

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE
"BRINDISI VALLONE" DI POTENZA NOMINALE PARI A 29.925 MVA
E POTENZA INSTALLATA PARI A 33.475,68 MW
DA REALIZZARSI IN AREA SIN BRINDISI

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI
COMUNE di BRINDISI
Località Masseria Baraccone (Area SIN)

PROGETTO DEFINITIVO
Id AU 1JAXB41

Tav.:

Titolo:

R01
agg2

Relazione generale descrittiva

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

1JAXB41_RelazioneDescrittiva_01-agg2

Progettazione:

Committente:



Dott. Ing. Fabio CALCARELLA
Via Vito Mario Stampacchia, 48 - 73100 Lecce
Mob. +39 340 9243575
fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu



Fabio Calcarella

Stern PV 2 S.r.l.



Stern PV 2 S.r.l.

Sede Legale: Via Leonardo Da Vinci, 12 - 39100 Bolzano
email: sternv2srl@pec.it

Stern PV 2

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Luglio 2020	Prima emissione	STC	FC	Stern PV 2 S.r.l.
Luglio 2021	Aggiornamento opere di connessione	STC	FC	Stern PV 2 S.r.l.
Novembre 2023	Modifica a seguito richiesta integrazione AdB	STC	FC	Stern PV 2 S.r.l.



Sommario

1. PREMESSA	3
2. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	8
2.1. Finalità e inquadramento generale dell'intervento.....	8
2.2. Descrizione generale dell'opera.....	10
2.3. Principali scelte progettuali.....	11
3. ELENCO DELLE OPERE OGGETTO DI AUTORIZZAZIONE UNICA.....	13
4. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	13
4.1. Principali norme comunitarie.....	13
4.2. Principali norme nazionali	14
4.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti	14
5. PROFILO PRESTAZIONALE E LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO	16
5.1. Inquadramento generale dell'intervento	16
5.2. Inquadramento Urbanistico delle opere in progetto.....	24
5.3. Distanze da strade pubbliche esistenti	24
5.4. Impianti FER presenti nell'area e nell'area di studio	25
5.5. Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area	26
5.6. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale	32
5.7. Reti esterne esistenti: interferenze ed interazioni	32
6. Linee elettriche esistenti sulle aree dell'impianto fotovoltaico	33
7. AREE DI IMPIANTO	33
7.1. Moduli fotovoltaici	33
7.2. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.....	33
7.3. Layout di impianto	35
7.4. Cabine di Campo o Trasformazione	36
7.5. Inverter di stringa.....	36
7.6. Container metallici Inverter-Trasformatore	37
7.7. Architettura elettrica dell'impianto	37
7.8. Trincee e cavidotti.....	39
7.9. Strade e piste di cantiere	40
7.10. Recinzione.....	40
7.11. Sistema di videosorveglianza e di illuminazione.....	41
7.12. Regimazione idraulica.....	43
7.13. Ripristini.....	43
7.14. Progettazione esecutiva.....	44
7.14.1. Scelta moduli fotovoltaici	45
7.14.2. Calcoli strutture.....	45
7.14.3. Cronoprogramma esecutivo	45
8. COSTI E BENEFICI	46
8.1. Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE	46
8.2. Costi esterni.....	48
8.3. Benefici globali	50
8.4. Benefici locali	55



9.	RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI.....	57
10.	UTILIZZO SOSTENIBILE DEL SUOLO DI INSTALLAZIONE DEI MODULI.....	58
11.	MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE.....	64
12.	PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI	66



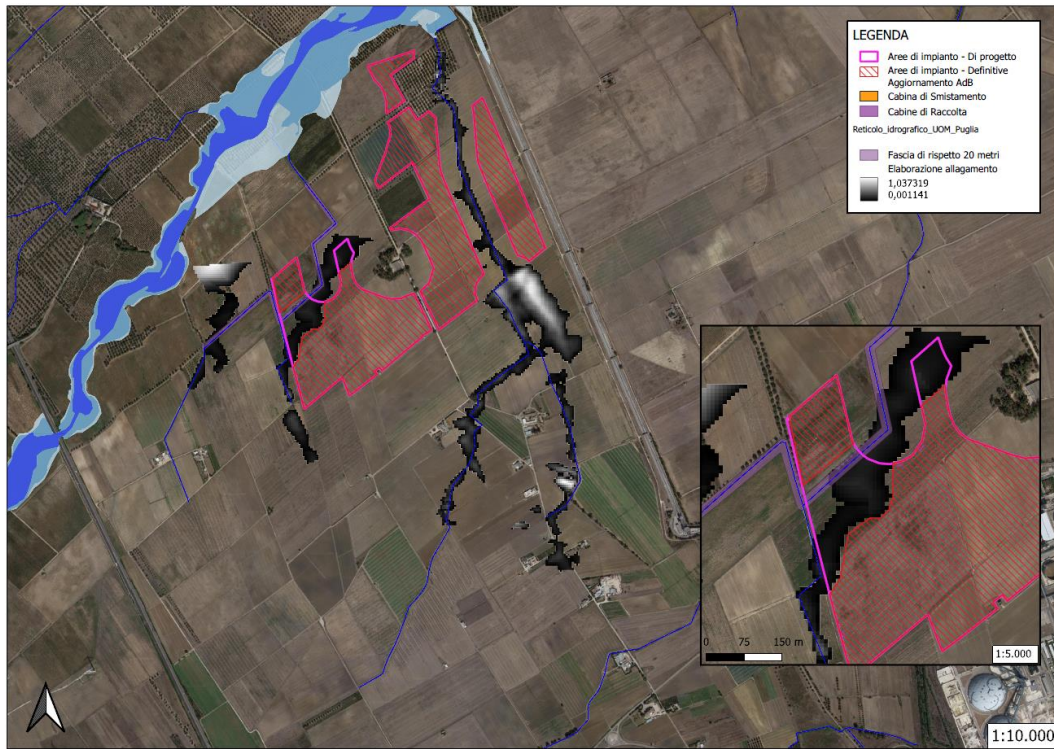
1. PREMESSA

Nell'ambito dell'iter autorizzativo del progetto l'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale ha rilevato che alcune delle aree di impianto ricadono entro i 150 m in sinistra e destra idrografica di un "reticolo idrografico" (insieme dei corsi d'acqua comunque denominati), facente parte della rete idrografica della Regione. Queste fasce di territorio sono assimilate ad aree ad alta pericolosità idraulica e sono disciplinate dagli artt. 4, 6 e 10 delle N.T.A. del P.A.I. pertanto la realizzazione degli interventi consentiti è subordinata alla redazione di uno specifico "**Studio di compatibilità idrologica ed idraulica**" che analizzi compiutamente gli effetti sul regime idraulico a monte e a valle delle aree interessate e dimostri l'esistenza di adeguate condizioni di sicurezza idraulica, per le opere previste, come definite all'art. 36 delle richiamate N.T.A. del P.A.I.

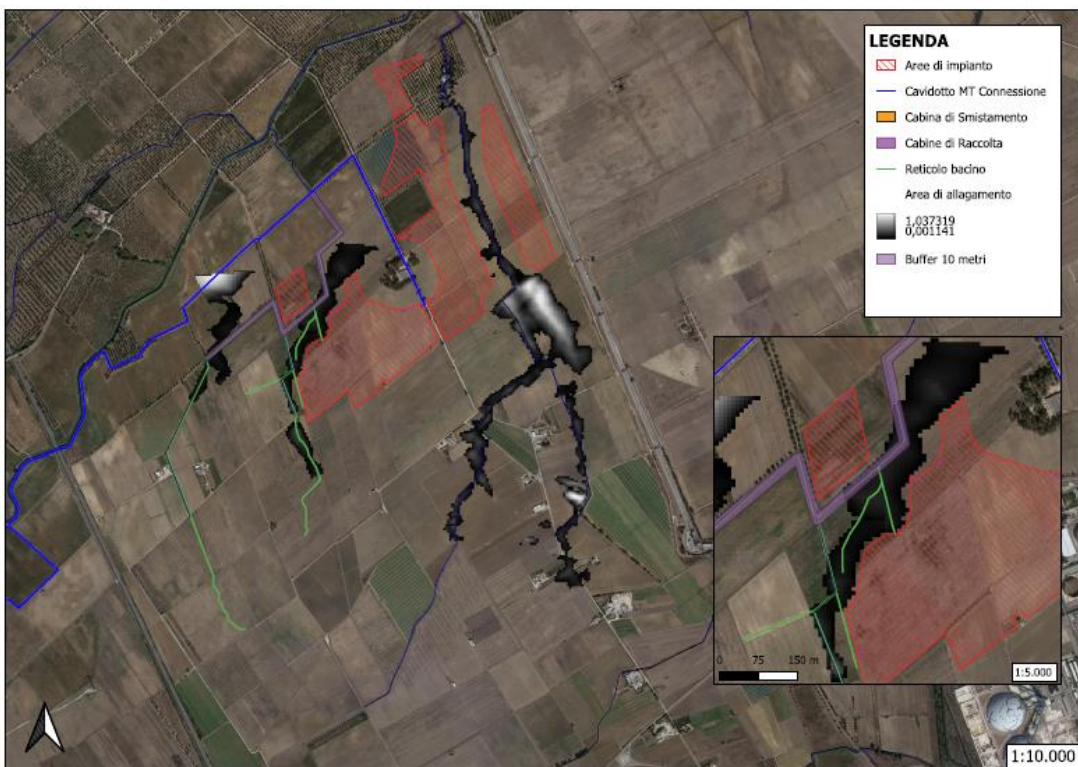
Sulla base di questa specifica richiesta è stato redatto uno **Studio di Compatibilità Idraulica** atto a verificare la compatibilità tra le previsioni di progetto relative all'area di impianto ed i caratteri idraulici del territorio in cui essa ricade.

Lo **Studio di Compatibilità Idraulica** (a cui si rimanda) ha verificato e perimetrato le aree inondabili in caso di piena, calcolata con tempo di ritorno $T_r = 200$ anni, ed ha "**consigliato di spostare le strutture dell'impianto fotovoltaico ed eventuali opere accessorie al di fuori di tali aree**".

Allo scopo di preservare la sicurezza idraulica nell'area è stata effettuata **una nuova perimetrazione delle aree di progetto** con l'obiettivo di escludere tutte le aree a rischio inondazione, così come perimetrato nello Studio di Compatibilità Idraulica. In tal modo è stata ridotta l'area a disposizione dell'impianto. Tuttavia per mantenere inalterata la potenza complessiva scambiata con la rete è stata previsto nell'aggiornamento del progetto l'installazione di moduli di potenza unitaria maggiore. Questa modifica ha consentito di mantenere inalterata la tecnologia utilizzata (inseguitori mono assiali). Nello specifico, nell'aggiornamento progettuale, sono stati utilizzati moduli con potenza di 630 Wp, anziché moduli con potenza 505 Wp inizialmente previsti.



Aree potenzialmente inondabili con tempo di ritorno $T_r=200$ anni sovrapposte con la *ORIGINARIA* perimetrazione delle aree di progetto



Aree potenzialmente inondabili con tempo di ritorno $T_r=200$ anni sovrapposte con la *NUOVA* perimetrazione delle aree di progetto



Pertanto la presente Relazione e tutti gli altri elaborati scritto – grafici di progetto sono stati aggiornati tenendo in conto in sintesi:

- La riduzione delle aree a disposizione
- La sostituzione dei moduli fotovoltaici originariamente previsti a progetto con moduli aventi potenza unitaria maggiore.

Fatta salva la diminuzione delle aree di progetto la modifica progettuale non ha determinato effetti tangibili sulle altre caratteristiche dimensionali del progetto.

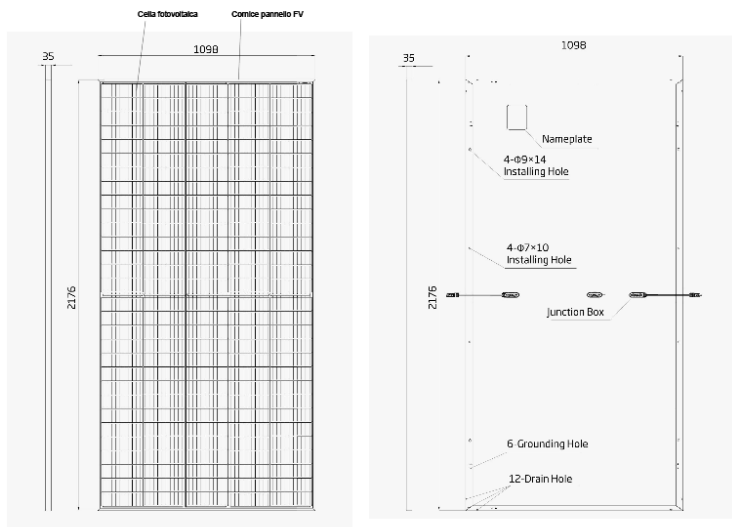
In particolare:

- 1) La superficie utilizzata è diminuita passando da 432.260 mq del progetto originario a 397.890 del progetto aggiornato (quasi 3,5 ettari in meno)
- 2) la dimensione dei singoli moduli è passata da 1098x2176 mm a 1134x2465 mm
- 3) la superficie dei singoli moduli è aumentata passando da 2,389 mq a 2,795 mq
- 4) La superficie captante complessiva è diminuita passando da 158.345 mq a 148.532 mq (quasi un ettaro in meno)
- 5) La producibilità stimata è diminuita passando da 67.167 MWh/anno a 60.390 MW/anno
- 6) l'altezza dei moduli fotovoltaici, quando sono ruotati di 55° ovvero hanno massima inclinazione, è passata da 2,8 m (pannelli da 505 W) a 2,9 m (pannelli da 630 W).
- 7) Il pitch (distanza assi inseguitori) è passata da 4,5 m (lay out originario di progetto) a 5 m (lay out attuale)

	Larghezza Modulo (m)	Lunghezza modulo (m)	Superficie modulo (mq)	Numero Moduli	Superficie captante (mq)	Altezza max moduli (m)	Superficie Totale Recintata (m)
Progetto Originario	1,098	2,176	2,389	66.274	158.345	2,8	432.260
Progetto Aggiornato	1,134	2,465	2,795	53.136	148.532	2,9	397.890
					-9.813		-34.370

Possiamo in definitiva concludere che il Progetto Aggiornato è migliorativo rispetto al Progetto Originario, per i seguenti motivi:

1. Preserva la sicurezza idraulica dell'area
2. Comporta una diminuzione di circa 8% della superficie utilizzata, in termini assoluti circa 3,5 ha in meno
3. Comporta una diminuzione della superficie captante e quindi dell'area direttamente occupata dai moduli fotovoltaici



