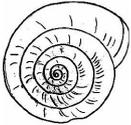




Comuni di
SANTERAMO IN COLLE (BA)
MATERA (MT)

PROGETTO DEFINITIVO
Impianto agrovoltaico "San Francesco"
della potenza di **30,158 MW in DC**

COMMITTENTE:



SANFRANCESCO Srl
Viale Duca d'Aosta, 51
39100 Bolzano
VAT: 03044290215
Tel: 0039 02 45440820

PROGETTAZIONE:

SOLAR KONZEPT ITALIA Srl
Via Fabio Filzi, 25/A
20124 Milano
VAT: 02988580219
Tel: 0039 02 45440820

IL TECNICO:

Dott. Arch. Marco Chiappa
Via Fabio Filzi, 25/A
20124 Milano
Tel: 0039 3388724465
Pec: chiappa.16531@oamilano.it

PD

PROGETTO DEFINITIVO

**RELAZIONE TECNICO
DESCRITTIVA IMPIANTO**

Tavola:

27

Data 1°emissione:
Ottobre 2022

Redatto:
M. Chiappa

Verificato:
M. Chiappa

Approvato:
M. Chiappa

Scala:

Protocollo SKI:

n° revisione

1
2
3
4

SKI01_2022

INDICE

1. INTRODUZIONE	5
2. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	10
2.1. L'ENERGIA SOLARE IN PUGLIA	17
2.2. STIMA DELLA PRODUZIONE ANNUA DELL'IMPIANTO	25
2.3. CARBON FOOTPRINT E COSTO ENERGETICO DEL FOTOVOLTAICO	36
2.4. VANTAGGI AMBIENTALI	42
2.5. VANTAGGI SOCIO-ECONOMICI	43
2.6. QUADRO NORMATIVO NAZIONALE AUTORIZZATIVO	47
2.7. NORMATIVA REGIONALE DI RIFERIMENTO	48
2.8. NORMATIVA TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO E SICUREZZA	48
3. IL SITO	53
3.1. DESCRIZIONE DEL SITO	53
3.2. DESCRIZIONE DELL'ACCESSO AL SITO	54
3.3. ANALISI DEGLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E TUTELA	57
3.4. ASPETTI GEOLOGICI, TOPOGRAFICI, IDROLOGICI E GEOTECNICI	57
3.5. LE INTERFERENZE	61
3.6. GLI ESPROPRI	62
3.7. IL PAESAGGIO, L'AMBIENTE ED I BENI TUTELATI	63
3.8. APPROFONDIMENTI SUI CAMPI ELETTRROMAGNETICI	65
3.9. APPROFONDIMENTI SULL'ACUSTICA	66
3.10. APPROFONDIMENTI SULL'ARCHEOLOGIA	67
4. IL PROGETTO	69
4.1. SCHEDE IDENTIFICATIVE DELL'IMPIANTO	69
4.2. AGROVOLTAICO	75
4.3. DESCRIZIONE GENERALE	76

4.4. CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA	78
4.5. MODULI FOTOVOLTAICI	80
4.6. STRUTTURE DI FISSAGGIO	83
4.7. INVERTER	86
4.8. QUADRO DI PARALLELO	87
4.9. DESCRIZIONE DELLE CABINE ANNESSE ALL'IMPIANTO E TRASFORMATORI MT/BT	88
4.10. QUADRO MT	94
4.11. TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	94
4.12. QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	95
4.13. QUADRO MISURE FISCALI (QMF E QMG)	95
4.14. POWER PLANT CONTROLLER (PPC)	95
4.15. COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	96
4.15.1. VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE	103
4.15.2. CALCOLO PERDITE DI POTENZA ATTIVA	104
4.16. COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE ESTERNI ALL'IMPIANTO	104
4.16.1. VERIFICA DELLA POTENZA IN REGIME PERMANENTE	104
4.16.2. CALCOLO DELLA POTENZA DISSIPATA	108
4.16.3. VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE	110
4.16.4. CALCOLO DELLA POTENZA ATTIVA	111
4.16.5. VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO	111
4.17. COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE INTERNI ALL'IMPIANTO	112
4.17.1. VERIFICA DELLA PORTATA IN REGIME PERMANENTE	112
4.17.2. VERIFICA DELLA CADUTA DI POTENZA	118
4.17.3. VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE	121
4.17.4. CALCOLO PERDITE DI POTENZA ATTIVA	123
4.17.5. VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO	123
4.18. RETE DI TERRA	124
4.19. SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO AGROPV	125
4.20. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	132
4.21. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	132
4.22. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	133
4.23. VIABILITÀ INTERNA	133
4.24. RECINZIONE	134

4.25. STAZIONE DI ELEVAZIONE MT/AT	136
4.26. OPERAZIONI INERENTI IL SUOLO	138
4.26.1. MANUTENZIONE	138
4.26.2. LAVAGGIO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	139
4.26.3. CONTROLLO DELLE PIANTE INFESTANTI	140
4.27. BIODIVERSITÀ E TUTELA DELL'ECOSISTEMA AGRICOLO	141
4.28. MITIGAZIONE VISIVA	142
4.29. ILLUMINAZIONE DI EMERGENZA E VIDEOSORVEGLIANZA	145
4.29.1. INQUINAMENTO LUMINOSO	145
4.29.2. VIDEOSORVEGLIANZA	145
4.30. IL PROGETTO ESECUTIVO	146
4.31. CRONOPROGRAMMA	148
<u>5. FASE DI CANTIERE</u>	<u>149</u>
<u>6. FASE DI ESERCIZIO</u>	<u>150</u>
<u>7. FASE DI DISMISSIONE - RICICLO COMPONENTI E RIFIUTI</u>	<u>150</u>
7.1. SMALTIMENTO STRINGHE FOTOVOLTAICHE	150
7.2. RECUPERO CABINE ELETTRICHE PREFABBRICATE	155
7.3. SMALTIMENTO CAVI ELETTRICI ED APPARECCHIATURE ELETTRONICHE, PALI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA	157
7.4. RECUPERO VIABILITÀ INTERNA	158
7.5. RECUPERO RECINZIONE	158
<u>8. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI</u>	<u>159</u>
<u>9. QUANTIFICAZIONE DEI COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO E TEMPISTICHE</u>	<u>160</u>
<u>10. PRIME INDICAZIONI SULLA SICUREZZA</u>	<u>161</u>
<u>11. COSTI INTERVENTO</u>	<u>164</u>

1. INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la “*Relazione tecnico descrittiva*” relativo al progetto di un impianto agrovoltaiico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite conversione fotovoltaica, della potenza nominale in DC di **30,158 MW** denominato “**Sanfrancesco**” in agro del Comune di Sateramo in Colle (BA) e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell’energia elettrica Nazionale (RTN) necessarie per la cessione dell’energia prodotta.

L’impianto agrovoltaiico sarà collegato tramite cavidotto interrato MT alla stazione di trasformazione e condivisione 30/150 kV, **già autorizzata** per i procedimenti PAUR di due iniziative della casa madre (Barberio Srl; Natuzzi Srl), sita nel comune di Matera (MT). Essa sarà collegata attraverso un cavo AT 150kV allo stallo condiviso 150kV interno alla SE Terna 150/380kV, localizzata nel Comune di Santeramo in Colle (BA), che rappresenta il punto di connessione dell’impianto alla RTN.

Terna S.p.A., ha rilasciato alla Società proponente la “Soluzione Tecnica Minima Generale” n. 201800567 del 04/03/2019, indicando le modalità di connessione che, al fine di razionalizzare l’utilizzo delle opere di rete per la connessione, prevede la condivisione, con ulteriori utenti, dello stallo AT nel futuro ampliamento della stazione di trasformazione RTN 380/150 kV di “Matera-lesce”.

La Società proponente ha inoltre stipulato un accordo di condivisione con le società Barberio Srl, Natuzzi Srl, Canadian Solar Construction Srl, Solare Italia Srl, Torna Sole Srl, al fine di condividere l’utilizzo della SE 30/150 kV e collegarsi allo stallo previsto nell’ampliamento della SE TERNA 380/150 kV “Matera-lesce”.

L’energia elettrica prodotta dall’impianto agrovoltaiico sarà elevata alla tensione di 150 kV mediante un trasformatore della potenza di 50-60 MVA ONAN/ONAF, collegato a un sistema di sbarre con isolamento in aria, che, con un elettrodotto interrato a 150 kV in antenna, si conetterà alla sezione 150 kV della SE Terna.

La Società proponente **SANFRANCESCO S.r.l.**, con sede legale alla Viale Duca d’Aosta, 51 – 39100 BOLZANO, intende realizzare l’impianto agrovoltaiico su di un terreno con destinazione agricola, esteso per circa Ha 61,3212 distinto in Catasto al Foglio 103 Particelle 328-327-325-323-319-326-324-306-179-307-303-182-545-305-543-305-543-304-546-180-329-331-499-498-333-183-337-335-336-181-347-23-119-194-523-520-257-522-515-279-521-291-281-524-280-525-124-31-14-344-157-345-214-163-15-187-216-284-217-55-131. La nuova Stazione Elettrica

di Trasformazione Utente 30/150 kV verrà realizzata su di un terreno distinto in Catasto al Foglio 19 Particelle 244, 199, 200, 201.



Il progetto si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità” le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;

- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, i criteri adottati e la compatibilità ambientale del progetto.

Il progetto è rivolto all'utilizzo del sole come risorsa per la produzione di energia pulita e alla coesistenza con l'agricoltura, elemento imprescindibile del progetto oltre che vocazione del territorio.

Il termine fotovoltaico deriva infatti dall'unione di due parole: "Photo" dal greco phos (Luce) e "Volt" che prende le sue radici da Alessandro Volta, il primo a studiare il fenomeno elettrico.

Quindi, il termine fotovoltaico significa letteralmente: **"elettricità dalla luce"**.

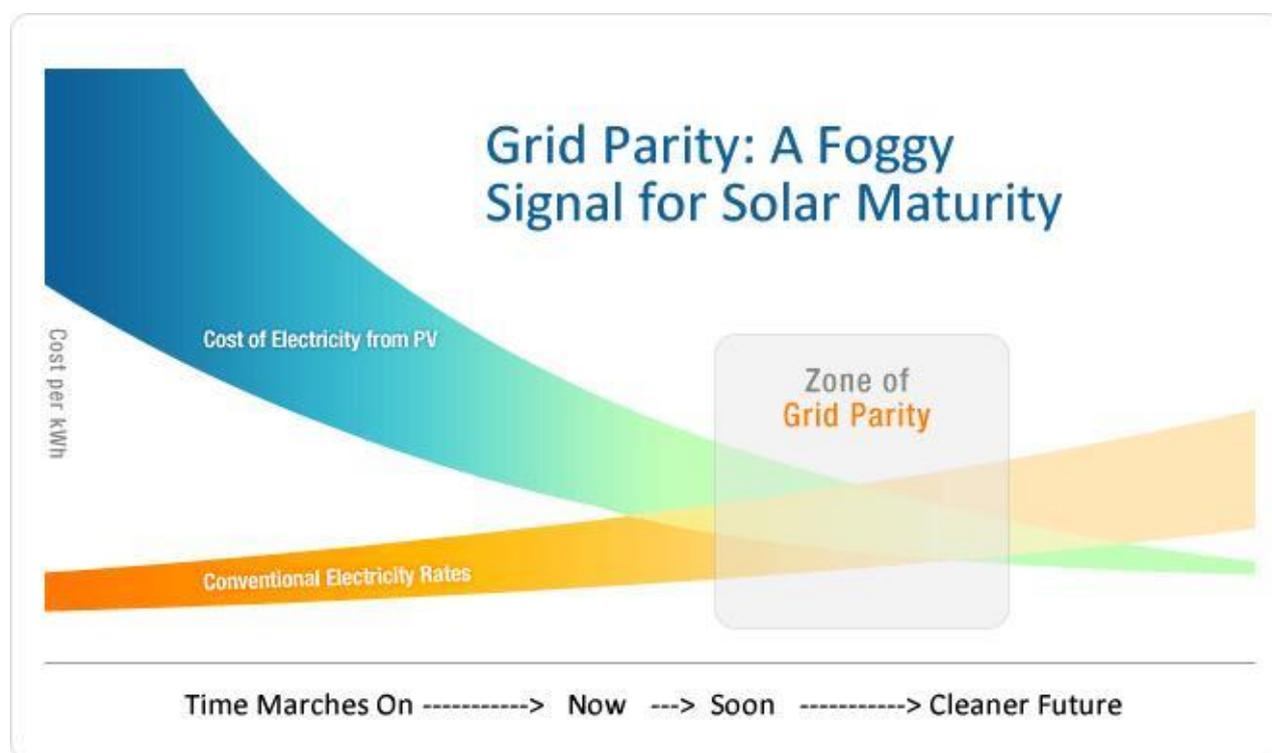
Il settore fotovoltaico italiano è in procinto di vivere una nuova fase molto importante del suo percorso di crescita, proiettato ormai verso uno stadio di completa maturazione. I target europei appena definiti per le fonti rinnovabili (32%) dal recente trilatero comunitario richiederanno molti sforzi su diversi fronti, e il fotovoltaico avrà sicuramente un ruolo da protagonista.



L'impianto agrovoltaico in oggetto appartiene alla tipologia di impianti eserciti in **grid-parity**. Nella terminologia tecnica in uso (maggio 2018), sta a significare che la produzione di energia elettrica da fonte solare è realizzata senza incentivi, con remunerazione economica somma

- i) della quota parte di energia elettrica scambiata con la rete e valorizzata economicamente in regime di Ritiro Dedicato o Scambio sul posto, e
- ii) del mancato costo di acquisto dell'energia elettrica per la quota auto consumata.

I due regimi commerciali gestiti dal GSE prevedono modalità di esercizio in autoconsumo totale o parziale, in ragione della classe di potenza impiantistica kWp, e del profilo energivoro del



cliente produttore soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico. All'esercizio in grid-parity è associato un costo di generazione del kWh fotovoltaico (Levelised Energy Cost), ma anche un Tasso interno di rendimento dell'investimento nella realizzazione impiantistica che deve essere confrontato con valori benchmark del TIR, per valutare se rischiare l'investimento (Condizione di Raggiungibilità della Grid-Parity). Per far sì che venga raggiunta la "parità" è necessario sfruttare al massimo le **economie di scala** e quindi realizzare impianti di grossa taglia che concentrino le opere di impianto in un'unica area e le opere di connessione in unico percorso.

La fonte fotovoltaica, inoltre, essendo sensibile agli ombreggiamenti necessita di superfici alquanto pianeggianti che riescono a conferire all'impianto regolarità e facilità di installazione delle strutture che, ormai non necessitano più di opere di fondazione in calcestruzzo ma vengono installate mediante semplice infissione.

I criteri di progettazione che hanno fatto ricadere la scelta dell'area nel Comune di Santeramo in Colle, sono di seguito sintetizzati:

- 1) l'area si presenta orograficamente adatta all'installazione di impianti agrovoltai in quanto ben esposta a sud oltre che fertile;
- 2) l'area risulta ben servita dalla infrastrutturazione elettrica MT ed AT/AAT e pertanto non è necessario realizzare Stazioni Elettriche ex novo per l'immissione nella RTN dell'energia prodotta, ma si effettueranno solamente modesti interventi di ampliamento la cui gestione sarà comune a più operatori del settore;
- 3) l'area che ospiterà l'impianto agrovoltai in questione risulta essere priva di vincoli di tipo paesaggistico ed ambientale;

L'intervento proposto:

- Consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- Utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- Consente il risparmio di combustibile fossile;
- Produce ridotti quantitativi di rifiuto o scarto di lavorazione (fase costruzione);
- Non è fonte di inquinamento acustico;
- Non è fonte di inquinamento atmosferico;
- Utilizza viabilità di accesso già esistenti;
- Ottimizza l'infrastruttura elettrica di progetti autorizzati e si pone in prossimità del punto di connessione ;
- Comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio.

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente nazionale, con particolare riferimento al D. Lgs.152/2006, e s.m.i. Inoltre, ai sensi di quanto stabilito dal D.M. 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, dell'Art. 27-bis del D.Lgs. 152/2006, la realizzazione in oggetto è soggetta a Valutazione di Impatto Ambientale Statale e Autorizzazione Unica Regionale. Alcuni contenuti, previsti nella normativa, come facenti parte del presente studio sono approfonditi in appositi elaborati ai quali si rimanderà

nel proseguo della trattazione. In questo contesto la normativa prevede un livello di progettazione definitiva.

2. Le fonti energetiche rinnovabili

Le iniziative volte alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili perseguono il soddisfacimento di un interesse che, lungi dall'essere solo privato, è, in primo luogo, un interesse pubblico e, in particolare, quell'interesse in considerazione del quale il legislatore del D.Lgs. 387/2003 ha attribuito ai medesimi fonti la qualifica di opere di pubblica utilità, urgenza ed indifferibilità (art. 12).

Le "fonti rinnovabili" di energia sono così definite perché, a differenza dei combustibili fossili e nucleari destinati ad esaurirsi in un tempo definito, possono essere considerate **inesauribili**.

Sono fonti rinnovabili l'energia solare e quelle che da essa derivano, l'energia eolica, idraulica, delle biomasse, delle onde e delle correnti, ma anche l'energia geotermica, l'energia dissipata sulle coste dalle maree ed i rifiuti industriali e urbani.

La transizione verso basse emissioni di carbonio intende creare un settore energetico sostenibile che stimoli la crescita, l'innovazione e l'occupazione, migliorando, allo stesso tempo, la qualità della vita, offrendo una scelta più ampia, rafforzando i diritti dei consumatori e, in ultima analisi, permettendo alle famiglie di risparmiare sulle bollette.

Un approccio razionalizzato e coordinato dell'UE garantisce un impatto per tutto il continente nella lotta contro i cambiamenti climatici. Per ridurre le emissioni di gas a effetto serra prodotte dall'Europa e soddisfare gli impegni assunti nell'ambito dell'accordo di Parigi sono essenziali iniziative volte a promuovere le energie rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica.

Il 30 novembre 2016 la Commissione europea ha presentato il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (cd. Winter package o Clean energy package), che comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica. Il 4 giugno 2019 il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha adottato le ultime proposte legislative previste dal pacchetto. I Regolamenti e le direttive del Clean Energy Package fissano il quadro regolatorio della governance dell'Unione per energia e clima funzionale al raggiungimento dei nuovi obiettivi europei al 2030 in materia.

Tabella 1. Direttive e Regolamenti previsti dal Pacchetto Clean energy for all Europeans

	Direttive/Regolamenti	Pubblicazione nella G.U.U.E.
	Direttiva su Efficienza Energetica	Dir.(EU) 2018/2002 (21/12/2018)
	Direttiva su Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili	Dir.(EU) 2018/2001 (21/12/2018)
	Regolamento su Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima	Reg.(EU) 2018/1999 (21/12/2018)
	Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/943 (14/06/2019)
	Regolamento relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	Dir. (EU) 2019/944 (14/06/2019)
	Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/941 (14/06/2019)
	Regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)	Reg. (EU) 2019/942 (14/06/2019)

Fonte: Commissione Europea

Quanto all'energia rinnovabile, la nuova Direttiva (UE) 2018/2001 (articolo 3) dispone che gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo

finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 32%. Contestualmente, a decorrere dal 1° gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non deve essere inferiore a dati limiti. Per l'Italia tale quota è pari al 17%, valore già raggiunto dal nostro Paese (allegato I, parte A).

La messa a punto e l'attuazione dei Piani nazionali è realizzata attraverso un processo iterativo tra Commissione e Stati membri.

In particolare, gli Stati membri devono notificare alla Commissione europea, entro il 31 dicembre 2019, quindi entro il 1° gennaio 2029, e successivamente ogni dieci anni, il proprio Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Il primo Piano copre il periodo 2021-2030.

Il Piano deve comprendere una serie di contenuti (cfr. artt. 3-5, 8 e Allegato I del Regolamento), tra questi:

- una descrizione degli obiettivi e dei contributi nazionali per il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione 2030;
- la traiettoria indicativa di raggiungimento degli obiettivi per efficienza energetica, di fonti rinnovabili riduzione delle emissioni effetto serra e interconnessione elettrica;
- una descrizione delle politiche e misure funzionali agli obiettivi e una panoramica generale dell'investimento necessario per conseguirli;
 - una descrizione delle vigenti barriere e ostacoli regolamentari, e non regolamentari, che eventualmente si frappongono alla realizzazione degli obiettivi;
 - una valutazione degli impatti delle politiche e misure previste per conseguire gli obiettivi.

Nei PNIEC, gli Stati membri possono basarsi sulle strategie o sui piani nazionali esistenti, quali appunto, per l'Italia, la Strategia energetica nazionale - SEN 2017 (considerando n. 25 del Regolamento).

Quanto alla procedura di formazione del PNIEC, ai sensi dell'articolo 9 del Regolamento, entro il 31 dicembre 2018, quindi entro il 1° gennaio 2028 e successivamente ogni dieci anni, ogni Stato membro elabora e trasmette alla Commissione la proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. La Commissione valuta le proposte dei piani e può rivolgere raccomandazioni specifiche per ogni Stato membro al più tardi sei mesi prima della scadenza del termine per la presentazione di tali Piani. Se lo Stato membro decide di non dare seguito a una raccomandazione o a una parte considerevole della stessa, deve motivare la propria decisione e pubblicare la propria motivazione. E' prevista una consultazione pubblica, con la quale gli Stati membri mettono a disposizione la propria proposta di piano.

Sono previste relazioni intermedie sull'attuazione dei piani nazionali, funzionali alla presentazione di aggiornamenti ai piani stessi. La prima relazione intermedia biennale è prevista per il 15 marzo 2023 e successivamente ogni due anni (articolo 17). Entro il 30 giugno 2023 e quindi entro il 1° gennaio 2033 e successivamente ogni 10 anni, ciascuno Stato membro presenta alla Commissione una proposta di aggiornamento dell'ultimo piano nazionale notificato, oppure fornisce alla Commissione le ragioni che giustificano perché il piano non necessita aggiornamento. Entro il 30 giugno 2024 e quindi entro il 1° gennaio 2034 e successivamente ogni 10 anni ciascuno Stato membro presenta alla Commissione l'aggiornamento dell'ultimo piano notificato, salvo se abbia motivato alla Commissione che il piano non necessita aggiornamento (articolo 14).

In data 11 dicembre 2019, la Commissione europea ha pubblicato la comunicazione "Il Green Deal Europeo" (COM(2019) 640 final). Il Documento riformula su nuove basi l'impegno della Commissione ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente ed in tal senso è destinato ad incidere sui target della Strategia europea per l'energia ed il clima, già fissati a livello legislativo nel Clean Energy Package.

Le ambizioni del Green Deal europeo - tra le quali rientrano anche proposte per un'economia blu e per la riduzione di pesticidi chimici e di fertilizzanti antibiotici - comportano un ingente fabbisogno di investimenti. Secondo le stime della Commissione per conseguire gli obiettivi 2030 in materia di clima ed energia serviranno investimenti supplementari dell'ordine di 260 miliardi di euro l'anno, equivalenti a circa l'1,5 % del PIL 2018 a regime.

Secondo la Strategia Energetica Nazionale la fonte rinnovabile solare sarà uno dei pilastri su cui si reggerà la transizione energetica del nostro Paese, prevedendo il raggiungimento al 2030 di 70 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici (+180% rispetto al 2017), ovvero il 39% dell'intera produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (pari a 184 TWh). Questo ambizioso obiettivo, che sarà probabilmente rivisto al rialzo per effetto del nuovo target europeo del 32%, dovrebbe tradursi nella realizzazione di circa 35-40 GW di nuovi impianti e richiederà una crescita delle installazioni fotovoltaiche pari a oltre 3 GW/anno, un cambio di marcia totale rispetto ai ritmi ai quali si è assistito negli ultimi anni. In quest'ottica sarà fondamentale adottare quanto prima nuovi strumenti di policy che da un lato sostengano lo sviluppo di nuovi impianti e dall'altro mantengano in esercizio l'attuale parco impianti garantendone il mantenimento di elevati standard di performance, rivedendo l'attuale quadro normativo e regolatorio, che dovrà svilupparsi in modo tale da permettere il massimo sfruttamento del potenziale oggi disponibile.

Il 21 gennaio 2020, il Ministero dello sviluppo economico (MISE) ha dato notizia dell'invio alla Commissione europea del testo definitivo del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per gli

anni 2021-2030. Il Piano è stato predisposto dal MISE, con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Nelle tabelle seguenti – tratte dal testo definitivo del PNIEC inviato alla Commissione - sono illustrati i principali obiettivi del PNIEC al 2030, su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano. Gli obiettivi risultano più ambiziosi di quelli delineati nella SEN 2017.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;

- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

A livello legislativo interno, è stato poi avviato il recepimento delle Direttive del cd. *Clean Energy package*.

Inoltre, il piano per la ripresa economica NextGenerationEU finalizzato a rendere l'Europa più verde, più digitale e più resiliente, insieme al PNRR - Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – mirano ad una rivoluzione verde e transizione ecologica (Missione 2).



Missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica

È volta a realizzare la transizione verde ed ecologica della società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. Comprende interventi per l'agricoltura sostenibile e per migliorare la capacità di gestione dei rifiuti; programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili; investimenti per lo sviluppo delle principali filiere industriali della transizione ecologica e la mobilità sostenibile. Prevede inoltre azioni per l'efficientamento del patrimonio immobiliare pubblico e privato; e iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, per salvaguardare e promuovere la biodiversità del territorio, e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche.

M2C2: ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

OBIETTIVI GENERALI:



M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

- Incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione
- Potenziamento e digitalizzazione delle infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da FER e aumentarne la resilienza a fenomeni climatici estremi
- Promozione della produzione, distribuzione e degli usi finali dell'idrogeno, in linea con le strategie comunitarie e nazionali
- Sviluppo di un trasporto locale più sostenibile, non solo ai fini della decarbonizzazione ma anche come leva di miglioramento complessivo della qualità della vita (riduzione inquinamento dell'aria e acustico, diminuzione congestioni e integrazione di nuovi servizi)
- Sviluppo di una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione

La misura di investimento nello specifico prevede:

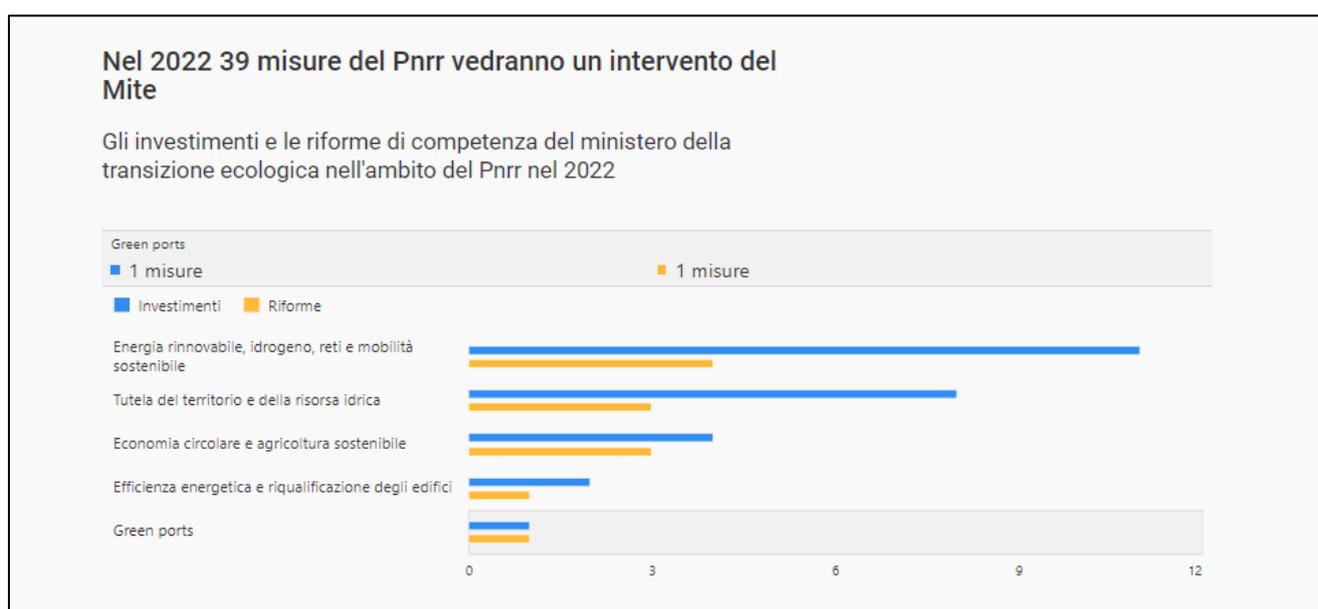
1. l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte;
2. il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta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

QUADRO DELLE MISURE E RISORSE (MILIARDI DI EURO):

M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITA' SOSTENIBILE

	Ambiti di intervento/Misure	Totale
<p style="font-size: 2em; font-weight: bold;">23,78</p> <p style="font-size: 1.5em; font-weight: bold;">Mld</p> <p>Totale</p>	1. Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile	5,90
	Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico	1,10
	Investimento 1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo	2,20
	Investimento 1.3: Promozione Impianti Innovativi (Incluso <i>off-shore</i>)	0,68
	Investimento 1.4: Sviluppo biometano	1,92
	Riforma 1.1: Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili <i>onshore</i> e <i>offshore</i> , nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno	-
	Riforma 1.2: Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile	-
	2. Potenziare e digitalizzare le Infrastrutture di rete	4,11
	Investimento 2.1: Rafforzamento <i>smart grid</i>	3,61
	Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica delle reti	0,50
	3. Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno	3,19
	Investimento 3.1: Produzione in aree industriali dismesse	0,50
	Investimento 3.2: Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i>	2,00
	Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	0,23
	Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	0,30
	Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	0,16
	Riforma 3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
	Riforma 3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno	-
	4. Sviluppare un trasporto locale più sostenibile	8,58
	Investimento 4.1: Rafforzamento mobilità ciclistica	0,60
	Investimento 4.2: Sviluppo trasporto rapido di massa	3,60
	Investimento 4.3: Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica	0,74
	Investimento 4.4: Rinnovo flotte bus e treni verdi	3,64
	Riforma 4.1: Procedure più rapide per la valutazione dei progetti nel settore dei sistemi di trasporto pubblico locale con impianti fissi e nel settore del trasporto rapido di massa	-
	5. Sviluppare una <i>leadership</i> internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione	2,00
	Investimento 5.1: Rinnovabili e batterie	1,00
	Investimento 5.2: Idrogeno	0,45
	Investimento 5.3: Bus elettrici	0,30
	Investimento 5.4: Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica	0,25

Il progetto in fase di autorizzazione è in linea con il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza che considera prioritario il tema della **transizione ecologica**, attenzione al tema che deriva dall'Unione Europea. All'interno della Missione 2 del PNRR la **Componente "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e transizione energetica e mobilità sostenibile"**, vede uno stanziamento di oltre 23 mld di euro finalizzati a contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici di decarbonizzazione attraverso l'aumento della quota di produzione di energia da **fonti rinnovabili**, il potenziamento delle **infrastrutture di rete** e la promozione della produzione e dell'utilizzo dell'**idrogeno**.



Misure del PNRR nel 2022

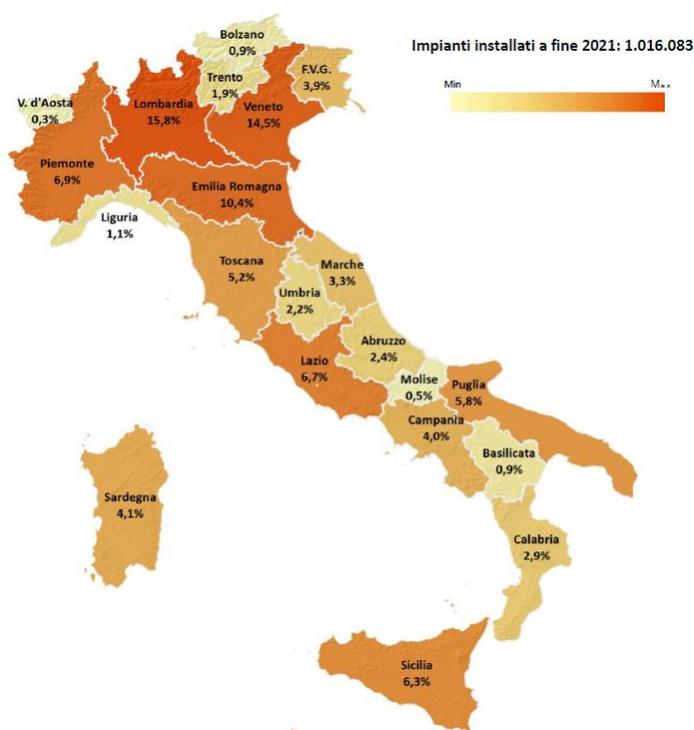
2.1. L'energia solare in Puglia

I dati riportati nell'ultimo Rapporto statistico del Giugno 2022, sono il risultato dell'integrazione delle informazioni presenti nel sistema informatico GAUDI (gestito da TERNA S.p.A.) e negli archivi GSE relativi alla gestione dei meccanismi di incentivazione (Conto Energia) e al ritiro dell'energia (Ritiro dedicato, Scambio sul Posto). La costante collaborazione tra GSE e TERNA nell'ambito del lavoro statistico TER-00001 del Programma Statistico Nazionale, di cui TERNA stessa è responsabile, garantisce la qualità, la robustezza statistica e il continuo aggiornamento delle informazioni fornite. Numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane.

Al 31 dicembre 2021 risultano installati in Italia 1.016.083 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 22.594 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 93% circa del totale in termini di numerosità e il 23% in termini di potenza; la taglia media degli impianti è pari a 22,2 kW.

Nel corso del 2021 sono stati installati sul territorio nazionale 80.491 impianti fotovoltaici - in grande maggioranza di taglia inferiore a 20 kW - per una potenza complessiva di 938 MW¹; il 10% della potenza installata nel 2021 è costituita da impianti di taglia superiore a 1 MW.

Numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane. A fine 2021, due sole regioni concentrano il 30,4% degli impianti installati sul territorio nazionale (Lombardia e Veneto, rispettivamente con 160.757 e 147.687 impianti). Il primato nazionale in termini di potenza installata è rilevato in Puglia, con quasi 3 GW, pari al 13% del totale nazionale; nella stessa regione si osserva anche la dimensione media degli impianti più elevata (50 kW). Le regioni con minore presenza di impianti sono Basilicata, Molise, Valle D'Aosta e la Provincia Autonoma di Bolzano.



Fonte: GSE Distribuzione Regionale della potenza a fine 2021

A

livello

provinciale,

la

dis



European Commission

Performance of tracking PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.736,16.692

Horizon: Calculated

Database used: PVGIS-SARAH2

PV technology: Crystalline silicon

PV installed: 1 kWp

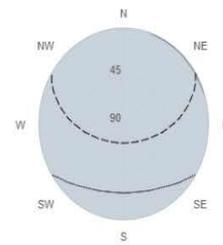
System loss: 14 %

Simulation outputs

VA* 54 (opt)
 Slope angle [°]: 54 (opt)
 Yearly PV energy production [kWh]: 1907.88
 Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2439.12
 Year-to-year variability [kWh]: 74.8
 Changes in output due to:
 Angle of incidence [%]: -1.49
 Spectral effects [%]: 0.87
 Temp. and low irradiance [%]: -8.46
 Total loss [%]: -21.78

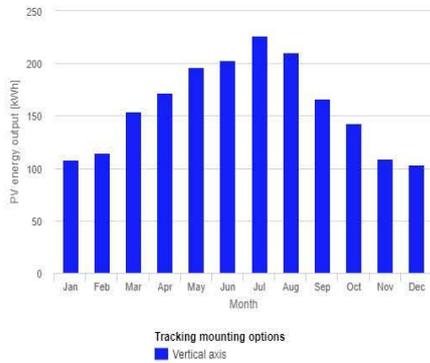
* VA: Vertical axis

Outline of horizon at chosen location:



■ Horizon height
 - - Sun height, June
 - - Sun height, December

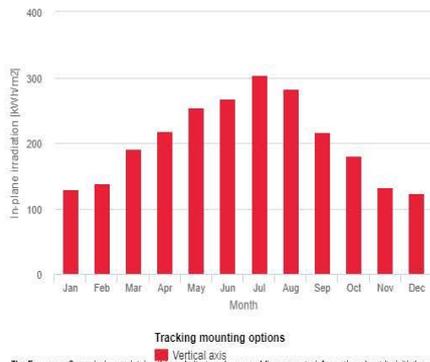
Monthly energy output from tracking PV system:



Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	107.8	128.9	22.9
February	114.3	138.1	20.0
March	154.4	190.6	22.6
April	172.4	218.0	18.6
May	196.9	253.9	16.4
June	202.8	267.9	15.8
July	226.4	303.9	10.1
August	210.9	282.9	16.8
September	166.8	217.3	12.3
October	142.9	180.7	19.0
November	108.7	133.1	16.3
December	103.7	123.9	14.3

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimize disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2022.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2022/11/28

tribuzione degli impianti complessivamente in esercizio alla fine del 2021 risulta piuttosto simile rispetto all'anno precedente. Roma si conferma la prima provincia italiana per numero di impianti fotovoltaici installati, con il 4,0 % del totale nazionale; seguono Brescia (3,3%) e Treviso (3,2%). Tra le province del Sud, invece, quella in cui si concentra la quota maggiore di nuovi impianti è Lecce (1,8%). La distribuzione provinciale degli impianti installati nel corso 2021 evidenzia il primato delle province di Roma e Padova, entrambe con una quota pari al 4,0% del totale. Nel Sud, invece, la provincia con il dato più elevato è Bari (2,1% del totale). La provincia italiana caratterizzata dalla maggiore concentrazione di potenza fotovoltaica installata a fine 2021 è Lecce, con il 3,2% del totale nazionale. Nel Nord il dato più rilevante si rileva nella provincia di Cuneo (2,7%), nel Centro a Roma (2,3%).

