,5 m stesa lungo l'impianto fotovoltaico in corda nuda di rame di sezione almeno pari a 35mm², a cui vengono collegati i ferri di armatura dei plinti di sostegno e dei picchetti dispersori a croce o a T in acciaio zincato da 1,5 m.

I conduttori di terra dovranno essere realizzati con conduttori in rame isolato avente sezioni minime, come di riportato di seguito, e dovranno garantire la resistenza meccanica e alla corrosione dei conduttori di terra:

- collegamento piastrelle di derivazione 95 mm² (n°2 punti di connessione);
- collegamento quadri elettrici 95 mm² (n° 2 conduttori derivati dalla sbarra di terra);
- macchinario elettrico 16 mm²;
- apparecchiature mobili 16 mm²;
- quadri e/o centralini luce 16 mm²;
- rack, tralicci, cancelli, recinzioni, incastellature metalliche 50 mm² (punti di attacco uno ogni 20 metri);
- ponticelli di continuità (protezione scariche atmosferiche) 70 mm²;
- paline per illuminazione 16 mm²;
- trasformatori MT/BT 185 mm² (n°3 punti di connessione);
- power center 120 mm² (n°3 punti di connessione);
- quadri di media 70 mm² (n°2 punti di connessione);
- altri quadri bassa tensione ed inverter 70 mm² (n°2 punti di connessione).

Dai collettori alle apparecchiature dovranno essere realizzati i collegamenti equipotenziali, con conduttori aventi sezione non inferiore a quelli riportati di seguito:

- trasformatori MT/BT 185 mm² (n°2 punti di connessione al centro stella e n°1 punto di connessione alla struttura);
- power center 185 mm² (n°3 punti di connessione);
- quadri MT 70 mm² (n°2 punti di connessione);
- altri eventuali quadri in BT 70 mm² (n°2 punti di connessione).

L'impianto di terra in oggetto si riferisce ad un sistema di II categoria. Il sistema, del tipo TN-S, prevede il collegamento del conduttore di protezione, direttamente col centro stella del circuito secondario dei trasformatori.

L'impianto di terra verrà realizzato in accordo alle prescrizioni delle Norme CEI 11-1 e CEI 64-12. I dati tecnici di dimensionamento sono stati considerati peggiori di quelli realmente esistenti allo stato attuale di modo da considerare eventuali cambiamenti e trasformazioni della rete alla quale sarà connesso il campo fotovoltaico in oggetto.

Si è considerata pertanto la condizione di allaccio alla rete di distribuzione interna avente i seguenti parametri

tecnici:

- la corrente di corto circuito al quadro generale si prevede pari a 40 kA;
- tensione di alimentazione della cabina di 36 kV;
- corrente di guasto monofase a terra pari a 100 A;
- tempo di intervento delle protezioni >> 10 sec.

L'art. 9 delle Norme C.E.I. 11-1 prescrive che gli impianti di terra nelle cabine di trasformazione debbano essere dimensionati in modo tale che non si determinino in nessun punto, sia all'interno che all'esterno della cabina, determinate tensioni di contatto e di passo.

L'impianto di terra sarà costituito da una treccia di rame nudo interrata (ad una profondità superiore a 0,8 m e ricoperto per circa 0,3 m con terreno vegetale) lungo il percorso della dorsale dei cavidotti del campo fotovoltaico e dei cavidotti relativi alle linee MT (conduttore di rame nudo 50 mm²) e dal dispersore della cabina elettrica sede del quadro MT e BT; tale dispersore sarà costituito da un anello (conduttore di rame nudo 95 mm²) con maglia (rame nudo 70 mm², dimensioni 1x1 m) e con 4 dispersori a picchetto agli angoli, e dovrà essere interrato ad una profondità superiore a 0,8 m e ricoperto per circa 0,3 m con terreno vegetale. Per approfondimenti si rimanda all'elaborato di progetto "Relazione Tecnica Elettrica" e all'elaborato grafico di progetto "Schema Elettrico Unifilare".

6. Rischio di incendi negli impianti fotovoltaici

Gli impianti di generazione dell'energia elettrica che utilizzano pannelli fotovoltaici rientrano nell'insieme più generale degli impianti elettrici e quindi, come tutti gli impianti di tale tipo, presentano un certo rischio di incendio, essenzialmente dovuto a sovraccarico e corto circuito.

