



Regione Puglia
 Provincia di Foggia
 Comuni di San Giovanni Rotondo e
 San Marco in Lamis



Impianto FV "San Giovanni Rotondo"

Potenza DC di impianto 28,106 MWp – potenza AC di immissione in RTN 24,442 MWp
 Integrato con l'Agricoltura
 con annesso sistema di accumulo di energia a batterie
 Potenza 10,00 MW

Titolo:

UWU1WA4_RELAZIONE TECNICA

Numero documento:

Commissa	Fase	Tipo doc.	Prog. doc.	Rev.
2 0 3 6 0 7	D	R	0 1 2 0	0 0

Committente:



SINERGIA GP10

SINERGIA GP10 S.R.L.
 CENTRO DIREZIONALE, IS. G1, SCC, INT 58
 80143 NAPOLI
 PEC: sinergia.gp10@pec.it

Rappresentante, Sviluppatore e Coordinatore: *ing. Filippo Mercorio*



PROGETTO DEFINITIVO

Progettazione:



PROGETTO ENERGIA S.R.L.

Via Serra 6 83031 Ariano Irpino (AV)
 Tel. +39 0825 891313
www.progettoenergia.biz - info@progettoenergia.biz

SERVIZI DI INGEGNERIA INTEGRATI
 INTEGRATED ENGINEERING SERVICES



Progettista:

Ing. Massimo Lo Russo



Sul presente documento sussiste il DIRITTO di PROPRIETA'. Qualsiasi utilizzo non preventivamente autorizzato sarà perseguito ai sensi della normativa vigente

REVISIONI	N.	Data	Descrizione revisione	Redatto	Controllato	Approvato
		00	20.10.2021	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	E. FICETOLA	D. LO RUSSO

INDICE

1. SCOPO.....	4
2. PROPONENTE.....	4
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	4
3.1. MOTIVAZIONE SCELTA PROGETTUALE.....	4
3.2. OBIETTIVI DEL PROGETTO.....	7
3.3. NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO.....	8
3.4. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, NULLA OSTA, PARERI COMUNQUE DENOMINATI E DEGLI ENTI COMPETENTI PER IL RILASCIO COMPRESI I SOGGETTI GESTORI DELLE RETI INFRASTRUTTURALI	9
3.5. CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE.....	12
3.6. UTILIZZAZIONE DEL SITO.....	12
3.7. LA POSSIBILITÀ DELL' “AGRO – VOLTAICO”.....	12
4. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI COMPLESSIVI LAVORI PREVISTI, DEL PIANO DI DISMISSIONE DEGLI IMPIANTI E DI RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	14
4.1. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E MODALITÀ DI ESECUZIONE	14
4.1.1. PRODUTTIVITÀ E PERFORMANCE	19
4.1.2. POTENZIALI FONTI DI IMPATTO.....	19
4.1.3. RIPRISTINO LUOGHI FINE VITA IMPIANTO	20
4.1.4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO	21
4.1.4.1. Moduli Fotovoltaici.....	21
4.1.4.2. Strutture di Supporto	21
4.1.4.3. Convertitori di Potenza	21
4.1.4.4. Trasformatore	23
4.1.4.5. Cabine elettriche di trasformazione, cabina di impianto e consegna	23
4.1.4.6. Sistema di accumulo di energia a batterie (B.E.S.S.).....	24
4.1.4.7. Cavidotto MT	27
4.1.4.8. Stazione elettrica di utenza, impianto di utenza e impianto di rete per la connessione.....	27
4.1.4.9. Cavi BT, MT e AT.....	30
4.1.4.10. Sicurezza Elettrica	30
4.1.4.11. Livellamenti.....	30
4.1.4.12. Viabilità interna e finitura.....	31
4.1.4.13. Recinzioni	31
4.1.4.14. Regimentazione delle acque.....	32
4.1.4.15. Sistema di illuminazione	32
4.1.5. PRODUZIONE DI RIFIUTI.....	32
4.1.6. CUMULO CON ALTRI PROGETTI.....	33
4.2. DESCRIZIONE FASI	33
4.2.1. FASE DI CANTIERE.....	33
4.2.2. FASE DI GESTIONE E DI ESERCIZIO	34
4.3. TEMPI DI ESECUZIONE DEI LAVORI.....	35
4.4. DISMISSIONE D'IMPIANTO.....	35



4.4.1. MEZZI D'OPERA RICHIESTI DALLE OPERAZIONI	36
4.4.2. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI.....	36
4.4.3. COMPUTO DEI COSTI DI DISMISSIONE.....	37
4.4.4. CRONOPROGRAMMA DELLE FASI ATTUATIVE DI DISMISSIONE.....	38
5. ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	39
5.1. SVILUPPO SOCIO-ECONOMICO	39
5.2. GENERAZIONE DI POSTI DI LAVORO.....	39
5.3. PROMOZIONE TURISTICA	39

1. SCOPO

Scopo del presente documento è la redazione della relazione tecnica finalizzato all'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione ed esercizio dell'Impianto Fotovoltaico integrato con l'Agricoltura, costituito da due lotti di impianti denominati Impianto SG1 e Impianto SG2, con potenza di picco 28,106 MWp e annesso sistema di accumulo di energia a batterie (nel seguito definito come BESS – Battery Energy Storage System), potenza 10,00 MWp, nel comune di San Giovanni Rotondo (FG), collegato alla Rete Elettrica Nazionale mediante connessione in antenna su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Smistamento a 150kV "Innanzi" della RTN ubicata nel comune di San Marco in Lamis, nel seguito definito il "Progetto". L'Impianto SG1 sarà realizzato in località Posta delle Capre d'Alto, mentre l'Impianto SG2 in località Mosce, che descrive:

- Dati generali del proponente;
- La descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata, con l'analisi della producibilità attesa;
- La descrizione dell'intervento, delle fasi, dei tempi e delle modalità di esecuzione dei complessivi lavori previsti, del piano di dismissione degli impianti e di ripristino dello stato dei luoghi;
- Una stima dei costi di dismissione dell'impianto e di ripristino dei stati dei luoghi;
- Un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento.

2. PROPONENTE

Il proponente del progetto è la società SINERGIA EGP10 s.r.l. partita Iva 05474381216, con sede legale in Napoli, Centro Direzionale, Isola G1, Scala C, Interno 58.

Il presente progetto fa parte di una pipeline condivisa con Enel Green Power, che si è formalmente riservata l'opzione per la sua realizzazione. Inoltre, esso è inquadrabile a tutti gli effetti nel piano strategico nazionale per la decarbonizzazione delle fonti produttive energetiche, attraverso significativi investimenti nella crescita delle rinnovabili, così da ridurre progressivamente la generazione da fonti termoelettriche fino ad azzerarle entro il 2030.

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

3.1. MOTIVAZIONE SCELTA PROGETTUALE

Il progetto proposto è relativo alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, nella fattispecie fotovoltaica.

Le centrali fotovoltaiche, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica soprattutto in aree geografiche come quella interessata dal progetto in trattazione che, grazie alla loro particolare vocazione, sono in grado di garantire una sensibile diminuzione del regime di produzione delle centrali termoelettriche tradizionali, il cui funzionamento prevede l'utilizzo di combustibile di tipo tradizionale (gasolio o combustibili fossili).

Pertanto, il servizio offerto dall'impianto proposto nel progetto in esame consiste nell'aumento della quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile e nella conseguente diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica dovute ai processi delle centrali termoelettriche tradizionali.

Per valutare quantitativamente la natura del servizio offerto, possono essere considerati i valori specifici delle principali emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale (fonte IEA):



CO2(riduzione)	496g/kWh
SO2(riduzione)	0,93g/kWh
NO2(riduzione)	0,93g/kWh
Polveri	0,029g/kWh

~~valori specifici delle emissioni associate alla generazione dell'energia fotovoltaica~~

Sulla scorta di tali valori ed alla luce della producibilità prevista per l'impianto proposto, è possibile riassumere come di seguito le prestazioni associabili al parco fotovoltaico in progetto:

- Produzione totale annua 49.326.030 kWh/anno;
- Riduzione emissioni CO2 24.465,71 t/anno circa;
- Riduzione emissioni SO2 45,87 t/anno circa;
- Riduzione emissioni NO2 28,61 t/anno circa;
- Riduzioni Polveri 1,43 t/anno circa.

Data la previsione di immettere in rete l'energia generata dall'impianto in progetto, risulta significativo quantificare la copertura offerta della domanda energetica in termini di utenze familiari servibili, considerando per quest'ultime un consumo medio annuo di 1.800 kWh.

Quindi, essendo la producibilità stimata per l'impianto in progetto, pari a 49.326.030 kWh/anno, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 27.403 famiglie circa. Tale grado di copertura della domanda acquista ulteriore valenza alla luce degli sforzi che al nostro Paese sono stati chiesti dal collegio dei commissari della Commissione Europea al pacchetto di proposte legislative per la lotta al cambiamento climatico.

Alla base di alcune scelte caratterizzanti l'iniziativa proposta è possibile riconoscere considerazioni estese all'intero ambito territoriale interessato, tanto a breve quanto a lungo termine.

Innanzitutto, sia breve che a lungo termine, appare innegabilmente importante e positivo il riflesso sull'occupazione che la realizzazione del progetto avrebbe a scala locale. Infatti, nella fase di costruzione, per un'efficiente gestione dei costi, sarebbe opportuno reclutare in loco buona parte della mano d'opera e mezzi necessari alla realizzazione delle opere civili previste. Analogamente, anche in fase di esercizio, risulterebbe efficiente organizzare e formare sul territorio professionalità e maestranze idonee al corretto espletamento delle necessarie operazioni di manutenzione.

Per quanto riguarda le infrastrutture di servizio considerate in progetto, quella eventualmente oggetto degli interventi migliorativi più significativi, e quindi fin da ora inserita in un'ottica di pubblico interesse, è rappresentata dall'infrastruttura viaria. Infatti, si prende atto del fatto che gli eventuali miglioramenti della viabilità di accesso al sito (ad esempio il rifacimento dello strato intermedio e di usura di viabilità esistenti bitumate) risultano percepibili come utili forme di adeguamento permanente della viabilità pubblica, a tutto vantaggio della sicurezza della circolazione stradale e dell'accessibilità di luoghi adiacenti al sito di impianto più efficacemente valorizzabili nell'ambito delle attività agricole attualmente in essere.

Il principio progettuale utilizzato per l'impianto fotovoltaico in esame è quello di **massimizzazione della captazione della radiazione solare annua disponibile**.

Nella generalità dei casi, un generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento, poiché perdite di energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

I fattori considerati nella progettazione sono stati i seguenti:

- Caratteristiche del sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- Esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);

- Eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- Caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- Caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Tra le possibili soluzioni, sono stati presi in considerazione i pannelli **da 525W** per una potenza installata complessiva di **28.106,00 kWp**.

Si è ipotizzato di progettare un impianto capace di avere:

- una potenza lato corrente continua superiore all'85% della potenza nominale del generatore fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento;
- una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore al 90% della potenza lato corrente continua (efficienza del gruppo di conversione);
- e, pertanto, una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore al 85% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento.

In particolare, i criteri principali assunti alla base delle valutazioni in sede di sopralluogo riguarda l'individuazione dell'area utile di intervento.

La prima operazione di sopralluogo ha valutato i seguenti elementi:

- Sufficiente soleggiamento per tutto il corso dell'anno, mediante la verifica della presenza di ombre (vegetazione, costruzioni, alture), nebbie o foschie mattutine, nevosità, ventosità;
- Modalità tecniche di installazione dei moduli fotovoltaici;
- Alloggiamento delle apparecchiature elettriche;
- Percorso dei cavi di cablaggio;
- Eventuali difficoltà logistiche in fase di costruzione;
- Vincoli di tipo ambientale.

Una volta scelto il sito, si procede con l'individuazione della collocazione del generatore fotovoltaico, della sua esposizione rispetto al Sud geografico, del suo angolo di inclinazione e dell'area utilizzabile ai fini della sua installazione.

Il dimensionamento deve essere preceduto dalla ricognizione dei dati meteorologici di radiazione globale media giornaliera su base mensile per un almeno un anno tipo sul piano inclinato dei moduli.

Successivamente è necessario determinare i dati di carico elettrico previsti, al fine di poter procedere con il metodo di calcolo.

Il fine della progettazione è la scelta della taglia del generatore fotovoltaico, dell'eventuale batteria di accumulo e del convertitore statico.

Nel caso di impianti connessi in rete, il dimensionamento dipende anche dai seguenti fattori:

- Budget per l'investimento;
- Costo di un sistema fotovoltaico collegato in rete;
- Densità di potenza dei moduli da installare;
- Superficie di installazione disponibile.

Un sistema fotovoltaico è costituito dall'insieme di più celle fotovoltaiche a base di silicio o a base di tellurio di cadmio, arseniuro di gallio o di leghe di seleniuro di rame e indio.

