

**PROPONENTE:**

HEPV29 S.R.L.
via Alto Adige, 160/A - 38121 Trento (TN)
hepv29srl@legalmail.it

MANAGEMENT:

EHM.Solar

EHM.SOLAR S.R.L.
Via della Rena, 20 39100 Bolzano - Italy
tel. +39 0461 1732700
fax. +39 0461 1732799
info@ehm.solar

c.fiscale, p.iva e R.I. 03033000211

NOME COMMESSA:

**COSTRUZIONE ED ESERCIZIO
IMPIANTO AGROVOLTAICO AVENTE POTENZA
NOMINALE PARI A 8.120 kW E POTENZA MODULI PARI A
10.150,14 kWp, CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA
RETE ELETTRICA, SITO IN BRINDISI (BR) AL FG.179
PART.N.77-78-79-125-126-127- IMPIANTO 12**

STATO DI AVANZAMENTO COMMESSA:

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE UNICA

CODICE COMMESSA:

HE.19.0091

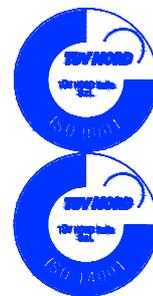
PROGETTAZIONE INGEGNERISTICA:

Heliopolis

Galleria Passarella, 1 20122 Milano - Italy
tel. +39 02 37905900
via Alto Adige, 160/A 38121 Trento - Italy
tel. +39 0461 1732700
fax. +39 0461 1732799

www.heliopolis.eu
info@heliopolis.eu

c.fiscale, p.iva e R.I. Milano 08345510963

**PROGETTISTA:****COLLABORATORE:****STUDI PEDO-AGRONOMICI**

Dott. Agr. Matteo Sorrenti

STUDI FAUNISTICI

Dott. Nat. Maria Grazia Fraccalvieri

CONSULENZA LEGALE

STUDIO LEGALE PATRUNO
Via Argiro, 33 Bari
t.f. +39 080 8693336

**AMBIENTE IDRAULICA STRUTTURE**

Dott. Ing. Orazio Tricarico
Via della Resistenza, 48/B1 - 70125 Bari (BA)
t. +39 080 3219948
info@atechsr.net www.atechsr.net

**STUDI ARCHEOLOGICI**

Dott.ssa Adele Barbieri
via Piave, 21- 73059 Ugento (LE)
t. 0833 554843
info@archeostudio.com www.archeostudio.com

STUDI GEOLOGICI

Dott. Geol. Michele Valerio

RILIEVI TOPOGRAFICI

GEOSECURE Geological & Geophysical Services
Via Tuscolana, 1003 - 00174 Roma (RM) SEDE LEGALE
Via Barcellona, 18 - 86021 Bojano (CB) SEDE OPERATIVA
t. +39 0874783120 info@geosecure.it

OGGETTO:

RELAZIONE TECNICA

SCALA:

-

NOME FILE:

NGIC505_RelazioneTecnica

DATA:

MARZO 2021

TAVOLA:

DGE.RE02

N. REV.	DATA	REVISIONE
0	03.2021	Emissione

ELABORATO

O. Tricarico

VERIFICATO

responsabile commessa
A. Albuzzì

VALIDATO

direttore tecnico
N. Zuech

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

Progetto	<i>Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp, con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)- IMPIANTO 12</i>				
Regione	<i>Puglia</i>				
Comune	<i>Brindisi (BR)</i>				
Proponente	<i>HEPV29 s.r.l Sede Legale via Alto Adige, 160/A 38121 Trento (TN)</i>				
Redazione SIA	<i>ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via della Resistenza 48 70125 Bari (BA)</i>				
Documento	<i>Relazione tecnica</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Marzo 2021</i>				
Redatto	<i>B.B. - M.G.F. – ed altri (vedi sotto)</i>	Verificato	A.A.	Approvato	O.T.
Redatto: Gruppo di lavoro	<i>Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Geol. Anna Castro Arch. Valentina De Paolis Dott. Naturalista Maria Grazia Fracalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico</i>				
Verificato:	<i>Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)</i>				
Approvato:	<i>Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)</i>				

Questo rapporto è stato preparato da Atech Srl secondo le modalità concordate con il Cliente, ed esercitando il proprio giudizio professionale sulla base delle conoscenze disponibili, utilizzando personale di adeguata competenza, prestando la massima cura e l'attenzione possibili in funzione delle risorse umane e finanziarie allocate al progetto.

Il quadro di riferimento per la redazione del presente documento è definito al momento e alle condizioni in cui il servizio è fornito e pertanto non potrà essere valutato secondo standard applicabili in momenti successivi. Le stime dei costi, le raccomandazioni e le opinioni presentate in questo rapporto sono fornite sulla base della nostra esperienza e del nostro giudizio professionale e non costituiscono garanzie e/o certificazioni. Atech Srl non fornisce altre garanzie, esplicite o implicite, rispetto ai propri servizi.

Questo rapporto è destinato ad uso esclusivo di HEPV29 S.r.l., Atech Srl non si assume responsabilità alcuna nei confronti di terzi a cui venga consegnato, in tutto o in parte, questo rapporto, ad esclusione dei casi in cui la diffusione a terzi sia stata preliminarmente concordata formalmente con Atech Srl.

I terzi sopra citati che utilizzino per qualsivoglia scopo i contenuti di questo rapporto lo fanno a loro esclusivo rischio e pericolo.

Atech Srl non si assume alcuna responsabilità nei confronti del Cliente e nei confronti di terzi in relazione a qualsiasi elemento non incluso nello scopo del lavoro preventivamente concordato con il Cliente stesso.



1. PREMESSA	4
2. IL SITO	6
2.1. DESCRIZIONE DEL SITO	6
2.2. DESCRIZIONE DELL'ACCESSO AL SITO	9
2.3. AREE NON IDONEE	9
<i>2.3.1. PIANO DI INDIVIDUAZIONE AREE NON IDONEE FER – COMUNE DI BRINDISI</i>	<i>11</i>
3. FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	13
3.1. L'ENERGIA SOLARE IN ITALIA	15
3.2. L'ENERGIA SOLARE IN PUGLIA	17
3.3. STIMA DI PRODUZIONE CON PVSYST	21
3.4. CARBON FOOTPRINT E COSTO ENERGETICO DEL FOTOVOLTAICO	30
3.5. VANTAGGI AMBIENTALI	31
3.6. VANTAGGI SOCIO-ECONOMICI	32
4. IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	33
4.1. SCHEDA IDENTIFICATIVA DELL'IMPIANTO	33
4.2. DESCRIZIONE GENERALE	33
4.1. COMPONENTI PRINCIPALI	34
<i>4.1.1.1. Generatore fotovoltaico</i>	<i>36</i>
<i>4.1.1.1. Strutture di sostegno</i>	<i>38</i>
<i>4.1.1.2. Architettura del Generatore fotovoltaico</i>	<i>40</i>
<i>4.1.1.3. Moduli fotovoltaici</i>	<i>45</i>
<i>4.1.1.4. Inverter</i>	<i>48</i>
<i>4.1.1.1. Cavi in BT</i>	<i>49</i>
<i>4.1.1.2. Cabine di Campo</i>	<i>51</i>
<i>4.1.1.1. Cabine di Parallelo</i>	<i>52</i>
4.2. VIABILITÀ INTERNA	53
4.3. RECINZIONE PERIMETRALE E MITIGAZIONE VISIVA	53
4.4. ILLUMINAZIONE PERIMETRALE	55
4.5. SISTEMI AUSILIARI	55



4.6. MANUTENZIONE	55
4.7. LAVAGGIO DEI MODULI FOTOVOLTAICI	56
4.8. CONTROLLO DELLE PIANTE INFESTANTI	56
5. FASE DI CANTIERE.....	57
6. FASE DI ESERCIZIO.....	57
7. FASE DI DISMISSIONE IMPIANTO E FINE VITA.....	58
7.1. RIMOZIONE DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI	60
7.2. RIMOZIONE DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO	61
7.3. IMPIANTO E APPARECCHIATURE ELETTRICHE	61
7.4. LOCALI PREFABBRICATI, CABINE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI IMPIANTO	62
7.5. RECINZIONE AREA	62
7.6. VIABILITÀ INTERNA	62
7.7. DETTAGLI RIGUARDANTI LO SMALTIMENTO DEI COMPONENTI	63
8. ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE	64
8.1. IMPATTO OCCUPAZIONALE	64
8.2. SENSIBILIZZAZIONE DELLA POPOLAZIONE	65
9. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, INTESI, CONCESSIONI, LICENZE, PARERI, NULLA OSTA E ASSENSI.....	66
10. CERTIFICAZIONE DI IMPRESA	71



1. PREMESSA

Il presente documento costituisce il **Relazione Tecnica**, avente in oggetto la **realizzazione di un impianto di generazione energetica alimentato da Fonti Rinnovabili e nello specifico da fonte solare**.

La società proponente è la **HEPV29 s.r.l.**, con sede legale in via Alto Adige, 160/A - 38121 Trento (TN), C.F./P.I. 02557810229.

Il progetto prevede la realizzazione di un **impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, da ubicarsi nel territorio comunale di Brindisi (BR)**.

In realtà il presente intervento consiste in un **progetto integrato** di un **impianto agro-ovi-fotovoltaico** in quanto rientra in un intervento più vasto, esteso su un'area di circa 16,5 ettari (tutti ricadenti in agro di Brindisi), occupati sia dall'impianto fotovoltaico che da un progetto di **agricoltura biologica**, con **aree dedicate all'apicoltura** e a **diversi tipi di colture**, tra cui le **colture cerealicole dedicate all'alimentazione animale** ed **aree dedicate al pascolo**, come descritto in seguito.

Si precisa sin da subito che il progetto è da intendersi integrato e unico, quindi la società proponente si impegna a realizzarlo per intero nelle parti su descritte.

La società proponente si occuperà direttamente della gestione della parte relativa all'impianto fotovoltaico e concederà in gestione a società agricole la gestione della parte agricola e di pascolo.

Allo scopo di fornire evidenza **della effettiva realizzazione del progetto nella sua interezza**, la società **HEPV29 s.r.l.** si impegna, in caso di esito favorevole della procedura autorizzativa, a rispettare i contenuti del Piano di Monitoraggio Ambientale (allegato alla presente), nell'ambito del quale si darà evidenza alle autorità competenti dell'effettivo andamento del progetto, con la consegna di report (descrittivi e fotografici) con i risultati di:

- ☺ producibilità di energia da fonte fotovoltaica;
- ☺ stato e consistenza delle colture agricole;
- ☺ stato e consistenza dell'allevamento di ovini;
- ☺ prodotti conseguiti dalla pratica agricola e allevamento;



- ☺ messa in atto delle misure di mitigazione previste in progetto;
- ☺ evoluzione del territorio rispetto alla situazione *ante operam*.

L'impianto fotovoltaico si inserisce nel quadro istituzionale di cui al *D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"* le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

La società proponente, e con essa chi scrive, è convinta della validità della proposta formulata e della sua compatibilità ambientale del progetto integrato, e pertanto vede nella redazione del presente documento e degli approfondimenti ad esso allegati un'occasione per approfondire le tematiche specifiche delle opere che si andranno a realizzare.



2. IL SITO

2.1. Descrizione del sito

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto si sviluppa nel territorio del **Comune di Brindisi (BR)** ed è raggiungibile attraverso la strada provinciale SP80 e SP82 che si incrociano in adiacenza all'area di intervento.



Figura 2-1: Inquadramento territoriale

La superficie lorda dell'area di intervento è di circa **16,5 ha destinata complessivamente ad un progetto agro-energetico.**

Il terreno agricolo, a meno della viabilità di accesso, sarà interessato da colture dedicate e pascolo vagante controllato. Nello specifico sulle aree tra le strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici sarà piantumato un *prato permanente polifita di leguminose* adatto alle caratteristiche pedoclimatiche della superficie di progetto.

L'intero progetto ricade nel Catasto Terreni ai seguenti fogli e particelle:

FOGLIO	PARTICELLA
179	77
179	78
179	79
179	125
179	126
179	127

L'area in oggetto si trova ad un'altitudine media di m 60 s.l.m. e le coordinate geografiche sono le seguenti:

40°31'13.29"N
17°52'53.58"E



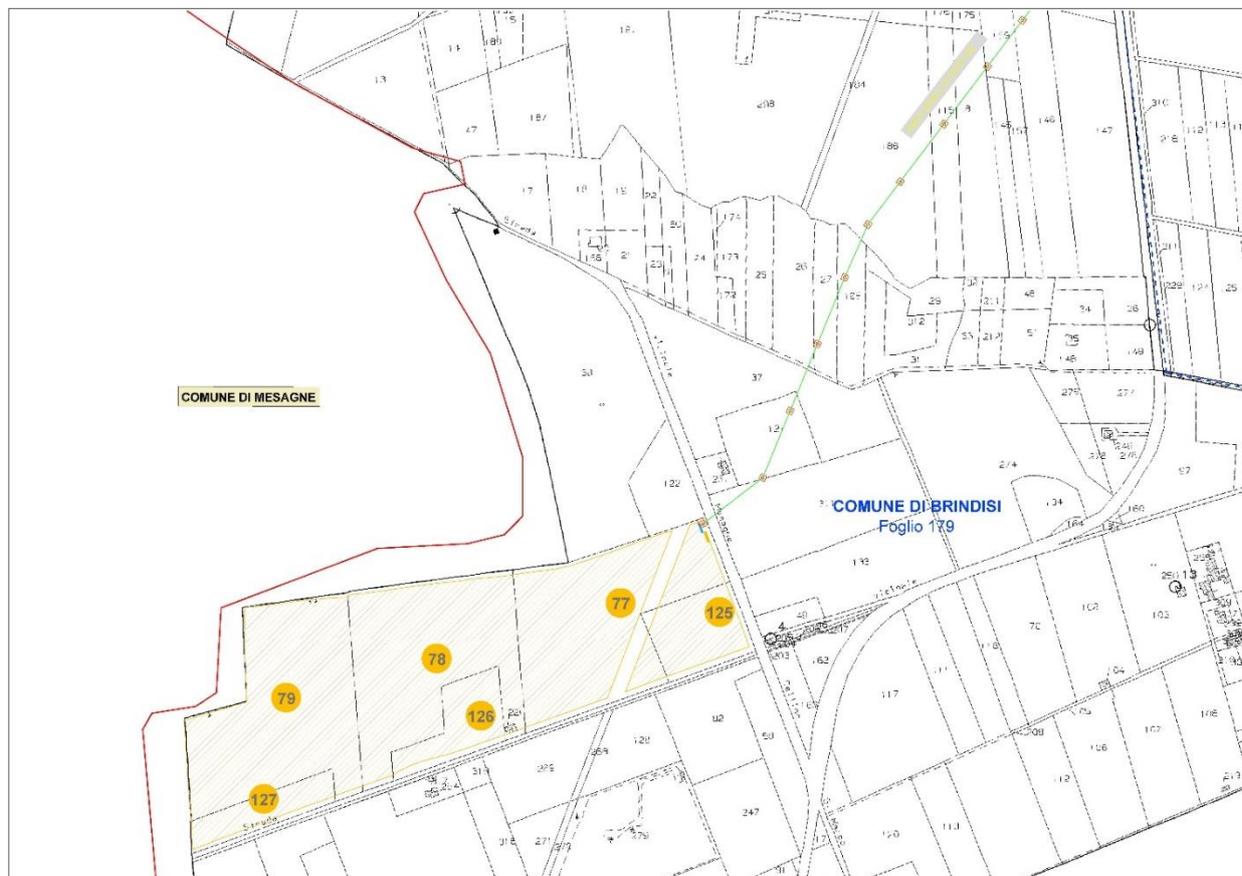


Figura 2-2: inquadramento su base catastale

Il preventivo di connessione prevede che l'impianto verrà allacciato alla Rete di Distribuzione di E-DISTRIBUZIONE alla tensione di 20kV trifase a frequenza industriale di 50Hz su nuova connessione in derivazione ad antenna **CP di Campofreddo esistente** ubicata alle seguenti coordinate:

40°32'56.67"N
17°54'5.87"E

Nel quadro di riferimento progettuale, verranno meglio inquadrare dal punto di vista territoriale anche le opere annesse all'impianto da realizzare.



