


TITLE: RELAZIONE TECNICO - DESCRITTIVA

AVAILABLE LANGUAGE: IT

RELAZIONE GENERALE

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile
 agrovoltaica di potenza di picco pari a 64.688,50 kWp con
 sistema di accumulo integrato e relative opere di connessione
 alla rete RTN
"TROINA"

File: TRO.ENG.REL.002.00_Relazione tecnico-descrittiva.doc

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	20/12/2022	EMISSIONE	F.Trovati	L.Spaccino A.Fata	

CLIENT VALIDATION

Name	Discipline	PE
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATE BY

CLIENT CODE

IMP.			GROUP.			TYPE			PROGR.			REV	
T	R	O	E	N	G	R	E	L	0	0	2	0	0

CLASSIFICATION For Information or For Validation

UTILIZATION SCOPE Basic Design

Indice

1.0	PREMESSA.....	4
2.0	DATI GENERALI.....	11
2.1	Ubicazione Impianto	11
2.2	Dati Generali del Committente	11
3.0	INQUADRAMENTO GENERALE DELL'AREA DI INTERVENTO	11
4.0	DESCRIZIONE DEL SITO.....	15
4.1	Ubicazione e riferimenti cartografici	15
4.2	Descrizione area di impianto	17
4.3	Aspetti geologici.....	17
4.4	Aspetti idrologici ed idrogeologici.....	19
4.5	Aspetti geotecnici e strutturali.....	21
5.0	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO.....	22
5.1	Impianto agrivoltaico	22
5.2	Sistema BESS – Battery Storage Energy System.....	26
6.0	ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO.....	27
7.0	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI	31
7.1	Fase di cantiere.....	31
7.1.1	Accantieramento.....	31
7.1.2	Preparazione dei suoli.....	31
7.1.3	Consolidamento e piste di servizio	31
7.1.4	Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna.....	31
7.1.5	Opere di regimazione idraulica superficiale	32
7.1.6	Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza e sorveglianza tecnologica	32
7.1.7	Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi	32
7.1.8	Installazione e posa in opera dell'impianto fotovoltaico	33
7.1.9	Realizzazione / posizionamento opere civili	33
7.1.10	Realizzazione dei cavidotti interrati	34
7.1.11	Dismissione del cantiere e ripristini ambientali	34
7.1.12	Verifiche collaudi e messa in esercizio	34
7.2	Fase d'esercizio.....	35
7.3	Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale.....	35
8.0	GESTIONE RESIDUI DI CANTIERE	36
9.0	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO.....	37
9.1	Criteri progettuali	37
9.2	Moduli Fotovoltaico	38
9.3	Strutture di sostegno	39
9.4	Inverter di stringa	41

9.5	Sistema BESS	43
9.6	Quadri elettrici in alternata	44
9.7	Trasformatori BT/MT	45
9.8	Trasformatori MT/AT	45
9.9	Cabinati elettrici.....	46
9.10	Interfaccia di rete.....	46
9.11	Contatore energia prodotta.....	47
9.12	Sovraccarichi	47
9.13	Cortocircuito.....	49
9.14	Protezione contro contatti indiretti	49
9.15	Sistema di supervisione e controllo	50
9.16	Modalità di connessione.....	51
9.17	Scheda tecnica dell'impianto	51
10.0	DOCUMENTAZIONE.....	54
11.0	ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE.....	54
11.1	Ricadute Sociali.....	54
11.2	Ricadute occupazionali	54
11.3	Ricadute economiche	55
12.0	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	57

1.0 PREMESSA

La società proponente della presente progetto è Troina Solar 2 S.r.l., società italiana con sede legale in Via Don Felice Canelli,21 – 71016 San Severo (FG). Il progetto in questione prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico con sistema di accumulo denominato “Troina”, localizzato nel Comune di Troina (EN). L'impianto, installato a terra, con potenza nominale massima pari a 60 MWAC ed integrato da un sistema di accumulo da 15 MW.

L'agrivoltaico prevede l'integrazione della tecnologia fotovoltaica nell'attività agricola permettendo di produrre energia e al contempo di continuare la coltivazione delle colture agricole o l'allevamento di animali sui terreni interessati.

L'idea di combinare la produzione di energia con l'agricoltura fu concepita inizialmente da Adolf Goetzberger e Armin Zastrow, due fisici tedeschi, nel 1981. Lo sviluppo della tecnologia agrivoltaica¹ negli ultimi tempi anni è stato molto dinamico. Oggi consiste nell'applicazione fotovoltaica prevalente in quasi tutte le regioni del mondo. La capacità installata ha aumentato esponenzialmente, da circa 5 megawatt di picco (MWp) nel 2012 ad almeno 2,8 gigawatt di picco (GWp) nel 2020. Ciò è stato possibile grazie ai programmi di finanziamento del governo in Giappone (dal 2013), Cina (circa 2014), Francia (dal 2017), gli Stati Uniti (dal 2018) e, più recentemente, la Corea.

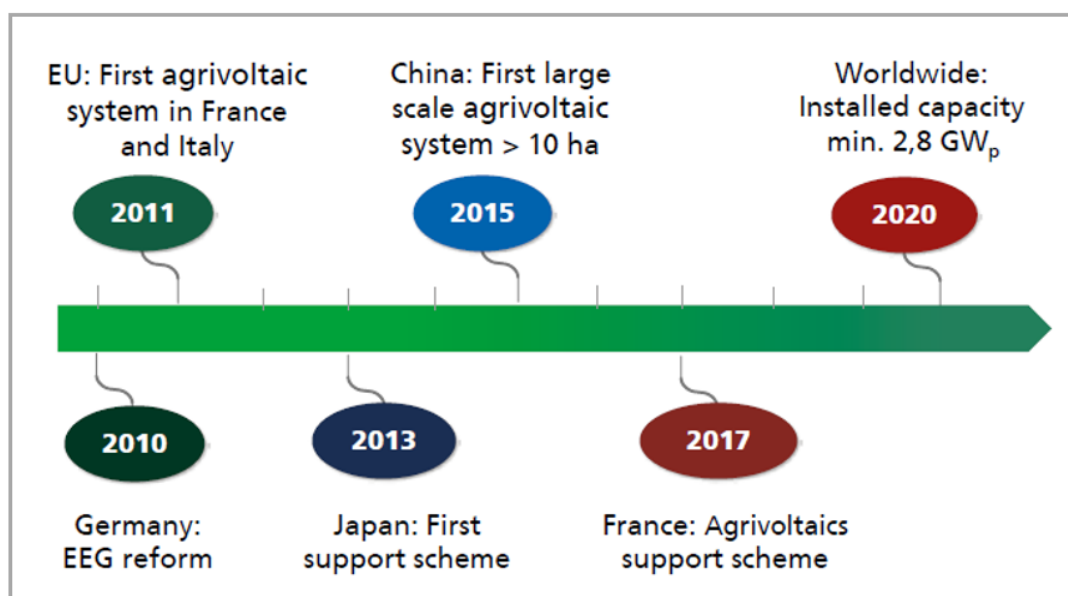


Figura 1: Sviluppo di progetti agrivoltaici dal 2010 ad oggi

¹ Tratto dalla Guida redatta da Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems ISE - Agrivoltaici: opportunità per l'agricoltura e la transizione energetica

In Italia, come riportato dal Rapporto Statistico GSE – Settore Fotovoltaico 2019², al 31 dicembre 2019 risultano installati 29.421 impianti fotovoltaici inseriti nell'ambito di aziende agricole e di allevamento per una potenza complessiva di 2.548 MW ed una produzione di lorda di 2.942 GWh (di cui 674 GWh di autoconsumo).

Gli impianti appartenenti al settore agricolo sono presenti principalmente nelle regioni settentrionali, in particolare Veneto, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna.

Settore di attività	Installati al 31/12/2019		Installati nell'anno 2019	
	n°	MW	n°	MW
Agricoltura	29.421	2.548,0	805	24,9
Domestico	721.112	3.433,8	51.117	226,1
Industria	35.838	10.274,0	2.010	361,3
Terziario	93.719	4.609,5	4.258	139,1
Totale complessivo	880.090	20.865,3	58.190	751,4

Figura 2: Numero e potenza degli impianti per settore di attività - Rapporto GSE 2019

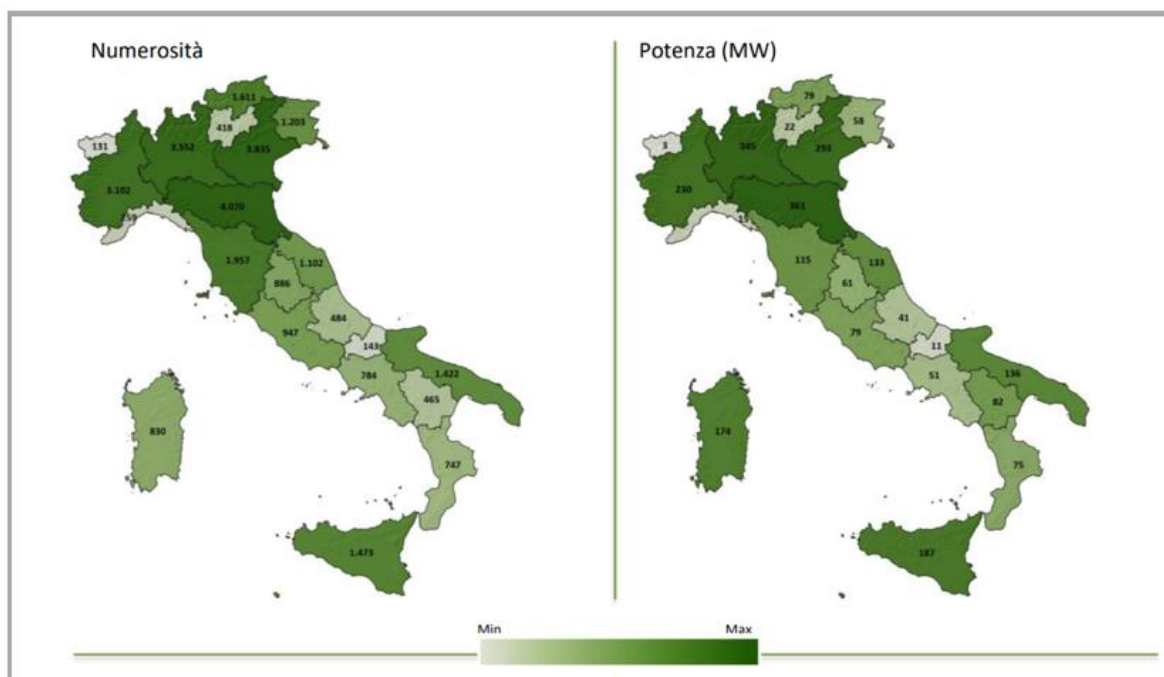


Figura 3: Impianti fotovoltaici nel settore agricolo - Distribuzioni regionale - Rapporto GSE 2019

La necessità di sviluppo di questi sistemi ibridi sia nel mondo che in Italia ha condotto la diffusione in letteratura di valutazioni scientifiche. Nel seguito si riportano le analisi più significative e alcuni protocolli di settore.

² Fonte: Rapporto Statistico GSE – Solare Fotovoltaico 2019, in:

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20Rapporto%20Statistico%202019.pdf

E' stato realizzato uno studio dedicato a cura di Alessandro Agostini, ricercatore ENEA, con il supporto del Department of Sustainable Crop Production dell'Università Cattolica di Piacenza, dove operano gli altri due autori, Stefano Amaducci e Michele Colauzzi. Il lavoro dal titolo "Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment" fornisce una valutazione completa delle prestazioni ambientali, economiche e di redditività, confrontandole con altre fonti di energia convenzionali e rinnovabili. Lo studio è stato pubblicato sulla rivista scientifica Applied Energy.

Preoccupate del peggioramento della crisi climatica e unite dall'esigenza di trovare misure in grado che di ridurre le emissioni di CO2, molte associazioni del settore energetico italiano stanno portando avanti proposte, soluzioni, pratiche e studi per favorire lo sviluppo di impianti fotovoltaici nei contesti agricoli. Importante da citare è il Protocollo d'Intesa siglato nel dicembre del 2020 tra Elettricità Futura (Associazione italiana che unisce produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, distributori, venditori e fornitori di servizi) e Confagricoltura (un'organizzazione di rappresentanza delle imprese agricole) allo scopo di lavorare sinergicamente per favorire la transizione energetica e il raggiungimento degli obiettivi al 2030 stabiliti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima e quelli di decarbonizzazione dell'Unione Europea al 2050 previsti dal Green Deal, attraverso diverse iniziative tra cui:

- efficientamento energetico delle aziende agricole attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici su coperture di edifici e fabbricati rurali nella disponibilità dell'azienda;
- promozione di progetti che valorizzino le sinergie tra rinnovabili ed agricoltura - quali quelli di "Agrivoltaico" - e garantiscano un'ottimale integrazione tra l'attività di generazione di energia, l'attività agricola, con ricadute positive sul territorio e benefici per il settore elettrico e per quello agricolo;
- realizzazione di impianti fotovoltaici a terra su aree agricole incolte, marginali o non idonee alla coltivazione, garantendo un beneficio diretto ai relativi proprietari agricoli e al sistema Paese nel suo complesso, grazie all'incremento di produzione rinnovabile;
- promozione di azioni informative/divulgative volte a favorire lo sviluppo delle rinnovabili sul territorio, evidenziando i benefici di uno sviluppo equilibrato su aree agricole, le ricadute economiche, le sinergie, le potenzialità di recupero anche a fini agricoli di aree abbandonate o attualmente incolte;
- sviluppo delle altre fonti rinnovabili, con particolare riferimento alle biomasse ed al biogas per la produzione di energia elettrica, termica e combustibili.

La realizzazione di impianti agrivoltaici è una forma di convivenza particolarmente interessante per la decarbonizzazione del sistema energetico e necessaria per il raggiungimento degli obiettivi sul fotovoltaico al 2030 e rappresenta anche una opportunità per la sostenibilità del sistema agricolo e la redditività a lungo termine di piccole e medie aziende del settore.

È stato stimato che per raggiungere i nuovi obiettivi al 2030 occorrerà prevedere un utilizzo di superficie agricola tra 30.000-40.000 ettari, un valore inferiore allo 0,5% della Superficie Agricola Totale.

Dunque, per ottenere questi risultati, è necessario costruire connessioni tra le diverse filiere della green economy, ridisegnando gli attuali modelli produttivi, in coerenza con gli obiettivi economici, ambientali e sociali del Green Deal: l'integrazione fra produzione di energia rinnovabile e produzione agricola è un elemento qualificante per la decarbonizzazione del settore agricolo, energetico e dei territori.

In primo luogo, il futuro sviluppo del fotovoltaico nel contesto agricolo dovrà basarsi sul pieno coinvolgimento degli imprenditori agricoli che dovranno svolgere un ruolo da protagonisti integrando, quanto più possibile, la capacità di produrre prodotti di qualità con la generazione di energia rinnovabile.

Un nuovo sviluppo del fotovoltaico in agricoltura, con l'integrazione di reddito che ne deriva, potrà quindi essere lo strumento con cui le aziende agricole potranno mantenere o migliorare la produttività e la sostenibilità delle produzioni e la gestione del suolo, riportando, ove ne ricorrano le condizioni, ad attività agro pastorale anche terreni marginali.

Potrà inoltre essere un'occasione di valorizzazione energetica dei terreni abbandonati, marginali o non idonei alla produzione agricola che, in assenza di specifici interventi, sono destinati al totale abbandono oppure, come nel caso in esame, essere una reale opportunità di mantenere produttivi i terreni idonei alla coltivazione o, meglio, incrementarne la fertilità, comunque di garantire il proseguo o l'avvio di un'attività agricola/di allevamento o di miglioramento della biodiversità.

L'agrifotovoltaico può essere sviluppato prioritariamente nelle aree marginali agricole, o a rischio di abbandono, a causa di scarsa redditività, ma può essere una occasione di sviluppo e integrazione dell'attività agricola con l'attività energetica anche nelle aree produttive, tenendo conto delle caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, paesaggistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni.

Va aggiunto che la tipologia di impianto agrivoltaico comporta in alcuni casi un miglioramento del microclima del suolo attraverso un aumento dell'umidità del suolo e delle grandezze micrometeorologiche, favorendo una maggiore produzione di colture, come riporta una ricerca scientifica, intitolata "Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency" a cura di Elnaz Hassanpour AkehID, John S. Selker, Chad W. Higgins del Dipartimento di Ingegneria Biologica ed Ecologica, Oregon State University, Corvallis, Oregon, Stati Uniti d'America.