Entrambi sono rischi ben conosciuti, facilmente valutabili e risolvibili.

Ma se un impianto elettrico presenta rischi connessi alla distribuzione con l'aggiunta di un impianto fotovoltaico subentrano anche rischi legati alla produzione, in quanto si tratta di un impianto che per l'appunto produce energia elettrica ad una determinata tensione.

L'impianto mediante i moduli produce corrente continua, oltre i 1000 V, che attraverso appositi cavi raggiunge i quadri, il regolatore e l'inverter, dove viene trasformata in corrente alternata.

Ciò premesso, i principali rischi dal punto di vista della prevenzione degli incendi sono presto detti.

Intanto un primo rischio è quello di arco elettrico, viste le tensioni non indifferenti in gioco, con la conseguente importanza dei cablaggi e delle protezioni. In particolare i cavi devono essere resistenti ai raggi UV ed alle alte temperature (sono posizionati al sole!), essere di sezione adeguata ed essere correttamente collegati. La questione dei cablaggi appare spesso sottovalutata e le connessioni lente pare siano una delle cause di incendio più comuni nel caso di incendi di impianti fotovoltaici.

Un secondo rischio è legato all'inverter che, come tutti gli apparecchi di questo tipo, può surriscaldarsi: e, se il

suo sistema di raffreddamento non è stato correttamente dimensionato, può costituire fonte di innesco. Visto che l'inverter è normalmente ospitato in un apposito locale, l'innesco può facilmente propagarsi alle altre apparecchiature contenute nel locale stesso.

C'è poi il rischio dovuto al cosiddetto "hot spot", ovvero al riscaldamento localizzato.

Nei moduli, è impossibile che tutte le celle fotovoltaiche siano perfettamente identiche, a causa di inevitabili lievi differenze in fase di fabbricazione. Può anche accadere che una parte del campo sia in ombra, o anche semplicemente più sporca (foglie, polvere...), e quindi due stringhe di moduli collegate in parallelo non avranno mai esattamente la stessa tensione. Quindi si potrebbe verificare una corrente interna inversa che potrebbe provocare danni o surriscaldamenti localizzati: l'hot spot. Per evitare questo, si inseriscono nei circuiti elettrici appositi diodi: ovviamente, la mancanza dei diodi, il posizionamento di diodi in numero o di caratteristiche insufficienti, il loro posizionamento scorretto, la scelta di materiale non idoneo, ecc. sono tutti fattori che possono provocare l'hot spot, con conseguente rischio di innesco. Rispetto ad un normale impianto elettrico l'impianto fotovoltaico (FV) presenta le seguenti differenze:

rientra nel campo del D.M. 37/08 se:

- di potenza inferiore a 20 kW;
- fa parte di un impianto utilizzatore;
- è posto su un edificio oppure sul terreno di pertinenza di un edificio;
- è un impianto di autoproduzione, cioè l'utente consuma in parte o in toto l'energia prodotta;
- è in corrente continua e spesso la sua tensione nominale è di 600 V o maggiore;
- di giorno il generatore è sempre in tensione.

I principali rischi di questi impianti sono:

- l'elettrocuzione;
- la fulminazione diretta;
- gli incendi che sempre più spesso coinvolgono i tetti e spesso anche gli edifici sui quali sono installati.

Riguardo all'elettrocuzione:

- l'impianto di messa a terra del sistema fotovoltaico influisce sul funzionamento del generatore e sulla sicurezza delle persone;
- in caso di un guasto a terra nel campo fotovoltaico: se il sistema elettrico è messo a terra in un punto, la parte del generatore compresa tra i due punti a terra viene cortocircuitata; se il sistema elettrico è isolato da terra, un primo guasto a terra non determina una corrente apprezzabile, ma se il guasto permane e sopravviene un secondo guasto a terra si ricade nel caso precedente;
- il sistema elettrico isolato da terra (presente progetto) è comunque riferito a terra tramite la resistenza di isolamento verso terra. Una persona in contatto con un polo del sistema elettrico isolato da terra,

- direttamente o tramite una massa, è attraversata da una corrente continua;
- tale corrente aumenta: con la tensione nominale (verso terra) del sistema elettrico; con l'estensione del sistema elettrico poiché diminuisce la resistenza di isolamento verso terra.

