



REGIONE
PUGLIA



PROVINCIA DI
BRINDISI



COMUNE DI
BRINDISI

OGGETTO:

“Progetto di un impianto agrivoltaico denominato "CSPV BRINDISI", di potenza pari a 17,8 MWp e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel comune di Brindisi (BR)”

ELABORATO:

Relazione generale



PROPONENTE:



AEI SOLAR PROJECT VI S.R.L.
VIA VINCENZO BELLINI, 22
00198- ROMA (RM)
P.IVA 16805281009

PROGETTAZIONE:




Ing. Carmen Martone
Iscr. n. 1872
Ordine Ingegneri Potenza
C.F. MRTCMN73D56H703E



Geol. Raffaele Nardone
Iscr. n. 243
Ordine Geologi Basilicata
C.F. NRDRFL71H04A509H

EGM PROJECT S.R.L.
VIA VERRASTRO 15/A
85100- POTENZA (PZ)
P.IVA 02094310766
REA PZ-206983

Livello prog.	Cat. opera	N°. prog.elaborato	Tipo elaborato	N° foglio	Tot. fogli	Nome file	Scala
PD	I.IF	A.01	R			A.01Rel_generale	
REV.	DATA	DESCRIZIONE			ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	SETTEMBRE 2023	Emissione				Geol. Raffaele Nardone EGM Project	Ing. Carmen Martone EGM Project

	Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR) RELAZIONE GENERALE	DATA: LUGLIO 2023 Pag. 1 di 50
---	---	---

Sommario

1.	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO.....	2
2.	INQUADRAMENTO NORMATIVO, PROGRAMMATICO ED AUTORIZZATORIO.....	7
2.1	Elenco delle autorizzazioni ed enti competenti	13
2.2	Definizioni impianto agri-voltaico	16
3.	DESCRIZIONE STATO DI FATTO E VINCOLI AMBIENTALI.....	21
3.1	Strumenti di tutela e di pianificazione a livello nazionali e relative interferenze	21
3.1.1	Vincolo idrogeologico	21
3.1.2	Vincoli ambientali	23
3.1.3	Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI)	28
3.1.4	Strumenti di pianificazione urbanistica	30
4.	CARATTERIZZAZIONE DEL SOTTOSUOLO	33
4.1	Caratterizzazione geologica e geotecnica del sottosuolo.....	33
4.2	Caratterizzazione sismica dell'area	35
5.	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	39
5.1	Pannelli fotovoltaici.....	39
5.2	Stringhe.....	42
5.3	Strutture di supporto	43
5.4	Inverter di stringa.....	44
5.5	Trasformatore	46
6.	OPERE DI CONNESSIONE	48
6.1	Cavi AT	48
6.2	Cavi BT.....	49

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

La presente relazione illustra, in linea generale, la progettazione di un impianto agrivoltaico e delle relative opere di connessione. L'impianto in oggetto, sarà ubicato nel comune di Brindisi a circa 7 Km in direzione sud rispetto al nucleo urbano di Brindisi, mentre dista circa 3 km in direzione nord-est rispetto al nucleo urbano di Tutturano. L'area interessata dalla realizzazione del parco presenta un'orografia tipica della zona, caratterizzata da un suolo principalmente agricolo ove il paesaggio prevalente è costituito da vasti campi di seminativo intervallati da boschi di ulivi, distese di vigneti e frutteti. La zona dove verranno alloggiati i pannelli ricade completamente in area pianeggiante a circa 30 m sul livello del mare. Il progetto dell'impianto è finalizzato alla produzione della cosiddetta energia elettrica "pulita" e ben si inquadra nel disegno nazionale di incremento delle risorse energetiche utilizzando fonti alternative a quelle di sfruttamento dei combustibili fossili, ormai reputate spesso dannose per gli ecosistemi e per la salvaguardia ambientale. La scelta di realizzare un impianto agrivoltaico è finalizzata anche a preservare e garantire la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale. Il progetto in oggetto prevede la realizzazione dell'impianto l'installazione a terra dei pannelli fotovoltaici montati su idonee strutture metalliche di supporto mobili che ruotano in base alla posizione del sole. Tali strutture saranno posizionate in direzione NORD-SUD in maniera tale da sfruttare al massimo la luce del sole. La potenza nominale è pari a 17,8 MW mentre la potenza in immissione è pari a 13,7 MW. Le opere civili da realizzare risultano essere compatibili con l'inquadramento urbanistico del territorio; esse, infatti, non comportano una variazione della "destinazione d'uso del territorio" e non necessitano di alcuna "variante allo strumento urbanistico", come da giurisprudenza consolidata.

Al fine di ubicare i terreni sui quali sarà realizzato l'impianto di seguito vengono riportate alcune carte su cui è stato ubicato il campo fotovoltaico:

- sovrapposizione del campo agrivoltaico su ortofoto (Figura 1);
- sovrapposizione del campo agrivoltaico su catastale (Figura 2);
- sovrapposizione del campo agrivoltaico su CTR (Figura 3);
- sovrapposizione del campo agrivoltaico su IGM (Figura 4).

In particolare, le particelle catastali dell'impianto fotovoltaico sono le seguenti: Foglio 153 particelle 416-419-452-457-459-454, Foglio 154 particelle 632-523-525-527-529-531-414-82-442-440.