L'effetto fotovoltaico, scoperto nel 1839, si basa sulla capacità di alcuni materiali semiconduttori di trasformare la radiazione solare in energia elettrica. La radiazione solare rappresenta l'energia elettromagnetica emessa dai processi di fusione dell'idrogeno contenuta nel sole, la cui intensità, essendo influenzata dal suo angolo di inclinazione, risulta massima quando la superficie di captazione è orientata a Sud con angolo di inclinazione pari alla latitudine del sito. Essa viene determinata mediante metodi di calcolo sperimentali o mediante apposite mappe isoradiative.



Il modulo è ottenuto dalla connessione elettrica delle singole celle fotovoltaiche connesse in serie o in parallelo. La maggior parte delle celle fotovoltaiche è composta da silicio, elemento più diffuso in natura dopo l'ossigeno, sotto forma di diossido di silicio, che deve essere trattato chimicamente e termicamente prima dell'utilizzo.

Le celle vengono assemblate fra uno stato superiore di vetro a basso tenore di ossido di ferro e uno inferiore di materiale plastico, separate da un foglio sigillante che assicura anche un buon isolamento dielettrico. Il sistema viene poi racchiuso in una cornice di alluminio. I terminali di collegamento sui contatti anteriori e posteriori sono costituiti da nastri di rame, la cui saldatura può essere manuale o automatica. Più moduli assemblati meccanicamente tra loro formano il pannello, mentre moduli o pannelli collegati elettricamente in serie formano la stringa e più stringhe collegate in parallelo formano il generatore.

Il territorio interessato dall'impianto proposto presenta una elevata radiazione globale annua su superficie orizzontale di circa **5.488 MJ/m²** e quindi, spendibile ai fini di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Il trend di crescita degli ultimi anni del settore delle energie rinnovabili ha richiesto l'integrazione con sistemi di regolazione costituiti da sistemi di stoccaggio dell'energia, fra i quali il BESS (Battery Energy Storage System). Il sistema di immagazzinamento che si intende installare (BESS), fornirà servizi di regolazione rapida di frequenza (FRU), di regolazione di frequenza e di bilanciamento.

3.2. OBIETTIVI DEL PROGETTO

L'impianto sarà di tipo non integrato secondo la definizione dell'art. 2 comma b1 del DM 19/02/2007. I pannelli saranno posizionati a terra tramite dei pali infissi in acciaio, non saranno utilizzate in nessun caso fondazioni in cemento armato. Tale scelta è dovuta esclusivamente allo scopo di avere un impatto sul terreno non invasivo e alla loro facilità di rimozione al momento della dismissione dell'impianto. I pali proposti per le fondazioni verranno introdotti e fissati sul terreno senza ricorrere all'utilizzo di calcestruzzo, ma semplicemente conficcandoli a terra tramite l'utilizzo di una macchina specifica. Tale tecnologia è utilizzata nell'ambito dell'ingegneria ambientale e dell'eco-edilizia al fine di non alterare le caratteristiche naturali dell'area soggetta all'intervento. Il campo fotovoltaico verrà collegato alla rete elettrica e l'energia prodotta sarà immessa in rete. Una volta realizzato, l'impianto consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- immissione nella rete dell'energia prodotta tramite fonti rinnovabili quali l'energia solare;
- impatto ambientale locale nullo, in relazione alla totale assenza di emissioni inquinanti e di rumore contribuendo così alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti in accordo con quanto ratificato a livello nazionale all'interno del Protocollo di Kyoto;
- sensibilità della committenza sia ai problemi ambientali che all'utilizzo di nuove tecnologie ecocompatibili.
- miglioramento della qualità ambientale e paesaggistica del contesto territoriale su cui ricade il progetto.

La luce solare una fonte inesauribile di energia pulita, disponibile per tutti ed integrabile nel contesto urbano ed ambientale in generale. Il fotovoltaico è un processo che consente di trasformare direttamente la luce solare in energia elettrica in corrente continua, sfruttando il cosiddetto "effetto fotovoltaico". Tale effetto si basa sulla proprietà che hanno alcuni materiali semiconduttori, opportunamente trattati (fra cui il silicio, elemento molto diffuso in natura e quindi di facile reperibilità) di generare energia elettrica quando vengono colpiti da radiazione solare. La tecnologia fotovoltaica è tra le più innovative e promettenti a medio e lungo termine, permettendo la produzione di elettricità là dove serve, senza alcun utilizzo di combustibile e senza praticamente alcuna manutenzione, tranne la pulizia dei pannelli una volta all'anno.

Detto Impianto, si svilupperà all'interno del comune di San Giovanni Rotondo, composto indicativamente da **n. 53.536** pannelli in silicio monocristallino con tecnologia bifacciale, ciascuno di potenza nominale pari a **525 Wp**. L'impianto è in grado di raggiungere la potenza di **26.106,40 kWp** con una produzione annua stimata di **49.326.030 kWh/anno**.

3.3. NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO

La realizzazione dell'opera è subordinata alla propria autorizzazione e pertanto la documentazione di progetto è stata prodotta, innanzitutto, in funzione della procedura autorizzativa prevista per il tipo di impianto in trattazione, regolamentata dalla seguente normativa:

- D.M del 10 settembre 2010 "Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", le quali pongono particolare attenzione all'inserimento dell'impianto nel paesaggio fornendo elementi utili per la valutazione dei progetti come ad esempio, la buona progettazione degli impianti, il minore consumo possibile di territorio, il riutilizzo di aree degradate (cave, discariche, ecc.), soluzioni progettuali innovative, coinvolgimento dei cittadini nella progettazione, ecc.

Inoltre, nell'ambito di tale procedura, particolare attenzione è richiesta verso la formazione del giudizio di compatibilità ambientale dell'intervento proposto, per cui la redazione del progetto e degli elaborati specificamente dedicati allo Studio di Impatto Ambientale è avvenuta nell'osservanza delle seguenti normative:

- D.Lgs. 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale" e s.m.e.i.;

Infine, le soluzioni tecniche previste nell'ambito del progetto definitivo proposto sono state valutate sulla base della seguente normativa tecnica:

- T.U. 17 gennaio 2018 "Norme tecniche per le costruzioni";

Vengono di seguito elencati, i principali riferimenti normativi relativi ad apparecchiature e componenti d'impianto:

- CEI 0-2 "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici"
- CEI 0-13 "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature"
- CEI 0-16 "Regole tecniche di connessione (RTC) per utenti attivi ed utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
- CEI EN 61215-1-1 - CEI: 82-55 Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino
- CEI EN 61829 - CEI: 82-16 Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
- CEI EN 50618 - CEI: 20-91 Cavi elettrici per impianti fotovoltaici CEI EN 60904-2 - CEI: 82-2 Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento
- CEI EN 61730-1/A11 - CEI: 82-27; Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici
- CEI EN 60904-8 - CEI: 82-19 Dispositivi fotovoltaici
- CEI EN 50539-11 - CEI: 37-16 Limitatori di sovratensioni di bassa tensione - Limitatori di sovratensioni di bassa tensione per applicazioni specifiche inclusa la c.c. Parte 11: Prescrizioni e prove per SPD per applicazioni negli impianti fotovoltaici
- CEI 81-28 - CEI:81-28 Guida alla protezione contro i fulmini degli impianti fotovoltaici
- CEI EN 50530/A1 - CEI: 82-35; V1 Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica
- CEI 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 EN 61853-1 - CEI:82-43 Misura delle prestazioni e dell'energia nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Misura delle prestazioni e della potenza nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) in funzione dell'irraggiamento e della temperatura
- CEI EN 62109-2 - CEI: 82-44 Sicurezza dei convertitori di potenza utilizzati negli impianti Fotovoltaici
- CEI 82-25; Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione e relative Varianti
- CEI EN 50530 - CEI:82-35 Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica
- CEI EN 62109-1 - CEI: 82-37 Sicurezza degli apparati di conversione di potenza utilizzati in impianti fotovoltaici di potenza Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI 50524 - CEI: 82-34 Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici
- CEI EN 61215 - CEI: 82-8 Moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino per applicazioni Terrestri
- CEI EN 62093 - CEI: 82-24 Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 61277 - CEI: 82-17 Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica Generalità e guida
- CEI EN 61724 - CEI: 82-15 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI EN 61727 - CEI: 82-9 Sistemi fotovoltaici (FV) Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI 82-25 Guida realizzazione sistemi e fotovoltaici

3.4. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, NULLA OSTA, PARERI COMUNQUE DENOMINATI E DEGLI ENTI COMPETENTI PER IL RILASCIO COMPRESI I SOGGETTI GESTORI DELLE RETI INFRASTRUTTURALI

Si riporta di seguito l'elenco dei soggetti competenti al rilascio degli assensi occorrenti per la realizzazione dell'opera e l'ottenimento dell'autorizzazione, cui è soggetta l'area di ubicazione dell'impianto e delle opere connesse:

1. Regione Puglia:

- 1-1** Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale Lungomare
Nazario Sauro, cap 70100, Bari (Ba)

Pec: direttore.areasvilipporurale.regione@pec.rupar.puglia.it

- 1-2** Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio

Pec: dipartimento.mobilitaqualurboppubbpaesaggio@pec.rupar.puglia.it

- 1-3** Dipartimento sviluppo economico, innovazione, istruzione, formazione e lavoro - Sezione infrastrutture energetiche e digitali

Pec: servizio.energierinnovabili@pec.rupar.puglia.it

- 1-4** Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio – Sezione Autorizzazioni Ambientali

Pec: servizio.ecologia@pec.rupar.puglia.it

- 15** Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici - Servizio Espropri e Contenzioso
Pec: ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it
- 16** Regione Puglia-Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale. Servizio Provinciale Agricoltura di Bari
Pec: upa.bari@pec.rupar.puglia.it
- 17** Dipartimento Agricoltura, Sviluppo rurale ed Ambientale - Sezione Risorse Idriche Pec:
servizio.risorseidriche@pec.rupar.puglia.it
- 18**
- 19** Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Ciclo Rifiuti e Bonifiche - Servizio Attività Estrattive
Pec: serv.rifiutiebonifica@pec.rupar.puglia.it
- 110** Dipartimento Risorse Finanziarie e Strumentali, Personale e Organizzazione – Sezione Demanio e Patrimonio
Pec: serviziodemaniopatrimonio.bari@pec.rupar.puglia.it
- 111** Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio-Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio
Pec: servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it
- 112** Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Servizio Parchi e Tutela della biodiversità
Pec: ufficioparchi.regione@pec.rupar.puglia.it
- 113** Sezione Lavori Pubblici-Servizio Autorità Idraulica
Pec: ufficio.coord.stp.fg@pec.rupar.puglia.it
Pec: servizio.lavoripubblici@pec.rupar.puglia.it
- 114** Sezione Demanio e Patrimonio – Servizio Parco Tratturi
- 115** Pec: parcotratturi.foggia@pec.rupar.puglia.it
- 116** Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio – Sezione Urbanistica - Servizio Osservatorio Abusivismo e Usi Civici
Pec: serviziourbanistica.regione@pec.rupar.puglia.it
- 2** PROVINCIA di FOGGIA – Ufficio Ambiente
Via Paolo Telesforo n. 25 – Foggia
PEC:protocollo@cert.provincia.foggia.it
- 3** PROVINCIA di FOGGIA – Lavori Pubblici – Settore ViabilitàPiazza
XX Settembre, 20 – 71121 Foggia
PEC: protocollo@cert.provincia.foggia.it



- 4** Comune di San Giovanni Rotondo (FG)
Piazza dei Martiri, 5, 71013 San Giovanni Rotondo FG
Pec: comune.sangiovernirotondo.protocollo@pec.rupar.puglia.it
- 5** Comune di San Marco in Lamis (FG)
Piazza Municipio 6 71014 San Marco in Lamis FG
Pec: protocollo@pec.comune.sanmarcoinlamis.fg.it
- 6** ARPA PUGLIA - DAP FOGGIA
Indirizzo: Via G. Rosati n. 139 - Foggia - 71100
PEC: dap.fg.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it
- 7** Enel Distribuzione SpA - Divisione Infrastrutture e Reti Macro Area Territoriale Sud, Sviluppo Rete Puglia e Basilicata
Casella Postale 5555 - cap 85100 - Potenza (Pz)
Pec: produttori@pec.e-distribuzione.it e-distribuzione@pec.e-distribuzione.it
- 8** Autorità di Bacino Appennino Meridionale
c/o Innova Puglia S.p.a. - (Ex Tecnopolis Csata)
Strada Provinciale per Casamassima km 3 - cap 70010 - Valenzano (Ba) Pec:
protocollo@pec.distrettoappenninomeridionale.it
- 9** Ministero dello Sviluppo Economico – Dipartimento per le Comunicazioni – Ispettorato Territoriale Puglia, Basilicata e Molise, Settore 3°
Via G. Amendola, 116 – 70126 Bari (Ba) Pec:
dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it
- 10** SNAM Rete Gas SpA
Pec: distrettosor@pec.snamretegas.it
- 11** Dipartimento per le Comunicazioni – Ispettorato territoriale Puglia-Basilicata Pec:
dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it
- 12** AQP SpA
Pec: acquedotto.pugliese@pec.aqp.it
- 13** Consorzio di Bonifica della Capitanata
Pec: consorzio@pec.bonificacapitanata.it
- 14** Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti -Direzione Generale Territoriale del Sud-Sezione U.S.T.I.F.
Pec: dgt.sudbari@pec.mit.gov.it
- 15** Telecom Italia SpA
Pec: telecomitalia@pec.telecomitalia.it

16 ENAC – Ente Nazionale per l’Aviazione Civile
Pec: protocollo@pec.enac.gov.it

161 Direzione Aeroportuale Puglia Basilicata
Email: pugliabasilicata@enac.gov.it

3.5. CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE

Per quanto riguarda i criteri di dimensionamento generali dell’impianto fotovoltaico si è fatto riferimento alla Norma CEI 82-25, salvo per gli aspetti specificatamente indicati nel seguito.