Riguardo la protezione contro i fulmini:

I danni che un fulmine può provocare sono essenzialmente dovuti a tre cause:

1. Tensioni di contatto e di passo pericolose: morte di persone e/o di animali;
2. Scariche pericolose: danni fisici (incendi, esplosioni, ...);
3. Sovratensioni: danni ad apparecchiature elettriche ed elettroniche.

Per quanto concerne la protezione contro gli incendi, ai fini della prevenzione incendi, l'impianto agrovoltaiico:

- non deve costituire causa primaria di incendio o di esplosione;
- non deve fornire alimento o via privilegiata di propagazione degli incendi;
- deve essere previsto un dispositivo di sezionamento sotto carico azionabile da comando remoto;
- in presenza di atmosfere esplosive la parte di impianto in c.c., compreso l'inverter, deve essere ubicato all'esterno delle zone classificate;
- i componenti degli impianti FV non devono essere installati in 'luoghi sicuri' né essere di intralcio alle vie di esodo;
- deve essere prevista cartellonistica indicante 'attenzione impianto FV in tensione durante le ore diurne.

Riassumendo, i rischi caratteristici di un impianto fotovoltaico sono il rischio elettrico e il rischio incendio. Ai fini della sicurezza, resta imprescindibile che a partire dal primo momento ove si imposta la ideazione per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sono da prevedersi i vari rischi nelle diverse fasi di progettazione, esecuzione, esercizio e manutenzione dello stesso.

A tal proposito, sono previste le seguenti misure di protezione dai rischi sopra esposti:

- Contatti diretti:
 - utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
 - utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
 - collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo.
- Contatti indiretti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
 - i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione BT intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,2 secondi.
- Rischio incendio:
- Gli impianti fotovoltaici non devono costituire causa primaria di incendio o di esplosione;
 - Gli impianti fotovoltaici non devono fornire alimento o via privilegiata di propagazione degli incendi;
 - Negli impianti fotovoltaici deve essere previsto un dispositivo di sezionamento sotto carico azionabile da comando remoto;
 - Gli impianti fotovoltaici in presenza di atmosfere esplosive la parte di impianto in c.c., compreso l'inverter, devono essere ubicati all'esterno delle zone classificate;
 - i componenti degli impianti fotovoltaici non devono essere installati in 'luoghi sicuri' né essere di intralcio alle vie di esodo;
 - deve essere prevista cartellonistica indicante “attenzione impianto fotovoltaico in tensione durante le ore diurne”.

7. Producibilità dell’impianto agro-voltaico F-Chori

Lo scopo di questo capitolo è quello di stimare la producibilità energetica dell’impianto agro-voltaico in progetto.

7.1 Caratteristiche geografiche e fisiche per la stima della producibilità d’impianto

Per l’impianto agro-voltaico in progetto sono stati stabiliti i parametri geografici della località in cui saranno installati i moduli fotovoltaici, quali latitudine, longitudine, quota s.l.m. e la riflettanza dell’ambiente circostante (albedo), riportati nelle seguenti tabelle.

PV generator	Name	PV Field Orientation	Backtracking limit angle	Albedo	
		[-]	[°]	Type of soil	ρ
Area disponibile	Impianto F-CHORI	Tracking horizontal axis	+/- 59,3	green grass	0,2

Tabella 7.1 – Dati fisici impianto F-Chori

Coordinate	Gradi	Minuti	Secondi
	[°]	[']	["]
Longitudine	14	54	27.09
Latitudine	37	22	52.96
Quota [m s.l.m.]	77		

Tabella 7.2 – Dati geografici impianto F-Chori

7.2 Dati climatici e radiazione solare media annua su base giornaliera

L'area di impianto di installazione dispone di dati climatici riportati in diversi database.

Data l'importanza dei dati climatici della località e per garantire la maggiore credibilità possibile alla presente analisi, si è fatto riferimento a più banche dati ufficialmente riconosciute (Tabella 7.3), facendo una media semplice dei valori forniti per l'irraggiamento medio annuo su superficie piana, e per le temperature medie annue della località di riferimento del sito.

Siti Web
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/tools.html
http://www.solaritaly.enea.it/
https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/

Tabella 7.3 – Banche dati utilizzate per la stima di producibilità

7.3 Modello di perdite del sistema

Nei seguenti paragrafi si descrivono le perdite stimate per la componente fotovoltaica dell'impianto agro-voltaico F-Chori.