2.2. Descrizione dell'accesso al sito

I tratti di viabilità considerati nel presente paragrafo sono quelli necessari al raggiungimento del sito in cui verrà realizzato l'impianto fotovoltaico il sito in questione si trova sul territorio del Comune di Brindisi.

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

Il sito di progetto è raggiungibile percorrendo strade nazionali, regionali, provinciali e comunali ed ha accesso diretto percorrendo la Strada Provinciale 80 e 81.

2.3. Aree non Idonee

Come già accennato in precedenza, il Proponente preliminarmente alla progettazione dell'impianto fotovoltaico, si è preoccupato di verificare la compatibilità della scelta localizzativa con le Aree non Idonee, così come individuate dal **Regolamento Regionale 24/2010**, Regolamento attuativo del *Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010*, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

La sovrapposizione del layout di impianto con la cartografia disponibile delle suddette aree, ha rivelato la piena coerenza dell'impianto con le perimetrazioni a vincolo esistenti.

Attraverso le suddette Linee guida, sono stati analizzati tutti gli strumenti di programmazione e valutata la coerenza del progetto rispetto ai vincoli presenti sul territorio di interesse, secondo lo stesso ordine individuato nel Regolamento 24/2010 e di seguito riportato:

Aree non idonee all'installazione di FER ai sensi delle Linee Guida, art. 17 e allegato 3, lettera F	Status dell'area in esame
Aree naturali protette nazionali	<i>Non presente</i>
Aree naturali protette regionali	<i>Non presente</i>
Zone umide Ramsar	<i>Non presente</i>
Siti di importanza Comunitaria	<i>Non presente</i>
ZPS	<i>Non presente</i>
IBA	<i>Non presente</i>
Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità	<i>Non presente</i>
Siti Unesco	<i>Non presente</i>
Beni Culturali	<i>Non presente</i>
Immobili e aree dichiarate di notevole interesse pubblico	<i>Non presente</i>
Aree tutelate per legge	<i>Non presente</i>
Aree a pericolosità idraulica e geomorfologica	<i>Non presente</i>
Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio	<i>Non presente</i>
Area Edificabile urbana	<i>Non presente</i>



Segnalazione carta dei beni con buffer	<i>Non presente</i>
Coni visuali	<i>Non presente</i>
Grotte	<i>Non presente</i>
Lame e gravine	<i>Non presente</i>
Versanti	<i>Non presente</i>
Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentati di qualità	<i>Non presente</i>

Come si evince dalla tabella riassuntiva sopra riportata, l'intervento non interferisce con aree ritenute non idonee ad ospitare lo stesso.

Del resto le stesse Linee Guida, all'art. 17.1 e successivamente nell' Allegato 3, sottolineano come l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti, venga effettuata da Regioni e Province autonome al fine di **accelerare l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili**.

La stessa "Strategia Energetica Nazionale" del Ministero dello Sviluppo Economico, tra gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni nel settore energetico al fine di favorire uno sviluppo economico sostenibile del Paese, suggerisce di "attivare forme di coordinamento tra Stato e Regioni in materia di funzioni legislative e tra Stato, Regioni ed Enti Locali per quelle amministrative, con l'obiettivo di offrire una significativa semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative".

L'inidoneità delle singole aree o tipologie di aree è definita tenendo conto degli specifici valori dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale. Inoltre l'Allegato 3 specifica che l'individuazione di tali aree deve essere basata esclusivamente su criteri tecnici oggettivi legati alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito.

Pertanto, si comprende come l'intervento, seppur inserito in un'area caratterizzata dalla presenza di zone sensibili e/o vulnerabili, non vada ad intersecare realmente nessuna di esse.



dimensioni di impianti, i quali determinerebbero, pertanto, una elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni, in sede di autorizzazione unica.

I risultati di questa analisi sono poi riassunti in una tavola finale che individua le aree non idonee FER, aree idonee a condizione di attivazione di procedure paesaggistiche, aree semplicemente idonee.

È stata quindi effettuata una più minuziosa ricognizione delle aree non idonee individuate dal piano mediante consultazione di elaborati cartografici e schede ad esso allegati.

Come si evince dall'immagine di seguito riportata, l'area di impianto si sovrappone ad una zona verde corrispondente alle aree idonee a condizione che venga attivata la procedura di autorizzazione paesaggistica. I margini a Nord-Ovest dell'impianto sono invece compresi in una fascia definita NON idonea all'installazione di impianti FER.

L'area, così come perimetrata nell'elaborato grafico consultabile sul portale BRINDISI WEB GIS, presenta delle difformità rispetto agli elaborati grafici relativi alle aree non idonee FER presenti sul portale SIT Puglia. Difatti, dalla sovrapposizione del layout di impianto con la cartografia disponibile nel suddetto portale, si riscontra la piena coerenza con le perimetrazioni a vincolo esistenti. L'impianto occupa un'area ritenuta **idonea all'installazione di impianti fotovoltaici**, così come individuata dal *Regolamento Regionale 24/2010*, Regolamento attuativo del *Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010*, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili". Infine, si evidenzia che **"l'individuazione delle tipologie di impianti idonei, per ciascuna area e sito, per la produzione di fonti energetiche rinnovabili è di esclusiva competenza Regionale"**.

Non vi è quindi incompatibilità con la eventuale realizzazione della tipologia di FER in esame.



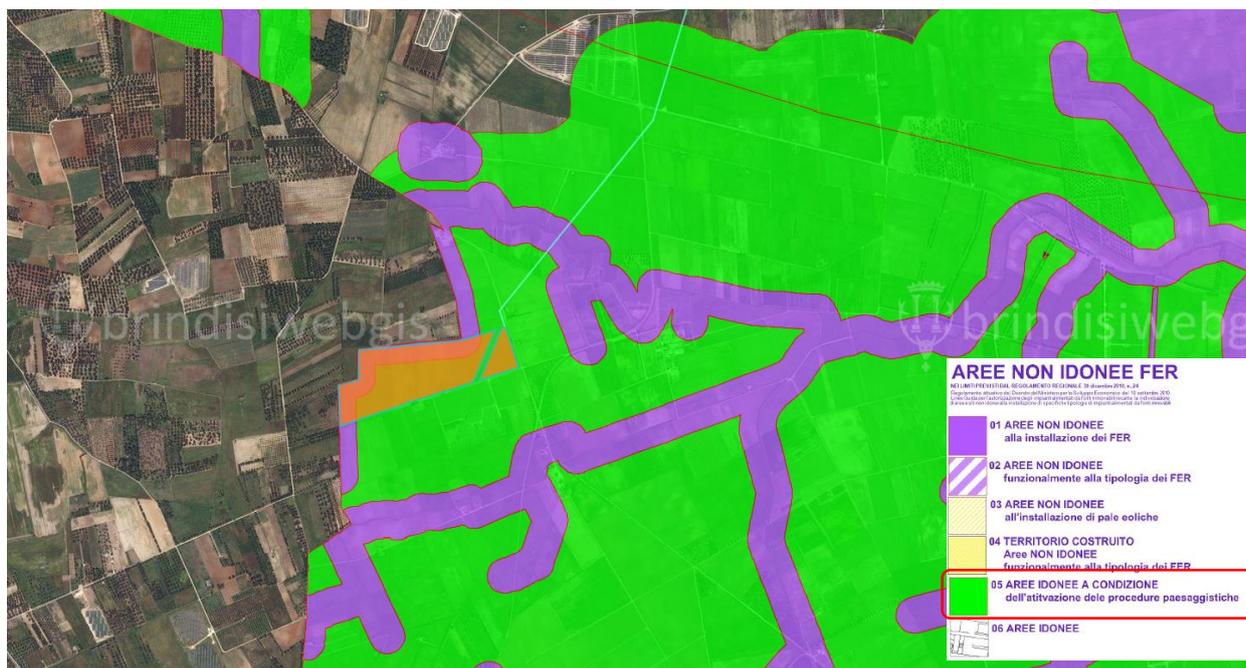


Figura 2-4: Piano di individuazione aree non idonee, Brindisi

3. FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

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

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

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

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

La direttiva originale sulle energie rinnovabili (2009/28/CE) stabilisce una politica generale per la produzione e la promozione di energia da fonti rinnovabili nell'UE. Richiede che l'UE soddisfi almeno il 20% del suo fabbisogno energetico totale con le rinnovabili entro il 2020, da realizzarsi attraverso

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

il raggiungimento di singoli obiettivi nazionali. Tutti i paesi dell'UE devono inoltre garantire che almeno il 10% dei loro carburanti per il trasporto provenga da fonti rinnovabili entro il 2020.

Nel dicembre 2018 è entrata in vigore la direttiva riveduta sulle energie rinnovabili 2018/2001/UE, come parte del pacchetto Energia pulita per tutti gli europei, volto a mantenere l'UE un leader globale nelle energie rinnovabili e, più in generale, aiutare l'UE a soddisfare i suoi impegni di riduzione delle emissioni previsti dall'accordo di Parigi.

La nuova direttiva stabilisce un nuovo obiettivo vincolante per l'energia rinnovabile per l'UE per il 2030 di almeno il 32%, con una clausola per una possibile revisione al rialzo entro il 2023.

In base al nuovo regolamento sulla *governance*, che fa anche parte del pacchetto Energia pulita per tutti gli europei, i paesi dell'UE sono tenuti a redigere piani nazionali per l'energia e il clima (NECP) decennali per il 2021-2030, delineando il modo in cui faranno fronte ai nuovi obiettivi del 2030 per le energie rinnovabili e per l'efficienza energetica. Gli Stati membri dovevano presentare un progetto di NECP entro il 31 dicembre 2018 e dovrebbero essere pronti a presentare i piani definitivi alla Commissione europea entro il 31 dicembre 2019.

La maggior parte degli altri nuovi elementi della nuova direttiva devono essere recepiti negli Stati membri dalla legislazione nazionale entro il 30 giugno 2021.



Finalmente, dunque, l'Unione energetica europea dispone di un quadro normativo aggiornato in grado di dare certezza degli investitori e con cui è stato introdotto un meccanismo di cooperazione tra gli Stati membri, basato sulla solidarietà, per rispondere alle potenziali crisi energetiche. Gli Stati membri hanno investito in nuove infrastrutture intelligenti (anche transfrontaliere) e ad oggi 26



paesi UE – che rappresentano oltre il 90% del consumo di elettricità europeo e più di 400 milioni di persone – hanno accoppiato i loro mercati giornalieri dell'elettricità. Oltre al nuovo quadro legislativo, la Commissione Europea ha introdotto una serie di misure di sostegno per garantire che tutte le regioni e i cittadini possano beneficiare in egual misura della transizione energetica, ovvero il passaggio dall'utilizzo di fonti energetiche non rinnovabili a fonti rinnovabili.

Gli obiettivi riportati sono obiettivi *minimi* e non dei target massimi da raggiungere, perché l'obiettivo principe è il 100% rinnovabile.

Obiettivi che stante il trend degli ultimi anni, ricavabile anche da pubblicazioni specialistiche del GSE, dimostrano come in realtà siamo lontani dal raggiungimento anche dei valori minimi imposti. La sola installazione a tetto non permetterebbe di raggiungere questi obiettivi, pertanto una importante % di impianti è inevitabile che debba essere prevista a terra. Il progetto fotovoltaico è stato infatti localizzato su aree prive di vincoli ed idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra di grossa taglia.

3.1. L'energia solare in Italia

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

Fra le misure più importanti, necessarie per avviare questo percorso, un ruolo rilevante lo ricopre il nuovo Decreto Ministeriale che regolerà lo sviluppo delle fonti rinnovabili (compresa quella solare) in Italia nel periodo 2018-2020 tramite meccanismi di registri e aste al ribasso (cd. DM FER 1).

L'installazione di nuovi impianti fotovoltaici dovrà riguardare non solo impianti utility scale, ma anche impianti di piccola/media dimensione presumibilmente in autoconsumo. Per tali installazioni sarà



necessario monitorare lo sviluppo dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e adottare una chiara regolamentazione anche per i Sistemi di Distribuzione Chiusa (SDC). In un'ottica cost reflective l'implementazione del fotovoltaico in combinazione con lo storage permetterà anche il miglioramento dell'efficienza del sistema.

Sarà inoltre necessario implementare strumenti per valorizzare i siti attualmente in uso e promuovere gli interventi di repowering/revamping, semplificando ad esempio i relativi iter amministrativi, proseguendo nella corretta linea individuata dal GSE con l'approvazione delle procedure per gli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico degli impianti fotovoltaici in esercizio.

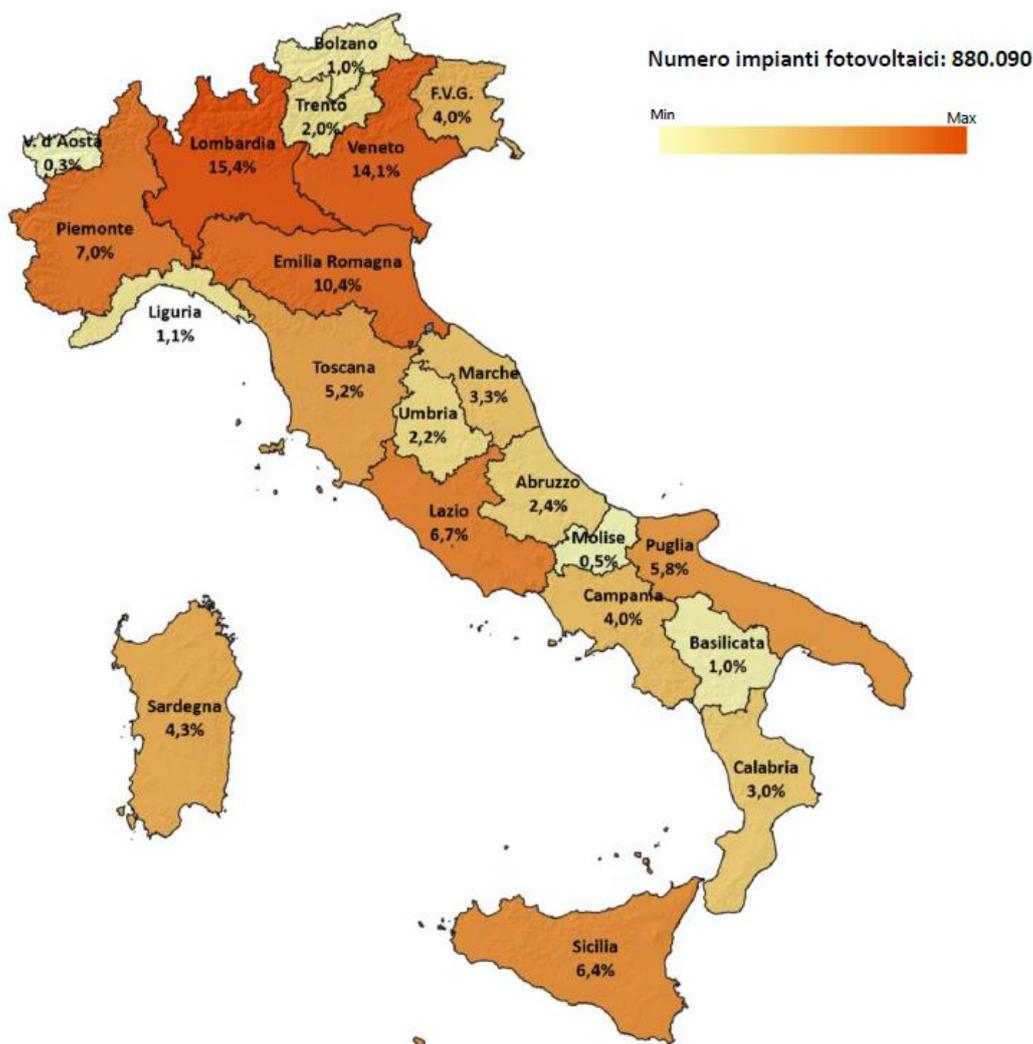
Infine, molto importante sarà anche il contesto di mercato. Si dovrà completare un nuovo disegno, che garantisca una maggiore integrazione delle FER nel sistema elettrico, attraverso misure come la riduzione del timing tra programmazione e immissione in rete, l'estensione delle possibilità di aggregazione tra impianti e tra settori, la partecipazione delle fonti rinnovabili ai mercati dei servizi di dispacciamento e, ultimo ma non per importanza, la promozione dei contratti a lungo termine (PPA) che potranno garantire benefici sia all'offerta sia alla domanda in termini di stabilizzazione dei flussi e riduzione del rischio di investimento.