Le immagini seguenti illustrano i possibili utilizzi del terreno in seguito alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico (coltivazione dei suoli o allevamento) oltre ad una buona integrazione dello stesso con le differenti tecnologie fotovoltaiche (fisse o tracker), meglio approfondite nel paragrafo seguente.



a)



b)



c)



d)

Figura 4: Impianti agrivoltaici

Il termine agrivoltaico richiamato nella documentazione progettuale trova oggi pieno riscontro nella normativa nazionale e regionale: il Legislatore nazionale ha contribuito a darne una definizione, addirittura introducendo incentivi pubblici per la realizzazione di impianti agro-voltaici (caratterizzati da determinati presupposti), così riconoscendo su un piano generale le peculiarità di tale nuova tipologia di impianti (cfr. art.65 del D.L. n.1/2012).

Entrando nello specifico, la rilevanza dell'agrivoltaico (anche nelle altre diciture esistenti di agrivoltaico o agri-fotovoltaico) è evidenziata dall'importante stanziamento previsto dal PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) - Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", che ammonta a 1,1 miliardi di euro, con l'obiettivo di installare 1,04 GWp di particolari e innovativi impianti fotovoltaici, che comporterebbero una riduzione di 0,8 milioni di tonnellate di CO₂. La misura di investimento richiamata prevede:

- l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte, anche potenzialmente valorizzando i bacini idrici tramite soluzioni galleggianti;
- il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.

A conforto di questo primo approdo, si riportano i più recenti interventi del Legislatore nazionale che ne permettono un'accezione più puntuale e significativa.

In primo luogo, si fa riferimento alla modifica alla previsione contenuta all'art.65 rubricato "Impianti fotovoltaici" in ambito agricolo del D.L. "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività convertito dalla Legge n. 27/2012, introdotta dal D. L. n. 77/2021 convertito dalla Legge n.108/2021", che ha inserito:

- il comma 1-quater a tenore del quale è consentito l'accesso agli incentivi statali previsti dal D.Lgs. n.28/2011 emanato in attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili "agli impianti agrivoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio

dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione”;

- il comma 1-quinquies secondo cui “l'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1-quater è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate”.

A queste due previsioni, che hanno anche l'evidente pregio di definire nel complesso i benefici di un sistema agrivoltaico per l'imprenditore agricolo, per i terreni e per la produzione energetica, si aggiunge anche quella contenuta all'art.14, lett. c) del D.Lgs. n.199/2021 che, in attuazione della ricordata Missione 2 del PNRR, ha fornito una definizione più compiuta di agrivoltaico quale modalità di realizzazione di impianti che, attraverso l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettono l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura.

Dal combinato delle formulazioni delle norme richiamate, si può ricavare dunque una prima definizione di agrivoltaico che prende atto dall'intervenuta trasformazione del fotovoltaico tradizionale al preciso scopo di conciliare produzione di energia solare/produzione agricola/tutela del territorio, delineandosi così quel sistema integrato tra fotovoltaico e agricoltura caratterizzato dal doppio uso del suolo, che presenta sinergie tra la fotosintesi e l'effetto fotovoltaico, segna la distanza dai classici impianti FV a terra, da ritenere superati quando sottraggono terreno alle colture agricole, agli allevamenti e per l'impatto paesaggistico che ne consegue.

Il progetto in esame sarà eseguito in regime agrivoltaico mediante la produzione di energia elettrica “zero emission” da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

L'energia elettrica necessaria dovrà essere parte dell'energia prodotta dal fotovoltaico installato sullo stesso terreno: perché ciò sia possibile, è necessario che siano adottati nuovi criteri di progettazione degli impianti, nuovi rapporti tra proprietari terrieri/agricoltori, nuovi rapporti economici e nuove tecnologie emergenti nel settore agricolo e fotovoltaico.

In riferimento a quanto previsto dalle **Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici pubblicate dal MITE il 27 Giugno 2022**, il presente progetto è definito come impianto agrivoltaico in quanto rispondente ai seguenti requisiti:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;

Nello specifico risultano soddisfatti i seguenti parametri:

A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;

A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

- **REQUISITO B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;

Nello specifico risultano soddisfatti i seguenti parametri:

B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;

B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

- **REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;

Nello specifico nel corso della vita dell'impianto agrivoltaico saranno monitorati i seguenti parametri:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;

2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;

In sintesi, il progetto consente il proseguo delle attività di coltivazione agricola in sinergia ad una produzione energetica da fonti rinnovabili, valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanziati tra loro in modo da permettere il mantenimento e il miglioramento dell'attuale destinazione agricola prevalentemente di tipo zootecnico, opportunamente integrata con la coltivazione di specie foraggere da pascolo. Di fatti, il posizionamento dei moduli fotovoltaici e la giusta alternanza tra strutture fisse e tracker, nel rispetto della geomorfologia dei luoghi coinvolti, garantisce la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da assicurare una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto.

L'impianto, come indicato nella STMG, verrà collegato in antenna su una futura Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra – esce sulle linee RTN a 150 kV "Troina C.le - Adrano" e "Regabulto - Grottafumata"

Entrando nel merito, la superficie complessiva dell'area catastale è pari a circa 176 ha, dei quali la superficie sede delle infrastrutture di progetto, completamente recintata, è pari a ca. 147 ha: qui, la scelta operata da parte della Società proponente, di sfruttare l'energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime agrivoltaico, consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte energetica rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere, saranno rese disponibili per fini agronomici.

Il dettaglio del piano agronomico è fornito dalla "Relazione Agronomica" di cui all'elab. di progetto "TRO.ENG.REL.022.00_Relazione Agronomica" a cui si rimanda.

2.0 DATI GENERALI

2.1 Ubicazione Impianto

NOME IMPIANTO	Impianto Agrivoltaico "Troina"
COMUNE	Troina (EN)
PROVINCIA	ENNA

2.2 Dati Generali del Committente

COMMITTENTE	TROINA SOLAR 2 S.R.L.
SEDE LEGALE	Via Don Felice Canelli, 21- 71016 San Severo (FG)

3.0 INQUADRAMENTO GENERALE DELL'AREA DI INTERVENTO

Il progetto proposto da Troina Solar 2 S.r.l. prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico con sistema di accumulo denominato "Troina", localizzato nel Comune di Troina (EN). L'impianto, installato a terra, con potenza nominale massima pari a 60 MWAC ed integrato da un sistema di accumulo da 15 MW.



Figura 5 – Ubicazione dell'area di Troina su Google Earth

L'intera area di impianto risulta suddivisa in n.7 lotti, di seguito evidenziati:

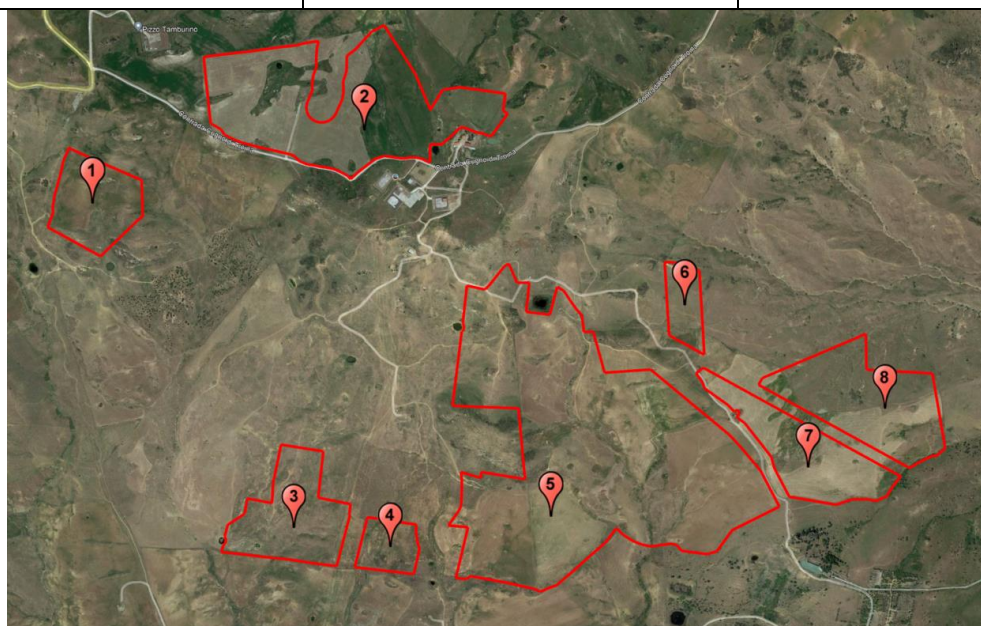


Figura 6 – Suddivisione dell'area di impianto in lotti

Si riportano di seguito le tabelle relative alle aree oggetto di intervento:

Tabella 1 – Descrizione sito – Lotto 1



COORDINATE	
LATITUDINE	37°42'28.06"N
LONGITUDINE	14°40'26.47"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 2 – Descrizione sito – Lotto 2

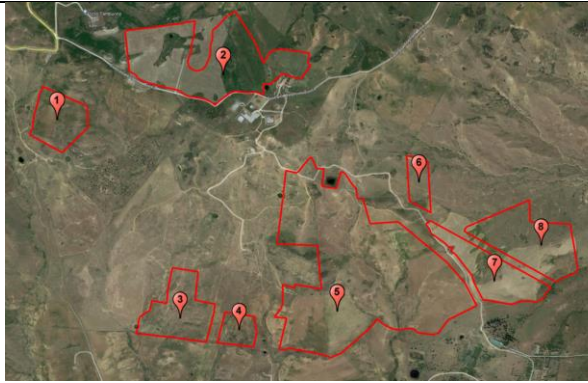
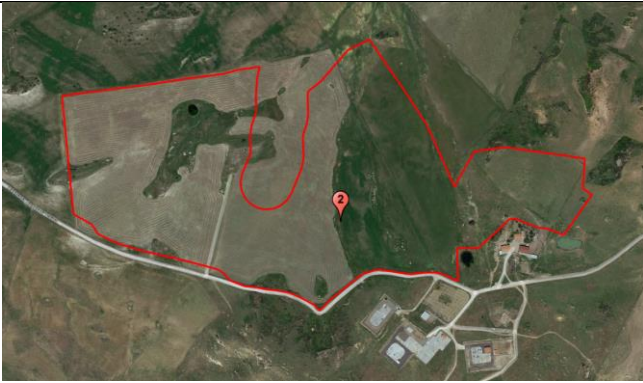
COORDINATE	
LATITUDINE	37°42'35.75"N
LONGITUDINE	14°41'3.17"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 3 – Descrizione sito – Lotto 3



COORDINATE	
LATITUDINE	37°41'51.95"N
LONGITUDINE	14°40'51.64"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 4 – Descrizione sito – Lotto 4

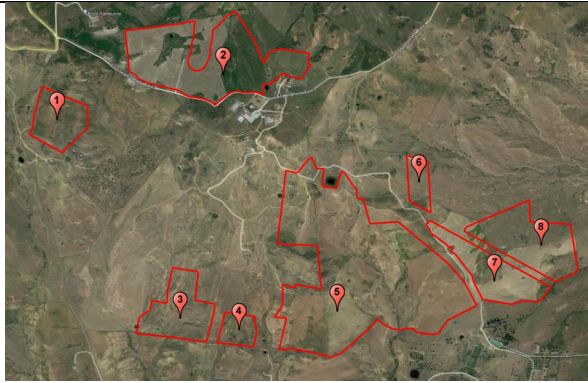
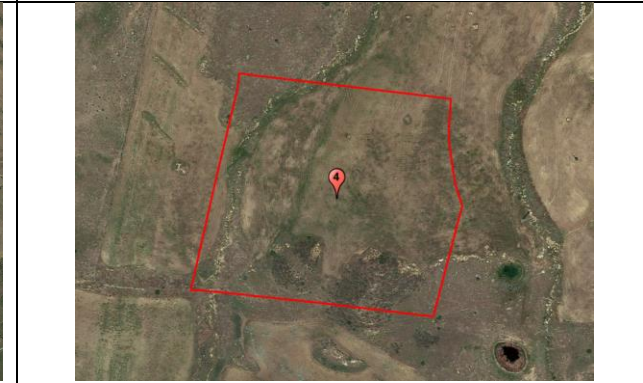
COORDINATE	
LATITUDINE	37°41'50.12"N
LONGITUDINE	14°41'5.71"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 5 – Descrizione sito – Lotto 5

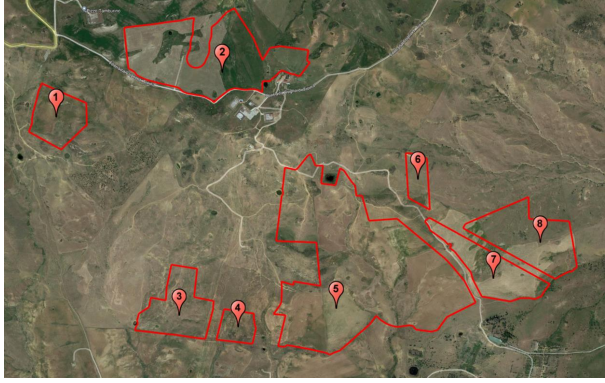

COORDINATE	
LATITUDINE	37°41'53.89"N
LONGITUDINE	14°41'28.40"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 6 – Descrizione sito – Lotto 6


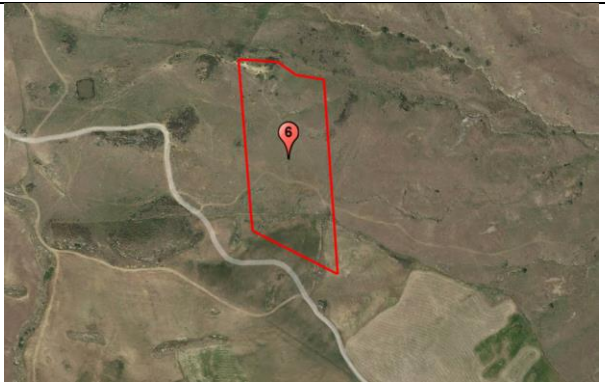
COORDINATE	
LATITUDINE	37°42'17.23"N
LONGITUDINE	14°41'46.69"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 7 – Descrizione sito – Lotto 7


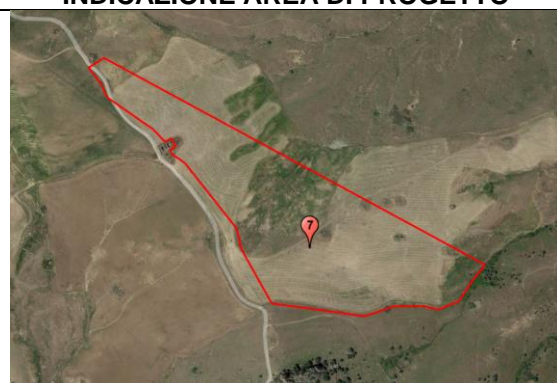


COORDINATE	
LATITUDINE	37°41'59.26"N
LONGITUDINE	14°42'4.42"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Tabella 8 – Descrizione sito – Lotto 7

COORDINATE	
LATITUDINE	37°42'5.58"N
LONGITUDINE	14°42'15.94"E
PANORAMICA SITO	INDICAZIONE AREA DI PROGETTO
	

Di seguito vengono riportati i dati relativi all'ubicazione ed alle caratteristiche climatiche dell'area interessata dall'impianto in oggetto:

Tabella 9 – Dati climatici del sito

	Lotto 1	Lotto 2	Lotto 3	Lotto 4	Lotto 5	Lotto 6	Lotto 7	Lotto 8
Altitudine s.l.m.	640 m	640 m	430 m	470 m	530 m	560 m	520 m	470 m
Classificazione sismica	2							
Zona climatica	E							
Zona di vento	4							

4.0 DESCRIZIONE DEL SITO

4.1 Ubicazione e riferimenti cartografici

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato nel territorio comunale di Troina (EN), in Sicilia, a c.ca 10 km a sud-est dal centro abitato di Troina e a c.ca 6 km a nord-est del centro abitato del Comune di Regalbuto. L'area di impianto insiste su terreni destinati al pascolo.

Allo stato attuale la morfologia delle aree preseta esposizione e andamento del terreno tali da non pregiudicare la realizzazione dell'impianto.