RELAZIONE GENERALE



Figura 1. *Inquadramento area campo fotovoltaico su base ortofoto.*

RELAZIONE GENERALE

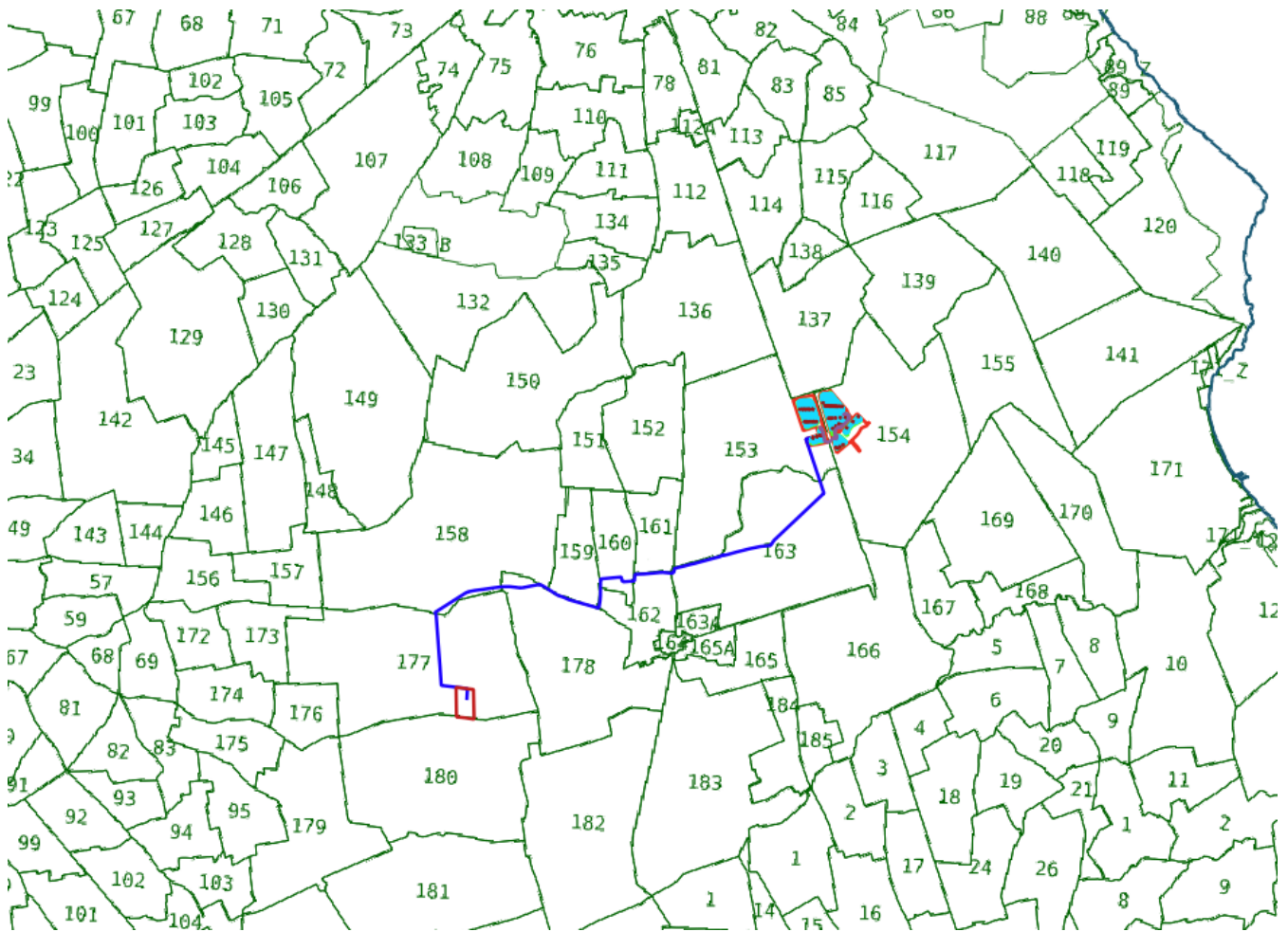


Figura 2. *Inquadramento area campo fotovoltaico su catastale.*

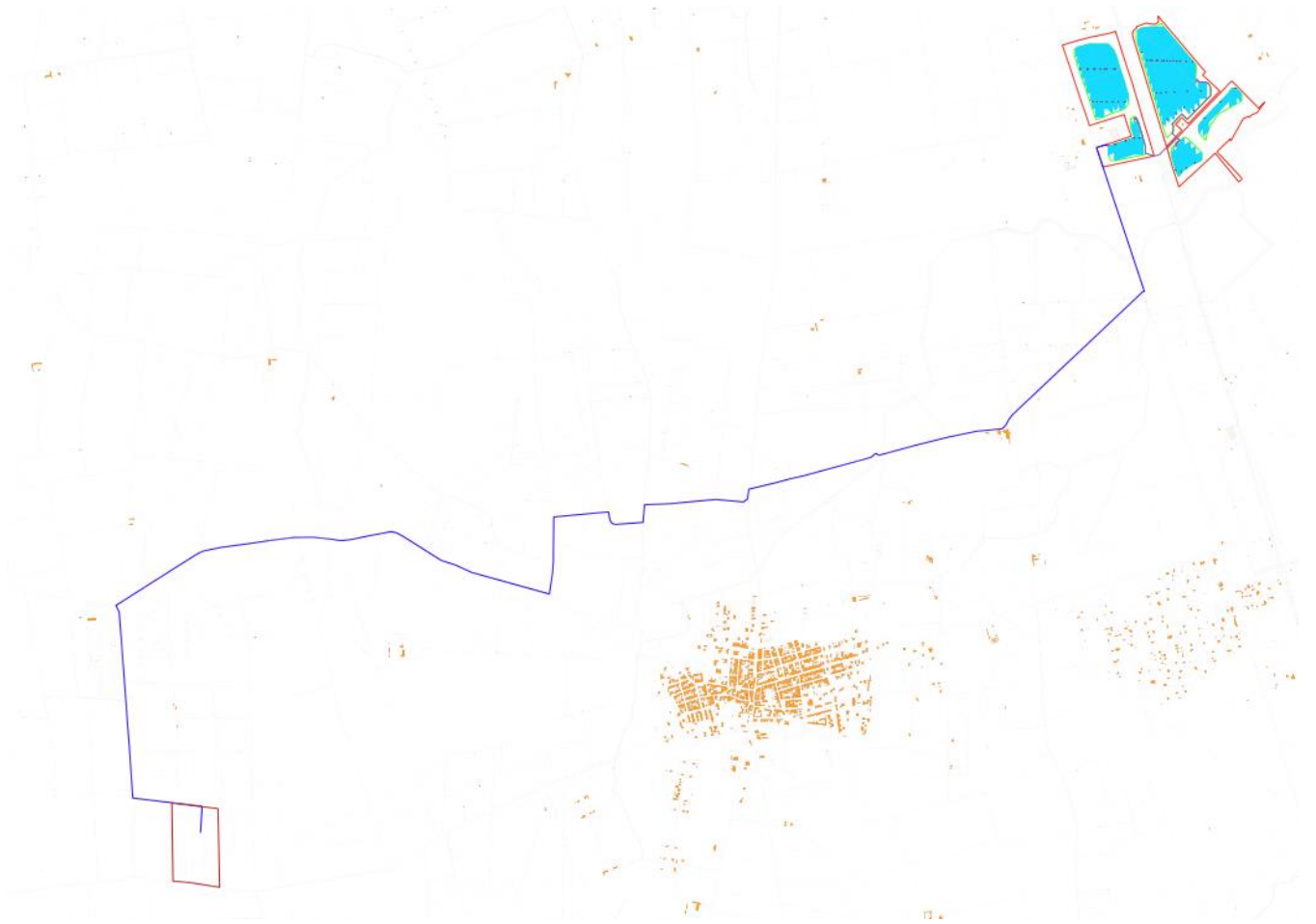


Figura 3. *Inquadramento area campo fotovoltaico e sottostazione su CTR.*

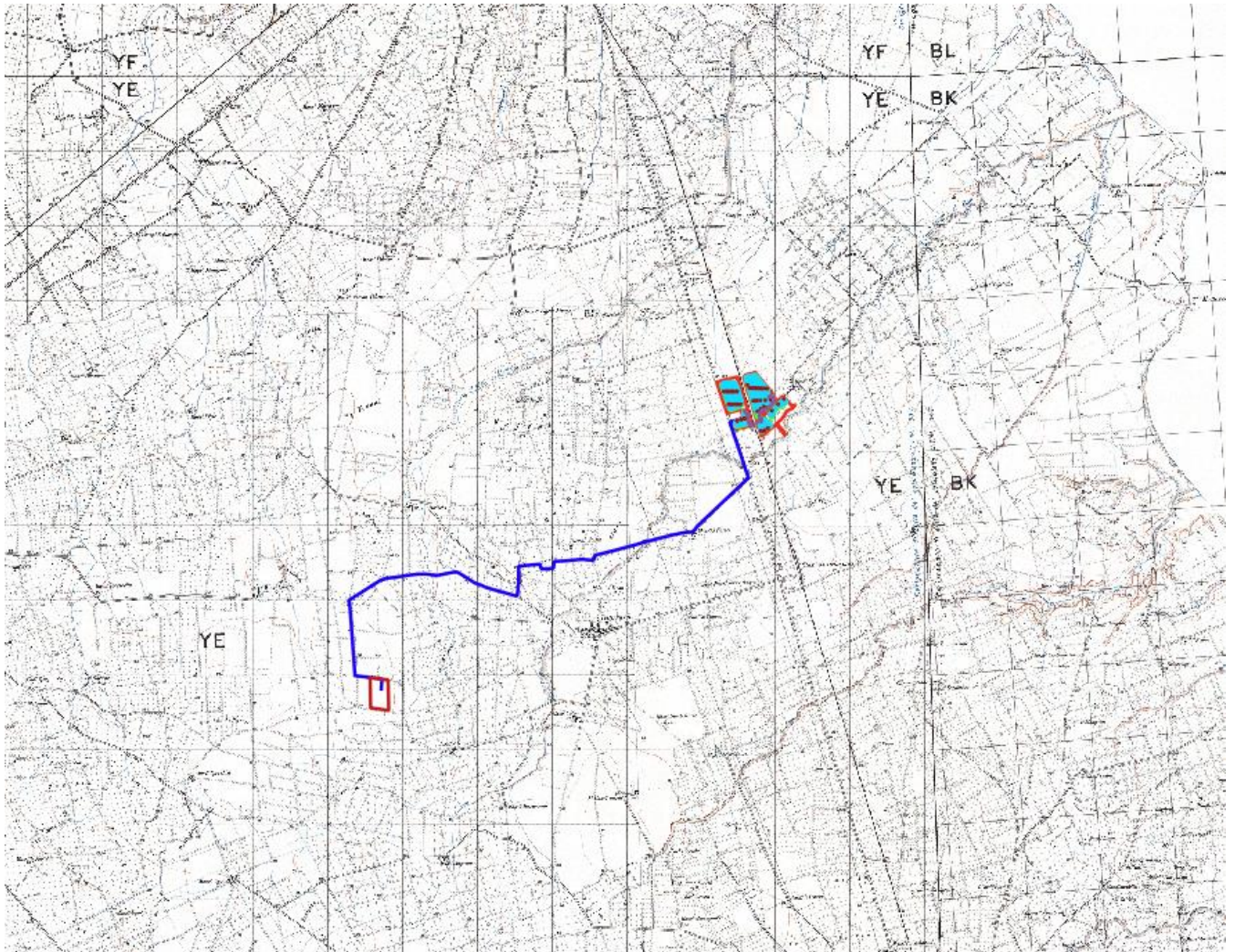


Figura 4. *Inquadramento area campo fotovoltaico e sottostazione su IGM..*

2. INQUADRAMENTO NORMATIVO, PROGRAMMATICO ED AUTORIZZATORIO

Il presente progetto è stato redatto sulla base della normativa europea, nazionale e regionale vigente. La procedura adottata è "Provvedimento Unico in materia Ambientale (PUA)", regolamentato dall'art.27 del D.Lgs.152/2006, ha la finalità di riunire in un unico provvedimento, il provvedimento di VIA e il rilascio di ogni altra autorizzazione, intesa, parere, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale richiesto dalla normativa vigente per la realizzazione e l'esercizio di un progetto.