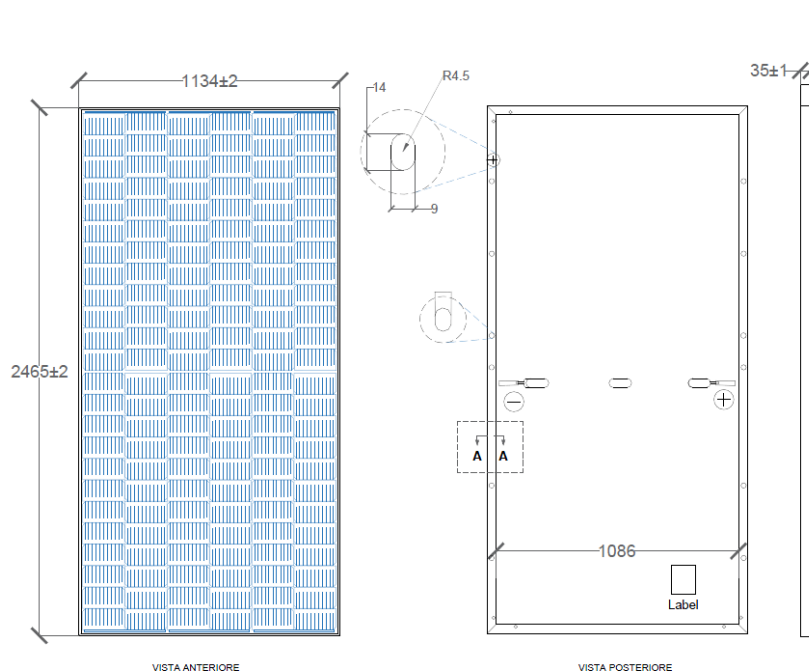
DATI ELETTRICI DEL PANNELLO

Potenza nominale	505 Wp
Tolleranza di potenza	0,±5
Efficienza del modulo	21,1%
Tensione massima al punto di massima potenza (Vmp)	43,0 V
Corrente al punto di massima potenza (Imp)	11,75 A
Tensione a circuito aperto (Voc)	51,9 V
Corrente di corto circuito (Isc)	12,35 A
Tensione massima del sistema	1500 VDC
Corrente massima fusibile	20 A
Coeff. temp. potenza	-0,36% / °C
Coeff. temp. tensione	-0,26% / °C
Coeff. temp. corrente	0,04% / °C

CONDIZIONI OPERATIVE

Temperatura	-40° C a 85° C
Aspetto	Classe A
Celle solari	Monocrystalline
Peso	27,0 kg
Carico massimo:	Vento 2400 Pa, 244 kg/mq fronte e retro Nieve 5400 Pa, 550 kg/mq fronte
Comite	Legna di alluminio anodizzato

Caratteristiche del modulo fotovoltaico – Progetto Originario

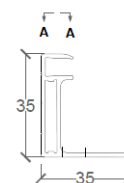


DATI ELETTRICI DEL PANNELLO

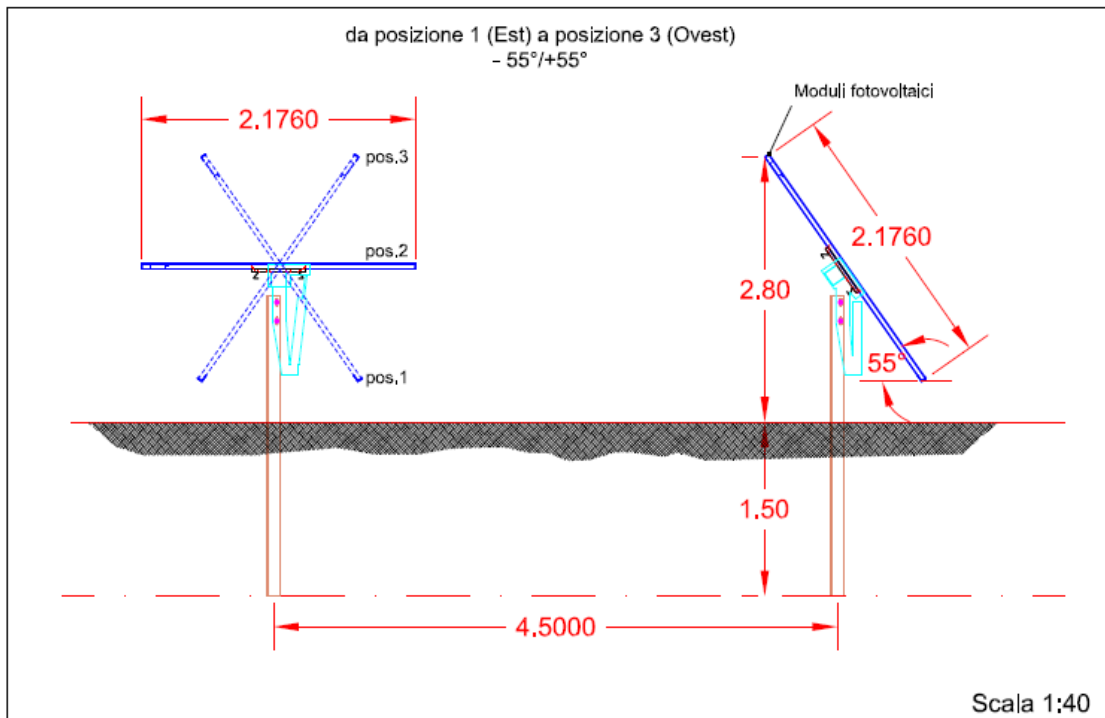
Potenza nominale	630 Wp
Tolleranza di potenza	0/±3%
Efficienza del modulo	22,54%
Tensione massima al punto di massima potenza (Vmp)	46,02
massima potenza (Imp)	13,69 A
Tensione a circuito aperto (Voc)	55,85 V
Corrente di corto circuito (Isc)	14,39 A
Tensione massima del sistema	1500 VDC
Corrente massima fusibile	25 A
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C
Coeff. temp. tensione	-0,25% / °C
Coeff. temp. corrente	0,045% / °C

CONDIZIONI OPERATIVE

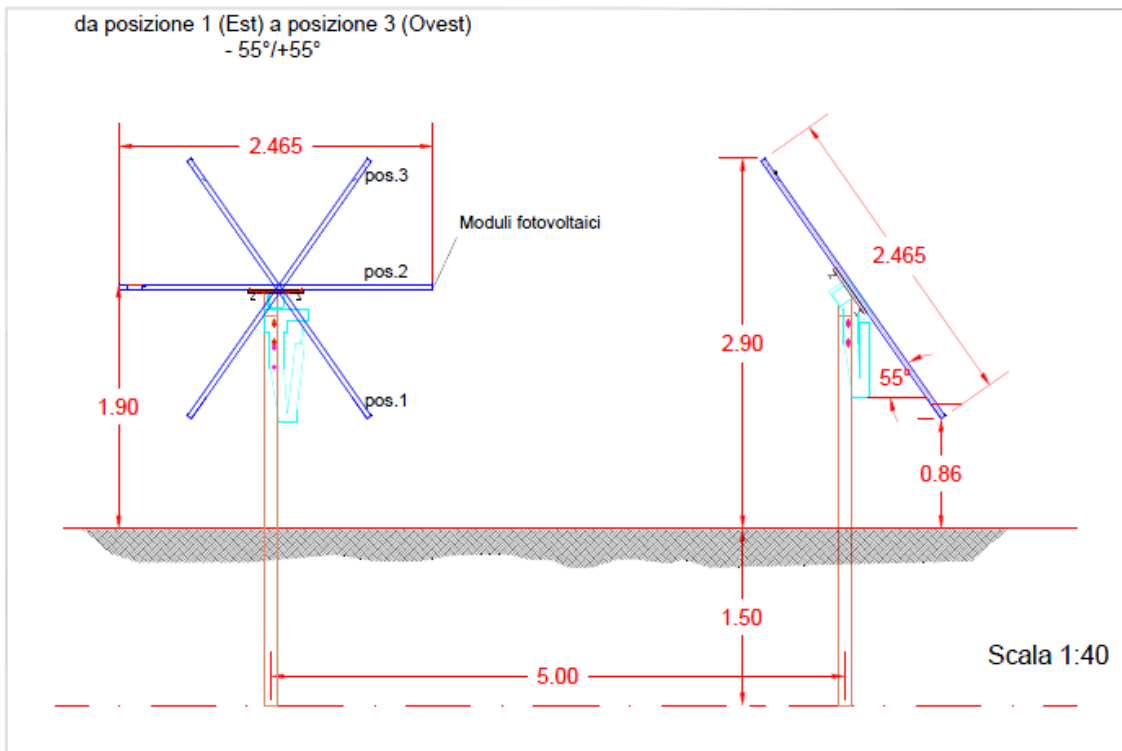
Temperatura	-40° C a +85° C
Aspetto	Classe II
Celle solari	N type Mono-crystalline



Caratteristiche del modulo fotovoltaico – Progetto Aggiornato



Inseguitori monoassiali con altezza massima dei moduli – Progetto Originario



Inseguitori monoassiali con altezza massima dei moduli – Progetto Aggiornato



2. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

2.1. Finalità e inquadramento generale dell'intervento

Scopo del progetto è la realizzazione di un "impianto fotovoltaico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare), avente potenza nominale pari a 29.925 kVA e una potenza installata pari a 33.475,68 kWp, unitamente a tutte le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero:

- 1) linee MT interne di collegamento tra le **Cabine di Campo (CdC)** in configurazione entra-esce;
- 2) linee MT in cavo interrato sino a una **Cabina di Smistamento (CdS)** ubicata all'interno dell'impianto, per la raccolta della potenza proveniente dalle Cabine di Campo;
- 3) linea MT in cavo interrato, dalla Cabina di Smistamento sino ad una Sottostazione Elettrica Utente (SSE) 30/150 kV, che sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV "*Brindisi Sud*";
- 4) Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), facente parte di un complesso di 3 sottostazioni (compreso quella in esame) di proprietà di altri produttori, che condivideranno tramite un sistema di sbarre AT a 150 kV, lo Stallo di consegna all'interno della detta SE Terna "*Brindisi Sud*". La consegna dell'energia prodotta, avverrà mediante la posa di un cavo AT interrato, che si attesterà quindi da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA "*Brindisi Sud*", dall'altro al detto Sistema di Sbarre AT condiviso.

L'impianto fotovoltaico propriamente detto è ubicato a Sud-Est del Comune di Brindisi.



Inquadramento su orto foto Google dell'Area di Intervento (in rosso)



Dettaglio dell'Area di Intervento (in rosso)



2.2. Descrizione generale dell'opera

I principali componenti dell'impianto sono:

- il generatore fotovoltaico (moduli fotovoltaici) installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori) con relativi motori elettrici per la movimentazione, ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno;
- le linee elettriche interrate di bassa tensione in c.c. dai moduli, suddivisi da un punto di vista elettrico in stringhe, agli inverter di campo;
- gli inverter di campo, posizionati in prossimità degli inseguitori, all'interno di appositi quadri elettrici;
- le linee elettriche interrate in bassa tensione in c.a. dagli inverter di campo alle Cabine di Campo (locali tecnici);
- i trasformatori MT/BT e relative apparecchiature elettriche di comando e protezione sia in BT sia in MT, installati all'interno di appositi locali tecnici nell'area di impianto (Cabine di Campo);
- le linee elettriche MT interrate e relative apparecchiature di sezionamento all'interno delle aree in cui sono installati i moduli fotovoltaici, che collegano elettricamente tra loro le Cabine di Campo;
- la Cabina di Smistamento, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 12 Cabine di Campo);
- il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 12,2 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (raccolta nella CdS) verso la SSE 30/150 kV;
- la Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "*Brindisi Sud*", tramite cavo interrato AT. Nella SSE sarà installato un trasformatore elevatore 30/150 kV. La SSE sarà realizzata nei pressi della Stazione Elettrica (SE) TERNA 150/380 kV "*Brindisi Sud*".

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 24 moduli collegati in serie tra loro, con tensione massima di stringa pari a circa 1.340,4 V), viene prima raccolta all'interno degli Inverter di campo, qui avviene la conversione della corrente continua in corrente alternata a 800 V – 50 Hz trifase. Da questi, tramite linee in Bassa Tensione, viene trasportata all'interno delle Cabine di Campo, dove subisce un innalzamento di tensione sino a

30 kV per mezzo di trasformatori MT/BT di opportuna taglia. Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta viene trasportata nella **Cabina di Smistamento (CdS)**, posizionata all'interno dell'impianto e poi immessa, in cavo interrato sempre a 30 kV, nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380 kV "Brindisi Sud", tramite cavo interrato AT.

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (53.136), alla loro potenza unitaria (630 Wp), all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVSYST si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **60.390 MWh/anno**

Produzione sistema

Energia prodotta 60390914 kWh/anno

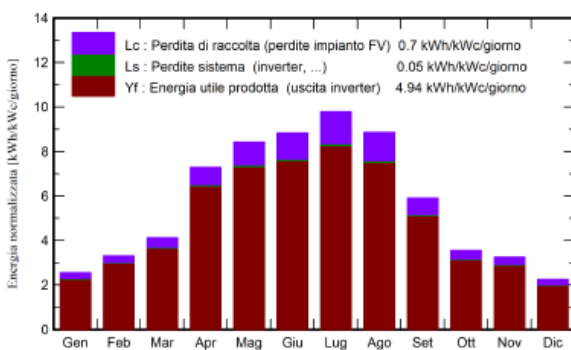
Prod. Specif.

1804 kWh/kWp/anno

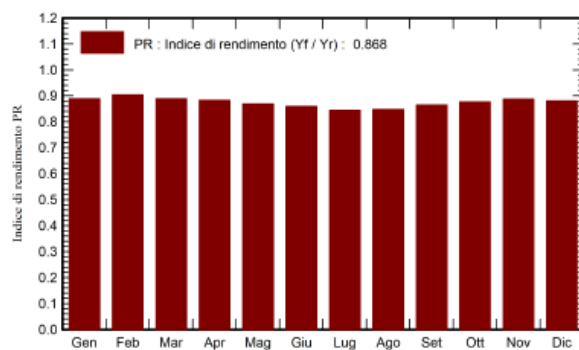
Indice rendimento PR

86.79 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



2.3. Principali scelte progettuali

I criteri seguiti per la scelta dell'area di intervento sono stati i seguenti:

- 1) L'intera area si presenta pressoché pianeggiante con perimetro regolare e quindi facilita l'installazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- 2) si tratta di terreni agricoli seminativi di classe variabile da 1 a 4;
- 3) l'area non presenta particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti, utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto (in particolare trasformatori e cabine elettriche prefabbricate).