L'area per la realizzazione dell'impianto in progetto coinvolge, anche solo parzialmente, le seguenti particelle catastali del Comune di Troina:

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 1

FOGLIO 89, PARTICELLE: 135

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 2

FOGLIO 87, PARTICELLE: 43-144-147-151

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 3

FOGLIO 89, PARTICELLE: 30-31-32-33-34-35-47-48-49-50

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 4

FOGLIO 89, PARTICELLE: 36-37-38

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 5

FOGLIO 89, PARTICELLE: 11-39-40-41-42-43-44-90-91-92

FOGLIO 90, PARTICELLE: 7-16-21-69-72-75-76-77-78

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 6

FOGLIO 90, PARTICELLE: 16

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 7

FOGLIO 90, PARTICELLE: 8-16-17

- Installazione dell'impianto fotovoltaico - Lotto 8

FOGLIO 90, PARTICELLE: 16-17

Occorre precisare che il tracciato del cavidotto di connessione verrà previsto per gran parte su strade esistenti, ad eccezione dei tratti che interessano le particelle sopra-riportate.

Preme sottolineare, tuttavia, la presenza di incongruenze tra il tracciato reale delle strade esistenti (verificato da analisi desktop) e quello individuato catastalmente. In alcuni tratti, infatti, le strade accatastate non coincidono con quelle esistenti.

Nelle figure successive vengono riportati l'inquadramento su base catastale dell'opera con le relative opere di connessione:

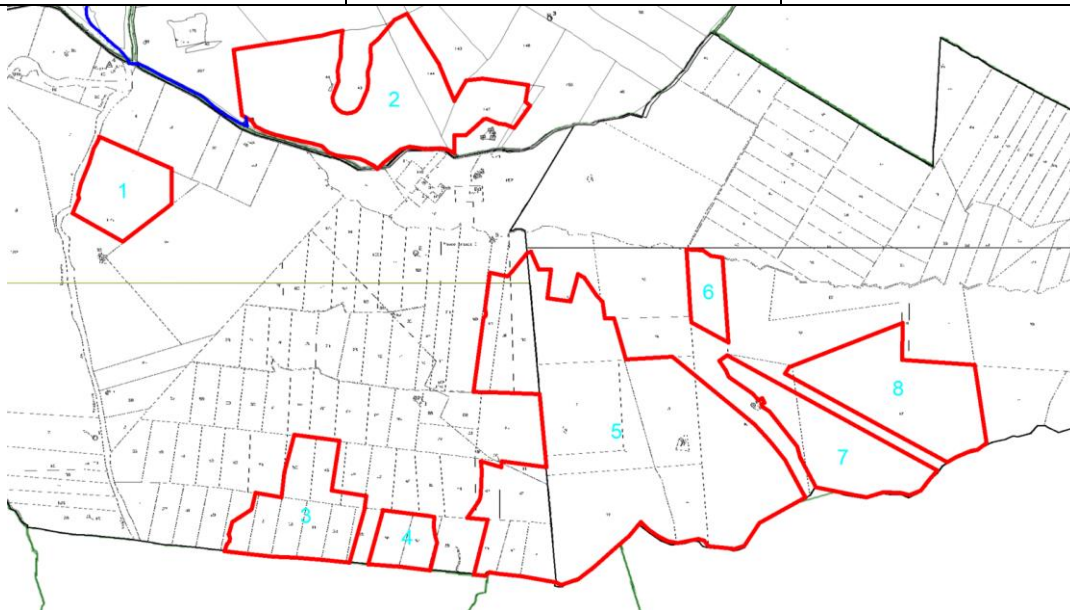


Figura 7 – Inquadramento su base catastale dell'area di impianto

La Sottostazione Utente, interesserà, anche solo parzialmente, le particelle 58 e 59 del foglio 62 del Comune di Troina.

4.2 Descrizione area di impianto

L'area di impianto si trova nel Comune di Troina in Provincia di Enna ed è raggiungibile dalla Strada Statale S.S. 575 e dalla Strada Provinciale S.P. 55b. La viabilità di accesso alle aree risulta in buone condizioni; in alcuni limitati tratti la viabilità esistente sarà integrata da strade di nuova realizzazione per garantire l'accesso ai singoli lotti, attraverso cancelli di accesso, di larghezza pari a 5 metri.

4.3 Aspetti geologici

La carta geologica d'Italia in scala 1:50000 redatta nell'ambito del Progetto CARG realizzato dall'ISPRA indica che l'area oggetto di intervento si colloca all'interno di un'area caratterizzata dalle seguenti unità:

- **Depositi di frana** costituiti da accumuli gravitativi caotici di materiali eterogenei ed eterometrici, a volte fortemente erosi e stabilizzati;
- **Unità di Monte Salici – FLYSCH NUMIDICO:** successione caratterizzata alla base da un intervallo di argilliti nerastre, con rari livelli calcareo – marnosi di colore grigio – biancastro, che verso l'alto passa ad un'alternanza di argille bruno – tabacco e quarzareniti brune in strati decimetrici. All'interno sono presenti bancate quarziticche di colore bianco-giallastro spesse fino a 20 m. La formazione presenta uno spessore massimo di circa 800 – 900 m.

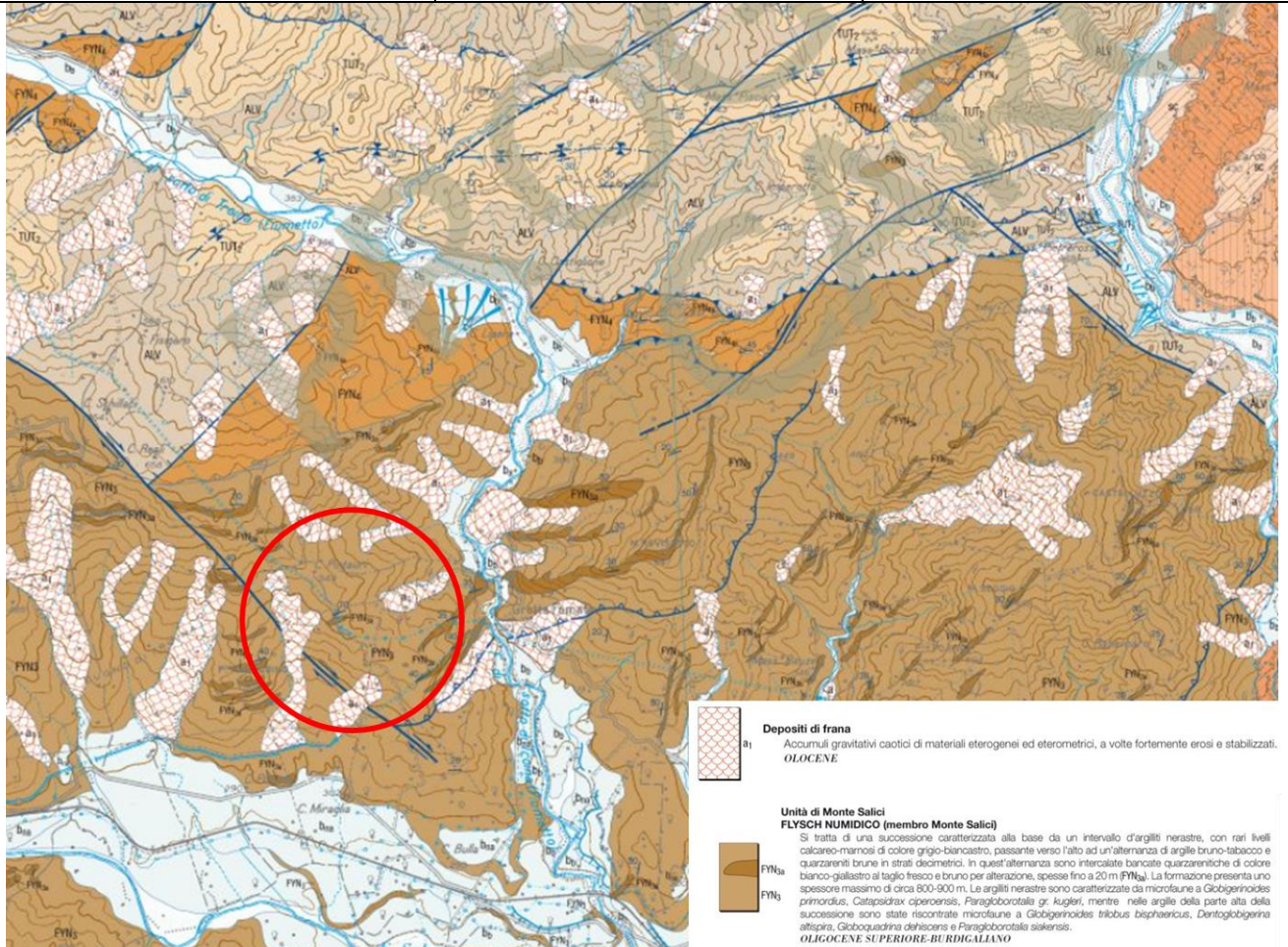


Figura 8 - Inquadramento geologico su Carta Geologica 1: 50000 foglio 624 realizzata da ISPRA nell'ambito del Progetto CARG

L'unità tettonica di Monte Salici è rappresentata da un'alternanza argilloso – arenacea di età Oligocene superiore – Langhiano (Lentini et al. 1990) ascrivibile al flysch numidico e scollata dal suo originario substrato meso – cenozoico. Nell'area di progetto è costituita dal Flysch numidico caratterizzato da un'alternanza di argille bruno – tabacco e di quarzereniti bruno – giallastre in strati decimetrici. Alla base è presente un intervallo di modesto spessore di argilliti nere con rari livelli calcareo – marnosi di colore grigio – biancastro. Le areniti hanno composizione quarzosa omogenea, da fine a ruditica grossolana, da mal classate fino a debolmente gradate in abbondante matrice silicea. La geometria dei banconi quarzerenitico – ruditici è spesso lenticolare con base fortemente erosiva e troncature sia deposizionali che tettoniche.

Nell'ambito del territorio comunale di Troina, la successione stratigrafica è data dall'alto verso il basso da:

- *Alluvioni attuali* lungo gli alvei dei maggiori corsi d'acqua con granulometria e composizione legata ai litotipi presenti nelle aree di monte;
- *Detrito di falda* composto prevalentemente da limi e limi argillosi alterati o da clasti arenacei eterogenei in matrice limosa-argillosa e affiorante alla base dei versanti;
- *Alluvioni recenti e terrazzate* che affiorano ai bordi dei maggiori corsi d'acqua e ne occupano l'alveo di piena. Localmente sono rese terrazzate da arginature longitudinali;

- *Flysch di Reitano* che affiora lungo la dorsale del centro abitato del comune siciliano ed è caratterizzato da una regolare alternanza di livelli arenacei, siltitici ed argillosi di spessore variabile da pochi centimetri ad oltre tre metri, a composizione quarzosa – micacea con abbondante detrito vulcanico e con rari interstrati marnosi grigi;
- *Flisch di Troina - Tusa* diffuso su tutto il territorio e costituito da argille verdi e rosso – violacee con rare intercalazioni di siltiti e calcareniti che, verso l'alto, passano ad un'alternanza di siltiti localmente laminate, marne grigie e calcari marnosi chiari, arenarie andesitiche verdastre ricche di muscovite e calcareniti gradate in livelli spessi da 10 – 30 cm a circa 1 m;
- *Argille varicolori* che affiorano in maniera diffusa su tutto il territorio e sono costituite da argille tettonizzate di colore variabile dal grigio al violaceo, al verdastro, al rossastro con rare intercalazioni di siltiti e calcareniti. Localmente sono caratterizzate dalla presenza di lenti di marne calcaree grigio – verdastre e vulcaniti basiche;
- *Flysch Numidico* costituito da un'alternanza di argille e argilliti localmente scagliettate di colore bruno o grigio – scuro, e di quarzareniti, giallastre se alterate e bianco -grigio al taglio fresco.

4.4 Aspetti idrologici ed idrogeologici

L'idrografia superficiale della Sicilia include diversi bacini idrografici, riportati nella "Carta dei bacini idrografici e dei corpi idrici significativi superficiali" del Piano di Tutela delle acque della Sicilia.

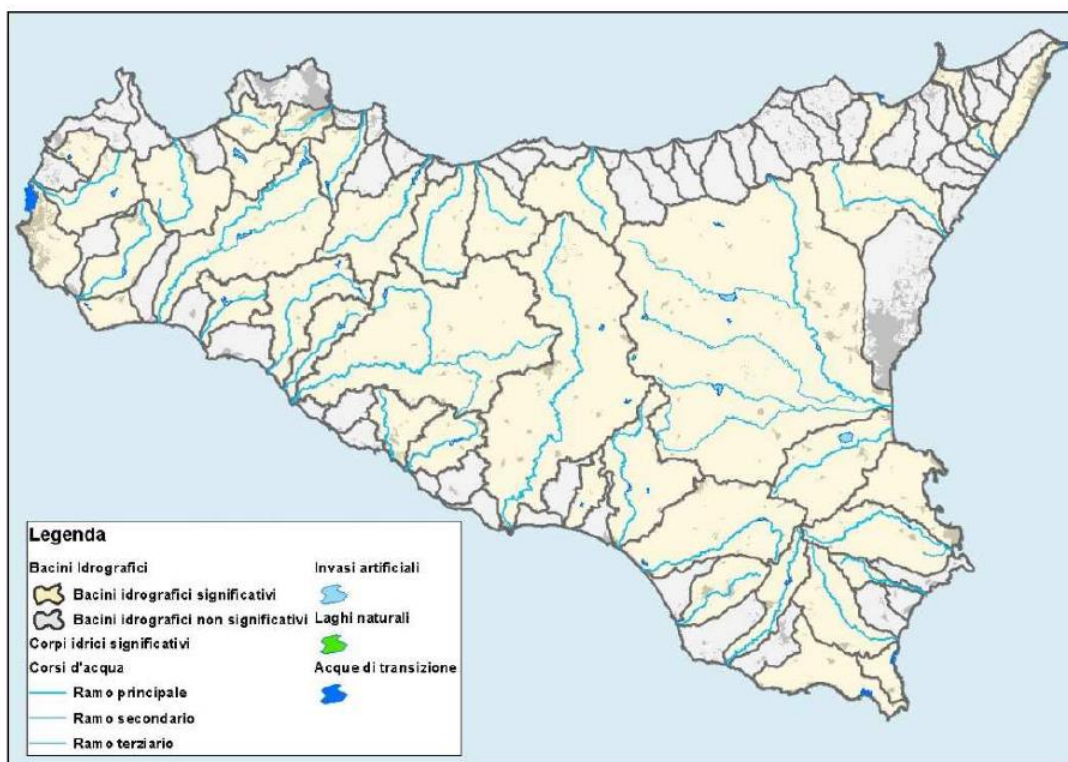


Figura 9 - Carta dei bacini idrografici e dei corpi idrici significativi superficiali (fonte: ARRA Sicilia, Piano di Tutela delle acque della Sicilia – Relazione generale)

L'area di interesse ricade all'interno del sistema idrografico del Fiume Simeto, che nasce dai monti Nebrodi ed ha recapito nel Mar Ionio. Al suo interno è possibile individuare tre principali sottobacini, quello del Salso, del Dittaino e del Gornalunga.

Il bacino del Simeto si estende complessivamente su una superficie di 4030 km² nel territorio delle province di Catania ed Enna e in misura inferiore nella provincia di Messina. È delimitato ad Ovest dal bacino del Fiume Imera Meridionale, a Sud e Sud-Est dai monti che costituiscono lo spartiacque tra i bacini dei fiumi Gela, Acate e S. Leonardo, ad Est dai terreni vulcanici dell'Etna e a Nord con i monti Nebrodi.

L'altitudine del bacino varia da un minimo di 0 m s.l.m. ad un massimo di 3.274 m s.l.m.

Il reticolo idrografico è composto da grandi ramificazioni che confluiscono nell'asta principale solo molto a valle, in prossimità della foce, ed è caratterizzato da corsi d'acqua che scorrono per la maggior parte sulla destra idrografica del F. Simeto con un andamento da Ovest verso Est.

L'area è inoltre caratterizzata da una massiccia presenza di invasi e laghi artificiali, che possono condizionare la dimensione delle piene in funzione della loro azione di laminazione.