3.2. L'energia solare in Puglia

Al 31 dicembre 2019 gli impianti fotovoltaici installati in Italia risultavano 880.090.

Distribuzione regionale del numero degli impianti a fine 2019



Fonte: GSE Distribuzione Regionale della potenza a fine 2019

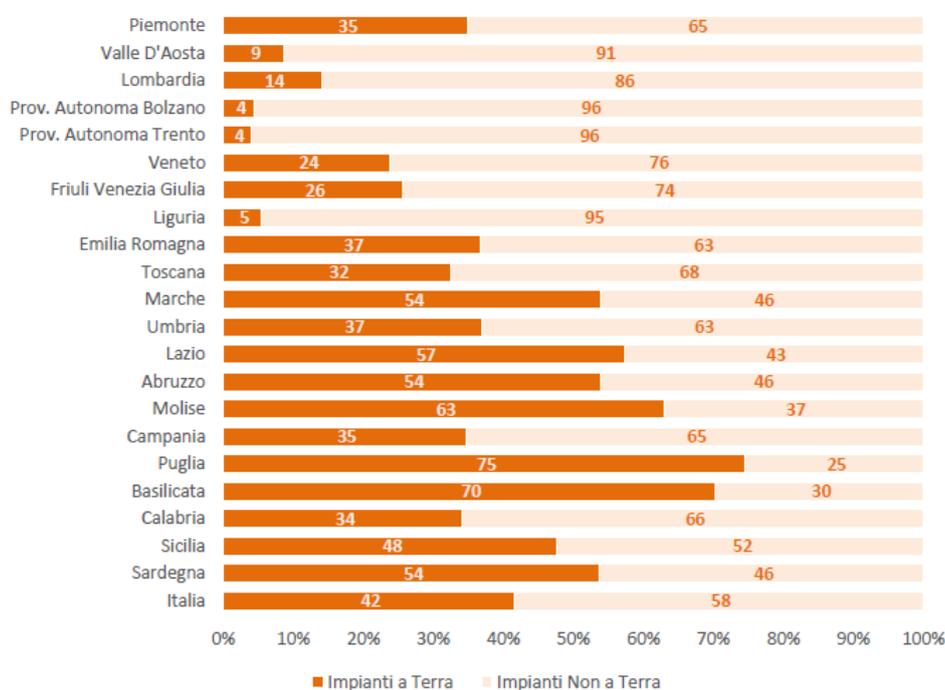
Le installazioni realizzate nel corso del 2019 non hanno provocato variazioni significative nella distribuzione regionale degli impianti, che rimane pressoché invariata rispetto all'anno precedente. A fine anno nelle regioni del Nord sono stati installati il 55% degli impianti complessivamente in esercizio in Italia, al Centro il 17% e al Sud il restante 28%. Le regioni con il maggior numero di impianti sono Lombardia, Veneto, Emilia Romagna, Piemonte e Lazio.



Tra le regioni italiane si rileva una notevole eterogeneità in termini di numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici.

I 58.190 impianti fotovoltaici installati in Italia nel corso del 2019 (circa 10.000 in più rispetto all'analogo dato rilevato nel 2018) sono così distribuiti tra le ripartizioni territoriali: Nord 58,8%, Centro 17,1%, Sud 24,1%. Le concentrazioni maggiori si rilevano in Lombardia, Veneto, Emilia Romagna e Lazio.

Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per collocazione nelle regioni a fine 2019



I fattori che determinano l'incidenza delle installazioni di impianti fotovoltaici a terra sono molteplici; tra questi la posizione geografica, le caratteristiche morfologiche del territorio, le condizioni climatiche, la disponibilità di aree idonee. Ne segue che la distribuzione della potenza installata dei pannelli fotovoltaici per collocazione, tra le diverse regioni, risulta molto eterogenea.

Relativamente a tale tematica la Regione Puglia si è dotata di uno strumento programmatico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07, che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni.



Il PEAR concorre pertanto a costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia.

Con Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012, n. 602 sono state individuate le modalità operate per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale affidando le attività ad una struttura tecnica costituita dai servizi Ecologia, Assetto del Territorio, Energia, Reti ed Infrastrutture materiali per lo sviluppo e Agricoltura.

Con medesima DGR la Giunta Regionale, in qualità di autorità procedente, ha demandato all'Assessorato alla Qualità dell'Ambiente, Servizio Ecologia – Autorità Ambientale, il coordinamento dei lavori per la redazione del documento di aggiornamento del PEAR e del Rapporto Ambientale finalizzato alla Valutazione Ambientale Strategica.

La revisione del PEAR è stata disposta anche dalla Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012 che ha disciplinato agli artt. 2 e 3 le modalità per l'adeguamento e l'aggiornamento del Piano e ne ha previsto l'adozione da parte della Giunta Regionale e la successiva approvazione da parte del Consiglio Regionale.

La DGR n. 1181 del 27.05.2015 ha, in ultimo, disposto l'adozione del documento di aggiornamento del Piano nonché avviato le consultazioni della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

La programmazione regionale in campo energetico costituisce un elemento strategico per il corretto sviluppo del territorio regionale e richiede un'attenta analisi per la valutazione degli impatti di carattere generale determinabili a seconda dei vari scenari programmatici. La presenza di un importante polo energetico basato sui combustibili tradizionali del carbone e del gasolio, lo sviluppo di iniziative finalizzate alla realizzazione di impianti turbogas, le potenzialità di sviluppo delle fonti energetiche alternative (biomasse) e rinnovabili (eolico e solare termico e fotovoltaico), le opportunità offerte dalla cogenerazione a servizio dei distretti industriali e lo sviluppo della ricerca in materia di nuove fonti energetiche (idrogeno), fanno sì che l'attenta analisi ambientale dei diversi scenari che si possono configurare attorno al tema energetico in Puglia, non risulta ulteriormente rinviabile.

Per far fronte alla richiesta sempre crescente di energia nel rispetto dell'ambiente e nell'ottica di uno sviluppo energetico che sia coscientemente sostenibile non si può evitare di far ricorso all'energia solare. Il primo aspetto da considerare è quello della disponibilità di energia. È noto che l'entità dell'energia solare che ogni giorno arriva sulla Terra è enorme ma, quello che interessa è l'energia o la potenza specifica cioè per unità di superficie captante. Ovviamente la situazione cambia



notevolmente quando la radiazione solare arriva al livello del suolo a causa dell'assorbimento atmosferico, in funzione del tipo di atmosfera attraversata e del cammino percorso a seconda della posizione del sole ma resta il fatto che senza un sistema di captazione di tale energia (quali i pannelli fotovoltaici), essa andrebbe persa.

Ricapitolando, quindi, più in generale i motivi ed i criteri che hanno dettato le scelte in fase di progetto, sia relativamente alla localizzazione dell'impianto che in merito alla scelta della tecnologia costruttiva dei moduli e delle strutture, sono i seguenti:

- ☺ rispetto delle normative di buona tecnica vigenti (Best Available Practice);
- ☺ rispetto delle normative di settore e delle normative di pianificazione territoriale paesistica;
- ☺ conseguimento della massima economia di gestione e manutenzione degli impianti progettati;
- ☺ ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali e componenti di elevata qualità, efficienza e durata, facilmente reperibili sul mercato;
- ☺ riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

3.3. Stima di produzione con PVSYST

Project summary					
Geographical Site Brindisi Sv. 12 PVGYS SARAH 2005-2016 Italy		Situation Latitude 40.52 °N Longitude 17.88 °E Altitude 68 m Time zone UTC+1		Project settings Albedo 0.20	
Meteo data Brindisi Sv. 11 PVGYS SARAH 2005-2016 PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB - Synthetic					
System summary					
Grid-Connected System Simulation for year no 1		Tracking system		User's needs Unlimited load (grid)	
PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °		Near Shadings Linear shadings			
System information					
PV Array					
Nb. of modules	22308 units	Inverters		3 units	
Pnom total	10.15 MWp	Nb. of units		8120 kWac	
		Pnom total		1.250	
		Pnom ratio			
Results summary					
Produced Energy	19149 MWh/year	Specific production	1887 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.88 %
Table of contents					
Project and results summary					2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses					3
Near shading definition - Iso-shadings diagram					7
Main results					8
Loss diagram					9
Special graphs					10



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

Project summary			
Geographical Site Brindisi Sv. 12 PVGYS SARAH 2005-2016 Italy	Situation Latitude 40.52 °N Longitude 17.88 °E Altitude 68 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20	
Meteo data Brindisi Sv. 11 PVGYS SARAH 2005-2016 PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB - Synthetic			

System summary			
Grid-Connected System Simulation for year no 1	Tracking system	User's needs Unlimited load (grid)	
PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Near Shadings Linear shadings		
System information PV Array Nb. of modules 22308 units Pnom total 10.15 MWp	Inverters Nb. of units 3 units Pnom total 8120 kWac Pnom ratio 1.250		

Results summary			
Produced Energy 19149 MWh/year	Specific production 1887 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 84.88 %	

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



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

General parameters		
Grid-Connected System	Tracking system	
PV Field Orientation	Backtracking strategy	Models used
Orientation	Nb. of trackers	Transposition
Tracking plane, horizontal N-S axis	597 units	Perez
Axis azimuth	Sizes	Diffuse
0 °	Tracker Spacing	Perez, Meteorom
	5.50 m	Circumsolar
	Collector width	separate
	2.11 m	
	Ground Cov. Ratio (GCR)	
	38.4 %	
	Phi min / max	
	-/+ 60.0 °	
	Backtracking limit angle	
	Phi limits	
	+/- 67.3 °	
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	Linear shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module	JA Solar	Inverter	SMA
Manufacturer	JA Solar	Manufacturer	SMA
Model	JAM72S20-455/MR_1stMarch2021	Model	Sunny Central 2660 UP (Preliminary)
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	455 Wp	Unit Nom. Power	2660 kWac
Number of PV modules	14560 units	Number of Inverters	2 units
Nominal (STC)	6625 kWp	Total power	5320 kWac
Array #1 - SC 1 Str. 281			
Number of PV modules	7306 units	Number of Inverters	1 Unit
Nominal (STC)	3324 kWp	Total power	2660 kWac
Modules	281 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	880-1325 V
Pmpp	3046 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
U mpp	990 V		
I mpp	3076 A		
Array #2 - SC 2 Str. 279			
Number of PV modules	7254 units	Number of Inverters	1 Unit
Nominal (STC)	3301 kWp	Total power	2660 kWac
Modules	279 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	880-1325 V
Pmpp	3025 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
U mpp	990 V		
I mpp	3054 A		



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

PV Array Characteristics			
Array #3 - SC 3 Str. 298			
PV module			
Manufacturer	JA Solar	Inverter	SMA
Model	JAM72S20-455/MR_1stMarch2021	Manufacturer	SMA
		Model	Sunny Central 2800 UP (Preliminary)
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	455 Wp	Unit Nom. Power	2800 kWac
Number of PV modules	7748 units	Number of Inverters	1 Unit
Nominal (STC)	3525 kWp	Total power	2800 kWac
Modules	298 Strings x 26 in series	Operating voltage	921-1325 V
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3231 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.26
U mpp	990 V		
I mpp	3262 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	10150 kWp	Total power	8120 kWac
Total	22308 modules	Nb. of inverters	3 units
Module area	49564 m ²	Pnom ratio	1.25
Cell area	44523 m ²		



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

Array losses									
Array Soiling Losses			Thermal Loss factor			LID - Light Induced Degradation			
Loss Fraction	1.0 %		Module temperature according to Irradiance			Loss Fraction	1.0 %		
			Uc (const)	29.0 W/m²K					
			Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Module Quality Loss			Module mismatch losses			Strings Mismatch loss			
Loss Fraction	-0.3 %		Loss Fraction	0.7 % at MPP		Loss Fraction	0.1 %		
Module average degradation									
Year no	1								
Loss factor	0.5 %/year								
Mismatch due to degradation									
Imp RMS dispersion	0.4 %/year								
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year								
IAM loss factor									
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.985	0.943	0.840	0.000

DC wiring losses			
Global wiring resistance	1.6 mΩ		
Loss Fraction	1.4 % at STC		
Array #1 - SC 1 Str. 281			
Global array res.	5.0 mΩ		
Loss Fraction	1.4 % at STC		
Array #2 - SC 2 Str. 279			
Global array res.	5.0 mΩ		
Loss Fraction	1.4 % at STC		
Array #3 - SC 3 Str. 298			
Global array res.	4.7 mΩ		
Loss Fraction	1.4 % at STC		

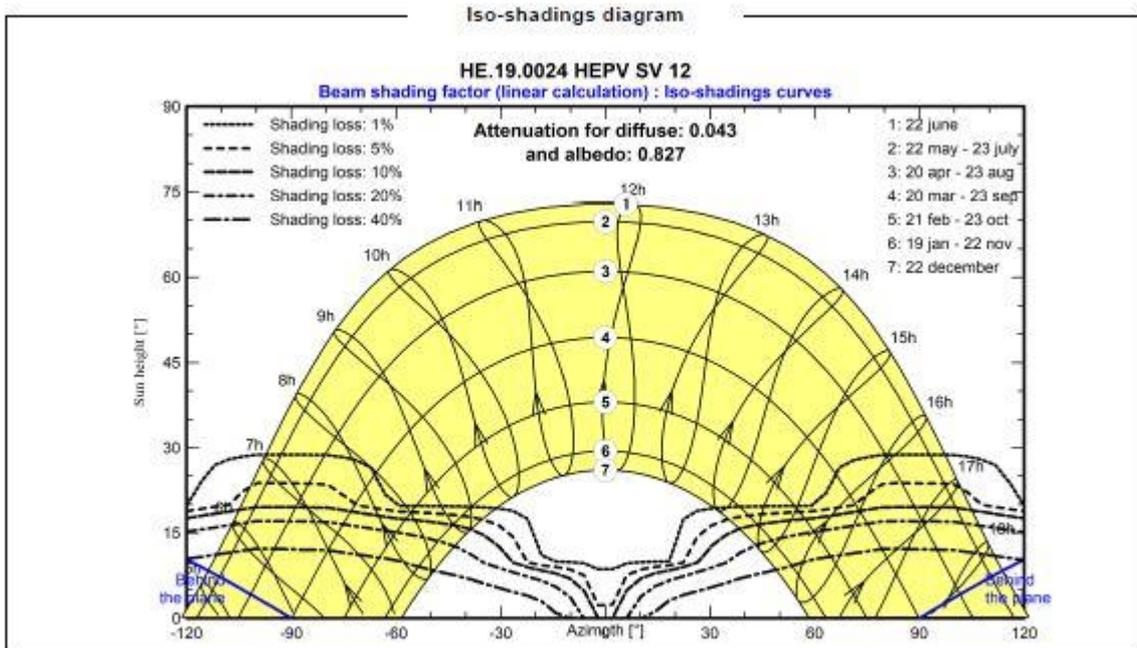
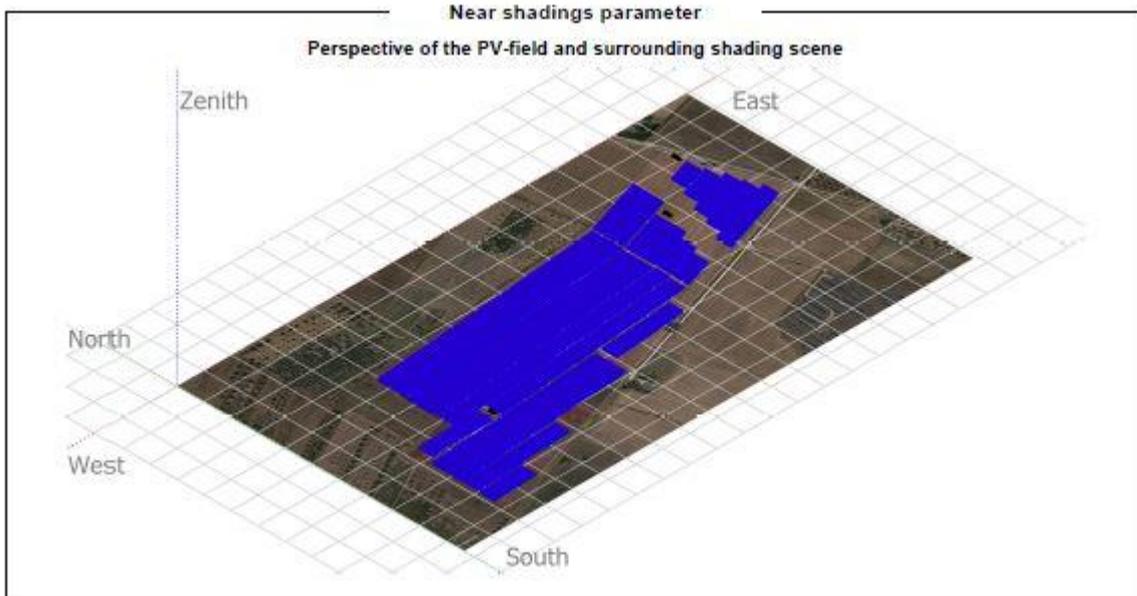
System losses	
Auxiliaries loss	
Proportional to Power	4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses	
Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	600 Vac tri
Loss Fraction	0.4 % at STC
Inverters: Sunny Central 2660 UP (Preliminary), Sunny Central 2800 UP (Preliminary)	
Wire section (3 Inv.)	Alu 3 x 3 x 2500 mm²
Average wires length	36 m