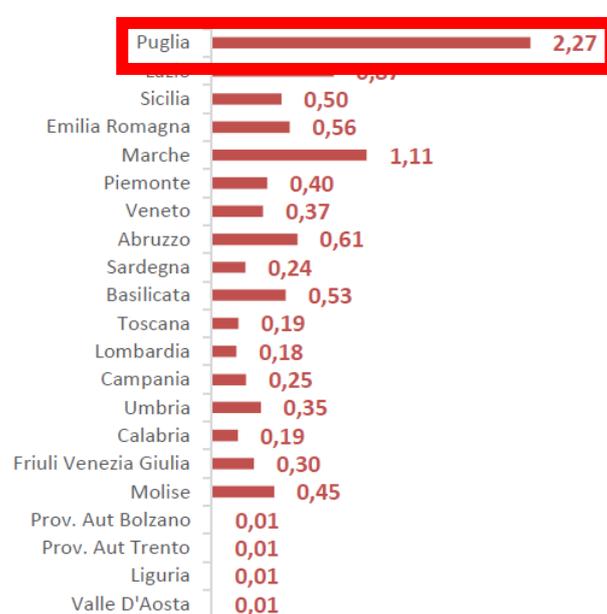
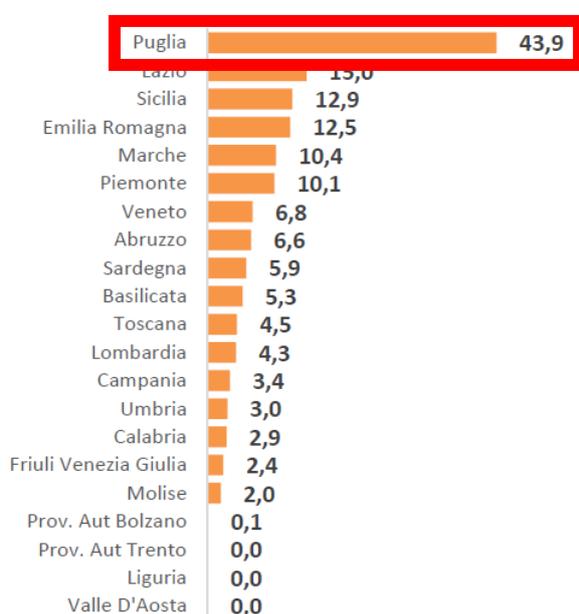
segue

	2020				2021				% 21 / 20	
	Numero	%	Potenza (MW)	%	Numero	%	Potenza (MW)	%	Numero	Potenza
Umbria	20.809	2,2	499,0	2,3	22.144	2,2	513,0	2,3	6,4	2,8
Perugia	16.744	1,8	362,8	1,7	17.810	1,8	374,1	1,7	6,4	3,1
Terni	4.065	0,4	136,3	0,6	4.334	0,4	138,9	0,6	6,6	2,0
Marche	30.953	3,3	1.117,7	5,2	33.262	3,3	1.149,9	5,1	7,5	2,9
Ancona	9.991	1,1	309,5	1,4	10.748	1,1	320,3	1,4	7,6	3,5
Ascoli Piceno	3.613	0,4	123,2	0,6	3.909	0,4	127,7	0,6	8,2	3,6
Fermo	3.133	0,3	110,9	0,5	3.369	0,3	112,6	0,5	7,5	1,6
Macerata	7.010	0,7	316,3	1,5	7.496	0,7	323,0	1,4	6,9	2,2
Pesaro e Urbino	7.206	0,8	257,8	1,2	7.740	0,8	266,0	1,2	7,4	3,2
Lazio	62.715	6,7	1.416,2	6,5	67.889	6,7	1.496,1	6,6	8,3	5,6
Frosinone	6.218	0,7	180,0	0,8	6.690	0,7	191,1	0,8	7,6	6,2
Latina	8.938	1,0	263,8	1,2	9.659	1,0	274,5	1,2	8,1	4,1
Rieti	3.111	0,3	28,0	0,1	3.307	0,3	30,2	0,1	6,3	8,2
Roma	37.349	4,0	483,1	2,2	40.559	4,0	514,0	2,3	8,6	6,4
Viterbo	7.099	0,8	461,4	2,1	7.674	0,8	486,3	2,2	8,1	5,4
Abruzzo	22.512	2,4	754,8	3,5	24.200	2,4	773,9	3,4	7,5	2,5
Chieti	7.027	0,8	237,9	1,1	7.454	0,7	243,0	1,1	6,1	2,1
L'Aquila	5.252	0,6	171,9	0,8	5.627	0,6	176,7	0,8	7,1	2,8
Pescara	4.134	0,4	93,6	0,4	4.503	0,4	96,6	0,4	8,9	3,1
Teramo	6.099	0,7	251,4	1,2	6.616	0,7	257,6	1,1	8,5	2,5
Molise	4.470	0,5	178,4	0,8	4.726	0,5	180,7	0,8	5,7	1,3
Campobasso	3.266	0,3	136,9	0,6	3.479	0,3	138,8	0,6	6,5	1,4
Isernia	1.204	0,1	41,5	0,2	1.247	0,1	41,9	0,2	3,6	1,2
Campania	37.208	4,0	877,5	4,1	40.293	4,0	923,9	4,1	8,3	5,3
Avellino	5.556	0,6	89,1	0,4	5.979	0,6	94,9	0,4	7,6	6,5
Benevento	4.348	0,5	69,1	0,3	4.582	0,5	71,5	0,3	5,4	3,4
Caserta	8.698	0,9	269,0	1,2	9.349	0,9	281,2	1,2	7,5	4,5
Napoli	9.353	1,0	185,7	0,9	10.320	1,0	197,8	0,9	10,3	6,5
Salerno	9.353	1,0	364,5	1,7	10.063	1,0	378,5	1,7	8,8	5,3
Puglia	54.271	5,8	2.899,9	13,4	58.914	5,8	2.948,1	13,0	8,6	1,7
Bari	15.227	1,6	512,1	2,4	16.905	1,7	533,8	2,4	11,0	4,2
Barietta-Andria-Trani	2.754	0,3	176,6	0,8	2.993	0,3	179,5	0,8	8,7	1,6
Brindisi	6.101	0,7	502,3	2,3	6.544	0,6	504,9	2,2	7,3	0,5
Foggia	5.780	0,6	623,0	2,9	6.156	0,6	628,1	2,8	6,5	0,8
Lecce	17.230	1,8	707,7	3,3	18.545	1,8	718,3	3,2	7,6	1,5
Taranto	7.179	0,8	378,2	1,7	7.771	0,8	383,6	1,7	8,2	1,4
Basilicata	8.894	1,0	378,1	1,7	9.456	0,9	383,4	1,7	6,3	2,7
Matera	2.936	0,3	186,3	0,9	3.148	0,3	189,8	0,8	7,2	1,9
Potenza	5.958	0,6	191,9	0,9	6.308	0,6	198,6	0,9	5,9	3,5
Calabria	27.386	2,9	551,9	2,5	29.476	2,9	573,0	2,5	7,6	3,8
Catanzaro	6.029	0,6	141,0	0,7	6.469	0,6	145,3	0,6	7,3	3,0
Cosenza	10.690	1,1	256,3	1,2	11.488	1,1	264,6	1,2	7,5	3,3
Crotone	2.021	0,2	37,4	0,2	2.227	0,2	40,4	0,2	10,2	8,1
Reggio di Calabria	5.982	0,6	74,7	0,3	6.471	0,6	78,9	0,3	8,2	5,5
Vibo Valentia	2.664	0,3	42,5	0,2	2.821	0,3	43,8	0,2	5,9	3,0
Sicilia	59.824	6,4	1.486,6	6,9	64.464	6,3	1.541,7	6,8	7,8	3,7
Agrigento	6.638	0,7	232,4	1,1	7.109	0,7	236,8	1,0	7,1	1,9
Caltanissetta	4.105	0,4	97,0	0,4	4.372	0,4	99,4	0,4	6,5	2,5
Catania	11.403	1,2	240,6	1,1	12.304	1,2	248,9	1,1	7,9	3,5
Enna	2.465	0,3	76,8	0,4	2.592	0,3	77,6	0,3	5,2	1,2
Messina	6.666	0,7	72,3	0,3	7.151	0,7	77,4	0,3	7,3	7,0
Palermo	8.350	0,9	185,7	0,9	9.074	0,9	194,5	0,9	8,7	4,7
Ragusa	6.522	0,7	219,0	1,0	7.164	0,7	226,3	1,0	9,8	3,4
Siracusa	7.060	0,8	208,0	1,0	7.615	0,7	214,0	0,9	7,9	2,9
Trapani	6.615	0,7	154,7	0,7	7.083	0,7	166,6	0,7	7,1	7,6
Sardegna	39.690	4,2	973,8	4,5	41.831	4,1	1.001,0	4,4	5,4	2,8
Cagliari	7.501	0,8	249,0	1,2	8.085	0,8	253,4	1,1	7,8	1,8
Nuoro	6.950	0,7	139,5	0,6	7.247	0,7	147,9	0,7	4,3	6,0
Oristano	4.431	0,5	142,5	0,7	4.628	0,5	144,5	0,6	4,4	1,4
Sassari	10.936	1,2	242,0	1,1	11.587	1,1	249,7	1,1	6,0	3,2
Sud Sardegna	9.872	1,1	200,7	0,9	10.284	1,0	205,6	0,9	4,2	2,4
Italia	935.838	100,0	21.650,0	100,0	1.016.083	100,0	22.594,3	100,0	8,6	4,4

In Italia a fine 2021 la superficie occupata dagli impianti fotovoltaici collocati a terra è pari a 152,1 km², con un incremento assoluto rispetto all'anno precedente di 1,0 km².

Le regioni con la maggiore occupazione di superficie del suolo sono la Puglia (43,9 km²), il Lazio (15 km²) e la Sicilia (12,9 km²), che insieme rappresentano il 47,2% della superficie totale nazionale occupata da impianti collocati a terra.

Distribuzione della superficie degli impianti a terra nelle regioni a fine 2021

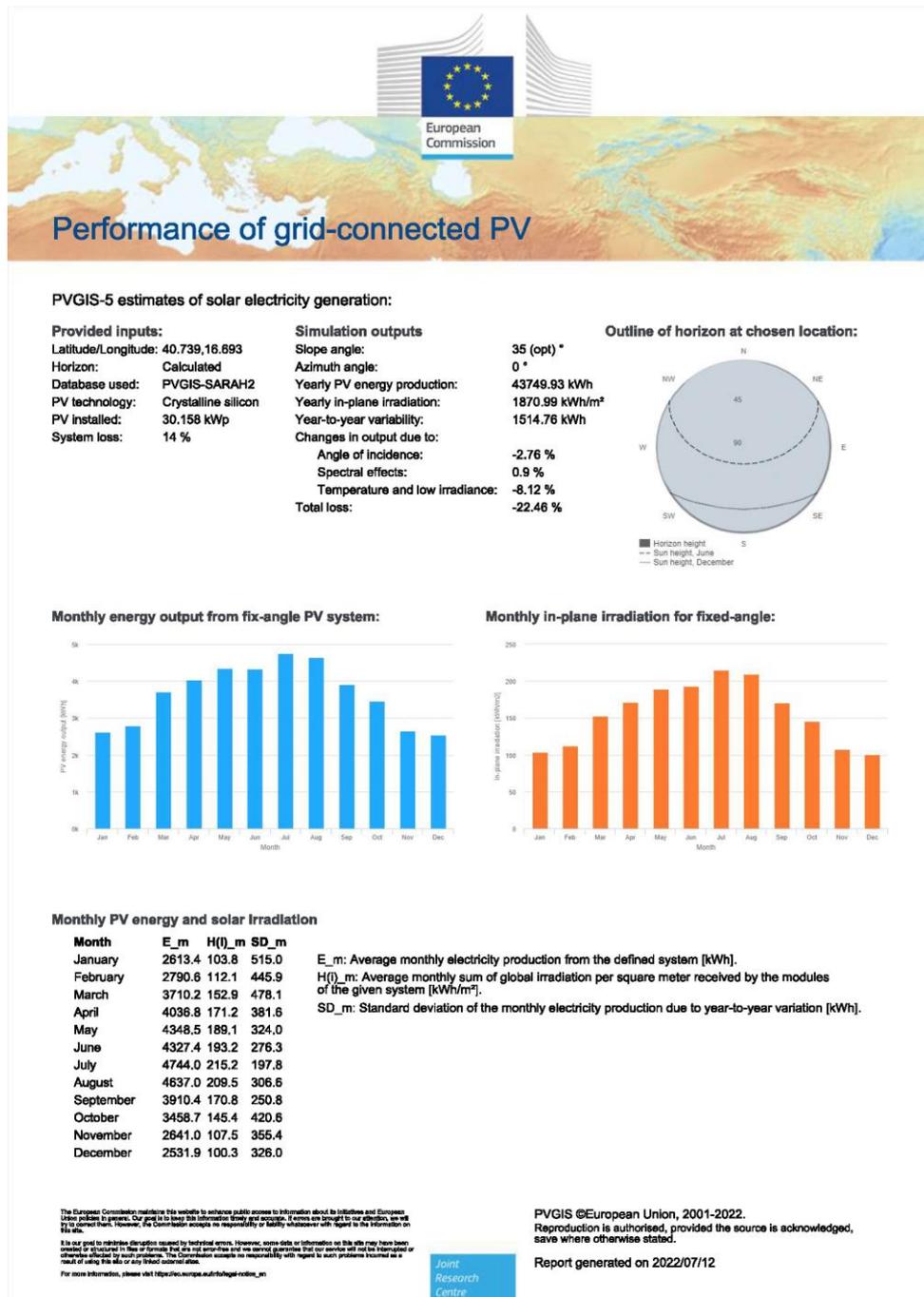


■ Superficie (kmq)

■ kmq ogni 1000 kmq

2.2. Stima della produzione annua dell'impianto

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti.



La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti.

Il calcolo succitato è stato fatto con software specialistico dal quale, a seguire, si riporta l'estratto dei risultati ottenuti.





PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
13/07/22 12:02
with v7.2.14

Project: SKI - San Francesco
Variant: 30.16 MWp - 9 Pitch - 570 Wp

Shell España (Spain)

Project summary

Geographical Site San Francesco Italy	Situation Latitude 40.74 °N Longitude 16.69 °E Altitude 381 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data San Francesco SolarGIS_Prospect - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	Trackers single array, with backtracking	
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated	Near Shadings According to strings Electrical effect 90 %
System information PV Array Nb. of modules 52910 units Pnom total 30.16 MWp	Inverters Nb. of units 10 units Pnom total 31.25 MWac Grid power limit 28.00 MWac Grid lim. Pnom ratio 1.077	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy	56 GWh/year	Specific production	1852 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	90.90 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10



PVsyst V7.2.14
 VC0, Simulation date:
 13/07/22 12:02
 with v7.2.14

Project: SKI - San Francisco
 Variant: 30.16 MWp - 9 Pitch - 570 Wp

Shell España (Spain)

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	30159 kWp	Total power	31250 kWac
Total	52910 modules	Number of inverters	10 units
Module area	136680 m ²	Pnom ratio	0.97
Cell area	125790 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.59 mΩ			
		Uc (const)	33.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	0.5 %	Loss Fraction	0.0 %	Loss Fraction	1.0 % at MPP			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	0.969	0.929	0.741	0.000

System losses

Auxiliaries loss	
Proportional to Power	5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo		MV line up to HV Transfo		HV line up to Injection	
Inverter voltage	600 Vac tri	MV Voltage	30 kV	HV line voltage	150 kV
Loss Fraction	0.50 % at STC	Wires	Alu 3 x 700 mm ²	Wires	Alu 3 x 1500 mm ²
Inverter: SG3125HV-30		Length	400 m	Length	200 m
Wire section (10 Inv.)	Copper 10 x 3 x 2000 mm ²	Loss Fraction	0.06 % at STC	Loss Fraction	0.00 % at STC
Average wires length	64 m				

AC losses in transformers

MV transfo	
Medium voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	29730 kVA
Iron loss (night disconnect)	29.73 kW
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.12 mΩ
Loss Fraction	1.00 % at STC



PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
13/07/22 12:02
with v7.2.14

Project: SKI - San Francesco
Variant: 30.16 MWp - 9 Pitch - 570 Wp

Shell España (Spain)

AC losses in transformers

HV transfo		Operating losses at STC	
Grid voltage	150 kV	Nominal power at STC	29730 kVA
Transformer from Datasheets		Iron loss (night disconnect)	20.00 kW
Nominal power	40000 kVA	Loss Fraction	0.07 % at STC
Iron loss	20.00 kVA	Coils equivalent resistance	3 x 33.75 mΩ
Loss Fraction	0.05 % of PNom	Loss Fraction	0.11 % at STC
Copper loss	60.00 kVA		
Loss Fraction	0.15 % of PNom		



PVsyst V7.2.14
 VCO, Simulation date:
 13/07/22 12:02
 with v7.2.14

Project: SKI - San Francisco
Variant: 30.16 MWp - 9 Pitch - 570 Wp

Shell España (Spain)

Horizon definition

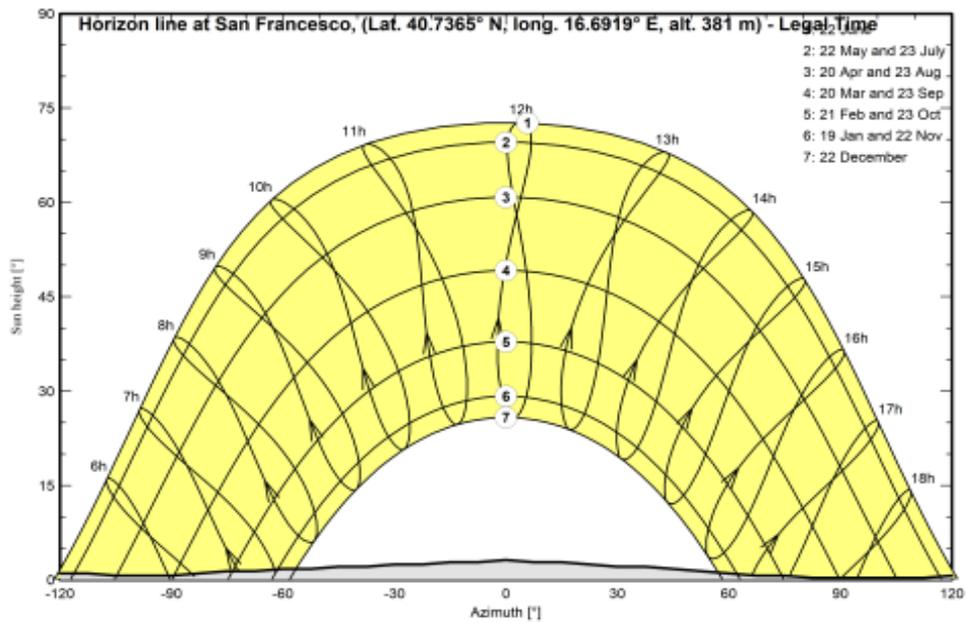
CSV horizon file, lat:40.736455, lng:16.691901, exported by solargis.info at 202

Average Height 1.3 ° Albedo Factor 0.96
 Diffuse Factor 0.99 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-135	-128	-113	-105	-90	-83	-75	-68
Height [°]	0.4	0.7	0.7	1.1	1.4	1.4	1.1	1.1	0.7	0.7	1.1	1.4	1.4
Azimuth [°]	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23	30
Height [°]	1.8	1.8	2.1	2.1	2.5	2.5	2.8	2.8	3.2	2.8	2.8	2.5	2.1
Azimuth [°]	38	45	53	60	68	75	83	113	120	128	135	173	
Height [°]	2.1	1.8	1.4	1.1	0.7	0.7	0.4	0.4	0.7	0.7	0.4	0.4	

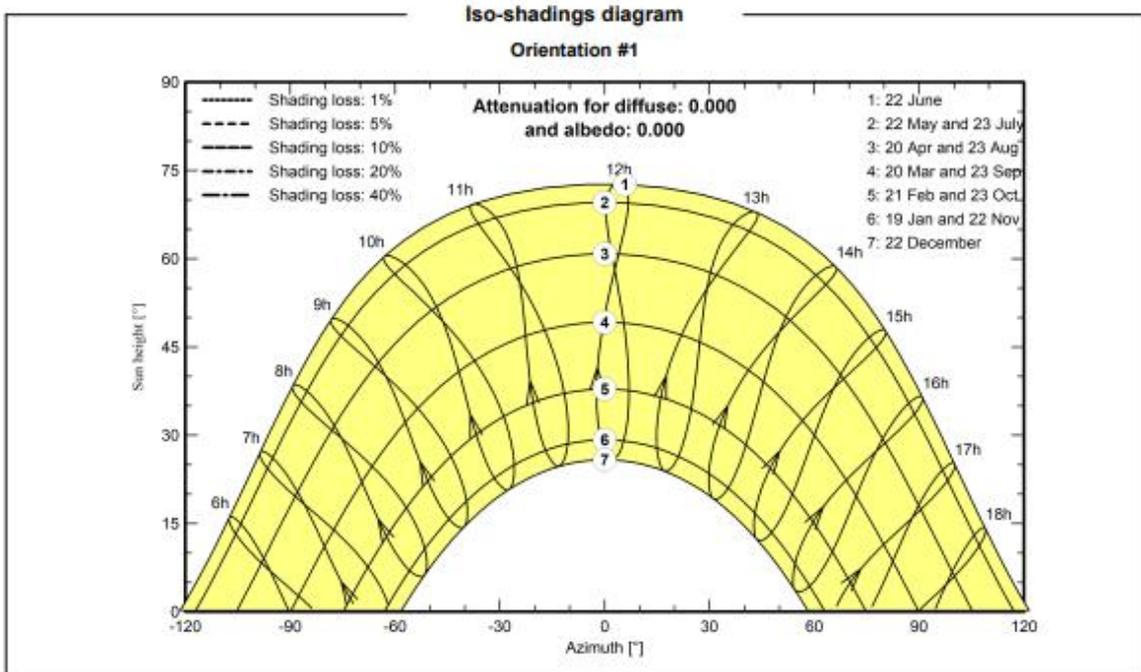
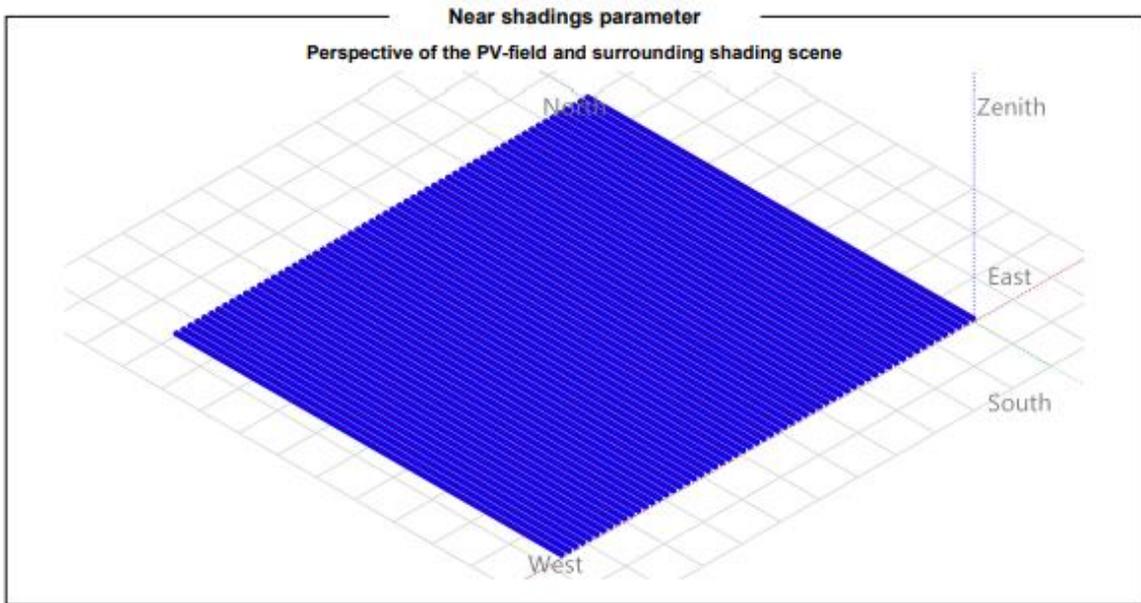
Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
13/07/22 12:02
with v7.2.14

Project: SKI - San Francisco
Variant: 30.16 MWp - 9 Pitch - 570 Wp
Shell España (Spain)





Project: SKI - San Francisco
 Variant: 30.16 MWp - 9 Pitch - 570 Wp

PVsyst V7.2.14
 VCO, Simulation date:
 13/07/22 12:02
 with v7.2.14

Shell España (Spain)

Main results

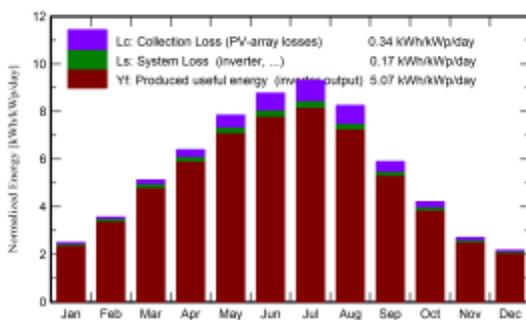
System Production

Produced Energy 56 GWh/year

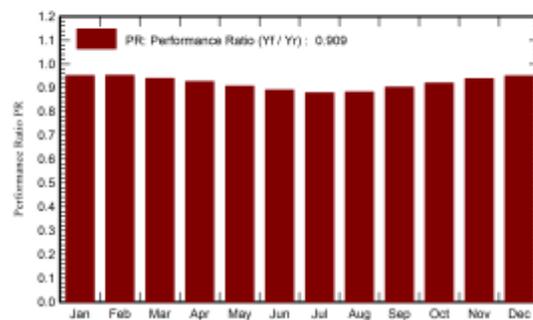
Specific production
 Performance Ratio PR

1852 kWh/kWp/year
 90.90 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	60.5	26.90	6.40	77.6	73.3	2.299	2.228	0.951
February	78.1	33.00	7.00	100.1	94.8	2.965	2.874	0.952
March	125.5	50.90	9.40	159.1	150.9	4.653	4.506	0.939
April	153.1	64.60	12.50	191.9	181.9	5.536	5.358	0.926
May	193.9	77.60	17.50	243.6	231.2	6.879	6.658	0.906
June	208.1	76.40	22.30	263.3	250.2	7.306	7.071	0.890
July	224.7	70.10	24.90	288.8	275.4	7.913	7.657	0.879
August	197.8	65.10	24.70	256.0	244.0	7.034	6.809	0.882
September	140.2	56.50	20.00	177.1	167.9	4.976	4.822	0.903
October	102.8	43.80	15.70	130.6	123.6	3.737	3.622	0.920
November	63.4	29.90	11.40	81.3	76.8	2.371	2.299	0.938
December	53.1	24.20	7.60	67.6	63.9	1.999	1.937	0.950
Year	1601.2	619.00	15.00	2036.8	1933.9	57.667	55.840	0.909

Legends

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

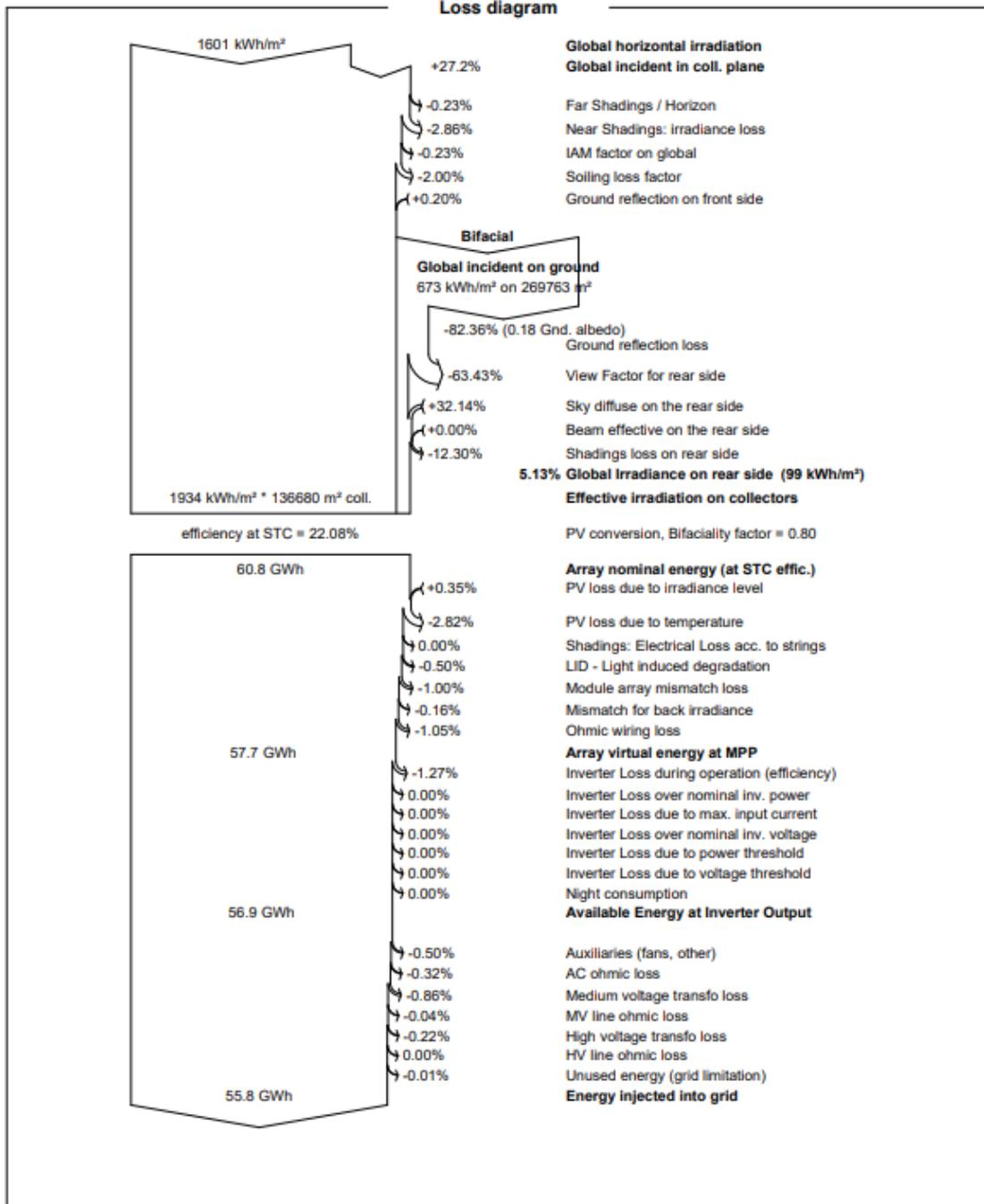


PVsyst V7.2.14
 VCO, Simulation date:
 13/07/22 12:02
 with v7.2.14

Project: SKI - San Francesco
Variant: 30.16 MWp - 9 Pitch - 570 Wp

Shell España (Spain)

Loss diagram





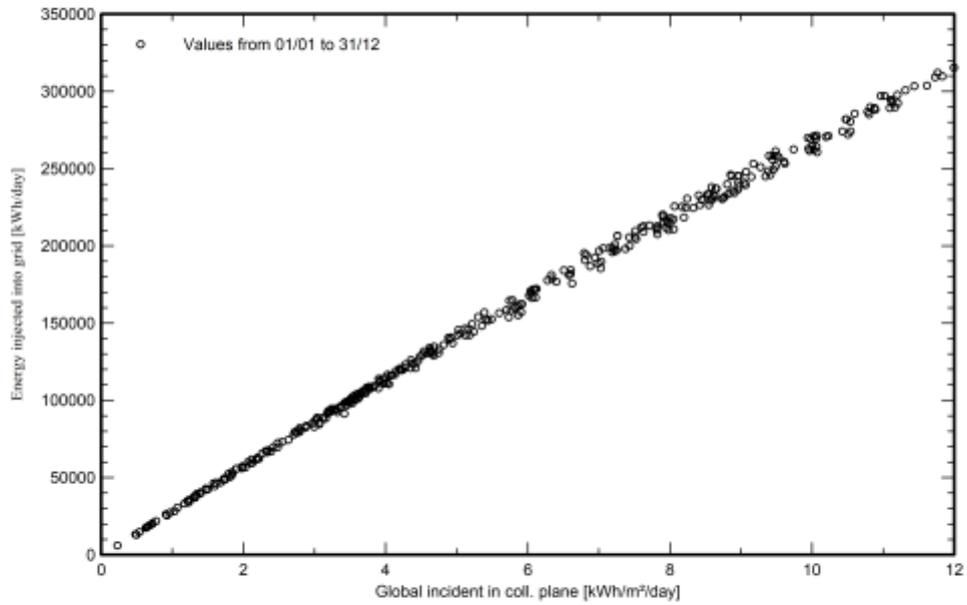
PVsyst V7.2.14
VC0, Simulation date:
13/07/22 12:02
with v7.2.14

Project: SKI - San Francesco
Variant: 30.16 MWp - 9 Pitch - 570 Wp

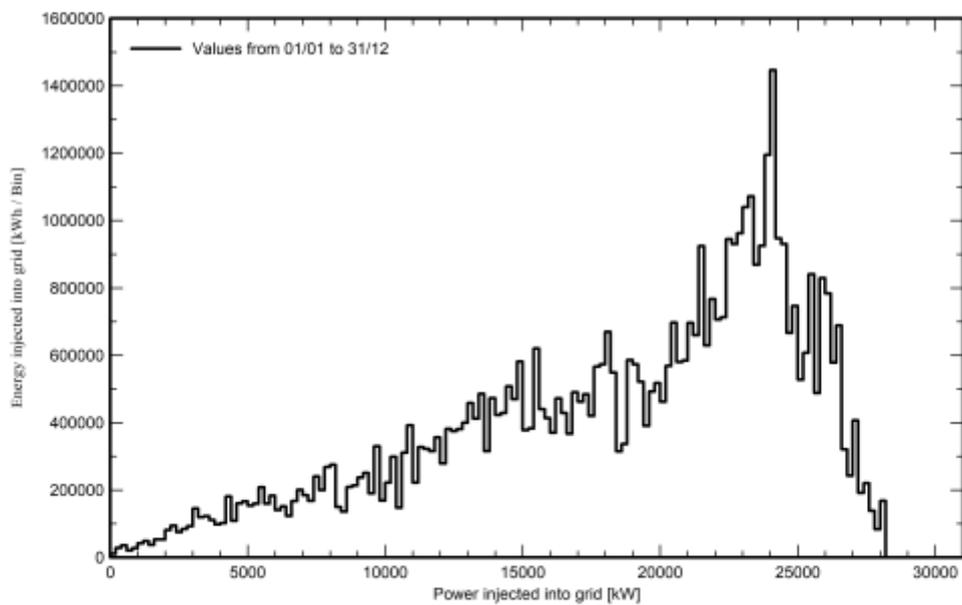
Shell España (Spain)

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



L'installazione dell'impianto agrovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana (fonte ISPRA) pari a circa 466 grammi di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (tecnologia anno 2016), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

43.749 MWh/anno x



Emissioni di CO₂ evitate in un anno: **20,387 tonn**

2.3. Carbon footprint e costo energetico del fotovoltaico

È noto che la generazione di energia fotovoltaica è completamente esente da emissioni e che un impianto fotovoltaico ha una vita attesa anche di 30 anni.

Oltre a queste informazioni è importante conoscere anche le emissioni di CO₂ e il consumo di energia nel ciclo di vita completo, dalla produzione al riciclo, in particolare per i pannelli fotovoltaici.



La fabbricazione implica l'utilizzo di risorse energetiche ed un impatto ambientale, così come il trasporto ed il montaggio di un impianto. Va sottolineato che, grazie all'avanzamento tecnologico e con nuovi stabilimenti produttivi di capacità crescente, l'impatto ambientale si è via via ridotto nel tempo.

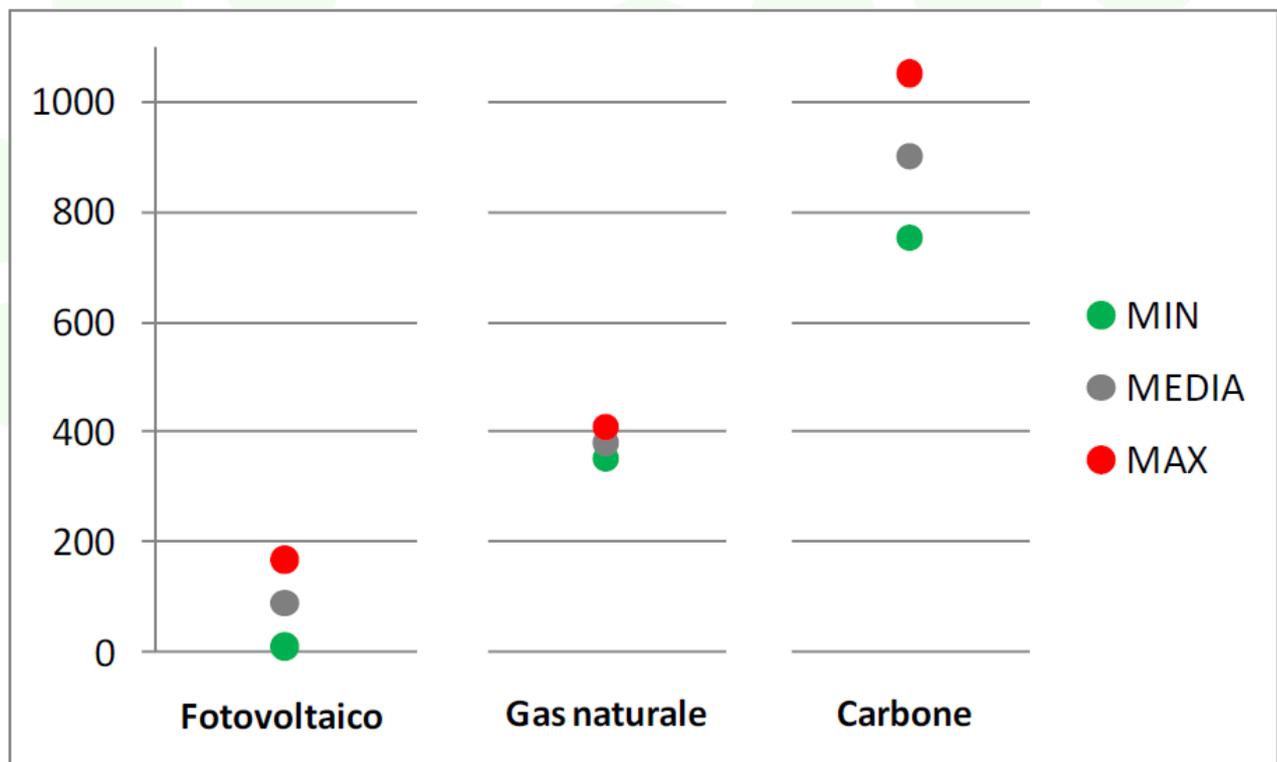
Grazie ai continui sforzi in ricerca e sviluppo dell'industria solare, il costo energetico per la produzione dei pannelli fotovoltaici si è ridotto di circa il 15% ad ogni raddoppio di capacità di produzione.