L'idrografia del territorio di Troina è caratterizzata dalla presenza di numerosi corsi d'acqua di basso ordine gerarchico, appartenenti ai bacini del Fiume Troina-Serravalle e del Fiume di sotto Troina-Fiumetto, quasi privi di acqua in estate e con piene notevoli in autunno ed inverno. Il fiume Troina-Serravalle, con un bacino di 208 km² che interessa le province di Catania, Enna e Messina, trae origine dalle pendici di M. Pomiere e Pizzo Fao e, dopo un corso di 35 km, confluisce in destra idrografica nel fiume Simeto, in territorio di Bronte. Il Fiume di sotto Troina o Fiumetto, con un bacino di 126 km² circa in territorio delle province di Enna e Messina, ha origine in C.da Crisaffe e dopo un corso di 23 km circa confluisce nel fiume Salso a valle del serbatoio di Pozzillo. Completano la rete idrografica del territorio il fiume Salso nel tratto compreso tra le confluenze con i valloni Colla e Cugno di Troina, ed il vallone Sanguisuga che segna il confine tra i comuni di Troina e Cagliano Castelferrato.

Da un punto di vista idrogeologico, la Sicilia è caratterizzata da differente comportamento in funzione delle caratteristiche di permeabilità e dei rapporti stratigrafico – strutturali. Si possono distinguere infatti acquiferi, sede di corpi idrici produttivi, e terreni a permeabilità bassa o molto bassa, privi di corpi idrici significativi che localmente determinano effetti di confinamento sugli acquiferi limitrofi.

In funzione delle caratteristiche litologiche e stratigrafiche delle successioni sedimentarie affioranti nell'area della Sicilia è possibile distinguere i seguenti complessi idrogeologici:

- **Unità della Catena Appenninico – Maghrebide:** rappresentata da sedimenti argillosi o a componente argillosa prevalente, con permeabilità generalmente molto bassa ($10^{-8} < k < 10^{-9}$ m/s), che costituiscono il substrato impermeabile delle vulcaniti etnee e dei depositi evaporitici messiniani;
- **Depositi alluvionali:** formati da limi argillosi, sabbie più o meno limose e ghiaie sabbiose con ciottoli e blocchi. Sono caratterizzati da una permeabilità per porosità da alta a media ($10^{-2} < k < 10^{-5}$ m/s), variabile in funzione della granulometria prevalente dei depositi, e costituiscono dunque localmente degli acquiferi di apprezzabile interesse idrogeologico.

L'alimentazione dell'acquifero sotterraneo deriva dagli apporti idrici, sia superficiali che sotterranei, provenienti dalle depressioni vallive incise dai principali corsi d'acqua presenti nell'area.

Con particolare riferimento al territorio di Troina, non sono presenti acquiferi profondi sfruttabili in quanto il territorio è caratterizzato prevalentemente da successioni argillose. In particolare:

- il Flysch di Troina-Tusa, le argille varicolori e le facies argilloso-arenacee di ambedue i Flysch Numidico e di Reitano sono praticamente impermeabili;
- le facies arenacee dei Flysch Numidico e di Reitano sono mediamente permeabili per fessurazione;
- i depositi alluvionali ed il detrito di falda presentano permeabilità media o medio-alta per porosità.

Da un'analisi della carta idrogeologica d'Italia si evince che l'area di intervento è caratterizzata da permeabilità variabile da impermeabile a medio, con locali lenti di terreno ad alta permeabilità.

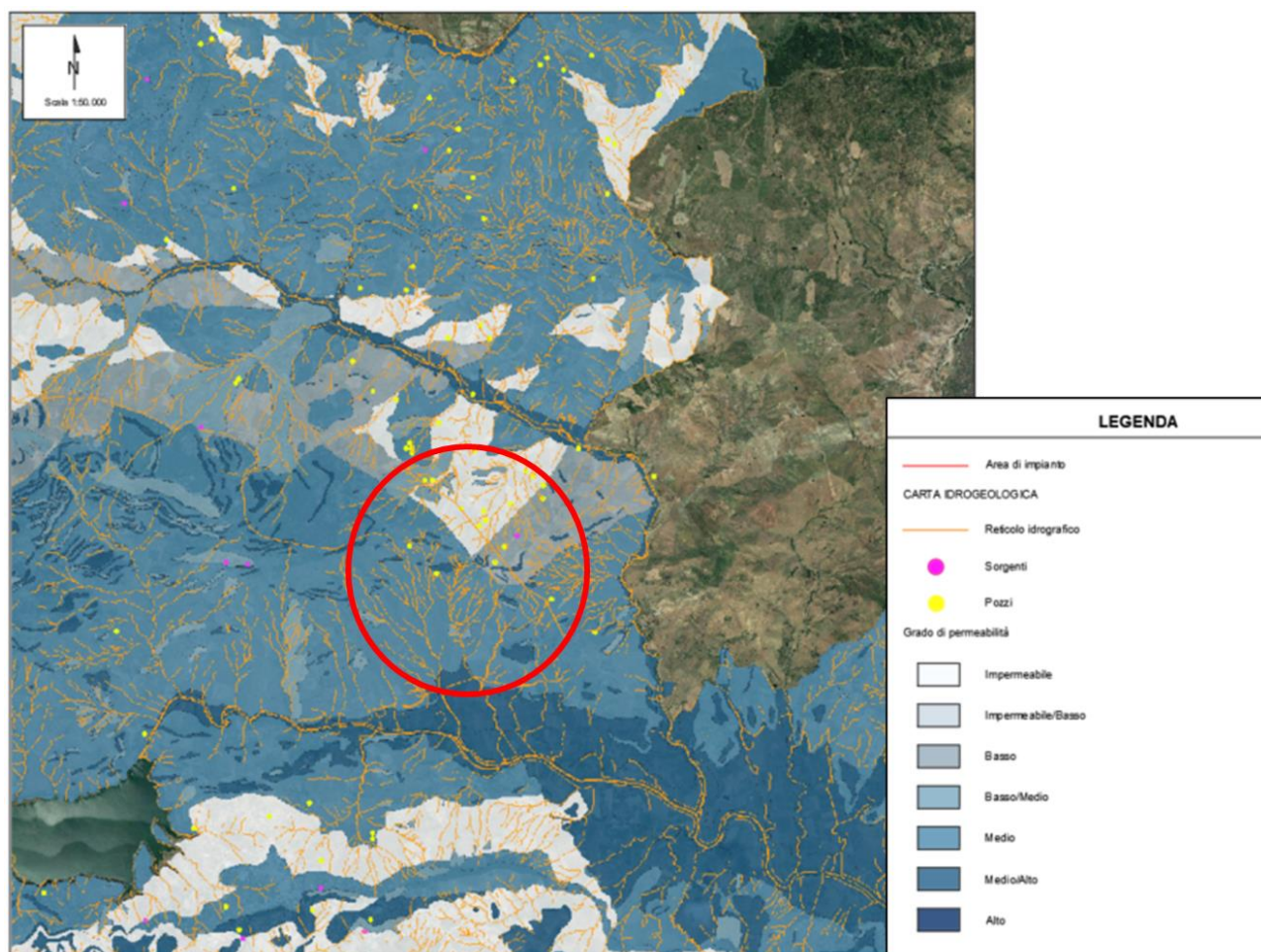


Figura 10 - Inquadramento dell'area di progetto sulla Carta Idrogeologica d'Italia

4.5 Aspetti geotecnici e strutturali

Per gli aspetti geotecnici e strutturali si faccia riferimento alla relazione geotecnica e sulle fondazioni (cfr. TRO.ENG.REL.010_Relazione geotecnica) ed alla relazione preliminare sulle strutture (cfr.

TRO.ENG.REL.004_Relazione preliminare di dimensionamento delle strutture).

5.0 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

5.1 Impianto agrivoltaico

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici bifacciali provvisti di diodi di by-pass e ciascuna stringa di moduli farà capo ad uno string inverter, a sua volta connesso a cabine di trasformazione necessarie per l'innalzamento dalla bassa tensione alla media tensione richiesta per la connessione alla rete di distribuzione. Ogni lotto d'impianto sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Il generatore fotovoltaico, nello specifico di questo impianto, sarà complessivamente costituito da n. 96.550 moduli fotovoltaici bifacciali o equivalenti, la cui potenza complessivamente installabile risulta essere pari a 64.688,50 kWp.

La Tabella 3 riassume le principali caratteristiche tecniche dell'impianto.

Numero strutture:	n.447 2x30 Portrait + n.195 2x15 Portrait + n.3194 2x10 Portrait
Numero strutture tracker:	n.447 2x30 Portrait + n.195 2x15 Portrait
Numero strutture fisse:	n.3194 2x10 Portrait
Numero moduli:	96.550
Potenza nominale moduli:	670 Wp
Potenza di picco:	64.688,50 kWp
Potenza nominale:	60.000,00 kWac
Massima potenza in immissione:	60.000,00 kW
Tipologia di trasformazione unit:	N.22 (n. 18 x 3000 kVA + n.1 x 2000 kVA + n.1 x 1600 kVA + n.2 x 1200 kVA)
String inverter	N.300 - HUAWEI SUN2000-200KTL-H0
DC/AC Ratio:	1,07
Impianto Energy Storage BESS:	Potenza complessiva 15 MW - Capacità di scarica 4 h

Tabella 10 - Dettagli tecnici dell'impianto

Ogni lotto avrà le seguenti caratteristiche tecniche:

- **Lotto 1**

Potenza di picco: 3.149,00 kW_p

Numero di String Inverter: 15

Numero di moduli: 4.700

- **Lotto 2**

Potenza di picco: 13.098,50 kW_p

Numero di String Inverter: 61

Numero di moduli: 19.550

- **Lotto 3**

Potenza di picco: 3.484,00 kW_p

Numero di String Inverter: 15

Numero di moduli: 5.200

- **Lotto 4**

Potenza di picco: 1.386,90 kW_p

Numero di String Inverter: 6

Numero di moduli: 2.070

- **Lotto 5**

Potenza di picco: 32.220,30 kW_p

Numero di String Inverter: 150

Numero di moduli: 48.090

- **Lotto 6 - 7**

Potenza di picco: 4.994,60 kW_p

Numero di String Inverter: 23

Numero di moduli: 7.380

- **Lotto 8**

Potenza di picco: 6.405,20 kW_p

Numero di String Inverter: 30

Numero di moduli: 9.560

Come indicato nella STMG, l'impianto verrà collegato in antenna su una futura Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra – esce sulle linee RTN a 150 kV “Troina C.le - Adrano” e “Regabulto - Grottafumata”

Il collegamento tra l'impianto e la Sottostazione Utente avverranno mediante cavidotti MT secondo gli schemi elettrici riportati negli elaborati di progetto. Il cavidotto MT sarà realizzato principalmente lungo la viabilità esistente o di nuova realizzazione prevista a servizio dell'impianto fotovoltaico e per brevi tratti su terreni agricoli, per i quali si prevede di avviare la procedura di esproprio. Le singole Transformation Unit di ogni lotto sono collegate tra loro in entra-esce tramite un cavidotto MT.

I sistemi agrivoltaici devono rispettare, al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi, i requisiti riportati nelle “Linee guida in materia di impianti agrivoltaici” del Ministero della Transizione Ecologica - Dipartimento per l'energia e dalla “Consultazione pubblica Misura PNRR: Piano di Ripresa e Resilienza, Missione 2 (Rivoluzione verde e Transizione ecologica), Componente 2 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile), Investimento 1.1 (Sviluppo Agrovoltaico)”.

Nella tabella qui di seguito sono sintetizzati i requisiti tecnici e di esercizio necessari affinché un impianto fotovoltaico possa essere definito “agrovoltaico”.

Definizione	Requisiti	
Impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrivoltaico"	A + B (+D.2)	<p>A - l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"</p> <ul style="list-style-type: none"> A.1 Superficie minima coltivata: $S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$ A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli: $LAOR \leq 40\%$ <p>B - Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli</p> <ul style="list-style-type: none"> B.1 Continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento B.2 Producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa: $FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$ [GWh/ha/anno] <p>D.2 Monitoraggio relativo alla continuità dell'attività agricola</p>

Tabella 11 - Requisiti tecnici e di esercizio necessari affinché un impianto fotovoltaico possa essere definito "agrivoltaico"

Per il suddetto impianto è stata condotta una verifica preliminare del requisito A (l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"); più dettagliatamente sono stati calcolati:

A.1 Superficie minima coltivata:

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli:

$$LAOR \leq 40\%$$

Poiché un sistema agrivoltaico può essere costituito da un'unica "tessera" o da un insieme di tessere - anche nei confini di proprietà di uno stesso lotto, o azienda - le definizioni relative al sistema agrivoltaico si intendono riferite alla singola tessera.

I risultati della verifica effettuata sulle singole tessere costituenti i lotti di impianto sono sintetizzati in Tabella 5, dalla quale si evince il soddisfacimento del requisito A.

Lotto	Tessera	Agricola (%)	AFV LAOR (%)
1	1	93 %	20 %
2	1	93 %	24 %
	2	91 %	30 %
	3	88 %	31 %
	4	94 %	35 %
	5	73 %	17 %
	6	78 %	12 %
3	1	96 %	27 %
	2	95 %	29 %
	3	94 %	32 %
	4	98 %	12 %
	5	95 %	14 %
	6	96 %	26 %
	7	97 %	17 %
	8	85 %	21 %
4	1	98 %	20 %
5	1	89 %	31%
	2	95 %	29 %
	3	93 %	33 %
	4	95 %	31 %
	5	97 %	28 %
	6	93 %	33 %
	7	89 %	25 %
	8	94 %	34 %
	9	91 %	26 %
	10	86 %	21 %
	11	92 %	21 %
6	1	89 %	20 %
	2	96 %	24 %
	3	90 %	11 %
7	1	97 %	21 %
	2	81 %	20 %
	3	92 %	29 %
8	1	97 %	30%
	2	97 %	30 %
	3	95 %	30 %
	4	95 %	30 %

Lotto	Tessera	Agricola (%)	A _{FV} LAOR (%)
	5	95 %	30 %
	6	96 %	26 %

Tabella 12 - Sintesi dei risultati relativi alla verifica del soddisfacimento del Requisito A

Per la verifica al soddisfacimento del requisito B.2 ($FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$ [GWh/ha/anno]) è stata stimata una producibilità elettrica annua dell'impianto agrivoltaico pari a 0,739 GWh/ha/anno, mentre la producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard, come definito nelle "Linee guida in materia di impianti agrivoltaici", è pari a 0,686 GWh/ha/anno; dunque il soddisfacimento del requisito B.2 risulta rispettato.

L'analisi sulla producibilità media annua è stata condotta mediante il software PVSyst v.7.2. Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6.0.

5.2 Sistema BESS – Battery Storage Energy System

L'impianto fotovoltaico sarà integrato con un sistema BESS di potenza pari a 15 MW con una durata di scarica di 4 h, che permette di garantire un'alta qualità dell'energia immessa in rete, evitando innanzitutto le possibili fluttuazioni naturali di potenza, tipiche degli impianti rinnovabili, e migliorandone di conseguenza le prestazioni tecniche ed economiche.

Il sistema di stoccaggio dell'energia previsto fornirà servizi di regolazione della frequenza primaria, servizi di regolazione secondaria e terziaria e riduzione degli squilibri.

Il progetto proposto, in particolare, prevede l'installazione di un impianto di accumulo energetico composto da:

- 16 Cabinati prefabbricati (shelter/container) contenenti le batterie al litio ferro fosfato per l'accumulo dell'energia, con dimensioni pari a (L x h x p) = 12,20 x 2,60 x 2,4 m, corrispondenti alle dimensioni standard di un container metallico ISO HC da 40' (piedi);
- 8 cabinati prefabbricati contenenti gli Inverter (Power Converter Station, PCS da 2 MVA con 0.5 - Constant Power / 2x 40ft battery container), con dimensioni (L x H x p) 3.0 x 2.0 x 2.2 m;
- 8 trasformatori BT/MT, uno per ogni PCS;

Il sistema BESS verrà collegato tramite dei cavidotti MT alla cabina di raccolta.

La configurazione finale del BESS, in termini di numero di contenitori batteria, sistemi di conversione e moduli batteria, è stata definita in base alle scelte progettuali relative alla specifiche tecniche condivise dal fornitore del sistema, di seguito riportate:

Caratteristiche di sistema			C-rate: 0,5
Energia	Energia nominale DC	MWh	5
	C-Rate scarica	C	0,5
Potenza	Potenza massima costante @ C-rate	MW	2,50
Vtaggio batteria	Vtaggio nominale	Vdc	1150
	Range di Vtaggio	Vdc	1000:1300
SOC Range	Range raccomandato	%	5 - 95 %
Componenti di sistema	Modulo & rack BMS (<i>Battery Module Unit</i>) BPU Pannello DC Sistema di rivelazione e soppressione incendi		
Caratteristiche fisiche			
Cabinato	Quantità		1
	Dimensioni (piedi)		40' ISO HC
	Peso	ton	< 80
Caratteristiche ambientali			
Condizioni ambientali	Temperatura di esercizio	° C	da - 40 a 60 °C
	Temperatura di accumulo	° C	da 10 a 30 °C
	Installazione		esterna
Umidità relativa	Umidità massima	%	fino al 95%
Altitudine	Sul livello del mare	m	1000 m

6.0 ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

I dati sulla risorsa solare relativi al sito di installazione dell'impianto agrivoltaico sono stati desunti dal software PV_{SYST} Version 7.2.