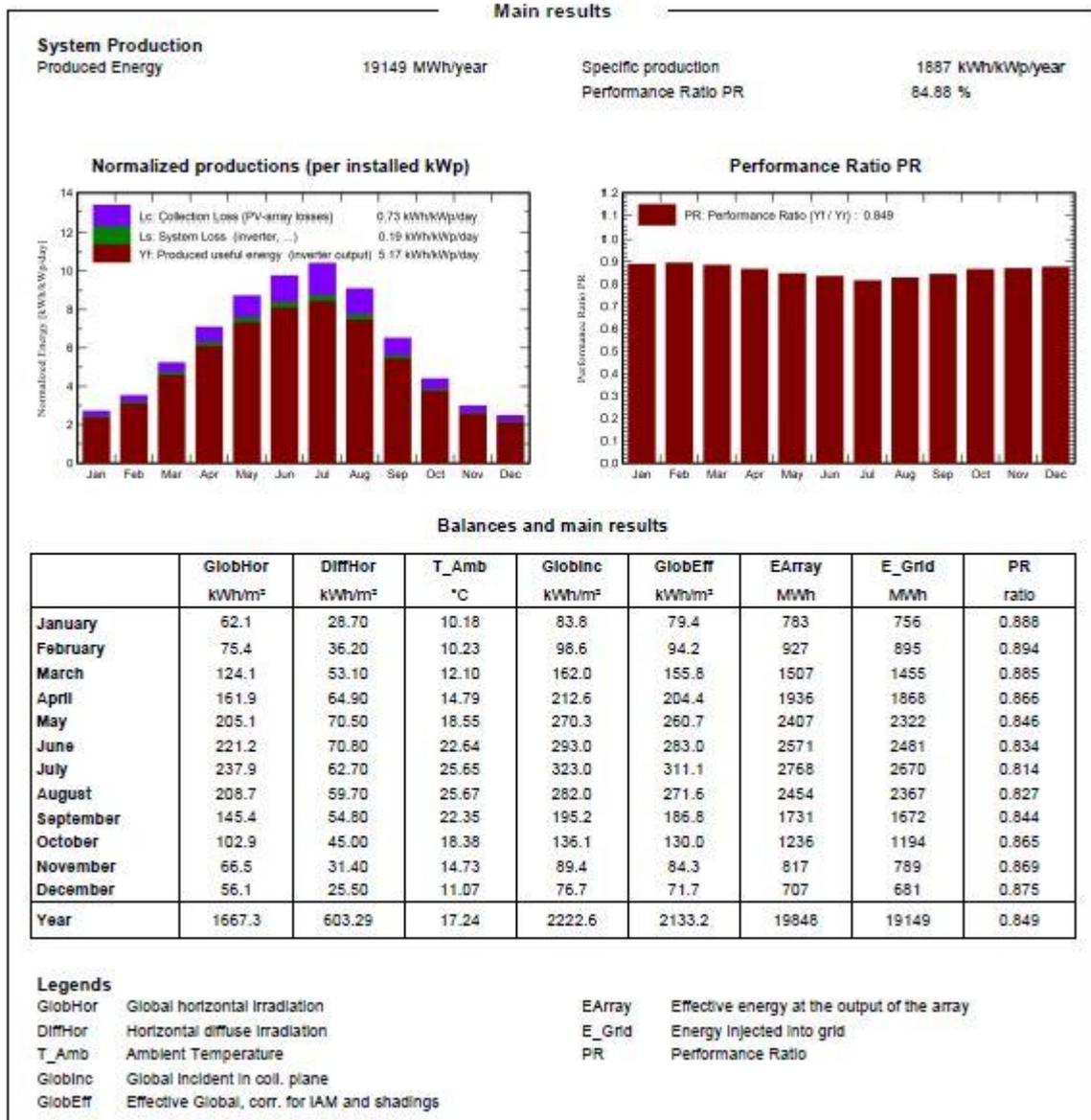
AC losses in transformers	
MV transfo	
Grid voltage	20 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC (PNomac)	9918 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	9.92 kW
Loss Fraction	0.1 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.36 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC



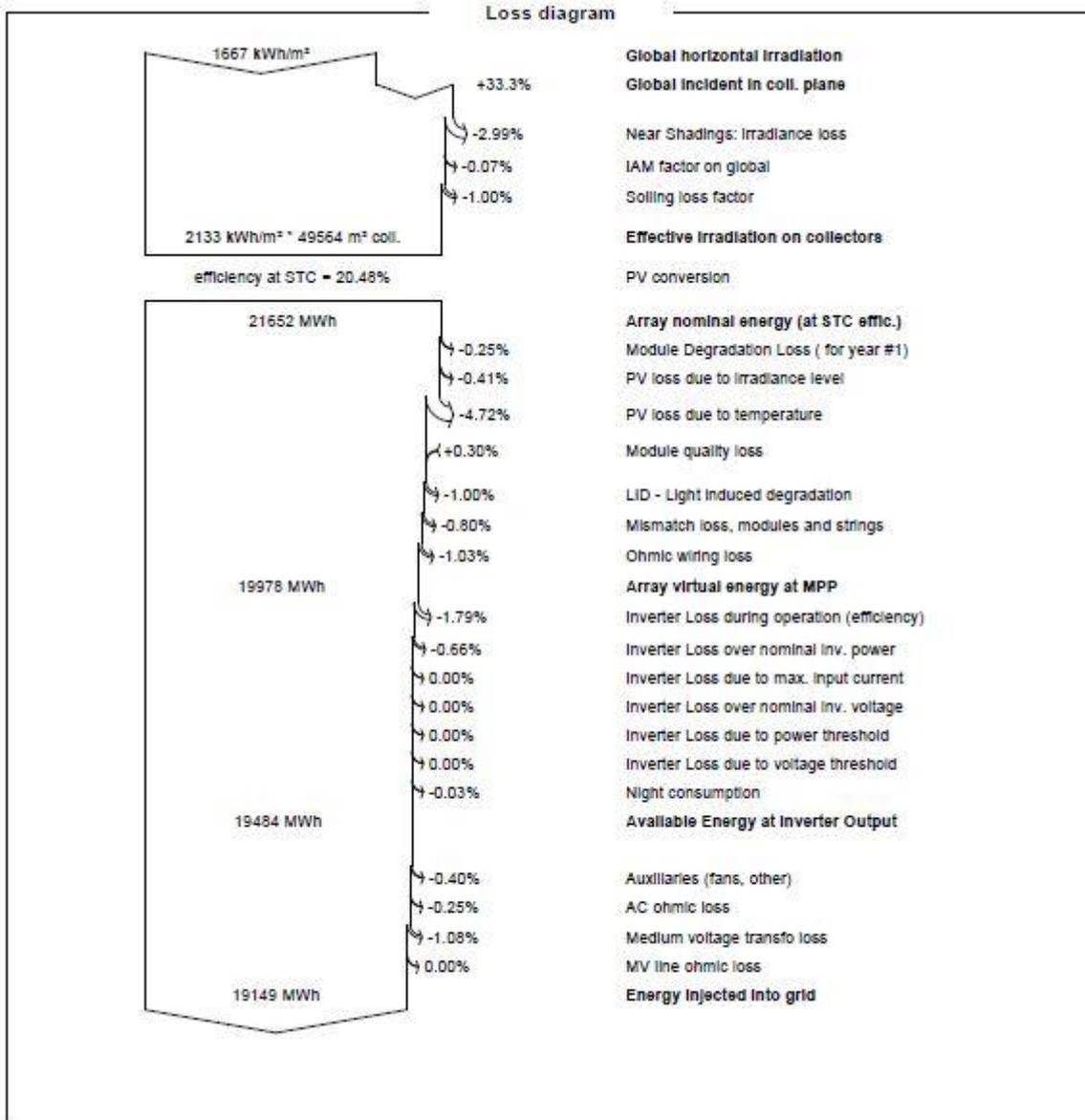
Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)



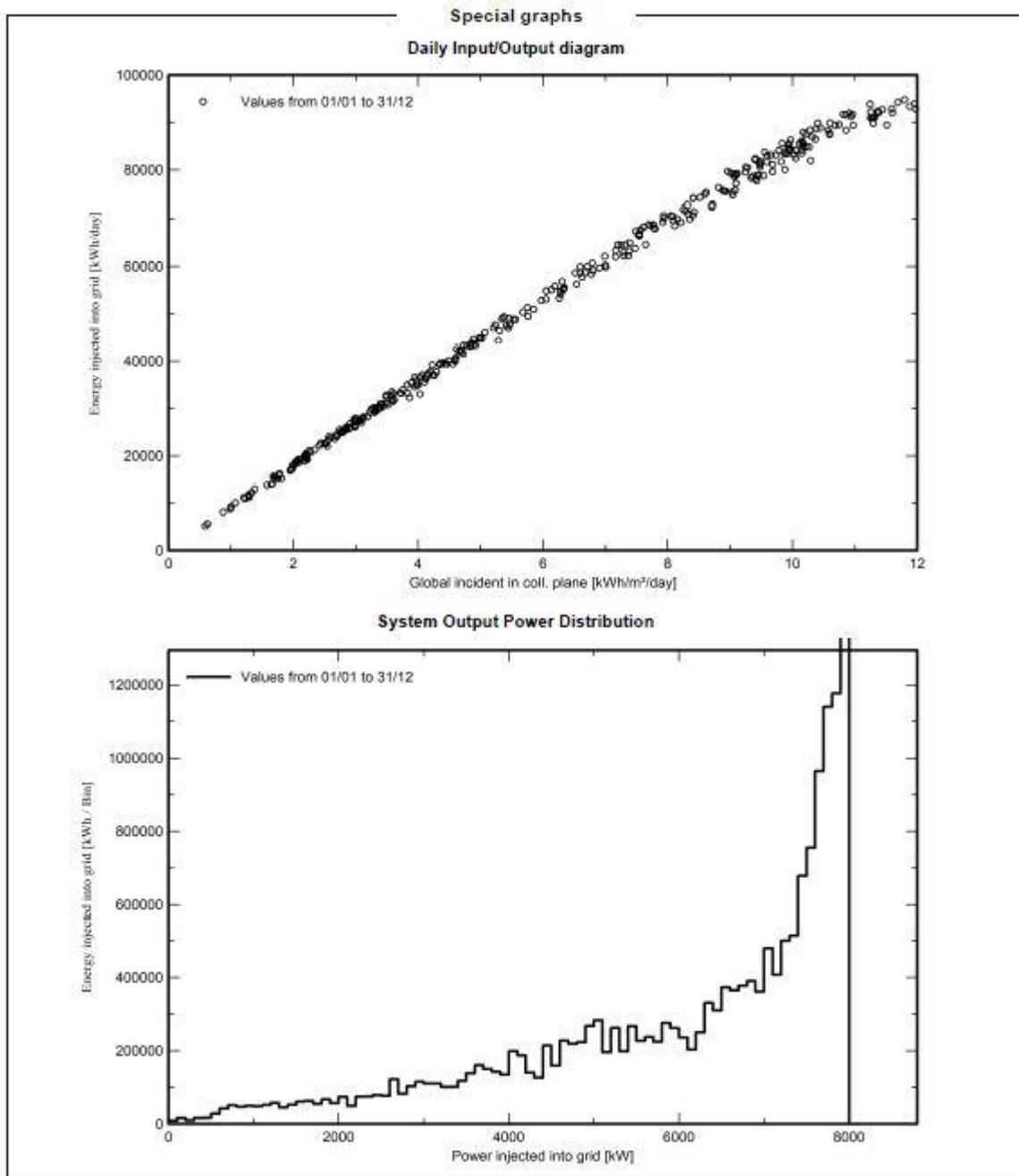
Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)



3.4. Carbon footprint e costo energetico del fotovoltaico

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

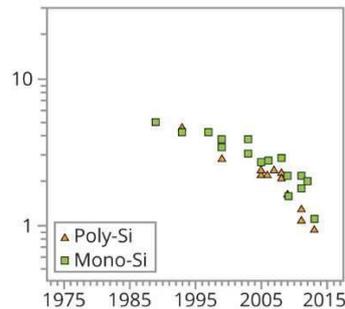
Oltre a queste informazioni è importante conoscere anche le emissioni di CO2 e il consumo di energia nel ciclo di vita completo, dalla produzione al riciclo, in particolare per i pannelli fotovoltaici.

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

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

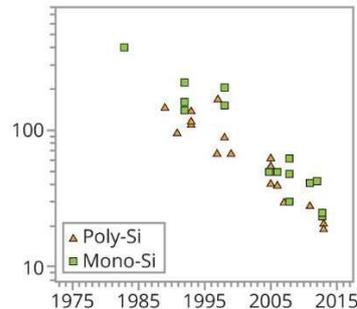
Oggi si stima che un impianto fotovoltaico ripaghi l'energia utilizzata per produrlo in circa 1 anno, ciò significa che **viene prodotta 30 volte l'energia necessaria per produrlo**.

» Energy Pay Back Time (EPBT) in anni.



Fonte: Studio di Louwen ed altri.

» Emissioni di CO2 per ogni kWh prodotto (g).



Fonte: Studio di Louwen ed altri.

La **carbon footprint** è definita come il totale gas serra prodotto direttamente o indirettamente per l'intero ciclo di vita di un prodotto, si esprime di solito in tonnellate di CO2.

L'impronta ambientale della produzione di energia fotovoltaica è notevolmente più limitata rispetto a quella delle fonti tradizionali.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO

c.a. 10-20

g CO2/kWh

IMPIANTO A CARBONE

c.a. 1.000

g CO2/kWh



Quando si parla di impronta di carbonio, dunque, le migliori soluzioni sono eolico e fotovoltaico perché, non solo non richiedono energia aggiuntiva per produrre elettricità né per il trasporto dei carburanti, ma anche perché grazie alla rapida evoluzione tecnologica potranno essere fabbricati con processi sempre più efficienti sotto il profilo dei consumi.