Oggi si stima che un impianto fotovoltaico ripaghi l'energia utilizzata per produrlo in circa 1 anno, ciò significa che **viene prodotta 30 volte l'energia necessaria per produrlo.**

Parlando di fonti energetiche rinnovabili e, quindi anche di fotovoltaico, è ormai diffusa e accettata l'idea che l'energia prodotta da queste fonti sia caratterizzata da un impatto nullo in termini di emissioni di CO₂: tale indicazione, tuttavia, si basa sul fatto che solitamente si fa riferimento ad una sola fase del ciclo di vita degli impianti (la fase di loro esercizio), in cui effettivamente la generazione

elettrica avviene senza contestuali emissioni di gas ad effetto serra. Invece la costruzione ed il fine vita di queste installazioni, normalmente non prese in considerazione, comportano allo stesso modo di qualsiasi altra tipologia di impianti, una certa pressione sull'ambiente ("impronta ambientale"): tale pressione ambientale è associata all'utilizzo di materie prime e risorse (energetiche e naturali), ma anche al rilascio di emissioni in aria e in altre matrici ambientali. Ragionando dunque in termini di ciclo di vita dell'impianto, anche un'installazione fotovoltaica del tipo di quella oggetto di analisi, è caratterizzata da una specifica impronta di carbonio (espressa in termini di emissioni di CO₂ ed altri gas serra) che, per quanto estremamente inferiore a quello di tecnologie che sfruttano le fonti fossili, non può essere considerata nulla.

Dati di letteratura tecnica indicano che le emissioni di gas ad effetto serra per impianti fotovoltaici, espresse in termini di unità di massa di CO₂ equivalente, sono variabili a seconda della taglia dell'impianto, della tipologia di installazione (su falda o a terra) e della tecnologia utilizzata (pannelli in silicio cristallino, silicio amorfo, CdTe, ecc.). Il range individuato dalla revisione della letteratura indica una variabilità delle emissioni, valutate lungo l'intero ciclo di vita con un approccio metodologico di Life Cycle Assessment (LCA), di un ordine di grandezza, con valori minimi di circa 10 gCO₂eq/kWh e valori massimi di 167 gCO₂eq/kWh. Risultati armonizzati in funzione dei valori caratteristici di alcuni parametri fondamentali per la produzione da impianti fotovoltaici (irradiazione solare, efficienza dei moduli, performance ratio), e quindi in un certo senso depurati dalle differenze e dalle inconsistenze metodologiche dei diversi studi LCA, indicano invece un valore della mediana pari a circa 30 gCO₂eq/kWh. Dati inclusi in database LCA ampiamente riconosciuti a livello internazionale (Ecoinvent) indicano valori compresi tra 71 e 83 gCO₂eq/kWh.



Valori minimi, medi e massimi per i diversi impianti di produzione dell'energia elettrica [gCO2eq/kWh]

Come è possibile notare dalla sintesi grafica precedente, la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici è caratterizzata da un **impatto di ciclo di vita significativamente inferiore sia alle tecnologie convenzionali “pulite” (gas naturale) che a quelle più “sporche” (carbone)**.

Nelle valutazioni successive si assume come riferimento per il fotovoltaico il valore massimo assoluto riscontrato dalla letteratura (167 gCO2eq/kWh), una scelta sicuramente peggiorativa per l'impianto fv ma cautelativa.

Il primo aspetto importante da sottolineare è che – con riferimento ai dati di letteratura – la superficie “coperta” da un impianto a terra del tipo di quello oggetto di analisi **è di norma solamente il 20-25% circa della superficie lorda in pianta occupata dall'impianto stesso**. Infatti, buona parte di tale superficie, essendo dedicata principalmente a spazi vuoti e corridoi fra le diverse file di moduli, nonché a viabilità di collegamento (non asfaltata), rimane praticamente scoperta. Anche le infrastrutture accessorie, quali le cabine di alloggiamento di inverter e trasformatori, cabine elettriche

di ricezione, canalette e tombini prefabbricati per i cavi ed eventuali altri locali di servizio (ad es. locale ufficio), coprono una superficie estremamente limitata (circa un 1-2% dell'intera superficie del sito).

Il secondo aspetto rilevante è che, essendo i moduli fotovoltaici infissi nel terreno con pali in acciaio, su strutture ad inseguimento "tracker", con una altezza libera rispetto al piano campagna che varia fra circa 0,6 e 2,3 metri, anche **il terreno al di sotto dei moduli rimane normalmente nelle sue condizioni "di uso" precedenti all'installazione dell'impianto.**

Ne consegue che la grandissima parte (98%) della superficie asservita all'impianto, non è interessata da alcun intervento che comporti impermeabilizzazione e/o modifica irreversibile del suolo e del suo del profilo.

Il terzo aspetto che occorre mettere in evidenza è lo **stoccaggio di carbonio nel suolo**. Di norma il suolo funge da serbatoio per lo stoccaggio del carbonio ("carbon sink") dal momento che il terreno, attraverso le piante ed i vegetali, assorbe anidride carbonica e la stocca al suo interno in forma organica. Tale meccanismo è comunque abbastanza complesso e influenzato da una serie di fattori e, a seconda di come questi variano, è possibile che il suolo da deposito di carbonio si trasformi in fonte di emissione di CO₂. Senza entrare nei dettagli di questi argomenti, e dunque tralasciando ogni tipo di considerazione legata al fatto che un non corretto utilizzo agricolo del suolo potrebbe far sì che dallo stesso si generino emissioni di gas serra (trasformandosi così da "carbon sink" a "carbon source"), ai fini della presente analisi è sufficiente sapere che un sistema suolo-coltivazione "sano" consente di assorbire CO₂ in maniera variabile a seconda del tipo di impianto praticato (si veda Tab. successiva per i valori generali).

Tipologia	Assorbimento ¹ (tCO ₂ /ha*anno)	NOTE
Impianti di arboricoltura tradizionale	5-14	
Impianti di arboricoltura a rapida rotazione (SRF)	18-25	
Quercu-carpineto planiziale	11	(per un popolamento maturo)
Pioppeto tradizionale	15-18	(su un turno di 10 anni)
Foreste di latifoglie in zone temperate (dati IPCC)	7	(considerando solo la biomassa epigea)
Prato stabile	max 5	

Valori di assorbimento di riferimento per tipologie di impianti realizzati

Ai fini della valutazione di una carbon footprint di sito (carbon footprint sito-specifica) e della stima dell'impatto associato alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, nonché quello associato alla sottrazione di suolo ad essa connessa, sono state adottate le ipotesi più cautelative (peggiorative per l'impianto): sono state infatti prese in considerazione le ipotesi che massimizzerebbero le emissioni di CO₂ relativamente all'impianto fotovoltaico, una logica che ha permesso di verificare la bontà della soluzione impiantistica fotovoltaica al di là di ogni ragionevole dubbio di sottostima dei suoi impatti. Per quanto riguarda le emissioni valutate con approccio di ciclo di vita, adottando dunque il valore peggiore riscontrato dall'analisi della letteratura e delle banche dati di riferimento, pari a 167 gCO₂eq/kWh, risulta evidente come -anche nella peggiore dell'ipotesi- **tali emissioni siano decisamente inferiori a quelle di ogni qualunque altra tipologia di centrali di produzione elettrica**. Una centrale a gas naturale a ciclo combinato, ad esempio, è infatti caratterizzata da un valore di 350-400 gCO₂eq/kWh, mentre una centrale a carbone ha di norma valori di emissione dell'ordine di 750-1.050 gCO₂eq/kWh.

L'impatto di ciclo di vita ipotizzato in via cautelativa (peggiorativa) per il kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto di analisi risulta essere anche sensibilmente inferiore a quello associato ad un kWh prelevato dalla rete elettrica nazionale (pari a circa 400 gCO₂eq/kWh come valore medio nazionale associato alla sola generazione elettrica, quantificato peraltro senza considerare l'intero ciclo di vita delle centrali del parco nazionale come invece considerato in questo studio, in una logica peggiorativa).

Nella tabella seguente si riassumono i valori di emissioni delle fonti sopra descritte:

Emissioni in ottica LCA [gCO₂eq/kWh]	Fotovoltaico	Gas naturale	Carbone
Valore minimo da letteratura	9,4	350	750
Valore massimo da letteratura	167	410	1.050
Valore assunto in questa analisi	167	-	-

Valori di emissione di riferimento per i diversi impianti

Per quanto riguarda invece la quantità di **carbonio stoccato nel suolo, nelle condizioni in cui si trova il terreno attualmente (seminativo incolto)** questo può essere considerato praticamente trascurabile.

Viceversa, in considerazione delle misure ambientali previste da progetto è stata considerata la condizione di “prato stabile” (assorbimento massimo pari a 5 tCO₂/ha*anno). Nonostante i dati di letteratura indichino **valori medi di suolo sottratto nel range 2-5%**, in via cautelativa è stato considerato nei nostri calcoli un valore di sottrazione effettiva di suolo pari al 10% della superficie totale asservita all’impianto (il valore della superficie non interessata da interventi collegata all’impianto fv sarebbe quindi dell’90%).

Considerata dunque la vita utile dell’impianto pari a 30 anni, la CO₂ stoccata nel terreno risulta essere pari a 9.198 tCO₂.

Considerando un ipotetico scenario di non installazione dell’impianto agrovoltaico, in cui l’intera superficie del lotto fosse invece oggetto di una ipotetica messa a dimora di vegetativi con ipotetici finanziamenti da identificare (trovandosi poi quindi in condizioni di prato stabile), l’assorbimento totale risulterebbe pari a 9.198 tCO₂.

La riduzione teorica della CO₂ stoccata rispetto a tale ipotetico scenario pari solamente al 10% circa.

I risultati dell’analisi presentati nel precedente paragrafo forniscono una chiara evidenza: ragionando in termini di **ciclo di vita**, l’impatto associato all’impianto fotovoltaico “San Francesco” non può essere considerato nullo, né in termini di emissioni di gas ad effetto serra né in termini di effetto di riduzione delle potenzialità di stoccaggio di carbonio al suolo.

Allo stesso modo però, le evidenze emerse dallo studio dimostrano che:

-le emissioni di CO₂eq (167 gCO₂eq/kWh come ipotesi cautelativa) sono evidentemente **molto inferiori a quelle associate ad altre tipologie di centrali di generazione elettrica** (indicativamente 350-400 gCO₂eq/kWh di una centrale a gas naturale a ciclo combinato e 750-1.050 gCO₂eq/kWh di una centrale a carbone), nonché a quelle derivanti dalla sola generazione di un kWh prelevato dalla rete elettrica nazionale (circa 400 gCO₂eq/kWh);

-anche nel caso di ipotesi marcatamente cautelative, cioè di una porzione di suolo effettivamente sottratta ad usi alternativi pari al 10% (pur a fronte di valori massimi riscontrati in letteratura del 5%), la riduzione della CO₂ stoccata nel terreno rispetto ad uno scenario di teorica semina di prato stabile

(permanente) sarebbe **limitato**, solo del 10%. In tale condizione, infatti, l'assorbimento totale risulterebbe pari a 9.198 tCO₂, mentre con l'impianto realizzato il valore teorico di stoccaggio al suolo sarà pari a 8.278 tCO₂;

-lo stoccaggio di carbonio nel suolo allo stato attuale è sostanzialmente **trascurabile**.

I dati sopra introdotti mostrano quindi **un risultato sicuramente ed ampiamente positivo in termini di minori emissioni di CO₂ e gas serra nel caso di realizzazione di un impianto agrovoltaico** rispetto alla alternativa generazione della medesima energia da impianti convenzionali: il vantaggio ambientale di tale produzione pulita **andrebbe a superare ampiamente la perdita di stoccaggio di carbonio organico nel suolo anche nel caso di ipotetica ed alternativa coltivazione del medesimo suolo a prato stabile**.

In aggiunta è da considerare che il progetto agricolo prevede ulteriori interventi quali uliveti, etc che rivestono un ruolo importante a livello ambientale, sia a livello locale (favorendo la rinaturalizzazione del territorio) sia a livello globale (favorendo la mitigazione climatica grazie ad significativo stoccaggio di CO₂).

2.4. Vantaggi ambientali

Gli impianti fotovoltaici riducono la domanda di energia da altre fonti tradizionali contribuendo alla riduzione dell'inquinamento atmosferico (emissioni di anidride carbonica generate altrimenti dalle centrali termoelettriche). L'emissione di anidride carbonica "evitata" ogni anno è facilmente calcolabile. È sufficiente moltiplicare il valore di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico per il fattore del mix elettrico italiano (0,466 Kg CO₂/kWhel).

Es. 1000 kWhel/kWp x 0,466 Kg = 466 Kg CO₂

Moltiplicando poi l'anidride carbonica "evitata" ogni anno per l'intera vita dell'impianto fotovoltaico, ovvero per 30 anni, si ottiene il vantaggio sociale complessivo. Nel precedente esempio, l'impianto fotovoltaico durante la sua vita "evita" la produzione di **20.387** Kg di CO₂.

Se la produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso e che è limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo, la fase di produzione dei pannelli fotovoltaici comporta un certo consumo energetico e l'uso di prodotti chimici. Va considerato però che la maggior parte delle aziende produttrici di componenti fotovoltaici è certificata ISO14000,

quindi impegnata a recuperare e riciclare tutti i propri effluenti e residui industriali sotto un attento controllo. Nella fase di dismissione dell'impianto, i materiali di base quali l'alluminio, il silicio o il vetro, possono essere riciclati e riutilizzati sotto altre fonti.

Per quanto riguarda il consumo energetico necessario alla produzione di pannelli, quello che viene chiamato energy pay back time, ovvero il tempo richiesto dall'impianto per produrre altrettanta energia di quanta ne sia necessaria durante le fasi della loro produzione industriale, è sceso drasticamente negli ultimi anni ed è pari attualmente a circa 3 anni. Per i moduli in film sottile, l'energy pay back time scende addirittura a un anno. Questo significa che, considerando una vita utile dei pannelli fotovoltaici di circa 30 anni, per i rimanenti 29 anni l'impianto produrrà energia pulita.

2.5. Vantaggi socio-economici

I vantaggi dell'agrovoltaico sono evidenti: i moderni impianti offrono grosse possibilità tecnologiche ed industriali per l'Italia oltre ad un progresso tecnologico in campo agricolo.

I vantaggi principali di questa tecnologia sono:

- L'agrovoltaico è un business sostenibile, sicuro e senza rischi. Gli investimenti e le rese sono chiari e calcolabili a lungo termine;
- la facilità di installazione dei sistemi agrovoltaici e l'interdisciplinarietà delle competenze necessarie alla messa in opera di un impianto rendono questo campo di applicazione un mercato con interessanti prospettive di sviluppo. Il risultato è quello di ottenere il consolidamento del settore e la creazione di nuovi posti di lavoro, consociata ad una nuova e più sostenibile gestione agricola dell'area ;
- la tecnologia solare è molto richiesta e beneficia di un vasto consenso sociale. Nessun'altra tecnologia dispone al momento di una tale popolarità;
- la tecnologia solare ha strutture che necessitano di fondazioni non molto profonde e pertanto tali impianti presentano elevata facilità di dismissione;
- un impianto agrovoltaico mantiene immutata nel tempo la vocazione agricola dell'area senza snaturarla rispetto al paesaggio e alla percezione che si ha di esso.

Tra i vantaggi legati allo sviluppo dell'agrovoltaico troviamo senza dubbio grandi ricadute positive in ambito occupazionale attraverso la definizione di una strategia trasversale per innovare il settore industriale, quello edilizio nonché il tessuto delle piccole e medie imprese italiane ed infine, ma non

per ultimo quello agricolo. Guardando oltre i nostri confini è possibile trovare 240mila occupati in Germania nelle fonti rinnovabili; la prospettiva italiana è che ci siano almeno 65mila occupati nell'eolico (secondo le stime dell'Anev al 2020) e magari altrettanti nel solare termico, nel fotovoltaico, nelle biomasse.

In Italia dei circa 16 milioni di ettari agricoli, circa 4 milioni sono inutilizzati.

Ogni anno circa 125.000 ettari agricoli vengono abbandonati per una sempre più compromessa sostenibilità dell'attività agricola.

La realizzazione e messa in esercizio di un impianto agrovoltaico, oltre a benefiche ricadute di ambito globale dovute al minore inquinamento per produrre energia elettrica, introduce una serie di ricadute in ambito "locale" positive per il tessuto socio-economico-territoriale; tra queste si possono sicuramente annoverare:

1. Aumento degli introiti nelle casse comunali in quanto i Comuni, che ospitano impianti all'interno dei loro terreni demaniali, ottengono una compensazione ambientale una tantum (opere di compensazione e ristoro) e flussi derivanti dall'imposta comunale sugli immobili che il più delle volte consente un aumento considerevole del bilancio del Comune stesso;
2. Incremento delle possibilità occupazionali dovuto agli interventi manutentivi e di gestione del verde che dovessero risultare necessari;
3. Maggiore indotto, durante le fasi lavorative, per le attività presenti sul territorio (fornitori di materiale, attività alberghiere, ristoratori...);
4. Possibilità di avvicinare la gente alle fonti rinnovabili di energia per permettere la nascita di una maggiore consapevolezza nei problemi energetici e un maggiore rispetto per la natura;
5. Possibilità di generare, con metodologie eco-compatibili, energia elettrica in zone che sono generalmente in forte deficit energetico rispetto alla rete elettrica nazionale;
6. Per la coltivazione e gestione delle aree dedicate al progetto agricolo e alle opere di mitigazione e compensazione ambientale si potranno innescare meccanismi virtuosi come il coinvolgimento di cooperative locali, continuità con aziende agricole esistenti e con gli attuali proprietari terrieri.

Si possono poi distinguere: Ricadute occupazionali dirette, Ricadute occupazionali indirette, occupazioni permanenti e occupazioni temporanee.

- Ricadute occupazionali dirette:

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

- Ricadute occupazionali indirette:

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori “fornitori” della filiera sia a valle sia a monte.

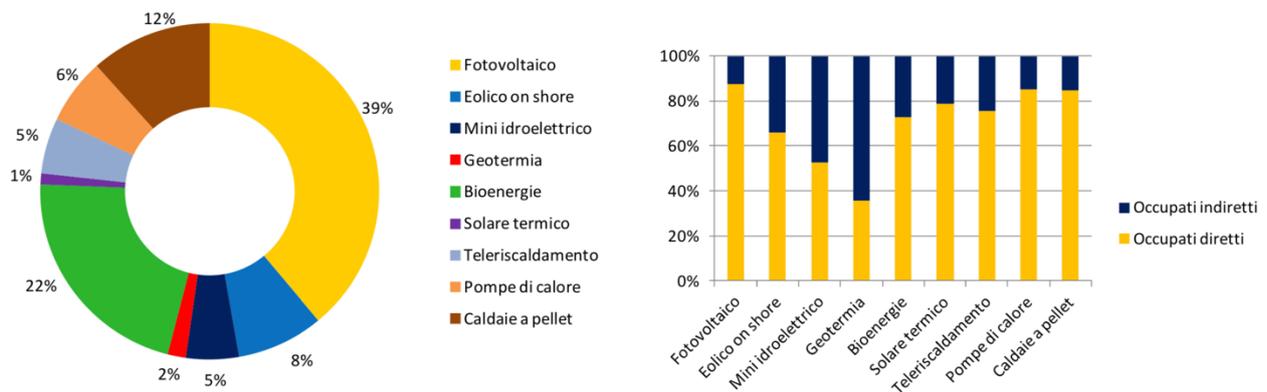
- Occupazione permanente

L’occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

- Occupazione temporanea

L’occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all’intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Come si può desumere dai grafici sotto riportati (fonte GSE e Greenpeace) il fotovoltaico è la tecnologia con il valore più alto in termini occupazionali sia a livello storico che statistico.



Nel caso specifico del progetto Sanfrancesco, saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di progettazione e sviluppo che nella costruzione oltre che nelle operazioni di gestione, manutenzione e infine dismissione.

FASE DI PROGETTAZIONE E SVILUPPO (le risorse impegnate nella fase di sviluppo saranno circa 21):

- Mediazione immobiliare (2 risorse)
- Rilevazioni topografiche (4 risorse)
- Ingegneria e permitting (6 risorse)

- Consulenze specialistiche (acustica, archeologica, geologica, agronomica, avi faunistica) (5 risorse)
- Consulenza legale (2 risorse)
- Notarizzazione (2 risorse)

FASE DI ESECUZIONE (le risorse impegnate-intese come picco di presenza in cantiere saranno circa 100 per la parte impianto agrovoltaiico e circa 50 per la parte impianto di Utenza e Rete):

Le lavorazioni previste sono:

- Rilevazioni topografiche
- Movimentazione di terra
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera;
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti;
- Connessioni elettriche e cablaggi
- Realizzazione di edifici in cls prefabbricato e muratura
- Realizzazione di cabine elettriche
- Realizzazioni di strade bianche e asfaltate
- Sistemazione delle aree a verde e delle fasce di mitigazione
- Sistemazione e preparazione delle aree adibite a progetto agricolo

Le professionalità richieste ed impiegate saranno pertanto:

- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra, addetti manutenzione strade)
- Topografi
- Elettricisti generici e specializzati
- Geometri/Ingegneri/Architetti
- Agronomi/Geologi/Tecnici competenti in acustica
- Personale di sorveglianza
- Operai agricoli
- Piccoli trasportatori locali

E' indubbio che saranno coinvolte indirettamente anche realtà al contorno come ad esempio B&B, alberghi, ristoranti, bar.

FASE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE (le risorse impiegate nella fase saranno circa 5)

Durante il periodo di esercizio dell'impianto, saranno impiegate maestranze per la manutenzione, la gestione e supervisione dell'impianto, oltre che per la sorveglianza dello stesso. Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza (O&M). Altre figure verranno impiegate occasionalmente al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

Nell'intervento è inoltre prevista la realizzazione di un importante progetto agricolo per il quale sono già in fase di definizione un accordo con realtà agricole locali e l'inserimento del progetto all'interno di una filiera.

FASE DI DISMISSIONE(le risorse impiegate nella fase saranno circa 100)

Per la dismissione saranno coinvolte le medesime figure tecniche e le manovalanze che erano state previste per la realizzazione.

2.6. Quadro normativo nazionale autorizzativo

- **Legge 29 luglio 2021, n. 108** – “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”.
- **Decreto legislativo 152/06, art. 27**, Procedimento Unico Ambientale e s.m.i.
- **Decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50** Codice dei contratti pubblici - (G.U. n. 91 del 19 aprile 2016);
- **D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207** - Regolamento di esecuzione ed attuazione del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante «Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE» - (G.U. n. 288 del 10 dicembre 2010).

- **Ministero dello sviluppo economico - D.M. 10-9-2010** – “Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”. Pubblicato nella Gazz. Uff. 18 settembre 2010, n. 219.
- **Decreto legislativo 22 gennaio 2004 n.42** “Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell’art. 10 della legge 6 luglio 2002, n.137” (G.U. n. 45 del 24 febbraio 2004).
- **Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387** – “Attuazione della direttiva 2001/77/Ce relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche nel mercato dell’elettricità”.
- **Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199** – “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili” (GU n.285 del 30-11-2021 - Suppl. Ordinario n. 42).
- **Ministero della Transizione Ecologica** – “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici”.

2.7. Normativa regionale di riferimento

- Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)
- Regolamento Regionale 24/2010
- Piano Energetico ad Ambientale della Regione Puglia (PEAR)
- Piano Territoriale Paesaggistico (PPR)- Basilicata
- Piano Energetico Ambientale Regione Basilicata (PIEAR)

Per maggiori riferimenti e approfondimenti al quadro normativo si rimanda al SIA.

2.8. Normativa tecnica impianto fotovoltaico e sicurezza

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- DL 81/2008: *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- DM 37/08: *Dichiarazioni di conformità impianti*

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- Legge 186/68: *Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*
- DM 14 gennaio 2008: *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- Circ. 4 luglio 1996: *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- CEI 0-2: *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- CEI 0-3: *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- CEI EN 61936-1: *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- CEI EN 50522: *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- CEI 11-28: *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- CEI 13-4;Ab: *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- CEI EN 60076-11: *Trasformatori di potenza Parte 11: Trasformatori di tipo a secco*
- CEI-UNEL 3535;Ab3: *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI-UNEL 357;Ab2: *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI IEC 60287-1-1/A1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite - Generalità*
- CEI IEC 60287-3-1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- CEI IEC 60287-3-2: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- CEI 64-8: *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*
- CEI 64-8/7 sezione 712: *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- CEI 81-3;Ab: *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- CEI 82-25; V1-V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- CEI EN 50524: *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*

- CEI EN 50461: *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- CEI EN 60099-1;Ab: *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-3: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-6: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*
- CEI EN 61439-3/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 60445: *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
- CEI EN 60529/EC: *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- CEI EN 60555-1: *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
- CEI EN 60904-1: *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- CEI EN 60904-2: *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
- CEI EN 60904-3: *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*

- CEI EN 60909-0: *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
- CEI EN 61000-3-2: *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)*
- CEI EN 61215-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61215-1-1: *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 61212-1-2: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*
- CEI EN 61212-1-3: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
- CEI EN 61212-1-4: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
- CEI EN 61215-2: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
- CEI EN 61724: *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
- CEI EN 61724-1: *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
- IEC 61727:2004 : *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
- CEI EN IEC 61730-1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN 61730-2/A1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*

- CEI EN 61829: Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V
- CEI EN 62053-21/A1: *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
- CEI EN 62108: *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
- CEI IEC/TS 62271-210: *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
- CEI EN 62305-1: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-2: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- CEI EN 62305-3: *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*
- CEI EN 62305-4: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- IEC 60364-7-712:2017: *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- UNI 10349: *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- Guida CEI 82-25: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*

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

3. IL SITO

3.1. Descrizione del sito

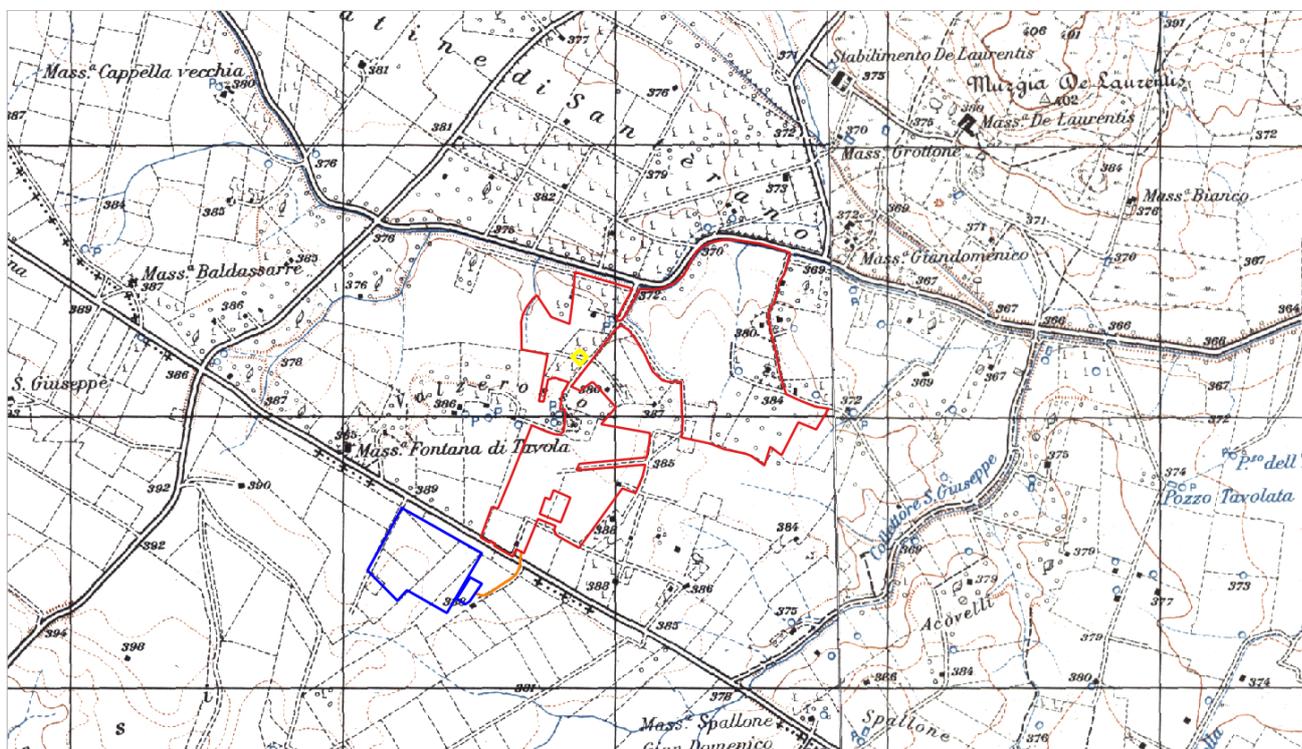
Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto agrovoltaico si sviluppa nel territorio del comune di Santeramo in Colle , distinto in Catasto al Foglio 103 Particelle 328-327-325-323-319-326-324-306-179-307-303-182-545-305-543-305-543-304-546-180-329-331-499-498-333-183-337-335-336-181-347-23-119-194-523-520-257-522-515-279-521-291-281-524-280-525-124-31-14-344-157-345-214-163-15-187-216-284-217-55-131. La nuova Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 30/150 kV verrà realizzata su di un terreno distinto in Catasto al Foglio 19 Particelle 244, 199, 200, 201.

L'area di intervento è raggiungibile attraverso la Strada Provinciale 140. La superficie lorda dell'area di intervento è di circa 61,3212 ha.

L'area oggetto della progettazione si trova ad un'altitudine che va da m 67 s.l.m. a m 106 s.l.m. e le coordinate geografiche sono:

latitudine: 40°44'03.65" Nord

longitudine: 16°41'46.12" Est



Inquadramento generale intervento su base IGM

La realizzazione dell'impianto agrolvoltaico non richiederà l'esecuzione di interventi tali da comportare sostanziali modificazioni del terreno, in quanto sono state privilegiate soluzioni che minimizzano le operazioni di scavo e riporto, volte a rispettare l'attuale morfologia.

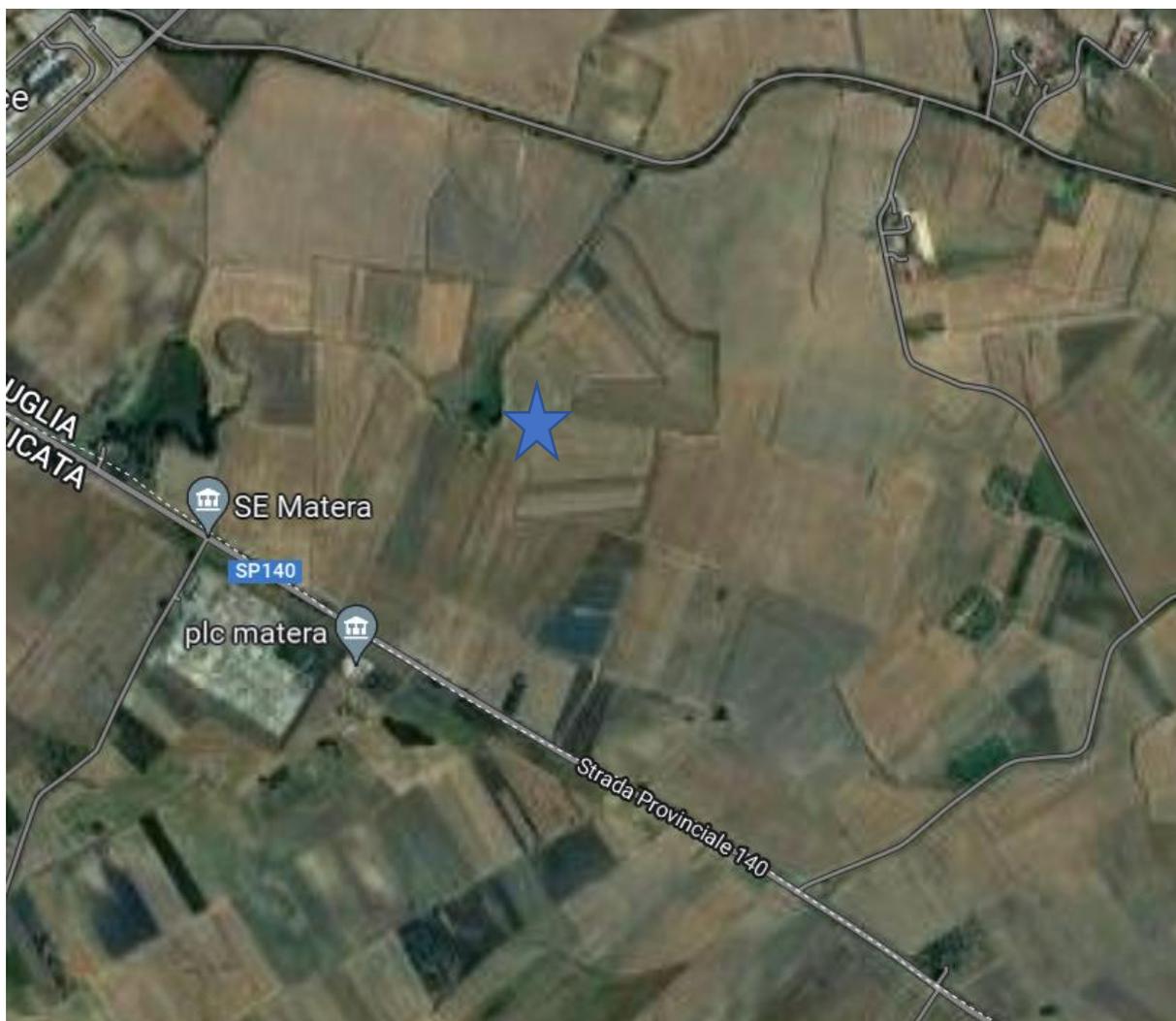
Per l'impianto agrolvoltaico non sono previsti rilevanti movimenti terra, se non quelli dovuti allo scavo per la posa dei cavidotti interrati.

3.2. Descrizione dell'accesso al sito

I tratti di viabilità considerati nel presente paragrafo sono quelli necessari al raggiungimento del sito in cui verrà realizzato l'impianto agrolvoltaico "Sanfrancesco"; il sito in questione si trova sul territorio del Comune di Sateramo in Colle in provincia di Bari.

L'obiettivo è quello di illustrare il percorso stradale necessario per raggiungere il sito oggetto di intervento.

Il sito di progetto è raggiungibile facilmente percorrendo la SP140.



Viabilità del sito intervento



Accesso al sito intervento da SP140



Accesso al sito intervento da Strada Comunale Esterna Scolo Vallone

3.3. Analisi degli strumenti di pianificazione e tutela

Per la scelta del sito da destinare alla realizzazione dell'impianto si è effettuata preliminarmente un'analisi vincolistica utilizzando come supporto le cartografie disponibili sul Portale Cartografico della Regione Puglia, nonché consultando il PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale Regionale) e il Piano Urbanistico Generale del Comune di Santeramo in Colle.

I Piani e le Perimetrazioni che sono stati esaminati sono i seguenti:

- PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale Regionale)
- Parchi Nazionali
- Aree Naturali Protette
- Riserve Naturali Statali
- Parchi e Riserve Naturali Regionali
- Rete Natura 2000 costituita, ai sensi della Direttiva "Habitat", dai Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) prevista dalla Direttiva "Uccelli"
- Important Bird Areas (IBA)
- Aree umide di RAMSAR
- Ulivi monumentali ai sensi dell'art. 5 della Legge Regionale 14/2007
- Aree a pericolosità idraulica (Autorità di Bacino)
- Aree a pericolosità da frana (Autorità di Bacino)
- Aree a rischio (Autorità di Bacino)
- Vincoli idrogeologici
- Vincoli e segnalazioni architettonico-archeologiche (VIR)
- Piano di tutela delle Acque.

Dall'analisi effettuata, come riportato negli stralci cartografici dell'elaborato grafico non sono emerse interferenze tali da ritenere l'intervento non ammissibile con le aree oggetto di tutela, ad ogni modo, ulteriori approfondimenti sono riportati ed ampiamente descritti nell'elaborato **SK_SAN - 28 - Studio di Impatto Ambientale**.