7.3.1 Perdite per ombreggiamento reciproco e limite di irraggiamento

Le perdite per limite di irraggiamento sono relative alla parte di radiazione solare potenzialmente disponibile ma che non può essere utilizzata in quanto, in quei periodi, l'autoconsumo delle apparecchiature di impianto sono maggiori della produzione elettrica. La scelta di inverter a basso autoconsumo ha ridotto la soglia di sensibilità di questo parametro.

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono in funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre, anche sensibilmente, le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali.

Tali perdite, stimate attraverso simulazioni di esercizio via software, sono del:

- -1% (ombreggiamento diretto).

7.3.2 Perdite per basso irraggiamento

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1.000 W/m², risultando la stessa, in condizioni normali di esercizio, variabile in funzione, appunto, dell'irraggiamento. Per celle con tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza è espressa dalla seguente formula:

$$\Delta\eta = -0,4 \cdot \ln(I/1000) \cdot \eta_n$$

in cui:

- I è l'irraggiamento in W/m²;

- η_n è l'efficienza all'irraggiamento nominale di 1.000 W/m^2 .

Queste perdite sono rilevanti in condizioni meteorologiche medie annue caratterizzate da giornate spesso nuvolose, mentre, in siti soleggiati, l'influenza di questo comportamento risulta più contenuta.

Il software di simulazione calcola tale valore sulla base dei dati climatici del sito, risultando pari a:

- -0,81%.

7.3.3 Perdite per fattore IAM

Le perdite per fattore IAM sono relative a riflessioni dell'irraggiamento in funzione del materiale di rivestimento e dal tipo di installazione dei moduli. La perdita stimata per simulazione relativa al presente progetto è pari a:

- -2,5% .

7.3.4 Perdite per temperatura

Le prestazioni di una cella fotovoltaica decrescono al crescere della temperatura. In particolare, la temperatura di una cella fotovoltaica dipende da numerose variabili, quali la temperatura ambiente, la velocità locale del vento, l'irradianza della radiazione solare in funzione del materiale, e di proprietà dipendenti dal sistema quali la trasmittanza della copertura, l'assorbanza della piastra fotovoltaica.

Sulla base dei dati meteorologici del sito in oggetto, è stata stimata una perdita per temperatura del:

- -9,7%.

7.3.5 Perdite per qualità del modulo

Tale valore considera la tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. Per ricavare la perdita si utilizza generalmente la seguente formula:

$$\{t_{\min\%} + [0,5 \times (t_{\min\%} - t_{\max\%})]\}$$

Dove $t_{\min\%}$ e $t_{\max\%}$ sono, rispettivamente, i valori di tolleranza minima e massima.

Per l'impianto agro-voltaico in esame è stato stimato un valore positivo pari al:

- +0,7% sul rendimento.

7.3.6 Perdite per mismatch nel generatore fotovoltaico

Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e, quindi, fra una stringa e l'altra. Per la presente simulazione sono state stimate perdite del:

- -1,00% (moduli e stringhe).

7.3.7 Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici

Il degrado è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. L'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione, infatti, la perdita è maggiore

fino a stabilizzarsi con un degrado costante negli anni seguenti.

Sulla base dell'esperienza maturata con moduli in silicio cristallino, si ritiene opportuno considerare una degradazione del:

- -0,90% al primo anno;
- -0,40% per gli anni successivi.

7.3.8 Perdite sui circuiti in corrente continua (ohmiche di cablaggio)

È una perdita intrinseca che si riesce a ridurre con l'utilizzo di componenti appropriati, valutazioni tecnico-economiche progettuali (cavi e percorsi) e accuratezza in fase di installazione (contatti). In considerazione di una perdita sui cavi e le connessioni elettriche pari a 1,5% in condizioni standard sull'area dell'impianto, è possibile valutare attraverso una simulazione semplificata dell'architettura elettrica prevista da progetto, una stima globale delle perdite su base annua del:

- -1,2%.

7.3.9 Perdite sul sistema di conversione

Tali perdite sono dovute alla curva di efficienza dei convertitori in funzione della potenza in uscita e, quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato e dallo schema di trasformazione. Le perdite sono stimate in relazione al valore dell'efficienza europea della macchina installata.

Per gli inverter utilizzati nell'impianto in oggetto, si stima una perdita del:

- -2,4%.