L'utilizzo di inseguitori monoassiali permette:



- 1) di sfruttare al meglio la risorsa “terreno”. Il rapporto Area Captante / Area Impianto è pari a 0.37;
- 2) di sfruttare al meglio la risorsa “sole”, poiché a parità di irraggiamento permette di avere una produzione del 20% superiore rispetto agli stessi moduli fotovoltaici montati su strutture fisse;
- 3) di contenere l'altezza del sistema inseguitore-moduli al di sotto dei tre metri, evitando strutture molto grandi tipiche degli inseguitori biassiali.

Inoltre, la scelta di inseguitori dotati di software di controllo con algoritmo di *back-tracking* ha permesso di ridurre l'interasse tra le file (portato a 5 m) fornendo una “corsia utile” tra le file con tracker in posizione orizzontale pari a 2,54 m.

Il *back-tracking* permette infatti di muovere singolarmente ogni inseguitore, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso (primo mattino e pomeriggio).

È prevista, infine, l'installazione di moduli fotovoltaici di ultima generazione con notevole potenza nominale unitaria (630 Wp) e con dimensioni di 2,465 x 1,134 m (superficie 2,79 m²).

Tutte le componenti dell'impianto sono progettate per un periodo di vita utile di almeno 30 anni, durante i quali alcune parti o componenti potranno essere sostituite. Un impianto fotovoltaico è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni e la società proponente potrà chiedere una proroga all'esercizio.

A fine vita utile (20 anni o oltre) si prevede lo smantellamento dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area. Tutto l'impianto e le sue componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettati e realizzati in conformità a leggi e normative vigenti.

3. ELENCO DELLE OPERE OGGETTO DI AUTORIZZAZIONE UNICA

Di seguito si riporta l'elenco di tutte le opere che verranno realizzate e che saranno oggetto di Autorizzazione Unica.

- Impianto Fotovoltaico costituito da:
 - Strutture di sostegno ad inseguitori monoassiali per il sostegno dei moduli;
 - Moduli fotovoltaici;
 - Inverter di Campo.
- Cabine Elettriche di Campo;
- Cabina di Smistamento Utente;
- Cavidotto Interrato a 30 kV dalla Cabina di Smistamento Utente alla SSE Utente;
- Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SSE), da realizzarsi in prossimità della SE Terna "Brindisi Sud";
- Sistema di Condivisione Sbarre AT a 150 kV;
- Cavidotto AT di collegamento tra la SSE Utente e la SE Terna "Brindisi Sud".

Si vedano a tale riguardo le relazioni "Opere Civili" e "Opere elettriche".

4. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

4.1. Principali norme comunitarie

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- **Direttiva 2009/28/CEE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- **DIRETTIVA (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, rifusione della direttiva 2009/28/CEE.



4.2. Principali norme nazionali

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- **D.P.R.12 aprile 1996.** Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98.** Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16marzo1999 n. 79.** Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387.** Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** (D.lgs 104/207) TU ambientale
- **D.lgs. 115/2008** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili** (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- **SEN Novembre 2017.** Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017.

4.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- **L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.**
- **Legge regionale n.31del 21/10/2008,** norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- **PPTR – Puglia** Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia

- **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010**, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- **Regolamento Regionale n. 24/2010** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "*Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile*", recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.
- **Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25-** Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e s.m.i (DD 162/204, RR24/2012);
- **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29** - Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."
- **Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012** con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **Legge Regionale 16 luglio 2018, n. 38** - Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzati in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste da TERNA, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, "*Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*".

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale– PPTR Regione Puglia, con riferimenti anche al PUTT/P (Piano Urbanistico Territoriale Tematico "Paesaggio") - Regione Puglia (sebbene non più in vigore);



- PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia;
- Carta Idrogeomorfologica Regione Puglia redatta da AdB;
- PTCP Provincia di Brindisi;
- PRG Comune di Brindisi.

5. PROFILO PRESTAZIONALE E LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

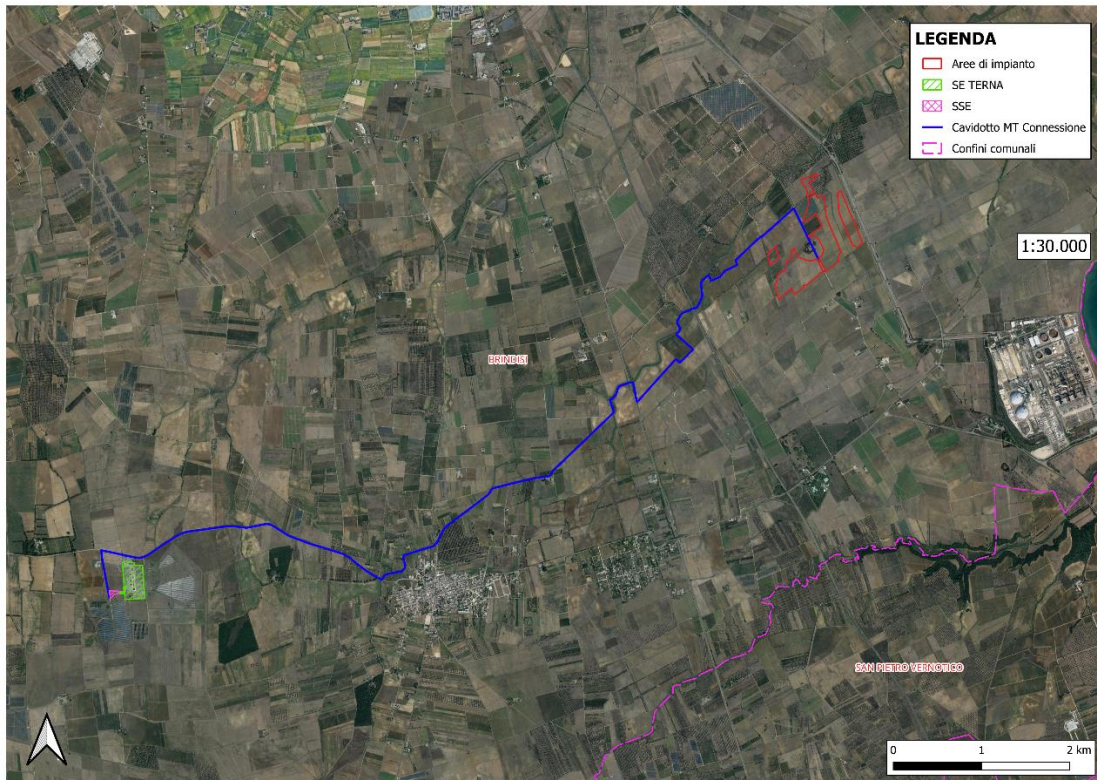
5.1. Inquadramento generale dell'intervento

Il progetto dell'impianto fotovoltaico interessa un'area ubicata a circa 5,5 km a sud-est dall'abitato di Brindisi.

Le aree di impianto sono pressoché pianeggianti ed hanno un'altezza tra i 17 e 25 m s.l.m., attualmente investite a seminativo, e possiamo considerarle confinate tra la SS613 a ovest e la SP88 ad Est.

L'impianto sarà costituito da 4 sottocampi per un'area di estensione totale pari a circa 397.890 m² (39.789 ha)

È previsto che la centrale fotovoltaica venga allacciata alla **Rete di Trasmissione Nazionale**, tramite la costruzione di una Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, dove avviene l'innalzamento di tensione a 150 kV e la successiva immissione dell'energia nella Stazione Elettrica TERNA 150/380 kV "*Brindisi Sud*", tramite la posa di un cavo AT interrato che sarà interrato su terreno privato e si atterrerà da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA, dall'altro allo stallo 30/150 all'interno alla SSE Utente.



Inquadramento generale dell’impianto e delle opere di connessione alla RTN



Inquadramento area ubicazione SSE Utente e SE Terna "Brindisi Sud"



Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del sistema delle tutele introdotto dal PPTR ed articolato nei beni paesaggistici ed in ulteriori contesti paesaggistici con riferimento ai tre sistemi individuati nel Piano Paesaggistico Territoriale Regionale, ovvero:

1. Struttura idrogeomorfologica:
 - a. Componenti geomorfologiche
 - b. Componenti idrologiche
2. Struttura ecosistemica e ambientale:
 - a. Componenti botanico vegetazionali
 - b. Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
3. Struttura antropica e storico culturale:
 - a. Componenti culturali ed insediative
 - b. Componenti dei valori percettivi

Il **PPTR** suddivide il territorio regionale in Ambiti di Paesaggio e Figure Territoriali, ovvero aggregazioni complesse (Ambiti) e unità minime (Figure), l'area in Studio sulla base di questa perimetrazione ricade nell'Ambito Paesaggistico della *Campagna Brindisina*.

Così come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata all'Ambito della **Campagna Brindisina**, questo è caratterizzato da un bassopiano irriguo con ampie superfici a seminativo, vigneto e oliveto. A causa della mancanza di evidenti e caratteristici segni morfologici e di limiti netti tra le colture, il perimetro dell'ambito si è attestato principalmente sui confini comunali. In particolare, a sud-est, sono stati esclusi dall'ambito i territori comunali che, pur appartenendo alla provincia di Brindisi, erano caratterizzati dalla presenza del pascolo roccioso, tipico del paesaggio del Tavoliere Salentino (San Pancrazio Salentino e San Donaci).



**Ambito della Campagna Brindisina – PPTR
Puglia**

PIANA BRINDISINA	Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/superficie totale dell'ente locale (%)
Superficie totale	1.081,92	
Province:		
Brindisi	1.081,92	59%
Comuni:		
Brindisi	329,16	100%
Carovigno	7,15	6,77%
Cellino San Marco	37,45	100%
Erchie	44,11	100%
Francavilla Fontana	175,18	100%
Latiano	54,85	100%
Mesagne	122,42	100%
Oria	83,47	100%
San Michele Salentino	26,21	100%
San Pietro Vernotico	46,05	100%
San Vito dei Normanni	66,40	100%
Torre Santa Susanna	54,85	100%
Villa Castelli	34,63	100%



I Comuni dell'Ambito della Campagna Brindisina – PPTR Puglia

In riferimento all'Allegato 1 del R.R. n°24/2010 (riportante i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'inedoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili) si è verificata l'eventuale interferenza dell'impianto fotovoltaico in progetto (area di impianto, linea interrata MT a 30 kV e Sottostazione Elettrica 30/150 kV) con aree non idonee ai sensi del richiamato Regolamento, di cui si riporta l'elenco puntuale:

- Aree naturali protette nazionali: **non presenti**
- Aree naturali protette regionali: **presenti (1)**
- Zone umide Ramsar: **non presenti**
- Sito d'Importanza Comunitaria (SIC): **non presenti**
- Zona Protezione Speciale (ZPS): **non presenti**
- Importanti Bird Area (IBA): **non presenti**
- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità (Vedi PPTR, Rete ecologica Regionale per la conservazione della Biodiversità): **non presenti**
- Siti Unesco: **non presenti**
- Beni Culturali +100 m (Parte II D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1089/1939): **presenti (2)**
- Immobili ed aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 136 D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1497/1939): **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Territori costieri fino a 300 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Laghi e Territori contermini fino a 300 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m: **presenti (3)**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Boschi + buffer di 100 m: **presenti (4)**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Zone Archeologiche + buffer di 100 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Tratturi + buffer di 100 m: **non presenti**
- Aree a pericolosità idraulica: il cavidotto MT esterno di collegamento tra la CdS e la SSE attraversa un'area a media pericolosità idraulica. Si fa presente che

l'attraversamento dell'area MP è periferico. Inoltre, il cavo MT è di tipo AIRBAG ed è previsto l'interramento su strada esistente. In ogni caso, per scongiurare un eventuale rischio il rinterro verrà eseguito con gli stessi materiali dello scavo o materiali permeabili aventi pezzatura maggiore per facilitare il deflusso delle acque.

- Aree a pericolosità geomorfologica: **non presenti**
- Ambito A (PUTT): **non presenti**
- Ambito B (PUTT): **non presenti**
- Area edificabile urbana + buffer di 1 km: **non presenti**
- Segnalazione carta dei beni + buffer di 100 m: **non presenti**
- Coni visuali: **non presenti**
- Grotte + buffer di 100 m: **non presenti**
- Lame e gravine: **non presenti**
- Versanti: **non presenti**
- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità (Biologico, D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G.): **non presenti**

Ai fini della determinazione della "Compatibilità Paesaggistica" del progetto proposto si riportano le risultanze dell'Analisi delle interferenze con le Componenti del PPTR sopra elencate.

(¹) e (⁴) Il tracciato del Cavidotto esterno di vettoriamento, per il collegamento dell'Impianto Fotovoltaico con la RTN, interferisce con il buffer della *Riserva Naturale Regionale Orientata "Boschi di Santa Teresa e dei Leucci"*. Tuttavia l'interferenza di fatto non sussiste poiché il tracciato del detto cavidotto MT si svilupperà, nel tratto in cui attraversa il buffer, interamente su strada esistente asfaltata, in particolare la Strada Provinciale n°81 e sarà interrato ad una profondità minima di 1,20 m dal piano viabile;

(²) Il tracciato del Cavidotto esterno di vettoriamento, per il collegamento dell'Impianto Fotovoltaico con la RTN, interferisce con il buffer della Masseria "San Paolo". Tuttavia l'interferenza di fatto non sussiste poiché il tracciato del detto cavidotto MT si svilupperà, nel tratto in cui attraversa il buffer, interamente su strada esistente asfaltata, in particolare la Strada Comunale n°27 e sarà interrato ad una profondità minima di 1,20 m dal piano viabile;

(³) Il tracciato del Cavidotto esterno di vettoriamento per il collegamento dell'Impianto Fotovoltaico con la RTN, interferisce con Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m, in particolare con il "Fiume Grande". Tuttavia l'interferenza di fatto non sussiste poiché il cavidotto sarà interrato ad una profondità minima di 1,20 m. Inoltre la trincea sarà, dopo la messa in opera del cavo MT, richiusa con lo stesso materiale rinvenuto durante lo scavo. Inoltre, poiché si prevede di utilizzare cavi del tipo Air Bag, quindi dotati di protezione meccanica contro lo schiacciamento, non verrà utilizzata sabbia di allettamento. Tutto ciò per evitare modifiche alla morfologia dei luoghi.

Occorre inoltre ricordare e sottolineare che tutta l'area d'impianto e parte del cavidotto MT esterno, ricade in area **SIN** (*Siti di Interesse Nazionale*). Queste rappresentano delle aree contaminate molto estese classificate come pericolose dallo Stato Italiano e che necessitano di interventi di bonifica del suolo, del sottosuolo e/o delle acque superficiali e sotterranee per evitare danni ambientali e sanitari.

I siti individuati dal *Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio* erano 57 (28 dei quali interessano la fascia costiera) sparsi in tutta Italia, ridotti a 39 ad inizio 2013. Le bonifiche dei siti declassificati sono diventate di competenza delle Regioni.