Essendo l'impianto composto sia da strutture tracker che da strutture fisse e data la limitazione software nel modellare sistemi ibridi, per la valutazione della producibilità dell'impianto agrivoltaico "Troina" sono stati considerati due impianti separati:

- il primo composto soltanto da strutture tracker,
- il secondo composto soltanto da strutture fisse.

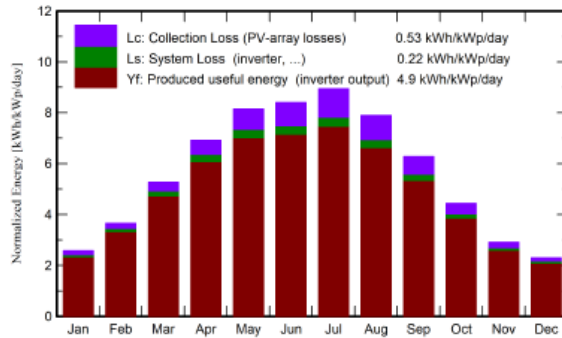
A fini cautelativi, per tenere conto dell'assenza delle mutue interazioni tra le strutture fisse e tracker, è stata considerata un'incertezza maggiore nei calcoli della producibilità.

Main results

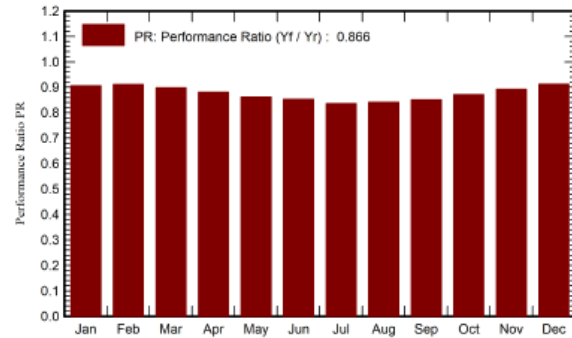
System Production

Produced Energy (Sim.)	39.14 GWh/year	Specific production (Sim.)	1788 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	86.64 %
Produced Energy (P50)	39.9 GWh/year	Specific production (P50)	1824 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P75)	38.5 GWh/year	Specific production (P75)	1761 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P90)	37.3 GWh/year	Specific production (P90)	1704 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	62.0	30.34	8.92	80.0	72.1	1.650	1.586	0.906
February	80.9	39.68	9.02	102.4	92.9	2.123	2.041	0.911
March	127.9	60.03	11.31	163.2	149.4	3.347	3.209	0.898
April	162.0	67.94	13.74	207.4	190.3	4.183	4.000	0.881
May	197.9	73.34	17.84	252.4	233.5	4.993	4.764	0.862
June	200.3	79.82	22.23	251.9	233.1	4.927	4.705	0.853
July	215.8	78.08	25.86	277.3	256.2	5.315	5.072	0.836
August	191.2	70.96	26.02	244.7	227.0	4.716	4.503	0.841
September	146.1	58.37	22.04	188.5	172.1	3.670	3.512	0.851
October	106.8	47.44	18.50	137.6	124.8	2.734	2.624	0.871
November	68.3	34.26	13.99	87.4	79.0	1.774	1.705	0.892
December	56.7	29.17	10.42	71.3	64.7	1.481	1.424	0.913
Year	1615.9	669.43	16.71	2064.1	1895.2	40.912	39.144	0.866

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

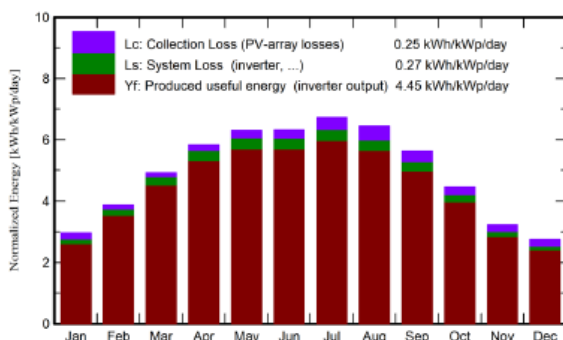
Figura 11 – Strutture Tracker - Principali risultati relativi alla producibilità dell'impianto agrivoltaico "Troina".

Main results

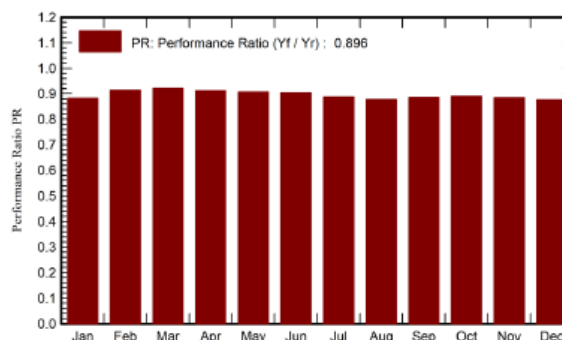
System Production

Produced Energy (Sim.)	69.46 GWh/year	Specific production (Sim.)	1623 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	89.62 %
Produced Energy (P50)	70.9 GWh/year	Specific production (P50)	1655 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P75)	68.4 GWh/year	Specific production (P75)	1598 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P90)	66.2 GWh/year	Specific production (P90)	1547 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	62.0	30.34	8.92	91.8	82.5	3.668	3.465	0.882
February	80.9	39.68	9.02	108.6	100.5	4.500	4.251	0.914
March	127.9	60.03	11.31	152.6	143.5	6.379	6.016	0.921
April	162.0	67.94	13.74	175.1	164.7	7.264	6.840	0.913
May	197.9	73.34	17.84	195.3	184.4	8.054	7.580	0.907
June	200.3	79.82	22.23	189.7	179.0	7.778	7.336	0.904
July	215.8	78.08	25.86	208.7	197.3	8.413	7.930	0.888
August	191.2	70.96	26.02	199.7	188.7	7.963	7.501	0.877
September	146.1	58.37	22.04	168.8	158.7	6.785	6.394	0.885
October	106.8	47.44	18.50	138.7	129.3	5.606	5.290	0.891
November	68.3	34.26	13.99	96.8	88.2	3.877	3.665	0.884
December	56.7	29.17	10.42	85.1	76.4	3.378	3.196	0.877
Year	1615.9	669.43	16.71	1811.0	1693.3	73.664	69.464	0.896

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 12 – Strutture Fisse - Principali risultati relativi alla producibilità dell'impianto agrivoltaico "Troina".

La producibilità per la parte di impianto composta da strutture tracker è pari a 39,14 GWh/year con producibilità specifica pari a 1788 kWh/kWp/year e performance rateo 86,64%.

Invece, la producibilità per la parte composta da strutture fisse è pari a 69,46 GWh/year con producibilità specifica pari a 1623 kWh/kWp/year e performance rateo pari a 89,62%.

Visto che i risultati ottenuti sono "Cautelativi" per il MITE e la verifica del rispetto del requisito B.2 previsto dalle Linee Guida per impianti agrivoltaici possiamo considerare la producibilità totale data dalla somma di questi due valori, ovvero pari a 108,6 GWh/year, corrispondente a 0,739 GWh/ha/year considerando l'estensione di circa 147 ha dell'impianto proposto.

Per la verifica del soddisfacimento del requisito B.2 è stata stimata la producibilità elettrica specifica annua di riferimento di un impianto fotovoltaico standard aventi le seguenti caratteristiche definite all'interno delle Linee Guida del MITE:

- collocato sullo stesso sito dell'impianto agrivoltaico proposto
- caratterizzato da moduli con efficienza del 20%
- posizionato su strutture fisse orientate a Sud con tilt di 27,7° (pari alla latitudine dell'area di 37,7° meno 10°)

La producibilità calcolata con il software PVSyst v.7.2 (ed opportunamente incrementata per tener conto dell'effetto della bifaccialità) 100,9 GWh/year, corrispondente ad un valore pari a 0,686 GWh/ha/anno.

Dunque il soddisfacimento del requisito B.2 risulta più che rispettato.

Nella figura seguente è riportata una sintesi di dettaglio sulla producibilità dell'impianto.

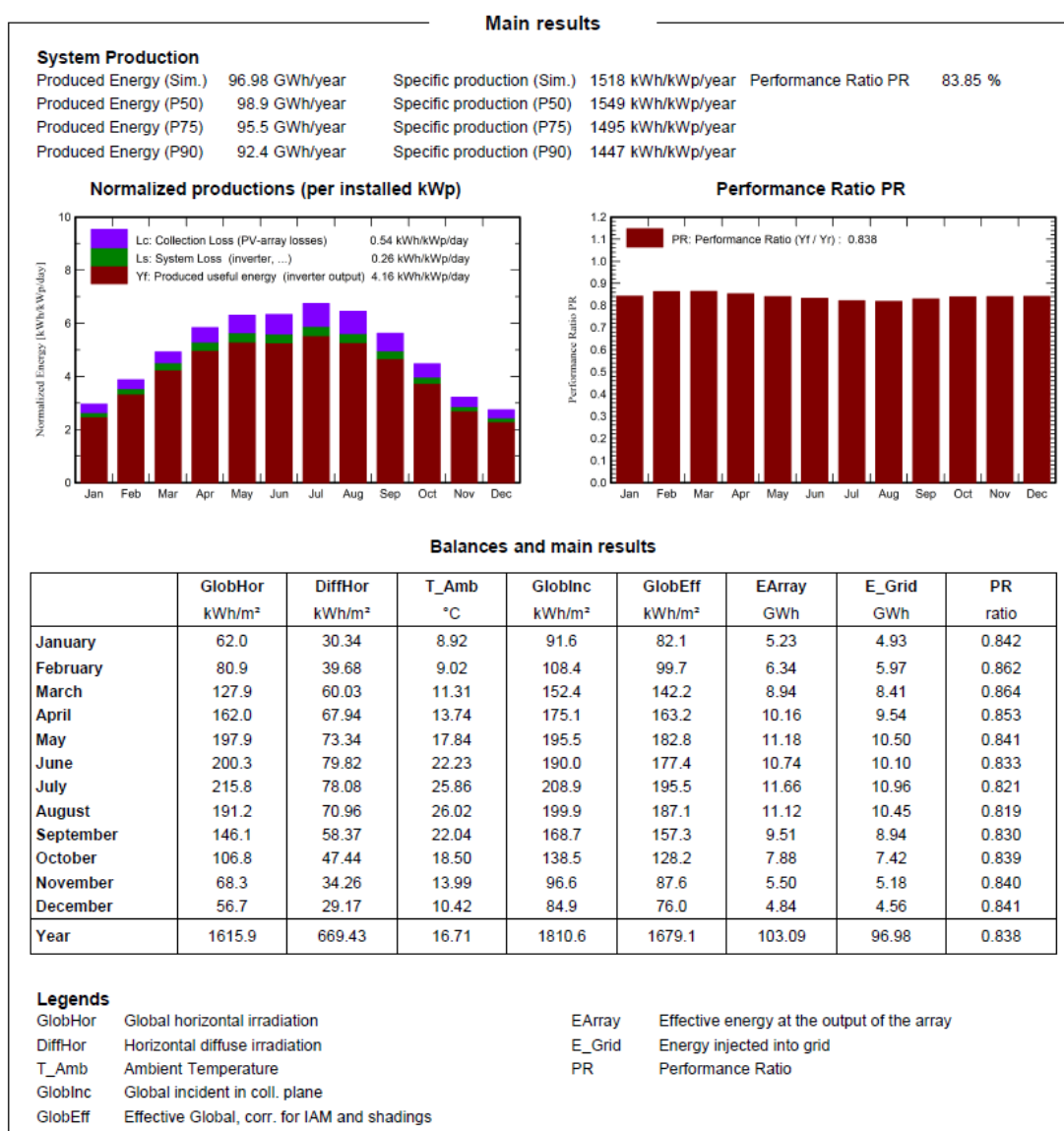


Figura 13 –Principali risultati relativi alla producibilità dell'impianto fotovoltaico standard.

7.0 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

7.1 Fase di cantiere

Con riferimento all'elaborato progettuale "TRO.ENG.REL.014.0B_Cronoprogramma dei lavori", per le attività di cantiere relative alla costruzione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, sono previste tempistiche di circa 18 mesi.

7.1.1 Accantieramento

L'accantieramento prevede la realizzazione di varie strutture logistiche in relazione alla presenza di personale, mezzi e materiali. La cautela nella scelta delle aree da asservire alle strutture logistiche mira ad evitare di asservire stabilmente o manomettere aree non altrimenti comunque già trasformate o da trasformare in relazione alla funzionalità dell'impianto che si va a realizzare.

Verranno utilizzati gli impianti tecnologici già esistenti e funzionali per derivarne le utilities in fase di cantiere.

Nell'allestimento e nella gestione dell'impianto di cantiere saranno rispettate le norme in vigore all'atto dell'apertura dello stesso, in ordine alla sicurezza (ai sensi del D.lgs. 81/08 e s.m.i.), agli inquinamenti di ogni specie, acustico ed ambientale.

7.1.2 Preparazione dei suoli

Per la preparazione dei suoli si prevede il taglio raso terra di vegetazione erbacea e arbustiva con triturazione senza asportazione dei residui, seguito da livellamenti e regolarizzazione del sito. Dall'analisi del rilievo planoaltimetrico si prevede di operare livellamenti del terreno esistente regolarizzando localmente le pendenze laddove necessario al fine di evitare ristagni di acque meteoriche o di scorrimento superficiale al di fuori delle aree eventualmente riservate a tale destinazione ambientale.

7.1.3 Consolidamento e piste di servizio

Le superfici interessate dalla realizzazione della viabilità di servizio e di accesso, o destinate all'alloggiamento dei pannelli, saranno riutilizzate, regolarizzate ed adattate mediante costipazione e rialzo con materiali compatti di analoga o superiore impermeabilità rispetto al sottofondo in ragione della zona di intervento, al fine di impedire ristagni d'acque entro i tracciati e rendere agevole il transito ai mezzi di cantiere, alle macchine operatrici e di trasporto del personale dedicato a controllo e manutenzione in esercizio.

7.1.4 Adattamento della viabilità esistente e realizzazione della viabilità interna

È previsto il riutilizzo e l'adattamento della viabilità esistente qualora la stessa non sia idonea al passaggio degli automezzi per il trasporto dei componenti e delle attrezzature d'impianto. La strada principale esistente di accesso al sito costituirà l'asse di snodo della viabilità d'accesso ai campi fotovoltaici. La viabilità interna al sito presenterà una larghezza minima di 3,5 m e sarà in rilevato di 10 cm rispetto al piano campagna.

7.1.5 Opere di regimazione idraulica superficiale

Per quanto riguarda il ruscellamento superficiale all'interno delle aree di progetto, la naturale conformazione delle pendenze tenderà ad evitare l'insorgere di aree di ristagno, agevolando i deflussi verso le linee di impluvio esistenti e riconosciute. In ogni caso, nell'ambito del progetto si prevede la riprofilatura delle linee di impluvio presenti all'interno dei lotti di impianto di impianto e perimetrate nella cartografia IGM, in modo da effettuare una sistemazione idraulica del sito convogliando le acque superficiali di scorrimento in condizioni di sicurezza idraulica per le aree di progetto.

7.1.6 Realizzazione della recinzione dell'area, del sistema di illuminazione, della rete di videosorveglianza e sorveglianza tecnologica

Si provvederà alla realizzazione delle recinzioni a protezione dell'impianto.

La recinzione di nuova realizzazione avrà un'altezza di 2,5 m e sarà costituita da una maglia metallica 50x50 mm, ancorata a pali in acciaio zincato, questi ultimi sorretti da fondamenta che saranno dimensionate in funzione delle proprietà geomeccaniche del terreno. Il sistema di illuminazione sarà limitato all'area di gestione dell'impianto.

Gli apparati di illuminazione non consentiranno l'osservazione del corpo illuminante dalla linea d'orizzonte e da angolatura superiore, ad evitare di costituire fonti di ulteriore inquinamento luminoso e di disturbo per abbagliamento dell'avifauna notturna o a richiamare e concentrare popolazioni di insetti notturni.