3.6. UTILIZZAZIONE DEL SITO

I principi progettuali utilizzati per la progettazione dell’impianto fotovoltaico, nell’ottica di rendere massima la captazione della radiazione solare annua sono i seguenti:

- Struttura fotovoltaiche costituite da tracker monoassiali;
- Minimizzazione dei fenomeni di ombreggiamento tra i moduli;
- Ottimizzazione dei sotto-campi rendendoli omogenei in potenza e nella relativa configurazione planimetria;
- Posizionamento delle cabine in aree tali da limitare e minimizzare sezioni e sviluppo dei conduttori in corrente continua;
- Sistema BESS per l’accumulo ed il rilascio programmato di energia elettrica per garantire il buon funzionamento dell’Impianto Fotovoltaico.

3.7. LA POSSIBILITÀ DELL’ “AGRO – VOLTAICO”

La possibilità progettuale che si propone nel seguito nasce per meglio inserire il Progetto nel contesto ambientale e per ridurre il consumo di suolo agricolo.

In particolare, se si valuta l’impatto che il fotovoltaico avrebbe se nei prossimi dieci anni (da qui al 2030) fosse interamente costruito su terreni agricoli (ipotesi del tutto fantasiosa) si dovrebbe concludere che il problema “non esiste”.

Guardando i numeri:

- sulla base dei dati Istat circa 125mila ha di terreno agricolo sono abbandonati ogni anno in Italia;
- se si costruissero i circa 30/35 GW di fotovoltaico nuovo come previsto dal Pniec al 2030, occorrerebbero circa 50mila ha, meno della metà dell’abbandono annuale dall’agricoltura.

Questo, però non permette di affermare che il problema “non esiste” perché, anche senza espliciti divieti, tutte le amministrazioni locali italiane e le grandi organizzazioni agricole hanno un atteggiamento di “assoluta prudenza” o di sostanziale opposizione a concedere l’autorizzazione alla costruzione di impianti fotovoltaici su tali terreni.

Si tratta di una percezione generalizzata che trasforma il conflitto virtuale in problema reale che si traduce, come minimo, in un forte rallentamento dello sviluppo del fotovoltaico.

Sono sempre di più diffusi, quindi, i **progetti sperimentali** che puntano a far convivere fotovoltaico e agricoltura, con reciproci vantaggi in termini di produzione energetica, tutela ambientale, conservazione della biodiversità, mantenimento dei suoli.

L’idea di base dell’agro - voltaico è far sì che i terreni agricoli possano essere utilizzati per produrre energia elettrica pulita, lasciando spazio alle colture agricole.



In altri termini, si tratta di coltivare i terreni sui quali è stato realizzato un impianto fotovoltaico, in modo tale da ridurre l'impatto ambientale, ma senza rinunciare alla ordinaria redditività delle colture agricole ivi praticate.

Ad esempio, sappiamo che in genere con il costante aumento delle temperature, tipico di alcune aree secche, peraltro in costante aumento, i pannelli FV perdono in rendimento e le colture richiedono sempre di più acqua.

Ragionando su queste due problematiche un professore associato dell'Università dell'Arizona, Greg Barron-Gafford ha dimostrato che la combinazione di questi due sistemi può dare un vantaggio reciproco, realizzando colture all'ombra di moduli solari.

"In un sistema agro-fotovoltaico – afferma Barron-Gafford – l'ambiente sotto i pannelli è molto più fresco in estate e rimane più caldo in inverno. Questo non solo riduce i tassi di evaporazione delle acque di irrigazione in estate, ma significa anche che le piante subiscono meno stress".

La maggior parte dei sistemi che combinano la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e quella di colture agricole per uso alimentare consiste in applicazioni in serra o serre fotovoltaiche, largamente diffuse nei paesi del Mediterraneo ed in Cina.

Nel caso specifico, il metodo "agro-voltaico" potrebbe consistere nel coltivare le strisce di terreno comprese tra le file dei pannelli fotovoltaici disposti ad un'ideale altezza da terra.

A seconda della tipologia di impianto (con coltivazione sotto i pannelli o tra le serie di pannelli) l'altezza dei pannelli dal suolo o la distanza tra le file rappresentano elementi chiave che possono determinare la compatibilità con la produzione agricola.

Dalla Relazione tecnica del progetto si evince che l'impianto sarà dotato di strutture ad inseguimento monoassiale con movimentazione +/- 60°. La disposizione delle strutture in pianta è tale che:

- distanza tra gli assi delle strutture: 8.70 m;
- luce tra le strutture in pianta: 3,93 m.

L'altezza minima da terra dei pannelli fotovoltaici è di 2,47 m quando sono in posizione orizzontale e di 0,50m quando sono piegati al massimo, ovvero dopo una rotazione di 60°.

Ciò significa che lo spazio libero minimo tra due file di pannelli oscilla all'incirca tra 3.93 m a metà giornata e 5.93 m nelle fasi successive al sorgere del sole ed in quelle precedenti al tramonto.

Considerato, pertanto, che lo spazio libero minimo rimanente tra una fila di pannelli fotovoltaici e l'altra è di circa 4.12 m, è stata ipotizzata la possibilità di coltivare in futuro, da parte di un'azienda agricola del luogo, le strisce di terreno che non saranno occupate dai pannelli fotovoltaici con le colture già praticate nell'area in esame, in modo tale da ridurre al minimo indispensabile l'impatto ambientale dell'impianto in questione.

Tenuto conto del ciclo colturale delle diverse specie vegetali, oltre che delle rispettive esigenze lavorative (in termini di dimensioni delle macchine e degli attrezzi), anche in rapporto alla necessità di fare la periodica manutenzione dei pannelli fotovoltaici, è stata individuata l'avena per la produzione di fieno come la migliore coltivazione da effettuare negli spazi compresi tra le file degli stessi pannelli, a partire dal mese di luglio e fino ad aprile-maggio dell'anno successivo.

La scelta è ricaduta sull'avena per la produzione di fieno in quanto la stessa occupa il terreno per un periodo di tempo non eccessivamente lungo, essendo generalmente seminata all'inizio del mese di novembre ed essendo sfalcata, condizionata ed allontanata dal terreno tra la fine di aprile e l'inizio di maggio, oltre al fatto che tale coltura necessita soltanto di lavorazioni superficiali del terreno e di un numero limitato di interventi agronomici, per cui risulterebbero molto più ridotti i rischi collegati al passaggio delle macchine e delle attrezzature agricole negli spazi compresi tra i pannelli.

L'individuazione della specie vegetale in questione è stata fatta in quanto la Puglia conta una mandria bufalina ufficiale di 1738 capi, per la maggior parte allevati sul Gargano; per consistenza numerica è la terza, dopo quella campana e laziale.

L'individuazione della specie vegetale in questione è stata fatta, pertanto, anche in funzione della richiesta di fieno da parte del mercato della zona, in cui vi sono aziende agricole con allevamenti di bufali e di bovini di razza Podolica.



Tipica nel comune di San Giovanni Rotondo, ma in tutta la zona del Gargano e del Sub Appennino Dauno, è la produzione del caciocavallo Podolico.

Si segnala che la coltivazione dell'avena consentirebbe anche il passaggio periodico delle macchine e delle attrezzature necessarie per la pulizia dei pannelli solari senza particolari danni per la stessa, essendo una specie vegetale molto rustica, che resiste meglio di tante altre alle avversità climatiche e che possiede notevoli capacità vegetative anche nelle fasi più avanzate del proprio ciclo colturale.

Non si può escludere, infine, anche il ricorso al metodo di "produzione biologica" dell'avena (e delle eventuali altre specie vegetali da coltivare tra i pannelli solari), in modo tale da ridurre ulteriormente l'impatto ambientale del parco fotovoltaico.

4. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI COMPLESSIVI LAVORI PREVISTI, DEL PIANO DI DISMISSIONE DEGLI IMPIANTI E DI RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

4.1. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E MODALITÀ DI ESECUZIONE

L'intervento consiste nella realizzazione di un Impianto Fotovoltaico nel comune di San Giovanni Rotondo (FG) in località "Mosce" e "Posta delle Capre d'Alto" della potenza di 28.106,40 kWp (tenuto conto del rapporto di connessione DC/AC= 1,15 potenza di connessione pari 24.443,00 kWp) con annesso sistema di accumulo di energia a batterie BESS della potenza di 10,00 MW, del relativo Cavidotto MT di collegamento alla Stazione Elettrica di Utenza, connessa in A.T. 150 kV in antenna alla Stazione Elettrica (SE) a 150kV RTN denominata "Innanzi" di San Marco in Lamis (FG). Il Cavidotto MT avrà una lunghezza di circa 6.0 Km, mentre l'Impianto di Utenza per la connessione avrà una lunghezza di circa 80 m.

Si riporta di seguito stralcio della corografia di inquadramento

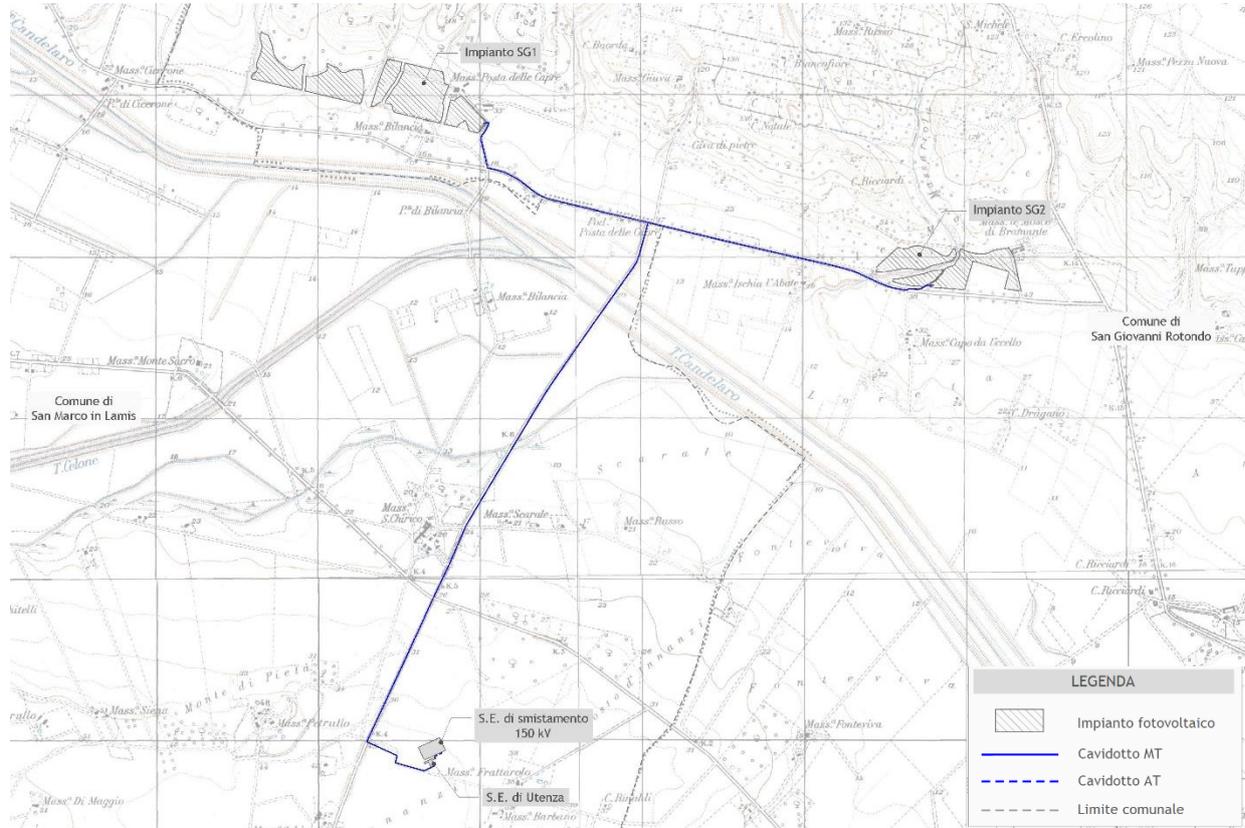


Figura 1 -Corografia di inquadramento

Al parco fotovoltaico vi si accede tramite la Strada Provinciale 28.

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale, si evince quanto segue:

L'Impianto fotovoltaico con annesso BESS, il cavidotto MT, la Stazione elettrica di utenza, l'Impianto di Utenza per la Connessione e l'Impianto di Rete per la Connessione ricadono all'interno dei comuni di San Giovanni Rotondo e San Marco in Lamis e sulle seguenti particelle catastali:

- Comune di San Giovanni Rotondo (FG): Foglio 119, particelle 108-214; Foglio 129, particelle 3- 30;
- Comune di San Marco in Lamis (FG): Foglio 135, particelle 2-197-222-223;
- Comune di San Marco in Lamis (FG): Foglio 136, particelle 227-229-287.