In particolare, nell'ambito del PUA può essere richiesto il rilascio dei seguenti titoli ambientali:

- Autorizzazione integrata ambientale ai sensi del Titolo III-bis della Parte II del D.Lgs.152/2006;
- Autorizzazione riguardante la disciplina degli scarichi nel sottosuolo e nelle acque sotterranee di cui all'articolo 104 del D.Lgs.152/2006;
- Autorizzazione riguardante la disciplina dell'immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo e attività di posa in mare di cavi e condotte di cui all'articolo 109 del D.Lgs.152/2006;
- Autorizzazione paesaggistica di cui all'articolo 146 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n.42;
- Autorizzazione culturale di cui all'articolo 21 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n.42;
- Autorizzazione riguardante il vincolo idrogeologico di cui al Regio decreto 30 dicembre 1923, n. 3267 e al Decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n.616;
- Nulla osta di fattibilità di cui all'articolo 17, comma 2, del decreto legislativo 26 giugno 2015, n.105;
- Autorizzazione antisismica di cui all'articolo 94 del Decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n.380

Normativa di riferimento nazionale


Di seguito si riporta l'elenco delle principali norme a livello nazionale:

- ✓ Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 di recepimento della Direttiva 2001/77/Ce relativo alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR)</p> <p>RELAZIONE GENERALE</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 8 di 50</p>
---	--	---

- ✓ Legge del 23 agosto 2004, n. 239 - Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (c.d. legge Marzano)
- ✓ Pacchetto energia e cambiamenti climatici - Position Paper del 10 settembre 2007 del Governo italiano;
- ✓ Legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge finanziaria 2008) - Nuovo sistema incentivante, ulteriori agevolazioni ed obblighi per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- ✓ Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2008 – Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 - Decreto legislativo 28/2011 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- ✓ DM 6 luglio 2012 sugli incentivi alla produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici.

Il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 ***Il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387*** costituisce il recepimento della direttiva 2001/77/Ce nell'ordinamento interno italiano. Tale decreto rappresenta la prima legislazione nazionale organica di disciplina della produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabile. Con l'entrata in vigore del D.Lgs. n. 387/2003, sono stati introdotti i primi strumenti di incentivazione della produzione di energia verde. In particolare, l'art. 12, D.lgs. prevede che l'Autorizzazione Unica alla costruzione e all'esercizio di un impianto che utilizza fonti rinnovabili venga rilasciata a seguito di un procedimento unico, a cui partecipano tutte le Amministrazioni interessate. L'autorizzazione riguarda, in particolare, oltre alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili (e agli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione) anche le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti. Il D. Lgs. n. 387/2003 prevede l'esame contestuale della domanda e della documentazione presentata dal soggetto interessato da parte di tutte le amministrazioni interessate nonché dalle Autorità competenti in materia ambientale e dalle amministrazioni cui spetta il rilascio di titoli edilizi ed urbanistici.

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR)</p> <p>RELAZIONE GENERALE</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 9 di 50</p>
---	--	---

Nel comma 1 articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 è stabilito che le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti sono di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti.

Linee Guida Nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili


Le Linee Guida previste dall'articolo 12, comma 10 del D.Lgs n. 387/2003 sono state approvate con D.M. 10 settembre 2010 e pubblicate; esse costituiscono una disciplina unica, valida su tutto il territorio nazionale, che consentirà di superare la frammentazione normativa del settore delle fonti rinnovabili. Le linee guida nazionali si applicano alle procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti sulla terraferma di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili, per gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione degli stessi impianti nonché per le opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dei medesimi impianti.

Le linee guida si compongono di cinque parti:

- *Disposizioni generali*
- *Regime giuridico delle autorizzazioni*
- *Procedimento unico*
- *Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio*
- *Disposizioni transitorie e finali.*

Al testo delle linee guida ci sono quattro allegati:


- *Allegato 1: Elenco indicativo degli atti di assenso che confluiscono nel procedimento unico;*
- *Allegato 2: Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative;*
- *Allegato 3: Criteri per l'individuazione di aree non idonee;*
- *Allegato 4: Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio.*

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR)</p> <p>RELAZIONE GENERALE</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 10 di 50</p>
---	--	--

Normativa di riferimento regionale

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

- ✓ **L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.**
- ✓ **Legge regionale n.31 del 21/10/2008**, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- ✓ **PPTR – Puglia** Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia
- ✓ **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010**, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- ✓ **Regolamento Regionale n. 24/2010** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile", recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.
- ✓ **Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25-** Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e s.m.i (DD 162/204, RR24/2012);
- ✓ **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29** - Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."
- ✓ **Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012** con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- ✓ **Legge Regionale 16 luglio 2018, n. 38** - Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25 Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzati in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste da TERNA, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, "Regole tecniche di connessione

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR)</p> <p>RELAZIONE GENERALE</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 11 di 50</p>
---	--	--

per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.

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

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale– PPTR Regione Puglia, con riferimenti anche al PUTT/P (Piano Urbanistico Territoriale Tematico “Paesaggio”) - Regione Puglia (sebbene non più in vigore);
- PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell’Autorità di Bacino della Regione Puglia;
- Carta Idrogeomorfologica Regione Puglia redatta da AdB;

Normativa tecnica di riferimento

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà realizzato in conformità alle vigenti Leggi/Normative tra le quali si segnalano le seguenti principali:

- D.P.R. n. 547 del 27/04/1955 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.P.R. n. 164 del 07/01/1956 - Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro nelle costruzioni;
- D.P.R. n. 302 del 19/03/1956 - Norme integrative per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.P.R. n. 303 del 19/03/1956 - Norme generali per l’igiene sul lavoro;
- Legge 186/68 - Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- D.Lgs 199/21 – Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili.
- D. Lgs 37/08 - Norme per la sicurezza degli impianti;
- D.Lgs. 81/08 - Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- DM 16 gennaio 1996 - Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi;
- Circolare 4 luglio 1996 - Istruzioni per l’applicazione delle “Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi;
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per la Legge 46/90;

RELAZIONE GENERALE

- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- Norma CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese di energia elettrica;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con PVC con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1550 V in corrente continua;
- CEI 81-10/1 Protezione contro i fulmini. Principi generali;
- CEI 81-10/2 Protezione contro i fulmini. Valutazione del rischio;
- CEI 81-10/3 Protezione contro i fulmini. Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI 81-10/4 Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici nelle CEI EN 60099- 1-2 Scaricatori;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiegate di protezione e manovra per bassa pressione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfa numerico;
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in Si cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI EN 60904-1 Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

- CEI EN 61000-3-2 Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1 Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici: Dati climatici;
- CEI EN 61724 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

2.1 Elenco delle autorizzazioni ed enti competenti

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

Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE)

Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la qualità dello Sviluppo (CreSS)

Via Cristoforo Colombo 44

00147 Roma (RM)

Ministero per la Cultura (MiC)

Direzione generale archeologia, belle arti e paesaggio

Servizio V Tutela del paesaggio

Via di San Michele 22

00153 Roma (RM)

Comune di Brindisi

Piazza Matteotti 1

72100 Brindisi (BR)

Provincia di Brindisi

Via De Leo 3

72100 Brindisi (BR)

Regione Puglia

Dipartimento Agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale

Sezione Gestione sostenibile e tutela delle risorse forestali e naturali

Lungomare N. Sauro 45

70121 Bari (BA)

Regione Puglia

Dipartimento Mobilità

Sezione Mobilità sostenibile e Vigilanza del trasporto pubblico e locale

Lungomare N. Sauro Pal. Agricoltura 7

70121 Bari (BA)

Regione Puglia

Dipartimento Ambiente, paesaggio e qualità urbana

Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio

SERVIZIO OSSERVATORIO E PIANIFICAZIONE PAESAGGISTICA

Via G. Gentile 52

70100 Bari (BA)

Regione Puglia

Dipartimento turismo, economia della cultura e valorizzazione del territorio

Fiera del Levante Lung.re Starita,4 – Pad. 107

70100 Bari (BA)

Regione Puglia

Dipartimento bilancio, affari Generali ed infrastrutture

Sezione Difesa del suolo e Rischio Sismico

SERVIZIO SISMICO

Via G. Gentile Polifunzionale

70100 Bari (BA)

Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale

Viale Lincoln
81100 Caserta

Comando marittimo Sud (MARINASUD)

Corso Due Mari 38
74123 Taranto (TA)

Comando Militare Regionale

P.za Luigi di Savoia Duca Degli Abruzzi 44
70121 Bari (BA)

Ministero Della Difesa

Comando Scuole A.M. - 3° Regione Aerea
Lungomare Nazario Sauro 39

70121 Bari (BA)

Ministero Della Difesa

Centro Informazioni Geotopografiche Aeronautiche (C.I.G.A.)
Strada Provinciale 104b 52

00040 Pomezia (RM)

Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC)

Direzione Operatività e Certificazione Aeroporti Viale Castro Pretorio, 118
00185 Roma (RM)

Terna S.p.a.