Se a ciò si sommano i benefici derivanti dalla messa a dimora di specie vegetali ed aree boscate, descritte nei capitoli successivi, si ottiene un risultato sicuramente ed ampiamente positivo in termini di minori emissioni di CO₂ e gas serra nel caso di realizzazione di un impianto fotovoltaico rispetto alla alternativa generazione della medesima energia da impianti convenzionali. Il vantaggio ambientale di tale produzione pulita andrebbe a superare ampiamente la perdita di stoccaggio di carbonio organico nel suolo anche nel caso di ipotetica ed alternativa coltivazione del medesimo suolo a prato stabile.

3.5. Vantaggi ambientali

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

$$\text{Es. } 1000 \text{ kWhel} \times 0,466 \text{ Kg} = 466 \text{ Kg CO}_2$$

Di seguito si riportano le emissioni evitate dall'impianto oggetto della presente relazione, a fronte di una produzione attesa di 19.149.000 kWh/anno.

Produzione attesa [kWh/anno]	Riduzione Emissioni di CO₂ [kg/anno]	Riduzione Emissioni di NOX [kg/anno]	Riduzione Emissioni di SO₂ [kg/anno]	Riduzione Polveri sottili [kg/anno]	Riduzione Petrolio [kg/anno]	Producibilità [kWh/kWp]
19.149.000	9.076.626	8.176,62	7.142,58	268,09	4.212.780	1.887

Moltiplicando poi l'anidride carbonica "evitata" ogni anno per l'intera vita dell'impianto fotovoltaico, ovvero per 30 anni, si ottiene il vantaggio sociale complessivo.



Se la produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso e che è limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo, la fase di produzione dei pannelli fotovoltaici comporta un certo consumo energetico e l'uso di prodotti chimici. Va considerato però che la maggior parte delle aziende produttrici di componenti fotovoltaici è certificata ISO14000, quindi impegnata a recuperare e riciclare tutti i propri effluenti e residui industriali sotto un attento controllo. Nella fase di dismissione dell'impianto, i materiali di base quali l'alluminio, il silicio o il vetro, possono essere riciclati e riutilizzati sotto altre fonti. Per quanto riguarda il consumo energetico necessario alla produzione di pannelli, quello che viene chiamato energy pay-back time, ovvero il tempo richiesto dall'impianto per produrre altrettanta energia di quanta ne sia necessaria durante le fasi della loro produzione industriale, è sceso drasticamente negli ultimi anni ed è pari attualmente a circa 3 anni. Questo significa che, considerando una vita utile dei pannelli fotovoltaici di circa 30 anni, per i rimanenti 27 anni l'impianto produrrà energia pulita.

3.6. Vantaggi socio-economici

I vantaggi del fotovoltaico sono evidenti: i moderni impianti offrono grosse possibilità tecnologiche ed industriali per l'Italia.

I vantaggi principali di questa tecnologia sono:

- il fotovoltaico è un affare sicuro e senza rischi. Gli investimenti e le rese sono chiari e calcolabili a lungo termine;
- la facilità di installazione dei sistemi fotovoltaici e l'interdisciplinarietà delle competenze necessarie alla messa in opera di un impianto rendono questo campo di applicazione un mercato con interessanti prospettive di sviluppo. Il risultato è quello di ottenere il consolidamento del settore e la creazione di nuovi posti di lavoro;
- la tecnologia solare è molto richiesta e beneficia di un vasto consenso sociale. Nessun'altra tecnologia dispone al momento di una tale popolarità;
- la tecnologia solare ha strutture con dimensioni ridotte che, nel caso specifico, non necessitano di opere di fondazione poiché i pannelli saranno infissi direttamente nel terreno.

Tra i vantaggi legati allo sviluppo del fotovoltaico troviamo senza dubbio grandi ricadute positive in ambito occupazionale attraverso la definizione di una strategia trasversale per innovare il settore



industriale e quello edilizio nonché il tessuto delle piccole e medie imprese italiane. Guardando oltre i nostri confini è possibile trovare 240 mila occupati in Germania nelle fonti rinnovabili; la prospettiva italiana è che ci siano almeno 65 mila occupati nell'eolico (secondo le stime dell'Anev al 2020) e magari altrettanti nel solare termico, nel fotovoltaico, nelle biomasse.

4. IMPIANTO FOTOVOLTAICO

4.1. Scheda identificativa dell'impianto

Impianto Fotovoltaico	
Comune	BRINDISI
Identificativi Catastali	Foglio 179 p.lle 77-78-79-125-126-127
Coordinate geografiche impianto	40°31'13.29"N 17°52'53.58"E
Potenza Modulo PV	455 W
Potenza massima di immissione	8.120 kW
Potenza istallata	10.150,14 kWp
Tipologia strutture	Tracker monoassiali
Lunghezza cavidotto di connessione	3,4 km
Punto di connessione	CP Campofreddo (esistente)

4.2. Descrizione generale

L'intervento consiste in un di impianto agrovoltaiico a terra, suddiviso in n. 2 campi da 2660 kWp e da n.1 campo da 2800 kWp.

La potenza nominale totale del generatore fotovoltaico, pari a 10.150,14kWp, è intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC). Considerazioni inerenti l'affidabilità e, di conseguenza, la producibilità dell'intero impianto hanno indotto alla scelta della conversione con potenza inferiore ai 3MW basata quindi su più convertitori di potenza limitata a tale soglia. In questo modo l'eventuale guasto di un convertitore non coinvolgerà la produzione di tutto l'impianto ma solo quella del campo corrispondente.



L'impianto con potenza massima in immissione pari a 8.000 kW verrà allacciato alla Rete di Trasmissione in antenna a 20kV in derivazione dalla Cabina Primaria Campofreddo di E-DISTRIBUZIONE esistente.

L'allacciamento del nuovo impianto di produzione alla Rete di E-Distribuzione è subordinato alla richiesta di connessione all'ente distributore.

Sostanzialmente possono presentarsi due casi:

- La connessione alla RTN o alla rete di distribuzione avviene attraverso una stazione esistente;
- La connessione avviene attraverso la realizzazione di una nuova stazione elettrica.

Gli Enti suddetti definiscono i requisiti e le caratteristiche di riferimento delle nuove stazioni elettriche, poiché esse devono essere compatibili con la rete esistente, oltre alle dimensioni delle stesse nel caso in cui debbano avere future espansioni.

Per l'impianto fotovoltaico in oggetto, l'ente distributore, prescrive che esso debba essere collegato in antenna con la sezione a 20kV della Cabina Primaria Campofreddo 20/150kV. Infatti progetto prevede la realizzazione sul sito dell'impianto di produzione di una Cabina di Consegna collegata tramite linea aerea con la Cabina Primaria esistente Campofreddo.

Nella planimetria sotto riportata sono riconoscibili gli elementi principali del progetto: impianto agrovoltaiico di produzione, opere di connessione e cabina primaria esistente.

4.1. Componenti principali

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato posando i pannelli su strutture di sostegno ancorate al suolo e appositamente realizzate. L'impianto è costituito dalle parti seguenti:

- ❖ n. 858 stringhe collegate a tre stazioni/inverter posizionate nel punto di baricentro elettrico del singolo campo, e fissate alle strutture metalliche che costituiscono il sistema di ancoraggio a terra dei pannelli fotovoltaici;
- ❖ la Distribuzione elettrica DC/AC, che è garantita dall'utilizzo di cavi solari unipolari del tipo H1Z2Z2-K per la distribuzione delle singole stringhe fino al collegamento con i quadri di stringa distribuiti lungo il campo, mentre i cavi a partire da questi fino alle cabine di campo



saranno del tipo ARE4R 0.6/1kV. La distribuzione elettrica sarà realizzata mediante l'interramento diretto delle linee con l'ausilio di sabbia fine vagliata per realizzare una sede adeguata per le guaine esterne dei cavi.

- ❖ la distribuzione di media tensione, interna all'impianto, avverrà con cavi ARG7R interrati direttamente nel terreno sempre con l'ausilio di sabbia fine vagliata che permette di realizzare una buona protezione meccanica per le guaine esterne dei cavi;
- ❖ N. 3 Cabine di campo (una per campo), sono costituite da strutture prefabbricate, posate su strutture di fondazione precedentemente gettate. Le cabine di campo saranno composte da: sezione DC completa di protezioni con sezionatori di manovra e fusibili; Inverter per la conversione DC/AC di potenza pari a 2660kVA e 2800kVA con tensione massima lato DC pari a 1.500V e con tensione lato AC pari a 630-600V; trasformatore BT/MT 0.6/30kV con potenza pari a 3150kVA; quadro di media tensione di sezionamento e protezione.
- ❖ N. 1 Cabina di Parallelo/Utente adiacente alla cabina di consegna di E-DISTRIBUZIONE, costituite da una struttura prefabbricata posata su platea di fondazione separatamente predisposta, atta a contenere il locale utente, dove sarà posizionato il Quadro di Media Tensione Generale, a cui si attesteranno le dorsali in Media Tensione dei diversi campi. Sul quadro di media tensione di parallelo sarà installato il sistema di protezione di interfaccia, SPI, rappresentato da un relè con le protezioni di minima e massima frequenza (<81 e >81) e minima e massima tensione (27 e 59) e la protezione di massima tensione residua (59Vo). Il dispositivo agirà direttamente su tutti i DDI e Il DDR in caso di mancata apertura dei primi;
- ❖ Collegamento alla cabina di consegna immediatamente adiacente alla cabina utente tramite cavo MT posato nella vasca tecnica delle cabine;
- ❖ Opere accessorie, quali lievi sbancamenti, recinzione dell'area e Impianto di sorveglianza. Al fine di prevedere il rispetto dei requisiti tecnici che possano garantire la massima efficienza del generatore fotovoltaico, sono stati attuati i seguenti accorgimenti:
- ❖ il posizionamento dei moduli è stato effettuato in maniera da favorire la dissipazione del calore al fine di limitare le perdite per temperatura;
- ❖ i cavi sono stati dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione per perdite resistive al 2%; in particolare i cavi in cc tra i moduli di testa della stringa e le relative cassette di parallelo stringhe saranno inferiori all'1%.



- ❖ i moduli di ciascuna stringa saranno selezionati in modo da minimizzare le perdite per disaccoppiamento (mismatching);
- ❖ la massima tensione del generatore fotovoltaico è stata scelta molto prossima al limite superiore del campo di bassa tensione in modo da ridurre, a parità di potenza, le perdite proporzionali alla corrente del generatore fotovoltaico.

L'impianto in progetto si compone essenzialmente dei seguenti sistemi e sottosistemi:

- Connessione alla rete elettrica esistente – Impianti di rete per la connessione;
- Consegna dell'energia elettrica;
- Quadri elettrici di Media Tensione;
- Distribuzione dell'energia elettrica;
- Produzione dell'energia elettrica;
- Impianto luce e FM;
- Impianto di terra;
- Supervisione e controllo dell'Impianto.

4.1.1.1. Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico ha potenza nominale ai sensi della norma CEI 0-16 pari a 8.120,00 kW, mentre la potenza dei moduli è pari a 10.150,14 kWp.

Le linee elettriche di potenza in corrente continua hanno origine dai moduli fotovoltaici presenti sul sito oggetto dell'intervento; ciascun modulo sarà composto da n. 144 celle al silicio monocristallino, collegate in serie tra loro e con caratteristiche elettriche e di efficienza tra le migliori attualmente disponibili in commercio, al fine di minimizzare i costi proporzionali all'area dell'impianto.

I moduli fotovoltaici sono rispondenti alle norme IEC 61215 ed. 2 e sono accompagnati da un data-sheet che riporta le principali caratteristiche del modulo stesso (I_{sc} , V_{oc} , I_m , P_m , ecc.); i moduli saranno collegati in serie in modo da realizzare le stringhe che presentano delle caratteristiche elettriche compatibili con il sistema di conversione.

La disposizione delle stringhe in ogni campo fotovoltaico è stata progettata in modo da facilitare i collegamenti e le future ispezioni.

Ciascun modulo è dotato di:



- diodi di by-pass per garantire la continuità elettrica della stringa anche con danneggiamento o ombreggiamenti di una o più celle;
- cassetta di terminazione con un livello di protezione adeguato all'installazione da esterno;
- cornice, in alluminio anodizzato, che oltre a facilitare le operazioni di montaggio e a permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituirà una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua.

Inoltre, il decadimento delle prestazioni dei moduli sarà non superiore al 3% della potenza nominale nel primo anno, all'8% nell'arco dei primi 10 anni e non superiore al 17% nell'arco di 25 anni.

Il numero di serie e il costruttore del modulo stesso saranno apposti in modo indelebile.

Il sistema di conversione cc/ca costituirà l'interfaccia tra il campo fotovoltaico e la rete in corrente alternata.

Le cabine di campo saranno n°3 e sono costituite da strutture prefabbricate, posate su strutture di fondazione precedentemente gettate. Le cabine di campo saranno composte da: sezione DC completa di protezioni con sezionatori di manovra e fusibili; Inverter per la conversione DC/AC di potenza pari a 2660kVA e 2800kVA con tensione massima lato DC pari a 1.500V e con tensione lato AC pari a 630-600V; trasformatore BT/MT 0.6/30kV con potenza pari a 3150kVA; quadro di media tensione di sezionamento e protezione. Le strutture delle cabine di campo saranno opportunamente ventilate per permettere l'adeguato smaltimento del calore.

L'impianto di generazione sarà dotato di idonei apparecchi di connessione e protezione e regolazione, rispondenti alle norme tecniche ed antinfortunistiche; il soggetto responsabile si impegna, altresì, a mantenerli in efficienza.

La connessione alla rete di distribuzione avverrà in MT secondo le prescrizioni tecniche del Gestore di Rete.

Tutti i componenti delle apparecchiature di misura, inclusi i cablaggi e le morsettiere, saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari) che garantiranno da manomissioni o alterazione dei dati di misura; il soggetto responsabile si impegnerà, altresì, a non alterare le caratteristiche di targa delle apparecchiature di misura e a non modificare i dati di misura registrati dalle medesime.

La sezione dei cavi utilizzati varierà a seconda delle distanze relative tra i moduli e le scatole di giunzione, tra queste e gli inverter, tra inverter e trasformatori, tra sezione di conversione e quella di misura e consegna. Ad ogni loro estremità i cavi saranno contrassegnati mediante fascetta identificativa numerata. I colori dei conduttori saranno quelli normalizzati UNI.



Ai fini della messa in opera dell'impianto fotovoltaico sono stati considerati, per tutti i circuiti della porzione di impianto in BT, cavi solari H1Z2Z2-K e del tipo ARE4R, direttamente interrati.

Le sezioni dei conduttori impiegati sono tali da non causare una caduta di tensione superiore al 2% totale.

Per quanto riguarda le vie cavo (di comando/segnalazione e di trasporto dell'energia prodotta), sono essenzialmente di due tipi: aeree ancorate alle strutture di sostegno, ed interrate.

Le vie cavo aeree seguiranno percorsi prestabiliti lungo le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici onde collegare gli stessi in serie per formare le stringhe, e per collegare le stringhe così ottenute ai quadri di stringa. Analoga tipologia di percorso seguiranno i cavi per il collegamento dei quadri di stringa con gli inverter, salvo che per brevi tratti interrati verso il locale di conversione, così come mostrato nella planimetria allegata.

Per quanto riguarda le vie cavo interrate, esse seguiranno percorsi disposti lungo o ai margini della viabilità interna all'impianto, generalmente in terreno vegetale. Le vie cavo saranno realizzate in un'unica trincea della profondità di circa 0,80 m, facendo attenzione alle interferenze con quelli esistenti. I cavi di potenza in media tensione (20 kV) sono posati su letto di sabbia vagliata a circa 80 cm di profondità. Il ricoprimento della trincea sarà effettuato con materiale misto granulometrico e posa di tegolino di protezione e nastro segnalatore.

Il fissaggio dei moduli fotovoltaici alla struttura di sostegno sarà eseguito utilizzando il telaio di alluminio di cui sono provvisti i moduli stessi.