I **SIN** sono stati definiti dal decreto legislativo 22/97 (decreto Ronchi) e nel decreto ministeriale 471/99 e ripresi dal decreto 152/2006 che stabilisce che essi sono individuabili in relazione alle caratteristiche del sito, alla quantità e pericolosità degli inquinanti presenti, al rilievo dell'impatto sull'ambiente circostante in termini sanitari ed ecologici nonché di pregiudizio per i beni culturali e ambientali.

I siti contaminati nazionali sono aree nelle quali, in seguito ad attività umane svolte o in corso, è stata accertata un'alterazione delle caratteristiche qualitative dei terreni, delle acque superficiali e sotterranee e nello specifico comprendono:

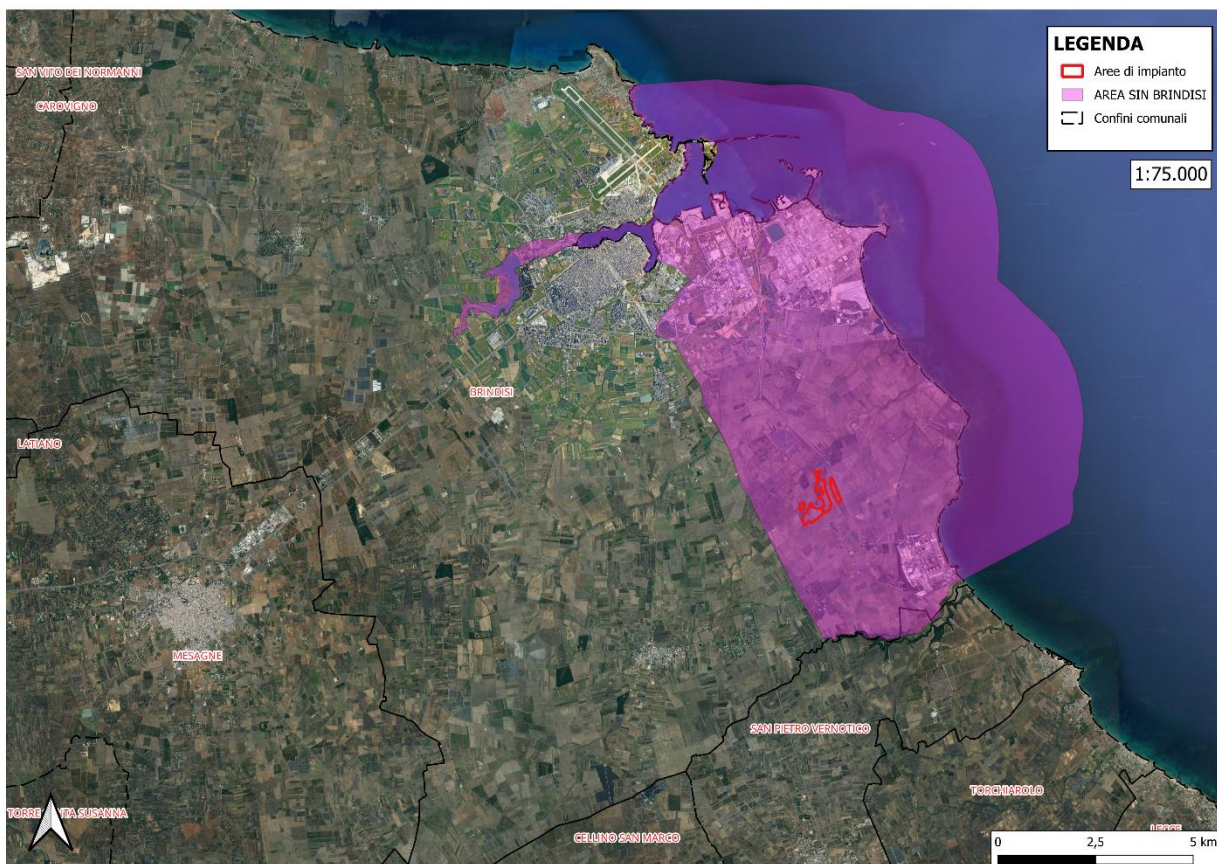
- aree industriali dismesse;
- aree industriali in corso di riconversione;
- aree industriali in attività;
- siti interessati da attività produttive ed estrattive di amianto;
- porti;
- aree che sono state oggetto in passato di incidenti con rilascio di inquinanti chimici;
- ex miniere, cave, discariche non conformi alla legislazione, discariche abusive.

In tali siti l'esposizione alle sostanze contaminanti può venire da esposizione professionale, emissioni industriali e da suoli e falde contaminate.

La società proponente *Stern PV2 S.r.l.*, al fine di ottenere da parte del *Ministero dell'Ambiente del Territorio e del Mare*, il nulla osta alla realizzazione dell'impianto di cui alla presente relazione, procederà alla caratterizzazione ambientale del sito in accordo con quanto previsto dal "*Piano di Caratterizzazione*" redatto dal Commissario Delegato all'Emergenza Ambientale in Puglia ed approvato dal Ministero stesso, dandone tempestiva comunicazione agli enti competenti.

A garanzia del rispetto delle specifiche tecniche del **PdC** verrà sottoscritta apposita convenzione con *Arpa Dipartimento di Brindisi*.

Le risultanze di tale caratterizzazione saranno trasmesse al Ministero al fine dell'approvazione dei risultati.



Aree Impianto Fotovoltaico in overlay con la perimetrazione delle AREE SIN di Brindisi

5.2. Inquadramento Urbanistico delle opere in progetto

Consultando le tavole del **PRG di Brindisi** nonché il Portale Brindisi Web-GIS risulta quanto segue:

- le aree dall’Impianto Fotovoltaico propriamente detto risultano ricadere interamente in **Zona Agricola E**;
- il Cavidotto esterno (avente lunghezza di circa 12.200 m) per il collegamento dell’Impianto Fotovoltaico alla nuova **SSE Utente**, sarà realizzato, in aree ricadenti in **Zona Agricola E**, quasi interamente strada pubblica. In particolare percorrerà:
 - circa 7.550 m su strada pubblica asfaltata;
 - circa 4.650 m su strade sterrate o particelle private.
- le aree della nuova Sottostazione Elettrica Utente (SSE), risultano ricadere interamente in **Zona Agricola E**;

Si precisa che l’art. 12, comma 1, del D.Lgs n° 387 del 29.12.2003 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità” stabilisce che “*le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, non che’ le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all’esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti*”.

Pertanto, ai sensi dell’art. 95, comma 1, delle **NTA** del PPTR, “*le opere pubbliche o di pubblica utilità possono essere realizzate in deroga alle prescrizioni previste dal Titolo VI delle presenti norme per i beni paesaggistici e gli ulteriori contesti, purché in sede di autorizzazione paesaggistica o in sede di accertamento di compatibilità paesaggistica si verifichi che dette opere siano comunque compatibili con gli obiettivi di qualità di cui all’art. 37 e non abbiano alternative localizzative e/o progettuali*”.

Inoltre tutta l’area di installazione dei moduli fotovoltaici, per quanto avente destinazione agricola, **sono all’interno di un’area SIN in cui è inibita l’attività produttiva agricola** ma soltanto la conduzione dei fondi a fini antincendio;

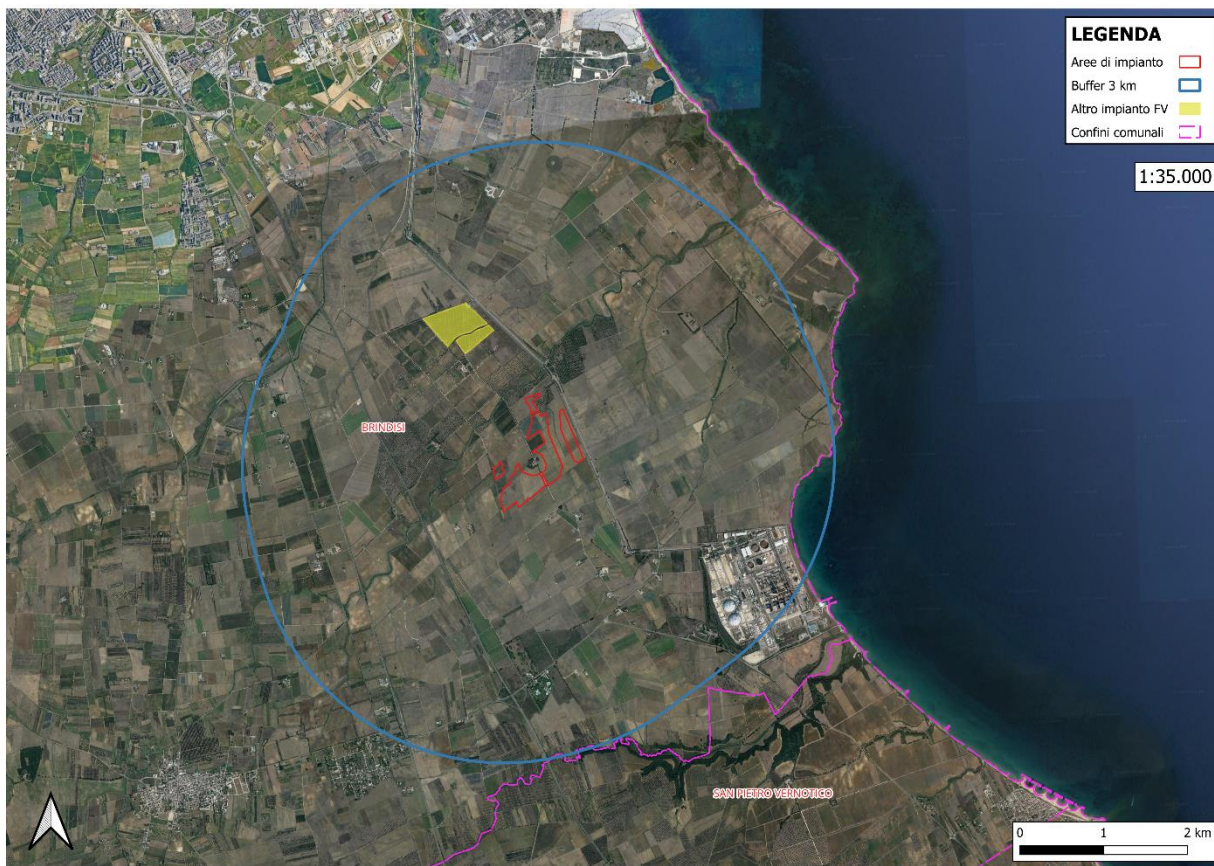
5.3. Distanze da strade pubbliche esistenti

Le aree di Impianto sono idealmente divise in due blocchi (est e ovest) dalla strada Comunale n°29, riportata sulle cartografie Google. Tuttavia catastalmente la strada non è esistente.

Ad ogni modo, la recinzione delle aree di Impianto avrà una distanza minima dai cigli della detta Comunale, pari a 10 m, ciò ai sensi dell'art.18 del vigente *Codice della Strada* (si veda Elaborato Grafico "Inquadramento impianto fotovoltaico su CTR").

5.4. Impianti FER presenti nell'area e nell'area di studio

L'Area di studio ovvero l'area su cui possono aversi potenziali impatti, è stata definita come l'area che si estende per circa 3 km a partire dai confini delle aree in progetto. In questa è presente un solo impianto fotovoltaici e nello Studio di Impatto Ambientale saranno indagati gli effetti cumulativi dovuti alla presenza di detto impianto.



Area di impianto (in rosso), intorno di 3 km dal perimetro delle aree di impianto (in blu)

Impianti FER presenti nei 3 km (in giallo)

5.5. Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area

La Piana brindisina è la parte più settentrionale della penisola salentina, corrispondente strutturalmente al Bacino di Brindisi che suddivide l'esteso affioramento del substrato carbonatico-Cretaceo delle Murge dai meno rilevati ed estesi affioramenti del Salento centrale e meridionale (peres. Funicello et al., 1991; Tozzi, 1993; Gambini & Tozzi, 1996). La Piana brindisina è una superficie terrazzata degradata di età medio-pleistocenica attraversata da una fitta rete idrografica esoreica attiva, poco gerarchizzata. Le diverse incisioni si sviluppano in direzione grossomodo normale alla linea di costa attuale.

In questo settore la locale successione stratigrafica è rappresentata dal basso verso l'alto da:

- Calcarea di Altamura (Cretaceo superiore) (sensu Ciaranfi et alii, 1988)
- Calcarenite di Gravina (Pleistocene inferiore) (sensu Ciaranfi et alii, 1988)
- Depositi marini terrazzati (Pleistocene medio e superiore) (sensu Ciaranfi et alii, 1988).

I terreni riferibili alla Formazione del Calcarea di Altamura affiorano esternamente alla piana brindisina ma si rinvencono costantemente nel sottosuolo, ricoperti in trasgressione dalle unità più recenti. La formazione è rappresentata nei limiti del territorio salentino da una successione irregolare e ben stratificata di calcari micritici di colore bianco, di norma con strutture a lamine organiche (stromatoliti) e sedimentarie, di calcari dolomitici e dolomie calcaree di colore grigiastro e subordinatamente di dolomie di colore nocciola o anche nerastro. Tale successione è esposta per alcune centinaia di metri ma di fatto è notevolmente più potente rappresentando la parte alta della successione carbonatica giurassico – cretacea che costituisce l'ossatura del substrato geologico regionale.

In seno alla successione, localmente, sono presenti dei sottili livelli di argille residuali e di breccie che marcano delle superfici di emersione ed erosione più o meno estese.

In corrispondenza del sito di impianto e nei territori ad esso contermini il substrato geologico è rappresentato esclusivamente da depositi sabbiosi e limoso-sabbiosi di litologia carbonatico-terrigena con intervalli calcarenitici ed arenitici (frequenti soprattutto nella parte alta), passanti verso il basso a terreni più francamente argillosi di colore grigio o verdastro. Questa successione litostratigrafica è riferita in letteratura geologica al complesso dei Depositi marini terrazzati (Pleistocene medio) e, come evidenziato dai numerosi pozzi emungenti realizzati nell'area, ha una potenza complessiva compresa tra 15 e 40 metri. La parte sabbioso-limosa ha uno spessore massimo di 15 m mentre localmente, soprattutto laddove la potenza



complessiva della successione è ridotta, la parte più francamente argillosa può anche essere assente.

Sulla Carta Geologica d'Italia i Depositi Marini Terrazzati sono indicati sia come Formazione di Gallipoli che come Calcarenite del Salento ed attribuiti genericamente al Quaternario o al Calabriano.