Il livello di illuminazione verrà contenuto al minimo indispensabile, mirato alle aree e fasce sottoposte a controllo e vigilanza per l'intercettazione degli accessi impropri.



Figura 14 – Tipologico recinzione di progetto

7.1.7 Posizionamento delle strutture di supporto e montaggi

Le opere meccaniche per il montaggio delle strutture di supporto e su di esse dei moduli fotovoltaici non richiedono attrezzature particolari. Le strutture, per il sostegno dei moduli fotovoltaici, sono costituite da elementi metallici modulari, uniti tra loro a mezzo bulloneria in acciaio inox.

Il loro montaggio si determina attraverso:

- Installazione dei pali per il fissaggio di tali strutture al suolo;
- Montaggio Testa;
- Montaggio Trave primaria;
- Montaggio Orditura secondaria;
- Montaggio pannelli fotovoltaici bifacciali;
- Verifica e prove su struttura montata.

7.1.8 Installazione e posa in opera dell'impianto fotovoltaico

Al fine di chiarire gli interventi finalizzati alla posa in opera dell'impianto fotovoltaico in oggetto si riporta di seguito una descrizione sintetica delle principali parti costituenti un impianto di questa tipologia.

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici monocristallini provvisti di diodi di by-pass e ciascuna stringa di moduli farà capo ad una String box dotata di fusibili sia sul polo positivo che sul negativo e di un sezionatore in continua. Esso sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Il generatore fotovoltaico, nello specifico di questo impianto, sarà costituito da n. 96.550 moduli fotovoltaici bifacciali o equivalenti, la cui potenza complessivamente installabile risulta essere pari a 64.688,50 kWp.

Per poter connettere l'impianto alla rete di distribuzione nazionale sarà necessario installare dei gruppi di conversione realizzati in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del singolo gruppo di conversione sono compatibili con quelli d'impianto, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Il gruppo di conversione è basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM, privo di clock e/o riferimenti interni in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico. I gruppi saranno a loro volta alloggiati all'interno di cabine prefabbricate.

L'impianto sarà dotato di sistema di protezione generale e sistema di protezione di interfaccia, conformi alla normativa CEI 0-16.

Il dispositivo di interfaccia, sul quale agiscono le protezioni, è integrato nel quadro corrente alternata "QCA". Dette protezioni saranno corredate di una certificazione di conformità emessa da organismo accreditato.

L'impianto sarà dotato di un'apparecchiatura di monitoraggio della quantità di energia prodotta dall'impianto e delle rispettive ore di funzionamento.

7.1.9 Realizzazione / posizionamento opere civili

È previsto il posizionamento di:

- n. 22 container prefabbricati per l'alloggio dei trasformatori MT/BT e relativi quadri elettrici, che avranno dimensioni 6,058 x 2,438 x 2,896 m;
- n. 1 cabina di raccolta, di dimensioni 15 x 3 x 2,9 m circa;
- n. 1 cabina SCADA prefabbricata, di dimensioni 5,3 x 2,5 x 2,9 m circa, per la lettura di misure e segnali

di allarme provenienti dalle apparecchiature collegate al sistema di comunicazione.

Detti edifici saranno di tipo prefabbricato. I container delle cabine di trasformazione saranno posizionati su fondazioni costituite da platee in CLS gettato in opera e ad esse ancorate, avranno una destinazione d'uso esclusivamente tecnica e serviranno ad alloggiare i trasformatori MT/bt e i quadri di parallelo in corrente alternata.

L'impianto fotovoltaico sarà integrato con un sistema BESS di potenza pari a 15 MW con una durata di scarica di 4 h che prevede l'installazione di:

- 16 Cabinati prefabbricati (shelter/container) contenenti le batterie al litio ferro fosfato per l'accumulo dell'energia, con dimensioni pari a (L x h x p) = 12,20 x 2,60 x 2,4 m, corrispondenti alle dimensioni standard di un container metallico ISO HC da 40' (piedi);
- 8 cabinati prefabbricati contenenti gli Inverter (Power Converter Station, PCS da 2 MVA con 0.5 - Constant Power / 2x 40ft battery container), con dimensioni (L x H x p) 3.0 x 2.0 x 2.2 m;
- 8 trasformatori BT/MT, uno per ogni per ogni PCS.

7.1.10 Realizzazione dei cavidotti interrati

Il trasporto dell'energia elettrica prodotta dai moduli della centrale fotovoltaica avverrà mediante cavi interrati. I cavi di media tensione dalle Conversion Unit alla Cabina Utente comporteranno la realizzazione di tre diverse tipologie di trincee profonde 0,9 m ma di larghezza variabile a seconda del numero di cavidotti interrati:

- Una terna interrata: trincea larga 0,28 m;
- Due terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 0,68 m;
- Tre terne interrate nello stesso scavo: trincea larga 1,08 m.

7.1.11 Dismissione del cantiere e ripristini ambientali

Le aree di cantiere verranno dismesse ripristinando, per quanto possibile, lo stato originario dei luoghi. Si provvederà quindi alla rimozione dell'impianto di cantiere e di tutte le opere provvisorie (quali ad esempio protezioni, ponteggi, slarghi, adattamenti, piste, puntellature, opere di sostegno, etc.).

7.1.12 Verifiche collaudi e messa in esercizio

Parallelamente all'avvio dello smontaggio della logistica di cantiere vengono eseguiti collaudi statici, collaudi elettrici e prove di funzionalità, avviando l'impianto verso la sua gestione a regime.

7.2 Fase d'esercizio

Manutenzione dell'impianto

Il personale sarà impegnato nella manutenzione degli elementi costitutivi l'impianto.

In particolare, si occuperà:

- del mantenimento della piena operatività dei percorsi carrabili e pedonali, ad uso manutentivo ed ispettivo;
- della sorveglianza e manutenzione delle recinzioni e degli apparati per il telecontrollo di presenze e intrusioni nel sito;
- della prevenzione degli incendi. Quest'ultima azione, in particolare, consisterà nella corretta gestione e manutenzione delle eventuali aree verdi, anche provvedendo con l'intervento di attività di pascolo ovino o con continui e meticolosi diserbi manuali di seguito ai periodi vegetativi, in specie primaverili ed autunnali.

Inoltre, il personale tecnico addetto alla gestione e conduzione dell'impianto, dovrà occuparsi dei seguenti aspetti:

- Servizio di controllo on-line;
- Servizio di sorveglianza;
- Conduzione impianto, sulla base di procedure stabilite, di liste di controllo e verifica programmata per garantire efficienza e regolarità di funzionamento;
- Manutenzione preventiva ed ordinaria programmate sulla base di procedure stabilite;
- Segnalazione di anomalie di funzionamento con richiesta di intervento di riparazione e/o manutenzione straordinaria da parte di ditte esterne specializzate ed autorizzate dai produttori delle macchine ed apparecchiature;
- Predisposizione di rapporti periodici sulle condizioni di funzionamento dell'impianto e sull'energia elettrica prodotta.

La gestione dell'impianto potrà essere effettuata, dapprima con ispezioni a carattere giornaliero, quindi con frequenza bi-trisettimanale, programmando la frequenza della manutenzione ordinaria, con interventi a periodicità di alcuni mesi, in base all'esperienza maturata in impianti simili.

7.3 Dismissione dell'impianto a fine vita, operazioni di messa in sicurezza del sito e ripristino ambientale

Non è dato ad oggi prevedere se il disuso a fine esercizio dell'impianto che oggi si va a implementare sarà dato dall'esigenza di miglioramento tecnologico, di incremento prestazionale o da una eventuale obsolescenza dell'esigenza d'impiego dell'area quale sito di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile o comunque da impianti al suolo delle tipologie di cui all'attuale tenore tecnologico.

I pannelli fotovoltaici e le cabine elettriche sono facilmente rimovibili senza alcun ulteriore intervento strutturale, o di modifica dello stato dei luoghi, grazie anche all'utilizzazione della viabilità preesistente. A tale fine è necessario e sufficiente che i materiali essenziali per i montaggi, in fase di realizzazione dell'impianto, siano scelti per qualità, tali da non determinare difficoltà allo smontaggio dopo il cospicuo numero di anni di

atteso rendimento dell'impianto (almeno 25-30 anni).

Si possono ipotizzare operazioni atte a liberare il sito dalle sovrastrutture che oggi si progetta di installare sull'area, eliminando ogni materiale che in caso di abbandono, incuria e deterioramento possa determinare una qualunque forma di inquinamento o peggioramento delle condizioni del suolo, o di ritardo dello spontaneo processo di rinaturalizzazione che lo investirebbe. Anche le linee elettriche, tutte previste interrato, potranno essere rimosse, se lo si riterrà opportuno con semplici operazioni di scavo e rinterro.

8.0 GESTIONE RESIDUI DI CANTIERE

Nell'ambito della fase di cantiere saranno prodotti, come in ogni altro impianto del genere, le seguenti tipologie di materiali:

- **Materiali assimilabili a rifiuti urbani.**
- **Materiale di demolizione e costruzione** costituiti principalmente da cemento, materiali da costruzione vari, legno, vetro, plastica, metalli, cavi, materiali isolanti ed altri rifiuti misti di costruzione e materiali di scavo.
- **Materiali speciali** che potranno derivare dall'utilizzo di materiali di consumo vari tra i quali si intendono vernici, prodotti per la pulizia e per il diserbaggio; tali prodotti saranno quindi isolati e smaltiti come indicato per legge evitando in situ qualunque contaminazione di tipo ambientale.

Non si prevede deposito a lungo termine di quantità di materiale dovuto allo smontaggio o rifiuti in genere; l'allontanamento di tali materiali ed il recapito al destino saranno effettuati in continuo alle operazioni di dismissione in conformità alle prescrizioni del D.Lgs. 152/06 sui depositi temporanei, con conseguente organizzazione area idonea e modalità di raccolta. Gli altri rifiuti speciali assimilabili ad urbani che possono essere prodotti in fase di costruzione sono imballaggi e scarti di lavorazione di cantiere. Per tali tipologie di rifiuti sarà organizzata una raccolta differenziata di concerto con l'ATO di competenza e dovranno pertanto essere impartite specifiche istruzioni di conferimento al personale.

DESTINO FINALE	TIPOLOGIA RIFIUTO
Recupero	Cemento
	Ferro e acciaio
	Plastica
	Pannelli fotovoltaici
	Parti elettriche ed elettroniche
Smaltimento	Cavi
	Materiali isolanti
	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione

Tabella 13 – Tipologie di rifiuti che si prevede siano prodotti e rispettivi destini finali

9.0 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

9.1 Criteri progettuali

Il progetto costituisce la sintesi del lavoro di un team di ingegneri, paesaggisti ed esperti ambientali che ad esso hanno contribuito fin dalle prime fasi di impostazione del lavoro.

Ferma restando l'adesione alle norme vigenti in materia di tutela paesaggistica e ambientale, la proposta progettuale indaga e approfondisce i seguenti aspetti:

1. Le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito, con particolare riguardo ai sistemi che compongono il paesaggio (acqua, vegetazione, uso del suolo, viabilità, conformazione del terreno, colori, ecc.);
2. La disposizione dell'impianto sul territorio, lo studio della percezione e dell'impatto visivo rispetto ai punti di vista prioritari (insediamenti concentrati o isolati), a visioni in movimento (strade);
3. I caratteri delle strutture e dei cabinati con indicazioni riguardanti materiali, colori, forma, ecc. e con particolare attenzione alla manutenzione e durabilità;
4. La qualità del paesaggio. I caratteri del territorio e le trasformazioni proposte (interventi di rimodellazione dei terreni, di ingegneria naturalistica, di inserimento delle nuove strade e strutture secondarie, ecc.), la gestione delle aree e degli impianti, i collegamenti tra le strutture;
5. Le forme e i sistemi di valorizzazione e fruizione pubblica delle aree e dei beni paesaggistici (accessibilità, percorsi e aree di fruizione, servizi, ecc.);
6. Le indicazioni per l'uso di materiali nella realizzazione dei diversi interventi previsti dal progetto, degli impianti arborei e vegetazionali (con indicazione delle specie autoctone previste), eventuali illuminazioni delle aree.

Con riferimento agli obiettivi ed ai criteri di valutazione suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta delle diverse soluzioni individuate, al fine di migliorare l'inserimento del progetto nel territorio, soprattutto in considerazione della particolare tipologia di intervento – agrivoltaico con combinazione tra colture e strutture fotovoltaiche – senza tuttavia trascurare i criteri di rendimento energetico determinati dalla risorsa solare:

- Rispetto dell'orografia del terreno (limitazione delle opere di scavo/riporto);
- Massimo riutilizzo della viabilità esistente;
- Impiego di materiali che favoriscano l'integrazione con il contesto paesaggistico esistente di tutti gli interventi riguardanti la realizzazione di manufatti (strade, cabine, strutture, ecc.), nel rispetto dei sistemi vegetazionale presenti;

Attenzione agli impatti prodotti dai cantieri e ripristino della situazione "ante-operam" delle aree temporanee di cantiere.

9.2 Moduli Fotovoltaico

Il tipo di modulo fotovoltaico, caratterizzato dalle seguenti caratteristiche elettriche e meccaniche, è il modello da 670 W_p, attualmente in fase di sviluppo e che secondo le indicazioni del produttore sarà commercializzato a partire dal prossimo anno. Di seguito sono riportate le principali caratteristiche elettriche e meccaniche.

Moduli Fotovoltaici Trina 670 W _p	Tipo celle fotovoltaiche	Silicio Monocristallino
	Potenza nominale, P_n	670 W _p
	Tensione alla massima potenza, V_m	38,1 V
	Corrente alla massima potenza, I_m	17,64 A
	Tensione di circuito aperto, V_{oc}	46,3 V
	Corrente di corto circuito, I_{sc}	18,55 A
	Efficienza del modulo	21,6 %

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	640	645	650	655	660	665
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η _m (%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -P _{MAX} (Wp)	685	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	484	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces

Le dimensioni fisiche dei moduli fotovoltaici sono raffigurati qui di seguito.

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

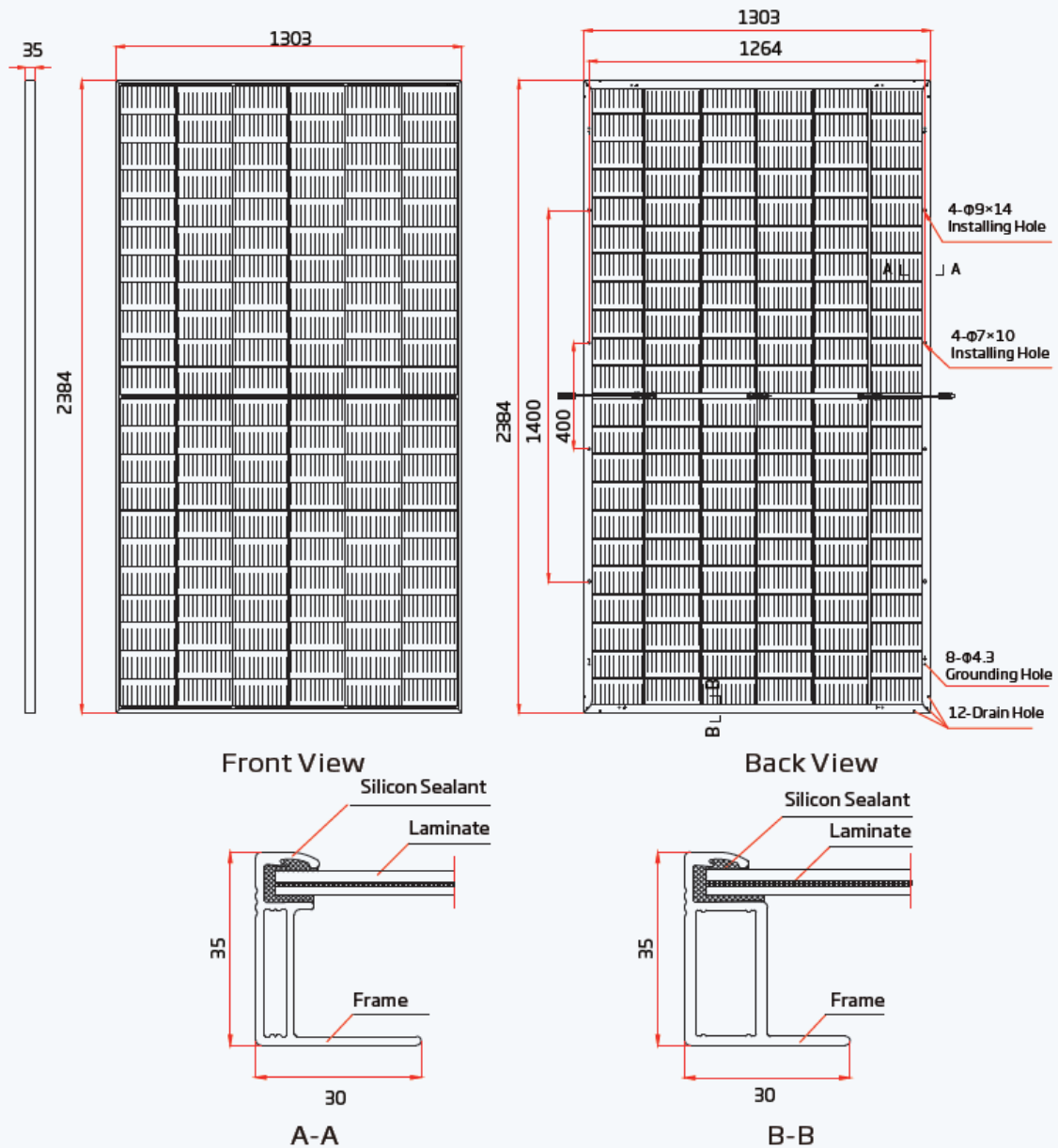


Figura 15 - Dimensioni dei moduli fotovoltaici

9.3 Strutture di sostegno

Strutture fisse

Struttura fissa 2 Moduli-portrait	Materiale	Acciaio zincato
	Posizionamento	Terreno
	Integrazione architettonica dei moduli	No