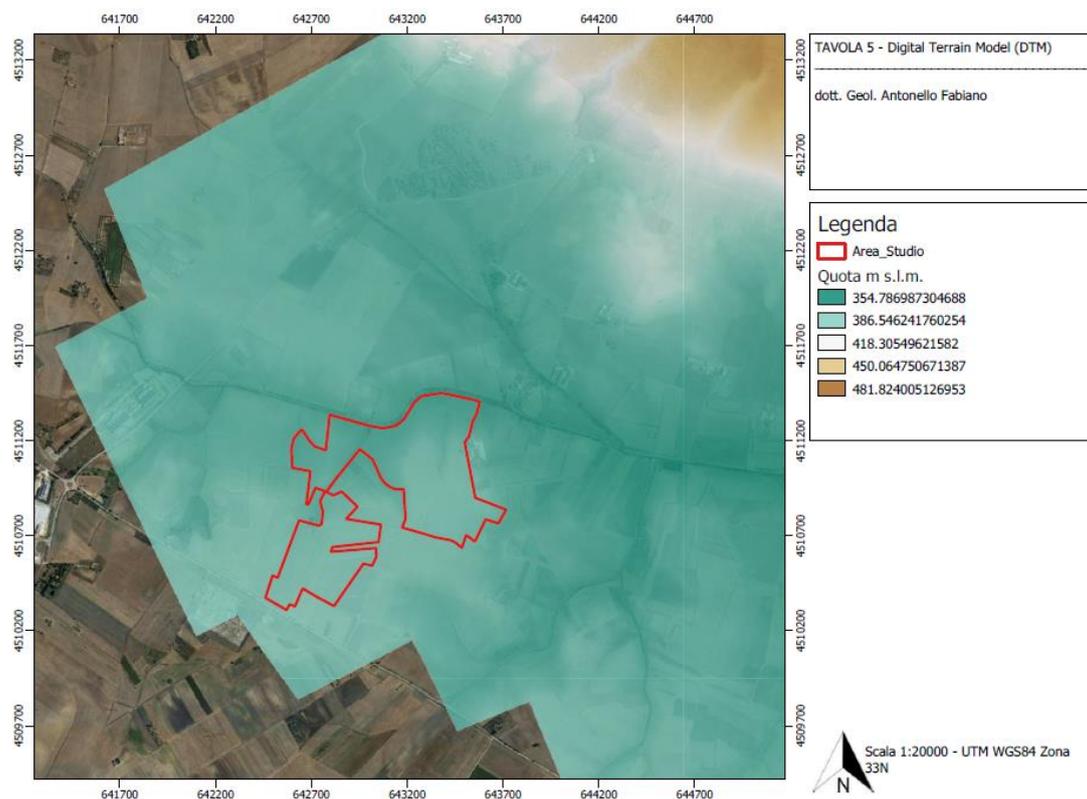
3.4. Aspetti geologici, topografici, idrologici e geotecnici

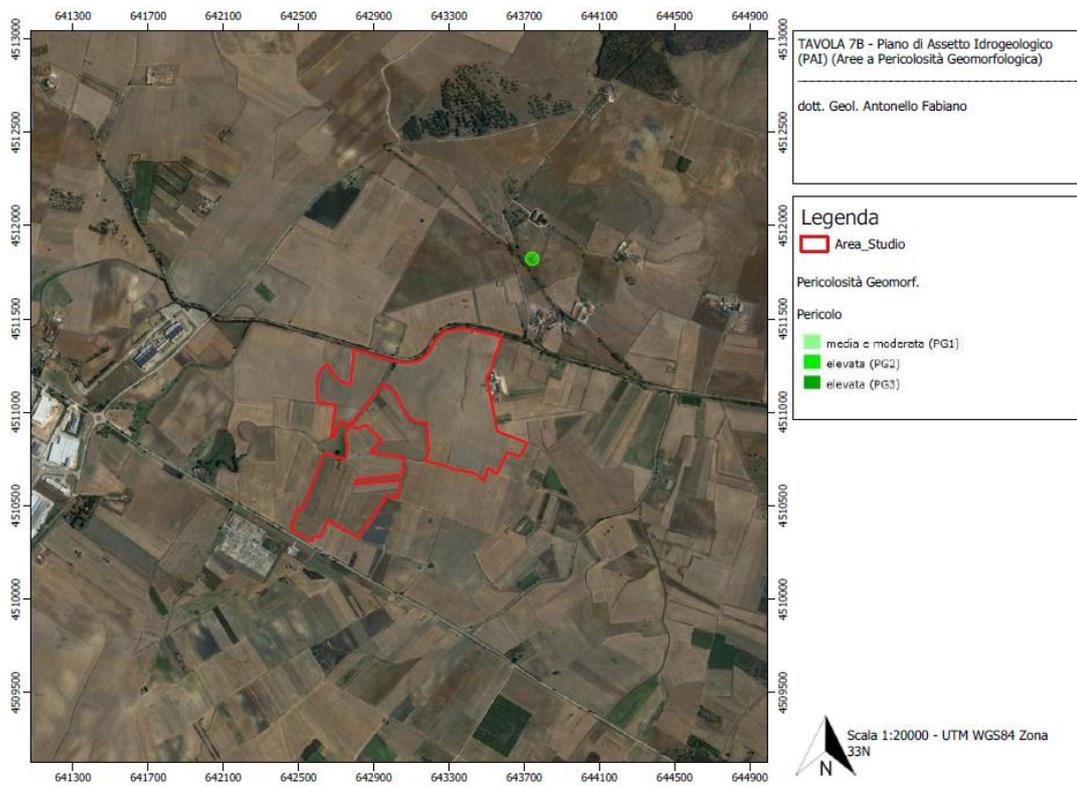
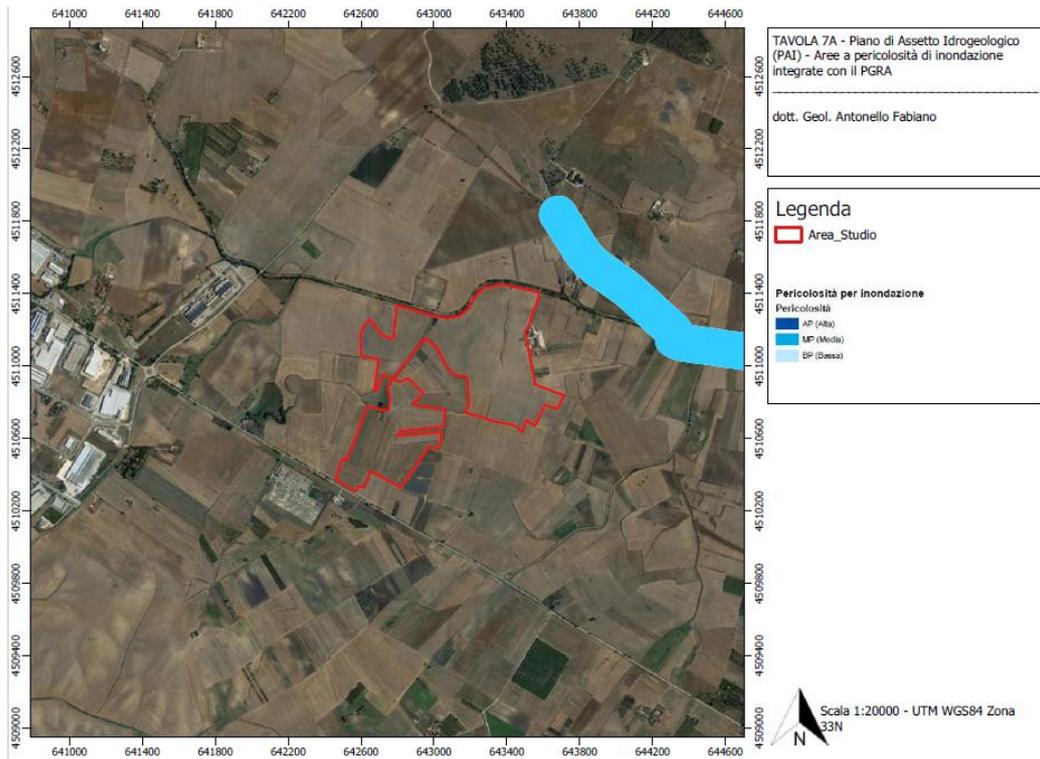
Dal punto di vista geologico l'unità geostrutturale costituita dall'"Avanfossa Bradanica", lungo il margine della quale ricade l'area d'intervento, si contraddistingue per l'affioramento di terreni che,

nell'insieme, costituiscono la successione regressiva di colmamento del bacino di sedimentazione attivo dal Pliocene sino al Pleistocene, tra la Catena Appenninica e l'Avampaese Murgiano. Tale successione è costituita da un'unità argillosa di base, di età Plio-Pleistocenica, spessa alcune centinaia di metri nella parte centrale del bacino e più sottile nelle zone di margine. Sull'unità argillosa di base poggiano, in continuità di sedimentazione, terreni sabbiosi con frequenti intercalazioni conglomeratiche, di spessore variabile ma non superiore a cento m. Il ciclo regressivo è chiuso da un'unità conglomeratica di origine continentale, con spessore oscillante intorno ad alcune decine di metri. Lungo l'alveo e sulle sponde dei principali corsi d'acqua presenti in zona si rinvengono depositi alluvionali terrazzati di origine fluvio-lacustre costituiti da conglomerati poligenici, limi e sabbie. Nell'immagine seguente si mostra l'ubicazione dell'area d'intervento in riferimento alla Carta Geologica d'Italia in scala 1:100000 – Fg. 189 “Altamura”.



Dal punto di vista geologico, al di sotto della copertura di terreno vegetale (circa 2m), localmente l'area in esame è caratterizzata dalla presenza di sabbie quarzose calcaree debolmente cementate (Qcs), di colore prevalentemente giallastro, con frequenti lenti conglomeratiche ed intercalazioni calcarenitiche (Qccs). Nell'area in esame affiorano cospicuamente, costituendo la parte alta dei versanti e le superfici di cresta dei rilievi. A letto poggiano sull'unità argillosa di base mentre a tetto passano, in continuità di sedimentazione e per alternanze, all'unità conglomeratica di chiusura del ciclo regressivo. Lo spessore dell'unità non supera i cento metri. L'età delle "Sabbie di Monte Marano" è ascrivibile al Pleistocene medio-inferiore, durante il quale si deposero in ambiente marino litorale. La circolazione idrica di superficie dell'area in esame si sviluppa in alcune linee di deflusso a regime torrentizio. Si tratta di corsi d'acqua caratterizzati da un regime idraulico segnato da prolungati periodi di magra o di secca, interrotti da improvvisi eventi di piena corrispondenti o immediatamente successivi agli eventi meteorici più cospicui.







Per ogni ulteriore approfondimento e discretizzazione si rimanda alle relazioni specialistiche redatte dal Dott. Geol. Antonello Fabiano e allegate al progetto.

3.5. Le interferenze

Le interferenze per la realizzazione dell'impianto agrovoltaico e delle relative opere connesse sono state riscontrate esclusivamente lungo il percorso del cavidotto MT di collegamento tra impianto e stazione di elevazione MT/AT; tale infrastruttura elettrica, che verrà posata completamente in maniera interrata al di sotto della sede stradale, interferisce con infrastrutture e/o sottoservizi come meglio rappresentato nell'elaborato "**SK_SAN-71-Risoluzione interferenze**" al quale si rimanda per tutti i particolari grafici.

In fase post autorizzativa, per definire l'esecutivo del cavidotto e per produrre la documentazione necessaria per le richieste di concessione attraversamenti, verranno condotte indagini georadar così da avere la reale situazione dei sottoservizi presenti lungo tutto il percorso dello stesso.

3.6. Gli espropri

Per l'individuazione delle ditte proprietarie dei terreni interessati sia dall'esproprio che dall'imposizione di servitù da elettrodotto necessari per la realizzazione, nei Comuni Santeramo in Colle e Matera, dell'impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica denominato "Sanfrancesco", sono stati redatti degli appositi elaborati:

- Piano particellare di esproprio

Il piano particellare si compone della parte descrittiva in cui vengono analiticamente elencate le eventuali ditte catastali da espropriare o da sottoporre a servitù con le corrispondenti superfici da occupare e dalla indennità offerta, oltre che da elaborati grafici che consente di individuare l'area interessata dall'opera riportata sulla mappa catastale aggiornata.

Si precisa che le particelle su cui ricadrà l'impianto fotovoltaico in oggetto sono nella disponibilità della società **SANFRANCESCO SRL**, con contratti preliminari di compravendita e/o di diritto di superficie legalizzati.

Mentre, per quanto riguarda le opere di connessione avremo due procedure distinte, ovvero:

a) Cabina di elevazione MT/AT: sebbene l'area prevista per la realizzazione della cabina MT/AT, adiacente alla SST di Terna denominata "Matera Jesce", sia già nella disponibilità della società proponente, si è ritenuto comunque opportuno includerla nel presente piano particellare di esproprio così da assicurare e meglio garantire la realizzabilità del progetto.

b) Cavidotto interrato: il tracciato del cavidotto elettrico interrato, necessario per connettere il suddetto impianto alla suddetta stazione elettrica di Terna, segue la viabilità pubblica per la quale si prevede la stipula di apposita convenzione. Mentre, per i tratti di cavidotto ricadenti in aree in proprietà privata si prevede il ricorso alla procedura di apposizione di servitù di elettrodotto coattivo; In misura residuale, per attraversamenti di sedi stradali o di porzioni di terreno di pubblica proprietà e/o Enti pubblici, si prevede la stipula di apposita convenzione.

3.7. Il paesaggio, l'ambiente ed i beni tutelati

In generale, l'impatto di un'opera sul contesto paesaggistico di un determinato territorio è legato a due ordini di fattori:

- **Fattori oggettivi:** caratteristiche tipologiche, dimensionali e cromatiche, numerosità delle opere, dislocazione sul territorio;
- **Fattori soggettivi:** percezione del valore paesaggistico di determinate visuali, prefigurazione e percezione dell'intrusione dell'opera.

La valutazione degli impatti cumulativi, in un dato contesto territoriale, nasce dall'esigenza di analizzare non il singolo impianto, ma come esso si relaziona ad altri impianti ivi presenti ed al suo territorio. La normativa nazionale ha inteso regolamentare la gestione di eventuali elevate concentrazioni di impianti in un dato contesto territoriale. In tale contesto infatti, occorre valutare la ricettività del territorio, vale a dire mediante opportuni parametri, l'analisi di alcune soglie di allerta che potrebbero condurre alla saturazione dell'area analizzata. L'analisi del contesto territoriale e della sua ricettività valuta tutte le matrici ambientali: aria, acqua e suolo. Si verifica innanzitutto se esse sono compromesse o soggette a particolare vincolo, individuando dapprima le aree non idonee FER e successivamente gli altri impianti presenti nell'intorno, come sancito dalla legge regionale del 7 agosto 2009, n. 22 e s.m.i.

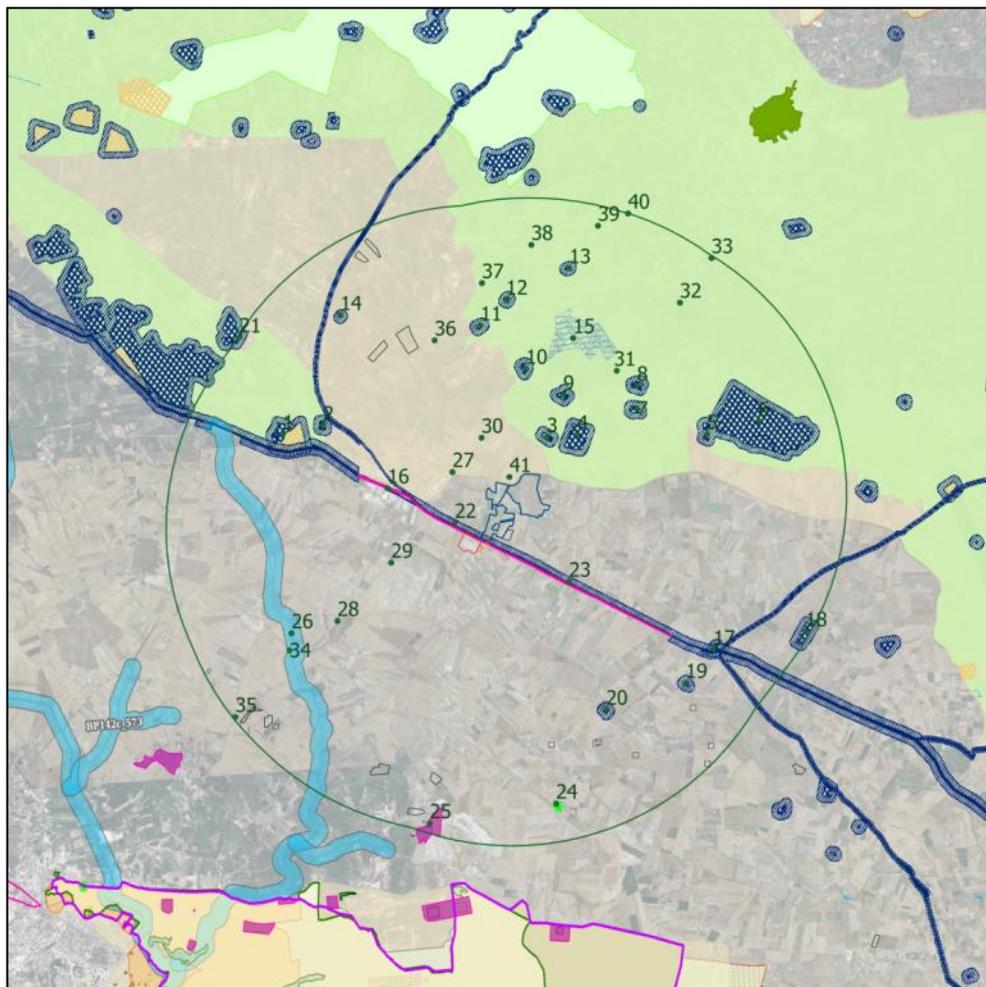
La Regione Puglia, nell'ottica del perseguimento dello sviluppo sostenibile fissato negli accordi di Kyoto e di Johannesburg, si propone lo sfruttamento delle energie rinnovabili nel rispetto di regole regionali predeterminate compatibili con i vigenti principi informativi della disciplina statale e comunitaria in materia di produzione di energia, con la finalità di consentire la realizzazione di impianti meno impattanti e più produttivi.

La valutazione dell'impatto sul paesaggio è quindi complessa perché, a differenza di altre analisi, include una combinazione di giudizi sia soggettivi che oggettivi. Pertanto, è importante utilizzare un approccio strutturato, differenziando giudizi che implicano un grado di soggettività da quelli che sono normalmente più oggettivi e quantificabili.

Per il progetto del campo fotovoltaico "San Francesco" si è optato per un approccio oggettivo alla valutazione, determinando analiticamente e geometricamente l'intrusione visiva del progetto nel panorama locale con la realizzazione di **analisi di intervisibilità** da punti sensibili, da una verifica preliminare e una successiva di rilievo fotografico in loco e dai punti sensibili.

Questo tipo di approccio garantisce, al di là di ogni eventuale considerazione soggettiva, una quantificazione reale della percezione delle opere in progetto, in termini di superficie di orizzonte visuale occupata dalla sagoma dei pannelli, per un dato punto di osservazione.

L'area di impatto potenziale, valutata a livello di area vasta, si può assumere preliminarmente definita entro un'area avente raggio di 3 km dall'impianto proposto.



Punti sensibili nel Buffer 3 km dall'impianto "Sanfrancesco"

I punti di osservazione sono stati individuati lungo i principali itinerari visuali quali strade di interesse paesaggistico, strade panoramiche, viabilità principale, lame, corridoi ecologici e nei punti che rivestono un'importanza particolare dal punto di vista paesaggistico (beni tutelati ai sensi del D.Lgs 42/2004, i fulcri visivi naturali e antropici).

Dalle analisi dello studio emerge che l'area interessata dallo sviluppo dell'impianto fotovoltaico non impatti negativamente sulla componente visiva anche grazie alla presenza della geomorfologia del territorio. Dai punti sensibili di osservazione, la presenza del nuovo impianto e della stazione non andranno a produrre un impatto cumulativo visivo sul paesaggio. Inoltre grazie alla mitigazione visiva prevista in fase di esercizio, l'impianto risulterà completamente schermato. La scelta di progettare un impianto agrivoltaico inoltre consentirà di inserire l'impianto all'interno del paesaggio producendo un impatto ridotto sullo stesso e apportando dei benefici in campo ambientale ed economico in quanto sullo stesso terreno verrà prodotta energia pulita ma anche materie prime agricole.

Per ogni approfondimento si rimanda all'elaborato specifico e relativa relazione specialistica denominati **"SK_SAN-37- Relazione intervisibilità impianto e SE"** e **"SK_SAN-73-Intervisibilità impianto e SE"**.

3.8. Approfondimenti sui campi elettromagnetici

Relativamente all'impatto da campi elettromagnetici sono state condotte indagini e misure finalizzate all'analisi dell'impatto ambientale e dei livelli di esposizione ai campi elettromagnetici generati dal realizzando impianto fotovoltaico e delle relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie per la realizzazione dell'impianto stesso, ossia le cabine di utenza e le cabine di raccolta con relativi raccordi a mezzo di cavidotti alla RTN c/o la Stazione elettrica di Matera Jesce.

Al fine di contestualizzare il nuovo insediamento impiantistico con relativi attraversamenti su suolo pubblico dei cavidotti, sono state effettuate misure di fondo per valutare l'eventuale presenza di sorgenti non note a priori che si aggiungerebbero come effetto a quelle previste da questa relazione per il progetto di impianto. Le stesse hanno interessato diversi punti posti in prossimità dei luoghi ove saranno realizzate le cabine e in punti di attraversamento dei cavidotti .

Le misure sono state eseguite con strumentazione certificata seguendo le modalità riportate nella Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana" e sue successive modifiche.

L'impatto prodotto dai campi elettrici e magnetici generati dalle cabine di trasformazione è limitato ad una ridotta superficie nell'intorno delle cabine stesse, che comunque rientra nella proprietà ove insistono gli impianti e non è accessibile al pubblico, mentre il campo magnetico prodotto dai cavi di consegna in MT si è abbattuto adottando come soluzione progettuale l'interramento dei principali

cavidotti ed interrando i cavi di Media e Bassa Tensione a più di un metro. In particolare, per quanto riguarda i cavidotti interrati per l'allaccio dell'impianto alla rete elettrica nazionale che insistono prevalentemente su strada pubblica, i principali elementi che caratterizzano l'induzione magnetica sono la corrente di esercizio e la potenza trasportata che, così come dimostrato in relazione, non sono in grado di apportare effetti negativi all'ambiente circostante e alla salute pubblica.

Si può, quindi, concludere che, il costruendo impianto agrolvoltaico in oggetto e le opere annesse non producono effetti negativi sulle risorse ambientali e sulla salute pubblica nel rispetto degli standard di sicurezza e dei limiti prescritti dalle vigenti norme in materia di esposizione a campi elettromagnetici. Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **SK_SAN-14-Relazione inquinamento elettromagnetico impianto**.

3.9. Approfondimenti sull'acustica

L'opera in oggetto, relativa alla realizzazione dell'impianto agrolvoltaico come sopra descritto, verrà caratterizzata dal punto di vista di sorgente di rumore, a quello prodotto dalle apparecchiature all'interno delle varie cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica presenti nell'area d'intervento.

Le sorgenti di rumore presenti all'interno di ciascuna cabina sono essenzialmente: il trasformatore e l'inverter.

Per quanto riguarda il livello di pressione sonora prodotto dal trasformatore, si farà riferimento a valori riportati sulle comuni schede tecniche, così come quello prodotto dall'inverter, per i calcoli si farà riferimento ai valori ricavati da misurazioni o attraverso schede tecniche.

- Le sorgenti sonore che in fase Ante-Operam (prima dell'insediamento dell'opera) concorrono all'immissione acustica sui ricettori indicati sono generate dal livello di rumore residuo della zona, del quale attraverso un'indagine fonometrica è stato rilevato il valore.
- Le sorgenti sonore che in fase Cantierizzazione dell'Opera (durante la realizzazione dell'opera) concorrono all'immissione acustica sui ricettori di seguito indicati sono:
 - il livello di rumore residuo della zona;
 - le apparecchiature e i macchinari da utilizzare in cantiere secondo la contemporaneità di utilizzo dichiarata dalla committenza.
- Le sorgenti sonore che in fase Post-Operam (dopo dell'insediamento dell'opera) concorrono all'immissione acustica sui ricettori di seguito indicati sono:
 - il livello di rumore residuo della zona;

- il livello di rumore generato dalle apparecchiature su descritte ubicate all'interno di ciascuna cabina di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Al fine di quantificare nelle diverse ore della giornata, e quindi all'interno dei tempi di riferimento, lo scenario acustico della zona, è stato effettuato un rilievo acustico esterno nei pressi del punto R1 adottando la tecnica del campionamento e nelle seguenti modalità:

- montando il fonometro su un treppiedi a un'altezza dal piano di calpestio di 1.5 m nei pressi del punto esterno R1 come riportato nella foto che segue;
- con microfono munito di cuffia antivento;
- in condizioni meteo normali e in assenza di vento in tutto il periodo della misura.

In sintesi, il livello di pressione sonora della sorgente in esame comprensivo del livello di pressione sonora ambientale misurato in fase Ante-Operam (come somma logaritmica dei due livelli) è sempre contenuto all'interno dei limiti di accettabilità.

Pertanto, l'immissione sonora nei punti rappresentativi i ricettori, determinata dalla realizzazione dell'opera prevista in oggetto, è da ritenersi ACCETTABILE.

Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **SK_SAN-13-Relazione Acustica area impianto**.

3.10. Approfondimenti sull'archeologia

L'indagine archeologica preventiva finalizzata alla comprensione degli elementi storico archeologici propri del territorio in esame, è stata condotta dalla Dott.ssa Paola d'Angela.

Il lavoro redatto ha riportato la sintesi delle attività condotte per lo studio di Valutazione di Impatto Archeologico conforme ai criteri richiesti dall'ICCD e della Soprintendenza competente e secondo la legislazione vigente in materia di Archeologia Preventiva.

Attraverso le indagini svolte si è voluto valutare il grado di potenziale archeologico dell'area d'intervento e di rischio del progetto.

Come discriminare areale per la raccolta dei dati è stato individuato il comparto territoriale di insieme estendendo il buffer di indagine ai limiti comunali. Questo ha permesso di delineare un quadro sintetico ma completo dello sviluppo culturale dell'area in esame e di stabilire la sensibilità archeologica della stessa.

L'articolazione dello studio, che rispecchia la sequenza delle attività operative svolte, può essere così schematizzata:

- ✓ ricerca bibliografica e d'archivio che consiste nel reperimento dei dati relativi ai rinvenimenti archeologici editi e inediti nella letteratura specializzata, negli archivi delle Soprintendenze, presso i gruppi archeologici e le associazioni culturali locali;
- ✓ ricerca degli strumenti generali che consiste nella consultazione della documentazione relativa al terreno con riferimento agli aspetti geologici, pedologici, idrografici e nell'analisi aerofotografica, finalizzata ad individuare anomalie di tipo antropico o naturale significative per la ricostruzione geomorfologica e antropica del territorio;
- ✓ realizzazione di una sintesi storico-topografica relativa al territorio in esame, corredata dall'elencazione dei siti (dove esistenti) in cui sono presenti evidenze archeologiche note e già documentate;
- ✓ individuazione del potenziale di impatto archeologico che consiste nel definire la vocazione al popolamento dell'area, con l'obiettivo di delimitare le fasce a rischio archeologico che possono, anche solo in via indiretta, interferire con il progetto.

Prima di effettuare le ricerche di superficie sono state esaminate alcune fotografie satellitari relative al comparto territoriale in esame. La fotointerpretazione, infatti, risulta utile per l'individuazione di elementi archeologici in situ (strutture murarie, fossati, ecc.), ben visibili dall'alto e spesso evidenziati da particolari effetti cromatici del terreno o da una discontinuità nella crescita della vegetazione.

La strategia di ricognizione sul campo è stata impostata tenendo presente le dimensioni complessive dell'area, la localizzazione delle strutture, la tipologia di intervento in progetto e il conseguente effettivo rischio di distruzione di eventuali elementi di interesse archeologico, le caratteristiche geomorfologiche, pedologiche e antropiche dell'area.

Sono state così delimitate le Unità di Ricognizione, la cui denominazione corrisponde alle opere stradali di nuova realizzazione, il cui perimetro e la cui estensione sono stati stabiliti basandosi sulla localizzazione degli interventi, sulla presenza di caratteristiche del paesaggio da utilizzare come elementi di delimitazione fisica e sulla necessità di indagare un'area sufficientemente vasta.

Ciascuna Unità è stata perlustrata a seconda delle effettive possibilità di percorribilità del terreno e alle condizioni di visibilità.

La procedura utilizzata durante la ricognizione di superficie, qualora dal terreno emerga dato archeologico, è di seguito esposta: il materiale individuato sul campo non viene rimosso ma documentato fotograficamente in situ; si procede con la valutazione quantitativa relativa alla presenza di frammenti fittili sul terreno, definita in base al calcolo della densità di frammenti ceramici per metro

quadrato, classificando la concentrazione del materiale in superficie in sporadica (>5 fr./10mq), densità bassa (1-5fr./mq), densità media (5-10 fr./mq), densità alta (< di 10 fr./mq).

Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **SK_SAN-15-Relazione Archeologica**.

4. IL PROGETTO

4.1. Schede identificative dell'impianto

Impianto Fotovoltaico SANFRANCESCO	
Comune	SANTERAMO IN COLLE (BA)
Identificativi Catastali	<p>Impianto: Foglio 103 Particelle 328-327-325-323-319-326-324-306-179-307-303-182-545-305-543-305-543-304-546-180-329-331-499-498-333-183-337-335-336-181-347-23-119-194-523-520-257-522-515-279-521-291-281-524-280-525-124-31-14-344-157-345-214-163-15-187-216-284-217-55-131.</p> <p>Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 30/150 kV: Comune di Matera (MT) - Foglio 19 Particelle 244, 199, 200, 201.</p>
Coordinate geografiche impianto	<p>latitudine: 40°44'03.65" Nord</p> <p>longitudine: 16° 41'46.12" Est</p>
Potenza Modulo PV	570 W

n° moduli PV	52.910 moduli
Potenza in DC	30,158 MW
Tipologia strutture	Inseguitori mono assiali "tracker" con strutture infisse al suolo
Lunghezza cavidotto di connessione	358,5 m (MT)
Punto di connessione	SE Terna "Matera Jesce"

SCHEDA SINTETICA - IMPIANTO	
Superficie totale occupata [ha]	61,321
Area occupata dai tracker in posizione orizzontale [ha]	13,668
Area occupata dai tracker a 55° [ha]	7,307
Superficie captante [ha]	13,6679
Grado di utilizzazione della superficie:	
<i>Superficie tracker/superficie totale dell'impianto</i>	22,29 %
<i>Sup. captante /Sup. totale dell'impianto</i>	22,29 %
Percorso del cavidotto - lunghezza e Cartografia del percorso [m]	358,5 - cavidotto MT di connessione 1761 - cavidotti MT interni 3884 - cavidotti bt interni Per le cartografie si faccia riferimento all'elaborato <i>SK_SAN – 66 - Particolari cavidotti</i>

Numero e tipologia inverter e trasformatori e cabinati	10 cabine di campo con trasformatore e inverter 2 cabina di consegna 5 cabine per servizi ausiliari
Disponibilità punto di consegna Sì/No <i>Inserire dettagli ed estremi domanda di connessione</i>	Sì (Domanda di connessione cod. 201800567 del 04/03/2019)
Area recintata e tipologia di recinzione Sì/No <i>Indicare la tipologia</i>	Sì Recinzione in rete metallica a maglia larga, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno. L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2.00 m. È previsto un distacco continuo di 30 cm da suolo per passaggio piccola e media fauna.
Tipologia del trattamento del terreno dell'area coperta dai pannelli <i>Indicare la tipologia</i>	Colture interfila di specie locali: "Lenticchia di Altamura IGP", cece nero della Murgia e cicerchia.
Tipologia delle fondazioni della struttura moduli a tracker <i>Indicare la tipologia</i>	Tracker con pali battuti in acciaio direttamente infissi nel terreno
Infissione diretta del supporto pannelli Sì/No	Sì
Tipologia di supporto moduli <i>Indicare la tipologia</i>	Struttura a telaio in acciaio zincato
Altezza da terra dei moduli [cm]	Altezza minima: 80 cm Altezza allo snodo per passaggio mezzi agricoli: 280 cm Altezza massima: 470 cm
Sistema di lavaggio pannelli Sì/No <i>Indicare la tipologia</i>	Sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici.

<p>Tipologia di sorveglianza dell'impianto <i>Indicare la tipologia</i></p>	<p>Sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva. Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini.</p>
<p>Conformità dell'impianto di illuminazione emergenza</p>	<p>Sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico.</p> <p>Si può quindi affermare che non vi sarà illuminazione dell'area se non in caso di emergenza.</p>
<p>Procedure gestionali di pulizia e manutenzione <i>Breve descrizione</i></p>	<p>Le operazioni di pulizia dei moduli fotovoltaici avverranno tramite lavaggi periodici della superficie captante dei moduli stessi, senza l'uso di sostanze e prodotti chimici.</p> <p>Le procedure di manutenzione, invece, riguarderanno:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la componentistica elettrica attraverso manutenzioni periodiche effettuate da personale specializzato e competente - la vegetazione per la compensazione ambientale e mitigazione visiva che sarà mantenuta attraverso l'utilizzo di tagliaerba. <p>In nessun caso saranno utilizzati diserbanti o altri prodotti chimici atti a ridurre o eliminare la presenza di vegetazione spontanea sul campo.</p>

<p>Titolo che abiliti il proponente alla realizzazione dell'impianto: es. copia dell'atto di proprietà; del contratto d'affitto; della convenzione o benestare o parere preliminare o autorizzazione all'installazione rilasciata dal proprietario del sito stesso (Amministrazione Comunale, Consorzio d'Area di Sviluppo Industriale, privato)</p>	<p>Contratti di Compravendita Contratti di Diritto di superficie</p>
---	--

SCHEMA SINTETICA – MODULI PV	
Potenza di picco o nominale [MWp]	30,158 MW (in DC)
Producibilità annua [MWh]	43,749 MWh
Tipologia impianto	Impianto fotovoltaico su tracker monoassiale
Materiale celle	144 celle in silicio monocristallino
Dimensioni moduli	2278 x 1134 mm
Numero moduli	52.910

SCHEMA SINTETICA – SUOLO

Dati catastali area di impianto	<p>Santeramo in Colle (BA)</p> <p>Impianto: Foglio 103 Particelle 328-327-325-323-319-326-324-306-179-307-303-182-545-305-543-305-543-304-546-180-329-331-499-498-333-183-337-335-336-181-347-23-119-194-523-520-257-522-515-279-521-291-281-524-280-525-124-31-14-344-157-345-214-163-15-187-216-284-217-55-131.</p> <p>Matera</p> <p>Stazione Elettrica di Trasformazione Utente 30/150 kV: Comune di Matera (MT) - Foglio 19 Particelle 244, 199, 200, 201.</p> <p>Superficie catastale totale: 61,321 ha</p>
Tipizzazione urbanistica	Zona Agricola E
Rapporto MW/ettari installato	0,49 MW/ha
Presenza di Studio pedologico del sito	Cfr Relazione pedoagronomica
Grado di qualità agronomica (irriguo/non irriguo ecc.)	Seminativo non irriguo
Presenza di aree agricole di pregio (DOC, DOP ecc.)	Non presenti
Mantenimento attività agricola/pascolo Sì/No	<p>Sì.</p> <p>Colture interfila di specie locali: “Lenticchia di Altamura IGP”, cece nero della Murgia e cicerchia</p>

SCHEMA SINTETICA – VEGETAZIONE

Uso attuale del suolo	Colture cerealicole, foraggi e leguminose
Espianto di frutteti, oliveti, vigneti tradizionali, ecc.	No

Sottrazione e perdita diretta di habitat	No, ma incremento grazie alla creazione di corridoi ecologici e con mitigazioni.
Perdita di esemplari di specie di flora minacciata, contenuta in Liste Rosse	No, ma incremento grazie alla creazione di corridoi ecologici e con mitigazioni.

4.2. Agrovoltaico

L'opera in esame, come già anticipato, è stata concepita non come un impianto fotovoltaico di vecchia generazione, ma come un impianto **agrovoltaico**, grazie alla consociazione tra la produzione di energia elettrica e la produzione agricola alimentare.

Nel caso specifico, affinché l'intervento non interrompa alcuna continuità agro-alimentare, si prevede la realizzazione di un progetto agricolo, per una superficie complessiva di 57,898 ha.

In questa maniera, fotovoltaico e agricoltura coesisteranno all'interno della superficie contrattualizzata dal proponente, con vantaggi reciproci in termini di efficienza complessiva per l'utilizzo di suolo: a questa conclusione è giunto anche il Fraunhofer ISE, l'istituto tedesco specializzato nelle ricerche per l'energia solare.





La situazione reale dell'area interessata dal progetto non presenta alcuna tipologia di produzioni di pregio.

L'area circostante il progetto conferma l'indirizzo agricolo generale tipica della zona. Sono, infatti presenti coltivazioni di cece nero della Murgia, lenticchia di Altamura IGP biologica, cicerchia biologica e seminativo con frumento/grando ricco/tenero Carosella.

Il sito alla data del sopralluogo risultava incolto.

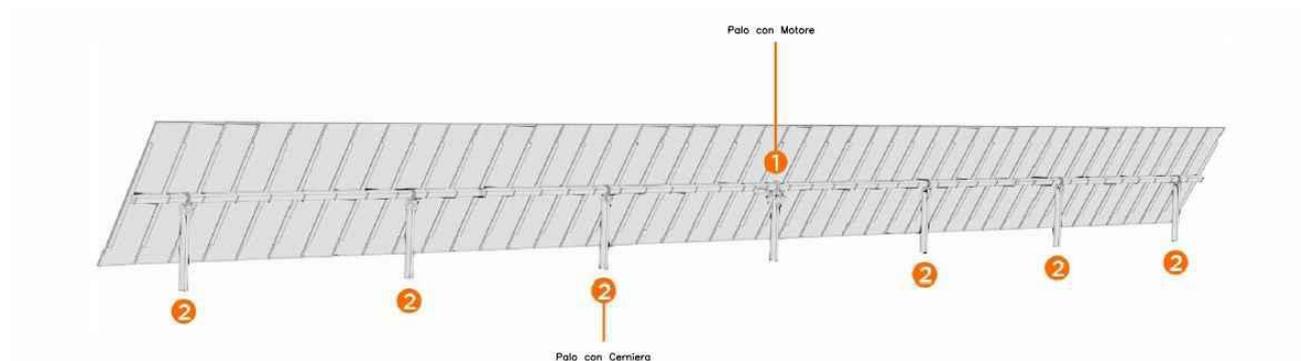
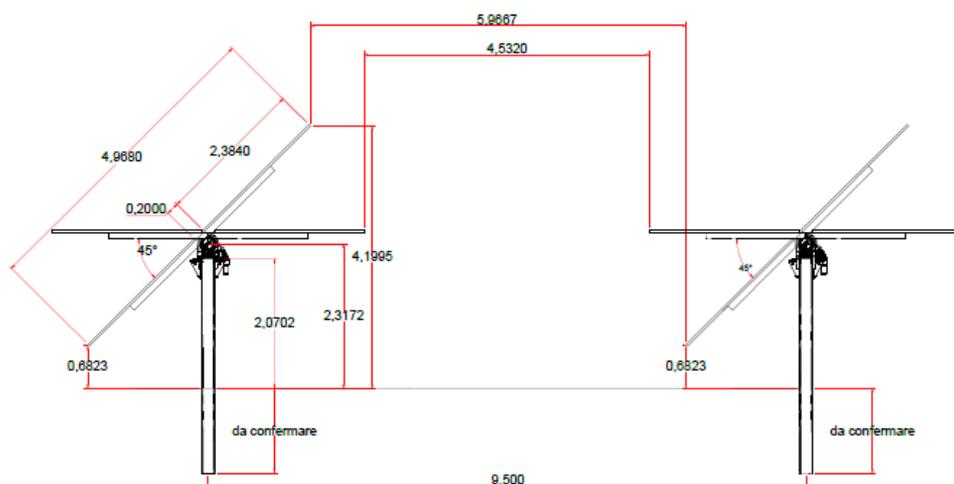
Si rimanda al progetto agricolo redatto dal Dott. Agr. Donato De Carolis e allegato alla documentazione progettuale.

4.3. Descrizione generale

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta prioritario quello di suddividere l'impianto in 10 sottocampi collegati ciascuno a n. 1 inverter e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore da 3000KvA previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, mediante l'inverter trifase collegato direttamente al trasformatore per ciascun sottocampo.