Di seguito si riportano i dati relativi all'ubicazione ed alle caratteristiche climatiche dell'area interessata all'impianto in oggetto:

- Parco Fotovoltaico
 - Impianto SG1

Latitudine	41°36'40.96"N
Longitudine	15°41'23.13"E
Altitudine [m]	32 m s.l.m.
Zona Climatica	D
Gradi Giorno	2.004

~~caratteristiche climatiche - territorio dell'area dell'impianto~~



- Impianto SG2

Latitudine	41°36'3.95"N
Longitudine	15°43'44.05"E
Altitudine [m]	26 m s.l.m.
Zona Climatica	D
Gradi Giorno	2.004

~~caratteristiche tecniche - territorio dell'azienda~~

- Stazione elettrica di utenza

Latitudine	41°34'50"N
Longitudine	15°41'28"E
Altitudine [m]	40 m s.l.m.
Zona Climatica	D
Gradi Giorno	1.981

L'impianto fotovoltaico in progetto può schematizzarsi nel seguente modo:

- Impianto SG1

- Sottocampo Cabina 1 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)**

- n° moduli installati: 4.368

- stringhe (1x28 mod): 156

- Sottocampo Cabina 2 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)**

- n° moduli installati: 4.368

- stringhe (1x28 mod): 156

- Sottocampo Cabina 3 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)**

- n° moduli installati: 4.368

- stringhe (1x28 mod): 156

- Sottocampo Cabina 4 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)**

- n° moduli installati: 4.368

- stringhe (1x28 mod): 156

- Sottocampo Cabina 5 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)**

- n° moduli installati: 4.368

- stringhe (1x28 mod): 156

- Sottocampo Cabina 6 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)**

- n° moduli installati: 4.368

- stringhe (1x28 mod): 156

- Sottocampo Cabina 7 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)**

- n° moduli installati: 4.368

- stringhe (1x28 mod): 156

**Sottocampo Cabina 8 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)**

n° moduli installati: 4.368

stringhe (1x28 mod): 156

Sottocampo Cabina 9 – (potenza tot. Installata: 1.734,60)

n° moduli installati: 4.368

stringhe (1x28 mod): 156

- Impianto SG2**Sottocampo Cabina 1 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)**

n° moduli installati: 4.368

stringhe (1x28 mod): 156

Sottocampo Cabina 2 – (potenza tot. Installata: 1.146,60)

n° moduli installati: 2.184

stringhe (1x28 mod): 78

Sottocampo Cabina 3 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)

n° moduli installati: 4.368

stringhe (1x28 mod): 156

Sottocampo Cabina 4 – (potenza tot. Installata: 2.293,20)

n° moduli installati: 4.368

stringhe (1x28 mod): 156

L'Impianto SG1 sarà costituito da **38.248 moduli fotovoltaici** e distribuiti in **9 sottocampi**.

L'Impianto SG2 sarà costituito da **15.288 moduli fotovoltaici** e distribuiti in **4 sottocampi**.

Pertanto **l'Impianto Fotovoltaico** sarà costituito complessivamente da **53.536 moduli fotovoltaici** e distribuiti in **13 sottocampi**.

Di seguito viene riportata la planimetria dell'Impianto.

Fornitura, montaggio, installazione della linea aerea AT per la connessione della stazione elettrica di utenza alla RTN 150kv ubicata nel comune di San Marco in Lamis e opere di utenza per la connessione (si considera condivisione con altri produttori)



Impianto SG1



Impianto SG2

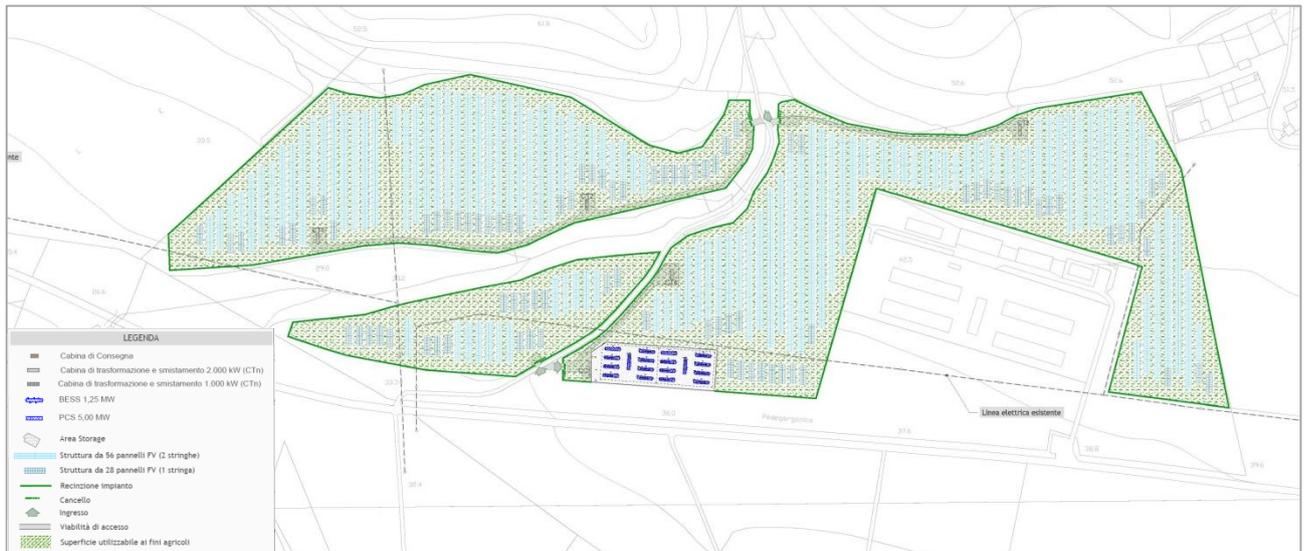


Figura 2 - Planimetria dell'Impianto

Moltiplicando il numero di moduli per la potenza erogabile dal singolo si ottiene la massima potenza installabile presunta:

Impianto SG1:

$$38.248 * 0,525 = 20.080,20 \text{ kWp}$$

Impianto SG2:

$$15.288 * 0,525 = 8.026,20 \text{ kWp}$$

Pertanto, la massima potenza installabile presunta dell'intero Impianto Fotovoltaico è pari a:

$$53.536 * 0,525 = 28.106,40 \text{ kWp}$$

I moduli fotovoltaici verranno fissati su delle strutture in tubolari metallici opportunamente dimensionate e fissate in modo da sostenere il peso proprio dei pannelli fotovoltaici e resistere alla spinta ribaltante del vento.

Nello specifico, il **modulo fotovoltaico** da **525 W**, per il quale si prevede una connessione (in corrente continua a bassa tensione) in stringhe da **28** elementi in maniera da ottenere una tensione massima di stringa pari a 1380,40 V.

Per tali stringhe si prevede, a valle, il collegamento agli **inverter** (deputati alla conversione della corrente in continua in alternata).

Ciascun collegamento in parallelo si prevede venga realizzato con un cassetta di stringa. A valle degli inverter, è previsto lo **stadio di trasformazione** che eleverà la tensione da Bassa a Media.

I trasformatori e gli inverter verranno alloggiati nelle cosiddette **cabine elettriche di trasformazione e smistamento (CT)**. Nelle stesse cabine elettriche sono previsti i relativi interruttori magnetotermici sia lato BT che MT.

Le linee MT provenienti dalle cabine di trasformazione e smistamento saranno indirizzate alla cabina generale (**cabina di consegna**) destinata alla connessione dell'impianto alla stazione elettrica di utenza. L'impianto di utenza per la connessione avverrà tramite elettrodotto aereo AT che collegherà la stazione elettrica di utenza all'impianto di rete in antenna alla Stazione Elettrica (SE) a 150kV RTN denominata "Innanzi" di San Marco in Lamis (FG).

In sintesi, il Progetto sarà così composto:

- Impianto Fotovoltaico:
 - ✓ 53.536 moduli fotovoltaici (Pannelli Fotovoltaici da 525 Wp, disposte su due file con orientamento Est-Ovest);
 - ✓ 1.912 stringhe (stringhe composte da 28 moduli);
 - ✓ Distanza tra gli assi delle file di pannelli: 8.70 m;
 - ✓ 13 Cabine di trasformazione e smistamento;
 - ✓ 1 cabina di impianto;
 - ✓ 1 Cabine di consegna:
- Sistema di accumulo di energia a batterie;
- Cavidotto MT;
- Stazione Elettrica di Utenza;
- Impianto di Utenza per la Connessione (elettrodotto AT);
- Impianto di Rete per la Connessione (stallo AT).

4.1.1. PRODUTTIVITÀ E PERFORMANCE

Assumendo una massima potenza installabile presunta,

$$9.280 \cdot 0,525 = 28.106,40 \text{ kWp}$$

tenuto conto della produzione elettrica media annua per kWp pari a 1.755, si ricava una producibilità annua dell'impianto pari a circa **49.326.030 kWh/anno** al netto delle perdite d'impianto di generazione fotovoltaica e di conversione.

4.1.2. POTENZIALI FONTI DI IMPATTO

L'impianto non produce alcun tipo di emissioni gassose in atmosfera ma contribuisce a ridurre il consumo di combustibili fossili evitando di emettere in aria le relative emissioni inquinanti. Per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico si evita l'emissione in atmosfera di 0,531 kg di anidride carbonica derivanti dalla produzione della stessa energia mediante combustione di combustibili fossili con metodi tradizionali (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione, fonte Ministero dell'Ambiente).

Rumore: Nel periodo di costruzione le emissioni sonore dei mezzi di trasporto, dei mezzi meccanici e della manodopera sono valutati in numero non significativo e con frequenza ridotta e quindi compatibili con l'ambiente circostante. **Movimentazione terra:** Non si prevedono movimenti terra che possano alterare la forma attuale del terreno. Saranno effettuati degli scavi per il posizionamento dei cavidotti che verranno poi rinterrati e per l'alloggiamento del basamento della cabina elettrica. **Polveri:** Si

prevede una minima movimentazione di terra, tale quindi da non provocare la formazione di polveri. **Emissioni elettromagnetiche:** Si prevede l'utilizzo di apparecchiature elettriche (inverter e trasformatore) installati in locali chiusi conformi alla normativa CEI e cavidotti BT e MT interrati in modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere sotto i valori soglia della normativa vigente. **Acqua:** L'intervento di progetto non genererà nessun tipo di impatto sulle acque superficiali o sotterranee. In corrispondenza della parte con maggiore pendenza dell'area di impianto verranno realizzate apposite canalizzazioni e canali di scolo per il corretto deflusso dell'acqua piovana verso la parte bassa del crinale. **Carico antropico:** La presenza umana nell'area di impianto è limitata a qualche unità nei periodi di manutenzione ordinaria (controllo dei collegamenti elettrici, pulizia della superficie dei moduli, taglio dell'erba) e straordinaria che si prevedono comunque in numero minimo nel corso dell'anno. Nel periodo di costruzione dell'impianto stimato nell'ordine di circa 6 mesi l'area sarà interessata da presenza umana attraverso manodopera specializzata che provvederà alle opere civili e di montaggio elettromeccanico.

4.1.3. RIPRISTINO LUOGHI FINE VITA IMPIANTO

La durata di un impianto fotovoltaico si aggira intorno ai 25-30 anni, con un decadimento della produttività nel tempo piuttosto limitato (calo medio di produttività: circa 10-15% dopo 10 anni, 15- 20% dopo 20 anni, fino a 25-30% dopo 30 anni).

Una volta terminata l'attività di produzione di energia elettrica, l'impianto sarà smantellato in ogni sua parte con la rimozione dei pannelli fotovoltaici e dei loro supporti, delle cabine di trasformazione elettrica, della recinzione metallica e di ogni altro manufatto presente nell'area dell'impianto. Per le cabine sarà sufficiente rimuovere i prefabbricati e le piastre su cui vengono appoggiati ed operare il livellamento del suolo, qualora necessario.

Sarà inoltre approntata la riqualificazione del sito che, con interventi non particolarmente onerosi, potrà essere ricondotto alle condizioni ante-operam.

Le fasi relative allo smantellamento dell'impianto sono:

- smontaggio dei moduli fotovoltaici, con conseguente trasporto e smaltimento;
- estrazione e smontaggio delle strutture di sostegno dal terreno, trasporto e conseguente smaltimento;
- smontaggio dei componenti elettrici delle cabine e conseguente smaltimento;
- rimozione delle cabine e delle piastre di supporto e smaltimento;
- estrazione dei cavidotti;
- eventuale sistemazione del terreno ed eventuale integrazione dello stesso laddove sia necessario;
- sistemazione del cotico erboso.

L'utilizzo di strutture portanti che non impiegano fondazioni in calcestruzzo consentono il completo ripristino del suolo alla sua funzione originaria.