Rete Elettrica Nazionale
Viale Egidio Galbani 70

00156 Roma (RM)


Ministero Dello Sviluppo Economico

Ispettorato Territoriale Puglia; Basilicata e Molise
Via G. Amendola 116

70126 Bari (BA)

ARPA Puglia

Corso Trieste, 27

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR)</p> <p>RELAZIONE GENERALE</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 16 di 50</p>
---	--	--

70126 Bari (BA)

ANAS S.P.A. - Struttura Territoriale Puglia

Viale Luigi Einaudi, 15

70126 Bari (BA)

Soprintendenza Archeologia Belle Arti e Paesaggio per le provincie di Brindisi e Lecce

Via Antonio Galateo, 2

73100 Lecce

Direzione Generale Sicurezza Anche Ambientale Delle Attività Minerarie Ed Energetiche

Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse Divisione IV

Sezione UNMIG di Napoli

P.zza Giovanni Bovio 22

80133 Napoli (NA)

ENAV-AOT

Via Salaria 716

00138 Roma (RM)

2.2 Definizioni impianto agri-voltaico

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni di cui all' art. 2 del decreto legislativo n.199 del 2021 e le seguenti:

a) Attività agricola: produzione, allevamento o coltivazione di prodotti agricoli, comprese la raccolta, la mungitura, l'allevamento e la custodia degli animali per fini agricoli;

b) Impresa agricola: imprenditori agricoli, come definiti dall'articolo 2135 del codice civile, in forma individuale o in forma societaria anche cooperativa, società agricole, come definite dal decreto legislativo 29 marzo 2004, n. 99, e s.m.i., se persona giuridica, e consorzi costituiti tra due o più imprenditori agricoli e/o società agricole;

c) Impianto fotovoltaico: insieme di componenti che producono e forniscono elettricità ottenuta per mezzo dell'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche in corrente alternata o in corrente continua e/o di immetterla nella rete distribuzione o di trasmissione;

d) Impianto agrivoltaico (o agrovoltaico, o agro-fotovoltaico): impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione;

e) Impianto agrivoltaico avanzato: impianto agrivoltaico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:

i) adotta soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;

ii) prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;

f) Sistema agrivoltaico avanzato: sistema complesso composto dalle opere necessarie per lo svolgimento di attività agricole in una data area e da un impianto agrivoltaico installato su quest'ultima che, attraverso una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, integri attività agricola e produzione elettrica, e che ha lo scopo di valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi, garantendo comunque la continuità delle attività agricole proprie dell'area;

g) Volume agrivoltaico (o Spazio poro): spazio dedicato all'attività agricola, caratterizzato dal volume costituito dalla superficie occupata dall'impianto agrivoltaico (superficie maggiore tra quella individuata dalla proiezione ortogonale sul piano di campagna del profilo esterno di massimo ingombro dei moduli fotovoltaici e quella che contiene la totalità delle strutture di supporto) e dall'altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo;

h) Superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv): somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice);

i) Superficie di un sistema agrivoltaico (Stot): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico;

j) Altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo: altezza misurata da terra fino al bordo inferiore del modulo fotovoltaico; in caso di moduli installati su strutture a inseguimento l'altezza è

misurata con i moduli collocati alla massima inclinazione tecnicamente raggiungibile. Nel caso in cui i moduli abbiano altezza da terra variabile si considera la media delle altezze;

k) Produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri): produzione netta che l'impianto agrivoltaico può produrre, espressa in GWh/ha/anno;


l) Producibilità elettrica specifica di riferimento (FVstandard): stima dell'energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi), espressa in GWh/ha/anno, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico;

m) Potenza nominale di un impianto agrivoltaico: è la potenza elettrica dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle singole potenze nominali di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni STC (Standard Test Condition), come definite dalle pertinenti norme CEI, espressa in kW;

n) Produzione netta di un impianto agrivoltaico: è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica, espressa in MWh;

o) SAU (Superficie Agricola Utilizzata): superficie agricola utilizzata per realizzare le coltivazioni di tipo agricolo, che include seminativi, prati permanenti e pascoli, colture permanenti e altri terreni agricoli utilizzati. Essa esclude quindi le coltivazioni per arboricoltura da legno (pioppeti, noceti, specie forestali, ecc.) e le superfici a bosco naturale (latifoglie, conifere, macchia mediterranea). Dal computo della SAU sono escluse le superfici delle colture intercalari e quelle delle colture in atto (non ancora realizzate). La SAU comprende invece la superficie delle piantagioni agricole in fase di impianto;

p) SANU (Superficie agricola non utilizzata): Insieme dei terreni dell'azienda non utilizzati a scopi agricoli per una qualsiasi ragione (di natura economica, sociale o altra), ma suscettibili ad essere utilizzati a scopi agricoli mediante l'intervento di mezzi normalmente disponibili presso un'azienda agricola. Rientrano in questa tipologia gli eventuali terreni abbandonati facenti parte dell'azienda ed aree destinate ad attività ricreative, esclusi i terreni a riposo (Tare per fabbricati, Tare degli appezzamenti, Boschi, Arboricoltura da legno, Orti familiari).

	Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR) RELAZIONE GENERALE	DATA: LUGLIO 2023 Pag. 19 di 50
---	---	--

q) RICA (Rete di Informazione Contabile Agricola): indagine campionaria svolta in tutti gli Stati dell'Unione Europea, gestita in Italia dal CREA, basata su un campione ragionato di circa 11.000 aziende, strutturato in modo da rappresentare le diverse tipologie produttive e dimensionali presenti sul territorio nazionale, consentendo una copertura media a livello nazionale del 95% della Superficie Agricola Utilizzata, del 97% del valore della Produzione Standard, del 92% delle Unità di Lavoro e del 91% delle Unità di Bestiame;

r) PAC (Politica Agricola Comune): insieme di regole dettate dall'Unione europea, ai sensi dell'articolo 39 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea, per incrementare la produttività dell'agricoltura; assicurare un tenore di vita equo alla popolazione agricola; stabilizzare i mercati; garantire la sicurezza degli approvvigionamenti; assicurare prezzi ragionevoli ai consumatori;

s) LAOR (Land Area Occupation Ratio): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (S tot). Il valore è espresso in percentuale;

t) SIGRIAN (Sistema informativo nazionale per la gestione delle risorse idriche in agricoltura): strumento di riferimento per il monitoraggio dei volumi irrigui previsto dal Decreto del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali del 31/07/2015 "Approvazione delle linee guida per la regolamentazione da parte delle Regioni delle modalità di quantificazione dei volumi idrici ad uso irriguo", che raccoglie tutte le informazioni di natura gestionale, infrastrutturale e agronomica relative all'irrigazione collettiva ed autonoma a livello nazionale; è un geodatabase, strutturato come un WebGis in cui tutte le informazioni sono associate a dati geografici, collegati tra loro nei diversi campi, con funzione anche di banca dati storica utile ai fini di analisi dell'evoluzione dell'uso irriguo dell'acqua nelle diverse aree del Paese;

u) SIAN (Sistema informativo agricolo nazionale): strumento messo a disposizione dal Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali e dall'Agea - Agenzia per le Erogazioni in Agricoltura, per assicurare lo svolgimento dei compiti relativi alla gestione degli adempimenti previsti dalla PAC, con particolare riguardo ai regimi di intervento nei diversi settori produttivi;

v) Buone Pratiche Agricole (BPA): le buone pratiche agricole (BPA) definite in attuazione di quanto indicato al comma 1 dell'art. 28 del Reg. CE n. 1750/99 e di quanto stabilito al comma 2 dell'art. 23 del Reg. CE 1257/99, nell'ambito dei piani di sviluppo rurale.

I sistemi agrivoltaici possono essere caratterizzati da diverse configurazioni spaziali (più o meno dense) e gradi di integrazione ed innovazione differenti, al fine di massimizzare le sinergie produttive tra i due sottosistemi (fotovoltaico e colturale), e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola, finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche dei siti. Dal punto di vista spaziale, il sistema agrivoltaico può essere descritto come un “pattern spaziale tridimensionale”, composto dall'impianto agrivoltaico, e segnatamente, dai moduli fotovoltaici e dallo spazio libero tra e sotto i moduli fotovoltaici, montati in assetti e strutture che assecondino la funzione agricola, o eventuale altre funzioni aggiuntive, spazio definito “volume agrivoltaico” o “spazio poro”, come mostrato in Figura 5. Un sistema agrivoltaico è un sistema complesso, essendo allo stesso tempo un sistema energetico ed agronomico. In generale, la prestazione legata al fotovoltaico e quella legata alle attività agricole risultano in opposizione, poiché le soluzioni ottimizzate per la massima captazione solare da parte del fotovoltaico possono generare condizioni meno favorevoli per l'agricoltura e viceversa. Ad esempio, un eccessivo ombreggiamento sulle piante può generare ricadute negative sull'efficienza fotosintetica e, dunque, sulla produzione; o anche le ridotte distanze spaziali tra i moduli e tra i moduli ed il terreno possono interferire con l'impiego di strumenti e mezzi meccanici in genere in uso in agricoltura.