Sempre al fine di ottimizzare la produzione annuale, compatibilmente con le aree a disposizione si è scelto di utilizzare un sistema ad inseguitore monoassiale "tracker".



Ciascun inverter è dotato di un sistema di comunicazione tramite linea seriale RS-485, che è collegato ad un sistema di acquisizione dati e monitoraggio, in modo da tenere sempre sorvegliato l'impianto e controllare l'efficienza di produzione.

Ogni singolo campo è costituito da un inverter e da un trasformatore MT/bt installati in opportuni box contenenti tutte le protezioni previste dalla normativa. Tre linee in MT a 30 kV, realizzate a feeder, collegano tutti i trasformatori ad un modulo MT della cabina di raccolta. Le cabina di raccolta a sua volta è collegata, sempre tramite cavidotto MT, alla stazione di energia per la trasformazione in AT.

PLANIMETRIA CAVIDOTTI INTERRATI BT-MT
SCALA 1:2000

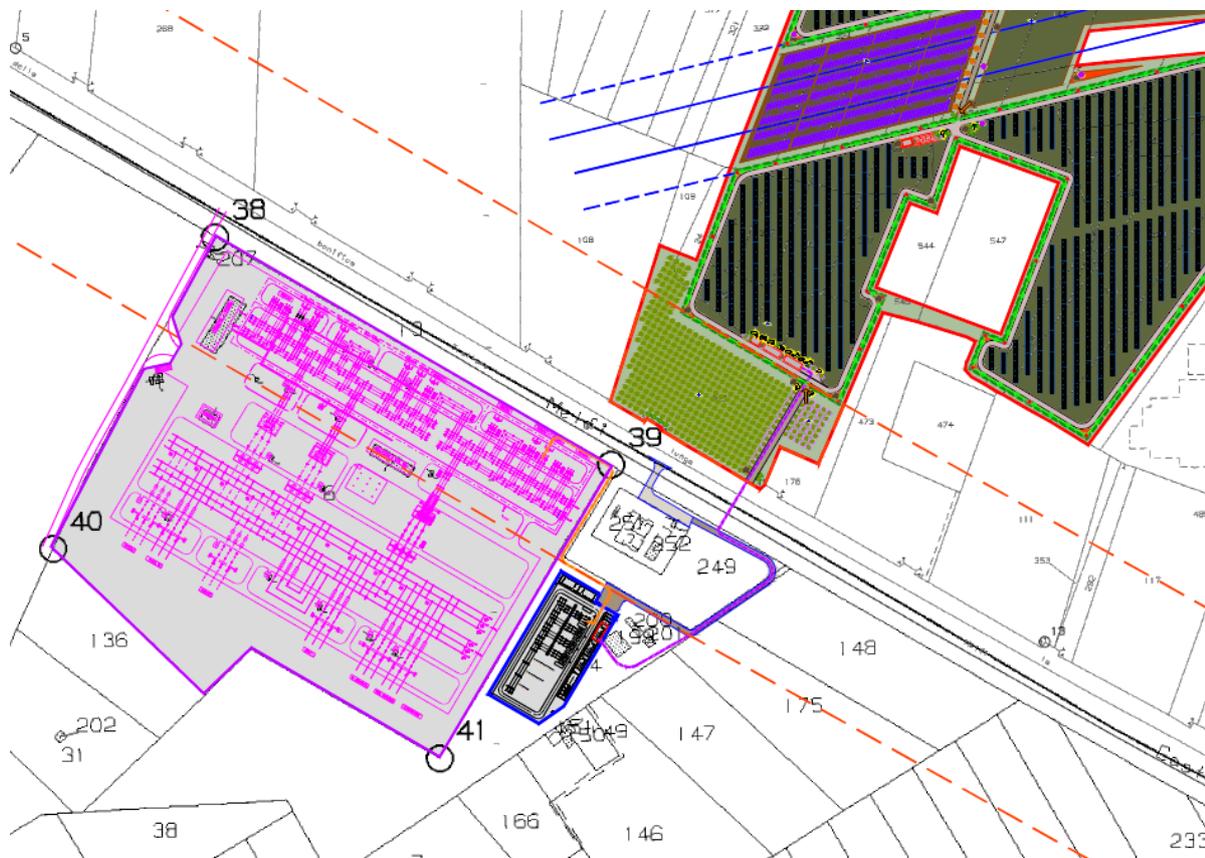


Planimetria cavidotti MT

Una volta trasformata in AT l'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica, in base alle condizioni definite dall' Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

4.4. Connessione alla rete elettrica

A circa 300 m in direzione sud-ovest dal sito oggetto d'intervento è presente la Stazione Elettrica "Matera Jesce" di TERNA SpA. Dalla Cabina di Consegna ubicata all'interno dell'impianto partirà una linea in MT che si conetterà alla Stazione Elevatrice MT/AT per poi trasferire l'energia allo stallo riservatoci nella SE "Matera Jesce".



Percorso cavidotto di connessione

Il percorso cavidotto prevede l'interramento di un cavo MT e sarà così organizzato:

Il criterio progettuale che è stato seguito per la determinazione del tracciato di connessione è stato quello di evitare la infrastrutturazione di porzioni naturali di terreno e limitare gli impatti su suolo, colture agricole di qualità e microfauna locale e quindi limitando gli impatti ambientali dell'opera.

In particolare, tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia e gli elementi che sono stati considerati, nella scelta del tracciato sono i seguenti:

- caratteristiche fisiche del terreno lungo il tracciato dei cavi;

- rilievo interferenze comprendenti: presenza di servizi o manufatti superficiali e sotterranei in vicinanza o lungo il tracciato dei cavi; presenza di piante in vicinanza o lungo il tracciato dei cavi;
- presenza di traffico lungo le strade interessate dal tracciato di posa, stimandone l'entità in funzione della tipologia di strade;
- distanza dai luoghi con permanenza prolungata delle persone ai fini del rispetto degli obiettivi di qualità come definiti dall'articolo 4 del DPCM del 08/07/03.

La scelta del tracciato di posa è stata, pertanto, effettuata selezionando fra i possibili percorsi quelli che risultano tecnicamente validi ed individuando tra questi quello che è risultato ottimale.

Vista la stretta vicinanza alla Stazione Elettrica “Matera Jesce”, è stato individuato un unico percorso del cavidotto che risulta essere ottimale per minore lunghezza e per basso livello di antropizzazione

La soluzione individuata interferisce con un tratto tutelato da D.Lgs 42/2004 art.10 - 45-142.

4.5. Moduli fotovoltaici

Il MODULO TigerNeo N-Type 72HI4-BVD 570W della JINKO SOLAR è composto da celle solari quadrate realizzate con silicio monocristallino.

TigerNeo N-type 72HL4-BDV 550-570 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

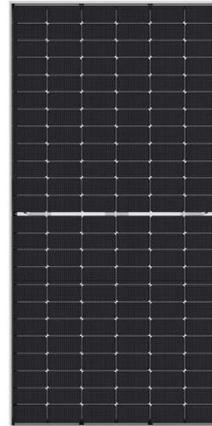
IEC 61215(2016), IEC 61730(2016)

ISO 9001:2015: Quality Management System

ISO 14001:2015: Environment Management System

ISO 45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LERCID.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

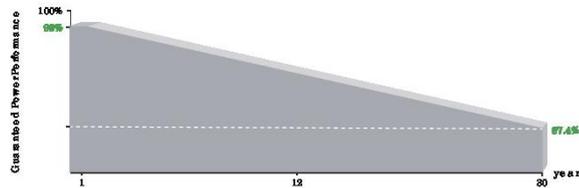


Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

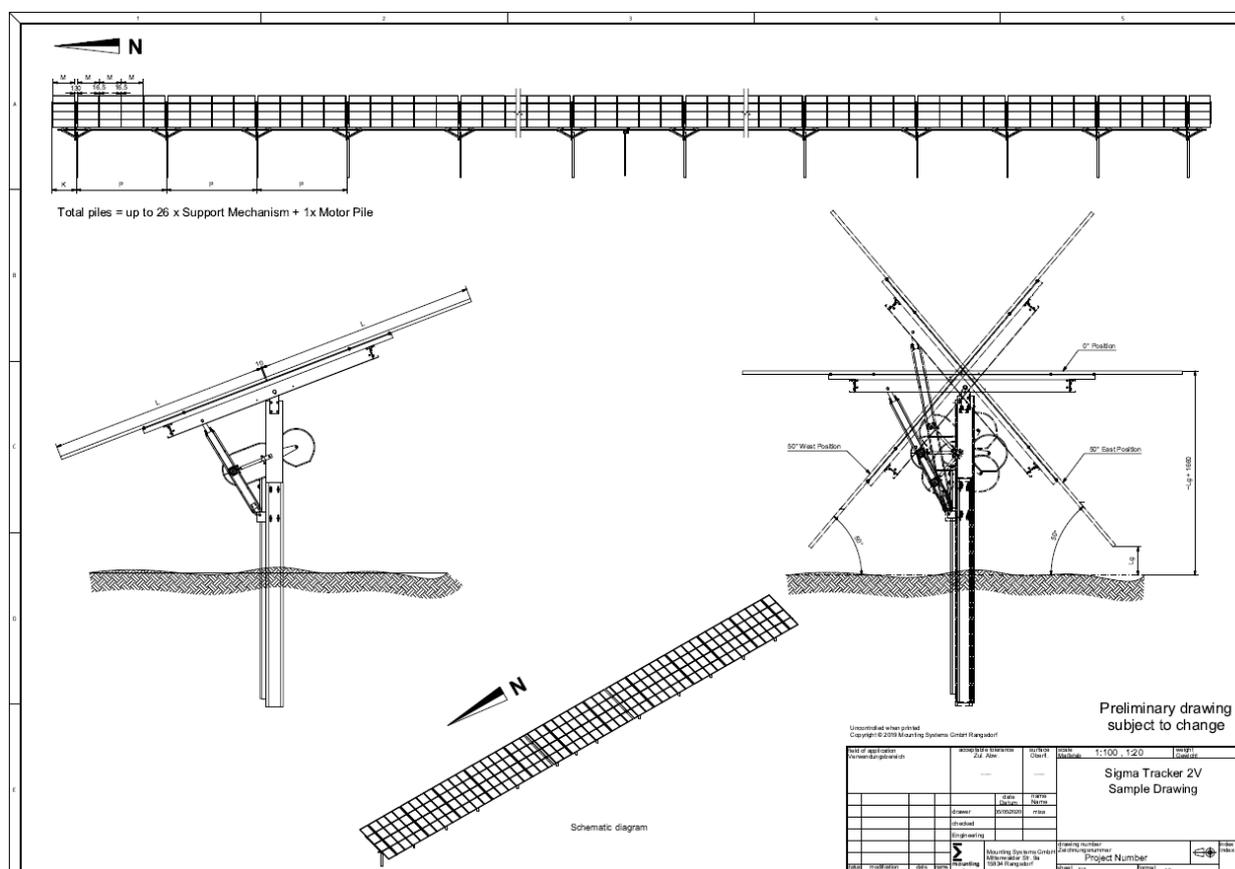
0.40% Annual Degradation Over 30 years

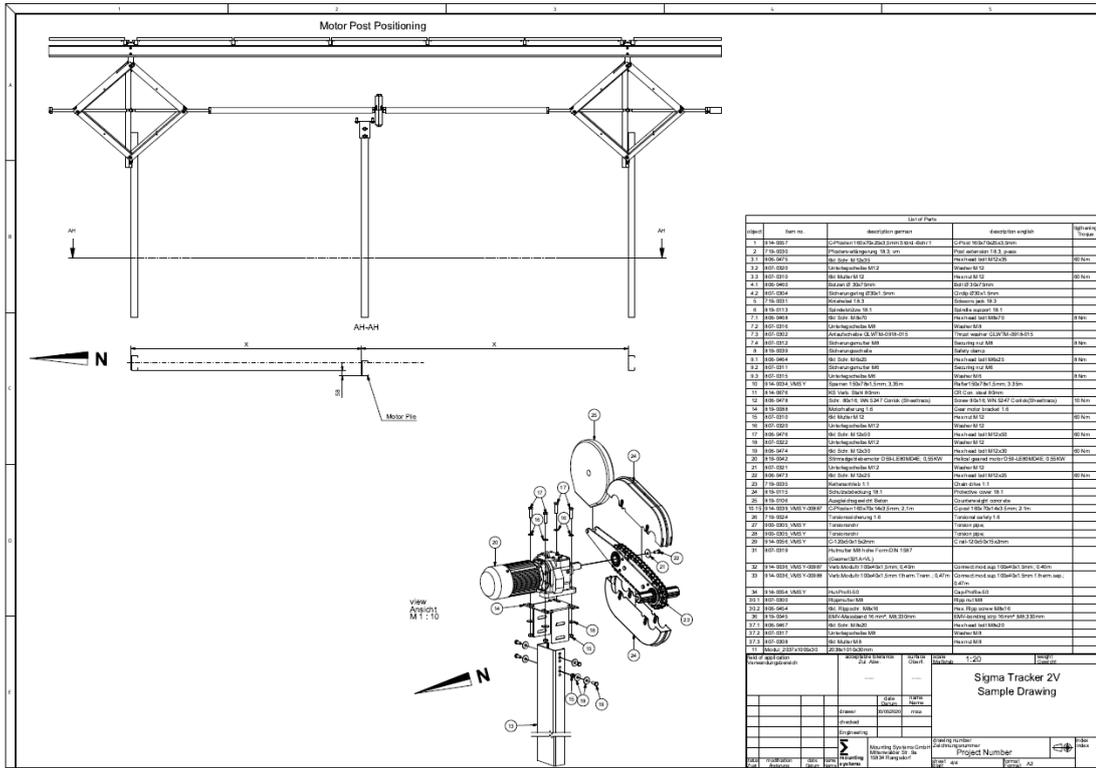
Il modulo è costituito da 144 celle solari, questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

4.6. Strutture di fissaggio

Dall'analisi della relazione geologica relativa al sito oggetto della realizzazione dell'impianto agrovoltaico "Sanfrancesco" è stato possibile eseguire calcoli strutturali più approfonditi per quanto concerne le fondazioni delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. L'ancoraggio della struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici al terreno sarà affidato ad un sistema di fondazione costituito da pali in acciaio zincato ed infissi nel terreno tramite battitura, laddove le condizioni del terreno non lo permettano si procederà tramite trivellazione.

Per i dettagli costruttivi delle strutture di fissaggio, si veda l'elaborato grafico **SK_SAN - 67 - Particolari costruttivi tracker.**





4.7. Inverter

Ciascuna struttura è collegata ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituiti da inverter della ditta **SUNGROW** modello **SG3125HV-MV-30**, con le caratteristiche di seguito riportate.

La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

SG3125HV-30/ **New** SG3400HV-30

SUNGROW
Clean power for all

Outdoor Inverter for 1500 Vdc System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %
- Effective cooling, full power operation at 50 °C (SG3125HV-30)

SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to outdoor design
- DC 1500 V system, low system cost
- Q at night function optional

SMART O&M

- Integrated zone monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low / High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

Type designation	SG3125HV-30	SG3400HV-30
Input (DC)		
Max. PV input voltage	1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V (875 V – 1300V settable)	
MPP voltage range	875 – 1300 V	
No. of independent MPP inputs	2	
No. of DC inputs	18(optional: 22/24 inputs negative grounding or floating; 28 inputs negative grounding)	
Max. PV input current	3997 A	
Max. DC short-circuit current	10000 A	
Output (AC)		
AC output power	3437 kVA @ 45 °C / 3125 kVA @ 50 °C	3437 kVA @ 45 °C
Max. AC output current	3308 A	
Nominal AC voltage	600 V	
AC voltage range	510 – 660 V	
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)	
DC current injection	< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	99.0 % / 98.7 %	
Protection		
DC input protection	Load break switch + fuse	
AC output protection	Circuit breaker	
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	
Insulation monitoring	Yes	
Overheat protection	Yes	
Q at night function	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	2280 * 2280 * 1600 mm	
Weight	3.2 T	
Topology	Transformerless	
Degree of protection	IP55 (optional: IP65)	
Night power consumption	< 200 W	
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %	
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)	
Display	Touch screen	
Communication	Standard: RS485, Ethernet	
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116	
Grid support	Q at night function (optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

4.8. Quadro di parallelo

Il QP è costituito da un quadro elettrico in corrente continua, preposto ad effettuare il collegamento in parallelo almeno 10 stringhe sulla linea di alimentazione all'inverter.

Il Quadro, nella fattispecie quello composto da 10 stringhe, è realizzato in poliestere rinforzato con fibra di vetro, con porta cieca munita di serratura, grado di protezione IP 65, doppio isolamento di protezione contro i contatti indiretti, normativa: CEI EN 60439-1; CEI EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49, contenente:

-scaricatore di sovratensione

-n° 10 sezionatore con fusibile, $I_n=16A$

-n° 1 sezionatore, $I_n=250A$

-barra di terra e ogni accessorio per dare il lavoro realizzato a perfetta regola d'arte, compreso il certificato di collaudo.

I sottocampi con meno stringhe presenteranno un sezionatore per ciascuna stringa installata.

4.9. Descrizione delle cabine annesse all'impianto e trasformatori MT/BT

All'interno dell'area, oltre alle stringhe fotovoltaiche, verranno collocate strutture prefabbricate utili allo svolgimento di alcune attività legate all'impianto.

L'impianto fotovoltaico della potenza di 30,158 MW sarà diviso in 10 sottocampi. Ogni sottocampo cederà l'energia elettrica prodotta dal convertitore solare alle apparecchiature contenute nella cabina di trasformazione che sarà ubicata in maniera baricentrica rispetto al sottocampo di cui raccoglie l'energia elettrica.

La trasformazione MT/bt avviene attraverso un trasformatore, isolato in olio, della potenza di **3125 kVA**, installato in un proprio container; nel container adiacente troviamo il rispettivo inverter. All'interno sono previste le necessarie protezioni sia lato cc che lato ca..

SG3125HV-MV-30

Turnkey Station for 1500 Vdc System MV Transformer Integrated

NEW



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99%
- Effective cooling, full power operation at 50 °C

SMART O&M

- Integrated zone monitoring and MV parameters monitoring function for online analysis and trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

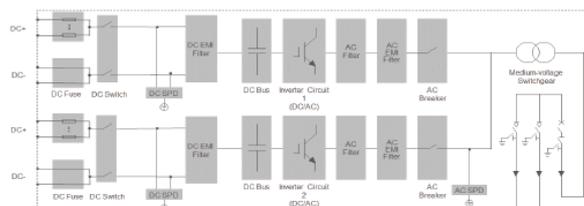
SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500V system, low system cost
- Integrated MV transformer, switchgear, and LV auxiliary power supply
- Q at night function optional

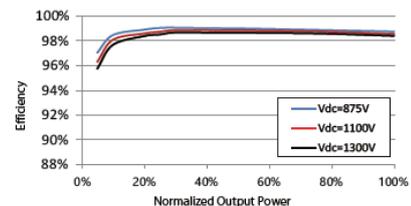
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG3125HV-MV-30
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V
MPP voltage range	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	2
No. of DC inputs	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)
Max. PV input current	3997 A
Max. DC short-circuit current	10000 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
Output (AC)	
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A
AC voltage range	20 kV – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
Efficiency	
Inverter max. efficiency	99.0%
Inverter Euro. efficiency	98.7%
Transformer	
Transformer rated power	3125 kVA
Transformer max. power	3437 kVA
LV / MV volatage	0.6 kV / (20 – 35) kV
Trnsformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection & Function	
DC input protection	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker
AC MV output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Optional
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm
Weight	15 T
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA ;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell'anello con le relative protezioni.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata /verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

Ogni campo ha circa 10 inverter con trasformatore abbinato di potenza pari a 3125KVA, l'installazione prevede dei container posti su adeguate piazzole che conterranno tutte le parti elettromeccaniche.

Da queste cabine, mediante dei cavidotti interrati, verranno realizzati gli anelli descritti e tutta l'energia elettrica convergerà nelle cabine di raccolta; da qui passerà alla stazione di elevazione in AT per poi essere immessa nella rete elettrica nazionale.

Le cabine trasformazione, la cabina di consegna, la viabilità e gli accessi sono stati dimensionati in maniera strettamente indispensabile alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

Ai fini di un migliore approccio mitigativo verranno adottate soluzioni cromatiche compatibili con la realtà del manufatto e delle sue relazioni con l'intorno evitando forti contrasti, privilegiando i colori prevalenti nei luoghi, utilizzando preferibilmente pigmenti naturali , pertanto le stesse saranno fornite con colori che corrispondono ai seguenti codici RAL "1000, 1015, 1019, 6021".

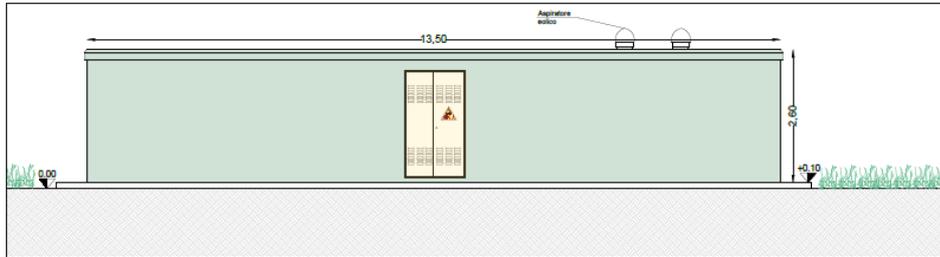
RAL 1000 / Green Beige
RAL

RAL 1015 / Light Ivory
RAL

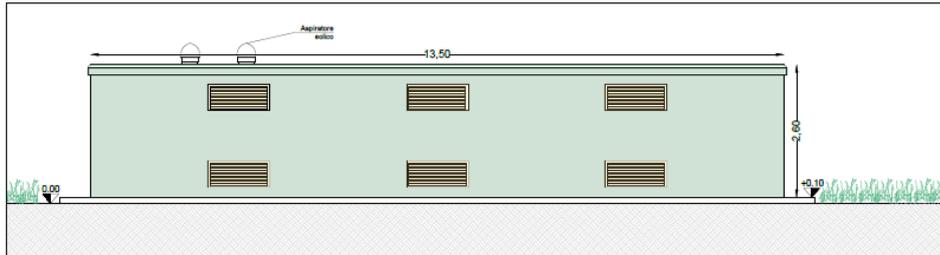
RAL 1019 / Grey Beige
RAL

RAL 6021 / Pale Green
RAL

PROSPETTO PRINCIPALE

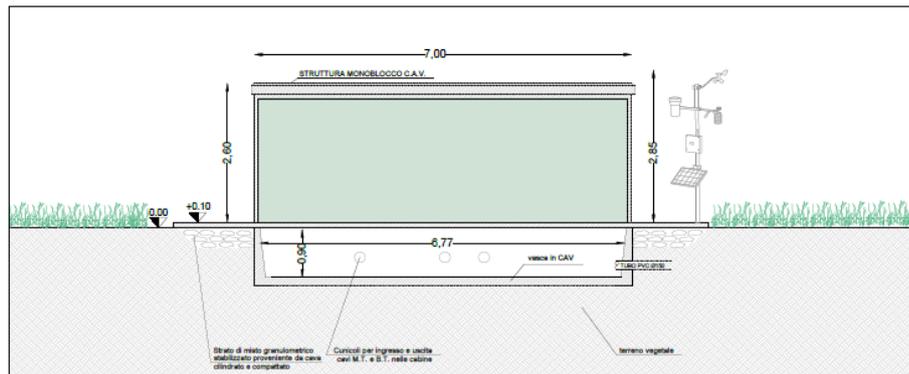


PROSPETTO RETROSTANTE

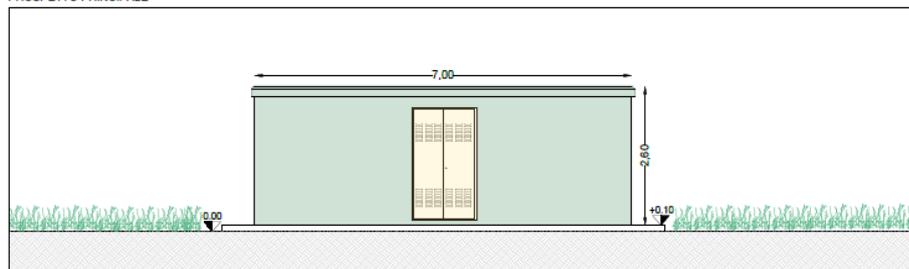


Cabina di raccolta

SEZIONE

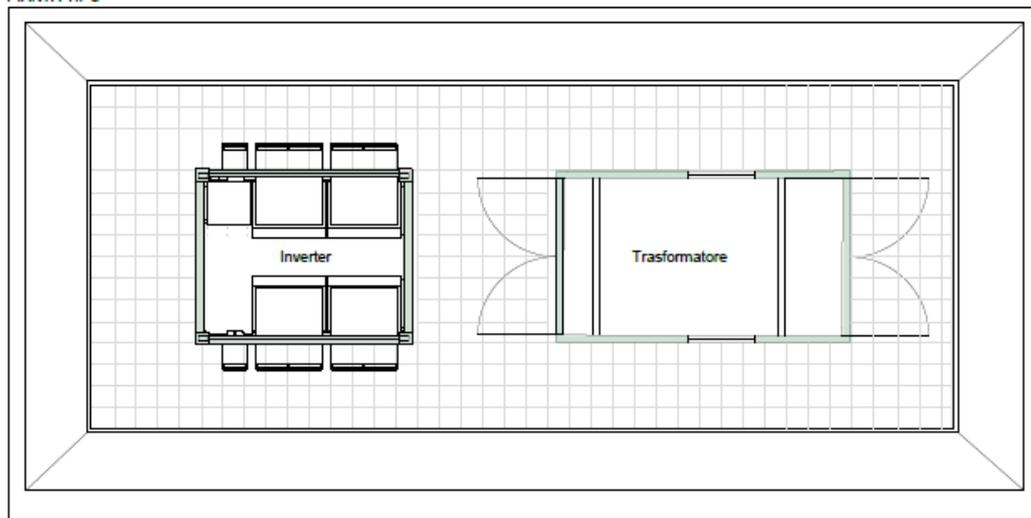


PROSPETTO PRINCIPALE

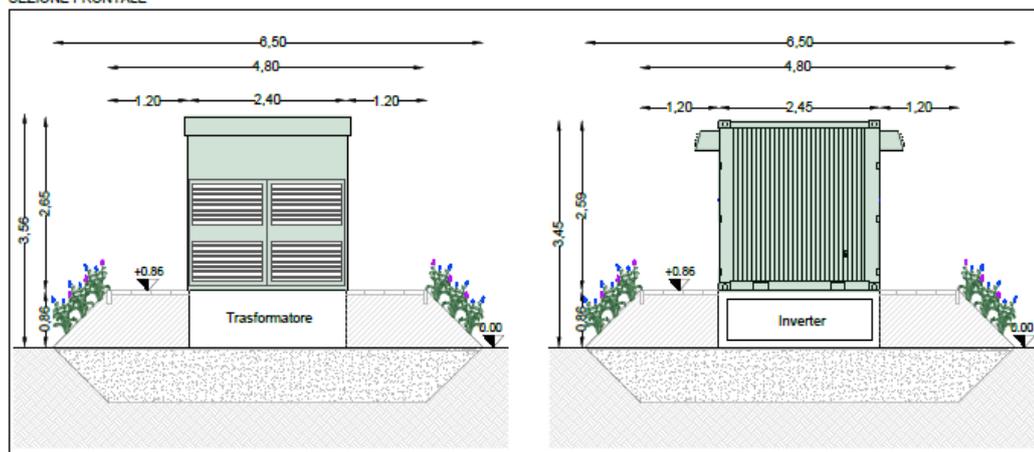


Locale ausiliare

PIANTA TIPO



SEZIONE FRONTALE



Cabine di campo

Le cabine MT in campo sono raggruppate in anelli sui quali le stesso sono collegate in entra-esce. Ciascun anello fa capo all'unica cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

Per una migliore lettura dei contenuti si rimanda all'elaborato grafico **SK_SAN - 45 - Dettagli costruttivi cabinati.**

4.10. Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- -n° 1 Scomparti M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completa di sezionatori tripolari sotto carico da 1600 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a., sbarre in piatto di rame e segnalazione presenza tensione.
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 1600 A – 36 kV 16KA
- n° 8 Scomparti M.T. prefabbricato per il collegamento ad anello delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari sotto carico da 630 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a., sbarre in piatto di rame e segnalazione presenza tensione.
- -n° 2 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- -n° 1 Scomparti B.T. prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

4.11. Trasformatore servizi ausiliari MT/bt

E' previsto un trasformatore MT/bt, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;

- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

4.12. Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. In esecuzione Forma 2 ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 160A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio. Dimensioni indicative (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno. Corrente di c.to-c.to = 10 kA 1 sec.

4.13. Quadro Misure Fiscali (QMF e QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

4.14. Power Plant Controller (PPC)

Il Power Plant Controller è un dispositivo utilizzato per gestire gli impianti fotovoltaici così da soddisfare i requisiti imposti dal gestore della rete (Allegato A.68, "Codice di rete", Terna spa).

Esso sarà necessario per la regolazione delle potenze reattiva e attiva richieste, in funzione della frequenza, garantendo il monitoraggio e lo scambio dati con il sistema di controllo Terna e fornendo una potenza in uscita che sarà, di fatto, sempre compatibile con la potenza richiesta sulla RTN.

4.15. Collegamenti elettrici in bassa tensione

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento fra gli inverter di stringa e le cabine di trasformazione MT-BT interne all'impianto fotovoltaico denominato "San Francesco" con la stazione elettrica Terna "Matera" località Iesce(MT).

Ogni inverter di stringa è collegato al massimo a 16 stringhe da 26 moduli ciascuna, i cavi BT di connessione fra inverter e trasformatore dovranno garantire per ogni singola linea una portata max di corrente pari a:

$$I_{b_max} = 232,72 A$$

La linea sarà realizzata interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo unipolare FG16OR16 – 0,6/1 kV ad isolamento in HEPR di qualità G16 di cui si riporta di seguito la scheda tecnica.



FG16R16 / FG16OR16 0,6/1 kV
CPR Cca-s3,d1,a3



Model Product: P10-P11 - 20190405

Cavi per energia e segnalazioni flessibili per posa fissa, isolati in HEPR di qualità G16, non propaganti l'incendio a ridotta emissione di gas corrosivi. In accordo al Regolamento Europeo (CPR) UE 305/11
 Flexible or rigid power control cable for fixed installations not propagating fire and with low corrosive gas emission. G16 quality HEPR insulated. CPR UE 305/11

(Conforme alla direttiva BT 2014/35/UE- 2011/65/EU (RoHS 2) Regolamento
 CPR UE 305/11)

(Accordingly to the standards BT 2014/35/UE- 2011/65/EU (RoHS 2) CPR UE
 305/11)

Norme di riferimento

Standards

CEI 20-13 IEC 60502-1 CEI UNEL 35318-35322-35016
 EN 50575:2014 + EN 50575/A1:2016



Conduttore flessibile di rame rosso ricotto classe 5.
 Isolamento in HEPR di qualità G16
 Riempitivo in materiale non fibroso e non igroscopico
 Guaina in miscela termoplastica tipo R16

Class 5 flexible copper conductor.
 Elastomeric mixture insulation (G16 quality).
 Not fibrous and not hygroscopic filler
 Outer Sheath PVC R16 type.

<i>Tensione nominale U0</i>	600V(AC) 1800V(DC)	<i>Nominal voltage U0</i>
<i>Tensione nominale U</i>	1000V(AC) 1800V(DC)	<i>Nominal voltage U</i>
<i>Tensione di prova</i>	4000 V	<i>Test voltage</i>
<i>Tensione massima Um</i>	1200V(AC) 1800V(DC)	<i>Maximun voltage Um</i>
<i>Temperatura massima di esercizio</i>	90	<i>Maximun operating temperature</i>
<i>Temperatura massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm²</i>	250	<i>Maximun short circuit temperature for sections up to 240mm²</i>
<i>Temperatura massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm²</i>	220	<i>Maximun short circuit temperature for sections over 240mm²</i>
<i>Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)</i>	-15°C	<i>Min. operating temperature (without mechanical shocks)</i>
<i>Temperatura minima di installazione e maneggio</i>	0°C	<i>Minimum installation and use temperature</i>

Condizioni di impiego piu comuni

Adatti per L'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di Ingegneria civile con l'obbiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e fumo, conformi al Regolamento CPR. Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Per posa fissa in aria libera, in tubo o canaletta, su muratura e strutture metalliche o sospesa. Adatti anche per posa interrata diretta o indiretta. Non indicato per sringhe di collegamento con pannelli fotovoltaici. Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti esterni anche bagnati AD7. Caratteristiche particolari buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Caratteristiche Particolari, buon comportamento alle basse temperature a resistente ai raggi UV.

Common features

For electrical power system in constructions and other civil engineering bulgnings, in order to limit fire and smoke production and spread, in accordance with the CPR. Power and control use outdoor and indoor applications, even wet. Suitable for fixed installations at open air, in tube or canals, masonry, metals structures, overhead wire and for direct or indirect underground wiring. Not indicated for connection with photovoltaic panels. Power and control use outdoor applications, even wet AD7. Special features good resistance to industrial oils and greases. Good behavior at low temperatures. UV resistant.

Le linee BT interne al campo presentano lunghezze massime non superiori a 315m, per il dimensionamento della sezione si è considerata per le linee BT, una corrente massima teorica di 379 A, a cui corrisponde una sezione dei cavi da **240 mm²** (vedi Tab.I e Tab.II tipiche per cavi di bassa tensione isolati in gomma XLPE dove è riportata la corrente I₀).

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro esterno massimo	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							30° In tubo in aria	20°C Interrato
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Maximum outer diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	30° In pipe	20°C In ground
Unipolare / Single core								
1x	4	2.6	0.7	9.30	82	4.95	37	35
1x	6	3.4	0.7	9.90	101	3.3	48	44
1x	10	4.4	0.7	10.9	152	1.91	66	59
1x	16	5.7	0.7	11.4	211	1.21	88	77
1x	25	6.9	0.9	13.2	301	0.78	117	100
1x	35	8.1	0.9	14.6	396	0.554	144	121
1x	50	9.8	1	16.4	556	0.386	175	150
1x	70	11.6	1.1	17.3	761	0.272	222	184
1x	96	13.3	1.1	20.4	991	0.206	269	217
1x	120	15.1	1.2	22.4	1219	0.161	312	259
1x	150	16.8	1.4	24.8	1517	0.129	355	287
1x	185	18.6	1.6	27.2	1821	0.106	417	323
1x	240	21.4	1.7	30.4	2366	0.0801	490	379
1x	300	23.9	1.8	33.0	2947	0.0641	-	429
1x	400	27.5	2	37.7	3870	0.0486	-	541
1x	500*	28.5	2.1	45.0	4790	0.0384	-	599
1x	630*	32.8	2.3	51.1	6470	0.0287	-	683

Tab. I – scheda tecnica cavi BT FG16O16 0,6/1kV

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I_0 = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

$K_1=0,89$ (isolamento in EPR o XLPE, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

$K_2=1$ (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

$K_3=0,94$ (fattore di correzione per profondità di interramento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 1,5 m, come da Tab. IV);

$K_4=0,84$ è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo per il cavo scelto:

$$I_{z_{240}} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 379 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 260,00 > I_{b_{max}} = 232,72 A$$

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 150 mm^2 la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

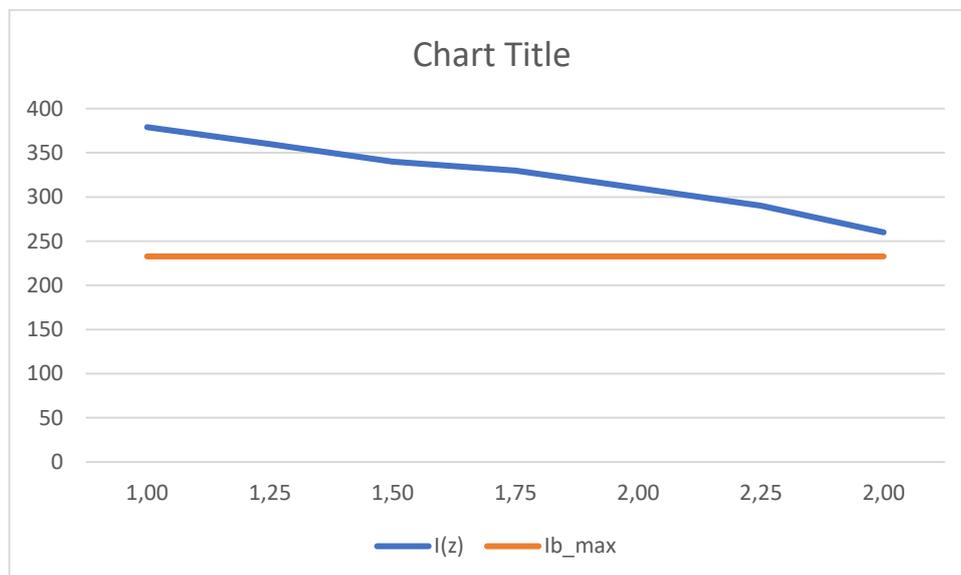


Figura: confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno.

Di seguito si effettua il dimensionamento di tutte le linee BT presenti nel campo, esplicitando il calcolo per le linee con lunghezza massima e pertanto considerate critiche per le cadute di potenza e di tensione a cui sono soggette.