Struttura 2 x 10	Lunghezza (EW)	13,21 m
	Larghezza (NS)	4,78 m
	Interasse strutture (NS)	10,5 m
	Spazio tra le strutture (EW)	0,20 m
	Numero strutture fisse	3.194
	Numero Strutture Lotto 1	235
	Numero Strutture Lotto 2	745
	Numero Strutture Lotto 3	260
	Numero Strutture Lotto 5	1.695
	Numero Strutture Lotto 8	259

Tracker

Strutture di sostegno Monoline 2P	Materiale	Acciaio zincato	
	Posizionamento	Terreno	
	Inclinazione	Strutture tracker monoassiali $\pm 55^\circ$	
	Integrazione architettonica dei moduli	No	
	Struttura 2 x 30	Lunghezza (NS)	40,45 m
		Larghezza (EW)	4,78 m
		Interasse strutture (EW)	10,5 m
		Spazio tra le strutture (NS)	0,50 m
		Numero Tracker	447
		Numero Tracker Lotto 2	59
		Numero Tracker Lotto 4	28
		Numero Tracker Lotto 5	199
		Numero Tracker Lotto 6 – 7	98
	Numero Tracker Lotto 8	63	
	Struttura 2 x 15	Lunghezza (NS)	20,60 m
Larghezza (EW)		4,78 m	
Interasse strutture (EW)		10,5 m	
Spazio tra le strutture (NS)		0,50 m	

		Numero Tracker	195
		Numero Tracker Lotto 2	37
		Numero Tracker Lotto 4	13
		Numero Tracker Lotto 5	75
		Numero Tracker Lotto 6 – 7	50
		Numero Tracker Lotto 8	20

9.4 Inverter di stringa

Per consentire la trasformazione da corrente in continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia "Inverter". Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter di stringa. Gli inverter scelti hanno le seguenti caratteristiche:

Inverter 200 kVA	Numero di inverter	300
	Corrente massima per MPPT	30 A
	Numero di MPPT	9
	Massima tensione d'ingresso MPPT	1500 V
	Corrente AC massima	155,2 A
	Tensione d'uscita BT per singolo inverter	800 V
	Rendimento massimo	98,6%
	Numero totale di Inverter	300
	Numero di Inverter Lotto 1	15
	Numero di Inverter Lotto 2	61
	Numero di Inverter Lotto 3	15
	Numero di Inverter Lotto 4	6
	Numero di Inverter Lotto 5	150
	Numero di Inverter Lotto 6 – 7	23
Numero di Inverter Lotto 8	30	

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

9.5 Sistema BESS

L'impianto fotovoltaico sarà integrato con un sistema BESS di potenza pari a 15 MW con una durata di scarica di 4 h, che permette di garantire un'alta qualità dell'energia immessa in rete, evitando innanzitutto le possibili fluttuazioni naturali di potenza, tipiche degli impianti rinnovabili, e migliorandone di conseguenza le prestazioni tecniche ed economiche.

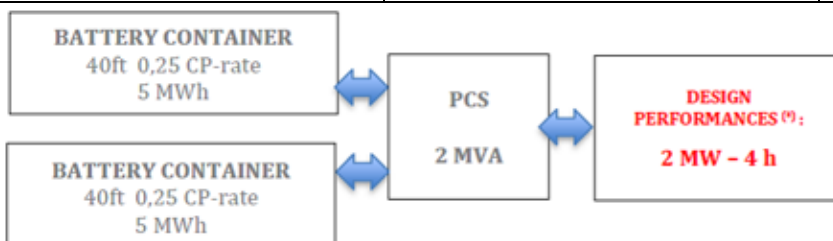
Il sistema di stoccaggio dell'energia previsto fornirà servizi di regolazione della frequenza primaria, servizi di regolazione secondaria e terziaria e riduzione degli squilibri.

Il progetto proposto, in particolare, prevede l'installazione di un impianto di accumulo energetico composto da:

- 16 Cabinati prefabbricati (shelter/container) contenenti le batterie al litio ferro fosfato per l'accumulo dell'energia, con dimensioni pari a (L x h x p) = 12,20 x 2,60 x 2,4 m, corrispondenti alle dimensioni standard di un container metallico ISO HC da 40' (piedi);
- 8 cabinati prefabbricati contenenti gli Inverter (Power Converter Station, PCS con 0.5 - Constant Power / 2x 40ft battery container), con dimensioni (L x H x p) 3.0 x 2.0 x 2.2 m;
- 8 trasformatori BT/MT, uno per ogni per ogni PCS;

Il sistema BESS verrà collegato tramite dei cavidotti MT alla cabina di raccolta.

La configurazione finale del BESS, in termini di numero di contenitori batteria, sistemi di conversione e moduli batteria, è stata definita in base alle scelte progettuali relative alla specifiche tecniche condivise dal fornitore del sistema, di seguito riportate:



PCS Specification – 2 MVA		
AC		
AC Output Power	kVA/kW	2000
Operating Grid Voltage	Vac	530 V ± 10%
Operating Grid Frequency	Hz	50 / 60
Current Harmonic Distortion	THDI	< 3%
Reactive Power Compensation		Four quadrant operation
DC		
DC Voltage Range	Vdc	1000 - 1300
DC Voltage Ripple	%	< 3%
Number of Separate DC Inputs		2
EFFICIENCY		
Efficiency	%	> 98 %
CABINET		
Dimensions [WxDxH]	mm	3000 x 2000 x 2200
Weight	kg	5200
Type of Ventilation		Forced air cooling
ENVIRONMENT		
Degree of Protection		IP55
Permissible Ambient Temperature		-35°C to +60°C, >50°C / Active power derating
Relative Humidity	%	4% to 100% non-condensing
Max. Altitude (above sea level)		1000m
CERTIFICATIONS & STANDARDS		
Safety		UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2
Utility Interconnect		IEEE 1547:2018 / UL 1741 SB/ IEC 62116:2014

9.6 Quadri elettrici in alternata

Tutte le apparecchiature lato c.a. previste nel progetto, ad eccezione degli inverter, trovano posto nel quadro elettrico QCA.

Il quadro elettrico, di dimensioni adeguate, dovrà essere certificato e marchiato dal costruttore secondo le norme CEI 17-11 dove applicabili e sarà costituito da un contenitore da parete con grado di protezione non inferiore a IP44 con struttura in poliestere rinforzata con fibra di vetro o di metallo, completo di porta cieca, pannello posteriore, montanti, telaio, base, pannelli laterali, pannelli finestrati e ciechi.

I quadri "QCA" saranno equipaggiati con i seguenti componenti e apparecchiature (soluzione minima):

- Dispositivi di interruzione (dispositivi di generatore): interruttori tripolari magnetotermici lato bt trasformatore;
- Staffe per fissaggio su profilato DIN per interruttore;
- Scaricatore di corrente da fulmine attacco su guida DIN.

I Quadri QCA saranno ubicati all'interno della cabina di sottocampo.

9.7 Trasformatori BT/MT

Prima di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di trasmissione nazionale, considerata la potenza da installare di 64.688,50 kW per quanto previsto dalle normative vigenti (CEI 0-16), è necessario effettuare un innalzamento preliminare del livello di tensione dai 800 V in uscita dai convertitori statici a 30.000 V, quest'ultima tensione caratterizzante i collegamenti interni al parco fotovoltaico. Verranno utilizzati trasformatori BT/MT, della tipologia in resina con le caratteristiche riportate di seguito:

Trasformatori BT/MT	Potenza nominale	3150 kVA/ 2000 kVA/ 1600 kVA/ 1250 kVA
	Numero totale	N.22 (n. 18 x 3000 kVA + n.1 x 2000 kVA + n.1 x 1600 kVA + n.2 x 1200 kVA)
	Numero di trasformatori Lotto 1	N.1 (n.1 x 3000 kVA)
	Numero di trasformatori Lotto 2	N.5 (n. 3 x 3000 kVA + n.1 x 2000 kVA + n.1 x 1200 kVA)
	Numero di trasformatori Lotto 3	N.1 (n.1 x 3000 kVA)
	Numero di trasformatori Lotto 4	N.1 (n.1 x 1200 kVA)

9.8 Trasformatori MT/AT

L'impianto deve essere connesso alla RTN di Terna cui conferire tutta l'energia prodotta. Per far sì che ciò avvenga è necessario innanzitutto elevare la tensione, partendo dal livello di distribuzione interna al parco che è pari a 30 kV. A tal fine verrà utilizzato un trasformatore MT/AT da 75 MVA, raffreddamento ONAN e gruppo YNd11. Esso in virtù di una esplicita richiesta del Codice di Rete Terna è necessario che sia ad isolamento pieno del centro-stella verso terra, e che sia dotato di VSC (regolazione richiesta 132+/-12%).

Tra questo e il punto di consegna sono inserite sia le apparecchiature di protezione e sezionamento, sia quelle di misura lato AT.

Per la sezione 150 kV è opportuno che il livello di isolamento esterno sia pari a quello adottato da Terna nelle proprie installazioni, ovvero 750 kV (min 650 kV) picco a impulso atmosferico e di 325 kV a f.i. con distanze minime di isolamento in aria fase-terra e fase-fase di 150 cm.

Le apparecchiature AT sono collegate tra loro tramite corda in lega di alluminio da 36 mm di diametro, oppure tramite sbarre cave Ø 40/30 ovvero Ø 100/86 mm.

Si rimanda alla fase esecutiva per la definizione delle caratteristiche di ogni singolo componente delle apparecchiature AT.

9.9 Cabinati elettrici

All'interno dell'area di impianto saranno presenti Transformation Unit al cui interno saranno posizionati i trasformatori con i relativi quadri elettrici.

Le singole Transformation Unit di ogni lotto sono collegate tra loro in entra-esce tramite un cavidotto MT.

9.10 Interfaccia di rete

Al fine di poter connettere l'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione, verrà installato l'interruttore generale dell'impianto con la relativa protezione generale (SPG) e protezione di interfaccia (SPI), come da norma CEI 0-16.

La protezione generale ha come obiettivo il distacco dell'impianto di produzione dalla rete del Distributore, in modo selettivo con le protezioni installate sulla rete del Distributore stesso, nell'eventualità di guasti interni all'impianto utente (CEI 0-16).

In tal senso, l'azionamento del sistema di protezione generale avverrà nel momento in cui i parametri di tensione e corrente rilevati dai dispositivi elencati di seguito dovessero risultare al di fuori dei range imposti dal distributore di rete:

- Relè di Massima corrente (ad azione istantanea);
- Relè di Massima corrente (ad azione ritardata);
- Relè di Massima corrente omopolare;
- Relè di direzionale di terra.

Similmente, la protezione di interfaccia nasce con l'intento di evitare, per motivi di sicurezza, che l'impianto fotovoltaico possa funzionare in isola così come previsto dalle citate guide e norme a riguardo (CEI 11-20, CEI 0-16).

Inoltre, l'impianto FV verrà disconnesso dalla rete elettrica di distribuzione quando i valori di funzionamento dei parametri relativi a tensione e frequenza di rete, rilevati dai dispositivi definiti di seguito, dovessero uscire dall'intervallo di valori indicati dal distributore di rete:

- Relè di Minima tensione;
- Relè di Massima tensione;
- Relè di Minima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima frequenza (senza ritardo intenzionale);
- Relè di Massima tensione omopolare.

Si fa presente che le tarature che verranno implementate in entrambi i sistemi terranno conto della tabella di taratura fornita dal Distributore.

9.11 Contatore energia prodotta

L'Energia totale generata dall'impianto verrà conteggiata tramite contatori di energia attiva di tipo omologato UTF installati nelle cabine generali di connessione alla rete e nelle cabine di trasformazione. Il contatore in oggetto sarà di tipo trifase, corredato dei trasformatori amperometrici (TA) con idoneo rapporto di trasformazione per la misura; sia il contatore che i tre TA saranno corredati di morsettiera sigillabile.

I singoli componenti e l'intero sistema di misura saranno forniti di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF.

Come previsto dall'allegato B alla delibera 654/2015/R/eel e successive modifiche ed integrazioni, il produttore sarà responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, mentre il servizio di rilevazione, di registrazione e di validazione sarà in capo al distributore di rete.

MT860

Powerful metering system for most demanding applications

Accurate, reliable and robust electricity meter that meets the needs of power generation companies, transmission networks, sub-stations and grid-connected commercial and industrial consumers. This device is available in rack mount or wall mount housing and was built to deliver maximum performance in most demanding environments where there is no room for error.

Features:

- Enhanced power quality measurement functions
- "No power reading" option via optical port
- Enhanced TOU structure
- Anti-tampering features
- Voltage cut, sag and swell detection
- Photovoltaic friendly design
- Enhanced TOU structure
- Recyclable casing material



In aggiunta, all'uscita di ogni inverter verrà installato un contatore di produzione monodirezionale, atto a misurare l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici.

9.12 Sovraccarichi

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:

$$I_b \leq I_n \leq I_z (a)$$

$$I_f \leq 1,45 I_z (b)$$

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:

- Condotture 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;
- Conduttura 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 secondo le tabelle CEI - UNEL e IEC.

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, nel caso di posa interrata, viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \geq I_b$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura del terreno è diversa da 20 ° C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installato sullo stesso livello;
- K_3 = Fattore di correzione per profondità di interrimento diverso dal valore utilizzato come riferimento, pari a 0,8 m;
- K_4 = Fattore di correzione per resistività termica del terreno diverso dal valore assunto come riferimento pari a 1,5 K x m / W.

Al contrario, per i cavi posati in aria, la portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_z' = I_z \times K_{tot} = I_z \times k_1 \times k_2 \geq I_b$$

Dove:

- I_z = Portata del cavo;
- K_1 = Fattore di correzione da applicare quando la temperatura dell'aria ambiente è diversa da 30° C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati in fascio o in strato;

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. I dati relativi alla protezione delle linee contro le sovracorrenti sono indicati negli schemi elettrici dei quadri e nella relazione di calcolo.

9.13 Cortocircuito

Secondo la norma CEI 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- La caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni.

La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

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

Ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), 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.

9.14 Protezione contro contatti indiretti

La protezione delle persone contro i contatti indiretti è realizzata in conformità alla norma 64-8/4 par. 413.1 mediante il coordinamento fra i dispositivi di interruzione automatica di tipo differenziale e l'impianto di terra.

La tensione di contatto limite UL è pari a 50 V.

L'impianto di messa a terra è di tipo IT Secondo la norma CEI 64-8/4, non è necessaria l'interruzione automatica del circuito nel caso di un singolo guasto a terra purchè sia verificata la condizione:

$$R_t \leq 50/I_d \text{ (CEI 64 8/4)}$$

Andrà previsto un dispositivo di controllo dell'isolamento per segnalare la presenza della condizione anomala una volta manifestatosi un guasto. Tale dispositivo di controllo dell'isolamento controlla con continuità l'isolamento di un impianto elettrico segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto per permettere di trovare la causa di questa riduzione prima che si produca un secondo guasto, evitando così l'interruzione dell'alimentazione.