I caratteri di permeabilità della serie geologica presente nell'area vasta in cui ricadono i siti di progetto permettono l'esistenza di due acquiferi sovrapposti, uno profondo ed uno superficiale, separati da un aquicludo/aquitardo nel presente lavoro denominati rispettivamente:

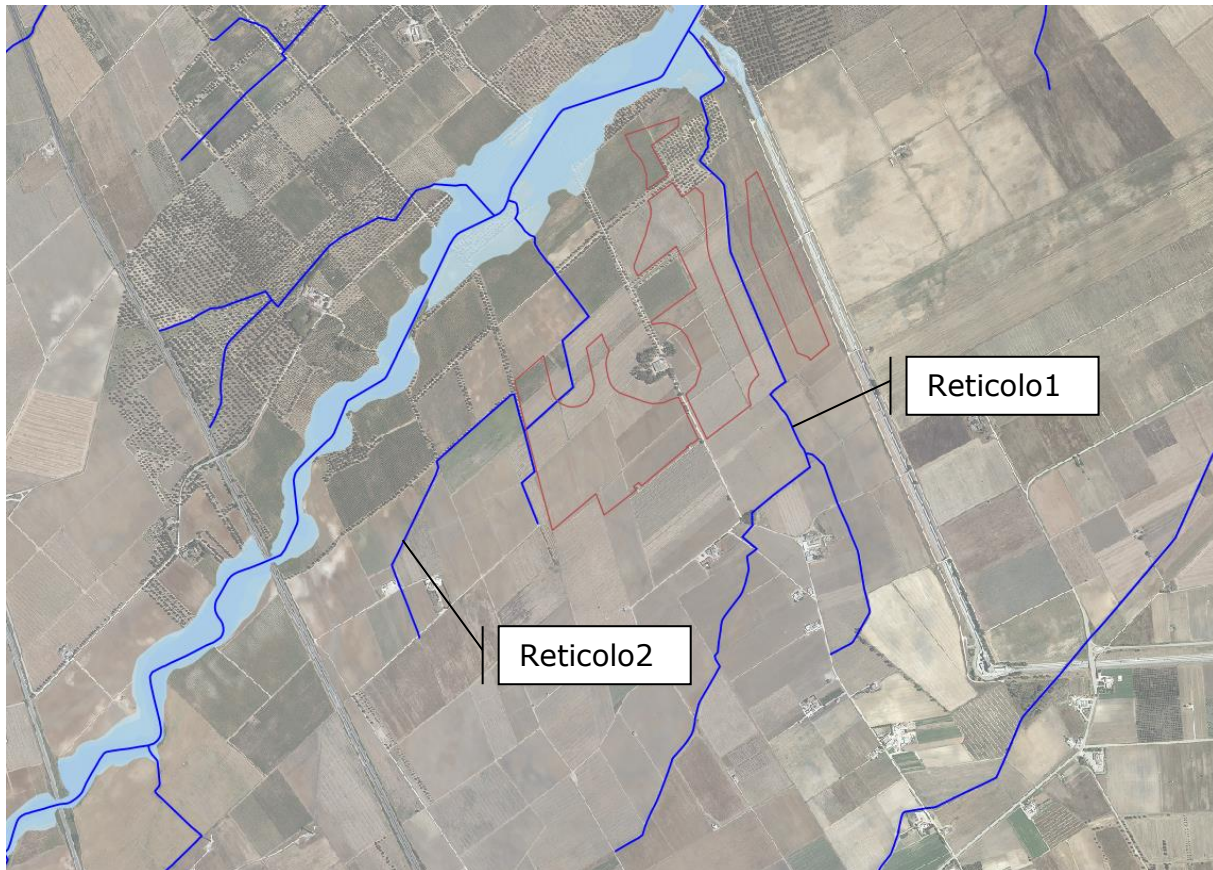
- acquifero calcareo: corrisponde alla successione carbonatica del Cretaceo ed alla Calcarenite di Gravina (non affioranti). È permeabile prevalentemente per fessurazione e carsismo. In genere è molto permeabile ed ospita la falda di base; localmente in profondità può essere caratterizzato dalla presenza di modesti volumi impermeabili;
- acquifero sabbioso: corrisponde alla parte alta dei Depositi marini terrazzati. È permeabile esclusivamente per porosità; ospita una falda superficiale sulla quale si hanno scarsi dati in letteratura scientifica.

I due acquiferi sono separati da un aquicludo/aquitardo rappresentato dai terreni argillosi ascrivibili alla parte stratigraficamente più bassa dei Depositi marini terrazzati. Per la presenza di questo corpo impermeabile la falda di base può rinvenirsi anche in pressione.

La falda superficiale è contenuta nei Depositi marini terrazzati. La sua presenza è riportata anche sul PTA; si tratta tuttavia di un livello idrico alquanto discontinuo e di scarsa produttività la cui piezometrica si attesta a qualche metro di profondità al di sotto del p.c.

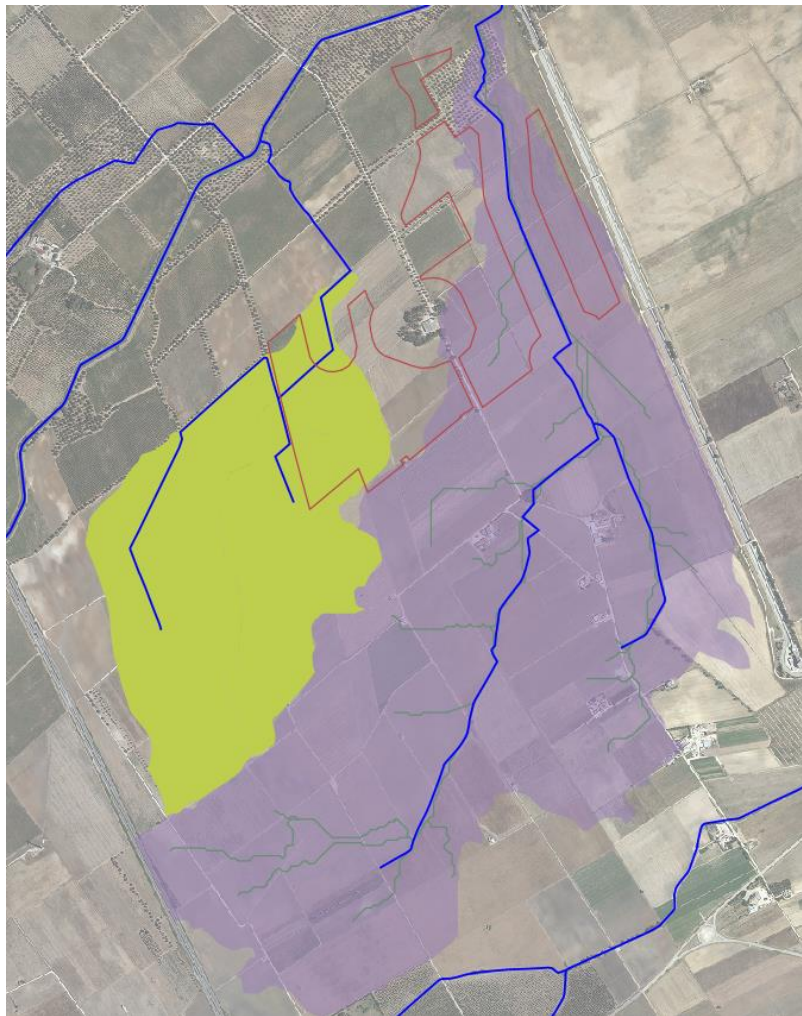
Le modalità di deflusso di questa falda dipendono esclusivamente dalla geometria del substrato impermeabile che la sostiene. In generale, comunque, la mobilità delle acque è bassa ed i tempi di rinnovamento delle stesse sono elevati. Le portate estraibili dai singoli pozzi sono generalmente modeste e comunque di norma inferiori a 0,5 l/s. I valori di salinità sono variabili ma comunque in generale bassi e dipendono esclusivamente dai tempi di contatto tra l'acqua ed il substrato argilloso oltre che dalla vicinanza della costa.

Il sito di progetto è interessato da due distinti reticoli, entrambi affluenti del Canale Foggia di Rau rappresentati in figura.



Rete idrografica dell'AdB Appennino meridionale ed aree PAI

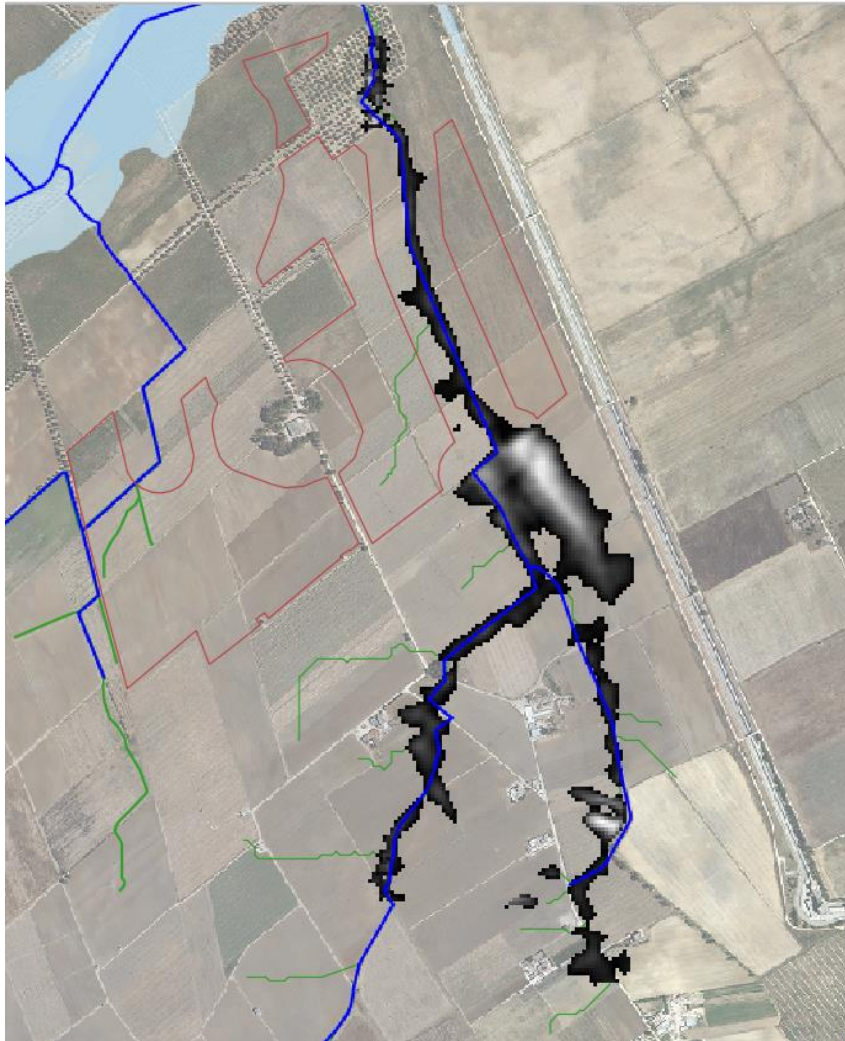
Nello **Studio di Compatibilità Idraulica** allegato, a cui si rimanda, si è proceduto alla perimetrazione del bacino di progetto e allo studio dei suoi caratteri geologici e geomorfologici. Più in particolare si è proceduto allo studio dei due reticoli che interessano i siti di progetto singolarmente. Di seguito la perimetrazione dei due bacini di progetto cartografati rispetto a due sezioni di chiusura poste abbondantemente a valle dei siti di interesse ed utilizzando come base altimetrica il DTM Puglia.



Bacini di progetto

Per effettuare il calcolo dell'evento critico di pioggia di assegnato tempo di ritorno in assenza di dati pluviometrici sito specifici è stato utilizzato il cosiddetto metodo regionale, secondo le indicazioni contenute nel capitolo VI.3.1 della Relazione di Piano proposta dall'ex Autorità di Bacino della Puglia, che prevede la suddivisione del territorio di competenza in sei regioni aventi caratteristiche pluviometriche differenti. Le portate di progetto sono assunte pari a quelle prodotte da un evento critico di pioggia con tempi di ritorno pari a 200 anni.

I risultati dello studio idraulico possono essere riassunte dalle due cartografie sotto riportate in cui sono indicati le aree allagabili per la piena con $Tr = 200$ anni.



Bacino 1 - Aree allagabili per la piena con Tr 200 anni



Bacino 2 - Aree allagabili per la piena con Tr 200 anni

E' evidente che le aree di progetto così come perimetrato non interessano le aree allagabili del Bacino 1, mentre possono interessare le aree allagabili del Bacino 2.

Pertanto come indicato chiaramente in Premessa si è proceduto ad una nuova perimetrazione delle aree di progetto in modo che le stesse aree di progetto rimanessero comunque la di fuori delle aree allagabili.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla detta "Relazione Geologica" e allo "Studio di Compatibilità Idraulica" facenti parte della documentazione di progetto.



5.6. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale

Il progetto in esame prevede una serie di indagini e valutazioni il cui scopo è quello di comprendere quello che sono tutti gli aspetti geotecnici relativi alle strutture di fondazione previste per il progetto.

Le strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici, sono costituite da strutture metalliche a pali direttamente infissi nel terreno, senza quindi l'ausilio di fondazioni in c.a.

Per la verifica di tali sistemi, si è tenuto conto principalmente dei parametri legati alla sismicità della zona su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico.

La caratterizzazione geotecnica dei terreni di fondazione è stata redatta sulla base dell'interpretazione delle specifiche prove in sito, dai risultati delle indagini geologiche e dalla caratterizzazione geotecnica si sono desunte le caratteristiche fisico-meccaniche per le unità litostratigrafiche interessate dalla costruzione dell'opera. Con il progetto esecutivo saranno eseguite indagini geognostiche su ogni sito di costruzione, con relativo approfondimento dei caratteri geotecnici dei vari litotipi riscontrati in questa fase di indagine.

Per i dettagli e i risultati delle indagini sopra sintetizzate, si rimanda alla "*Relazione Geotecnica*".

5.7. Reti esterne esistenti: interferenze ed interazioni

L'opera in progetto è destinata alla produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, pertanto le principali interazioni con le reti esistenti riguardano l'immissione dell'energia prodotta nella **Rete di Trasmissione Nazionale** gestita da TERNA S.p.A.

La connessione avverrà tramite la realizzazione di una Sottostazione Elettrica Utente, dove è effettuata la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna dell'energia. La SSE sarà realizzata in prossimità del punto di connessione, con collegamento alla RTN in cavo. Più precisamente, il collegamento in cavo avverrà tra lo stallo dedicato nella SE TERNA "*Brindisi Sud*" ed un sistema di sbarre a 150 kV a cui è collegato, a sua volta, lo stallo AT della SSE Utente. Il sistema di sbarre sarà realizzato in modo tale da permettere il collegamento (allo stesso stallo della SE TERNA) di altri utenti attivi (produttori).