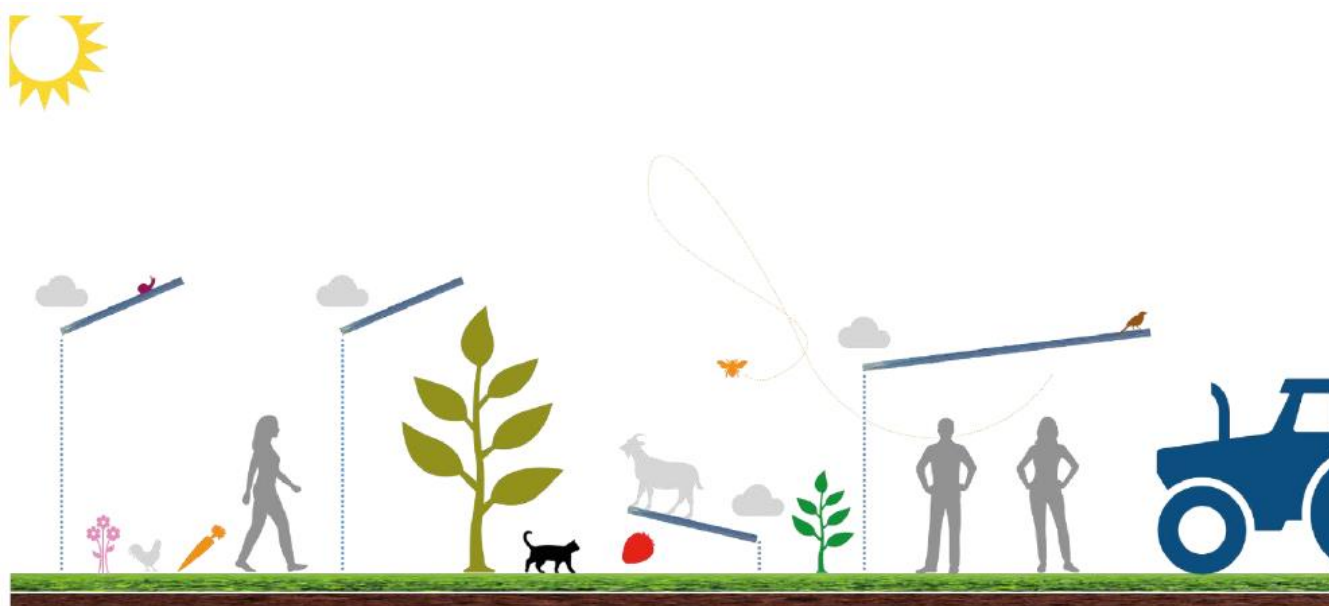


Figura 5. Schematizzazione impianto agrivoltaico.

3. DESCRIZIONE STATO DI FATTO E VINCOLI AMBIENTALI

Nel presente capitolo viene fatta una disamina dei vincoli territoriali ed ambientali vigenti nell'area oggetto della realizzazione dell'impianto. I principali vincoli a livello nazionale sono definiti da diverse leggi di tutela: si ricordano principalmente il Regio Decreto n. 3267 del 30 dicembre 1923; il Decreto Legislativo n. 42 del 22 Gennaio 2004; la Rete Natura 2000 e le Aree naturali protette.

3.1 Strumenti di tutela e di pianificazione a livello nazionali e relative interferenze

3.1.1 Vincolo idrogeologico

Il Regio Decreto-Legge n. 3267/1923 "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani" vincola per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che possono subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque; un secondo vincolo è posto sui boschi che per loro speciale ubicazione, difendono terreni o fabbricati da caduta di valanghe, dal rotolamento dei sassi o dalla furia del vento.

Per i territori vincolati sono segnalate una serie di prescrizioni sull'utilizzo e la gestione.

Con deliberazione del comitato istituzionale n. 39 del 30 novembre 2005, la Regione Puglia ha adottato il Piano di Bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Puglia (PAI), finalizzato al miglioramento delle condizioni di regime idraulico e della stabilità geomorfologia, necessario a ridurre gli attuali livelli di pericolosità e a consentire uno sviluppo sostenibile del territorio nel rispetto degli assetti naturali, della loro tendenza evolutiva e delle potenzialità d'uso.

Il P.A.I. adottato dalla Regione Puglia ha le seguenti finalità:

- la sistemazione, la conservazione ed il recupero del suolo nei bacini imbriferi, con interventi idrogeologici, idraulici, idraulico – forestali, idraulico – agrari compatibili con i criteri di recupero naturalistico;
- la difesa ed il consolidamento dei versanti e delle aree instabili, nonché la difesa degli abitati e delle infrastrutture contro i movimenti franosi ed altri fenomeni di dissesto;
- il riordino del vincolo idrogeologico;

- la difesa, la sistemazione e la regolazione dei corsi d'acqua;
- lo svolgimento funzionale dei servizi di polizia idraulica, di piena, di pronto intervento idraulico, nonché di gestione degli impianti.

Il vincolo idrogeologico deve essere tenuto in considerazione soprattutto nel caso di territori montani dove tagli indiscriminati e/o opere di edilizia possono creare gravi danni all'ambiente.

Per quanto concerne possibili influenze sull'assetto idrogeologico esistente o meglio interferenze possibili sulle qualità delle acque presenti nel sottosuolo si ritiene che l'impianto fotovoltaico da realizzare e le opere di connessione non interferiranno in alcun modo con la falda né con l'equilibrio idrodinamico esistente. Nel caso in esame l'area di progetto risulta essere non sottoposta a Vincolo Idrogeologico (Figura 6), dunque si ritiene che l'impianto non interferisca negativamente rispetto a tale norma.

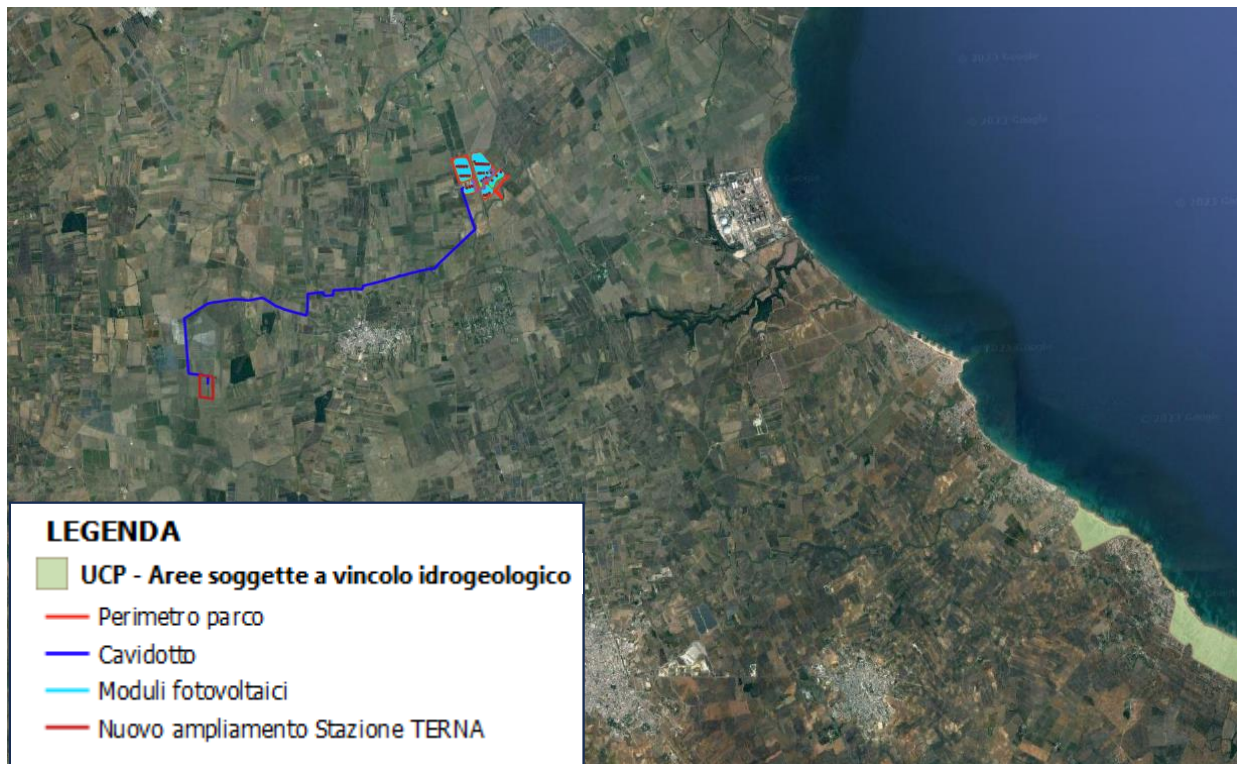



Figura 6. Vincolo Idrogeologico ai sensi del RD 3267 del 30 Dicembre 1923.

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR)</p> <p>RELAZIONE GENERALE</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 23 di 50</p>
---	--	--

3.1.2 Vincoli ambientali

Tra i vincoli ambientali ricadono tutte le aree naturali, seminaturali o antropizzate con determinate peculiarità. In particolare, è possibile distinguere tra:

- le aree protette dell'Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP). Si tratta di un elenco stilato e periodicamente aggiornato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio - Direzione per la Conservazione della Natura, comprensive dei Parchi Nazionali, delle Aree Naturali Marine Protette, delle Riserve Naturali Marine, delle Riserve Naturali Statali, dei Parchi e Riserve Naturali Regionali;
- la Rete Natura 2000, costituita ai sensi della Direttiva "Habitat" dai Siti di Importanza Comunitari (SIC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) previste dalla Direttiva "Uccelli";
- le Important Bird Areas (I.B.A.);
- le aree Ramsar, aree umide di importanza internazionale;
- Parchi e riserve.

Le aree protette sono un insieme rappresentativo di ecosistemi ad elevato valore ambientale e, nell'ambito del territorio nazionale, rappresentano uno strumento di tutela del patrimonio naturale.