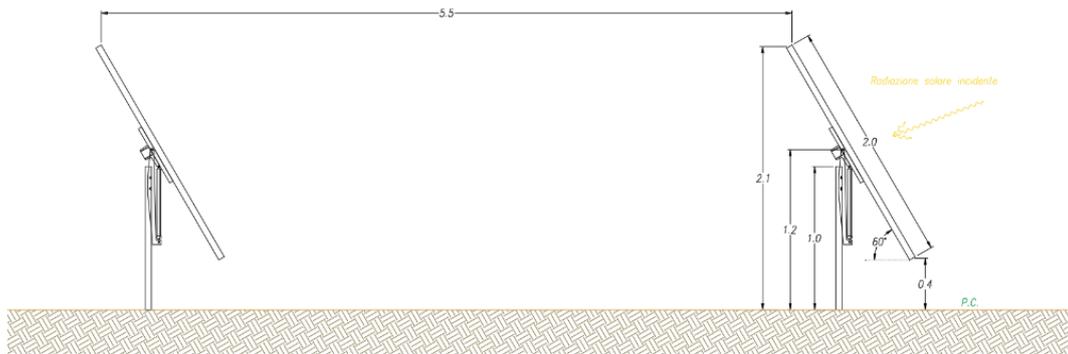
I quadri di protezione, misura, parallelo e consegna sono messi a terra mediante conduttore equipotenziale in rame con guaina giallo-verde. La sezione del cavo di protezione rispetterà la normativa CEI 64-8.

Per la stima di producibilità dell'impianto, è stato calcolato che è pari a 19.149 MWh/annui. Per i dettagli si rimanda alla "Analisi della risorsa solare e stima di produzione energia" allegata al progetto.

4.1.1.1. Strutture di sostegno

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato posando i pannelli su strutture di sostegno ancorate al suolo e appositamente realizzate. La configurazione del generatore fotovoltaico sarà a file parallele, installate in direzione nord-sud, su delle strutture mobili che permetteranno ai moduli fotovoltaici di ruotare durante il giorno, in modo da mantenere sempre la perpendicolarità al sole incidente. La distanza tra le file è pari a circa 5,5 m; distanza tra file e l'angolo di tilt sono stati scelti al fine di incrementare la produttività dell'impianto e limitare i fenomeni di ombreggiamento tra le file.





Definiti i confini fisici dell'area la soluzione individuata coniuga la necessità di massimizzare la produzione (ottimizzando l'angolo di tilt e l'orientamento del generatore) con quella di massimizzare la potenza installata, al fine di garantire la massima redditività dell'investimento, contenendo al contempo i costi di installazione e futura manutenzione, puntando su soluzioni semplici e collaudate. Sempre nell'ottica di massimizzare la produzione di energia, le file di moduli saranno disposte in direzione nord-sud.

Le strutture destinate all'installazione dei pannelli fotovoltaici saranno interamente rimovibili; si tratterà infatti di sistemi in acciaio e alluminio, con piantoni infissi nel terreno tramite macchine battipalo.

Le strutture saranno progettate per ospitare 1 fila di moduli per contenere l'altezza complessiva dell'installazione. Tale altezza è circa 2,1 m sulla base dei calcoli preliminari effettuati.

Questa configurazione è determinata anche da considerazioni relative allo studio delle ombre, infatti in tal modo si eliminano gli ombreggiamenti sui moduli della fila più alta sui moduli della fila più bassa, aumentando la resa complessiva; inoltre le stringhe saranno per lo più cablate in senso orizzontale (salvo quelle costituite dai moduli nelle parti terminali delle strutture), al fine di avere in ogni istante il medesimo irraggiamento su ogni stringa, massimizzando ulteriormente la produzione. La distanza tra le file è infine determinata ipotizzando di accettare un ombreggiamento tra le file quando l'elevazione del sole è inferiore a 21°.

Dall'analisi della carta del sole relativa alla latitudine in esame si evince chiaramente che in tali condizioni la mancata produzione è minima.

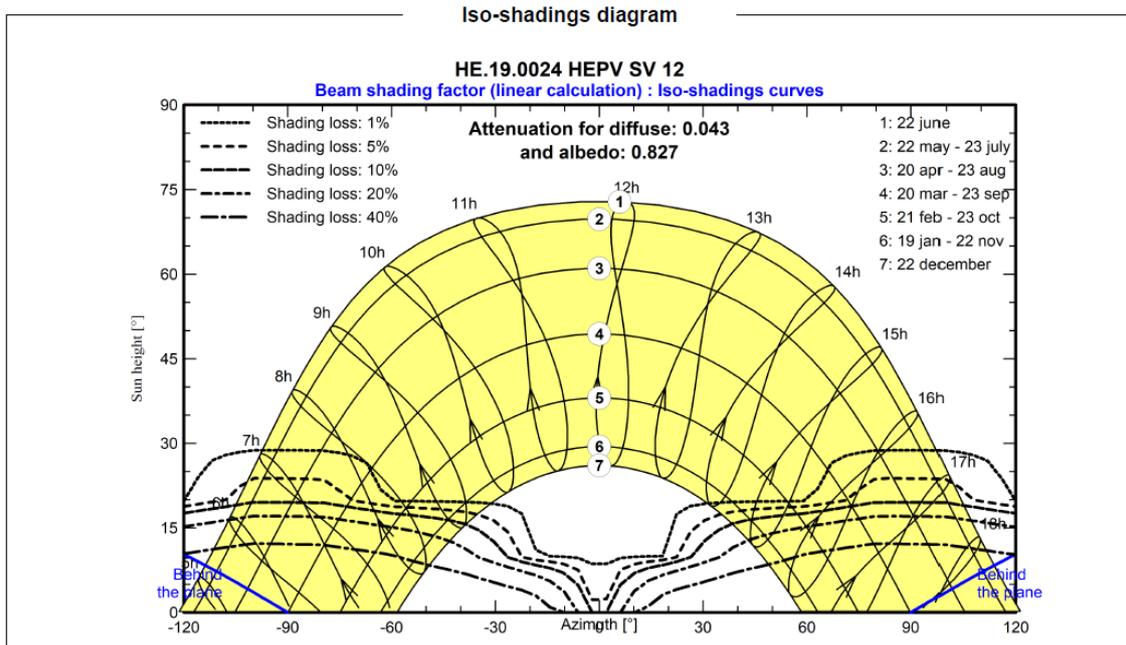


Figura 5: istogramma dell'energia normalizzata prodotta e delle perdite durante un anno solare

4.1.1.2. Architettura del Generatore fotovoltaico

Il progetto prevede la realizzazione di 3 sottocampi, o generatori fotovoltaici, ciascuno dei quali farà capo ad una cabina MT/BT da cui avranno origine le linee MT che collegheranno ciascuno campo alla cabina di parallelo in cui sarà realizzato il parallelo dei campi e da cui partirà la linea in MT che collegherà la centrale alla cabina di consegna.

Tale scelta consente di ridurre le perdite dal lato c.a.

L'architettura di ciascun sottocampo è sinteticamente riportata nel seguito:

Il generatore, denominato 12 CAMPO 1 ha complessivamente una potenza installata pari a 3.324,23kWp derivante da 7306 moduli con una superficie totale dei moduli di 16.219,32 m².

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	3.324,23 kWp



Modulo	
Marca – Modello	JA SOLAR - JAM-72-S20-455/MT
Numero totale moduli	7306
Superficie totale moduli	16.219,32 m ²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	7306	281x 26

Inverter	
Marca – Modello	SMA - Sunny Central 2660 UP
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	80 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (928.68 V) maggiore di Vmppt min. (921.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 210.71 V) minore di Vmppt max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (3 491.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (8 400.00 A)	VERIFICATO

Il generatore, denominato 12 CAMPO 2 ha complessivamente una potenza installata pari a 3.300,57kWp derivante da 7254 moduli con una superficie totale dei moduli di 16.103,88 m².



Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobilita ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	3.300,57 kWp

Modulo	
Marca – Modello	JA SOLAR - JAM-72-S20-455/MT
Numero totale moduli	7254
Superficie totale moduli	16.103,88 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	7254	279 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SMA - Sunny Central 2660 UP
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	80.6 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (928.68 V) maggiore di Vmppt min. (880.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 210.71 V) minore di Vmppt max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
-------------------------	--



Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO
---	-------------------

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (4 815.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (8 400.00 A)	VERIFICATO

Il generatore, denominato 12 CAMPO 3 ha complessivamente una potenza installata pari a 3.525,34kWp derivante da 7748 moduli con una superficie totale dei moduli di 17.200,56 m².

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	3.525,34 kWp

Modulo	
Marca – Modello	JA SOLAR - JAM-72-S20-455/MT
Numero totale moduli	7748
Superficie totale moduli	17.200,56 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	7748	298 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SMA - Sunny Central 2800 UP
Numero totale	1
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	79.43 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase



In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (928.68 V) maggiore di Vmppt min. (880.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 210.71 V) minore di Vmppt max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (4 815.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (8 400.00 A)	VERIFICATO



4.1.1.3. Moduli fotovoltaici

Per la scelta del pannello fotovoltaico, in fase di progettazione, si è fatto riferimento alle migliori caratteristiche in termini di efficienza delle celle fotovoltaiche; sono stati individuati moduli ad alta potenza, dimensioni standard, che uniscono alla caratteristica della migliore tecnologia disponibile, la facilità di reperibilità sul mercato un costo accessibile.

I moduli individuati avranno le seguenti caratteristiche:

DATI GENERALI

Marca	JA SOLAR
Modello	JAM-72-S20-455/MT
Tipo materiale	Si monocristallino

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	455.0 W
Im [A]	10.88
Isc [A]	11.41
Efficienza [%]	20.50
Vm [V]	41.82
Voc [V]	49.85

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [%/°C]	-0.2720
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.044
NOCT [°C]	45.0
Vmax [V]	1 500.00



CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	2 112.00
Larghezza [mm]	1 052.00
Superficie [m ²]	2.222
Spessore [mm]	35.00
Peso [kg]	24.70
Numero celle	144

I moduli dovranno essere approvati e verificati da laboratori di accreditamento (laboratori accreditati EA, European Accreditation Agreement, o che abbiano stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento), per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

MECHANICAL DIAGRAMS

Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24,7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-3S(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31 pcs/pallet 682 pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,56	49,70	49,85	50,01	50,15	50,31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41,21	41,52	41,82	42,13	42,43	42,69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11,32	11,36	11,41	11,45	11,49	11,53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10,80	10,84	10,88	10,92	10,95	11,01
Module Efficiency [%]	20,0	20,3	20,5	20,7	20,9	21,2
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1,5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

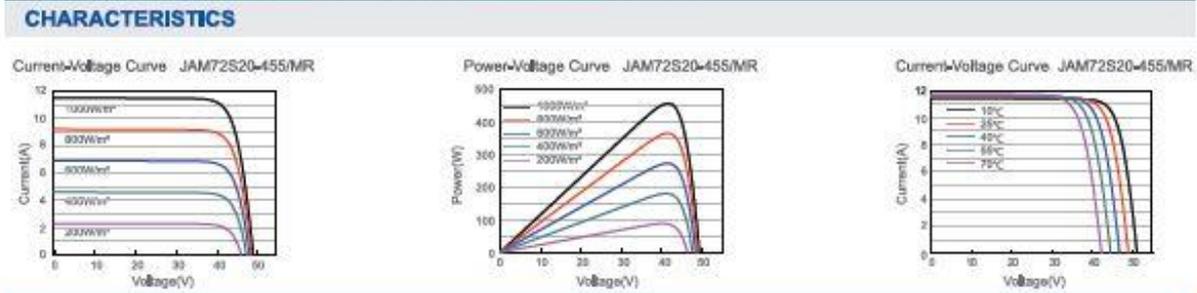
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,65	46,90	47,15	47,38	47,61	47,84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,95	39,19	39,44	39,68	39,90	40,10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9,20	9,25	9,29	9,33	9,36	9,42
Max Power Current(Imp) [A]	8,54	8,58	8,72	8,76	8,81	8,86
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1,5G					

*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C → +85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lbf/ft²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lbf/ft²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1



4.1.1.4. Inverter

La scelta degli Inverter per sistemi Fotovoltaici è avvenuta in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra pannelli ed il dispositivo di conversione della c.c. in c.a. Tali componenti rappresentano infatti il cuore di un generatore fotovoltaico.

Le esigenze da soddisfare al fine di realizzare un impianto a regola d'arte sono:

- Adeguata suddivisione dei pannelli FV in stringhe ed in campi fotovoltaici al fine di garantire una equilibrata ripartizione su più inverter;
- Dimensionamento delle singole stringhe e dei campi FV in modo da garantire il funzionamento sempre all'interno del range di MPPT dell'inverter.
- Ottenere un sufficiente equilibrio tra i vari campi fotovoltaici;
- Raggiungere un sufficiente grado di sfruttamento delle potenzialità dell'inverter.

In ragione delle considerazioni e scelte sopra descritte, la scelta progettuale è stata indirizzata verso inverter centralizzati, al fine di ridurre le perdite.

Gli inverter avranno le seguenti caratteristiche:

DATI GENERALI

Marca	SMA
Modello	Sunny Central 2660/2800 UP

INGRESSI MPPT

N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	921.00	1 325.00	1 500.00	8 400.00
Max pot. FV [W]		3 640 000		

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	2 660 000/2 800 000
Tensione nominale [V]	630
Rendimento max [%]	98.70
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	98.60



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

La composizione dei campi fotovoltaici è stata progettata al fine di garantire nelle varie condizioni di funzionamento, una tensione del sistema c.c. perfettamente all'interno del range del MPPT degli inverter.

Per maggiori dettagli su tali aspetti si rimanda alla relazione di calcolo riportante il dimensionamento.

4.1.1.1. Cavi in BT

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento delle stringhe agli Sting Box di campo sono previsti conduttori in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia (tipo H1Z2Z2-K). Nella figura allegata sono riportate le caratteristiche principali dei cavi.

H1Z2Z2-K      

Marchio: CE 0997 SPECIALCAI//BALDASSARI H1Z2Z2-K «Informazione» IEMMEQU HAR «Info» «Info» ECA



RIFERIMENTI NORMATIVI

EN 50618
EN 60228 EN 50395
EN 50618
EN 50618 EN 50395 EN 62230
EN 50618 EN 50396 EN 60228
EN 60811-401 EN 50618
EN 60811-504 EN 60811-505 EN 60811-506 EN 50618
EN 60811-403 EN 50396 EN 50618
EN 50618 EN 50289-4-17 metodo A
EN 50618
EN 60068-2-78
EN 60811-503
EN 60332-1-2
EN 61034-2 (LT26096)
EN 50525-1
EN 50618 EN 60216-1 EN 60216-2

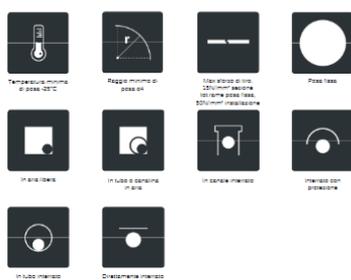
CLASSE DI REAZIONE AL FUOCO

EN 50575:2016 E_{ca}

TEMPERATURE

Temperatura minima di esercizio: -40°C
Temperatura massima di esercizio: +90°C
Temperatura massima di cortocircuito: +250°C

CONDIZIONI DI POSA



CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Anima:
Conduttore in rame stagnato flessibile, classe 5
Isolamento:
Mescola LSZH a base di gomma reticolata
Guaina esterna:
Mescola LSZH a base di gomma reticolata speciale, resistente ai raggi UV
Colori:
Colore anima:
Bianco
Colore guaina esterna:
Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000)

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Tensione di esercizio anime:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)
Tensione di esercizio guaina:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)
Tensione di prova: 15 kV C.C.