6. Linee elettriche esistenti sulle aree dell’impianto fotovoltaico

Le aree di installazione dei moduli fotovoltaici, interferiscono con alcune linee elettriche a Media Tensione, per le quali il proponente chiederà al Distributore, interrimento, e quindi la rimozione dei pali che ricadono all’interno delle aree di Impianto. Per i dettagli tecnici si rimanda alla specifica relazione “1JAXB41_DocumentazioneSpecialistica_04, *Progetto di risoluzione interferenze aree di Impianto con linee elettriche esistenti*” parte integrante del presente progetto.

7. AREE DI IMPIANTO

Il generatore fotovoltaico è costituito da 53.136 moduli. Avrà una potenza nominale pari a 29.925 kVA e una potenza installata complessiva di 33.475,68 kWp. I pannelli fotovoltaici saranno montati su strutture parzialmente mobili detti “*inseguitori monoassiali*”, all’interno di aree completamente recintate in cui saranno posizionate oltre ad i moduli le cabine, ovvero dei locali tecnici necessari per l’installazione delle apparecchiature elettriche (quadri di protezione, quadri di controllo, trasformatori). All’interno delle aree di impianto saranno poi realizzate delle trincee per la posa dei cavidotti interrati. Si tratta di cavi BT in cc, BT in ca, MT e cavi di segnale. È prevista inoltre l’installazione di *inverter di campo*, installati all’esterno, in prossimità degli inseguitori.

7.1. Moduli fotovoltaici

Come già accennato, i moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare saranno in silicio monocristallino di potenza pari a **630 Wp**. Avranno dimensioni pari a 2.465 x 1.134 x 35 mm.

7.2. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell’arco della giornata “inseguono” il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest è pari a 110° (-55°/+55°), come indicato in figura.

I moduli fotovoltaici saranno installati sull’inseguitore su una sola fila con configurazione *portrait* (verticale rispetto l’asse di rotazione del tracker).



Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto avremo inseguitori da 24 e 12 moduli.

Tracker	Pot. Mod. (W)	N° moduli	Pot. Tracker (kWp)
<i>Tracker 24 mod</i>	630	24	15,12
<i>Tracker 12 mod</i>	630	12	7,56

Ciascun tracker monofila si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,5 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.



Palo del tracker infisso nel terreno



Esempio file di Tracker

7.3. Layout di impianto

In linea teorica l'asse di rotazione (asse principale del tracker) dovrebbe essere orientato nella direzione nord-sud (azimut 0°), tuttavia piccole rotazioni sono spesso apportate in relazione alla forma del terreno, allo scopo di aumentarne la copertura e quindi sfruttare al meglio tale "risorsa".

Nel caso in progetto l'azimut è di 0° , quindi l'asse di rotazione del tracker è perpendicolare all'asse est-ovest.



L'interasse tra gli inseguitori è stato fissato in 5 m. Anche questa scelta progettuale è stata dettata dalla necessità di sfruttare al meglio lo spazio a disposizione e comunque resa possibile dall'algoritmo di backtracking che controlla il movimento dei tracker e permette di muovere singolarmente gli inseguitori, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso.

7.4. Cabine di Campo o Trasformazione

Per la protezione dagli agenti atmosferici delle apparecchiature elettriche di sezionamento, protezione, trasformazione e controllo è prevista la realizzazione di Cabine Elettriche di ingombro massimo pari a 15,00 x 4,00 x 3,50 m (lunghezza x larghezza x altezza). Esse saranno di tipo prefabbricato o in opera. Le cabine saranno installate per quanto più possibile a nord dei moduli fotovoltaici per evitare ombreggiamenti e comunque distanziate quanto più possibile da questi. Si prevede di installare n°12 Cabine di Campo.

Sarà installata anche una **Cabina di Smistamento (CdS)**, che raccoglierà l'energia proveniente dalle **Cabine di Campo (CdC)** ed avrà stesse dimensioni delle Cabine di Campo.

7.5. Inverter di stringa

In prossimità degli inseguitori saranno installati degli inverter di campo o di stringa, ovvero inverter contenuti all'interno di quadri da esterno con grado di protezione IP 65 e IP 54 per la sezione di raffreddamento, che avviene con aria forzata. Saranno tipicamente installati "In testa" agli inseguitori. Gli inverter provvederanno alla conversione della corrente continua proveniente dalle stringhe di moduli in corrente alternata, che poi sarà trasmessa, tramite apposite linee in cavo, al relativo quadro BT della Cabina di Campo.

Nel caso in esame è prevista l'installazione di 133 Inverter da 225 kVA.

Con una potenza nominale pari a 29.925 kVA, ad ogni inverter afferiranno un massimo di 17 stringhe.

Ogni stringa ha una potenza pari a 15.12 kWp (630 Wp x 24 moduli), per una potenza massima in ingresso, lato DC di ogni Inverter, pari a massimo 257,04 kW.

7.6. Container metallici Inverter-Trasformatore

Come detto, il progetto prevede l'installazione di Inverter di stringa posizionati in prossimità delle strutture. Tuttavia in fase esecutiva si potrà decidere di installare in prossimità di ciascuna Cabina di Campo, degli Shelter prefabbricati dotati di fabbrica al loro interno di Inverter e Trasformatore MT/BT (gruppo conversione / trasformazione). In questo caso, in luogo degli inverter di stringa, saranno installati dei Quadri di parallelo stringa per la raccolta dell'energia prodotta in c.c. ed il convogliamento della stessa ai suddetti Shelter.



Il cabinato in figura ha dimensioni (L x H x P) 6.058 x 2.896 x 2.438 mm.

7.7. Architettura elettrica dell'impianto

Da un punto di vista elettrico il generatore fotovoltaico è costituito da stringhe. Una stringa è formata da 24 moduli collegati in serie, pertanto la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Moduli per stringa	V _{oc} (V)	I _{mp} (A) - STC	Tensione stringa	Corrente stringa
24	55,85	11,75	1.340,4 V	13,69 A

Nella tabella seguente si evidenziano il numero di stringhe contenute nei tracker a seconda della loro lunghezza.



	Pot. modulo (Wp)	Numero moduli	N° di stringhe
Tracker 24 moduli	630	24	1
Tracker 12 moduli	630	12	0,5

L'energia prodotta dalle stringhe afferisce negli inverter di campo. Ciascun inverter che ha 12 ingressi e per ciascun ingresso è possibile collegare 2 stringhe in parallelo per un massimo di 24 stringhe. Come detto si prevede di collegare un massimo di 17 stringhe per ciascun inverter.

Ciascun inverter ha una massima tensione di ingresso pari a 1.500 V maggiore della tensione massima di stringa pari a 1.340,40 V. L'inverter effettua la conversione della corrente continua in corrente alternata a 800 V trifase con frequenza di 50 Hz.

Gli inverter saranno installati in campo in prossimità dei moduli, ad esempio, in corrispondenza di 17 tracker da 24 moduli (17 stringhe).

L'energia proveniente dagli inverter sarà quindi raccolta nelle cabine elettriche MT/BT. Qui l'energia a 800 V in c.a. sarà soggetta ad un ulteriore innalzamento di tensione, tramite un trasformatore 0,8/30 kV, sarà infatti portata a 30 kV. In ciascuna cabina sarà installato un trasformatore MT/BT di opportuna taglia a seconda della potenza in ingresso proveniente dal campo. In particolare saranno installati:

- n.1 trasformatore da 1.000 kVA;
- n.1 trasformatore da 1.250 kVA;
- n.1 trasformatore da 2.000 kVA;
- n.1 trasformatore da 2.500 kVA;
- n.8 trasformatore da 3.150 kVA;

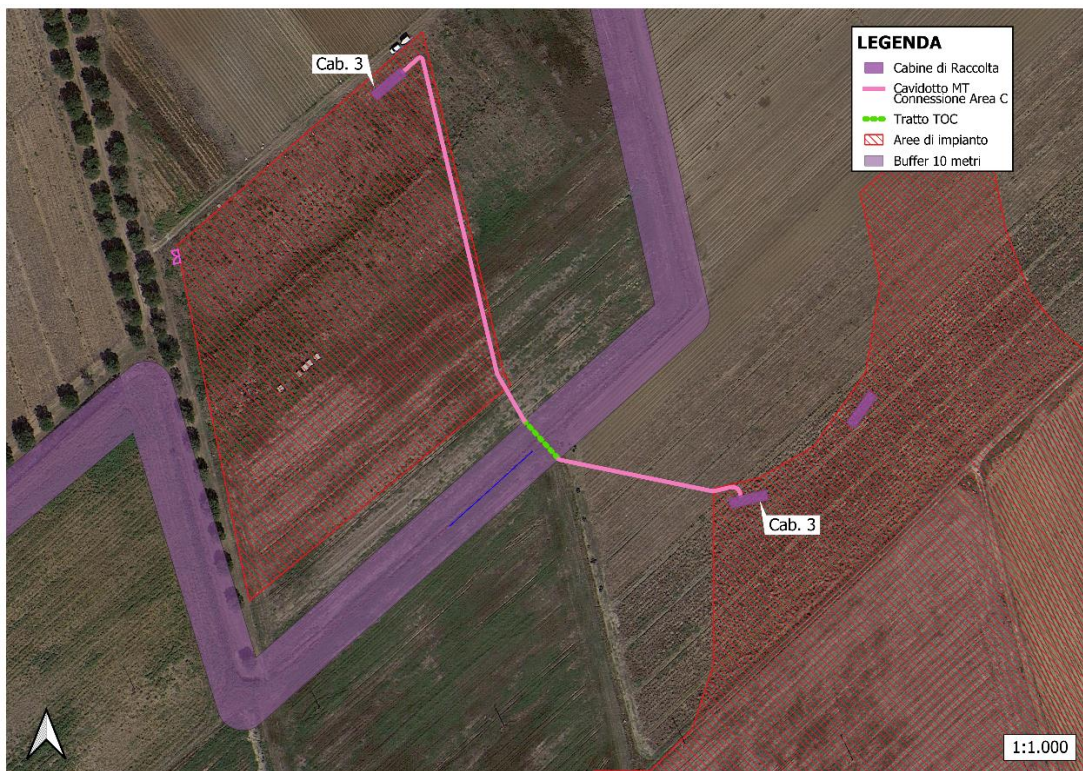
Tutti i trasformatori saranno dotati di kit supplementare di ventilazione per aumento potenza del 10%. Dalle Cabine di Campo l'energia sarà trasmessa, sempre in MT a 30 kV e sempre tramite linee in cavo, alla Cabina di Smistamento interna all'impianto. Da qui, l'energia prodotta sarà raccolta e convogliata (tramite linea interrata MT a 30 kV, di lunghezza pari a circa 12,2 km) nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) alla SE TERNA 150/380

kV "Brindisi Sud", tramite la posa di un cavo AT interrato che si attesterà da una parte allo stallo dedicato AT 150 kV della SE TERNA "Brindisi Sud", dall'altro sullo stallo MT/AT a 150 kV posto nella SSE.

7.8. Trincee e cavidotti

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 70 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 1 m, mentre per i cavi MT sarà di 1,2 m.

Il percorso sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati, per quanto più possibile, al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto, fatto salvo per il solo caso della linea MT interna tra la Cab. 2 e Cab. 3 in cui la trincea, che accoglie il tratto di connessione, interseca il reticolo idrografico. (*Vedi dettaglio a seguire*)



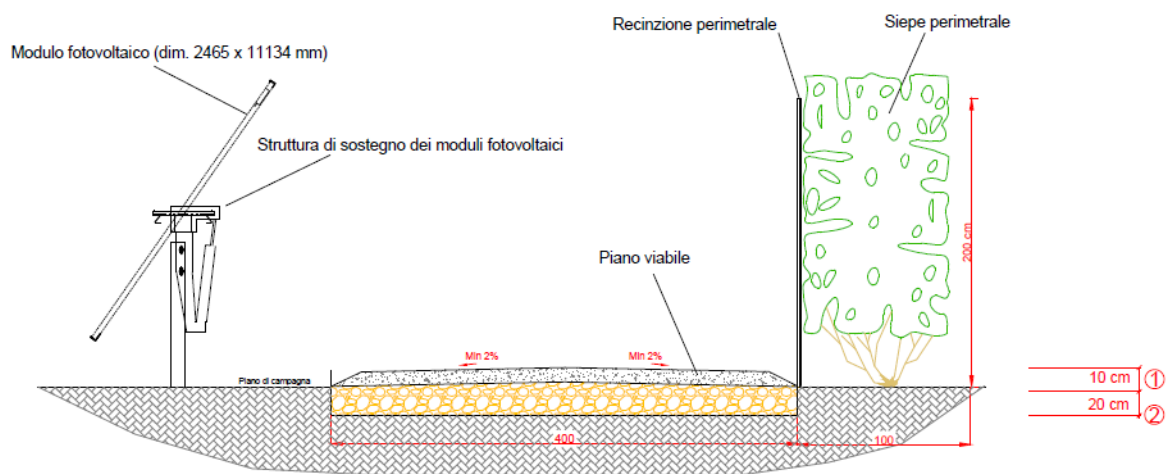
Inquadramento di dettaglio tratto in TOC

Le modalità di attraversamento sono descritte nella relazione *JAXB41_DocumentazioneSpecialistica_43*.

7.9. Strade e piste di cantiere

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) e delle aree di manovra all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione e da una serie di strade che attraversano trasversalmente le aree di impianto.

Le strade, di ampiezza pari a circa 4 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine



SEZIONE TIPO CON SIEPE ALL'ESTERNO DELLA RECINZIONE

VIABILITA' INTERNA PERIMETRALE DA REALIZZARSI EX NOVO CON SIEPE ALL'INTERNO DELLA RECINZIONE

- 1 - Strato di base: granulometria degli inerti 0 - 2 cm - materiali provenienti da cave di prestito o scavi di cantiere.
- 2 - Strato di fondazione materiale lapideo duro proveniente da cave di prestito (misto cava) granulometria inerti 7-10 cm

Fasi di realizzazione:

- a) scoticamento terreno per uno spessore massimo di cm 20;
- b) posa in opera di stato di cui al punto 2 e rullatura dello stesso con idonee mezzi vibranti;
- c) posa in opera di materiale lapideo fine di cui al punto 1 e successiva rullatura dello strato con idonee mezzi vibranti;

Tipologico sezione stradale perimetrale impianto

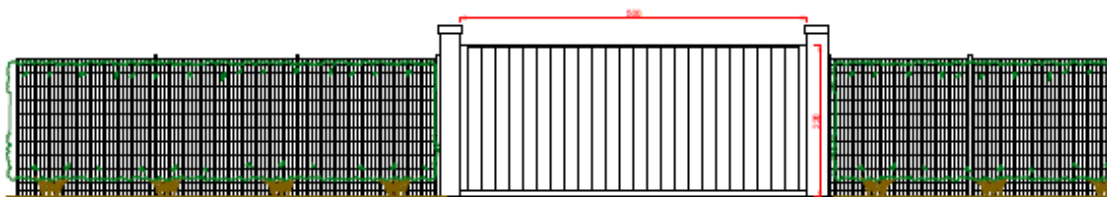
7.10. Recinzione

La recinzione dell'impianto sarà realizzata con pannelli elettrosaldati con maglia 50x200 mm, di lunghezza pari a 2 m ed altezza di 2 m, per assicurare un'adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde, per una lunghezza

totale di 7.175 m. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno e bloccati da piccoli plinti in cemento (dimensioni di riferimento 40x40x40 cm) completamente annegati nel terreno e coperti con terreno vegetale. Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

Alcuni dei moduli elettrosaldati saranno rialzati in modo da lasciare uno spazio verticale di 30 cm circa tra terreno e recinzione, per permettere il movimento interno-esterno (rispetto l'area di impianto) della piccola fauna.