Il tempo di vita delle batterie, che costituiscono il sistema BESS, è legato alle modalità con le quali quest'ultimo viene esercitato. In particolare dalla relazione di inversa proporzionalità tra il numero di cicli di carica/scarica completati e la profondità di scarica raggiunta. A tal proposito si prevede una vita utile di almeno 15/20 anni.

A fine vita dell'impianto, il processo di riciclaggio e smantellamento dei materiali costituenti il sistema BEES verrà effettuato in conformità alle leggi nazionali, europee ed internazionali vigenti (tra le quali European Directive on batteries and accumulators 2006/66/EC), assicurandone il rispetto anche nel caso di modifiche e/o integrazioni di quest'ultime dal momento in cui verrà messo in esercizio. Inoltre il fornitore del sistema BESS fornirà idonee documentazioni nella quale verranno descritte le modalità gestionali e tecniche del processo di riciclaggio e smaltimento nonché le relative tempistiche e gli aspetti di sicurezza. Tutte le componenti del sistema, batterie, apparecchiature elettriche ed elettroniche, cavi elettrici in rame, apparecchiature elettriche quali trasformatori e inverter, quadri elettrici e container in carpenteria metallica, basamenti in calcestruzzo, pozzetti e cavidotti, saranno gestiti nel fine vita come indicato dalla normativa vigente.

Si procederà, inoltre, ad assicurare la separazione delle varie parti dell'impianto in base alla composizione chimica al fine di

massimizzare il recupero di materiali (in prevalenza alluminio e silicio); i restanti rifiuti saranno conferiti presso impianti di smaltimento autorizzati.

4.1.4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

4.1.4.1. Moduli Fotovoltaici

I moduli fotovoltaici saranno in silicio monocristallino con tecnologia bifacciale, provvisti di cornici in alluminio, realizzati con 144 celle di tipo monocristallino con tensione massima di isolamento pari a 1500V, e di potenza 525 Wp della marca “RISEN solar technology”, modello “RSM144-9-525BMD”.

I pannelli saranno conformi alla norma IEC 61215 ed avranno le seguenti caratteristiche operative:

Dimensione massima modulo [mm]	1134 x 2285 +- 2
Tensione massima di isolamento	1500 Vdc
Temperatura operativa	-40 C e +85 °C
Numero celle	144

L'impianto sarà costituito da un totale di **53.536 pannelli** per una conseguente potenza di picco pari a **28.106,40 kWp**.

Ciascun modulo sarà accompagnato da un foglio-dati e da una targhetta in materiale duraturo, applicato al modulo fotovoltaico, dove saranno riportate le principali caratteristiche, secondo la Norma CEI EN 50380.

4.1.4.2. Strutture di Supporto

Le strutture a supporto dei moduli saranno in acciaio zincato a caldo ed ancorata al terreno tramite infissione diretta nel terreno ad una profondità idonea a sostenere l'azione del vento. Le strutture saranno del tipo traker monoassiali con distanza minima da terra pari a 50 cm e raggiungono altezza massima di 463 cm circa. Esse sono fissate al terreno mediante fondazioni costituite da profilati in acciaio zincato a caldo infissi nel terreno.

I moduli costituenti la stringa saranno alloggiati in modo tale da essere interessati dallo stesso irraggiamento. Ogni struttura permetterà l'installazione di 28 moduli costituenti una stringa.

4.1.4.3. Convertitori di Potenza

I gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata (inverter) saranno idonei al trasferimento della potenza generata alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici di sicurezza applicabili. In particolare saranno rispondenti alle norme contenute nella direttiva EMC (2004/108/CE) e alla Direttiva Bassa Tensione (2014/35/UE).

Il convertitore opererà in modo completamente automatico l'inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) del campo FV, in modo da far lavorare l'impianto sempre nelle condizioni di massima resa, anche durante i periodi di basso irraggiamento (alba e tramonto).

L'inverter consentirà la programmazione della curva di rendimento ottimale in funzione della distribuzione dei valori di irraggiamento solare del sito durante le stagioni dell'anno, al fine di ottenere un intervallo di rendimento massimo in corrispondenza del livello di potenza con la maggior disponibilità attesa.

Gli inverter devono essere in grado di funzionare indifferentemente con il generatore fotovoltaico isolato da terra, oppure con una qualunque delle polarità DC collegate a terra (soft grounding /hard grounding)

La separazione dalla rete sarà garantita dal trasformatore bassa – media tensione (TR BT/MT) non compreso nell'inverter.

Gli inverter soddisferanno i seguenti requisiti minimi:



- ✓ 1995 kVA con tensione di isolamento massima pari o superiore a 1500V lato DC.

<i>Requisiti</i>	<i>Caratteristiche</i>
Potenza di picco	limitata elettronicamente al valore di impianto
Potenza nominale	1995 kVA
Tensione massima Vdc	≤ 1500 Vdc
Tensione Nominale Uscita AC:	640 V + 10 %
Dispositivo di generatore	Contattore interno
Rendimento Massimo	> 99,7 %
Temperatura di esercizio	-25 + 62 °C
Compatibilità EM	EN61000 6-2 e 6-4
Marcatura CE	CEI 0-16
	CEI EN 61000-6-3 - CEI EN 61000-6-1 -
	CEI EN 61000-3-12

- ✓ 1500 kVA con tensione di isolamento massima pari o superiore a 1500V lato DC.

<i>Requisiti</i>	<i>Caratteristiche</i>
Potenza di picco	limitata elettronicamente al valore di impianto
Potenza nominale	1500 kVA
Tensione massima Vdc	≤ 1500 Vdc
Tensione Nominale Uscita AC:	640 V \pm 10 %
Dispositivo di generatore	Contattore interno
Rendimento Massimo	> 99,7 %
Temperatura di esercizio	-25 + 62 °C
Compatibilità EM	EN61000 6-2 e 6-4
Marcatura CE	CEI 0-16
	CEI EN 61000-6-3 - CEI EN 61000-6-1 -
	CEI EN 61000-3-12

- ✓ 998 kVA con tensione di isolamento massima pari o superiore a 1500V lato DC.

<i>Requisiti</i>	<i>Caratteristiche</i>
Potenza di picco	limitata elettronicamente al valore di impianto
Potenza nominale	998 kVA
Tensione massima Vdc	≤ 1500 Vdc
Tensione Nominale Uscita AC:	640 V \pm 10 %
Dispositivo di generatore	Contattore interno
Rendimento Massimo	> 99,7 %
Temperatura di esercizio	-25 + 62 °C
Compatibilità EM	EN61000 6-2 e 6-4
Marcatura CE	CEI 0-16
	CEI EN 61000-6-3 - CEI EN 61000-6-1 -
	CEI EN 61000-3-12



4.1.4.4. Trasformatore

Il trasformatore MT/BT sarà del tipo a due avvolgimenti in olio con raffreddamento ONAN. Le tensioni primario e secondario saranno stabilite in base al valore della tensione di uscita dell'inverter e di quella della rete a cui l'impianto è connesso.

I trasformatori di potenza saranno da:

- ✓ 2.000 kVA, la tabella seguente riassume le caratteristiche dei trasformatori che verranno utilizzati nell'impianto:

Potenza	2.000 kVA
Livello isolamento	24kV a perdite ridotte
Tensione di fase del primario	20.000 Vac
Caratteristiche del secondario	singolo
Tensione di fase del secondario	640 Vac
Dimensioni	3230x2640x2240
Peso	5000kg

- ✓ 1.500 kVA, la tabella seguente riassume le caratteristiche dei trasformatori che verranno utilizzati nell'impianto:

Potenza	1.500 kVA
Livello isolamento	24kV a perdite ridotte
Tensione di fase del primario	20.000 Vac
Caratteristiche del secondario	singolo
Tensione di fase del secondario	640 Vac
Dimensioni	3230x2640x2240
Peso	5200kg

- ✓ 1.000 kVA, la tabella seguente riassume le caratteristiche dei trasformatori che verranno utilizzati nell'impianto:

Potenza	1.000 kVA
Livello isolamento	24kV a perdite ridotte
Tensione di fase del primario	20.000 Vac
Caratteristiche del secondario	singolo
Tensione di fase del secondario	640 Vac
Dimensioni	2660x2640x2240
Peso	4500kg

4.1.4.5. Cabine elettriche di trasformazione, cabina di impianto e consegna

Le **cabine di trasformazione** saranno costituite da un edificio di dimensioni 8,25 m x 2,40 m x 2,95 m suddiviso in tre sezioni:

- Una sezione contenete gli inverter, quadri BT e i servizi ausiliari;
- Una sezione dedicata all'unità di trasformazione;
- Una sezione contenente il locale MT.

La **cabina di impianto** sarà costituita da un edificio di dimensioni 3,00 m x 2,40 m x 2,95 m suddiviso in due sezioni:



- una sezione contenente il locale MT;
- una sezione contenente il locale misure.

La **Cabine di consegna** sarà costituita da un edificio di dimensioni 2,50 m x 12,50 m .

4.1.4.6. Sistema di accumulo di energia a batterie (B.E.S.S.)

Il sistema BESS avrà una potenza di 10,00 MW e sarà costituito da batterie del tipo a litio. La configurazione finale del sistema BESS, in termini di numero di sistemi di conversione e di numero di moduli di batteria sarà descritta in seguito. La superficie occupata dal BESS sarà di circa 3.700 mq, l'altezza dei container, di tipo standard, sarà di circa 3 m.

Parametri ambientali del sito di installazione

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

- | | |
|-------------------------|--|
| - Pressione atmosferica | 1019 hPa |
| - Temperatura dell'aria | valore medio 15°C, con variazione da -15°C a +40°C |
| - Umidità dell'aria | valore medio 50%, con variazione da 35% a 100% |
| - Altitudine | 35 m s.l.m. |
| - Classe sismica | 3 (sismicità bassa) |
| - Ambiente | agricolo |

Descrizione dei componenti del sistema BESS

Il sistema BESS, un impianto di accumulo elettrochimico di energia la cui funzione è di immagazzinare e rilasciare energia elettrica alternando fasi di carica e fasi di scarica. L'impianto è costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia ed alla conversione bidirezionale della stessa energia elettrica in media tensione. La tecnologia di accumulatori (batterie a litio) è composta da celle elettrochimiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in appositi armadi in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente. Ogni armadio è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema BMS (Battery Management System – Sistema di controllo batterie).

Componenti principali del sistema BESS:

- Il Sistema di accumulo, il quale è composto da:
- Num. 8 coppie Assemblato Batterie da 1.25 MW
- Num. 2 PCS - Sistema di conversione della corrente (AC-DC e viceversa) con potenza da 5.000 kVA
- Trasformatori di potenza MT/BT
- Quadri Elettrici di potenza MT
- Sistema di gestione e controllo locale di assemblato batterie (BMS)
- Sistema locale di gestione e controllo integrato di impianto (SCI) - assicura il corretto funzionamento di ogni assemblato batterie azionato da PCS anche chiamato EMS (Energy Management System)
- Sistema Centrale di Supervisione (SCCI) che coordina l'esercizio del Gruppo della centrale e del sistema ESS
- Servizi Ausiliari
- Sistemi di protezione elettriche
- Cavi di potenza e di segnale
- Trasformatore di isolamento MT/MT
- Estensione /derivazione del Condotti Sbarre MT, di collegamento al sistema elettrico dei gruppi

- Container o quadri ad uso esterno equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi.

Caratteristiche tecnologiche delle batterie

La batteria impiegate per gli scopi progettuali sarà del seguente tipo:

- Batterie a ioni di Litio, presenta tensioni di cella in funzionamento variabili tra 3 - 4 V. La cella elementare è costituita da due elettrodi con interposto un elettrolita. L'elettrodo negativo o anodo è composto di carbonio con intercalati al suo interno ioni di Litio. L'elettrodo positivo o catodo è composto da un ossido di metallo con intercalati ioni di litio.

Le singole celle sono tra loro opportunamente collegate in serie e parallelo a formare moduli batterie con opportuni valori di tensione e corrente; questi moduli a loro volta vengono integrati in strutture equipaggiate con sistemi di controllo e di condizionamento ambientale. L'insieme di tali oggetti costituisce l'apparecchiatura elettrica definita "batteria".

Inoltre, le batterie, saranno sigillate e posizionate all'interno dei container dotati di impianti di condizionamento.

Supervisione e controllo del sistema

Le principali funzioni del Sistema di controllo batterie - BMS (Battery Management System) saranno:

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

Le principali funzionalità del sistema di monitoraggio del BMS saranno:

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

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

- Gestione della carica/scarica degli assemblati batterie
- Gestione dei blocchi e interblocchi degli assemblati batterie
- Protezione degli assemblati batterie
- Protezione dei convertitori.

Le principali funzioni di competenza del sistema integrato SCI saranno:

- Consentire l'esercizio in locale dei singoli moduli batteria, mediante funzioni di protezione, comando e interblocco
- Operare l'esercizio remoto dell'impianto
- Comunicazione con il Sistema Centrale di Supervisione (SCCI), che in questa fase è identificato nel DCS (Distributed Control System) dei gruppi termoelettrici della centrale in funzione (PF5) che posseggono una control room presidiata e che avrà, oltre alla funzione, già espletata, di coordinare l'esercizio dei gruppi termoelettrici anche quella di supervisionare il nuovo EES.