Per il calcolo dei fattori di dissipazione dei cavi si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo in base alla tipologia di sezione adottata:

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro esterno massimo	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							30° In tubo in aria	20°C Interrato
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Maximum outer diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	30° In pipe	20°C In ground
Unipolare / Single core								
1x	4	2.6	0.7	9.30	82	4.95	37	35
1x	6	3.4	0.7	9.90	101	3.3	48	44
1x	10	4.4	0.7	10.9	152	1.91	66	59
1x	16	5.7	0.7	11.4	211	1.21	88	77
1x	25	6.9	0.9	13.2	301	0.78	117	100
1x	35	8.1	0.9	14.6	396	0.554	144	121
1x	50	9.8	1	16.4	556	0.386	175	150
1x	70	11.6	1.1	17.3	761	0.272	222	184
1x	96	13.3	1.1	20.4	991	0.206	269	217
1x	120	15.1	1.2	22.4	1219	0.161	312	259
1x	150	16.8	1.4	24.8	1517	0.129	355	287
1x	185	18.6	1.6	27.2	1821	0.106	417	323
1x	240	21.4	1.7	30.4	2366	0.0801	490	379
1x	300	23.9	1.8	33.0	2947	0.0641	-	429
1x	400	27.5	2	37.7	3870	0.0486	-	541
1x	500*	28.5	2.1	45.0	4790	0.0384	-	599
1x	630*	32.8	2.3	51.1	6470	0.0287	-	683

Tab. III

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui la potenza dissipata dalle linee BT per km è pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea con sez. 150 mm}^2 \text{ [W/km]} = 0,0801 [\Omega/\text{km}] \cdot (232,72)^2 = 4.338,10 \text{ W/km}$$

la potenza dissipata dalla linea BT più estesa risulta:

$$\text{Potenza tot.max.dissipata linea BT con sez. 150 mm}^2 \text{ [W]} = 4.338,10 \text{ [W/km]} \cdot 0,315 \text{ km} = \mathbf{1.366,50 \text{ W}}$$

In base alla potenza massima in AC che interessa le linee BT si ricava la seguente caduta percentuale di potenza:

$$\Delta P_{\%240} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea}}{P_{max}} \cdot 100 = \frac{1.366,50 \text{ W}}{200.950} \cdot 100 = \mathbf{0,680\%}$$

La linea con sezione da 240 mm² dissiperà in totale 1.366,50 W. Tale verifica mostra come la potenza dissipata dalle linee BT sia pari allo 0,680% e quindi inferiore al 2%, infine essendo le linee BT in esame quelle di lunghezza massima dell'impianto, utilizzando la stessa tipologia di cavo per tutte le

linee BT interne all'impianto, la verifica della potenza dissipata risulta certamente soddisfatta per tutte le linee della rete BT.

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata BT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotto) per la tipologia di cavi scelti:

Tensione	800 V
Frequenza Nominale	50 Hz
Corrente Nominale (massima di esercizio)	232,72 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa	260,00 A
Corrente Massima teorica di una singola linea	379 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	200,949 KW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	237,120 KW
Tipologia di cavo	unipolari isolati in HEPR di qualità G16 (1x 240 mm ²)
Numero terne presenti in scavo	1
Lunghezza massima cavidotto interrato BT	0,315 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata in posa libera
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	1.5 m – 0.8 m
Potenza dissipata per km per terna	4,338 KW
Potenza totale dissipata dalla terna	1,366 KW

Tab. IV

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di “short circuit rating for 1 second duration” espresso in KA e riportato nell’estratto della tabella seguente (13,0 KA per le fasi e 5,2 per il neutro):

Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Kamps	Kamps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.00	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tab. V

4.15.1. Verifica della caduta di tensione

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{b_max} \cdot L \cdot r_{90^\circ} \cdot \cos \phi$$

Dove:

- I_{b_max} = corrente massima teorica in condizioni di progetto [A]
- r_{90° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo e 20° del terreno [Ω/Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $I_{b_max} = 232,72$ A
- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,0801$ [Ω/Km] per le linee con sezione da 240 mm²

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V_{240} = \sqrt{3} \cdot 232,72 \cdot 0,315 \cdot 0,0801 \cdot 0,95 \approx 9,662$$

Le cadute di tensione percentuali per le due linee sono date da:

$$\Delta V_{\%_{240}} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{9,662}{800} \cdot 100 \approx 1,208\%$$

Quindi le cadute di tensione percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

Essendo le linee BT in esame quelle di lunghezza massima dell'impianto, utilizzando la stessa tipologia di cavo per tutte le linee BT interne all'impianto, la verifica della caduta di tensione risulta certamente soddisfatta per tutte le linee della rete BT.

4.15.2. Calcolo perdite di potenza attiva

In condizioni di pieno carico della linea, quindi con corrente massima, la perdita di potenza attiva per effetto Joule lungo su ciascuna delle linee oggetto di studio corrisponde a:

$$P_j = 3 \cdot r_{90^\circ} \cdot L \cdot (I_{b_max} \cdot \cos \varphi)^2$$

Quindi utilizzando i dati di corrispondenti al cavo scelto per le linee BT, abbiamo:

$$P_{j_240} = 3 \cdot 0,0801 \cdot 0,315 \cdot (232,72 \cdot 0,95)^2 = 3.699,81 \text{ W}$$

Le perdite percentuali di Potenza attiva in condizioni di pieno carico delle linee sono pari a:

$$P_{j\%_{240}} = \frac{P_{j_240}}{P_n} \cdot 100 = \frac{3.699,81}{204.407} \cdot 100 \approx 1,84\%$$

Quindi le cadute di potenza attiva percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

Essendo le linee BT in esame quelle di lunghezza massima dell'impianto, utilizzando la stessa tipologia di cavo per tutte le linee BT interne all'impianto, la verifica della potenza attiva dissipata risulta certamente soddisfatta per tutte le linee della rete BT.

4.16. Collegamenti elettrici in Media Tensione esterni all'impianto

4.16.1. Verifica della potenza in regime permanente

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento dell'impianto fotovoltaico denominato "San Francesco" con la stazione elettrica Terna di Matera (MT).

Poiché l'elettrodotto dovrà assicurare una portata di 25,558 MW in AC, e di 30,158 MW in DC, pari cioè alla potenza nominale dell'impianto in oggetto, la corrente massima di impiego può essere

calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32. Per la realizzazione del cavidotto saranno utilizzate tre terne di cavi con posa interrata a trifoglio, la corrente massima che interessa ciascuna linea risulta pertanto la seguente:

$$I_{b_max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{25,558 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 517,76 \text{ A}$$

Dove si è considerato 30 KV come tensione nominale.

La linea sarà realizzata interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo **RG16H1R12 unipolare ad isolamento HEPR**.

Per il dimensionamento della sezione si è considerata una corrente massima teorica di 790 A (vedi Tab. 1 tipica per cavi di media tensione isolati in gomma EPR con posa a trifoglio), a cui corrisponde una portata dei cavi da **500 mm²** (vedi tabella riportata di seguito dove è riportata la corrente I₀).

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portate di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistance 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x10	1,83	0,19	2,34	2,34	0,13	0,19	87	111	99	104
1x16	1,15	0,23	1,47	1,47	1,12	0,18	114	145	126	133
1x25	0,727	0,27	0,927	0,927	0,12	0,18	149	190	162	171
1x35	0,524	0,30	0,669	0,668	0,11	0,17	181	230	193	204
1x50	0,387	0,34	0,494	0,494	0,11	0,16	219	276	227	241
1x70	0,268	0,40	0,342	0,342	0,10	0,16	275	345	278	294
1x95	0,193	0,45	0,246	0,246	0,098	0,16	339	422	332	351
1x120	0,153	0,50	0,196	0,196	0,095	0,15	393	487	377	399
1x150	0,124	0,55	0,159	0,158	0,092	0,15	466	550	421	445
1x185	0,0991	0,60	0,128	0,127	0,089	0,15	516	635	477	500
1x240	0,0754	0,68	0,0985	0,0974	0,086	0,14	617	745	550	580
1x300	0,0601	0,75	0,0797	0,0781	0,084	0,14	709	855	621	650
1x400	0,0470	0,83	0,0638	0,0628	0,083	0,14	824	990	792	735
1x500	0,0366	0,88	0,0517	0,0492	0,081	0,14	954	1140	790	830
1x630	0,0283	0,92	0,0425	0,0392	0,079	0,14	1102	1300	885	930

Tab. I

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

K₁=0,89 (isolamento in EPR, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

$K_2=1$ (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

$K_3=0,94$ (fattore di correzione per profondità di interrimento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 1,5 m, come da Tab. IV);

$K_4=0,82$ è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo:

$$I_z = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 790 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 541,95 > I_{b_max} = 517,76 A$$

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 500 mmq la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

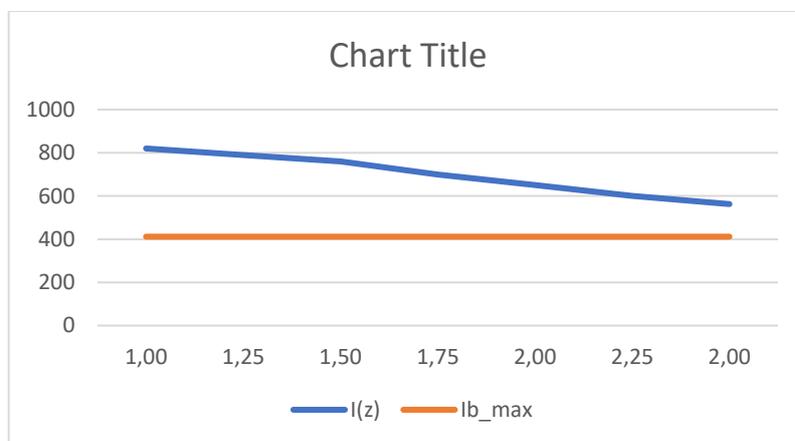


Figura: confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno.

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.

4.16.2. Calcolo della potenza dissipata

Per il calcolo del fattore di dissipazione del cavo si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo:

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portate di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistance 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x10	1,83	0,19	2,34	2,34	0,13	0,19	87	111	99	104
1x16	1,15	0,23	1,47	1,47	1,12	0,18	114	145	126	133
1x25	0,727	0,27	0,927	0,927	0,12	0,18	149	190	162	171
1x35	0,524	0,30	0,669	0,668	0,11	0,17	181	230	193	204
1x50	0,387	0,34	0,494	0,494	0,11	0,16	219	276	227	241
1x70	0,268	0,40	0,342	0,342	0,10	0,16	275	345	278	294
1x95	0,193	0,45	0,246	0,246	0,098	0,16	339	422	332	351
1x120	0,153	0,50	0,196	0,196	0,095	0,15	393	487	377	399
1x150	0,124	0,55	0,159	0,158	0,092	0,15	466	550	421	445
1x185	0,0991	0,60	0,128	0,127	0,089	0,15	516	635	477	500
1x240	0,0754	0,68	0,0985	0,0974	0,086	0,14	617	745	550	580
1x300	0,0601	0,75	0,0797	0,0781	0,084	0,14	709	855	621	650
1x400	0,0470	0,83	0,0638	0,0628	0,083	0,14	824	990	702	735
1x500	0,0366	0,88	0,0517	0,0492	0,081	0,14	954	1140	790	830
1x630	0,0283	0,92	0,0425	0,0392	0,079	0,14	1102	1300	885	930

Tab. II

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui la potenza dissipata dalla linea MT per km è pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = 0,0517 [\Omega/\text{km}] \cdot 790^2 = 32.265,97 \text{ W/km}$$

Quindi la potenza dissipata dalla linea risulta:

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea [W]} = 32.265,97 [\text{W/km}] \cdot 0,36 \text{ km} = \mathbf{11.615,75 \text{ W}}$$

La caduta di potenza percentuale è data da:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P_n} \cdot 100 = \frac{11.615,75 \text{ W}}{25,558 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,045\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata MT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotto):

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Corrente Nominale (massima di esercizio) per ciascuna terna	517,76 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa per ciascuna terna	541,95 A
Corrente Massima teorica di una singola terna	790 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC per ciascuna terna	25,558 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC per ciascuna terna	30,158 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G16 (una terna da 3 x 1 x 500)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	0,36 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km dalla singola terna	32,266 KW
Potenza dissipata per 9,1 km dalla singola terne	11,616 KW

Tab. II – dati riassuntivi caratteristiche di posa cavo MT

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di “short circuit rating for 1 second duration” espresso in KA e riportato nell’estratto della tabella seguente (47.00 KA per conduttori in alluminio e 71.50 per conduttori in rame):

Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	K.amps	Kamps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.60	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tab. III

4.16.3. Verifica della caduta di tensione

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{b_max} \cdot L \cdot (r_{90^\circ} \cdot \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Dove:

- r_{105° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo [Ω/Km]
- x reattanza chilometrica del cavo [Ω /Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $I_{b_max} = 517,76 A$
- $L = 0,36 Km$
- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,0517 [\Omega/Km]$
- $x = 0,081 [\Omega/Km]$

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 517,76 \cdot 0,36 \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,081 \cdot 0,31) = 23,96 V$$

Per la reattanza chilometrica x e la resistenza chilometrica sono stati utilizzati i valori riportati nelle specifiche tecniche in tabella, per una posa a trifoglio e per una sezione del cavo di 500 mm^2 :

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portate di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistace 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x10	1,83	0,19	2,34	2,34	0,13	0,19	87	111	99	104
1x16	1,15	0,23	1,47	1,47	1,12	0,18	114	145	126	133
1x25	0,727	0,27	0,927	0,927	0,12	0,18	149	190	162	171
1x35	0,524	0,30	0,669	0,668	0,11	0,17	181	230	193	204
1x50	0,387	0,34	0,494	0,494	0,11	0,16	219	276	227	241
1x70	0,268	0,40	0,342	0,342	0,10	0,16	275	345	278	294
1x95	0,193	0,45	0,246	0,246	0,098	0,16	339	422	332	351
1x120	0,153	0,50	0,196	0,196	0,095	0,15	393	487	377	399
1x150	0,124	0,55	0,159	0,158	0,092	0,15	466	550	421	445
1x185	0,0991	0,60	0,128	0,127	0,089	0,15	516	635	477	500
1x240	0,0754	0,68	0,0985	0,0974	0,086	0,14	617	745	550	580
1x300	0,0601	0,75	0,0797	0,0781	0,084	0,14	709	855	621	650
1x400	0,0470	0,83	0,0638	0,0628	0,083	0,14	824	990	702	735
1x500	0,0366	0,88	0,0517	0,0492	0,081	0,14	954	1140	790	830
1x630	0,0283	0,92	0,0425	0,0392	0,079	0,14	1102	1300	885	930

Tab. IV

La caduta di tensione percentuale è data da:

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{23,96}{30000} \cdot 100 \approx 0,08\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

4.16.4. Calcolo della potenza attiva

In condizioni di pieno carico della linea, quindi con corrente massima, la perdita di potenza attiva per effetto Joule lungo la linea corrisponde a:

$$P_j = 3 \cdot r_{90^\circ} \cdot L \cdot (I_{b_max} \cdot \cos \varphi)^2 = 3 \cdot 0,0517 \cdot 0,36 \cdot (517,76 \cdot 0,95)^2 = 13,509 \text{ kW}$$

$$P_{j\%} = \frac{P_j}{P_n} \cdot 100 = \frac{13,509 \cdot 10^3}{25,558 \cdot 10^6} \cdot 100 \approx 0,053\%$$

Quindi la caduta di potenza attiva percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

4.16.5. Verifica della tenuta al cortocircuito

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Dove:

- S : sezione in mm^2 ;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t : tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);
- K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5\text{s}$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame con isolante in XLPE risulta $K = 143$;

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito sopportabile dai quadri MT (il trasformatore AT/MT a monte limita in realtà la corrente di c.to c.to a valori più bassi): **$I_{cc} = 16 \text{ kA}$**

Mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: **$t = 0,7 \text{ s}$** , pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{16000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 93,6 \text{ mm}^2$$

La sezione scelta è pari a 500 mm^2 , quindi soddisfa ampiamente la verifica al corto circuito.

4.17. Collegamenti elettrici in Media Tensione interni all'impianto

4.17.1. Verifica della portata in regime permanente

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento delle cabine di campo interne all'impianto agrolvoltaico denominato "San Francesco".

Poiché la rete di elettrodotti interna all'impianto dovrà assicurare una portata di 25,558 MW in AC, e di 30,158 MW in DC alla cabina di consegna, pari cioè alla potenza nominale dell'impianto in oggetto, la corrente massima di impiego delle linee MT può essere calcolata considerando la potenza nominale che interessa ciascuna linea e tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32.

Per la connessione delle cabine di campo alla cabina di consegna saranno utilizzate tre terne di cavi con posa interrata a trifoglio che costituiscono ciascuna una linea indipendente.

Ogni linea MT interna connette una porzione dell'impianto alla cabina di raccolta, in particolare la "linea 1" connette i sottocampi n.1, 4, e 5, la "linea 2" connette i sottocampi n.6, 7 e 8, la "linea 3"

connette i sottocampi n. 2, 3, 9 e 10. Di seguito si riporta la planimetria delle linee MT interne all'impianto:

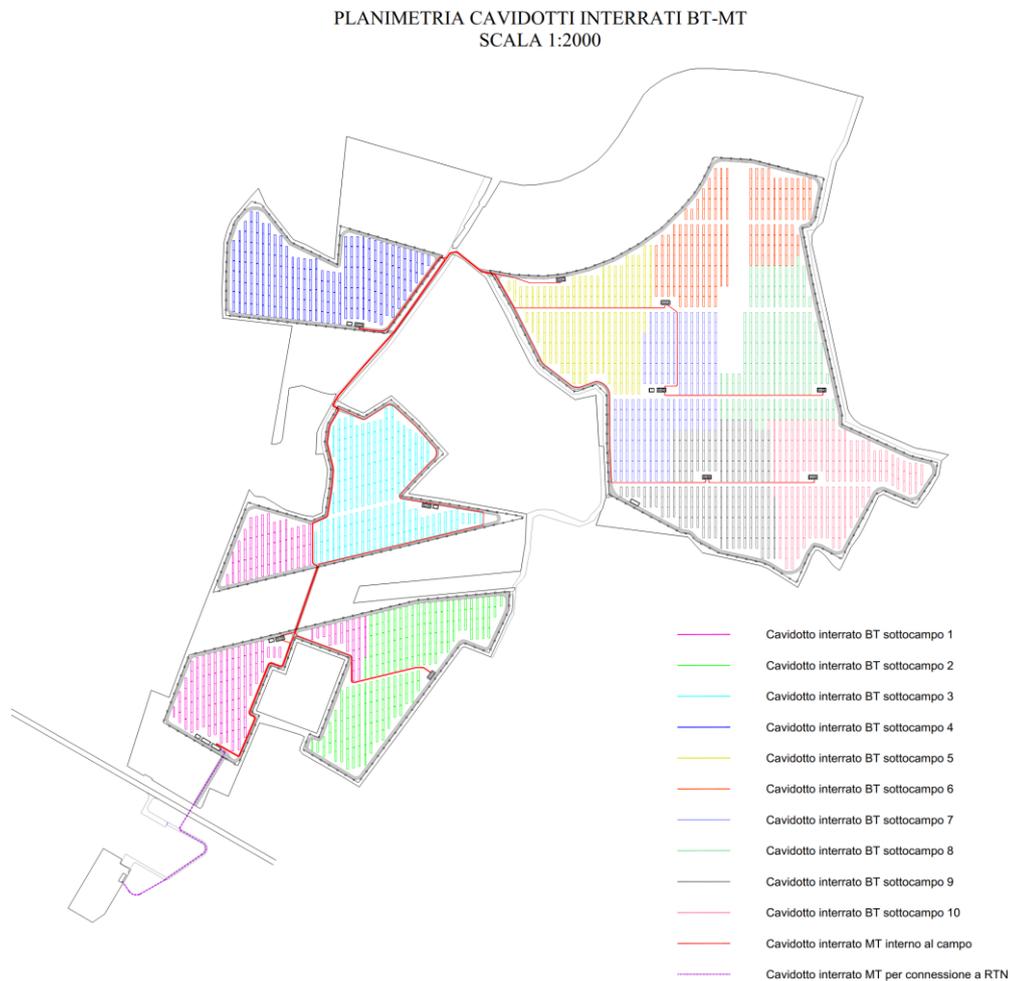


Figura: Planimetria cavidotti MT

Le potenze massime AC che interessano le linee MT interne sono le seguenti:

$$\begin{aligned}
 P_{max,1} &= \text{somma potenze AC dei sottocampi connessi dalla linea 1} = \\
 &= 2.562,10 \text{ kW} + 2.838,41 \text{ kW} + 2.511,86 \text{ kW} = 7,9124 \cdot 10^6 \text{ W}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{max,2} &= \text{somma potenze sottocampi connessi dalla linea 2} = \\
 &= 2.511,86 \text{ kW} + 2.511,86 \text{ kW} + 2.499,31 \text{ kW} = 7,5231 \cdot 10^6 \text{ W}
 \end{aligned}$$

$$P_{max,3} = \text{somma potenze sottocampi connessi dalla linea 3} =$$

$$= 2.562,10 \text{ kW} + 2.562,10 \text{ kW} + 2.499,31 \text{ kW} + 2.499,31 \text{ kW} = 10,1648 \cdot 10^6$$

Da cui si ricavano le correnti massime di esercizio per ciascuna linea:

$$I_{b,max1} = \frac{P_{max,1}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{7,9124 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 160,29 \text{ A}$$

$$I_{b,max2} = \frac{P_{max,2}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{7,5231 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 152,40 \text{ A}$$

$$I_{b,max3} = \frac{P_{max,3}}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{10,1648 \cdot 10^6 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 205,92 \text{ A}$$

Dove si è considerando 30 KV come tensione nominale.

Le linee saranno realizzate interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo **RG16H1R12 unipolare ad isolamento HEPR**.

Per il dimensionamento delle sezioni di ciascun cavo sono state considerate le seguenti correnti massime teoriche (vedi Tab. 1 tipica per cavi di media tensione isolati in gomma EPR con posa a trifoglio):

$$I_{0,1} = 377 \text{ A}$$

$$I_{0,2} = 377 \text{ A}$$

$$I_{0,3} = 377 \text{ A}$$

a cui corrispondono delle sezioni dei di cavi da **120 mm²** (vedi tabelle I e II riportate di seguito dove è riportata la corrente I_0 per i cavi scelti per ogni linea).

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portate di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistace 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x10	1,83	0,19	2,34	2,34	0,13	0,19	87	111	99	104
1x16	1,15	0,23	1,47	1,47	1,12	0,18	114	145	126	133
1x25	0,727	0,27	0,927	0,927	0,12	0,18	149	190	162	171
1x35	0,524	0,30	0,669	0,668	0,11	0,17	181	230	193	204
1x50	0,387	0,34	0,494	0,494	0,11	0,16	219	276	227	241
1x70	0,268	0,40	0,342	0,342	0,10	0,16	275	345	278	294
1x95	0,193	0,45	0,246	0,246	0,098	0,16	339	422	332	351
1x120	0,153	0,50	0,196	0,196	0,095	0,15	393	487	377	399
1x150	0,124	0,55	0,159	0,158	0,092	0,15	466	550	421	445
1x185	0,0991	0,60	0,128	0,127	0,089	0,15	516	635	477	500
1x240	0,0754	0,68	0,0985	0,0974	0,086	0,14	617	745	550	580
1x300	0,0601	0,75	0,0797	0,0781	0,084	0,14	709	855	621	650
1x400	0,0470	0,83	0,0638	0,0628	0,083	0,14	824	990	702	735
1x500	0,0366	0,88	0,0517	0,0492	0,081	0,14	954	1140	790	830
1x630	0,0283	0,92	0,0425	0,0392	0,079	0,14	1102	1300	885	930

Tab. V – Portata massima di esercizio per le linee MT interne

Si osserva che per il calcolo delle correnti massime teoriche nelle condizioni di posa effettive dei cavi si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I_0 = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

$K_1=0,89$ (isolamento in EPR, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

$K_2=1$ (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

$K_3=0,94$ (fattore di correzione per profondità di interramento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 1,5 m, come da Tab. IV);

$K_4=0,82$ è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

Per cui la corrente massima teorica nelle condizioni di posa di ogni linea vale:

$$I_{z_3} = I_{z_2} = I_{z_1} = I_{0_1} K_1 K_2 K_3 K_4 = 377 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 258,63 \text{ A}$$

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_{z_1} confrontandolo con il valore di $I_{b_{max1}}$ al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 240 mmq la $I_{b_{max1}}$ è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

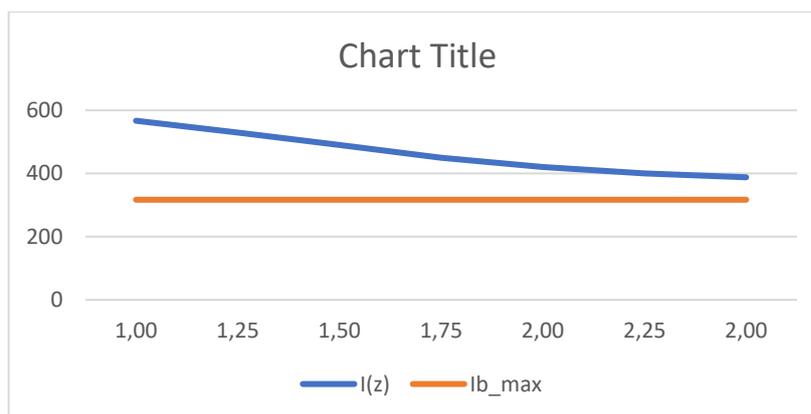


Figura: confronto della corrente I_z con la corrente $I_{b_{max}}$ al variare della resistività del terreno

4.17.2. Verifica della caduta di potenza

Per il calcolo della dissipazione del cavo corrispondenti ad ogni sezione scelta si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo:

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portate di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistance 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x10	1,83	0,19	2,34	2,34	0,13	0,19	87	111	99	104
1x16	1,15	0,23	1,47	1,47	1,12	0,18	114	145	126	133
1x25	0,727	0,27	0,927	0,927	0,12	0,18	149	190	162	171
1x35	0,524	0,30	0,669	0,668	0,11	0,17	181	230	193	204
1x50	0,387	0,34	0,494	0,494	0,11	0,16	219	276	227	241
1x70	0,268	0,40	0,342	0,342	0,10	0,16	275	345	278	294
1x95	0,193	0,45	0,246	0,246	0,098	0,16	339	422	332	351
1x120	0,153	0,50	0,196	0,196	0,095	0,15	393	487	377	399
1x150	0,124	0,55	0,159	0,158	0,092	0,15	466	550	421	445
1x185	0,0991	0,60	0,128	0,127	0,089	0,15	516	635	477	500
1x240	0,0754	0,68	0,0985	0,0974	0,086	0,14	617	745	550	580
1x300	0,0601	0,75	0,0797	0,0781	0,084	0,14	709	855	621	650
1x400	0,0470	0,83	0,0638	0,0628	0,083	0,14	824	990	702	735
1x500	0,0366	0,88	0,0517	0,0492	0,081	0,14	954	1140	790	830
1x630	0,0283	0,92	0,0425	0,0392	0,079	0,14	1102	1300	885	930

Tab. VI – fattore di dissipazione linee 1 e 2 di sezione 95 mm²

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui le potenze dissipate dalle linee MT per km sono pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea3 [W/km]} = 0,198 [\Omega/\text{km}] \cdot 377^2 = 28.141,54 \text{ W/km}$$

Quindi le potenze dissipate da ciascuna linea risultano:

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea1 [W]} = 28.141,54 [\text{W/km}] \cdot 1,550 \text{ km} = \mathbf{43.619,39 \text{ W}}$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea2 [W]} = 28.141,54 [\text{W/km}] \cdot 1,750 \text{ km} = \mathbf{49.247,70 \text{ W}}$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea3 [W]} = 28.141,54 [\text{W/km}] \cdot 2,730 \text{ km} = \mathbf{76.826,40 \text{ W}}$$

In base alla potenza massima in AC che interessa ciascuna linea si ricavano le seguenti cadute percentuali di potenza:

$$\Delta P_{\% - \text{linea1}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea1}}{P_{\max_1}} \cdot 100 = \frac{43.619,39 \text{ W}}{7,9124 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 = \mathbf{0,551\%}$$

$$\Delta P_{\% - \text{linea2}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea2}}{P_{\max_2}} \cdot 100 = \frac{49.247,70 \text{ W}}{7,5231 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 = \mathbf{0,655\%}$$

$$\Delta P_{\% - \text{linea3}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea3}}{P_{\max_3}} \cdot 100 = \frac{76.826,40 \text{ W}}{10,1648 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 = \mathbf{0,756\%}$$

Quindi le cadute di potenza percentuale rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di "short circuit rating for 1 second duration" espresso in KA e riportato nell'estratto della tabella seguente (47.00 KA per conduttori in alluminio e 71.50 per conduttori in rame):

Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Kamps	Kamps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.60	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tab. VII

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata MT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotta) per ogni linea MT interna al campo:

LINEA 1:

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Correnti Nominali (massima di esercizio)	$I_{b,max1} = 160,29 \text{ A}$
Correnti Massime teoriche nelle condizioni di posa	$I_{z,1} = 258,63 \text{ A}$
Correnti Massime teoriche delle singole terne	$I_{0,1} = 377 \text{ A}$
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	7,9124 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	9,3366 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G16 (una terna da 3 x 1 x 120)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	1,55 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C

Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km per terna	28,141 kW
Potenza dissipata in totale da una terna	43,619 kW
Caduta percentuale di potenza	0,551 %

LINEA 2:

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Correnti Nominali (massima di esercizio)	$I_{b,max2} = 152,40$ A
Correnti Massime teoriche nelle condizioni di posa	$I_{z,2} = 258,63$ A
Correnti Massime teoriche delle singole terne	$I_{0,2} = 377$ A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	7,5231 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	8,8772 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G16 (una terna da 3 x 1 x 120)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	1,75 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km per terna	28,141 kW
Potenza dissipata in totale da una terna	49,247 kW
Caduta percentuale di potenza	0,655 %

LINEA 3:

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Correnti Nominali (massima di esercizio)	$I_{b,max3} = 205,92$ A
Correnti Massime teoriche nelle condizioni di posa	$I_{z,3} = 258,63$ A
Correnti Massime teoriche delle singole terne	$I_{0,3} = 377$ A

Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	10,1648 MW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	11,9945 MW
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in gomma HEPR di qualità G16 (una terna da 3 x 1 x 120)
Numero terne/circuiti di connessione alla rete in AT	1
Lunghezza cavidotto interrato	2,73 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio
Profondità di posa (in base alla conducibilità del terreno)	almeno 1.5 m
Potenza dissipata per km per terna	28,141 kW
Potenza dissipata in totale da una terna	76,826 kW
Caduta percentuale di potenza	0,756 %

4.17.3. Verifica della caduta di tensione

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{b_max} \cdot L \cdot (r_{90^\circ} \cdot \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Dove:

- I_z = corrente massima teorica nelle condizioni di posa [A]
- r_{90° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo [Ω/Km]
- x reattanza chilometrica del cavo [Ω /Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,198$ [Ω/Km] valido per i cavi con sezione da 120 mm²
- $x = 0,095$ [Ω/Km] valido per i cavi con sezione da 120 mm²

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V_1 = \sqrt{3} \cdot 160,29 \cdot 1,55 \cdot (0,198 \cdot 0,95 + 0,095 \cdot 0,31) = 93,62 V$$

$$\Delta V_2 = \sqrt{3} \cdot 152,40 \cdot 1,75 \cdot (0,198 \cdot 0,95 + 0,095 \cdot 0,31) = 100,49 V$$

$$\Delta V_3 = \sqrt{3} \cdot 205,92 \cdot 2,73 \cdot (0,198 \cdot 0,95 + 0,095 \cdot 0,31) = 211,83 V$$

Per la reattanza di fase chilometrica x è stato utilizzato il valore riportato nelle specifiche tecniche in tabella, per una posa a trifoglio e per una sezione dei cavi di 120 mm², come fatto precedentemente per il valore della resistenza chilometrica:

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portate di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistace 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x10	1,83	0,19	2,34	2,34	0,13	0,19	87	111	99	104
1x16	1,15	0,23	1,47	1,47	1,12	0,18	114	145	126	133
1x25	0,727	0,27	0,927	0,927	0,12	0,18	149	190	162	171
1x35	0,524	0,30	0,669	0,668	0,11	0,17	181	230	193	204
1x50	0,387	0,34	0,494	0,494	0,11	0,16	219	276	227	241
1x70	0,268	0,40	0,342	0,342	0,10	0,16	275	345	278	294
1x95	0,193	0,45	0,246	0,246	0,098	0,16	339	422	332	351
1x120	0,153	0,50	0,196	0,196	0,095	0,15	393	487	377	399
1x150	0,124	0,55	0,159	0,158	0,092	0,15	466	550	421	445
1x185	0,0991	0,60	0,128	0,127	0,089	0,15	516	635	477	500
1x240	0,0754	0,68	0,0985	0,0974	0,086	0,14	617	745	550	580
1x300	0,0601	0,75	0,0797	0,0781	0,084	0,14	709	855	621	650
1x400	0,0470	0,83	0,0638	0,0628	0,083	0,14	824	990	702	735
1x500	0,0366	0,88	0,0517	0,0492	0,081	0,14	954	1140	790	830
1x630	0,0283	0,92	0,0425	0,0392	0,079	0,14	1102	1300	885	930

Tab. VIII – valore di reattanza di fase chilometrica per le linee 1 e 2 con sezione da 70 mm²

Le cadute di tensione percentuali su ciascuna terna sono date da:

$$\Delta V_{\%_1} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{93,62}{30000} \cdot 100 = 0,312\%$$

$$\Delta V_{\%_2} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{100,49}{30000} \cdot 100 = 0,335\%$$

$$\Delta V_{\%_3} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{211,83}{30000} \cdot 100 = 0,706\%$$

Quindi le cadute di tensione percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

4.17.4. Calcolo perdite di potenza attiva

In condizioni di pieno carico della linea, quindi con corrente massima, la perdita di potenza attiva per effetto Joule lungo su ciascuna delle linee oggetto di studio corrisponde a:

$$P_j = 3 \cdot r_{90^\circ} \cdot L \cdot (I_{b_max} \cdot \cos \varphi)^2$$

Quindi utilizzando per ogni linea i dati di corrispondenti al cavo per essa scelto, abbiamo:

$$P_{j_1} = 3 \cdot 0,198 \cdot 1,55 \cdot (160,29 \cdot 0,95)^2 = 21,349 \text{ kW}$$

$$P_{j_2} = 3 \cdot 0,198 \cdot 1,75 \cdot (152,40 \cdot 0,95)^2 = 21,789 \text{ kW}$$

$$P_{j_3} = 3 \cdot 0,198 \cdot 2,73 \cdot (205,92 \cdot 0,95)^2 = 62,057 \text{ kW}$$

Le perdite percentuali di Potenza attiva in condizioni di pieno carico delle linee sono pari a:

$$P_{j\%_1} = \frac{P_{j_1}}{P_n} \cdot 100 = \frac{21,349 \cdot 10^3}{7,9124 \cdot 10^6} \cdot 100 = 0,270\%$$

$$P_{j\%_2} = \frac{P_{j_2}}{P_n} \cdot 100 = \frac{21,789 \cdot 10^3}{7,5231 \cdot 10^6} \cdot 100 = 0,290\%$$

$$P_{j\%_3} = \frac{P_{j_3}}{P_n} \cdot 100 = \frac{62,057 \cdot 10^3}{10,1648 \cdot 10^6} \cdot 100 = 0,610\%$$

Quindi le cadute di potenza attiva percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

4.17.5. Verifica della tenuta al cortocircuito

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Dove:

- S: sezione in mm²;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t: tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);

• K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5s$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame con isolante in XLPE risulta $K = 143$;

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito sopportabile dai quadri MT (il trasformatore AT/MT a monte limita in realtà la corrente di c.to a valori più bassi): **I_{cc} = 16 kA**

Mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: **t = 0,7 s**, pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{16000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 93,6 \text{ mm}^2$$

Le sezioni scelte sono pari a 120 mm^2 per tutte le linee MT interne, quindi tutti i cavi scelti soddisfano ampiamente la verifica al corto circuito.

4.18. Rete di Terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrata intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino ai quadri di parallelo (QP). Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/bt, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm^2
 - corda di rame nudo da 35 mm^2
 - cavo di rame da 240 mm^2 con guaina giallo/verde

cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde

cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde

- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

QUADRO DI PARALLELO IN CORRENTE CONTINUA (QP)

Le parti metalliche non in tensione del quadro di parallelo in corrente alternata devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

4.19. Sistema di Supervisione dell'impianto AgroPV

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema agrivoltaico è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'intento della Società proponente è anche quello di portare avanti l'attività di sperimentazione, magari con il coinvolgimento di enti di ricerca e Università, finalizzata alla valutazione degli effetti

causati dall'ombreggiamento dei pannelli fotovoltaici sulle colture agrarie, mediante il monitoraggio delle parcelle non interessate dalla presenza dell'impianto agrovoltaiico. Per ciascuna coltura scelta, quindi, è prevista anche una superficie da destinare alla coltivazione in condizioni di pieno campo. Tali superfici saranno opportunamente monitorate durante l'intero periodo di esercizio dell'impianto, contribuendo alla raccolta, all'elaborazione e alla pubblicazione dei dati sperimentali relativi agli effetti causati dai pannelli fotovoltaici sulle colture di interesse agrario.

Nella seguente tabella si riportano le superfici totali di ciascuna coltura, comprensive di quelle destinate alla coltivazione in condizioni di pieno campo.

Coltura	Superficie pannellata (ha)	Superficie campo aperto (ha)	Superficie totale (ha)
Cece nero della Murgia	10.20.65	1.71.86	11.89.50
Lenticchia di Altamura IGP	20.37.87	1.24.16	20.38.70
Cicerchia	3.55.64	1.23.21	4.78.90

Tali attività, inoltre, consentiranno di rispettare le caratteristiche e i requisiti degli impianti agrovoltaiici di cui al capitolo 2.2 delle *Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaiici*, ed in particolare del requisito D, che prevede la predisposizione di un sistema di monitoraggio in grado di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Per le necessità sopra elencate la Società proponente ha individuato l'azienda italiana *Netsens S.r.l.* esperta nel monitoraggio e agricoltura 4.0. Presente da oltre 10 anni in centinaia di prestigiose aziende in Italia e all'estero, rappresenta la scelta ideale per le principali applicazioni per l'agricoltura di precisione: difesa sostenibile e lotta ai patogeni, risparmio idrico e misura dell'umidità del suolo. Facilmente installabile e pronta per l'utilizzo, può essere configurata con i sensori e gli accessori più adatti alle proprie esigenze, e con i modelli di supporto alle decisioni (DSS) presenti sul *cloud LiveData*. Infine, è compatibile con le più avanzate esigenze agronomiche e con i requisiti dei principali programmi di finanziamento (PSR, PIF, Agricoltura 4.0).