I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da paletti in tubolare di acciaio.



Recinzione e cancello

7.11. Sistema di videosorveglianza e di illuminazione

Video sorveglianza

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di Sistema integrato Anti-intrusione composto da:

- N. 177 telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 m circa così suddivisi:
Queste saranno installate su pali in acciaio zincato di altezza pari a m 3,50 ed ancorati su opportuno pozzetto di fondazione porta palo e cavi;
- cavo *alfa* con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- N.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- N.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Il cavo *alfa* sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.



Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalcamento o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

I badges impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati.

Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna *gsm*.

Illuminazione

L'impianto di illuminazione sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale
- Illuminazione esterno cabina

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

Illuminazione perimetrale

- Tipo lampada: Proiettori LED, Pn = 250W
- Tipo armatura: proiettore direzionabile
- Numero lampade: 354;
- Numero palificazioni: 180;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
- Distanza tra i pali: circa 40 m.

Illuminazione esterno cabine

- Tipo lampade: Proiettori LED - 40W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.



Il suo funzionamento sarà esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto. Ciò significa che qualora dovesse verificarsi un'intrusione durante le ore notturne, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. Quindi sarà a funzionamento discontinuo ed eccezionale. Inoltre la direzione di proiezione del raggio luminoso, sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

Da quanto appena esposto si può evincere che detto impianto di illuminazione è conforme a quanto riportato all'art.6 della L.R. N.15/05 "Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico", ed in particolare al comma 1, lettere a), b), e) ed f).

7.12. Regimazione idraulica

Per la realizzazione dell'impianto:

- 1) non saranno realizzati movimenti del terreno (scavi o riempimenti);
- 2) le strade perimetrali ed interne saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute alla stessa altezza del piano di campagna esistente;
- 3) la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata, alcuni moduli saranno rialzati di circa 30 cm rispetto al piano di campagna.

Questi accorgimenti progettuali non genereranno alterazioni piano altimetriche e permetteranno il naturale deflusso delle acque meteoriche. Ad ogni modo, qualora in alcuni punti lo si ritenga necessario la regimazione delle acque meteoriche verrà garantita attraverso la realizzazione di fossi di guardia lungo le strade o di altre opere quali canalizzazioni passanti sotto il piano stradale.

Le cabine saranno leggermente rialzate rispetto al piano di campagna, tuttavia occuperanno, ognuna, una superficie di 60 mq e pertanto si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

7.13. Ripristini

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

7.14. Progettazione esecutiva

In sede di progettazione esecutiva si dovrà procedere alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010, ed in particolare come al comma 1:

“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 provvisionali.

Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate nei titoli abilitativi o in sede di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale, ove previste. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti, salva diversa motivata determinazione del responsabile del procedimento ai sensi dell'articolo 15, comma 3, anche con riferimento alla loro articolazione:

- a) *relazione generale;*
- b) *relazioni specialistiche;*
- c) *elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento;*
- d) *ambientale;*
- e) *calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;*
- f) *piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti;*
- g) *piano di sicurezza e di coordinamento di cui all'articolo 100 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, e quadro di incidenza della manodopera;*
- h) *computo metrico estimativo e quadro economico;*
- i) *cronoprogramma;*
- j) *elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;*
- k) *schema di contratto e capitolato speciale di appalto;*
- l) *piano particellare di esproprio.*

Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.

7.14.1. Scelta moduli fotovoltaici

La scelta dei moduli fotovoltaici sarà effettuata in base alle caratteristiche dimensionali e di potenza individuate nel presente progetto definitivo ed in base all'offerta del mercato al momento della redazione dello stesso progetto esecutivo.

7.14.2. Calcoli strutture

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche, dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (*D.M. 14 gennaio 2008 - Norme tecniche per le costruzioni*); la documentazione di calcolo dovrà essere depositata secondo quanto previsto dalla *L. R. n° 13/2001 art. 27 (già art. 62 L. R. n° 27/85)*. Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture:

- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) delle Cabine di Campo e della Cabina di Smistamento (se gettate in opera);
- Platea di fondazione per il sostegno delle Cabine di Campo e della Cabina di Smistamento (quando prefabbricate);
- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) del fabbricato della Sottostazione Elettrica Utente (SSE) 30/150 kV;
- Fondazioni delle apparecchiature AT nella SSE (strutture sostegno apparecchiature elettromeccaniche, vasca raccolta olio Trasformatore).

7.14.3. Cronoprogramma esecutivo

Per la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima.

ATTIVITA'	MESI									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inizio lavori e accantieramento										
Costruzione impianto										
Commissioning										
Connessione alla RTN ed entrata in esercizio										

In definitiva è previsto che la costruzione dell'impianto abbia una durata di 8 mesi, mentre dal *commissioning* alla connessione alla RTN gestita da Terna S.p.A., passeranno circa 1 mesi.



8. COSTI E BENEFICI

Per considerare l'efficienza dell'investimento dal punto di vista territoriale, si riporta una valutazione dei benefici e dei costi dell'intervento sia a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e *costi esterni* che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

8.1. Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE

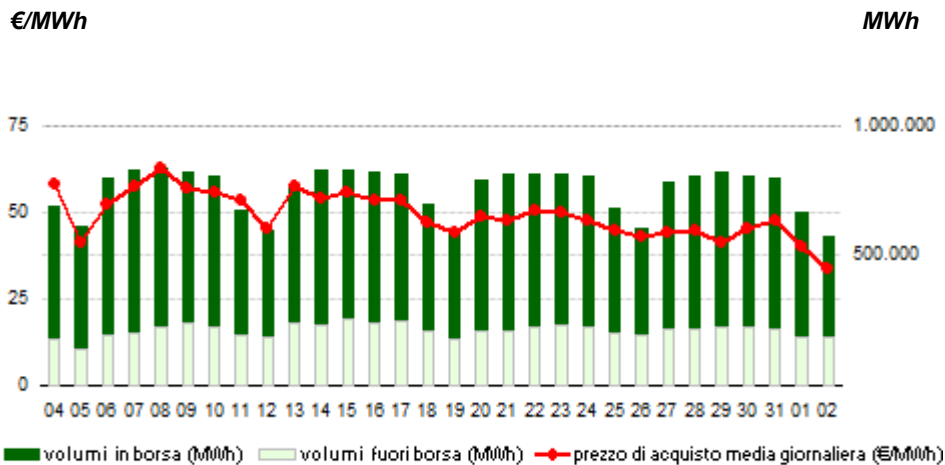
L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia, dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (*LCOE Levelized COst of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

Il valore medio europeo del LCOE (*Levelized COst of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

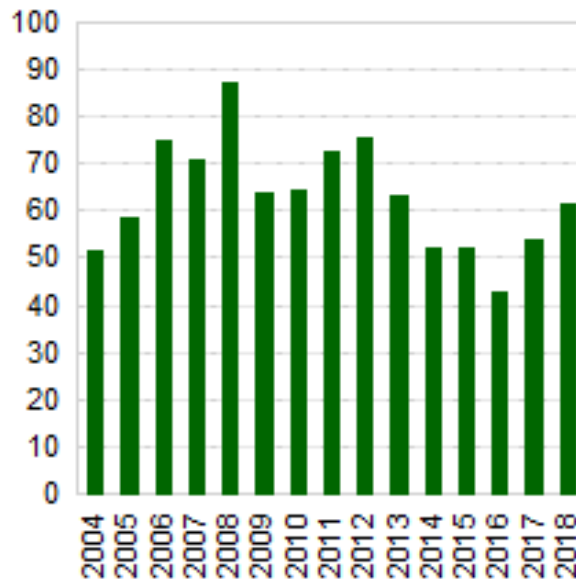
Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media europea poiché l'impianto è localizzato nel sud Europa in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di maggio 2019 (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it).



ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2018



PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh – fonte gme.it

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “grid parity” per il fotovoltaico, ovvero la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia. Il prezzo medio di vendita dell'energia per il 2018 è infatti superiore a 60 €/MWh a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh.

8.2. Costi esterni

Per quanto visto al paragrafo precedente è evidente, che l'LCOE, considera costi industriale e finanziari, ma non considera i “costi esterni” generati dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica.

La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della “rinnovabilità”, ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di energia “pulita”, cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste il solare fotovoltaico, a terra o sui tetti, sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

Tuttavia anche il solare fotovoltaico, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta *esternalità negative* o diseconomie. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa e alle diverse tecnologie rinnovabili. Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up, la Impact PathwayMethodology, per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE, definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica.

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica sono dovute a:

1. Sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili
2. Effetti sulla Idrogeologia
3. Effetti microclimatici
4. Effetti sull'attività biologica delle aree
5. Fenomeno dell'abbagliamento
6. Impatto visivo sulla componente paesaggistica
7. Costo dismissione degli impianti

Inoltre nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria:

- Alle emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto
- Ai residui ed emissioni generate durante la costruzione dell'impianto (utilizzo di mezzi pesanti per la costruzione e per il trasporto dei componenti, che generano ovviamente emissioni inquinanti in atmosfera
- Ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti)
- Ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Lo Studio ExternE iniziato nella seconda metà degli anni Novanta, ha un ultimo aggiornamento del 2005. Successivamente altri studi sono stati redatti ed hanno stimato i costi esterni degli impianti fotovoltaici, in tabella riportiamo i dati sintetici di stima secondo diversi studi che hanno trattato l'argomento.

	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
MEDIA	7,5



Nel prosieguo, pertanto assumeremo che il **Costo Esterno** prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto**, ritenendo peraltro questo valore ampiamente conservativo pur in considerazione della notevole estensione dell'impianto.

8.3. Benefici globali

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO₂ ed altri gas che emessi in atmosfera sono nocivi per la salute umana, oltre ad essere una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico. I costi esterni evitati per mancata produzione di CO₂, tengono in conto le esternalità imputabili a diversi fattori collegate:

- ai cambiamenti climatici: da una minore produzione agricola,
- ad una crescita dei problemi (e quindi dei costi) sanitari per i cittadini,
- dalla minor produttività dei lavoratori,
- dai costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi

Uno studio dell'Università di Stanford pubblicato nel 2015 ha fissato il "costo sociale" (o costo esterno) di ogni tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al volare di 37 \$/t di CO₂ (pari a circa 33 €/t di CO₂), che gli USA utilizzano come riferimento per ponderare le proprie strategie di politica energetica ed indirizzare le azioni di mitigazione climatica.

Il protocollo di Kyoto ha indicato, tra l'altro, ai Paesi sottoscrittori la necessità di creare dei mercati delle emissioni di CO₂ (Carbon Emission Market). Il primo mercato attivo è stato quello europeo chiamato EU ETS (European Emission Trading Scheme), esso è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

Il meccanismo è di tipo *cap&trade* ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (*cap*) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO₂eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un



apposito mercato (trade). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve “compensare” su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell’Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato alle Autorità Nazionali Competenti (ANC).

Le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più “virtuosi” (c.d. benchmarks, prevalentemente basati sulle produzioni più efficienti).

Indipendentemente dal metodo di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L’EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1.200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di “gas serra” nazionali.

I diritti europei per le emissioni di anidride carbonica, in pratica i “*permessi ad inquinare*”, sono stati scambiati nel 2018 ad un prezzo medio di 15,43 €/t CO₂, come chiaramente indicato nella tabella sotto. I prezzi di aggiudicazione ottenuti dall’Italia sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea

Tabella 4: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel 2018 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO ₂	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
Totale		93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430

*Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018
(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)*

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori (cap).

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO₂, ed è intuibile che questo valore cresca. È evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca comunque una indicazione del costo esterno associato all'emissione di CO₂ in atmosfera.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare valido il valore di **33 €/t di CO₂ emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di



impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico in oggetto sia abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

L'impianto in oggetto ha una potenza installata di 33.475,68 kWp e una produzione annua netta attesa di circa **60.390.914 kWh/anno**.

In pratica la produzione annua si attesta su circa:

$$60.390.914 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.209.006 \text{ €/anno}$$

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂ pari a:

$$1.209.006 \text{ €/anno}$$

Questo dato va confrontato con il costo esterno di 7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh), e quindi complessivamente per l'impianto in studio di:

$$60.390.914 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 452.931,85 \text{ €/anno}$$

Con evidente bilancio positivo in termini di benefici globali.

Altri benefici globali o meglio non locali, peraltro difficilmente quantificabili in termini monetari, almeno per un singolo impianto, sono:

- 1) La riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause: calo della domanda (dovuta alla crisi economica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto in *grid parity*), che, tipicamente, a loro volta sono pagati, di fatto, nelle bollette elettriche.

- 2) Riduzione del *fuelrisk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero.
- 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO₂, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH₃, NO_x, NMVOC, PM e SO₂, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e agli edifici, che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico.
- 4) Altre ricadute economiche dirette. La realizzazione di impianti quali quello in progetto generano un valore aggiunto per tutta la catena del valore della filiera nelle fasi di finanziamento dell'impianto (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), realizzazione dei componenti (ad esempio inverter, strutture di sostegno dei moduli), progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ed ovviamente anche nella produzione di energia.
- 5) Altre ricadute economiche indirette. La crescita di una filiera comporta un aumento di PIL e quindi di ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi.

Infine è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto fotovoltaica in progetto è in linea con quanto definito nella SEN (Strategia Energetica Nazionale). La SEN si pone come obiettivi al 2030:

- l'aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia;
- la decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il



fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti

In conclusione, è evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

8.4. Benefici locali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto fotovoltaico sono esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite economiche del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

Innanzitutto il Comune di Brindisi, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in 1.500,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$39,789 \text{ ha} \times 1.500,00 \text{ €/ha} = 59.683,50 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno 2.500,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$39,789 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 99.472,50 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 10.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (2.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente, un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$33,475.68 \text{ MWp} \times 2.000,00 \text{ €/MWp} = 66.950 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 698.000 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il



15% (104.700 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$33,475 \text{ MWp} \times 104.700 \text{ €/MWp} = 3.504.832,50 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata del periodo di esercizio dell'impianto così come autorizzato dalla Regione Puglia), abbiamo:

$$3.504.832,50 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 175.241,62 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 175.241,62 € euro ogni anno per 20 anni.