PCS – Sistema di conversione della corrente

Le batterie verranno interfacciate con la rete attraverso un sistema di conversione denominato PCS di adeguata potenza per permettere la conversione AC/DC in modo bidirezionale. I PCS sono costituiti da:

- Inverter
- Trasformatore MT/BT
- Dispositivi di sezionamento e messa a terra
- Sistema di controllo SCC
- Protezioni e misure
- Impianto di condizionamento

Ciascun PCS è collocato all'interno di idoneo cabinato/shelter, predisposto per il passaggio cavi a pavimento e dotato di propri sistemi di raffreddamento atti ad evacuare il calore prodotto, tenendo anche conto dell'irraggiamento solare.

Accorgimenti impiantistici per la rispondenza alla compatibilità elettromagnetica

I moduli di conversione, realizzeranno la trasformazione da alimentazione DC, lato batterie, ad AC lato rete in modo bi-direzionale. Ogni modulo di conversione risponderà ai requisiti della normativa vigente (IEC 61000) per quanto riguarda l'emissione elettromagnetica.

Ogni modulo sarà equipaggiato con un set di opportuni filtri:

- Filtri RFI prevedranno inoltre opportuni filtri antidisturbo
- Filtri LC sinusoidali opportunamente dimensionati, saranno realizzati ed accordati per ottenere forme d'onda di corrente e tensione in uscita, ad ogni livello di carico.

Di seguito si elencano le principali fonti normative e tecniche di riferimento:

- Normativa IEC 62103-IEEE 1031-2000
- EMC: CISPR 11-level A
- Conformità a IEC/EN 61800-3.

Tali filtri saranno in grado di evitare la trasmissione di disturbi a frequenza elevate attraverso i conduttori di potenza. L'emissione irradiata invece sarà evitata grazie all'installazione in container metallico. La messa a terra dei containers, la gestione del sistema DC isolato da terra, la presenza del trasformatore BT/MT che assicurerà un isolamento galvanico della sezione di conversione rispetto al punto di connessione MT, consentiranno di evitare i disturbi anche attraverso modalità di accoppiamento di modo comune. I cavi tripolari MT saranno schermati e collegati a terra su entrambi gli estremi del cavo, mentre i cavi unipolari MT saranno schermati e collegati a terra su un solo estremo del cavo. I cavi tripolari BT saranno schermati e collegati a terra su un entrambi gli estremi del cavo. Gli accorgimenti su menzionati garantiscono il rispetto dei limiti di riferimento per i campi elettromagnetici.

Caratteristiche dei containers

La struttura dei containers sarà del tipo autoportante metallica, per stazionamento all'aperto, costruita in profilati e pannelli coibentati. La struttura consentirà il trasporto, nonché la posa in opera in un unico blocco sui supporti, con tutte le apparecchiature già installate a bordo e senza che sia necessario procedere allo smontaggio delle varie parti costituenti il singolo container. L'unica eccezione riguarderà i moduli batteria, che se necessario, saranno smontati e trasportati a parte. Nei container sarà previsto dove necessario, un impianto di condizionamento e ventilazione, idoneo a mantenere le condizioni ambientali interne ottimali per il funzionamento dei vari apparati. Il grado di protezione minimo dei container sarà di IP54.

Sarà previsto un sistema anti-effrazione con le relative segnalazioni. La struttura, inoltre, sarà antisismica nel rispetto delle norme tecniche per le costruzioni (D.M. 17/01/2018).

Sistema rivelazione incendi

Tutti i contenitori batterie, convertitori, quadri elettrici saranno dotati di rivelatori incendi. I contenitori batterie saranno inoltre equipaggiati con relativo sistema di estinzione specifico per le apparecchiature contenute all'interno. Estintori portatili e carrellati saranno, inoltre, posizionati in prossimità dei moduli batterie, dei convertitori di frequenza e dei quadri elettrici. Le segnalazioni provenienti dagli impianti antincendio saranno integrate nell'esistente sistema di allarme antincendio della centrale.

Servizi ausiliari

I servizi ausiliari consisteranno in:

- Illuminazione ordinaria e di sicurezza
- Forza motrice di servizio
- Sistema di condizionamento ambientale
- Sistema di ventilazione
- Alimentazione sistema di controllo locale (sotto UPS).

Collegamento sistema conversione in Media Tensione

In riferimento al paragrafo precedente relativo al sistema di conversione mediante valvole IGBT da corrente continua a corrente alternata in Bassa Tensione, si è menzionata la necessità di elevare, mediante trasformatori, la tensione in Media Tensione. Tali trasformatori saranno collegati tra di loro in configurazione stella e avranno il compito di distribuire la potenza erogata/assorbita dalle batterie verso i quadri di media tensione. Da un punto di vista funzionale i quadri avranno quindi il compito di:

Dispacciare la totale potenza erogata/assorbita dal sistema di stoccaggio mediante una cella apposita che sarà in assetto classico "montante di generazione". Alimentare i servizi ausiliari di tutti i contenitori che alloggiavano le batterie e i PCS mediante una cella in assetto classico "distributore".

Il sistema BESS attraverso un quadro MT ubicato nella cabina di consegna sarà collegato in parallelo all'impianto Fotovoltaico.

4.1.4.7. Cavidotto MT

Dalla cabina generale (cabina di consegna) la connessione dell'impianto Fotovoltaico, con annesso sistema BESS, alla Stazione Elettrica di Utenza avviene tramite Cavidotto MT lunghezza pari a circa 6,50 km.

4.1.4.8. Stazione elettrica di utenza, impianto di utenza e impianto di rete per la connessione

Le opere di utenza e di rete per la connessione (Stazione Elettrica di Utenza, Impianto di Utenza e Impianto di rete per la Connessione) consistono nella realizzazione delle seguenti opere:

- Stazione utente di trasformazione 150/20 kV, comprendente un montante TR equipaggiato con scaricatori di sovratensione ad ossido di zinco, Complesso multifunzione compatto (Interruttore, TA e sezionatore di linea con lama di terra), TV per misure di energia e TVC per protezioni e misure di stazione; inoltre sarà realizzato un edificio che ospiterà le apparecchiature di media e bassa tensione;
- n. 1 sbarre di condivisione con altri produttori equipaggiato con Modulo Ibrido (con Interruttore, Sezionatore, TA e TVI) Terminale cavi;

La connessione tra la stazione elettrica di utenza e la sbarra di condivisione avverrà in tubo rigido in alluminio, mentre la connessione tra la sbarra di condivisione e la SE RTN avverrà per mezzo di un conduttore costituito da una corda rotonda compatta e tamponata composta da fili di alluminio, conforme alla Norma IEC 60228 per conduttori di Classe 2; l'isolamento sarà composto da uno strato di polietilene reticolato (XLPE) adatto ad una temperatura di esercizio massima continuativa del conduttore pari a 90° (tipo ARE4H1H5E). I cavi saranno installati con configurazione in piano, come riportato nel disegno allegato,

all'interno di tubi diametro Ø250.

La lunghezza del cavo AT è pari a mt. 80 circa. Per quanto concerne le modalità di posa del cavo AT, al momento si prevede una posa completamente in trincea; ad ogni modo saranno svolte ulteriori indagini (anche tramite utilizzo di georadar) per valutare la presenza di eventuali sotto-servizi esistenti (cavi di potenza, condotte metalliche, gasdotti, ecc.) e, qualora se ne dovesse riscontrare la presenza, il tratto di cavidotto interessato sarà realizzato mediante trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.).

Le opere di rete per la connessione, (stallo RTN n. 1 posto all'interno della SE RTN di San Marco in Lamis) sarà allestito con l'installazione dei seguenti componenti:

- sezionatore verticale di sbarra;
- interruttore;
- trasformatore amperometrico – TA;
- sezionatore orizzontale tripolare;
- trasformatore di tensione induttivo – TV;
- scaricatore ad ossido di zinco;
- terminale AT.

Tutte le apparecchiature sopra citate e le relative fondazioni in c.a. saranno in accordo all'unificazione di TERNA, cui sarà connesso il cavo AT, come da immagine sotto allegata:

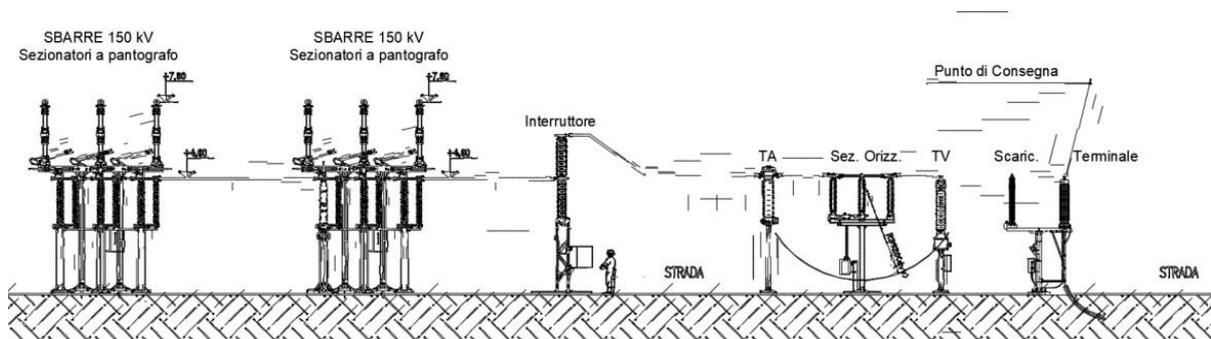
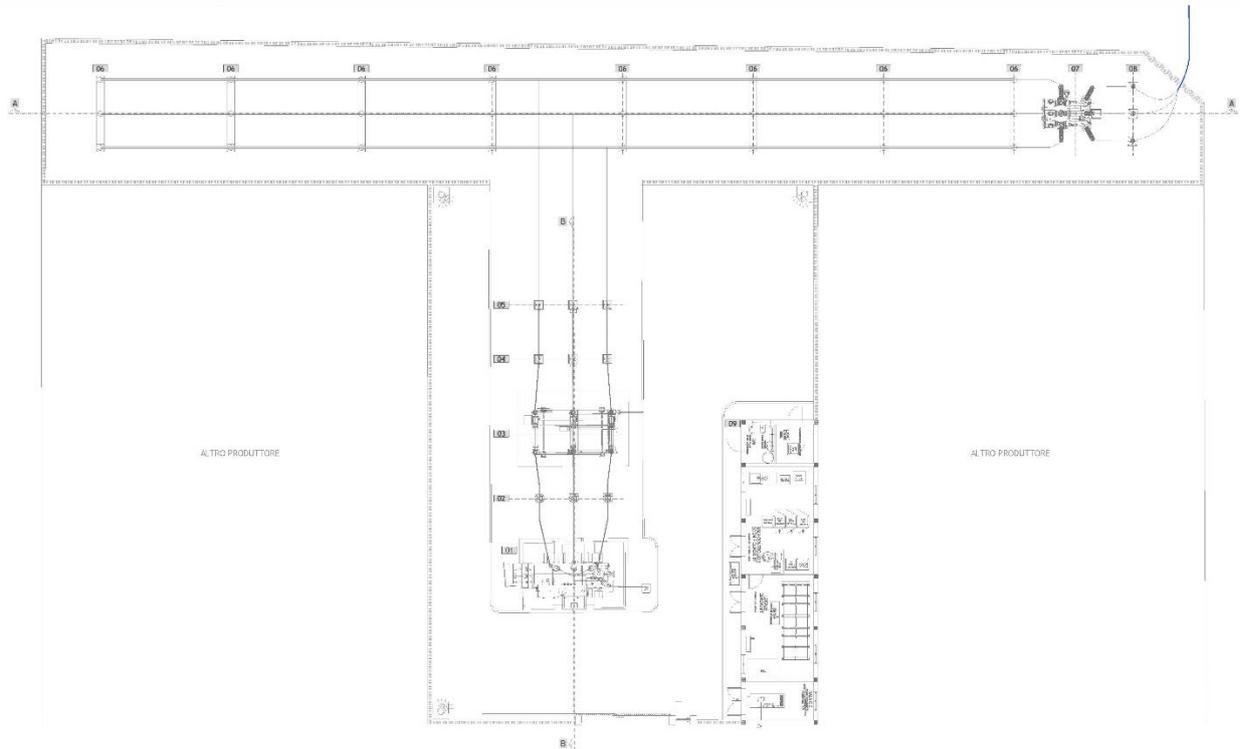


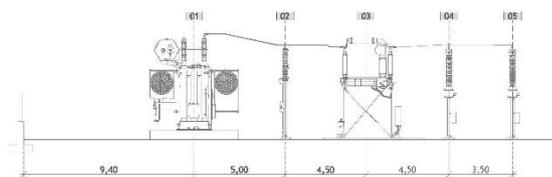
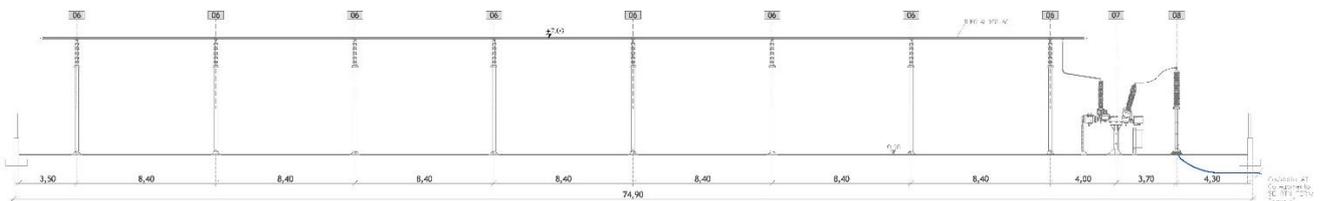
Figura 2: sezione stallo RTN assegnato



Si riportano la planimetria elettromeccanica con relative sezioni della soluzione tecnica innanzi generalizzata:



Planimetria Elettromeccanica



Sezioni Elettromeccaniche

LEGENDA OPERE IN PROGETTO	
RIF.	DESCRIZIONE
01	Trasformatore di potenza 150/20 kV
02	Scaricatore di terra
03	Compass
04	Trasformatore di tensione induttivo per misure fiscali
05	TVC per protezione e misure
06	Portale sbarre
07	Modulo ibrido
08	Terminale cavo
09	Edificio quadri

4.1.4.9. Cavi BT, MT e AT

I Cavi saranno posati all'interno di cavidotti in PEAD posati a quota $-50 \div -70$ cm e raccordati tra loro mediante pozzetti di ispezione.