APPLICAZIONI

Cavo conforme ai requisiti previsti dal Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo.
Cavo unipolare halogen free adatto al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari.
Il cavo H1Z2Z2-K ha un'ottima resistenza ai raggi UV ed alle condizioni atmosferiche.
Il funzionamento del cavo è stimato in circa 25 anni (EN 50618) ed il periodo previsto per un suo utilizzo ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una temperatura massima ambientale di 90°C è limitato a 20.000 ore.
Per posa fissa all'esterno ed all'interno di fabbricati, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate.**



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **HEPV29 Srl**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

Per il collegamento tra le CdC e la CdP vengono utilizzati dei cavi per media tensione con corda rotonda in alluminio (tipo ARG7H1R 12/20kV).

ARG7H1R-1,8/3 kV, 6/10 kV, 12/20 kV, 18/30 kV

ARG7H1OR-3,6/6 kV, 6/10 kV, 12/20 kV, 18/30 kV

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	CEI 20-13 IEC 60502
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Misura delle scariche parziali:	CEI 20-16 IEC 60885-3
Gas corrosivi o alogenidrici:	EN 50267-2-1



Elaborato: **Relazione tecnica**

Rev. 0 – Marzo 2021

Pag. **50** a **71**

4.1.1.2. Cabine di Campo

In linea generale le cabine elettriche svolgono la funzione di edifici tecnici adibiti a locali per la posa dei quadri, degli inverter, del trasformatore, delle apparecchiature di telecontrollo, di consegna e misura.

Nel particolare caso oggetto della presente relazione, le Cabine di Campo (CdC) saranno costituite, da un punto di vista elettrico, da una sezione BT, da una sezione MT e da una sezione di trasformazione.

La sezione BT sarà costituita da un Quadro BT a 1500 V cc in cui sono installati gli interruttori di protezione delle linee che arrivano dagli String Box e che si attestano elettricamente all'Inverter in Cabina. Nello stesso quadro sono contenuti gli interruttori di protezione BT delle linee elettriche che alimentano i servizi ausiliari

Dal punto di vista architettonico sarà a struttura prefabbricata in acciaio tipo shelter, pertanto non necessita di fondazioni in cemento, fatta eccezione per la base di supporto/appoggio della cabina stessa che sarà costituita da una platea in cemento dello spessore di 30 cm ed armata con rete elettrosaldata 20x20 Φ 10.

Per l'entrata e l'uscita dei cavi lo Shelter sarà predisposto con delle aperture, idonee ad accogliere i cavi provenienti dagli Sting Box in campo con passacavi a tenuta stagna che garantiscono comunque un grado di protezione contro le infiltrazioni anche in presenza di falde acquifere.

La cabina di parallelo CdP raccoglie tutti i cavi provenienti dalle cabine di trasformazione e convoglia l'energia prodotta dall'impianto verso la cabina di consegna di e-distribuzione.

La sezione di trasformazione è costituita da un trasformatore MT/BT di potenza variabile a seconda della taglia degli inverter presenti in cabina, pari a 2660 kVA e 2800kVA.

Le caratteristiche comuni a tutti i trasformatori sono: 0.60-0,63/20 kV, trifase con avvolgimenti immersi in olio/resina, munito di variatore di rapporto sotto carico, con neutro ad isolamento pieno verso terra, gruppo vettoriale Dy11. La sezione MT è costituita da un quadro MT con sezionatori con fusibili per la protezione dei trasformatori (lato MT) e sezionatore per la linea MT in arrivo da altro CdC e/o in partenza verso la CdP o oltre CdC di altro sotto campo.

All'interno delle Cabine di Campo, sarà presente anche un Trasformatore per i Servizi Ausiliari da 10 kVA, 0,6/0,4 kV.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice, alimentate da apposito quadro BT installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 30kV, guanti di



protezione 30kV, estintore ecc.). Il sostegno dei circuiti ausiliari dei quadri per la sicurezza e per il funzionamento continuativo dei sistemi di protezione elettrica avverrà da gruppi di continuità (UPS) installati in loco.

4.1.1.1. Cabine di Parallelo

Sarà posizionata nelle immediate vicinanze della strada comunale che passa in prossimità dell'impianto, come si evince dalla planimetria generale dell'impianto allegata alla presente.

All'interno di essa, oltre alle celle di MT ed al trasformatore MT/BT Ausiliari, vi alloggeranno anche l'UPS, il rack dati, la centrale di videosorveglianza, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione ed il QGBT Ausiliari. La cabina d'impianto sarà costituita da edificio di cabina utente e edificio cabina di consegna

Tutti gli edifici suddetti saranno dotati di impianto elettrico realizzato a norma della legge 37/08. L'accesso alle cabine elettriche avviene tramite la viabilità interna. Dal punto di vista costruttivo si rimanda agli elaborati grafici di progetto.

Dal punto di vista elettrico la CdP consta essenzialmente di un Quadro MT, con sbarre 20 kV– 630 A 16 kA x 1 sec, costituito dagli interruttori delle linee MT in arrivo dai 3 sottocampi MT, ed il DG con linea in partenza verso la cabina di consegna. Nello stesso quadro è contenuto un sezionatore MT di protezione del trasformatore ausiliari di cabina (trafo 50 kVA Dyn11).

Al quadro MT della Cabina di Parallelo (CdP) si attesteranno: n. 3 Linee 20 kV in cavo provenienti dai 3 Sottocampi e n. 1 Linee 20 kV di collegamento con la cabina di consegna di E-DISTRIBUZIONE.

Il Quadro MT 20 kV di Cabina sarà tipo blindato, isolato in aria/gas SF6, composto dai seguenti scomparti:

- n. 3 scomparti per DDI (dispositivi di interfaccia) arrivo cavi dal Parco Fotovoltaico (1 terna per scomparto) con interruttori 630 A, TA, sezionatore tre posizioni, relè di protezione multi funzionale a microprocessore;
- n. 1 scomparto per DDR (dispositivo di ricalzo) 630A, TA, TV sezionatore tre posizioni, relè di protezione multi funzionale a microprocessore;
- n. 1 scomparto per ausiliari, sezionatore tre posizioni, fusibile di protezione;
- n. 1 scomparto per DG (dispositivo generale) 630A, TA, TV sezionatore tre posizioni, relè di protezione multi funzionale a microprocessore;



- n. 1 scomparto per TV sezionatore tre posizioni e fusibile di protezione;
- n. 1 scomparto partenza cavi (1 terna) verso cabina di consegna
-

4.2. Viabilità interna

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

4.3. Recinzione perimetrale e mitigazione visiva

Le varie aree dell'impianto saranno dotate di recinzione in rete metallica galvanizzata e da un cancello carrabile. La rete metallica come recinzione è stata scelta al fine di ridurre gli impatti; inoltre sarà posta, nelle zone dove l'impianto risulta visibile da infrastrutture e fabbricati, anche in disuso e in completo stato di abbandono, una fascia arborea autoctona di mitigazione. La posa in opera della recinzione a maglia rettangolare sarà a pali infissi direttamente nel terreno in modo da ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente circostante ed evitare l'utilizzo di calcestruzzo, tranne nel caso in cui la geologia del terreno non permetta l'infissione dei pali.

I cancelli d'ingresso saranno realizzati in acciaio zincato, sorretto da pilastri in scatolare metallico. Le dimensioni saranno tali da permettere un agevole ingresso dei mezzi pesanti impiegati in fase di realizzazione e manutenzione. In fase esecutiva sarà considerata la possibilità di dotare il cancello di azionamento elettrico.

Al fine di attenuare, se non del tutto eliminare, l'impatto visivo prodotto dall'impianto fotovoltaico sono previsti interventi di mitigazione visiva mediante messa a dimora lungo il perimetro dell'impianto di una **schermatura arborea con funzione di mitigazione visiva** dell'impianto. Tale schermatura sarà realizzata mediante la messa a dimora di un **doppio filare di uliveto**



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

intensivo, con piante disposte su file distanti m 2,00, lungo i perimetri prossimi alla viabilità esterna, mentre tale mitigazione visiva sarà costituita da un **singolo filare di uliveto intensivo in prossimità dei terreni agricoli**.

La soluzione adottata consente di ridurre efficacemente l'impatto visivo, permettendo la schermatura dell'impianto su diverse altezze grazie alla presenza di una vegetazione "a crescere", caratterizzata dalla presenza della lavanda (cfr.figura seguente).

SEZIONE 1- Mitigazioni in prossimità della viabilità esistente



SEZIONE 2- Mitigazione in prossimità di terreno agricolo

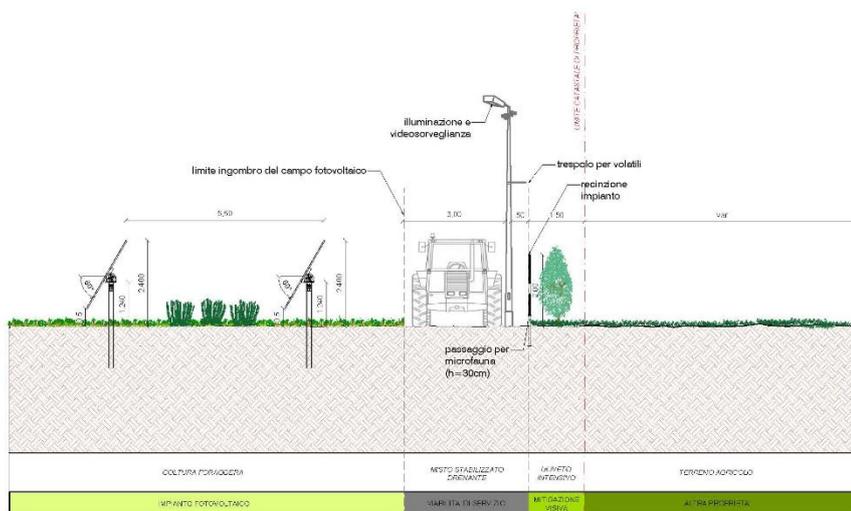


Figura 4-6: Sezione tipo misure di mitigazione



4.4. Illuminazione perimetrale

L'impianto di illuminazione perimetrale del campo sarà realizzata da apparecchi di illuminazione distribuiti uniformemente lungo il perimetro seguendo il percorso delle strade perimetrali ed eventualmente la sola recinzione. Gli apparecchi saranno dotati di fonte Luminosa a LED con emissione pari 5865lm e emissione dell'apparecchio pari a 4460lm. La potenza assorbita dall'apparecchio sarà pari a 46W con potenza massima assorbita dai LED pari a 39W.

Il suo funzionamento sarà esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto, gli apparecchi saranno installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. 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.

4.5. Sistemi ausiliari

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliata automaticamente da un sistema di Sistema integrato Anti-intrusione composto da: telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR. Queste saranno installate su pali in acciaio zincato di altezza pari a m 5,00 nei pressi delle cabine di campo e smistamento.

Ogni cabina di campo e la cabina di consegna saranno dotate di illuminazione perimetrale che si attiverà nelle ore notturne secondo la presenza del personale di manutenzione e gestione dell'impianto.

4.6. Manutenzione

I pannelli fotovoltaici non hanno bisogno di molta manutenzione. Può capitare che le loro superfici si sporchino o si ricoprano di polvere, generalmente basta l'acqua e il vento per ripulirli ma e buona norma eseguire ispezioni periodiche dei moduli per verificare la presenza di danni a vetro, telaio, scatola di giunzione o connessioni elettriche esterne. La manutenzione va effettuata da personale specializzato e competente che effettui i controlli periodici.



4.7. Lavaggio dei moduli fotovoltaici

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

4.8. Controllo delle piante infestanti

L'area sottostante i pannelli continuerà ad essere occupata da terreno vegetale e pertanto soggetta al periodico accrescimento della vegetazione. Fanno eccezione ovviamente le aree utilizzate per la realizzazione di piazzali interni all'area dell'impianto. Allo scopo di mantenere un'adeguata "pulizia" dell'area, peraltro necessaria per evitare ombreggiamenti sui pannelli, saranno effettuate delle operazioni con tagliaerba al fine di eliminare eventuali piante infestanti. Tale attività avverrà con particolare cura, da parte di impresa specializzata, allo scopo di evitare il danneggiamento delle strutture e di altri componenti dell'impianto. In particolare, lo sfalcio meccanico verrà utilizzato per eliminare la vegetazione spontanea infestante al fine di prevenire la proliferazione dei parassiti e, durante la stagione estiva, al fine di evitare la propagazione degli incendi di erbe disseccate sia agli impianti sia ai poderi confinanti. **In nessun caso saranno utilizzati diserbanti o altri prodotti chimici atti a ridurre o eliminare la presenza di vegetazione spontanea sul campo.**



5. FASE DI CANTIERE

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

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

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

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

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

6. FASE DI ESERCIZIO

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



7. FASE DI DISMISSIONE IMPIANTO E FINE VITA

Per quanto concerne le opere di dismissione di seguito si farà un breve accenno in quanto le stesse sono relazionata all'interno dell'elaborato "DPRE01_ Relazione di dismissione impianto a fine vita", come anche le azioni di ripristino dei stati dei luoghi.

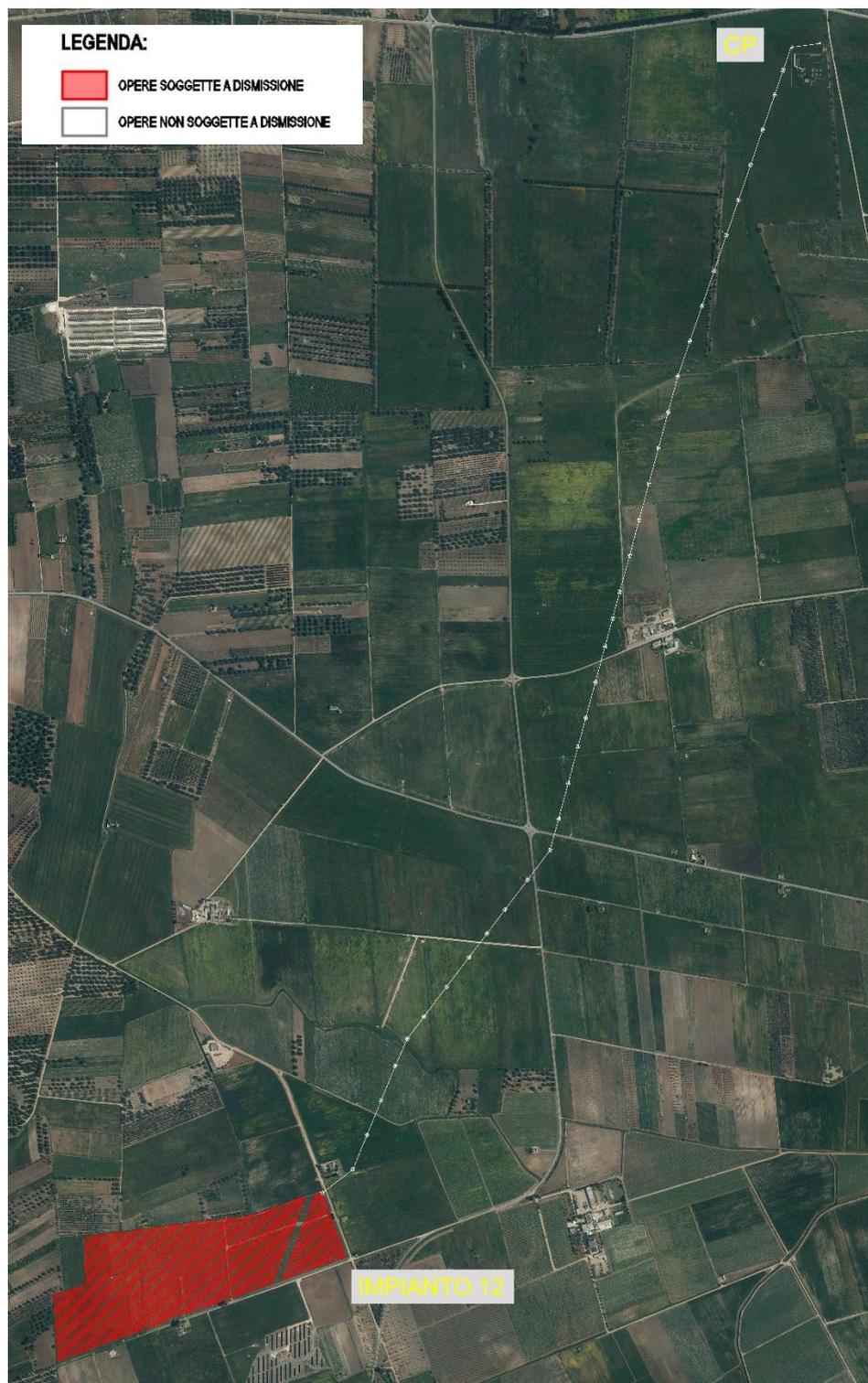
Lo smantellamento dell'impianto alla fine della sua vita utile avverrà nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future, attraverso una sequenza di fasi operative che sinteticamente sono qui di seguito riportate:

- ✓ disconnessione dell'intero impianto dalla rete elettrica;
- ✓ messa in sicurezza dei generatori PV;
- ✓ smontaggio delle apparecchiature elettriche in campo;
- ✓ smontaggio dei quadri di parallelo, delle cabine di trasformazione e della cabina di campo;
- ✓ smontaggio dei moduli PV nell'ordine seguente, ovvero:
 - smontaggio dei pannelli;
 - smontaggio delle strutture di supporto e dei pali di fondazione;
- ✓ recupero dei cavi elettrici BT ed MT di collegamento tra i moduli, i quadri parallelo stringa e la cabina di campo;
- ✓ demolizione delle platee in cls a servizio dell'impianto per l'alloggio delle cabine;
- ✓ ripristino dell'area generatori PV – piazzole – piste – cavidotto.
- ✓ la viabilità a servizio dell'impianto sarà smantellata e rinaturalizzata solo limitatamente alla porzione di approfondimento nel terreno vegetale costituente il "cassonetto" di fondazione sul quale sarà posato TNT (Tessuto Non Tessuto).