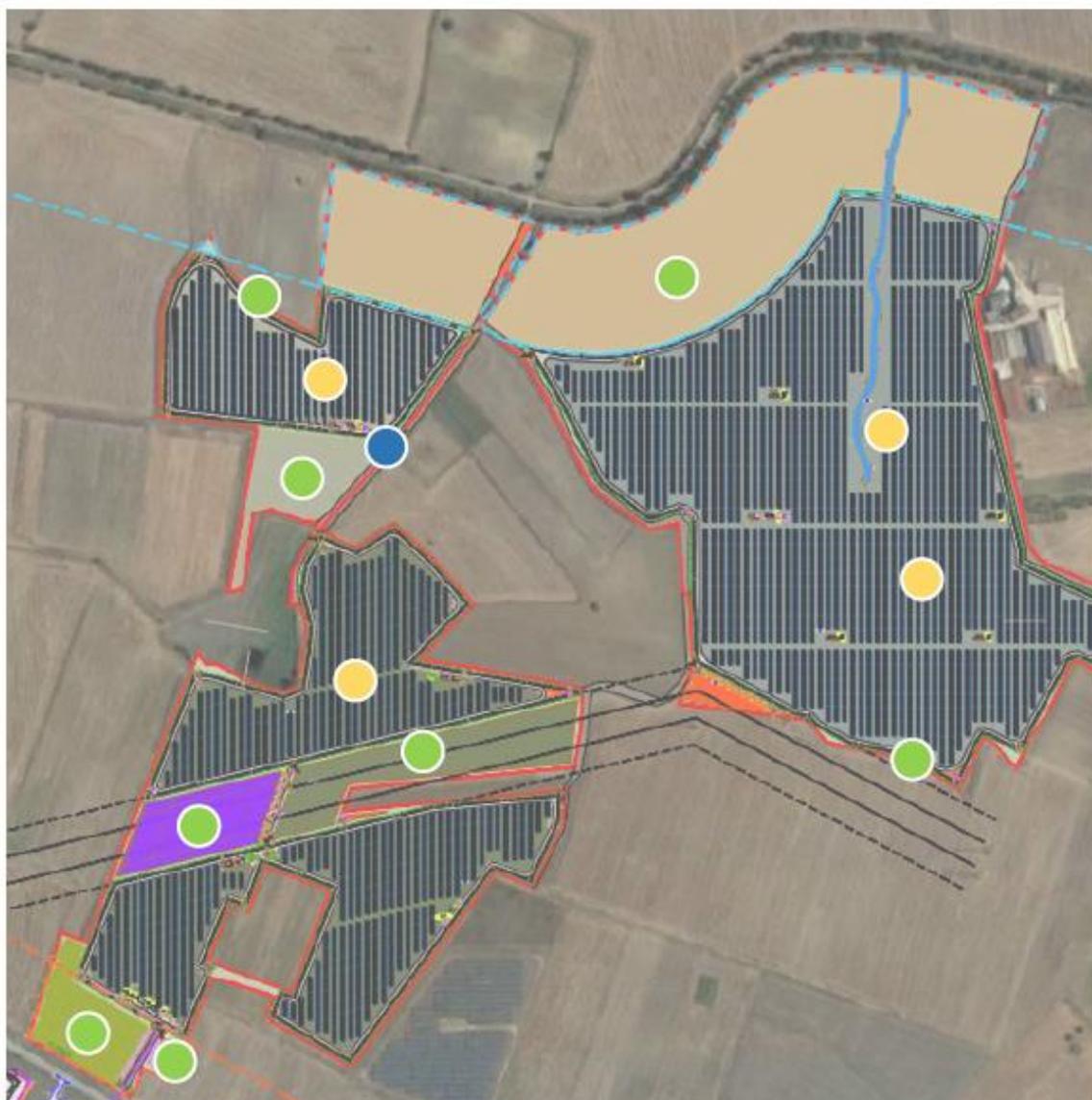


Si prevede l'installazione del pacchetto *AgriSense IOT*, interamente progettato e prodotto in Italia da *Netsens*, che coniuga affidabilità e semplicità di impiego, ed è lo strumento ideale per applicazioni di *smart farming* ed agricoltura 4.0. I materiali, l'elettronica ed i sensori sono pensati per l'impiego 365 giorni all'anno (offrendo di serie un pannello solare da 20W), e per durare nel tempo con bassi costi di esercizio e manutenzione.

È composta da una stazione meteo ideale per la rilevazione meteorologica e climatica e per tutte le applicazioni in agricoltura di precisione. I dati sono inviati automaticamente al portale *cloud LiveData*, accessibile da *smartphone* e *desktop*, che presenta le informazioni in modo chiaro e comprensibile, gestisce i principali modelli agronomici e mantiene tutto lo storico delle rilevazioni in campo.

Le piccole unità *wireless* sono invece alimentate a batteria, e non hanno antenne esterne: questo per offrire la massima compatibilità con le normali operazioni di campo, anche automatizzate.

I dati meteorologici sono acquisiti continuamente e visualizzabili via internet, anche da *smartphone* e *tablet*, senza dover installare alcun *software*, tramite la nostra esclusiva piattaforma *cloud LiveData* ®.



- Stazione meteo-climatica principale con gateway IoT
- Unità IoT con sensori suolo e termo-igrometro
- Unità IoT con sensori suolo (sotto e fuori copertura), irraggiamento solare e termo-igrometro

●	<p>Unità centrale AgriSense IoT:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unità centrale con Pluviometro (pioggia in mm), Anemometro (intensità e direzione del vento), barometro, radiazione solare, termo-igrometro (temperatura ed umidità dell'aria) e bagnatura fogliare (doppia faccia, superiore ed inferiore) • Trasmissione dati 2G (opz. LTE-NBIOT) • Ricevitore wireless IoT • Kit fotovoltaico (pannello 20W / batteria 44Ah) con regolatore elettronico • Palo di installazione, zincato, tre sezioni di 150 cm con boccolo di fissaggio 	
●	<p>N. 7 Unità wireless IoT per coltivazioni fuori copertura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unità wireless IoT con due sensori di Umidità e temperatura del terreno FDR capacitivi • sensori di Temperatura aria (°C), Umidità aria (%) • Alimentazione a batteria, durata 1 anno • Distanza fino a 8000 m LOS da unità centrale 	
●	<p>N. 4 Unità wireless IoT per coltivazioni sotto copertura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unità wireless IoT con quattro sensori di Umidità e temperatura del terreno FDR capacitivi • sensori di Temperatura aria (°C), Umidità aria (%) e radiazione solare • Alimentazione a batteria, durata 1 anno • Distanza fino a 8000 m LOS da unità centrale 	
	<p>Accesso ai dati su cloud LiveData Accesso ai dati via web da PC, smartphone e tablet con piattaforma Netsens LiveData ®</p>	

		
<p>METEOSENSE IRRIGAZIONE</p> <p>Stazione meteo per misurare dell'umidità del terreno. Fino a 4 sensori di umidità del suolo. Pluviometro opzionale. Aggiornamento dati: 5 minuti Accesso via web da PC e smartphone Ampia autonomia con pannello solare 20W</p>	<p>METEOSENSE DIFESA</p> <p>Stazione meteo con pluviometro, temperatura ed umidità dell'aria Bagnatura fogliare "doppia faccia", resistente ai trattamenti. Include software DSS previsionale per la difesa fitosanitaria delle principali colture. Accesso via web da PC e smartphone Espandibile con altri sensori e con unità wireless IoT a lunga portata.</p>	<p>METEOSENSE AGROMETEO</p> <p>Stazione meteo-climatica completa per agricoltura. Misura: pioggia, vento, temperatura, umidità dell'aria, pressione atmosferica, radiazione solare, bagnatura fogliare. Include software DSS previsionale per la difesa fitosanitaria delle principali colture, e la gestione del bilancio idrico. Accesso via web da PC e smartphone Espandibile con altri sensori e con unità wireless IoT a lunga portata.</p>



Il monitoraggio da remoto e la gestione agronomica con i sensori permette di compiere analisi dati per valutarne i relativi benefici sulle colture impiantate sotto gli impianti fotovoltaici.

Questo sistema di monitoraggio è ideale per agricoltori, agronomi e operatori del mondo agricolo che necessitano di un supporto tecnologico avanzato di raccolta e analisi dati nell'ottimizzazione delle pratiche agronomiche quotidiane.

Il monitoraggio viene gestito da piattaforma *cloud* ed è costituito da: mappatura e digitalizzazione dei campi, telerilevamento satellitare, modelli previsionali, sistemi di supporto alle decisioni (DSS), lotta intelligente alle fitopatie e monitoraggio fitosanitario georeferenziato. Si rivolge in modo trasversale a svariate colture, tra cui quelle in oggetto, con funzionalità aggiuntive per specifiche colture come vite, olivo, mais, cereali autunno-vernini, pomodoro e tabacco. È integrabile, inoltre, con le stazioni meteo e sensori che verranno installati. Disponibile su App mobile e in condivisione con il proprio consulente tecnico-agronomico.

Tramite questo sistema di monitoraggio si aiuta a intervenire nel momento più opportuno in base ai reali bisogni delle colture, ridurre i costi di gestione ottimizzando l'utilizzo delle risorse, prevenire e monitorare le avversità climatiche e parassitarie delle colture, pianificare in modo efficiente le operazioni in campo dei collaboratori.

Tra i fattori e variabili considerate dal sistema di monitoraggio sono:

- mappatura degli appezzamenti;
- dati satellitari ogni 5 giorni ad una risoluzione spaziale di 10 metri con 8 indici di vigoria;
- stress idrico e clorofilla;
- previsioni meteo Meteoblue;
- collegamento dati da stazione meteo;
- notifiche;
- gestione utenti;
- registro operazioni colturali;

- analisi del suolo;
- segnalazioni;
- monitoraggio e rilievi in campo geolocalizzati (parassiti e malattie, danni, fenologia);
- piano colturale;
- attività collaboratori;
- storico dei dati;
- mappe di prescrizione;
- registro macchinari;
- modelli previsionali per irrigazione, fenologia e fertilizzazione.

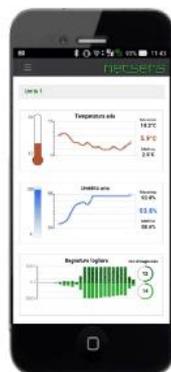
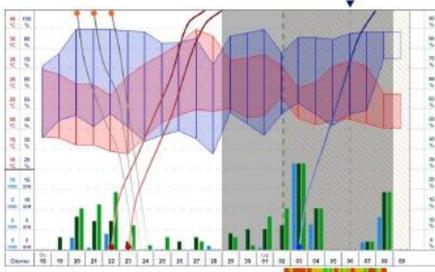


Azienda con Sistema Qualità Certificato ISO 9001:2015
e Sistema di Gestione Ambientale Certificato ISO 14001:2015

Accesso in cloud ai dati su portale Netsens LiveData®

Il vostro sistema AgriSense comprende gratuitamente l'accesso in cloud al potente software LiveData sia da PC che dal vostro Smartphone e Tablet. LiveData consente la visualizzazione dei dati in tempo reale, e l'analisi dei dati storici. Con l'opzione LivePlus avrete a disposizione gli avanzati modelli per il supporto alle decisioni: **DSS fitosanitari, bilancio idrico, indici bioclimatici, agenda fenologica ed agenda dei trattamenti** (in base ai sensori presenti nella vostra configurazione). Potete inoltre attivare i servizi opzionali per gestione aziendale, consiglio irriguo e modelli agronomici specializzati offerti dai Partner Netsens e perfettamente integrati con i sistemi AgriSense.

Infine il vostro sistema AgriSense può essere fornito "chiavi in mano" con SIM dati pre-configurata da Netsens; in alternativa potrete utilizzare la vostra SIM.



Sono inoltre presenti applicazioni disponibili per Android e IOS che permettono la visualizzazione dei dati (campi, previsioni e stazioni meteo, immagini satellitari, osservazioni svolte) e la raccolta di informazioni geolocalizzate in campo con posizione, descrizione, note e foto (segnalazioni, danni, malattie parassiti, trappole, catture, fenologia, analisi del suolo, monitoraggio qualità e quantità). Ogni utente ha la possibilità di inserire le operazioni colturali geolocalizzate e di gestire le attività assegnate, informando sull'andamento delle stesse.

4.20. Misure di Protezione contro i Contatti Diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

4.21. Misure di Protezione contro i Contatti Indiretti

Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

Sistema in corrente alternata (TN)

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

4.22. Misure di Protezione contro gli Effetti delle Scariche Atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali di ciascuna stringa fotovoltaica e i morsetti lato continua degli inverter devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

4.23. Viabilità interna

L'area su cui sarà realizzato l'impianto ha una superficie complessiva di circa 24.740 mq. Per muoversi agevolmente all'interno dell'area ai fini delle manutenzioni e per raggiungere le aree tecniche/cabinati verranno realizzate le strade interne strettamente necessarie a raggiungere in maniera agevole tutti i punti dell'impianto. La viabilità interna sarà del tipo drenante e verrà realizzata solo con la compattazione del terreno e con materiali naturali (pietrisco di cava) che consentono l'infiltrazione e il drenaggio delle acque meteoriche nel sottosuolo, pertanto non sarà ridotta la permeabilità del suolo. Per quanto concerne l'andamento plano-altimetrico dei tratti costituenti la viabilità interna, si sottolinea che quest'ultima verrà realizzata seguendo, come criterio progettuale, quello di limitare le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante. Questo è possibile realizzarlo in quanto le livellette stradali seguiranno l'andamento naturale del terreno stesso.



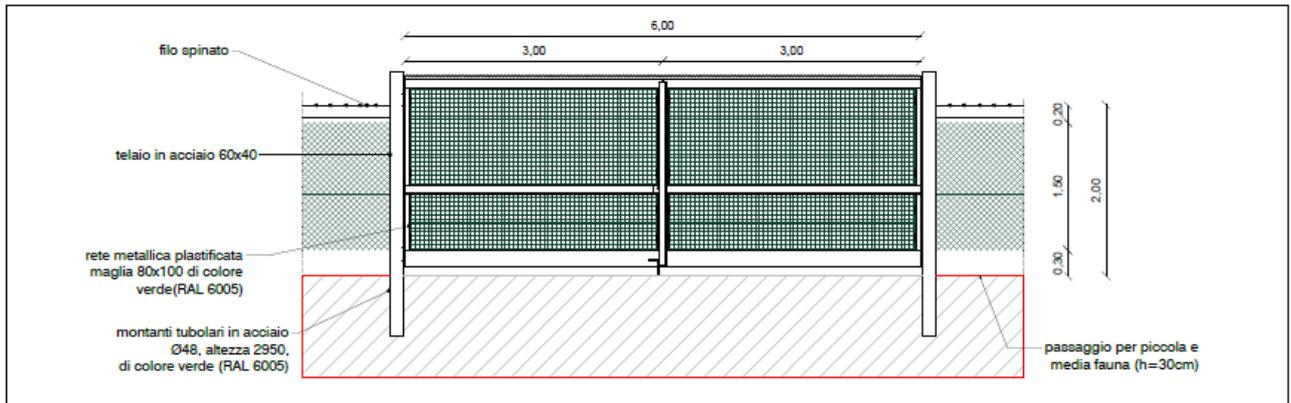
4.24. Recinzione

Per garantire la sicurezza dell'impianto, tutta l'area di intervento sarà recintata mediante rete metallica a maglia larga, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno. L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2.00 m.

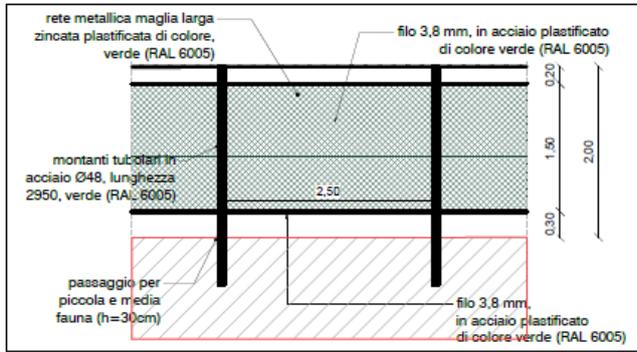
La presenza di una recinzione di apprezzabile lunghezza potrebbe avere ripercussioni negative in termini di deframmentazione degli habitat o di eliminazione di habitat essenziali per lo svolgimento di alcune fasi biologiche della piccola/media fauna selvatica presente in loco.

Per evitare il verificarsi di situazioni che potrebbero danneggiare l'ecosistema locale tutta la recinzione verrà posta ad un'altezza di 30 cm dal suolo, per consentire il libero transito della fauna di piccola e media taglia tipica del luogo. Tale altezza dal suolo si ritiene adeguata anche in base alla mappatura delle specie riscontrata in sito. Così facendo la recinzione non costituirà una barriera e non creerà frammentazione del territorio.

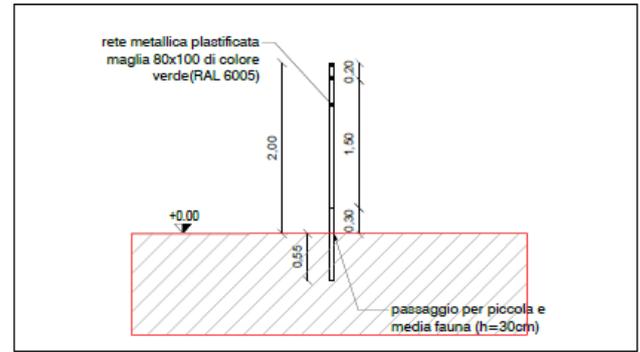
VISTA FRONTALE RECINZIONE E CANCELLO DI INGRESSO



PROSPETTO TIPO



SEZIONE TIPO



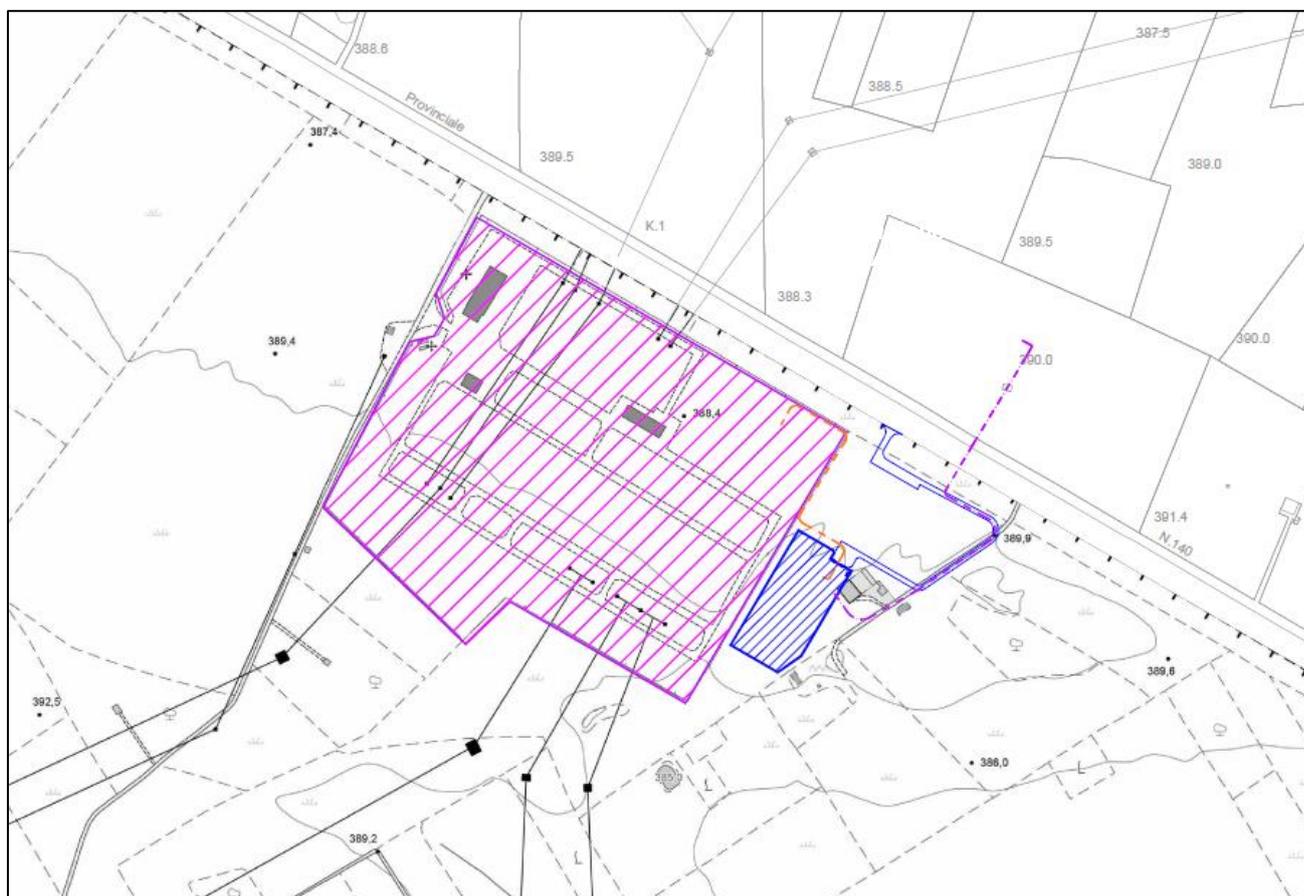
I dettagli progettuali della recinzione sono riportati nell'elaborato grafico **SK_SAN - 44 - Dettagli costruttivi**.

4.25. Stazione di elevazione MT/AT

La sottostazione MT/AT verrà realizzata per la messa in parallelo verso la rete elettrica nazionale e, ai fini di limitare il consumo di suolo, sarà funzionale a più impianti fotovoltaici.

La nuova sottostazione sarà connessa in Antenna su uno stallo 150 kV disponibile nella preesistente Stazione Elettrica di proprietà Terna denominata "Matera" ed ubicata in località "lesce" sempre nel Comune di Matera. La nuova cabina di elevazione sarà ubicata su un terreno adiacente la stazione elettrica di Terna.

Lo scopo della nuova sottostazione sarà quello di elevare al livello di tensione 150 kV l'energia proveniente dall'impianto fotovoltaico.



Stazione di elevazione MT/AT e Stazione Terna

La società Terna ha rilasciato alla Società SANFRANCESCO Srl "Soluzione Tecnica Minima Generale" n. 201800567 del 04/03/2019, indicando le modalità di connessione che, al fine di

razionalizzare l'utilizzo delle opere di rete per la connessione, prevede la condivisione, con ulteriori utenti, dello stallo AT nel futuro ampliamento della stazione di trasformazione RTN 380/150 kV di "Matera Jesce".

La società SANFRANCESCO Srl ha stipulato un accordo di condivisione con le società BARBERIO Srl, NATUZZI Srl, CANADIAN SOLAR CONSTRUCTION Srl, SOLARE ITALIA Srl al fine di condividere l'utilizzo della SE 30/150 kV e collegarsi allo stallo previsto nell'ampliamento della SE TERNA 380/150 kV "Matera Jesce".

Pertanto, il progetto del collegamento elettrico del suddetto parco alla RTN prevede la realizzazione delle seguenti opere:

- a) Rete in cavo interrato in MT a 30 kV dall'impianto di produzione alla stazione di trasformazione utente 30/150kV;
- b) stazione elettrica di trasformazione utente 30/150 kV;
- c) stazione elettrica condivisa con sistema di sbarre a 150kV e stallo arrivo cavo 150kV;
- d) cavidotto a 150 kV per il collegamento tra la SE "condivisa" 150kV e la SE Terna;
- e) ampliamento della Sezione 150kV della SE 380/150kV di Terna.

Le opere di cui ai punti a),b),c),d) costituiscono opere di utenza del proponente.

Le opere di cui al punto e) costituiscono opere di Rete. Le stesse sono state già benestiarate e sono state trasferite alla Società proponente per la progettazione delle opere di utenza.

Il lay-out della stazione di trasformazione/condivisione del proponente prevede un sistema di sbarre con isolamento in aria con diversi passi di sbarre, per permettere il collegamento a diversi proponenti che condividono lo stallo e quindi la SE di condivisione. I passi sbarra della SE condivisa saranno utilizzati per: collegamenti del trasformatore di potenza elevatore 30/150 kV di S, uno per il collegamento alle sbarre della SE 380/150kV di Terna ed altri spazi disponibili per il collegamento di altri proponenti.

I dettagli progettuali delle opere sono approfondite nell'elaborato del PTO: **PFSFR65-R-01 Relazione tecnica illustrativa.**

4.26. Operazioni inerenti il suolo

Le operazioni che interesseranno direttamente il suolo agricolo sono quelle relative alla preparazione del terreno per il transito dei mezzi e per la realizzazione delle strutture dell'impianto fotovoltaico (stringhe, cabine, cavidotti...). Dopo aver recintato l'area di cantiere si prevede la sistemazione della viabilità tra i sottocampi, delle aree sulle quali verranno posizionate le strutture di fondazione dei moduli fotovoltaici e delle cabine prefabbricate. Le già menzionate operazioni verranno effettuate evitando le opere di sbancamento, poiché le livellette della viabilità interna verranno realizzate seguendo il naturale profilo altimetrico dell'area interna all'impianto e l'asportazione di materiale al di sotto delle stringhe fotovoltaiche non è tale da causare una variazione dell'andamento naturale del terreno. In questo modo, non si andrà ad alterare l'equilibrio idrogeologico dell'area.



ci si è orientati verso colture ad elevato grado di meccanizzazione e poco esigenti da un punto di vista idrico e di esposizione alla radiazione solare, quali la "Lenticchia di Altamura IGP", il cece nero della Murgia e la cicerchia. Tale scelta consente altresì di recuperare e valorizzare le antiche varietà locali, tra l'altro meglio adattate alle condizioni pedoclimatiche dell'area geografica in cui si sono evolute, e quindi meno esigenti in termini di fattori produttivi.

Queste varietà, infatti, proprio per questo motivo, si prestano efficacemente alla coltivazione in regime di agricoltura biologica, contribuendo a ridurre l'inquinamento ambientale causato dall'utilizzo di sostanze chimiche di sintesi. Inoltre, raggiungendo un'altezza massima che si mantiene al di sotto di 60-80 cm, la "Lenticchia di Altamura IGP", il cece nero della Murgia e la cicerchia risultano compatibili con la coltivazione sotto la copertura fotovoltaica, consentendo il regolare svolgimento di tutte le operazioni colturali. Infine, appartenendo alla stessa famiglia botanica, tali colture sono del tutto paragonabili, sia in termini di caratteristiche morfologiche, che di esigenze ambientali, al colza e al pisello (colture adatte), al fagiolo (colture mediamente adatte) e alla fava (colture molto adatte), per cui tollerano bene la copertura dei pannelli fotovoltaici.

4.26.1. Manutenzione

I pannelli fotovoltaici non hanno bisogno di molta manutenzione. Può capitare che le loro superfici si sporchino o si ricoprano di polvere, generalmente basta l'acqua e il vento per ripulirli ma è buona norma eseguire ispezioni periodiche dei moduli per verificare la presenza di danni a vetro, telaio,

scatola di giunzione o connessioni elettriche esterne. La manutenzione va effettuata da personale specializzato e competente che effettui i controlli periodici.



4.26.2. Lavaggio dei moduli fotovoltaici

Benché il vetro dei pannelli fotovoltaici tendenzialmente si dovrebbe sporcare poco, di fatto può succedere che i pannelli si sporchino a causa di polveri presenti nell'aria, inquinamento, terra portata da vento, pioggia, etc. Tutto questo accumulo di sporcizia influisce negativamente sulle prestazioni dei pannelli solari, diminuendone sensibilmente l'efficacia. Per ovviare a questo problema per tutta la vita utile dell'impianto sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici.



4.26.3. Controllo delle piante infestanti

L'area sottostante i pannelli continuerà ad essere occupata da terreno vegetale allo stato naturale e pertanto soggetta al periodico accrescimento della vegetazione spontanea quali le leguminose autoriseminanti precedentemente descritte. Fanno eccezione ovviamente le aree utilizzate per la realizzazione di piazzali interni all'area dell'impianto. Allo scopo di mantenere un'adeguata "pulizia" dell'area, peraltro necessaria per evitare ombreggiamenti sui pannelli, saranno effettuate delle operazioni con tagliaerba al fine di eliminare eventuali piante infestanti. Tale attività avverrà con particolare cura, da parte di impresa specializzata, allo scopo di evitare il danneggiamento delle strutture e di altri componenti dell'impianto.

In particolare, lo sfalcio meccanico verrà utilizzato per eliminare la vegetazione spontanea infestante al fine di prevenire la proliferazione dei vettori di agenti patogeni infestanti, durante la stagione estiva, al fine di evitare la propagazione degli incendi di erbe disseccate sia agli impianti sia ai poderi confinanti.

In nessun caso saranno utilizzati diserbanti o altri prodotti chimici atti a ridurre o eliminare la presenza di vegetazione spontanea sul campo.

4.27. Biodiversità e tutela dell'ecosistema agricolo

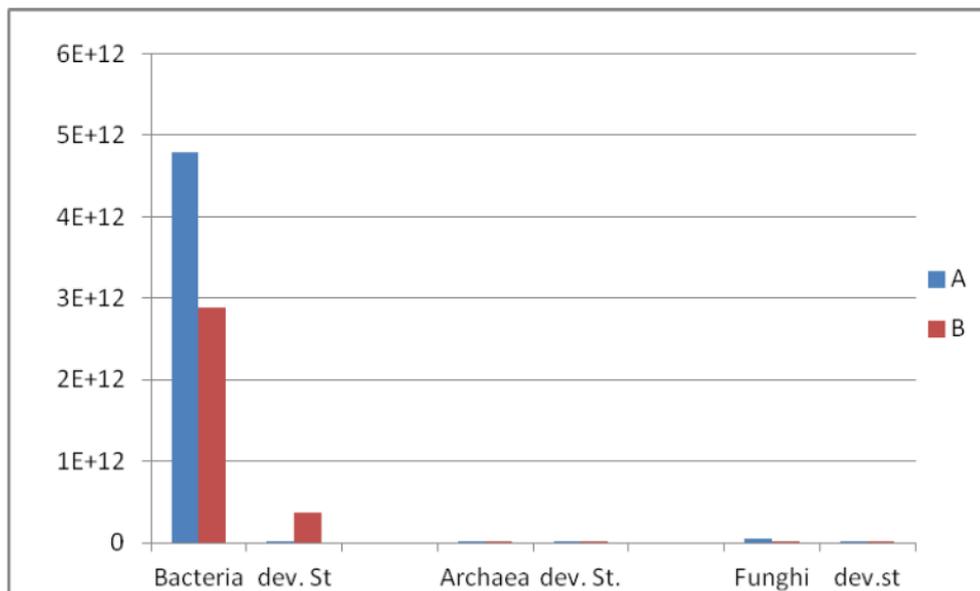
Il termine biodiversità (traduzione dall'inglese biodiversity, a sua volta abbreviazione di biological diversity) è stato coniato nel 1988 dall'entomologo americano Edward O. Wilson e può essere definita come la ricchezza di vita sulla terra: i milioni di piante, animali e microrganismi, i geni che essi contengono, i complessi ecosistemi che essi costituiscono nella biosfera.

La Convenzione ONU sulla Diversità Biologica definisce la biodiversità come la varietà e variabilità degli organismi viventi e dei sistemi ecologici in cui essi vivono, evidenziando che essa include la diversità a livello genetico, di specie e di ecosistema.

Un'ampia fetta della Biodiversità a lungo sottovalutata o affatto considerata è rappresentata dalla **biodiversità del suolo**. Nel suolo, infatti, vivono innumerevoli forme di vita che contribuiscono a mantenere fertili e in salute i terreni, a mitigare il cambiamento climatico, a immagazzinare e depurare l'acqua, a fornire antibiotici e a prevenire l'erosione. Il suolo vive ed è brulicante di vita: migliaia di microrganismi sono instancabilmente all'opera per creare le condizioni che permettono alle piante di crescere, agli animali di nutrirsi e alla società umana di ricavare materie prime fondamentali.

In passato, un operatore nel settore del fotovoltaico e *CREA* (Consiglio per la Ricerca in agricoltura e l'analisi dell'Economia Agraria) hanno effettuato uno studio sul terreno di un impianto fotovoltaico campione con la finalità di estrarre il DNA dal suolo per analizzarlo. Il suolo è stato campionato in triplo considerando schematicamente due zone: la zona sotto i pannelli fotovoltaici e la zona centrale (Centro) tra due file di pannelli, indicate rispettivamente come Sotto e Centro. In linea di massima la zona Sotto è caratterizzata da una maggiore ombreggiatura, anche durante la stagione estiva, mentre nel Centro nella stagione primaverile estiva vi è una parziale insolazione, almeno nelle ore centrali della giornata.

I risultati ottenuti relativi alla quantificazione del DNA estratto hanno mostrato che il suolo campionato "sotto" i pannelli mostrava un valore più elevato in termini di resa di DNA totale estratto rispetto al suolo campionato al "centro".



Nel grafico sopra mostrato, sono riportati i risultati della quantificazione del numero di copie di geni target per Batteri, Archaea e Funghi. Dal grafico si può osservare come la quantità di microorganismi sia molto elevata nel caso dei batteri, soprattutto nel suolo campionato “sotto”, dove si va da valori di 4.8E+12 per i batteri, 3.88E+08 per gli archaea, e 5.74E+10 per i funghi.

Nel caso del suolo campionato al “centro” si va invece da 2.89E+12 per i batteri, 1.24E+08 per gli archaea, e 2.29E+10 per i funghi. Si riscontra in entrambi i casi un numero maggiore di batteri e funghi, ed un’omogeneità in termini di abbondanza delle tre comunità che induce a dedurre che al momento non ci sia un effetto negativo sulla biomassa microbica indotto dalla presenza dell’impianto di fotovoltaico.

Dalle analisi effettuate si può dedurre che il suolo campionato “sotto” è più ricco in termini di diversità microbica, probabilmente per una compartecipazione di fattori, tra cui una maggiore umidità, condizioni di temperatura ed effetto di ombreggiamento dell’impianto fotovoltaico stesso, c’è una spinta ad una maggiore diversità e abbondanza della comunità microbica.

4.28. Mitigazione visiva

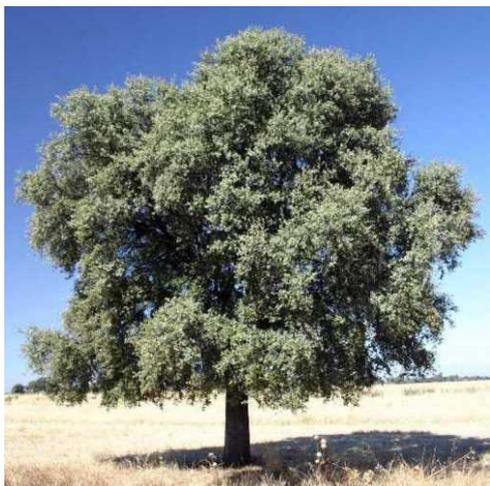
Al fine di mitigare l’impatto paesaggistico, in ottemperanza alle normative vigenti, è prevista la messa a dimora di una siepe di lecci e alloro in doppio filare larga 2,00 m e alta 2,50 m circa lungo tutto il perimetro esterno dei lotti, ad una distanza di 0,30 m dalla recinzione. Inoltre, sia tra gli alberi di leccio che tra le piante di alloro verranno alternativamente piantumate anche numerose altre essenze arboree e arbustive tipiche della macchia mediterranea, allo scopo di aumentare la biodiversità della

parete vegetale. Dopo un'attenta valutazione orientata alla scelta delle specie da impiantare tra i lecci e gli allori, si suggerisce di impiantare, alternativamente, alberi di fico (*Ficus carica*), prugno selvatico (*Prunus spinosa*) e olivastro (*Olea europea* var. *olivaster*), nonché arbusti tipici della macchia mediterranea, quali il lentisco (*Pistacia lentiscus*) e il pitosforo (*Pittosporum tobira*). La siepe assolverà alla duplice funzione di creare un nuovo habitat per la fauna terrestre ed i volatili e mitigare l'impatto visivo causato dall'impianto fotovoltaico e dalle strade perimetrali del sito di progetto.

La scelta di introdurre tali specie, tipiche della macchia mediterranea, è giustificata dal fatto che sono poco esigenti da un punto di vista idrico (xerofitiche), essendosi adattate a sopravvivere in ambienti caldo-aridi. Tali specie, infatti, presentano radici fittonanti e profonde, capaci di esplorare ampi volumi di terreno. Inoltre, il leccio e l'alloro, presentando rispettivamente un habitus di tipo arboreo ed arbustivo, consentiranno di realizzare una doppia parete vegetale sempreverde, una più alta e l'altra più bassa, che andrà a costituire la parte più consistente della siepe. Nello specifico, la prima linea costituita dalla chioma dei lecci, mentre la seconda dal fogliame dell'alloro. Tale doppia parete, inoltre, sarà arricchita dall'alternanza delle altre specie arboree e arbustive sopra elencate.

Nonostante siano tutte specie aridoresistenti, in estate e nei primi anni dall'impianto occorre comunque intervenire con l'irrigazione, al fine di favorire un migliore attecchimento delle piante e scongiurare eventuali problemi causati dalla siccità sia nelle prime fasi di crescita che di pieno sviluppo.

Pertanto, si procederà all'installazione di un impianto di irrigazione a microportata di erogazione lungo tutto il perimetro della recinzione, che consentirà la distribuzione dei volumi di adacquamento sufficienti a soddisfare le esigenze idriche delle piante durante gli eventuali periodi siccitosi prolungati. È previsto, inoltre, il posizionamento di cisterne per l'accumulo dell'acqua allo scopo irriguo, che verrà trasportata in loco mediante autobotti. L'acqua sarà prelevata dalle cisterne con una pompa e distribuita alla siepe mediante l'impianto di irrigazione a goccia.



A sinistra: albero di leccio (*Quercus ilex*) - A destra: siepe di alloro (*Laurus nobilis*)



Impianto di irrigazione a goccia

Infine, dinnanzi alla siepe, è prevista una fascia di larghezza pari a 3,00 m circa da destinare a leguminose autoriseminanti, specie annuali a ciclo autunno-primaverile che formano inerbimenti perennanti grazie alla capacità di autorisemina, essenzialmente con funzione di cover crops. Sono specie molto adatte agli ambienti caldo aridi di tipo mediterraneo, caratterizzati da piovosità concentrata nel periodo autunno-primaverile ed accentuata siccità estiva, perché passano la stagione avversa (estate) sottoforma di seme, essendo Terofite. Gran parte del seme prodotto (in media dal 30 al 98% a seconda della specie e della cv) presenta il fenomeno della durezza o impermeabilità all'entrata dell'acqua. La durezza protegge i semi dalle sporadiche piogge estive, consentendo la costituzione di una seed bank nel terreno.

4.29. Illuminazione di emergenza e videosorveglianza

4.29.1. Inquinamento Luminoso

Per prevenire l'inquinamento luminoso l'impianto previsto prevederà:

- ⊗ Apparecchi che, nella loro posizione di installazione, devono avere una distribuzione dell'intensità luminosa massima per $g \geq 90^\circ$, compresa tra 0,00 e 0,49 candele per 1000 lumen di flusso luminoso totale emesso; a tal fine, in genere, le lampade devono essere recessive nel vano ottico superiore dell'apparecchio stesso;
- ⊗ Lampade ad avanzata tecnologia ed elevata efficienza luminosa, quali al sodio ad alta o bassa pressione, in luogo di quelle con efficienza luminosa inferiore.