I cavi BT di collegamento tra cassette di parallelo stringa e i quadri di campo saranno:

- ARG7 R
- Sezione minima calcolata tenendo conto di una caduta di tensione massima ammissibile $< 1\%$.

Nel caso le stringhe provenienti da una fila si dovranno attestare in una cassetta di stringa presente nella fila successiva o precedente, i cavi di tipo FG21M21 dovranno essere posati entro tubo corrugato di tipo pesante aventi caratteristiche meccaniche DN450 \varnothing 200mm.

I cavi MT saranno:

- In alluminio con formazione ad elica visibile del tipo ARE4H5EX;
- conformi alla specifica tecnica ENEL DC4385;
- Sezione minima calcolata tenendo conto di una caduta di tensione massima ammissibile $< 0,5\%$.

La posa sarà prevista direttamente interrata a $-100 \div -120$ cm con protezione anti sfondamento da escavazione senza corrugati o manufatti di posa interposti con il terreno.

Tutte le operazioni per loro messa in opera dovranno saranno eseguite secondo le norme CEI 20-13, 20-14, 20-24.

I cavi AT saranno:

- In alluminio del tipo ARE4H1H5E;
- conformi alla CEI 60840;
- Sezione minima calcolata tenendo conto di una caduta di tensione massima ammissibile $< 0,5\%$.

La posa sarà prevista direttamente interrata a $-120 \div -150$ cm con protezione anti sfondamento da escavazione senza corrugati o manufatti di posa interposti con il terreno.

4.1.4.10. Sicurezza Elettrica

La protezione contro le sovracorrenti, i contatti diretti ed indiretti e le fulminazioni sarà assicurata in quanto tutte le componenti impiantistiche così come la progettazione definitiva rispetteranno quanto previsto dalle Norme CEI in materia.

4.1.4.11. Livellamenti

All'intero del **parco fotovoltaico** sarà necessaria una pulizia propedeutica del terreno dalle graminacee e dalle piante selvatiche preesistenti.

L'adozione della soluzione a palo infisso senza fondazioni ridurrà praticamente a zero la necessità di livellamenti localizzati, necessari invece in caso di soluzioni a plinto.

Saranno necessari degli sbancamenti localizzati nelle sole aree previste per la posa delle cabine prefabbricate. La posa della recinzione sarà effettuata in modo da seguire l'andamento del terreno. Il profilo generale del terreno non sarà comunque modificato, lasciando così intatto il profilo orografico preesistente del territorio interessato. Né saranno necessarie opere di contenimento del terreno. In generale gli interventi di spianamento e di livellamento, dovendo essere ridotti al minimo, saranno ottimizzati in fase di direzione lavori.

4.1.4.12. Viabilità interna e finitura

Le strade e piazzali di servizio destinati alla circolazione interna, saranno realizzate mediante pavimentazione con misto granulometrico stabilizzato, si riporta di seguito dettaglio:



4.1.4.13. Recinzioni

Il **parco fotovoltaico** è suddiviso in zone, ciascuna delimitata da recinzioni metalliche integrate da un impianto di allarme antintrusione e di videosorveglianza.

La recinzione continua lungo il perimetro dell'area d'impianto sarà costituita da elementi modulari rigidi (pannelli) in tondini di acciaio elettrosaldati di diverso diametro che le conferiscono una particolare resistenza e solidità. Essa offre una notevole protezione da eventuali atti vandalici, lasciando inalterato un piacevole effetto estetico e costituisce un sistema di fissaggio nel rispetto delle norme di sicurezza.

La recinzione avrà altezza complessiva di circa 250 cm con pali di sezione 60x60 mm disposti ad interassi regolari con 4 fissaggi su ogni pannello ed infissi nel terreno previa trivellazione.

In prossimità degli accessi principali saranno predisposti un cancello metallico per gli automezzi della larghezza di cinque metri e dell'altezza di due e uno pedonale della stessa altezza e della larghezza di un metro.

A mitigazione dell'impatto paesaggistico, la recinzione sarà inoltre integrata con una siepe realizzata con essenze autoctone.

In particolare, la barriera vegetazionale sarà realizzata con specie autoctone tra cui: Biancospino (*Crataegus monogyna*), Rosmarino (*Salvia rosmarinus*), Alloro (*Laurus nobilis*), Mirto (*Myrtus*), Fillirea (*Phillyrea*), Pungitopo (*Ruscus aculeatus*).

Per gli opportuni approfondimenti si rimanda all'elaborato grafico:

- 203607_D_D_0146 Recinzione impianto integrata con barriera vegetazionale;

La recinzione esterna del **Sistema BESS** si prevede del tipo cieco realizzata interamente in cemento armato di altezza 2,50 m fuori terra, spessore 30 cm. Per l'ingresso all'impianto, si prevede un cancello carrabili, larghi 7,00 metri e un cancello pedonale, inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato.

La **stazione elettrica di utenza** sarà delimitata da recinzioni costituita da muri a mensola in cemento armato con base rettangolare di 0,90m ed un'altezza di 1,60m.

Su tali elementi strutturali verranno inseriti degli elementi prefabbricati in c.a. di dimensione 10x15 cm che completano la recinzione della sottostazione.

In prossimità dell'accesso sarà predisposto un cancello carraio scorrevole, conforme alle dimensioni ed alle indicazioni riportate negli specifici elaborati di dettaglio.

Il cancello sarà in acciaio zincato a caldo, sarà completo di tutti gli accessori di movimento, segnalazione e manovra, nel rispetto delle vigenti normative in materia di sicurezza e antinfortunistica (sistemi di blocco, guide, binari, cremagliere, pistoni idraulici, cerniere, maniglie).

4.1.4.14. Regimentazione delle acque

Durante la fase di esercizio dell'Impianto Fotovoltaico, vista la tipologia di installazione scelta, ovvero pali infissi in acciaio, non si ha alcuna significativa modifica del naturale deflusso delle acque: la morfologia del suolo e la composizione del soprassuolo vegetale non vengono alterati.

Si precisa che la pulizia dei pannelli, fondamentale per assicurare una buona efficienza di conversione dell'energia solare catturata, sarà effettuata semplicemente con acqua, senza detergenti, con frequenza semestrale, in ragione di circa 150 m³/anno di acqua che andrà a dispersione direttamente nel terreno. La pulizia dei pannelli ha lo scopo di eliminare il deposito di sporcizia, derivante da polveri, pollini, escrementi di volatili e sporco generico che inibisce parte delle performance potenziali dell'impianto.

Il Progetto non produce, dunque, acque reflue da depurare che possono costituire un fattore di rischio per la qualità delle acque superficiali e sotterranee.

4.1.4.15. Sistema di illuminazione

L'impianto di illuminazione esterno sarà costituito da 2 sistemi:

- illuminazione perimetrale
- illuminazione esterna cabine di trasformazione e di consegna

Illuminazione perimetrale

Sarà realizzato un impianto di illuminazione coordinato con l'impianto per la videosorveglianza con lampade poste nelle immediate vicinanze delle telecamere e quindi sulla sommità dei pali.

Illuminazione esterna cabine di trasformazione e di consegna

Saranno inserite delle lampade in corrispondenza delle cabine di trasformazione e di consegna per l'illuminazione delle piazzole per manovre e sosta.

4.1.5. PRODUZIONE DI RIFIUTI

Il processo di generazione di energia elettrica mediante pannelli fotovoltaici non comporta la produzione di rifiuti. In fase di cantiere, trattandosi di materiali pre-assemblati, si avrà una quantità minima di scarti (metalli di scarto, piccole quantità di inerti, materiale di imballaggio delle componenti elettriche e dei pannelli fotovoltaici) che saranno conferiti a discariche autorizzate secondo la normativa vigente. L'impianto fotovoltaico, in fase di esercizio, non determina alcuna produzione di rifiuti (salvo quelli di entità trascurabile legati alla sostituzione dei moduli fotovoltaici od apparecchiature elettriche difettose). Una volta concluso il ciclo di vita dell'impianto i pannelli fotovoltaici saranno smaltiti secondo le procedure stabilite dalle normative vigenti al momento. In fase di dismissione si prevede di produrre una quota limitata di rifiuti, legata allo smantellamento dei pannelli e dei manufatti (recinzione, strutture di sostegno), che in gran parte potranno essere riciclati e per la quota rimanente saranno conferiti in idonei impianti. Si segnala inoltre che la tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali, valida per i pannelli a silicio cristallino è una realtà industriale che va consolidandosi sempre più. Durante la fase di esercizio il principale rifiuto potenzialmente producibile sarà costituito dalle batterie, le quali hanno una durata di circa 20 anni. Tale rifiuto è sottoposto alla normativa sui RAEE e inviato agli impianti di recupero poiché costituito da componenti ed elementi metallici per la produzione di nuove batterie. Inoltre, il fornitore del sistema BESS fornirà idonee documentazioni nella quale verranno descritte le modalità gestionali e tecniche del processo di riciclaggio e smaltimento nonché le relative tempistiche e gli aspetti di sicurezza.

A titolo puramente di esempio è interessante menzionare il caso di costruzione di un impianto fotovoltaico in Germania, che reimpiega per il 90% materiali riciclati.

Fase di costruzione

Nel corso di tale fase, si effettua: la sistemazione dell'area attualmente libera, il trasporto del materiale elettrico ed edile, lo scavo per la realizzazione delle fondazioni delle cabine e la posa dei collegamenti elettrici, l'installazione dei diversi manufatti (strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, cabine, recinzione e cancello, pali di illuminazione e videosorveglianza).

La sistemazione dell'area è finalizzata a rendere praticabili le diverse zone di installazione dei moduli ovvero ad effettuare una pulizia propedeutica del terreno dalle piante selvatiche infestanti e dai cumuli erbosi, a predisporre le aree piane in corrispondenza delle cabine ed a definire o consolidare il tracciato della viabilità di servizio interna all'area d'impianto.

Oltre ai veicoli per il normale trasporto giornaliero del personale di cantiere, saranno presenti in cantiere autogru per la posa delle cabine e degli inverter, muletti per lo scarico e il trasporto interno del materiale, escavatori a benna per la realizzazione dei cavidotti. Al termine dell'installazione e, più in generale, della fase di cantiere, saranno raccolti tutti gli imballaggi dei materiali utilizzati, applicando criteri di separazione tipologica delle merci, con riferimento al D. Lgs 152 del 3/04/2006, in modo da garantire il corretto recupero o smaltimento in idonei impianti.

Fase di esercizio

L'impianto fotovoltaico non richiederà, di per sé, il presidio da parte di personale preposto.

L'impianto, con annesso sistema BESS, verrà esercito a regime mediante il sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento e di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature da remoto o, in caso di necessità, di rilevare eventi che richiedano l'intervento di squadre specialistiche.

Nel periodo di esercizio dell'impianto, la cui durata è indicativamente di almeno 30 anni, non sono previsti ulteriori interventi, fatta eccezione per quelli di controllo e manutenzione, riconducibili alla verifica periodica del corretto funzionamento, con visite preventive od interventi di sostituzione delle eventuali parti danneggiate e con verifica dei dati registrati.

Le visite di manutenzione preventiva sono finalizzate a verificare le impostazioni e prestazioni standard dei dispositivi e si provvederà, nel caso di eventuali guasti, a riparare gli stessi nel corso della visita od in un momento successivo quando è necessario reperire le componenti da sostituire.

Il terreno, per la parte non utilizzata, potrà essere recuperato consentendo la crescita del manto erboso nelle fasce libere tra le file dei moduli fotovoltaici ed anche sotto a questi; per evitare la crescita eccessiva dell'erba e per il suo mantenimento dovranno essere effettuati tagli periodici.