La loro gestione è impostata sulla conservazione dei processi naturali, senza che ciò ostacoli le esigenze delle popolazioni locali. È palese la necessità di ristabilire in tali aree un rapporto equilibrato tra l'ambiente, nel suo più ampio significato, e l'uomo, ovvero di realizzare, in "maniera coordinata", la conservazione dei singoli elementi dell'ambiente naturale integrati tra loro, mediante misure di regolazione e controllo, e la valorizzazione delle popolazioni locali mediante misure di promozione e di investimento. La "legge quadro sulle aree protette" (n. 394/1991), è uno strumento organico per la disciplina normativa delle aree protette in precedenza soggette ad una legislazione disarticolata sul piano tecnico e giuridico. L'Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP) è un elenco stilato e periodicamente aggiornato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio - Direzione per la Conservazione della Natura, che raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, ufficialmente riconosciute. L'istituzione delle aree protette deve garantire la corretta armonia tra l'equilibrio biologico delle specie, sia animali che vegetali, con la presenza dell'uomo e delle attività connesse.

Scopo di tale legge è di regolamentare la programmazione, la realizzazione, lo sviluppo e la gestione dei parchi nazionali e regionali e delle riserve naturali, cercando di garantire e promuovere la conservazione e la valorizzazione del patrimonio naturale del paese, di equilibrare il legame tra i valori naturalistici ed antropici, nei limiti di una corretta funzionalità dell'ecosistema.

L'art. 2 della legge quadro e le sue successive integrazioni individuano una classificazione delle aree protette che prevede le seguenti categorie:

- Parco nazionale;
- Riserva naturale statale;
- Parco naturale interregionale;
- Parco naturale regionale;
- Riserva naturale regionale;
- Zona umida di importanza internazionale;
- Altre aree naturali protette.

Tale elenco è stato aggiornato con la delibera del 18 dicembre 1995 ed allo stato attuale risultano istituite nel nostro paese le seguenti tipologie di aree protette:

- Parchi nazionali;
- Parchi naturali regionali;
- Riserve naturali.

Nel caso in esame, come si evince dalla cartografia riportata in Figura 7, il cavidotto passerà per area EUAP ma passando lungo una strada già esistente non è fonte di interferenze; l'area più vicina è situata a circa 3km a nord est rispetto all'impianto ed è denominata "Parco naturale regionale Salina di Punta della Contessa". Come si evince dalla cartografia riportata nella stessa Figura 7, l'impianto non ricade all'interno di alcuna area protetta (IBA); l'area più vicina è situata a circa 36 km a sud-est rispetto all'impianto ed è denominata "IBA146M – Le Cesine". Dalla stessa Figura si evince anche che l'impianto non ricade all'interno di alcuna area protetta (Zone umide Ramsar); l'area più vicina è situata a circa 19 km a nord-ovest rispetto all'impianto ed è denominata "Torre Guaceto".




Figura 7. Individuazione aree EUAP, aree protette IBA e aree protette zone umide Ramsar.

Siti Rete Natura 2000

Rete Natura 2000 è la rete delle aree naturali e seminaturali d'Europa, cui è riconosciuto un alto valore biologico e naturalistico. Oltre ad habitat naturali, essa accoglie al suo interno anche habitat trasformati dall'uomo nel corso dei secoli. L'obiettivo di Natura 2000 è contribuire alla salvaguardia della biodiversità degli habitat, della flora e della fauna selvatiche attraverso l'istituzione di Zone di Protezione Speciale sulla base della Direttiva "Uccelli" e di Zone Speciali di Conservazioni sulla base della "Direttiva Habitat". Con la Direttiva 79/409/CEE, adottata dal Consiglio in data 2 aprile 1979 e concernente la conservazione degli uccelli selvatici, si introducono per la prima volta le zone di protezione speciale. La Direttiva "Uccelli" punta a migliorare la protezione di un'unica classe, ovvero gli uccelli.

La Direttiva "Habitat" estende, per contro, il proprio mandato agli habitat ed a specie faunistiche e floristiche sino ad ora non ancora considerate. Insieme, le aree protette ai sensi della Direttiva "Uccelli"

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR)</p> <p>RELAZIONE GENERALE</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 26 di 50</p>
---	--	--

e quella della Direttiva "Habitat" formano la Rete Natura 2000, ove le disposizioni di protezione della Direttiva "Habitat" si applicano anche alle zone di protezione speciale dell'avifauna.

Le direttive 79/409/CEE "Uccelli-Conservazione degli uccelli selvatici" e 92/43/CEE "Habitat-Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche" prevedono, al fine di tutelare una serie di habitat e di specie animali e vegetali rari specificatamente indicati, che gli Stati Membri debbano classificare in zone particolari come SIC (Siti di Importanza Comunitaria) e come ZPS (Zone di Protezione Speciale) i territori più idonei al fine di costituire una rete ecologica definita "Rete Natura 2000". In Italia l'individuazione delle aree viene svolta dalle Regioni, che ne richiedono successivamente la designazione al Ministero dell'Ambiente.

Zone a Protezione Speciale (ZPS) La direttiva comunitaria 79/409/CEE "Uccelli", questi siti sono abitati da uccelli di interesse comunitario e vanno preservati conservando gli habitat che ne favoriscono la permanenza. Le ZPS corrispondono a quelle zone di protezione, già istituite ed individuate dalle Regioni lungo le rotte di migrazione dell'avifauna, finalizzate al mantenimento ed alla sistemazione degli habitat interni a tali zone e ad esse limitrofe, sulle quali si deve provvedere al ripristino dei biotopi distrutti e/o alla creazione dei biotopi in particolare attinenti alle specie di cui all'elenco allegato alla direttiva 79/409/CEE - 85/411/CEE - 91/244/CEE. **Zone Speciale di Conservazione (ZSC).**

Ai sensi della Direttiva Habitat della Commissione europea, una Zona Speciale di Conservazione è un sito di importanza comunitaria in cui sono state applicate le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino degli habitat naturali e delle popolazioni delle specie per cui il sito è stato designato dalla Commissione europea. Un SIC viene adottato come Zona Speciale di Conservazione dal Ministero dell'Ambiente degli stati membri entro 6 anni dalla formulazione dell'elenco dei siti.

Tutti i piani o progetti che possano avere incidenze significative sui siti e che non siano direttamente connessi e necessari alla loro gestione devono essere assoggettati alla procedura di valutazione di incidenza ambientale.

Siti di Interesse Comunitario (SIC)

I siti di Interesse Comunitario istituiti della direttiva Comunitaria 92/43/CEE "Habitat" costituiscono aree dove sono presenti habitat d'interesse comunitario, individuati in un apposito elenco.

I SIC sono quei siti che, nella o nelle regioni biogeografiche cui appartengono, contribuiscono in modo significativo a mantenere o a ripristinare un tipo di habitat naturale di cui all'allegato "A" (DPR 8 settembre 1997 n. 357) o di una specie di cui all'allegato "B", in uno stato di conservazione soddisfacente e che può, inoltre, contribuire in modo significativo alla coerenza della rete ecologica "Natura 2000" al fine di mantenere la diversità biologica nella regione biogeografica o nelle regioni biogeografiche in questione. Per le specie animali che occupano ampi territori, i siti di importanza comunitaria corrispondono ai luoghi, all'interno della loro area di distribuzione naturale, che presentano gli elementi fisici o biologici essenziali alla loro vita e riproduzione. Da tali analisi si ricava che l'intervento in progetto non ricade in alcun sito Rete Natura 2000 (Figura 8). Il sito più prossimo risulta la zona speciale di conservazione, denominata "Bosco Tramazzone", situata a sud-est rispetto al parco agrivoltaico in progetto e distante circa 3 km.