Infine, per la gestione operativa di un impianto di 33,475,68 MWp, necessita l'assunzione di almeno 2 operatori che con cadenza giornaliera si rechino presso l'impianto. Necessariamente pertanto queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in 60.000,00 €/anno.

Infine, tra i benefici locali non andiamo a quantificare introiti legati soprattutto alle attività di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria, servizi di consulenza fiscale, che tipicamente (ma non necessariamente) sono affidati a professionisti locali.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI
<i>IMU</i>	59.683,50 €/anno
<i>Diritto di superficie a proprietari dei terreni</i>	99.472,50 €/anno
<i>Manutenzione impianto</i>	66.950 €/anno
<i>Lavori di costruzione</i>	175.241,62 €/anno
<i>Assunzioni per gestione operativa impianto</i>	60.000,00 €/anno
TOTALE	461.347,62 €/anno

In tabella è riportato il confronto tra la quantificazione dei costi esterni, benefici locali, benefici locali, ribadendo peraltro che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati.



COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
452.931,85 €/anno	634.104,60 €/anno	461.347,62 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che:

- I **BENEFICI GLOBALI** sono superiori rispetto ai **COSTI ESTERNI**;

In definitiva, il bilancio costi – benefici riferito all’impianto in progetto è sempre positivo.

9. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

Terminata la costruzione, i terreni eventualmente interessati dall’occupazione temporanea dei mezzi d’opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Nel dettaglio tali operazioni interesseranno le seguenti superfici:

- Area principale di cantiere: ripristino di tutta la superficie interessata;
- Altre superfici: aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie;
- Eventuale ripristino muretti a secco, rispettando le dimensioni originarie e riutilizzando per quanto più possibile il pietrame originario.

Le operazioni di ripristino consisteranno in:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Idonea preparazione del terreno per l’attecchimento.

Particolare cura si osserverà per:

- eliminare dalla superficie della pista e/o dell’area provvisoria di lavoro, ogni residuo di lavorazione o di materiali;
- provvedere al ripristino del regolare deflusso delle acque di pioggia attraverso la rete idraulica costituita dalle fosse campestri, provvedendo a ripulirle ed a ripristinarne la sezione originaria;
- dare al terreno la pendenza originaria al fine di evitare ristagni.



10. UTILIZZO SOSTENIBILE DEL SUOLO DI INSTALLAZIONE DEI MODULI

Stern Energy alleva ovini, fin dal 2017, con l'obiettivo di coniugare la generazione di energia pulita con l'utilizzo efficiente e sostenibile del suolo. Il progetto avviato da Stern Energy nel 2017 ha registrato risultati molto positivi ed oltre al proprio allevamento Stern Energy ha anche stabilito diversi accordi di filiera con allevatori locali nelle regioni del centro Italia.

Oggi Stern Energy alleva ovini presso 10 impianti per un totale di 50 MW dislocati in Piemonte, Emilia Romagna, Marche, Abruzzo e Lazio. Stern Energy gestisce oltre 500 capi ovini di cui 200 capi di razza Bergamasca, di razza Biellese e di razza *Suffolk* in allevamento proprio (*allevamento n° 027PR780 dell'anagrafe ovis-caprina nazionale*), mentre gli altri capi sono di proprietà di terzi, ed ospitati in impianti Stern Energy Energy per il pascolo.

L'allevamento di ovini all'interno dei parchi fotovoltaici consente a Stern Energy di utilizzare il suolo agricolo, in misura pari almeno al 99% dell'area di impianto perimetrata dalla recinzione, per il pascolo e per la preparazione dei foraggi destinati all'allevamento, in modo permanente durante tutto l'anno.

L'allevamento ovino rappresenta per Stern Energy un'opportunità di:

- (i) reale utilizzo del suolo in abbinamento alla produzione di energia da fonte solare,
- (ii) mantenimento della biodiversità e di creazione di filiere locali,
- (iii) manutenzione del manto erboso in modo naturale e ad "emissioni zero" annullando l'utilizzo di mezzi meccanici e minimizzando ulteriormente l'impatto ambientale, anche rispetto alle colture agricole.

Circa il mantenimento della biodiversità è noto che sono molte le razze ovine in via di estinzione sul territorio nazionale e che la conservazione di razze autoctone è principalmente affidata ad appassionati ed allevatori non professionisti che non hanno fini di lucro. Infatti, nonostante i diversi strumenti di sostegno economico predisposti dai Piani regionali di Sviluppo Rurale, l'allevamento di razze minori ed antiche non è economicamente vantaggioso e non viene perseguito ai fini imprenditoriali.

La possibilità e la volontà di Stern Energy di abbinare la produzione di energia rinnovabile con l'allevamento ovino, rappresenta una straordinaria opportunità, economicamente sostenibile, per il mantenimento della biodiversità e protezione delle razze in via di estinzione nonché per la creazione di filiere locali e biologiche certificate di carne e latticini.



Il Piano di Sviluppo Rurale della Regione Puglia tutela 3 razze: *Pecora gentile di Puglia*, la *Pecora Altamura*, e la *Pecora Leccese*.

Presso l'impianto "Brindisi Vallone", *Stern Energy* intende creare e valorizzare la razza autoctona e ha previsto di allevare direttamente e tramite accordi di filiera la "Pecora Leccese".

La permanenza dei capi all'interno dell'impianto fotovoltaico lungo tutto il periodo dell'anno, impone la divisione dell'impianto fotovoltaico in settori per mezzo di reti pastorali metalliche o filo elettrificato per consentire la rotazione dei capi all'interno dei diversi settori in modo da garantire al gregge pascolo fresco e prevenire l'insorgere di parassiti.

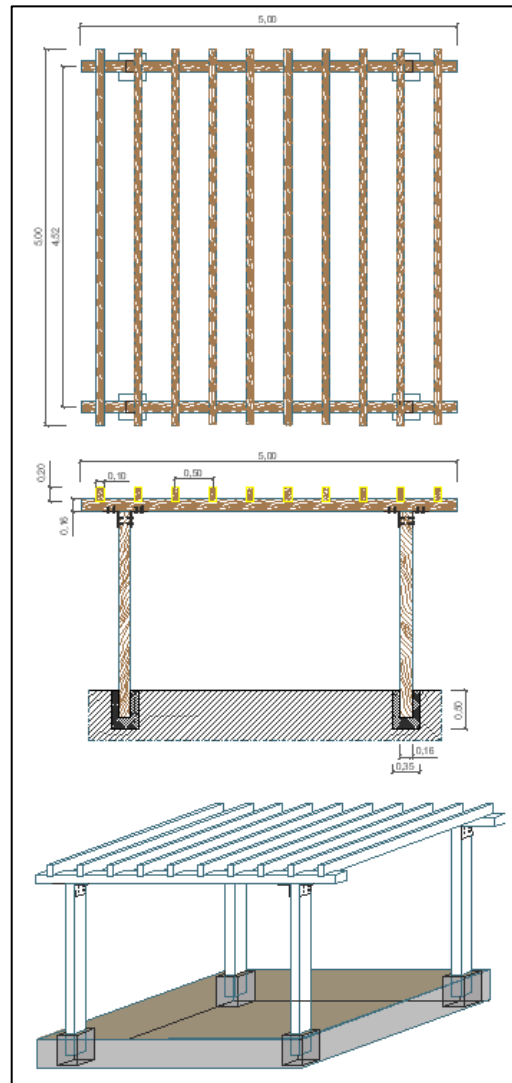
È previsto dunque, l'allevamento di "*Pecora Leccese*" in ragione di n° 6 capi per ettaro, per un totale quindi di circa 250 animali. L'allevamento è concepito allo stato brado/libero dove i capi sono allevati all'aperto e le strutture dei moduli costituiscono un ricovero naturale dalle intemperie e dal sole.





Tuttavia dislocate in quattro punti, ed in particolare una nell'area A a nord, due nell'area B centrale e una nell'area C ad Ovest, sono previste delle tettoie/ricoveri (di dimensioni pari a 40 m² ciascuna) di sosta per eventuali parti, per la tosatura e per i trattamenti sanitari. Questi manufatti, saranno realizzati con struttura in legno con copertura ad una falda costituita da pannelli coibentati tipo *sandwich*. La struttura sarà completamente aperta sui quattro lati.

In aggiunta ai detti ricoveri, sono previsti degli edifici di circa 20 m² ciascuno per lo stoccaggio del foraggio e per le mangiatoie, nonché dei punti acqua costituiti da serbatoi da 1.000 l. Verrà posizionato un punto acqua per ognuna delle 4 aree di Impianto, in prossimità del cancello di accesso alle stesse, in modo tale da rendere più agevole il rifornimento e l'approvvigionamento idrico.



Tipologico di tettoia in legno per ricovero/sosta animali da allevamento

Di seguito alcuni cenni sulla “*Pecora Leccese*” che è anche un presidio *Slow Food* per la biodiversità.

La pecora leccese (o *moscia leccese*) è una razza italiana di taglia medio-grande, con testa leggera, allungata, asciutta. Sono frequenti le corna aperte e a spirale nei maschi, mentre le femmine ne sono sprovviste. Le orecchie sono medie e quasi orizzontali. Ha un ciuffo di lana corto sulla fronte. Il tronco è lungo, con altezza al garrese inferiore a quella della groppa,

fianchi e costati piatti. Ha una coda lunga e sottile. Il vello è generalmente bianco, con varianti a vello nero, a blocchi conici con filamenti penduli. La pelle è rosa negli esemplari a vello bianco, con macchie nere allo Stern Energyo. Si ritiene che questa razza provenga dagli ovini di razza asiatica o siriana del Sanson (*Ovis aries asiatica*). Furono importati in Salento in età medioevale. La zona di origine è il Salento (Puglia), ma limitati gruppi di popolazione sono diffusi fino alla provincia di Matera, nel territorio tarantino e nella Calabria settentrionale. Un tempo era considerata una razza a triplice attitudine (latte, carne e lana. La sua rusticità ne fa un animale straordinariamente adattabile a condizioni estreme di pascolo povero, di siccità e di terreni accidentati poiché l'inconfondibile muso appuntito le consente di brucare anche fra le connessure rocciose delle serre salentine notoriamente avare di erba. Il latte di questa pecora viene trasformato principalmente in pecorino leccese. A causa delle politiche attuate dagli organi preposti alla zootecnia regionale, nei passati due decenni, questa razza è stata incrociata con esemplari di razza bergamasca e comisana. Se ne sono ottenute popolazioni estremamente diversificate, con l'unico risultato di condurre quasi all'estinzione la razza leccese.



Foto Pecora Moscia Leccese – esemplare di maschio Adulto

11. MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE

Il Progetto prevede l'adozione di una serie di misure atte a mitigare l'impatto della costruzione, esercizio e dismissione del medesimo sulle varie componenti ambientali caratterizzanti l'area d'intervento.

Alcune misure di mitigazione saranno adottate prima che prenda avvio la fase di cantiere, altre durante questa fase ed altre ancora durante la fase di esercizio del parco fotovoltaico. Le misure di mitigazione consisteranno in:

- protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui;
- conservazione del suolo vegetale;
- trattamento degli inerti;
- protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico;
- ripristino dell'area interessata, al termine delle attività di costruzione;
- integrazione paesaggistica delle strutture;

➤ **MISURE DI MITIGAZIONE**

- Protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui

Al fine di evitare possibili contaminazioni dovute a dispersioni accidentali che si potrebbero verificare durante la costruzione ed il funzionamento dell'impianto, saranno adottate le seguenti misure preventive e protettive:

- durante la costruzione dell'impianto e durante il suo funzionamento, in caso di spargimento di combustibili o lubrificanti, sarà asportata la porzione di terreno contaminata e trasportata alla discarica autorizzata più vicina; le porzioni di terreno contaminate saranno definite, trattate e monitorate con i criteri prescritti dalla Parte Quarta del D.Lgs 152/06;
- durante il funzionamento dell'impianto si effettuerà un'adeguata gestione degli oli e degli altri residui dei macchinari. Tali residui sono classificati come rifiuti pericolosi e pertanto, una volta terminato il loro utilizzo, saranno consegnati ad un ente autorizzato, affinché vengano trattati adeguatamente.
- Conservazione del suolo vegetale

Nel momento in cui saranno realizzate le operazioni di scavo e riporto, per rendere pianeggianti le aree di cantiere, saranno realizzate anche le nuove strade e gli accessi alle



aree di cantiere. Il terreno asportato verrà stoccato in cumuli che non superino i 2 m di altezza, al fine di evitare la perdita delle proprietà organiche e biotiche. I cumuli verranno protetti con teli impermeabili per evitare la dispersione del suolo in caso di intense precipitazioni.

Tale terreno sarà successivamente utilizzato come ultimo strato di riempimento sulle aree in cui saranno eseguiti i ripristini.

- Trattamento degli inerti

I materiali inerti prodotti, che in nessun caso potrebbero divenire suolo vegetale, saranno riutilizzati per il riempimento di scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio, eccetera. Non saranno create quantità di detriti incontrollate né saranno abbandonati materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere. Gli inerti eventualmente non utilizzati saranno conferiti alla discarica autorizzata per inerti più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

- Protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico

Non risulta che siano presenti beni archeologici nelle aree interessate dalle strutture dell'impianto, tuttavia i lavori di costruzione dell'impianto ed in special modo tutte le operazioni di scavo e sbancamento, saranno supervisionate da Archeologi, il cui compito sarà quello qualora, durante l'esecuzione dei lavori di costruzione del parco si dovessero rinvenire resti archeologici, di informare tempestivamente l'ufficio della sovrintendenza competente per l'analisi archeologica.

- Ripristino dell'area interessata, al termine delle attività di costruzione

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

- Integrazione paesaggistica delle strutture

Al fine di rendere minimo l'impatto visivo delle varie strutture del progetto e favorire la loro integrazione paesaggistica, è prevista la piantumazione di una siepe perimetrale lungo la recinzione dell'impianto.



12. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI

Il Piano di Dismissione e Ripristino dei luoghi è il documento che ha lo scopo di fornire una descrizione di tutte le attività e relativi costi, da svolgersi a “*fine vita impianto*”, per riportare lo stato dei luoghi alla condizione *ante-operam*.

Per la trattazione specifica si rimanda alla relazione “*Piano di dismissione e ripristino*” e relativo computo metrico.