4.1.6. CUMULO CON ALTRI PROGETTI

Attualmente l'area è circondata da altri insediamenti industriali. Date le tipologie di attività adiacenti e di impatti generati sulle componenti ambientali dell'impianto in oggetto, si ritiene con buona approssimazione che il progetto non interferisca con altri progetti di opere limitrofe e non generi conflitti di eventuali risorse disponibili in loco. Esso infatti non genera emissioni gassose in atmosfera (a parte quelle trascurabili prodotte dai camion per il trasporto dei rifiuti), né scarichi idrici nel sottosuolo e non introduce perturbazioni all'ambiente.

In definitiva non sono previsti altri progetti che in qualche modo possano interagire con l'impianto fotovoltaico in oggetto.

4.2. DESCRIZIONE FASI

4.2.1. FASE DI CANTIERE

Nel corso di tale fase, si effettua: la sistemazione dell'area attualmente libera, il trasporto del materiale elettrico ed edile, lo scavo per la realizzazione delle fondazioni delle cabine e la posa dei collegamenti elettrici, l'installazione dei diversi manufatti (strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, cabine, recinzione e cancello).



La sistemazione dell'area è finalizzata a rendere praticabili le diverse zone di installazione dei moduli ovvero ad effettuare una pulizia propedeutica del terreno dalle piante selvatiche infestanti e dai cumuli erbosi, a predisporre le aree piane in corrispondenza delle cabine ed a definire o consolidare il tracciato della viabilità di servizio interna all'area d'impianto.

Oltre ai veicoli per il normale trasporto giornaliero del personale di cantiere, saranno presenti in cantiere autogrù per la posa delle cabine e degli inverter, muletti per lo scarico e il trasporto interno del materiale, escavatori a benna per la realizzazione dei cavidotti. Al termine dell'installazione e, più in generale, della fase di cantiere, saranno raccolti tutti gli imballaggi dei materiali utilizzati, applicando criteri di separazione tipologica delle merci, con riferimento al D. Lgs 152 del 3/04/2006, in modo da garantire il corretto recupero o smaltimento in idonei impianti.

4.2.2. FASE DI GESTIONE E DI ESERCIZIO

L'impianto fotovoltaico non richiederà, di per sé, il presidio da parte di personale preposto.

L'impianto, infatti, verrà esercito, a regime, mediante il sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento e di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature da remoto o, in caso di necessità, di rilevare eventi che richiedano l'intervento di squadre specialistiche.

Nel periodo di esercizio dell'impianto, la cui durata è indicativamente di almeno 30 anni, non sono previsti ulteriori interventi, fatta eccezione per quelli di controllo e manutenzione, riconducibili alla verifica periodica del corretto funzionamento, con visite preventive od interventi di sostituzione delle eventuali parti danneggiate e con verifica dei dati registrati.

Le visite di manutenzione preventiva sono finalizzate a verificare le impostazioni e prestazioni standard dei dispositivi e si provvederà, nel caso di eventuali guasti, a riparare gli stessi nel corso della visita od in un momento successivo quando è necessario reperire le componenti da sostituire.

Il terreno, per la parte non utilizzata, potrà essere recuperato consentendo la crescita del manto erboso nelle fasce libere tra le file dei moduli fotovoltaici ed anche sotto a questi; per evitare la crescita eccessiva dell'erba e per il suo mantenimento dovranno essere effettuati tagli periodici.



4.3. TEMPI DI ESECUZIONE DEI LAVORI

Si riporta di seguito diagramma dei tempi di esecuzione dei lavori:

DIAGRAMMA DI GANTT (FASI ATTUATIVE IMPIANTO FOTOVOLTAICO)																																																				
ATTIVITA FASI LAVORATIVE	mese 1				mese 2				mese 3				mese 4				mese 5				mese 6				mese 7				mese 8				mese 9				mese 10				mese 11				mese 12							
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
Redazione progetto esecutivo	■	■	■	■																																																
Deposito opere civili	■	■	■	■																																																
Picchettamento delle aree					■	■	■	■																																												
Realizzazione area di cantiere e recinzione provvisoria					■	■	■	■																																												
Realizzazione della viabilità									■	■	■	■																																								
Livellamenti delle aree									■	■	■	■																																								
Realizzazione recinzione definitiva									■	■	■	■																																								
Installazione di pali di illuminazione e videosorveglianza									■	■	■	■																																								
Realizzazione basamenti cabine di campo, di consegna ed edificio quadri									■	■	■	■																																								
Realizzazione sistema di accumulo di energia a batterie BESS													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Realizzazione linee elettriche BT													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Installazione dei tracker pannelli fotovoltaici													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Installazione pannelli fotovoltaici													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
collegamenti elettrici pannelli													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Posa in opera cabine di campo, di consegna ed edificio quadri													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Posa in opera di cavidotti MT													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Installazione inverter e quadri elettrici													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Realizzazione impianto di utenza per la connessione													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Realizzazione impianto di rete per la connessione													■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Regolazione e Collaudo finale																																	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Pulizia e sistemazione finale del sito																																													■	■	■	■				

4.4. DISMISSIONE D'IMPIANTO

La rimozione dei materiali, macchinari, attrezzature, e quant'altro presente nel terreno seguirà una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere e, precisamente, dal fatto se detti materiali potranno essere riutilizzati o portati a smaltimento e/o recupero (vedi pannelli fotovoltaici, strutture metalliche, ecc.). Quindi si procederà prima alla eliminazione di tutte le parti (apparecchiature, macchinari, cavidotti, ecc.) riutilizzabili, con loro allontanamento e collocamento in magazzino; poi si procederà



alla demolizione delle altre parti non riutilizzabili. Questa operazione avverrà tramite operai specializzati, dove preventivamente si sarà provveduto al distacco di tutto l'impianto. Tutte le lavorazioni saranno sviluppate nel rispetto delle normative al momento vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori. Tutte le operazioni di dismissione potranno essere eseguite in un periodo di tempo di 10 mesi. La realizzazione della dismissione procederà con fasi inverse rispetto al montaggio dell'impianto:

- Fase 1 – Smaltimento e riciclaggio dei materiali costituenti il sistema BESS;
- Fase 2 – Messa in sicurezza e dismissione opere elettriche e di connessione;
- Fase 3 – Smontaggio dei pannelli fotovoltaici;
- Fase 4 – Smontaggio delle strutture;
- Fase 5 – Demolizione cabine di trasformazioni e di campo;
- Fase 6 – Eliminazione cavidotti e infrastrutture accessorie;
- Fase 7 – Ripristino aree adibite a viabilità;
- Fase 8 – Demolizione stazione elettrica di utenza;
- Fase 9 – Ripristino dei terreni e delle aree con piantumazione di essenze arboree.

In generale si stima di realizzare la dismissione dell'impianto e di ripristinare lo stato dei luoghi in circa 12 mesi.

4.4.1. MEZZI D'OPERA RICHIESTI DALLE OPERAZIONI

Le lavorazioni sopra indicate, nelle aree precedentemente localizzate, richiederanno l'impiego di mezzi d'opera differenti:

- automezzo dotato di gru;
- pale escavatrici, per l'esecuzione di scavi a sezione obbligata;
- pale meccaniche, per movimenti terra ed operazioni di carico/scarico di materiali dismessi;
- autocarri, per l'allontanamento dei materiali di risulta.

4.4.2. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

L'ultima fase delle operazioni di dismissione consiste nel ripristino dello stato dei luoghi al fine di ricondurre il sito alle condizioni ante operam.

I lavori di ripristino si concentreranno sul trattamento e la rimodellazione della superficie coinvolta e nel successivo inerbimento. Potrà essere opportuno intervenire sulle aree della viabilità interna di impianto con opportuni riporti di terreno e ripiantumazione del manto erboso mediante operazioni di aratura e semina.

4.4.3. COMPUTO DEI COSTI DI DISMISSIONE

Si riporta di seguito tabella riepilogativa dei costi di dismissione:

INTERVENTO/DESCRIZIONE	PREZZO TOTALE
1 - SMONTAGGIO E SMALTIMENTO PANNELLI	€ 264.196,40
2 - SMONTAGGIO E SMALTIMENTO INSEGUITORI E RELATIVI ANCORAGGI	€ 494.665,60
3 - SMONTAGGIO E SMALTIMENTO PARTI ELETTRICHE	€ 144.071,51
4 - DISMISSIONE CABINE ELETTRICHE TRASFORMAZIONE, CABINA DI IMPIANTO E CABINA DI CONSEGNA + EDIFICI STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA	€ 97.354,09
5 - SMANTELLAMENTO RECINZIONE, IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA E RELATIVO SMALTIMENTO	€ 70.265,00
6 - SMANTIMENTO DELLA VIABILITA' INTERNA AL PARCO FV	€ 75.771,93
7 - DEMOLIZIONE E SMALTIMENTO OPERE IN CLS STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA	€ 17.158,75
8 - SMALTIMENTO STRADE E PIAZZALI STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA	€ 65.450,00
9 - DISMISSIONE CAVI BT/MT	€ 117.233,81
10 - DISMISSIONE ELETTRODOTTO AT	€ 332,00
11 - RIPRISTINO STATO DEI LUOGHI AREA IMPIANTO FV	€ 124.567,38
12 - RIPRISTINO STATO DEI LUOGHI STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA	€ 10.605,25
13 - DISMISSIONE BESS	€ 51.258,00

€ 1.532.929,74

È stata prodotta una stima dei costi di dismissione e ripristino dell'area interessata dal progetto dell'impianto. Detti costi, valutati in base al computo metrico mostrato, ammonteranno a circa **€ € 54.541,01 per ciascun MW installato**, per un totale di circa **€ 1.532.929,74**.

Si rimanda per ulteriori approfondimenti ai seguenti documenti:

- UWU1WA4_ComputoMetrico03- Computo metrico estimativo dismissione;
- UWU1WA4_ComputoMetrico04- Elenco prezzi con analisi nuovi prezzi dismissione.

**4.4.4. CRONOPROGRAMMA DELLE FASI ATTUATIVE DI DISMISSIONE**

Si riporta di seguito il cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione:

ATTIVITA' LAVORATIVE	1mese	2mese	3mese	4mese	5mese	6mese	7mese	8mese	9mese	10mese
Smaltimento e riciclaggio dei materiali costituenti il sistema BESS										
Smontaggio e smaltimento pannelli										
Smontaggio e smaltimento inseguitori e i relativi ancoraggi										
Demolizione e smaltimento cabine di trasformazione e cabina di campo + edifici stazione elettrica di utenza										
Smantellamento recinzione, impianto di illuminazione e videosorveglianza e relativo smaltimento										
Rimozione e smaltimento della viabilità interna al parco FV										
Demolizione e smaltimento opere in cls stazione elettrica di utenza										
Rimozione e smaltimento strade e piazzali stazione elettrica di utenza										
Dismissione cavidotto BT/MT										
Dismissione cavidotto AT										
Ripristino stato dei luoghi area impianto FV										
Ripristino stato dei luoghi BESS										
Ripristino stato dei luoghi stazione elettrica di utenza										

5. ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

L'immediato vantaggio offerto dall'esercizio dell'impianto di produzione di energia proposto è quello di non produrre inquinamento locale, dando un contributo al rispetto degli impegni nazionali per la riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile avrà anche effetti economici più direttamente percepibili dal territorio e dalla comunità locale:

- aumento dell'occupazione nelle attività connesse all'installazione e manutenzione degli impianti;
- azioni compensative da concordare tra proponente e amministrazione locale;

Per quanto riguarda i risvolti occupazionali dell'iniziativa, la realizzazione dell'impianto e la sua gestione, coinvolgeranno operatori di svariati settori: costruzioni, movimenti terra, impiantistica industriale, elettronica, trasporti. L'impianto a regime garantirà occupazione ad operai non specializzati per la sorveglianza e la manutenzione ordinaria dell'impianto, ed a personale qualificato per quanto riguarda le operazioni di manutenzione straordinaria sulla rete interna all'area di impianto ed alle apparecchiature legate alla conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

5.1. SVILUPPO SOCIO-ECONOMICO

Gli impatti in questo ambito sono principalmente positivi, cosa che comunque non impedisce di adottare una serie di misure che li incrementino, come ad esempio lo sfruttamento di subappalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di costruzione quanto in quella di gestione.

5.2. GENERAZIONE DI POSTI DI LAVORO

Nell'ambito delle attività lavorative indotte dall'inserimento della centrale fotovoltaica si sottolinea il prevalente coinvolgimento di personale e ditte del posto nelle fasi costruttive dell'impianto.

5.3. PROMOZIONE TURISTICA

La presenza dell'impianto potrà diventare un'attrattiva turistica se potenziata con accorgimenti opportuni, come l'organizzazione di visite guidate per scolaresche o gruppi, ai quali si mostrerà l'importanza delle energie rinnovabili ai fini di uno sviluppo sostenibile. Si può ricordare l'esempio di Varese Ligure che, premiata dalla Comunità Europea come comunità rurale più ecocompatibile d'Europa, grazie alla presenza di un impianto a fonti rinnovabili (fotovoltaico) sul territorio, ha riscosso notevole interesse da parte dei media ed ottenuto un conseguente ritorno d'immagine molto positivo.