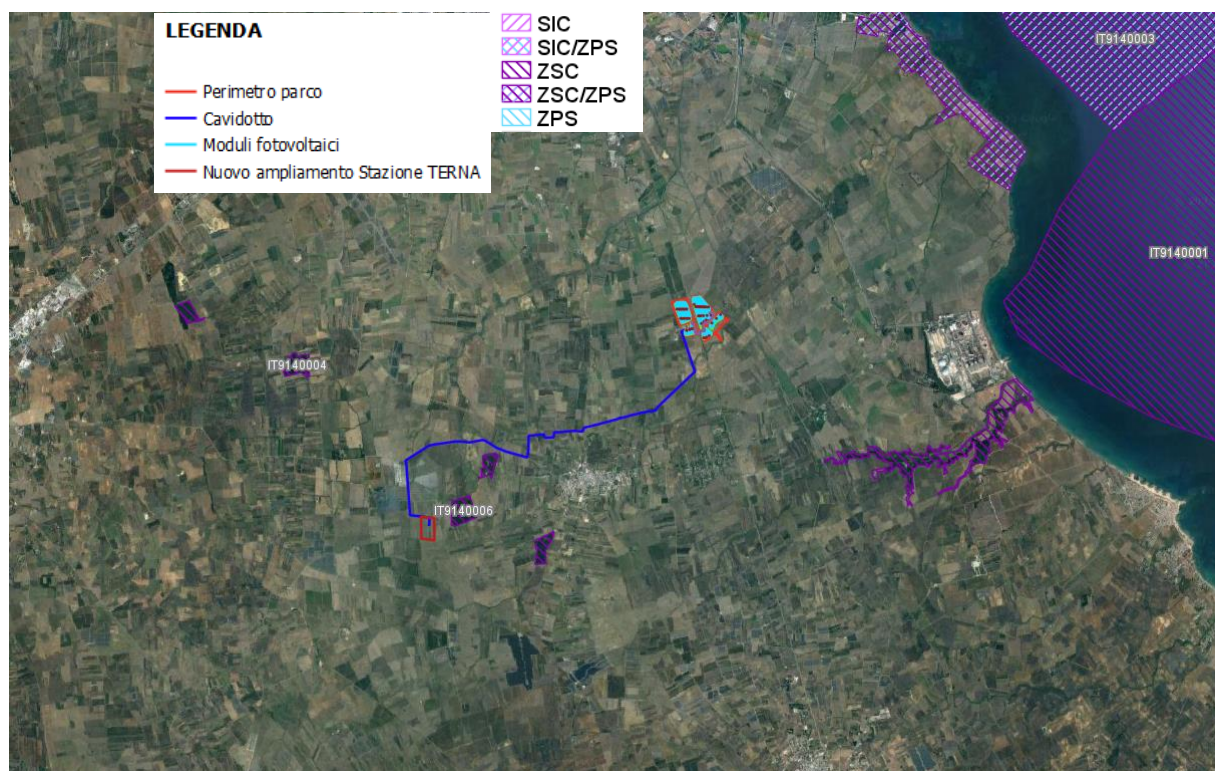


Figura 8. Individuazione delle aree rete natura 2000.

Parchi e Riserve Regionali

Per quanto riguarda i parchi e le riserve regionali, come si vede dall'ortofoto sottostante (Figura 9), risultano lontani dall'area di progetto; l'area più vicina è una riserva statale distante circa 7 km a nord est rispetto al confine del parco agrivoltaico.

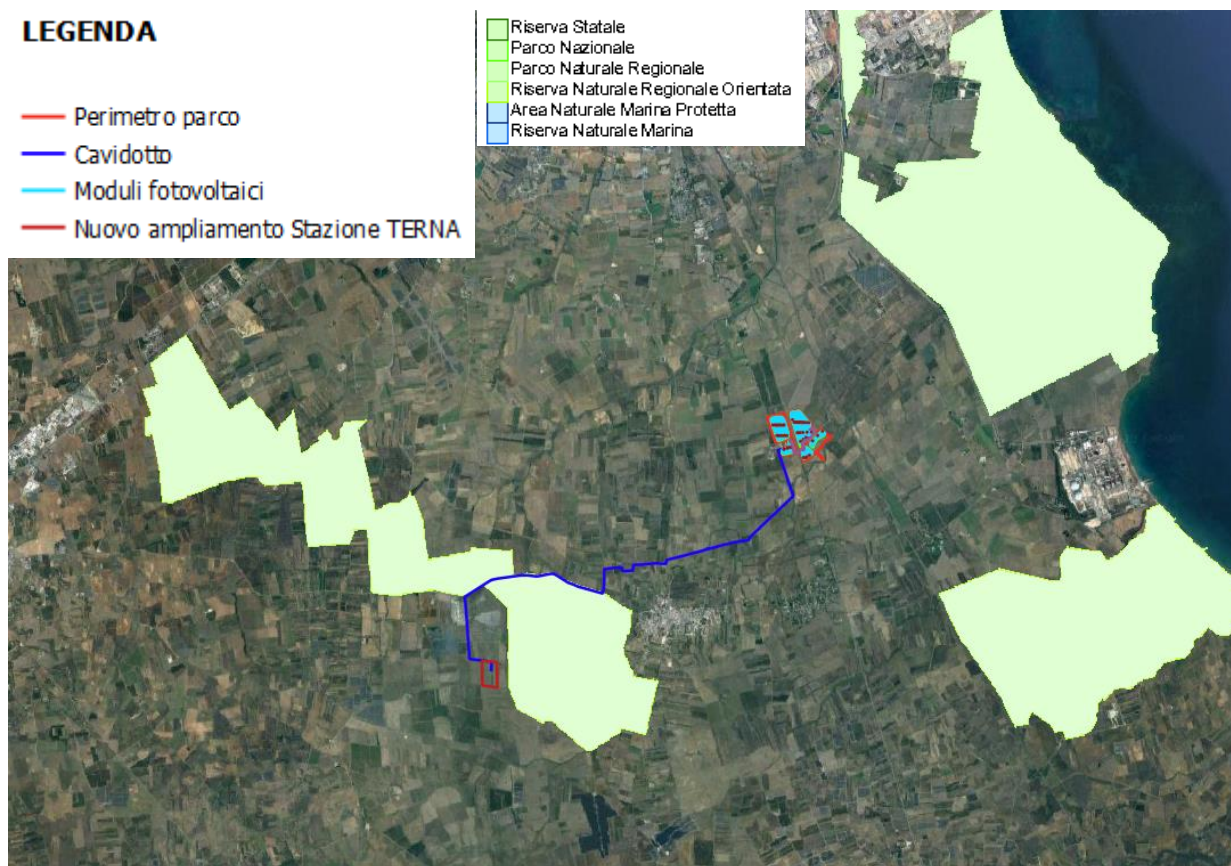


Figura 9. *Parchi e Riserve Regionali.*

3.1.3 Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI)

Il progetto in esame è stato verificato utilizzando anche il PAI che è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni, le norme d'uso del suolo e gli interventi riguardanti l'assetto idrogeologico del territorio di competenza dell'Autorità di Bacino. In particolare, il Piano stralcio individua le aree a rischio idraulico e di frana del territorio in funzione delle caratteristiche di dissesto del territorio, le aree caratterizzate da diverso grado di suscettività al dissesto, rispetto alle quali si sono impostate le attività di programmazione contenute nel Piano.

Dall'analisi delle carte (Figura 10), si osserva che, all'interno dell'area interessata dal progetto, non sono presenti delle aree a pericolosità geomorfologica (vedi carta PAI pericolosità Geomorfologica); le aree a pericolosità geomorfologica più vicine sono localizzate a circa 4,6 km rispetto al perimetro dell'agrivoltaico in questione (PG2-elevata).



Figura 10. PAI Pericolosità geomorfologica.

L'analisi delle carte relative alla pericolosità idraulica (Figura 11) evidenzia come, anche da un punto di vista idraulico, non ci siano aree del campo agrivoltaico sottoposte a pericolosità idraulica.

Delle piccole aree sono poste lungo il tracciato del cavidotto e classificate come aree a pericolosità idraulica alta, bassa e media che non creeranno problemi, essendo il cavidotto interrato e su strada.

In ogni caso si rimanda alla Relazione idraulica in cui sono state valutate le interferenze.