All'interno dell'impianto fotovoltaico "San Francesco" sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico.

Si può quindi affermare che non vi sarà illuminazione dell'area se non in caso di emergenza.

4.29.2. Videosorveglianza

Gli impianti fotovoltaici vengono spesso realizzati in aree rurali isolate e su terreni più o meno irregolari, vincolando l'utente ad avere una giusta consapevolezza della messa in sicurezza degli impianti stessi.

Il complesso studio dei rischi inerenti alla fase di esercizio degli impianti fotovoltaici è strettamente legato ai danni più frequenti e più consistenti che possono colpire gli impianti fotovoltaici durante la fase di esercizio. Oltre agli eventi naturali quali terremoto, alluvione, frana, grandine e simili, un'importante preoccupazione, che gli amministratori degli impianti fotovoltaici devono mettere sulla bilancia, è quella dei danni diretti derivanti da atti di terzi come il furto, gli atti vandalici e/o dolosi, gli atti di terrorismo e di sabotaggio e il furto del rame presente.

Per tale ragione verrà installato un sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva, atta a diminuire e limitare il più possibile i rischi inerenti al furto dei pannelli solari, degli inverter e del rame presente sul sito, limitando così i danni con conseguente perdita di efficienza degli impianti fotovoltaici.

Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini e rilevando:

- La scomparsa o il movimento di oggetti presenti
- Persone che si aggirano in zona in maniera sospetta seguendone i movimenti automaticamente
- Rilevare targhe di mezzi che transitano vicino agli impianti
- Registrazione dei volti degli intrusi
- Invio automatico di allarmi.

L'impianto sarà tutelato da un sistema di allarme di videosorveglianza connesso ad un sistema di illuminazione che funzionerà **esclusivamente** in caso di allarme dovuto alla violazione del perimetro da parte di persone estranee.

4.30. Il progetto esecutivo

Il progetto esecutivo, redatto in conformità al progetto definitivo autorizzato, determina in ogni dettaglio i lavori da realizzare e il relativo costo previsto e deve essere sviluppato ad un livello di definizione tale da consentire che ogni elemento sia identificabile in forma, tipologia, qualità, dimensione e prezzo. In particolare il progetto è costituito dall'insieme delle relazioni, dei calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti e degli elaborati grafici nelle scale adeguate, compresi gli eventuali particolari costruttivi, dal capitolato speciale di appalto, prestazionale o descrittivo, dal computo metrico estimativo e dall'elenco dei prezzi unitari. Esso è redatto sulla base degli studi e delle indagini compiuti nelle fasi precedenti e degli eventuali ulteriori studi e indagini, di dettaglio o di verifica delle ipotesi progettuali, che risultino necessari e sulla base di rilievi planoaltimetrici, di misurazioni e picchettazioni, di rilievi della rete dei servizi del sottosuolo. Il progetto esecutivo deve essere altresì corredato da apposito piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti da redigersi nei termini, con le modalità, i contenuti, i tempi e la gradualità.

Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisorie. Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate in sede di rilascio della concessione edilizia o di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale ovvero il provvedimento di esclusione delle procedure, ove previsti. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti:

- a) relazione generale;
- b) relazioni specialistiche;

- c) elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento ambientale;
- d) calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;
- e) piani di manutenzione dell'opera e delle sue parti;
- f) piani di sicurezza e di coordinamento;
- g) computo metrico estimativo definitivo e quadro economico;
- h) cronoprogramma;
- i) elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;
- l) quadro dell'incidenza percentuale della quantità di manodopera per le diverse categorie di cui si compone l'opera o il lavoro;
- m) schema di contratto e capitolato speciale di appalto.

Il progetto esecutivo verrà redatto in 3 settimane.

5. FASE DI CANTIERE

Considerata la tipologia dell'intervento da realizzare, si può affermare che le lavorazioni in fase di cantiere avverranno senza la produzione di particolari rifiuti da conferire alle pubbliche discariche. Questo è dovuto all'esiguità degli scavi necessari alla realizzazione dei cavidotti interrati ed al fatto che la viabilità interna verrà realizzata seguendo come criterio progettuale quello di limitare il più possibile le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante e seguendo il più possibile l'andamento del terreno.

Tali operazioni, riguardando solo la parte più superficiale del terreno vegetale, produrranno come residuo delle lavorazioni solamente lo stesso terreno vegetale che verrà ridistribuito uniformemente all'interno delle aree di pertinenza dell'impianto.

Per quanto riguarda gli imballaggi dei moduli fotovoltaici e dei quadri elettrici questi saranno costituiti da cartone e plastica, materiali che verranno trasferiti ai circuiti classici di riciclo che sono stati analizzati nei paragrafi successivi.

A valle di quanto esposto non si esclude il fatto che, se in fase di cantiere si dovesse produrre materiale di rifiuto, tale materiale prodotto sarà differenziato e conferito nella più vicina discarica pubblica autorizzata.

A seguito delle lavorazioni di installazione degli impianti non verranno arrecati danni permanenti alla viabilità pubblica e privata, e qualora dovessero accidentalmente verificarsi tali episodi, vi verrà tempestivamente posto rimedio in quanto sia nelle convenzioni con gli Enti, sia nei contratti con i privati sono riportati gli obblighi e le modalità per il ripristino.

6. FASE DI ESERCIZIO

Analizzando i componenti e la tipologia di operazioni che avvengono per la produzione di energia fotovoltaica è ben evidente che l'impianto in questione, in fase di esercizio, non produce materiali di rifiuto.

7. FASE DI DISMISSIONE - Riciclo componenti e rifiuti

L'impianto fotovoltaico è costituito da una serie di manufatti necessari all'espletamento di tutte le attività ad esso connesse ed in questa relazione descritti.

Le componenti dell'impianto che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

7.1. Smaltimento stringhe fotovoltaiche

Il riciclo dei moduli fotovoltaici nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è un fattore determinante e da non sottovalutare se si vuole che gli impianti fotovoltaici rappresentino totalmente un sistema di produzione dell'energia elettrica ecologico e sostenibile. Al termine della loro vita utile, i pannelli costituiscono un rifiuto elettronico e come tutti i rifiuti hanno una ricaduta ambientale. Fino ad oggi non esiste una direttiva europea per lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici, anche perché il numero delle installazioni fotovoltaiche giunte alla fine del loro ciclo di vita è ancora contenuto. Fortunatamente esistono già delle indicazioni ben precise riguardanti lo smaltimento di tali strutture. Il modulo fotovoltaico scelto per il progetto in questione fa parte del consorzio **PV Cycle**.

Con l'intento di rendere veramente "verde" l'energia fotovoltaica e con lo slogan "Energia fotovoltaica energia doppiamente verde", l'industria del fotovoltaico ha dato vita al consorzio europeo PV Cycle. PV Cycle è l'Associazione Europea per il ritiro volontario e il riciclaggio dei moduli fotovoltaici giunti alla fine del proprio ciclo di vita. È stata fondata a Bruxelles nel 2007 dalle principali imprese del settore, supportata anche dall'EPIA e dall'Associazione dell'Industria Solare tedesca (BSW). È

diventata operativa dal giugno 2010, anche se già nel 2009 ha coordinato le operazioni per il riciclaggio dell'impianto di Chevetogne (uno dei primi 16 impianti pilota FV avviati e sostenuti dalla Commissione europea nel 1983).

Raccoglie al suo interno produttori ed importatori leader di moduli fotovoltaici e rappresenta più del 90% del mercato FV europeo. La sua mission è di mappare tutti i moduli FV a fine vita in Europa (e EFTA – Svizzera, Norvegia, Liechtenstein e Islanda), ovvero quelli scartati dall'utilizzatore finale o danneggiati durante il trasporto o l'installazione, e come obiettivo si propone di organizzarne e stimolarne la raccolta e riciclaggio.

Il programma, **completamente gratuito per l'utente finale**, è finanziato interamente dai contributi versati dai membri dell'associazione attraverso, come già visto nel caso di First Solar, un fondo di riserva che garantisce i mezzi finanziari necessari a coprire i costi futuri di raccolta e riciclaggio anche nel caso in cui un produttore divenga insolvente o cessa di esistere. Lo schema disegnato da PV Cycle consiste nell'utilizzare dei centri di raccolta sparsi su tutto il territorio europeo, presso i quali possono essere conferiti i moduli da destinare a riciclaggio.

I materiali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (che costituisce le celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli di materiale plastico (protezione posteriore) e alluminio (per la cornice). La procedura di riciclo prevede in una prima fase l'eliminazione dell'EVA (Etilvinile acetato), le colle e le parti plastiche. Si prosegue con la separazione del vetro ed eventualmente delle parti di alluminio con il loro riciclo attraverso i canali tradizionali. Per quanto riguarda invece il sistema di imballaggio dei moduli fotovoltaici i materiali prevalenti sono cartone e plastica.

Inoltre, i pannelli fotovoltaici rientrano nell'ambito di applicazione dei RAEE (Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) la cui gestione è oggi disciplinata dalla Direttiva 2012/19/EU, recepita in Italia dal D.lgs. n. 49 del 14 marzo 2014.

Analizzeremo ora in dettaglio le fasi dello smaltimento dei materiali sin qui elencati:

CARTA

Il riciclaggio della carta è un settore specifico del riciclaggio dei rifiuti.

Gli impieghi fondamentali della carta sono:

- supporto fisico per la scrittura e la stampa;
- materiale da imballaggio.

Si tratta di prodotti di uso universale, con indici crescenti di produzione e di domanda e il cui utilizzo ha a valle una forte e diffusa produzione di rifiuti. Come tutti i rifiuti, la carta pone problemi di smaltimento. La carta è però un materiale riciclabile. Come il vetro, infatti, la carta recuperata può essere trattata e riutilizzata come materia seconda per la produzione di nuova carta. La trasformazione del rifiuto cartaceo (che si definisce carta da macero) in materia prima necessita di varie fasi:

- raccolta e stoccaggio (in questa fase è particolarmente rilevante che le amministrazioni locali richiedano e organizzino la raccolta differenziata dei rifiuti);
- selezione (per separare la fibra utilizzabile dai materiali spuri - spaghi, plastica, metalli - che normalmente sono incorporati nelle balle di carta da macero);
- sbiancamento (per eliminare gli inchiostri).

A questo punto del ciclo, la cellulosa contenuta nella carta-rifiuto è ritornata ad essere una materia prima, pronta a rientrare nel ciclo di produzione.

I vantaggi ambientali conseguenti a queste pratiche sono notevoli, infatti:

- nelle fabbriche che producono carta per giornali da carta da giornali riciclata non si usa più cellulosa proveniente da alberi;
- il costo della materia prima riciclata è notevolmente più basso di quello della pasta di legno, i relativi scarti possono essere utilizzati come combustibile cogeneratore del vapore necessario al processo di fabbricazione e la produzione è meno inquinante;
- il riciclaggio riduce la quantità di rifiuti da trattare, i relativi costi di stoccaggio, lo spreco di spazio da destinare allo stoccaggio medesimo, l'inquinamento da incenerimento, e ovviamente il consumo di alberi vivi (anche se gli alberi impiegati per la produzione della carta provengono da vivai a coltivazione programmata dove vengono periodicamente tagliati e ripiantati).

EVA e parti plastiche

L'EVA è un copolimero di polietilene ed acetato di vinile. È flessibile, elastico, resistente agli urti e non contiene plastificanti, né altri additivi. L'EVA è usato laddove si richiedano flessibilità, elasticità, resistenza dielettrica, robustezza e compatibilità. L'EVA e le materie plastiche sono entrambi polimeri che possono essere riciclati attraverso due meccanismi di riciclo che consistono in una tipologia di

tipo eterogeneo ed una tipologia di tipo omogeneo. **Il riciclo eterogeneo** viene effettuato attraverso la lavorazione di un materiale misto contenente PE, PP, PS, PVC (film in PE alta e bassa densità, film in PP, tuniche, vaschette, *big bags*, barattoli, reggette e retine). In questo materiale eterogeneo possono essere presenti, anche se in quantità minime, PET, inerti, altri materiali e metalli. In questo processo vi è una prima separazione morfologica e dimensionale seguita da una magnetica per separare eventuali frazioni estranee che potrebbero creare problemi in fase di lavorazione. Queste tre separazioni vengono eseguite in base alla lavorazione e al prodotto che si vuole realizzare.

Successivamente il riciclo procede secondo tre fasi:

- triturazione, frantumazione grossolana del materiale
- densificazione
- estrusione.

In base alla lavorazione e al prodotto che si vuole ottenere, si potranno eseguire tutte le fasi o solamente in parte: ad esempio si potrà tritare il materiale e successivamente densificarlo oppure, una volta tritato il materiale può essere direttamente estruso. Le difficoltà presenti nel riciclo eterogeneo sono legate alle differenti temperature di lavorazione dei polimeri miscelati. Questo problema esclude la possibilità d'impiego di plastiche eterogenee per la realizzazione di prodotti di forma complessa e che presentano spessori minimi.

Con particolare riferimento al **riciclo omogeneo** di polimeri termoplastici il riciclatore dovrà accertarsi che nel polimero da trattare non siano presenti altri polimeri, materiali inerti, cariche o additivi in quantità tale da pregiudicare la processabilità.

Successivamente alla fase di raccolta, e separazione da altri materiali, la plastica viene accuratamente selezionata per tipologia di polimero.

Le metodologie di separazione che si possono effettuare sono diverse:

- Separazione magnetica
- Separazione per flottazione
- Separazione per densità
- Galleggiamento
- Separazione per proprietà aerodinamiche
- Setaccio tramite soffio d'aria
- Separazione elettrostatica

Una volta separati, i diversi polimeri vengono avviati alle fasi successive.

VETRO

Il vetro, sarà sottoposto a diversi trattamenti per allontanare le quantità, anche rilevanti, di impurità che contiene (plastica, materiali ceramici, materiali metallici ferrosi e non).

Ciò si può fare con sistemi diversi, in parte manuali, ma sempre più automatizzati. Nella prima fase vengono allontanati i corpi estranei di dimensioni relativamente grandi che verranno allontanati; successivamente un lavaggio con acqua provvederà ad eliminare sostanze diverse (sughero, plastica, terra, ecc.).

Mediante dispositivi magnetici vengono allontanati parte dei materiali metallici; quelli non metallici si eliminano, almeno in parte, manualmente.

Il prodotto vetroso viene quindi macinato e sottoposto a vagliatura (per trattenere le parti estranee non sminuzzate), ad aspirazione con aria (per allontanare le impurità leggere), ad ulteriore deferrizzazione (per trattenere su magneti i componenti ferrosi) e con *metal detector* (per separare quelli non magnetici).

Dopo questi trattamenti, che possono essere ripetuti più volte, avviene il processo di frantumazione; dopodiché viene mescolato al materiale grezzo, quindi inviato ai forni di fusione per ottenere pasta di vetro che servirà per produrre nuovi oggetti in vetro. Non esistono limitazioni nel suo impiego, ma l'aumento dei quantitativi utilizzati nell'industria vetraria dipende strettamente dalla qualità del rottame.

ALLUMINIO

La produzione dell'alluminio primario è ad alta intensità energetica perché notevole è il consumo di energia legato al processo di separazione per elettrolisi; per questa ragione l'industria dell'alluminio ha compiuto nel tempo numerosi sforzi orientati, da una parte, alla prevenzione e al miglioramento dell'efficienza produttiva e delle performance ambientali dei propri processi di produzione e dall'altra, al recupero e al riciclo dei rottami.

Sono state progressivamente avviate attività di prevenzione finalizzate alla riduzione della quantità di materia prima impiegata, in particolare la riduzione degli spessori nel comparto degli imballaggi in alluminio ha portato ad un sensibile calo in peso della materia impiegata.

Per ragioni tecniche, economiche ed ambientali, l'opzione del riciclo è sempre stata, fin dalla prima commercializzazione dei prodotti in alluminio, parte integrante della strategia produttiva dell'industria dell'alluminio stesso. Il riciclo dell'alluminio contribuisce alla razionalizzazione del consumo di risorse come il silicio, il rame, il magnesio, il manganese e lo zinco.

La qualità dell'alluminio non è alterata dal processo di riciclo che può avvenire infinite volte con un risparmio di energia pari al 95% di quella impiegata per produrre alluminio a partire dalla materia

prima. La produzione mediante rifusione dei rottami recuperati richiede, infatti, solo il 5% dell'energia che viene impiegata nella produzione primaria.

L'alluminio riciclato viene utilizzato per molteplici applicazioni, dai trasporti (auto, biciclette, treni, motoveicoli) ai casalinghi (caffettiere, tavoli, sedute, librerie), dall'edilizia (serramenti, rifiniture, porte) agli imballaggi (lattine, vaschette, bombolette, film).

CELLE FOTOVOLTAICHE

Le celle invece vengono trattate in modo chimico per renderle pulite dai metalli e dai trattamenti sia di antiriflesso che dopanti. Si riottengono così delle strutture denominate "wafer" che possono costituire nuovamente la materia prima per nuovi moduli previo debito trattamento. Le celle che accidentalmente dovessero rompersi invece vengono riciclate nei processi di produzione dei lingotti di silicio.

Al termine della vita utile dell'impianto, in definitiva, i pannelli potranno essere smaltiti con la tecnologia sin qui esposta; è presumibile però che detta tecnologia risulterà sicuramente migliorata e resa più efficace negli anni a venire.

7.2. Recupero cabine elettriche prefabbricate

Le cabine di raccolta dedicate all'alloggiamento delle apparecchiature elettriche saranno costituite da **monoblocchi prefabbricati** con struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti e tra queste ed il fondo realizzato in calcestruzzo alleggerito con argilla espansa.

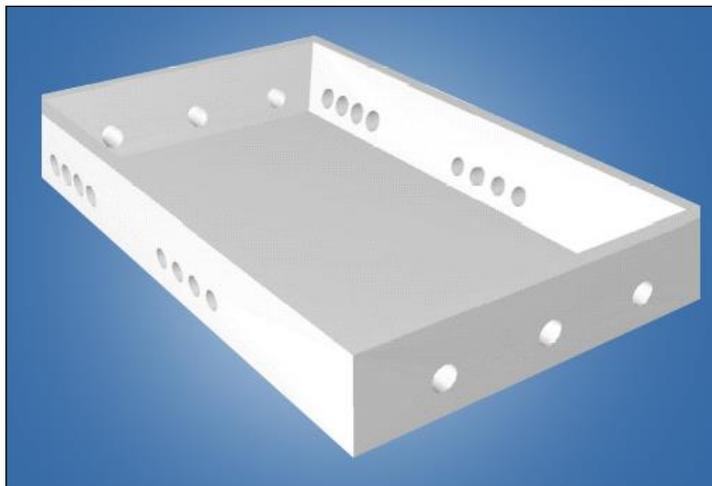
Le pareti del monoblocco hanno uno spessore di 8 cm. (NomEL n°5 del 5/89).

Il tetto del monoblocco è realizzato a parte, sempre con cls armato alleggerito. Dopo essere stato impermeabilizzato con uno strato di guaina bituminosa ardesiata dello spessore di 4 mm, viene appoggiato sulle pareti verticali consentendo pertanto lo scorrimento dello stesso per effetto delle escursioni termiche.

La conformazione del tetto è tale da assicurare un normale deflusso delle acque meteoriche, per tale motivo non sono previsti tubi di gronda all'esterno e/o all'interno del monoblocco.

Le cabine elettriche verranno portate in loco e verranno posizionate su di una vasca di fondazione della tipologia illustrata nella figura sottostante dell'altezza di circa 50 cm. Si precisa che per il posizionamento delle cabine non è necessaria la realizzazione di fondazioni in c.a. in quanto le stesse vengono alloggiare nel terreno, previo scavo di fondazione di circa 60-70 cm sul quale verrà steso un

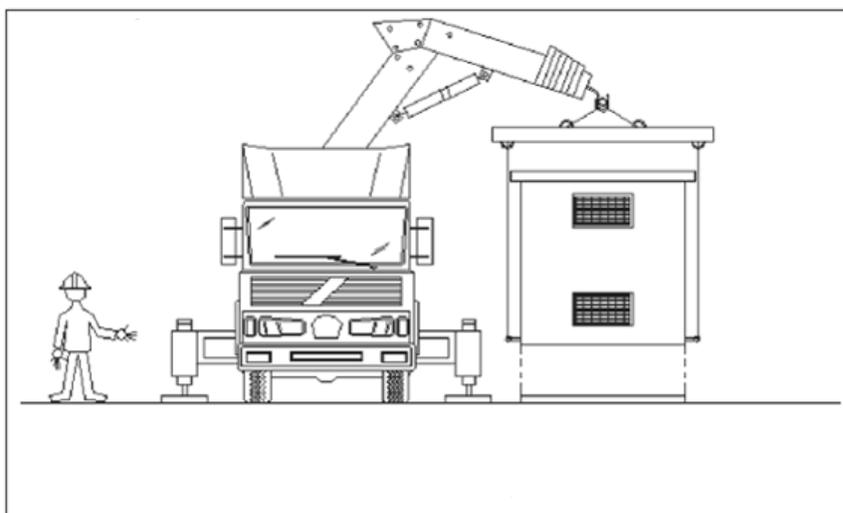
letto di misto granulometrico stabilizzato per uno spessore di circa cm 10 che assolve ad una funzione livellante.



Vasca di fondazione

Le caratteristiche della cabina monoblocco consentono la recuperabilità integrale del manufatto con possibilità di poterla spostare e riutilizzare in altro luogo.

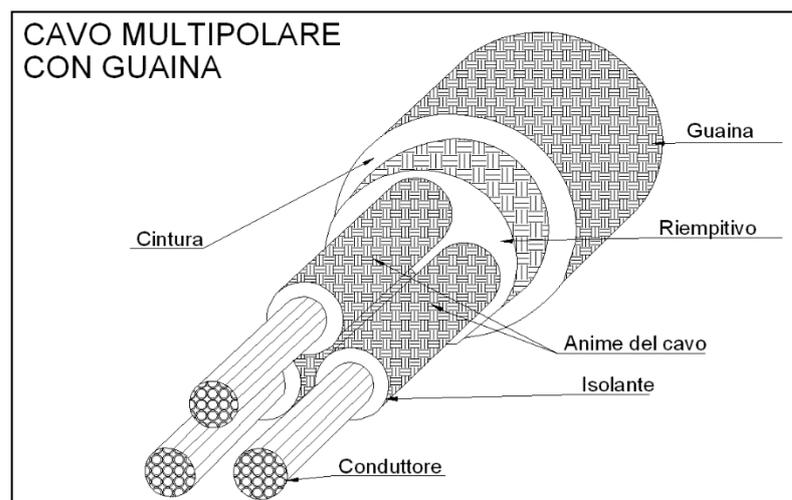
I container in cui sono alloggiati gli inverter ed i trasformatori, in quanto tali, sono progettati proprio per essere facilmente trasportati e riutilizzati, in pratica la possibilità di unirli ad altri container creando strutture modulari e la facilità di assemblaggio donano a questo oggetto un forte stampo di ecosostenibilità.



7.3. Smaltimento cavi elettrici ed apparecchiature elettroniche, pali illuminazione e videosorveglianza

Con la denominazione di cavo elettrico si intende indicare un conduttore uniformemente isolato oppure un insieme di più conduttori isolati, ciascuno rispetto agli altri e verso l'esterno, e riuniti in un unico complesso provvisto di rivestimento protettivo. Il cavo risulta costituito quindi da più parti e precisamente:

- La parte metallica (il rame o altro conduttore) destinata a condurre corrente, costituita da un filo unico o da più fili intrecciati tra di loro e il conduttore vero e proprio.
- Il conduttore è circondato da uno strato di materiale isolante che è formato dalla mescola di materiali opportunamente, scelti, dosati e sottoposti a trattamenti termici e tecnologici vari.
- L'insieme del conduttore e del relativo isolamento costituisce l'anima del cavo.
- Un cavo può essere formato da più anime. L'involucro isolante applicato sull'insieme delle anime è denominato cintura.
- La guaina, che può essere rinforzata con elementi metallici, e il rivestimento tubolare continuo avente funzione protettiva delle anime del cavo. La guaina in generale è sempre di materiale isolante.
- Talvolta i cavi sono dotati anche di un rivestimento protettivo avente una funzione di protezione meccanica o chimica come ad esempio una fasciatura o una armatura flessibile di tipo metallico o non metallico.



In tutti i loro componenti, i cavi elettrici sono composti in definitiva da plastica e rame. Il riciclaggio dei cavi elettrici viene dall'esigenza di smaltire e riutilizzare materiali che altrimenti sarebbero dannosi per l'ambiente e costosi nell'approvvigionamento. Il riciclaggio di questi componenti coinciderà con il riciclaggio della plastica e del metallo. Da un punto di vista pratico la separazione tra i diversi materiali avviene attraverso il loro passaggio in alcuni macchinari separatori. Tali macchinari separatori utilizzano la tecnologia della separazione ad aria e sono progettati appositamente per il recupero del rame dai cavi elettrici. Sfruttando la differenza di peso specifico dei diversi materiali costituenti la struttura del cavo si può separare la parte metallica dalla plastica e dagli altri materiali.



7.4. Recupero viabilità interna

Rimuovere la viabilità interna sarà un'operazione molto semplice. La struttura viaria, infatti, potrà essere rimossa con l'ausilio di un mezzo meccanico ed il materiale recuperato potrà essere riutilizzato in edilizia come materiale inerte.

7.5. Recupero recinzione

Lungo il perimetro dell'area d'intervento sarà realizzata una recinzione perimetrale; tale recinzione sarà costituita da maglia metallica. L'altezza complessiva della recinzione è pari a 200 cm e sarà collegata al terreno mediante pali infissi.

I materiali che costituiscono la recinzione sono acciaio per la parte in elevazione e per la parte in fondazione. Al termine della vita utile dell'impianto fotovoltaico, qualora la recinzione non debba più assolvere alla funzione di protezione dell'area che circonda, sarà smantellata e i suoi materiali costituenti seguiranno i processi classici di riciclo precedentemente esposti.

8. Ripristino dello stato dei luoghi

In questo paragrafo verrà esaminata in maniera più dettagliata la fase di ripristino dello stato dei luoghi.

Le componenti dell'impianto fotovoltaico che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

Una volta separati i diversi componenti sopra elencati in base alla composizione chimica ed in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, i rifiuti saranno consegnati ad apposite ditte per il riciclaggio e il riutilizzo degli stessi; la rimanente parte, costituita da rifiuti non riutilizzabili, sarà conferita a discarica autorizzata. In fase di dismissione dell'impianto fotovoltaico, sarà di fondamentale importanza il completo ripristino morfologico e vegetazionale dell'area. Ciò farà in modo che l'area sulla quale sorgeva l'impianto possa essere restituita agli originari usi agricoli.

Per garantire una maggiore attenzione progettuale al ripristino dello stato dei luoghi originario si utilizzeranno tecniche idonee alla rinaturalizzazione degli ambienti modificati dalla presenza dell'impianto fotovoltaico. Tale rinaturalizzazione verrà effettuata con l'ausilio di idonee specie vegetali autoctone.

I principali interventi di recupero ambientale che verranno effettuati sulle aree che hanno ospitato viabilità e cabine saranno costituiti prevalentemente da:

- semine (a spaglio, idrosemina o con coltre protettiva);
- semina di leguminose;
- scelta delle colture in successione;
- sovesci adeguati ;

- incorporazione al terreno di materiale organico, preferibilmente compostato, anche in superficie;
- piantumazione di specie arboree/arbustive autoctone;
- concimazione organica finalizzata all'incremento di humus ed all'attività biologica.

9. Quantificazione dei costi di dismissione e ripristino e tempistiche

E' stata prodotta una stima relativa ai costi di dismissione e ripristino dell'area interessata dal progetto dell'impianto. Detti costi sono di seguito riportati nella successiva tabella riepilogativa e sono stati valutati sulla scorta dei prezzi attuali, in quanto risulta difficilmente quantificabile, sia a livello di costi sia a livello tecnologico, la proiezione di tali attività al reale momento in cui verranno effettuate.

DESCRIZIONE ATTIVITA'	NORMALIZZAZIONE €/KW	COSTI DISMISSIONE
Apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche (RAEE)	12	361.896,00 €
Recinzioni, strutture di supporto, pali di videosorveglianza/illuminazione	9	271.422,00 €
Viabilità, cabinati, vasche prefabbricate	14	422.212,00 €
Economie	-6,5	-196.027,00 €
TOTALE	30,5	859.503,00 €

Costi dismissione e smaltimento

Per la determinazione dell'importo complessivo, oltre ai costi derivanti dalla dismissione dei singoli componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico, sono state anche considerate le "economie" derivanti sia dai mancati costi di conferimento per le apparecchiature elettriche sia dagli eventuali ricavi che possono rinvenire dal riciclo dei materiali.

DESCRIZIONE ATTIVITA'	NORMALIZZAZIONE €/KW	COSTI DISMISSIONE
Aratura	2,5	75.395,00 €
Prelievo campioni	0,1	3.015,80 €
Concimazione	0,7	21.110,60 €
TOTALE	3,3	99.521,40 €

Costi ripristino aree

I costi di dismissione e ripristino ammontano a circa € 31.800 per ciascun MW installato, per un totale di circa **959.024,40 €**, che corrisponde approssimativamente al **3,9%** dell'investimento totale

previsto di € 24.578.770,00+iva. Ad ogni modo, dopo il trentesimo anno di attività dell'impianto fotovoltaico si valuterà lo stato di efficienza dei componenti e si stabilirà se procedere alla dismissione o meno.

10. Prime indicazioni sulla Sicurezza

Gli effetti per quanto riguarda l'ambito socio-economico sono positivi, pur se non molto significativi, in considerazione del fatto che saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di costruzione quanto nelle operazioni di gestione e manutenzione.

Il presente paragrafo per analizzare preliminarmente i principali rischi, al fine di introdurre il futuro Piano di Sicurezza e Coordinamento, nel quale verranno analizzati nel dettaglio tutte le valutazioni in merito ai rischi ed alle precauzioni da valutare in campo di sicurezza.

Si valutano dunque le preliminari misure di prevenzione dei rischi e dei relativi D.P.I. (Dispositivi di Protezione Individuale) da adottare, come da T.U. Sicurezza 81/08.

Il PSC tratterà al suo interno i seguenti punti:

- Caratteristiche e generalità dell'area di cantiere, sia dell'area d'impianto agrolvoltaico che dell'area delle cabine di elevazione e smistamento e dell'area di realizzazione del cavidotto di vettoriamento.
- Analisi dei rischi e dei fattori esterni presenti sul territorio, facendo particolare attenzione a garantire la sicurezza dei lavoratori in fase di cantiere stradale e delle sue aree circostanti.

Nell'organizzazione del cantiere si terrà conto dei seguenti aspetti:

- Le modalità di esecuzione dell'area recintata di cantiere, con idonee disposizioni in materia di cartellonistica in presenza degli accessi all'area d'impianto;
- La realizzazione di servizi igienico-sanitari considerando la durata dei lavori di cantiere superiore ai 90 giorni;
- La realizzazione di idonea viabilità principale all'interno dell'area di cantiere;
- La verifica di tutte le attività di coordinamento da parte del CSE, come specificato all'art. 92 del T.U. 81/08;
- La consultazione dei rappresentanti per la sicurezza come da art. 102 del T.U. 81/08;
- La realizzazione di tutti gli impianti di alimentazione di risorse idriche ed elettriche necessarie per l'avanzamento dello stato di cantiere;
- Gli impianti di messa a terra e di protezione da scariche atmosferiche;

- Regolazione e modalità di accesso per la fornitura dei materiali per la realizzazione dell'area d'impianto, del cavidotto interrato e dei lavori per la realizzazione delle opere in alta tensione.
- La disposizione dell'area di deposito di cantiere;

Nei futuri piani di sicurezza si farà riferimento alle fasi lavorazione. Esse, se di particolari complessità, o di diversa dislocazione temporale, verranno suddivise in sotto-fasi.

Per tali fasi di lavoro verranno valutati i rischi connessi per i lavoratori, come ad esempio:

- Valutazione dei rischi di incidenti tra lavoratori e possibili mezzi di lavoro (autocarri, ruspe, gru, muletti, ragni ecc.);
- Valutazione del rischio di cadute dall'alto durante gli scavi in trincea per la realizzazione del cavidotto e/o altre opere;
- Valutazione del rischio di instabilità di possibili scavi e/o strutture mobili (strutture di supporto fotovoltaico);
- Valutazione dei rischi relativi a lavori di mutazione e/o demolizione;
- Valutazione dei rischi da incendio;
- Valutazione dei rischi da esplosione;
- Valutazione dei rischi da vibrazioni e rumore;
- Valutazione dei rischi da possibile utilizzo di sostanze chimiche.

Il PSC, dunque analizzerà nel dettaglio ogni singolo elemento elencato, cercando di indicare ogni possibile misura di prevenzione e di riduzione del rischio.

L'accessibilità al sito non presenta particolari problematiche essendo l'ingresso stesso dei singoli cantieri presente sulla in prossimità di strade comunali o vicinali. Gli interventi di progetto, per i quali si terranno conto tutte le misure di sicurezza appena indicate, saranno quelli di:

- Sistemazione del suolo agrario senza particolari movimenti di terra per garantire piena pulizia del suolo d'installazione della centrale fotovoltaica. Tali lavori verranno eseguiti con mezzi meccanici come escavatori ecc.
- Realizzazione della viabilità interna d'impianto per consentire un agevole spostamento successivo dei mezzi per l'installazione della superficie pannellata d'impianto. Tutte le strade interne verranno realizzate con granulato di dimensione variabile (Strada di tipologia MacAdam);

- Realizzazione della recinzione dell'area catastale d'impianto, fissando meccanicamente i pali di sostegno ogni 2,5 m.
- Realizzazione per infissione meccanica di tutte le strutture metalliche di sostegno, tracker, per i moduli fotovoltaici;
- Installazione manuale dei moduli fotovoltaici e realizzazione del cablaggio ad esso collegato;
- Realizzazione delle trincee e posa in opera dei cavi in M.T. all'interno dell'area d'impianto;
- Realizzazione dello strato di fondazione e successiva realizzazione dei cabinati presenti all'interno dell'area d'impianto (trasformatore, locali ausiliari e depositi, cabine di consegna);
- Realizzazione di tutte le opere di mitigazione previste con l'utilizzo di mezzi di movimentazione meccanica e definitiva sistemazione manuale;
- Realizzazione di tutte le opere del progetto agricolo previste con l'utilizzo di mezzi di movimentazione meccanica e definitiva sistemazione manuale;
- Realizzazione dell'impianto d'illuminazione e videosorveglianza dell'area d'impianto;
- Collaudo e verifica di tutti gli impianti e dispositivi elettrici;
- Collaudo e verifica di tutti gli impianti civili;

Durante le fasi di realizzazione del cavidotto di per la connessione dell'impianto alla RTN, verranno adottate particolari precauzioni, in quanto la realizzazione della trincea per la posa dei corrugati, in alcuni tratti richiederà l'utilizzo di tecnologie no-dig o trenchless per l'attraversamento di punti specifici.

In particolare, si terrà conto della:

- Realizzazione di scavi di trincee in fasi temporali diverse, in modo tale da non creare disagi alla circolazione stradale;
- Posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni di collegamento;
- Fase di chiusura delle trincee stradali;
- Idoneo ripristino del tappetino d'usura per garantire adeguata circolazione degli automezzi;

Tutte le aree di cantiere fisse e di lunga durata saranno dotate di idonei servizi igienico-sanitari (bagni chimici), dimensionati in funzione della forza lavoro media giornaliera e con caratteristiche facenti riferimento all'allegato XIII del T.U. Sicurezza Cantieri 81/08.

In funzione delle attività di lavorazione e di cantiere indicate in tale documento, verranno presi provvedimenti in materia di Dispositivi di Protezione Individuale per i lavoratori. Essi verranno formati al fine di un corretto utilizzo degli stessi per prevenire ogni tipologia di rischio durante le fasi di cantiere.

Tutti i lavori di scavo stradale saranno realizzati sulla base di idonee informazioni cartografiche sulla presenza di eventuali sottoservizi, fornite dagli enti gestori dei servizi e dagli enti comunali e provinciali.

Tutti gli operatori delle imprese esecutrici saranno equipaggiati con idonei dispositivi di protezione individuale ('DPI') ai sensi della specifica lavorazione prevista in conformità con quanto indicato del Piano di Sicurezza e Coordinamento ('PSC') del progetto, nonché dello specifico Piano Operativo per la Sicurezza ('POS'). Per quanto riguarda il rischio antincendio, si precisa che in tutta l'area oggetto di intervento, non saranno presenti materiali di natura infiammabile e comunque tutti i componenti di natura elettrica utilizzati quali cavi ed apparati elettronici, sono particolarmente adatti a limitare la produzione e la diffusione di fuoco e del fumo, ai sensi di quanto previsto dal vigente Regolamento C.P.R.

Nella prassi l'entità degli ONERI DELLA SICUREZZA varia dal 3% al 5% delle spese generali conteggiate. In questo caso, gli oneri per la sicurezza sono stati stimati in **496.085,11 €** pari al 3 % dell'importo desumibile dal Computo Metrico Estimativo dell'opera e dal costo di dismissione.

In fase di redazione dei PSC tali oneri verranno definiti in maniera puntuale e in fase di appalto non saranno soggetti a ribasso, come disciplinato dal Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro D.Lgs n.81 del 2008.

11. Costi Intervento

Per quanto riguarda il costo dell'intervento, esso si aggira intorno a **24.578.770,00 €** pari a circa **815 €/kWp**. Si precisa che tale stima è stata effettuata sia prendendo in considerazione il Prezzario Opere Pubbliche Puglia 2022 che sulla base di indagini di mercato, in conformità con gli attuali standard di mercato del settore.

La valutazione previsionale dei costi di realizzazione degli Impianti è riportata in dettaglio nel Computo metrico estimativo di realizzazione e ai quadri economici di dettaglio per un esploso delle voci di costo.

12. Elenco delle autorizzazioni da acquisire

Nel presente paragrafo vengono riportati gli Enti coinvolti nel procedimento per il rilascio delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati ed il riferimento al parere acquisito.

ENTE	
Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica	DETERMINA DI V.I.A. E ACQUISIZIONE ENDOPROCEDURE
Ministero della cultura Soprintendenza Speciale per il PNRR	PARERE
Regione Puglia	AUTORIZZAZIONE UNICA

Il Tecnico

Arch. Marco Chiappa