7.3.10 Perdite per sottodimensionamento del sistema di conversione

Tali perdite sono dovute al superamento da parte della potenza generata dai moduli fotovoltaici della potenza in ingresso ammessa dall'inverter. Tale superamento è concesso al di sotto di un valore che esprime la massima potenza ammissibile senza causare danni all'inverter. Durante il funzionamento, l'impianto può, talvolta, esprimere una potenza inclusa tra la potenza ammessa dall'inverter e la massima potenza ammissibile: tale fenomeno si esprime in un taglio della potenza convertita dal sistema di conversione e, quindi, in una perdita. In questo caso, si stima una perdita del:

- -0,0%.

7.4 Calcolo della producibilità

Stabilita la disponibilità solare e le perdite nell'impianto, è possibile calcolare la producibilità di energia elettrica annua.

I risultati dell'analisi condotta sono riassunti nella tabella di seguito riportata (tabella 7.2). In base ai parametri impostati per le relative perdite degli impianti, ai componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni

metereologiche del sito in esame, si è inoltre potuto calcolare l'indice di PR.

I risultati ottenuti sono in linea con le prestazioni dimostrate da impianti fotovoltaici di simile fattura, e giustificano ampiamente la fattibilità del progetto.

Denominazione impianto	F-CHORI
Potenza di picco impianto	15,1 MWp
Producibilità annua	28460 MWh/year
Performance Ratio (PR)	84,5%

Tabella 7.4 – Risultati analisi producibilità impianto

Di seguito si allega il report della simulazione descritta relativi all'impianto F-Chori (Allegato 1).

ALLEGATO 1

Report PVSyst Impianto agro-voltaico F-Chori

PVSYST V6.43		18/01/23	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : F-CHORI			
Geographical Site		Lentini, Catania, Sicily	Country Italy
Situation	Latitude	37.4°N	Longitude 14.9°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT	Altitude 77 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Meteonorm 7.1 (1989-2003), Sat=100% - Synthetic		
Simulation variant : New simulation variant			
	Simulation date	18/01/23 23h19	
Simulation parameters			
Tracking plane, Horizontal E-W Axis		Normal azimuth to axis	0°
Rotation Limitations	Minimum Tilt	Maximum Tilt	50°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Arrays Characteristics (4 kinds of array defined)			
PV module	Si-mono	Model	Vertex 670
Custom parameters definition	Manufacturer	Trina Solar	
Sub-array "PV Station 1"			
Number of PV modules	In series	28 modules	In parallel 230 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6440	Unit Nom. Power 670 Wp
Array global power	Nominal (STC)	4315 kWp	At operating cond. 3862 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	955 V	I mpp 4044 A
Sub-array "PV Station 2"			
Number of PV modules	In series	28 modules	In parallel 230 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6440	Unit Nom. Power 670 Wp
Array global power	Nominal (STC)	4315 kWp	At operating cond. 3862 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	955 V	I mpp 4044 A
Sub-array "PV Station 3"			
Number of PV modules	In series	28 modules	In parallel 112 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	3136	Unit Nom. Power 670 Wp
Array global power	Nominal (STC)	2101 kWp	At operating cond. 1881 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	955 V	I mpp 1969 A
Sub-array "PV Station 4"			
Number of PV modules	In series	28 modules	In parallel 232 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	6496	Unit Nom. Power 670 Wp
Array global power	Nominal (STC)	4352 kWp	At operating cond. 3896 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	955 V	I mpp 4080 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	15083 kWp	Total 22512 modules
	Module area	69930 m²	
Sub-array "PV Station 1" : Inverter			
Custom parameters definition	Model	PVS980-4.3MVA	
Characteristics	Manufacturer	FIMER	
Inverter pack	Operating Voltage	850-1350 V	Unit Nom. Power 4300 kWac
	Nb. of inverters	1 units	Total Power 4300 kWac