Si precisa che le opere di connessione aerea, cedute a e-distribuzione, non saranno oggetto del presente piano di dismissione. Di seguito si riporta lo schema di sintesi delle opere oggetto di rimozione.



Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)



Le azioni da effettuare per la completa dismissione dell'impianto sono, al momento come di seguito programmate. E' evidente che nel ciclo di vita dell'impianto possono migliorare le tecniche di intervento e, nel qual caso, saranno debitamente applicate. Per ora si riportano quelle in uso che sono, in termini generali, le seguenti.

7.1. Rimozione dei pannelli fotovoltaici

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati.

Infatti circa il 90 – 95 % del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio; i principali componenti di un pannello fotovoltaico sono:

- *Silicio;*
- *Componenti elettrici;*
- *Metalli;*
- *Vetro.*

Le operazioni previste per la demolizione e successivo recupero/smaltimento dei pannelli fotovoltaici consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- *recupero cornice di alluminio;*
- *recupero vetro;*
- *recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;*
- *invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella e/o ad impianto di recupero e/o riutilizzo dei polimeri.*

La tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali, valida per i pannelli a silicio cristallino è una realtà industriale che va consolidandosi sempre più. A titolo di esempio l'Associazione PV CYCLE, che raccoglie il 70% dei produttori europei di moduli fotovoltaici (circa 40 aziende) ha un programma



per il recupero dei moduli ed hanno attivato un impianto di riciclo già dal 2017, i produttori First Solar e Solar World hanno già in funzione due impianti per il trattamento dei moduli con recupero del 90% dei materiali ed IBM ha già messo a punto e sperimentato una tecnologia per il recupero del silicio dai moduli difettosi.

7.2. Rimozione delle strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi; appare opportuno riportare che essendo i terreni di fondazione costituiti da sabbie limose ed argillose, le travi di fondazione saranno semplicemente "infisse" con la tecnica del "battipalo" e potranno essere facilmente estratti.

Non è necessario fissare le travi di fondazione con "boiaccia" cementizia e/o calcestruzzo, in quanto le tensioni orizzontali dei terreni tenderanno a farsi che si abbiano vuoti fra terreno e struttura di fondazione.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.

Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettati in opera.

7.3. Impianto e apparecchiature elettriche

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Per gli inverter e i trasformatori è previsto il ritiro e smaltimento a cura del produttore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio mentre le guaine verranno recuperate in mescole di gomme e plastiche.

Le polifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale naturale.

Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.



7.4. Locali prefabbricati, cabine di trasformazione e cabina di impianto

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate alloggianti le cabine elettriche si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Per le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo si prevede la loro frantumazione, con asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero degli inerti.

Appare opportuno riportare che gli scavi effettuati per alloggiare il cassonetto di fondazione delle cabine, saranno isolati con la stesa di un Tessuto Non Tessuto (TNT) da 300- 400 g/mq che permetterà di non lasciare alcun elemento della sottofondazione in "misto granulare calcareo" (tipo Aia-CNR Uni 1006).

7.5. Recinzione area

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno ed i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.

I pilastri in c.a. di supporto ai cancelli verranno demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

7.6. Viabilità interna

La pavimentazione stradale permeabile (materiale stabilizzato) verrà rimossa per tutto il cassonetto che, come riferito, sarà isolato dal terreno naturale, da un manto di TNT che, fra l'altro, eviterà in questa fase di asportazione, che nessuna porzione di "misto granulare calcareo" resti a contatto con il terreno vegetale.

Il "misto" sarà recuperato, mentre il TNT potrà anche questo essere recuperato in impianti di Re.Mat.

In cassonetto di fondazione (di 15-20 cm) sarà ricolmato da terreno vegetale al fine del ripristino dello stato dei luoghi.



7.7. Dettagli riguardanti lo smaltimento dei componenti

Nell'ambito del presente progetto lo smaltimento dei componenti verrà gestito secondo i seguenti dettagli:

Materiale	Destinazione finale
Acciaio	Riciclo in appositi impianti
Materiali	Riciclo in appositi impianti
Rame	Riciclo e vendita
Inerti da costruzione	Conferimento ad impianto di recupero
Materiali provenienti dalla demolizione delle strade	Conferimento ad impianto di recupero
Materiali compositi in fibre di vetro	Riciclo
Materiali elettrici e component elettromeccanici	Separazione dei materiali pregiati da quelli meno pregiati. Ciascun materiale verrà riciclato/venduto in funzione delle esigenze del mercato alla data di dismissione del parco eolico

L'importo relativo alle opere di dismissione dell'impianto è pari a € 345.962,98, meglio dettagliate nell'elaborato "Computo Metrico di Dismissione".



8. ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE

Gli impatti derivanti dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico sul sistema socioeconomico sono indubbiamente positivi, in quanto si prevede l'utilizzo di risorse e maestranze locali sia per le attività di realizzazione che per quelle di manutenzione durante l'esercizio dell'impianto, che garantirà uno sbocco occupazionale per le imprese locali.

L'opera infatti si integra con la struttura economica della zona ed apporta benefici dal punto di vista:

- *occupazionale*: si cercherà di impiegare maestranze e imprese locali sia durante la fase di costruzione che nelle operazioni di gestione e manutenzione dell'impianto;
- *economico*: aumenta la redditività dei terreni sui quali sono collocati i moduli fotovoltaici;
- *ambientale*: si incrementa la quota di energia pulita prodotta all'interno del territorio interessato dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

8.1. Impatto occupazionale

Secondo alcune stime dell'industria del solare, si calcola che il fotovoltaico crei 10 posti di lavoro per ogni MW in fase di produzione, e ben 33 per ogni MW in fase di installazione.

Inoltre, la vendita e la fornitura di un MW occupano 6-8 persone, mentre la ricerca e lo sviluppo impegnano altre 1-2 persone per MW.

L'occupazione nel settore fotovoltaico è associata alle seguenti principali tipologie di attività:

- *costruzione* (pannelli di silicio, strutture portanti, ecc.);
- *installazione* (consulenza, installazioni elettriche, fondazioni, cavi e connessioni alla rete, trasformatori, sistemi di controllo remoto, percorsi pedonali e carrabili, potenziamento della rete elettrica);
- *gestione/manutenzione*.

Non solo la presenza di un impianto di questo tipo comporta la necessità di personale specializzato nella sua gestione e manutenzione, ma, allo stesso tempo, permette di dare un buon contributo al fabbisogno energetico dell'intero comune.

L'impatto occupazionale previsto durante le diverse fasi dei progetti può essere stimato come segue:

- *Fase progettuale*: lavoro per geometri, architetti, ingegneri, consulenti legali, commercialisti, ecc.;
- *Fase realizzativa*: lavoro per imprese locali, quali ditte di costruzione, movimento terra, impianti, sicurezza, ecc.;



- *Fase operativa:* lavoro per personale addetto alla sicurezza e manutenzione degli impianti; Attività di coordinamento: lavoro per personale specializzato in gestione di progetti e personale amministrativo;
- *Fase di gestione:* addetti alla manutenzione ordinaria e straordinaria, elettricisti specializzati per inverter e trasformatori, addetti alla pulizia periodica dei pannelli e dei terreni del sito;

8.2. Sensibilizzazione della popolazione

Si può concludere che l'installazione dell'impianto fotovoltaico produce un chiaro effetto positivo nello sviluppo del settore terziario, industriale e artigianale della zona.

Effetti Socioeconomici

In media, un parco fotovoltaico in Europa rimborserà l'energia usata per la costruzione in un periodo di tempo che va dai 2 ai 3 anni, e nell'arco di tutto il suo ciclo di durata un pannello produrrà più di 10 volte l'energia usata nella sua costruzione.

Ciò è favorevole se paragonato con centrali elettriche alimentate a carbone, oppure a petrolio, che distribuiscono solo un terzo dell'energia totale usata nella loro costruzione e nel rifornimento di combustibile. Così se il combustibile fosse incluso nel calcolo, le centrali elettriche a combustibile fossile non raggiungerebbero mai un rimborso energetico. L'energia ricavata dal sole non solo raggiunge un rimborso in pochi anni dal momento dell'installazione, ma fa anche uso di un combustibile inesauribile e senza costi.

Pertanto considerando le diverse variabili in gioco si può concludere che l'impianto genera un impatto positivo dal punto di vista della redditività economica.



9. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, INTESE, CONCESSIONI, LICENZE, PARERI, NULLA OSTA E ASSENSI

Regione Puglia

Area Politiche per lo Sviluppo Economico, il Lavoro e l'Innovazione Servizio Attività estrattive
Corso Sonnino n.177 – BARI

Regione Puglia

Area Politiche per la Riqualificazione, la Tutela e la Sicurezza Ambientale e per l'Attuazione delle Opere Pubbliche – Servizio Ecologia Ufficio Programmazione, Politiche Energetiche, VIA e VAS
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 - 70026 MODUGNO (BA)

Regione Puglia

Servizio Attività estrattive
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA)
attivitaestrattive@pec.rupar.puglia.it

Regione Puglia

Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio Tutela delle Acque
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA)
servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it

Regione Puglia

Area Politiche per lo Sviluppo Rurale Ufficio Provinciale Agricoltura di Lecce
VIA ALDO MORO 73100 LECCE
upa.lecce@pec.rupar.puglia.it

Regione Puglia

Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio LL. PP. - Ufficio Espropri
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA)
ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV29 Srl**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

Ministero Sviluppo Economico

Dipartimento per le Comunicazioni Ispettorato Territoriale Puglia - Basilicata
VIA AMENDOLA, 116 70125 BARI (BA)

Regione Puglia

Area Politiche per la Mobilità e la Qualità Urbana Servizio Assetto del Territorio Ufficio Attuazione Pianificazione Paesaggistica
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA)
servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it

Regione Puglia

Area Politiche per la Riqualificazione, la Tutela e la Sicurezza Ambientale e per l'Attuazione delle Opere Pubbliche - Servizio Tutela delle Acque
Via delle Magnolie, 6 - 70026 Modugno (Ba)

Regione Puglia Avvocatura Regionale

Lungomare Nazario Sauro, 33 – 70121 Bari

Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Brindisi

VIA NICOLA BRANDI sn 72100 Brindisi com.brindisi@cert.vigilfuoco.it

Regione Puglia

Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio LL. PP. Ufficio Struttura Tecnica Provinciale di Brindisi
PIAZZA SANTA TERESA, 2 72100 BRINDISI
ufficio.coord.stp.br@pec.rupar.puglia.it

Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto

CORSO DUE MARI, 38 74100 TARANTO
maridipart.taranto@postacert.difesa.it



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV29 Srl**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

Provincia di Brindisi

PIAZZA SANTA TERESA, 2 72100 BRINDISI
provincia@pec.provincia.brindisi.it

Aeronautica Militare Comando III Regione Aerea

LUNGOMARE NAZARIO SAURO, 39 70100 BARI
aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it

ASL Brindisi

Via Napoli, 8 72100 Brindisi BR
protocollo.asl.brindisi@pec.rupar.puglia.it

Terna S.p.A.

VIA EGIDIO GALBANI, 70 00196 ROMA

ARPA Puglia Direzione Regionale

CORSO TRIESTE, 27 70126 BARI
dir.generale.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it

ARPA Puglia - DAP di Brindisi

VIA GALANTI, 16 72100 BRINDISI
dap.br.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it

Ministero della Difesa Direzione Generale dei Lavori e del Demanio

PIAZZA DELLA MARINA, 4 00196 ROMA

Comando Militare Esercito "Puglia"

PZZA LUIGI DI SAVOIA, 3 70121 BARI

Autorità di Bacino della Puglia

STR PROV PER CASAMASSIMA KM 3 c/o INNOVAPUGLIA S.p.A. 70010 VALENZANO (BA)
segreteria@pec.adb.puglia.it



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV29 Srl**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

ENAC - Ente Nazionale per l'Aviazione Civile

VIA DI VILLA RICOTTI, 42 00144 ROMA
operazioni.napoli@postacert.enac.gov.it

C.I.G.A.

Aeroporto "M. De Bernanrdi"
VIA DI PRATICA DI MARE, 45 00040 POMEZIA (RM)

ENAV - Ente Nazionale Assistenza al Volo

VIA SALARIA, 716 00138 ROMA

Comune di Brindisi

Piazza Matteotti, 1 72100 – Brindisi
ufficioprotocollo@pec.comune.brindisi.it

Ministero per i Beni e le Attività Culturali

Sovrintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggistici per le Province di Lecce, Brindisi e Taranto
VIA FOSCARINI, 2/b 73100 LECCE
mbac-sbap-le@mailcert.beniculturali.it

Ministero per i Beni e le Attività Culturali Sovrintendenza per i Beni Archeologici per la Puglia

VIA DUOMO, 33 EX CONVENTO S DOMENICO 74100 TARANTO
mbac-sba-pug@mailcert.beniculturali.it

Ministero dei Trasporti

Direzione Generale Territoriale Sud e Sicilia
Strada Prov.le Modugno-Palese 70026 Modugno (Ba)

Ministero dello Sviluppo Economico Dipartimento per le Comunicazioni Ispettorato Territoriale Puglia – Basilicata

Via Amendola 116 - 70125 - Bari (Ba)



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV29 Srl**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

RFI - Direzione Compartimentale Infrastrutture

Piazza A. Moro, Tratto Strada int. FS,57 70126 – Bari

Direzione Genio Militare

Ministero Difesa

Piazza della Marina, 4 00184 Roma (RM)

Acquedotto Pugliese S.p.A.

Via Leonardo Da Vinci, 12/Bis, 72100 Brindisi BR

AQP S.p.A.

Via Cognetti, 36 - 70121 Bari

SNAM Rete Gas Spa

Via G. Amendola, 162/1 70126 - Bari

ANAS S.p.A.

Compartimento Regionale

Viale Luigi Einaudi, 15 70125 Bariù

Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici della Puglia

Strada Dottula Isolato 49 70122 Bari



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **HEPV29 Srl**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 8.120 kW e potenza moduli pari a 10.150,14 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito in Brindisi (BR)

10. CERTIFICAZIONE DI IMPRESA



Elaborato: **Relazione tecnica**

Rev. 0 – Marzo 2021

Pag. **71** a **71**