Per quanto invece riguarda la parte relativa alla media tensione MT, tale protezione è realizzata in conformità alla norma CEI 99-3 che prende in considerazione gli effetti e le precauzioni da assumere

contro eventuali guasti dei componenti in MT. In funzione della corrente di guasto dell'impianto e del tempo di intervento delle protezioni, viene determinata la tensione di contatto ammissibile U_{TP} . Quest'ultima deve essere inferiore alla tensione di terra, data dalla seguente relazione:

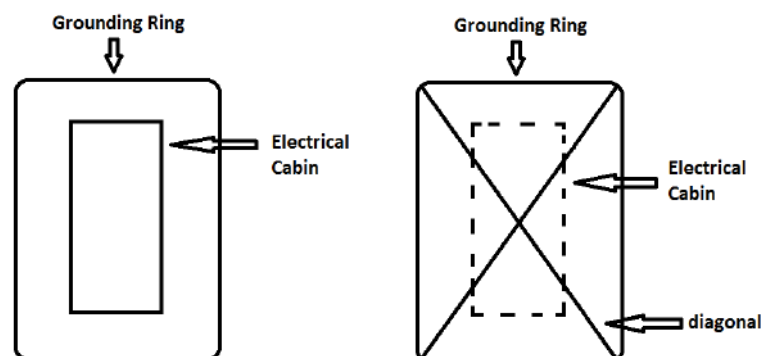
$$U_E = R_E * I_E \leq U_{TP}$$

La resistenza dell'impianto di terra deve garantire il soddisfacimento di questa condizione, ovvero:

$$R_E \leq \frac{U_{TP}}{I_E}$$

L'impianto di terra della cabina che presenta il valore di resistenza su menzionato comprende i seguenti elementi, meglio esplicitati in figura:

- 1 conduttore ad anello in rame intrecciato posizionato lungo il perimetro dell'edificio;
- 2 conduttori in rame intrecciato che collegano diagonalmente i vertici dell'anello di terra;
- 4 picchetti in acciaio galvanizzato in corrispondenza dei vertici dell'anello di terra;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra in cabina;
- 2 conduttori di terra per il collegamento al collettore di terra di ogni stanza della cabina.



9.15 Sistema di supervisione e controllo

L'impianto sarà dotato di un unico sistema di supervisione e controllo responsabile della supervisione, del controllo e dell'acquisizione dei dati provenienti dalle macchine e/o controllori presenti nel parco fotovoltaico (PPC, inverter) oltre che di tutte le apparecchiature di cui sarà composto il sistema elettrico.

Inoltre, come previsto da normativa CEI 0-16, ciascun impianto del lotto sarà dotato di un Controllore Centrale di Impianto (CCI), un apparato i cui compiti principali sono: svolgere la funzione di monitoraggio dell'impianto, con lo scopo di raccogliere informazioni dall'impianto e dalle unità di generazione/accumulo utili ai fini della "osservabilità" della rete; coordinare il funzionamento dei diversi elementi costituenti l'impianto, affinché l'impianto stesso operi, nel suo complesso, in maniera da soddisfare alle prescrizioni della Norma CEI 0-16, riportate al punto di connessione con la rete, nel rispetto delle capability prescritte dalla stessa Norma per le singole unità di generazione e di

accumulo; consentire lo scambio di informazioni fra l'impianto ed il DSO (e tra l'impianto ed il TSO per il tramite del DSO cui l'impianto è sotteso).

9.16 Modalità di connessione

Come indicato nella STMG, l'impianto verrà collegato in antenna su una futura Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra – esce sulle linee RTN a 150 kV “Troina C.le - Adrano” e “Regabulto - Grottafumata”

Il collegamento tra l'impianto e la Sottostazione Utente avverranno mediante cavidotti MT secondo gli schemi elettrici riportati negli elaborati di progetto. Il cavidotto MT sarà realizzato principalmente lungo la viabilità esistente o di nuova realizzazione prevista a servizio dell'impianto fotovoltaico e per brevi tratti su terreni agricoli, per i quali si prevede di avviare la procedura di esproprio. Le singole Transformation Unit di ogni lotto sono collegate tra loro in entra-esce tramite un cavidotto MT.

9.17 Scheda tecnica dell'impianto

TOTALE	
Numero strutture:	n.447 2x30 Portrait + n.195 2x15 Portrait + n.3194 2x10 Portrait
Numero strutture tracker:	n.447 2x30 Portrait + n.195 2x15 Portrait
Numero strutture fisse:	n.3194 2x10 Portrait
Numero moduli:	96.550
Potenza nominale moduli:	670 Wp
Potenza di picco:	64.688,50 kWp
Potenza nominale:	60.000,00 kWac
Massima potenza in immissione:	60.000,00 kW
Tipologia di trasformation unit:	N.22 (n. 18 x 3000 kVA + n.1 x 2000 kVA + n.1 x 1600 kVA + n.2 x 1200 kVA)
String inverter	N.300 - HUAWEI SUN2000-200KTL-H0
DC/AC Ratio:	1,07
Impianto Energy Storage BESS:	Potenza complessiva 15 MW - Capacità di scarica 4 h

LOTTO 1	
Numero strutture fisse:	n.235 2x10 Portrait
Numero moduli:	4.700
Potenza nominale moduli:	670 Wp
Potenza di picco:	3.149,00 kWp
Potenza nominale:	3.000,00 kWac
Massima potenza in immissione:	3.000,00 kW
Tipologia di trasformation unit:	N.1 (n. 1 x 3000 kVA)
String inverter	N.15 - HUAWEI SUN2000-200KTL-H0

LOTTO 1

DC/AC Ratio:	1,05
--------------	------

LOTTO 2

Numero strutture:	n.59 2x30 Portrait + n.37 2x15 Portrait + n.745 2x10 Portrait
Numero strutture tracker:	n.59 2x30 Portrait + n.37 2x15 Portrait
Numero strutture fisse:	n.745 2x10 Portrait
Numero moduli:	19.550
Potenza nominale moduli:	670 Wp
Potenza di picco:	13.098,50 kWp
Potenza nominale:	12.200,00 kWac
Massima potenza in immissione:	12.200,00 kW
Tipologia di trasformation unit:	N.5 (n. 3 x 3000 kVA + n.1 x 2000 kVA + n.1 x 1200 kVA)
String inverter	N.61 - HUAWEI SUN2000-200KTL-H0
DC/AC Ratio:	1,07

LOTTO 3

Numero strutture fisse:	n.260 2x10 Portrait
Numero moduli:	5.200
Potenza nominale moduli:	670 Wp
Potenza di picco:	3.484,00 kWp
Potenza nominale:	3.000,00 kWac
Massima potenza in immissione:	3.000,00 kW
Tipologia di trasformation unit:	N.1 (n. 1 x 3000 kVA)
String inverter	N.15 - HUAWEI SUN2000-200KTL-H0
DC/AC Ratio:	1,16

LOTTO 4

Numero strutture:	n.28 2x30 Portrait + n.13 2x15 Portrait
Numero strutture tracker:	n.28 2x30 Portrait + n.13 2x15 Portrait
Numero moduli:	2.070
Potenza nominale moduli:	670 Wp
Potenza di picco:	1.386,90 kWp
Potenza nominale:	1.200,00 kWac
Massima potenza in immissione:	1.200,00 kW
Tipologia di trasformation unit:	N.1 (n.1 x 1200 kVA)
String inverter	N.6 - HUAWEI SUN2000-200KTL-H0
DC/AC Ratio:	1,15

LOTTO 5

Numero strutture:	n.199 2x30 Portrait + n.75 2x15 Portrait + n.1695 2x10 Portrait
Numero strutture tracker:	n.199 2x30 Portrait + n.75 2x15 Portrait
Numero strutture fisse:	n.1695 2x10 Portrait
Numero moduli:	48.090
Potenza nominale moduli:	670 Wp
Potenza di picco:	32.220,30 kWp
Potenza nominale:	30.000,00 kWac
Massima potenza in immissione:	30.000,00 kW
Tipologia di trasformation unit:	N.10 (n. 10 x 3000 kVA)
String inverter	N.150 - HUAWEI SUN2000-200KTL-H0
DC/AC Ratio:	1,07

LOTTO 6 - LOTTO 7

Numero strutture:	n.98 2x30 Portrait + n.50 2x15 Portrait
Numero strutture tracker:	n.98 2x30 Portrait + n.50 2x15 Portrait
Numero moduli:	7.380
Potenza nominale moduli:	670 Wp
Potenza di picco:	4.994,60 kWp
Potenza nominale:	4.600,00 kWac
Massima potenza in immissione:	4.600,00 kW
Tipologia di trasformation unit:	N.2 (n.1 x 3000 kVA + n.1 x 1600 kVA)
String inverter	N.23 - HUAWEI SUN2000-200KTL-H0
DC/AC Ratio:	1,07

LOTTO 8

Numero strutture:	n.63 2x30 Portrait + n.20 2x15 Portrait + n.259 2x10 Portrait
Numero strutture tracker:	n.63 2x30 Portrait + n.20 2x15 Portrait
Numero strutture fisse:	n.259 2x10 Portrait
Numero moduli:	9.560
Potenza nominale moduli:	670 Wp
Potenza di picco:	6.405,20 kWp
Potenza nominale:	6.000,00 kWac
Massima potenza in immissione:	6.000,00 kW
Tipologia di trasformation unit:	N.2 (n. 2 x 3000 kVA)
String inverter	N.30 - HUAWEI SUN2000-200KTL-H0
DC/AC Ratio:	1,06

10.0 DOCUMENTAZIONE

Successivamente alla realizzazione del sistema fotovoltaico, dovranno essere rilasciati i seguenti documenti, elencati a titolo puramente indicativo e non esaustivo:

- Manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- "Progetto Esecutivo – As Built" del sistema fotovoltaico corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- Dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito, corredata dall'elenco della strumentazione impiegata;
- Dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a ed al DM 37/08;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- Garanzia sull'intero sistema e sulle relative prestazioni di funzionamento.

11.0 ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Nel presente capitolo verranno analizzate le principali interazioni del progetto in termini di ricadute sociali, occupazionali ed economiche, relative sia alla fase di realizzazione che alla fase di esercizio dell'opera.

11.1 Ricadute Sociali

I principali benefici attesi, in termini di ricadute sociali, connessi con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, consistono principalmente in misure compensative a favore dell'amministrazione locale, che contando su una maggiore disponibilità economica, può perseguire lo sviluppo di attività socialmente utili, anche legate alla sensibilizzazione nei riguardi dello sfruttamento delle energie alternative.

Per quanto concerne gli aspetti legati ai possibili risvolti socio-culturali derivanti dagli interventi in progetto, nell'ottica di aumentare la consapevolezza sulla necessità delle energie alternative, la Società organizzerà iniziative dedicate alla diffusione ed informazione circa la produzione di energia da fonte rinnovabile, quali ad esempio:

- visite didattiche nel campo fotovoltaico aperte alle scuole ed università;
- campagne di informazione e sensibilizzazione in materie di energie rinnovabili;
- attività di formazione dedicate al tema delle energie rinnovabili aperte alla popolazione.

11.2 Ricadute occupazionali

La realizzazione del progetto in esame favorisce la creazione di posti di lavoro qualificato in loco, generando competenze che possono essere eventualmente valorizzate e riutilizzate altrove e determina un apporto di risorse economiche nell'area.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico e delle relative opere di accumulo e di connessione coinvolge un numero rilevante di persone: occorrono infatti tecnici qualificati (agronomi, geologi, consulenti locali) per la preparazione della documentazione da presentare per la valutazione di impatto ambientale e per la progettazione dell'impianto, nonché personale per l'installazione delle strutture e dei moduli, per la posa cavi, per l'installazione delle apparecchiature elettromeccaniche, per il trasporto dei materiali, per la realizzazione delle opere civili, per l'avvio dell'impianto, per la preparazione delle aree per l'attività agricola, ecc.

Le esigenze di funzionamento e manutenzione del campo fotovoltaico contribuiscono alla creazione di posti di lavoro locali ad elevata specializzazione, quali tecnici specializzati nel monitoraggio e controllo delle performance d'impianto ed i responsabili delle manutenzioni periodiche su strutture metalliche ed apparecchiature elettromeccaniche.

A queste figure si deve poi aggiungere il personale tecnico che sarà impiegato per il lavaggio dei moduli fotovoltaici ed i lavoratori agricoli impiegati nelle attività di coltivazione e raccolta delle piante autoctone e/o storicizzate, nonché della fascia arborea perimetrale. Il personale sarà impiegato regolarmente per tutta la vita utile dell'impianto.

Gli interventi in progetto comporteranno significativi benefici in termini occupazionali, di seguito riportati:

- **vantaggi occupazionali diretti per la fase di cantiere** (impiego diretto di manodopera nella fase di cantiere), quantificabili in circa 150 (picco di presenze in cantiere);
- **vantaggi occupazionali diretti per la fase di esercizio** dell'impianto fotovoltaico, quantificabili in 4-5 tecnici impiegati periodicamente per le attività di manutenzione e controllo delle strutture, dei moduli, delle opere civili;
- **vantaggi occupazionali indiretti**, quali impieghi occupazionali indotti dall'iniziativa per aziende che graviteranno attorno all'esercizio dell'impianto, quali ditte di carpenteria, edili, società di consulenza, società di vigilanza, imprese agricole, ecc.

Le attività di lavoro indirette saranno svolte prevalentemente ricorrendo ad aziende e a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti.

Ciò porterà alla creazione di specifiche professionalità sul territorio, che a loro volta porteranno ad uno sviluppo tecnico delle aziende locali operanti in questo settore. Tali professionalità potranno poi essere spese in altri progetti, che quindi genereranno a loro volta nuove opportunità occupazionali.

11.3 Ricadute economiche

Gli effetti positivi socio economici relativi alla presenza di un parco fotovoltaico che riguardano specificatamente le comunità che vivono nella zona di realizzazione del progetto possono essere di diversa tipologia.

Prima di tutto, ai sensi dell'Allegato 2 (Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative) al D.M. 10/09/2010 "*Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*", "... *l'autorizzazione unica può prevedere l'individuazione di misure compensative a carattere non meramente patrimoniale a favore degli stessi comuni e da orientare su*

interventi di miglioramento ambientali correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto, ad interventi di efficienza energetica, di diffusione di installazioni di impianti a fonti rinnovabili e di sensibilizzazione della cittadinanza sui predetti temi”.

Oltre ai benefici connessi con le misure compensative che saranno concordate con il Comune di Ariano Irpino (AV), un ulteriore vantaggio per le amministrazioni locali e centrali è connesso con gli ulteriori introiti legati alle imposte.

Inoltre, nella valutazione dei benefici attesi per la comunità occorre necessariamente considerare il meccanismo di incentivazione dell'economia locale derivante dall'acquisto di beni e servizi che sono prodotti, erogati e disponibili nel territorio di riferimento. In altre parole, nell'analisi delle ricadute economiche locali è necessario considerare le spese che la Società sosterrà durante l'esercizio, in quanto i costi operativi previsti saranno direttamente spesi sul territorio, attraverso l'impiego di manodopera qualificata, professionisti ed aziende reperiti sul territorio locale.

Nell'analisi delle ricadute economiche a livello locale è necessario infine considerare le spese sostenute dalla Società per l'acquisto dei terreni necessari alla realizzazione del campo fotovoltaico. Tali spese vanno necessariamente annoverate fra i vantaggi per l'economia locale in quanto costituiranno una fonte stabile di reddito per i proprietari dei terreni.

12.0 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

Moduli fotovoltaici

- CEI EN 61215 - 1 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 61215 - 2 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova;
- CEI EN 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV). Qualifica di progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV). Prescrizioni per la costruzione.

Altri componenti degli impianti fotovoltaici

- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 50530 (CEI 82-35) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- CEI EN 62116 Procedura di prova delle misure di prevenzione dell'isola elettrica per inverter di sistemi FV interagenti con la rete pubblica;

Progettazione fotovoltaica

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- UNI 10349-1:2016: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;

Impianti elettrici e fotovoltaici

- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- EN 62446 (CEI 82-38) Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica - Prescrizioni minime per la documentazione del sistema, le prove di accettazione e prescrizioni per la verifica ispettiva;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI EN 50470-1/A1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-3/A1 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;
- CEI 99-3: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.

Connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica

- CEI 0-16 : Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;

Per la connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica si applica quanto prescritto nella deliberazione n. 99/08 (Testi integrato delle connessioni attive) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e successive modificazioni. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra citate, i documenti tecnici emanati dai gestori di rete.

Il Progettista

Ing. Vito Bretti