PVSYST V6.43		18/01/23		Page 2/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)					
Sub-array "PV Station 2" : Inverter					
<small>Custom parameters definition</small>					
		Model	PVS980-4.3MVA		
		Manufacturer	FIMER		
Characteristics		Operating Voltage	850-1350 V	Unit Nom. Power	4300 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	4300 kWac
Sub-array "PV Station 3" : Inverter					
<small>Custom parameters definition</small>					
		Model	PVS980-2.1MVA		
		Manufacturer	FIMER		
Characteristics		Operating Voltage	893-1500 V	Unit Nom. Power	2100 kWac
				Max. power (=>35°C)	2464 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	2100 kWac
Sub-array "PV Station 4" : Inverter					
<small>Custom parameters definition</small>					
		Model	PVS980-4.3MVA		
		Manufacturer	FIMER		
Characteristics		Operating Voltage	850-1350 V	Unit Nom. Power	4300 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	4300 kWac
Total		Nb. of inverters	4	Total Power	15000 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Array#1	3.9 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Array#2	3.9 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Array#3	8.1 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Array#4	3.9 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Global		Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :		Unlimited load (grid)			
Auxiliaries loss		Constant (fans)	3600 W	... from Poper thresh.	0.0 kW

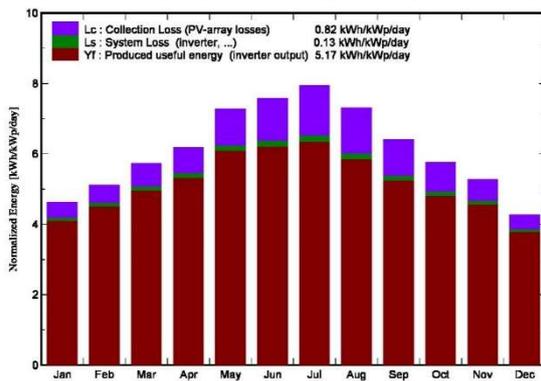
Grid-Connected System: Main results

Project : F-CHORI
Simulation variant : New simulation variant

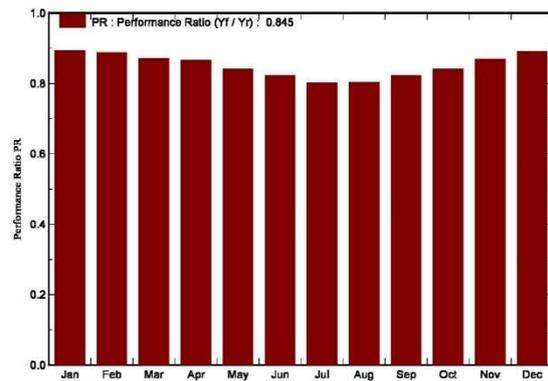
Main system parameters		System type	Grid-Connected
PV Field Orientation Tracking, horizontal axis E-W,		Normal azimuth to axis 0°	
PV modules	Model	Vertex 670	Pnom 670 Wp
PV Array	Nb. of modules	22512	Pnom total 15083 kWp
Inverter	Model	PVS980-4.3MVA	Pnom 4300 kW ac
Inverter	Model	PVS980-2.1MVA	Pnom 2100 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 15000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
System Production **Produced Energy 28460 MWh/year** Specific prod. 1887 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 84.5 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 15083 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
January	80.3	9.89	143.0	140.1	1970	1926	19.70	19.26
February	95.4	9.89	142.7	139.4	1954	1910	19.59	19.14
March	142.5	12.37	177.3	172.6	2384	2328	19.23	18.78
April	170.6	14.63	185.2	179.7	2476	2418	19.12	18.67
May	217.6	19.26	225.3	219.1	2926	2854	18.58	18.12
June	223.2	23.43	227.3	220.9	2893	2819	18.20	17.73
July	240.0	26.70	246.2	239.7	3058	2974	17.76	17.27
August	211.7	26.74	226.6	220.6	2821	2745	17.81	17.33
September	160.9	22.93	192.0	186.9	2445	2382	18.22	17.74
October	125.0	19.63	178.2	174.1	2315	2258	18.58	18.12
November	89.6	14.57	158.1	155.0	2120	2071	19.18	18.73
December	71.3	11.40	132.3	129.6	1815	1774	19.62	19.18
Year	1828.1	17.67	2234.1	2177.8	29177	28460	18.68	18.22

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic. Eout system / rough area

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : F-CHORI
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation Tracking, horizontal axis E-W		Normal azimuth to axis	0°
PV modules	Model	Vertex 670	Pnom 670 Wp
PV Array	Nb. of modules	22512	Pnom total 15083 kWp
Inverter	Model	PVS980-4.3MVA	Pnom 4300 kW ac
Inverter	Model	PVS980-2.1MVA	Pnom 2100 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 15000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