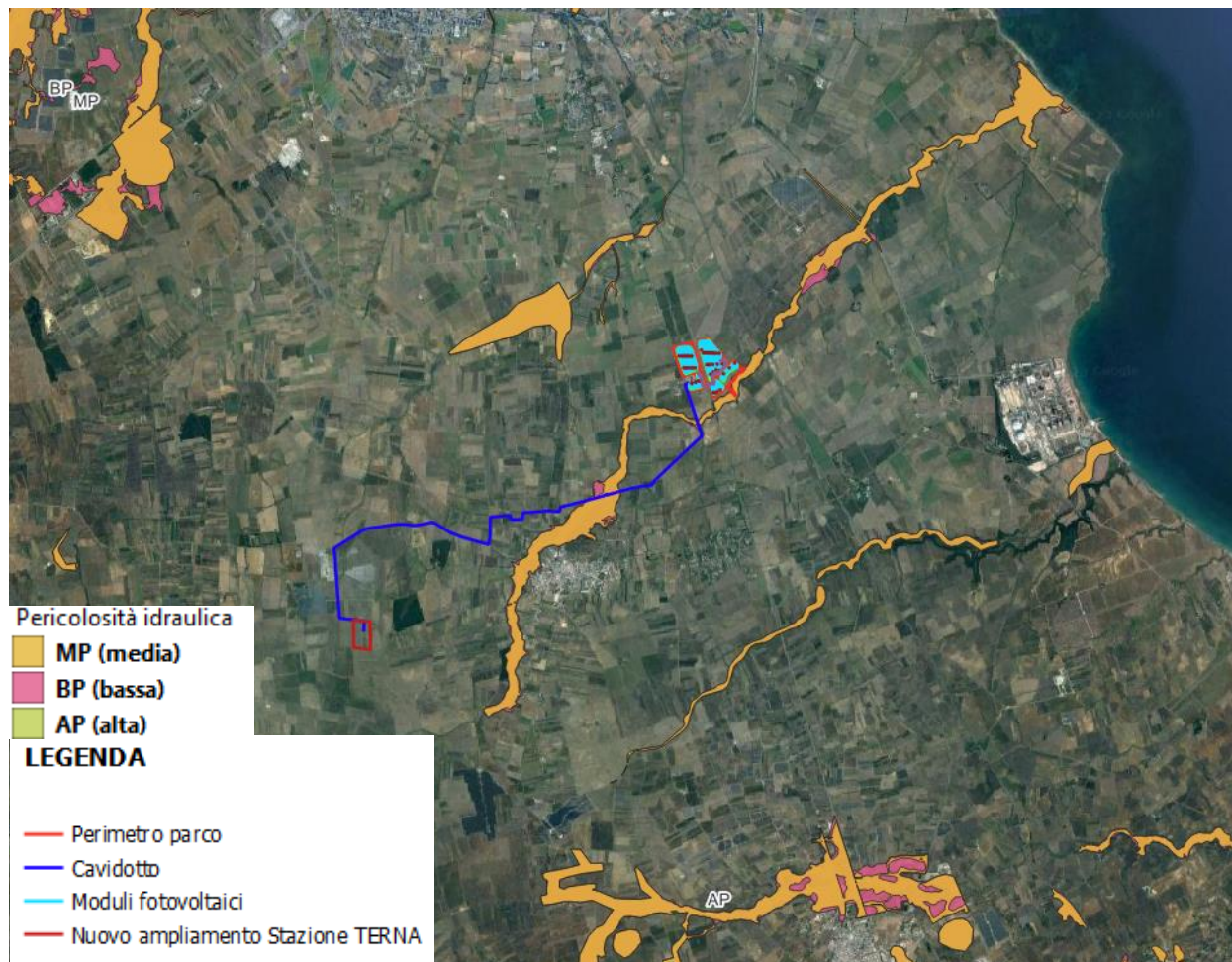


Figura 11. PAI Pericolosità idraulica

3.1.4 Strumenti di pianificazione urbanistica

Il Comune di Brindisi è dotato di PRG approvato nel lontano 1981 ed essendo mutato il quadro legislativo regionale ha più recentemente affidato incarico per la redazione del Piano Urbanistico Generale (PUG) e del relativo DRAG (Documento Regionale di Assetto Generale); mentre il DRAG è stato regolarmente approvato è ancora in iter di predisposizione il PUG che, come noto, è lo strumento urbanistico successivo al PUTT (Piano Urbanistico Territoriale Tematico) di cui è fornito il Comune di Brindisi, congiuntamente all'adeguamento comunale del "Piano NO FER", rispetto al Piano Regionale.

Ai fini dell'analisi di idoneità delle aree oggetto della realizzazione e ai fini della valutazione delle eventuali interferenze del progetto con zone oggetto di tutela secondo il PRG del comune di Brindisi sono stati consultati gli elaborati grafici disponibili sul sito del sistema cartografico informativo del comune di Brindisi (<https://www.brindisiwebgis.it/sistcartinfo/cms/strumentazione-urbanistica-generale.html>) ed è

RELAZIONE GENERALE

stato possibile inquadrare il progetto all'interno dello strumento urbanistico ad oggi vigente. Il progetto è stato inquadrato utilizzando nello specifico l'elaborato denominato "Tipizzazioni urbanistiche - Tav. 02". Secondo tale zonizzazione il progetto ricade in zona E agricola, come anche specificato nel certificato di destinazione urbanistica. Nella zona di installazione dell'impianto, dunque, non risultano esserci interferenze con gli elementi del Piano in merito alla tipizzazione del territorio comunale di Brindisi (Figura 12). L'intervento risulta, di conseguenza, compatibile con il PRG vigente.

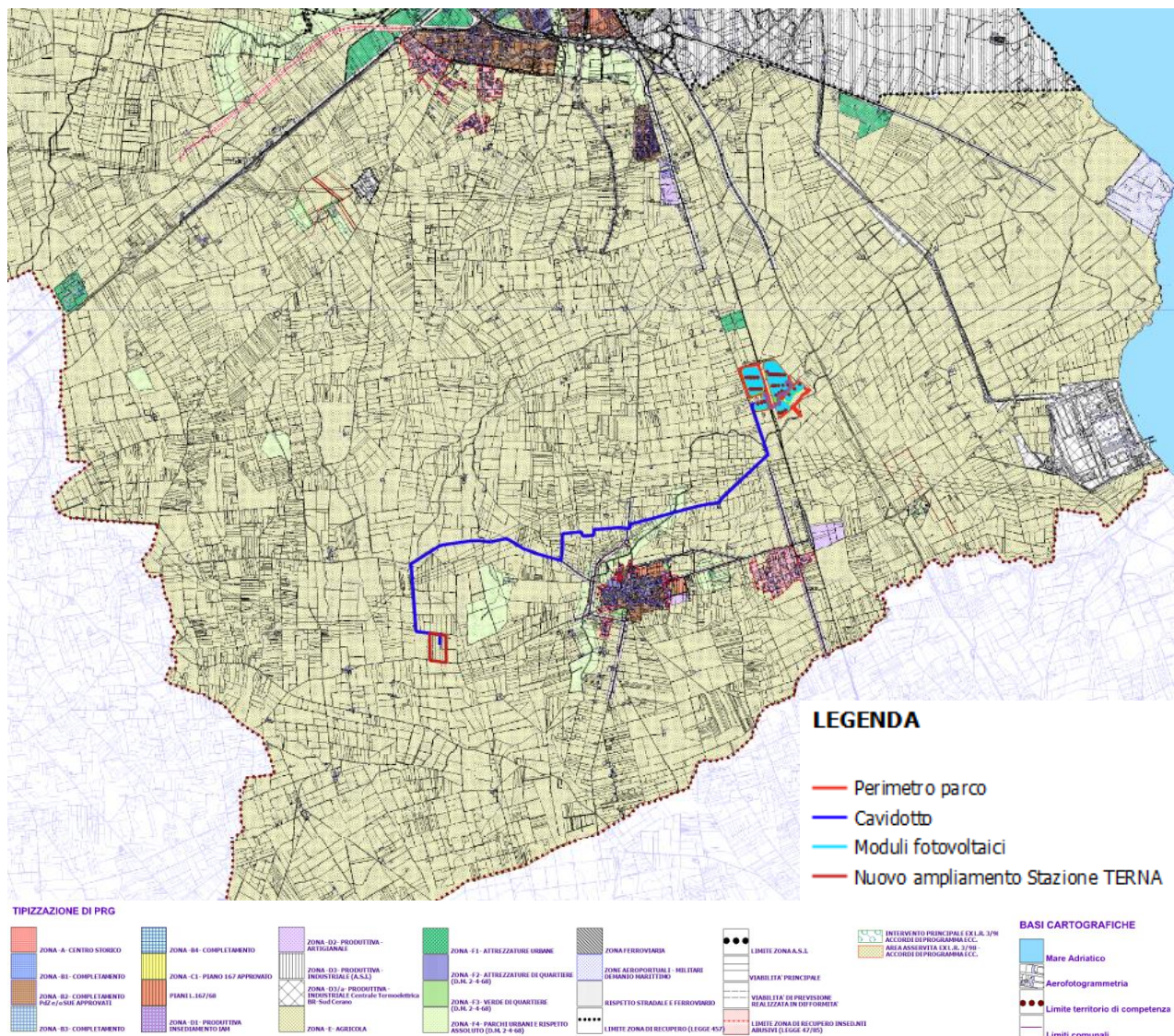



Figura 12. Stralcio Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi.

L'art. 48 delle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del PRG, relativo a "Norme particolari per la Zona "E", al primo comma testualmente recita:

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR)</p> <p>RELAZIONE GENERALE</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 32 di 50</p>
---	--	--

“La zona “E” comprende le parti del territorio attualmente destinate ad usi agricoli, per le quali il piano si propone l’obiettivo della tutela e conservazione delle caratteristiche naturali e paesaggistiche, da attuarsi mediante il mantenimento e la ricostruzione di attività agricole compatibili con l’obiettivo medesimo”.

La lettura del primo comma dell’art. 48 delle NTA del PRG, rispetto alla realizzazione di un impianto potrebbe far intendere che questo sia in contrasto con la “tutela e conservazione delle caratteristiche naturali” di un “territorio destinato ad usi agricoli”; si ritiene, invece, che il progetto sia del tutto compatibile con gli obiettivi richiamati in quanto il PRG risale al 1981 e, nel frattempo, sono state emanate norme tali da essere sovrastanti quelle dell’interesse locale rivenienti dal PRG.

Il Piano Urbanistico Generale (PUG) ha per oggetto le trasformazioni fisiche e funzionali di rilevanza urbanistica, ambientale, paesaggistica del territorio comunale.

Il principio alla base della sua redazione è lo sviluppo sostenibile nel rispetto di tutela, salvaguardia e valorizzazione dei beni ambientali, paesaggistici e storici.

Le previsioni del PUG sono predisposte in coerenza con quelle degli strumenti di pianificazione territoriale e di settore regionali e provinciali in vigore.

La Regione Puglia è infatti attualmente provvista di una robusta pianificazione a livello regionale, provinciale e della cosiddetta Area Vasta e dei Consorzi delle Aree di Sviluppo Industriale.

Si tratta di piani e programmi sovraordinati alla pianificazione comunale, i quali costituiscono un riferimento indispensabile per l’elaborazione e la formazione del Piano Urbanistico Generale (PUG).

Dallo stralcio della carta dei vincoli ambientali del PUG (Figura 13), a sud est dall'area di installazione del parco agrivoltaico, si evince presenza della Riserva Naturale Regionale Orientata del Bosco di Santa Teresa e dei Lucci, la quale non presenta interazione con l’impianto in progetto.

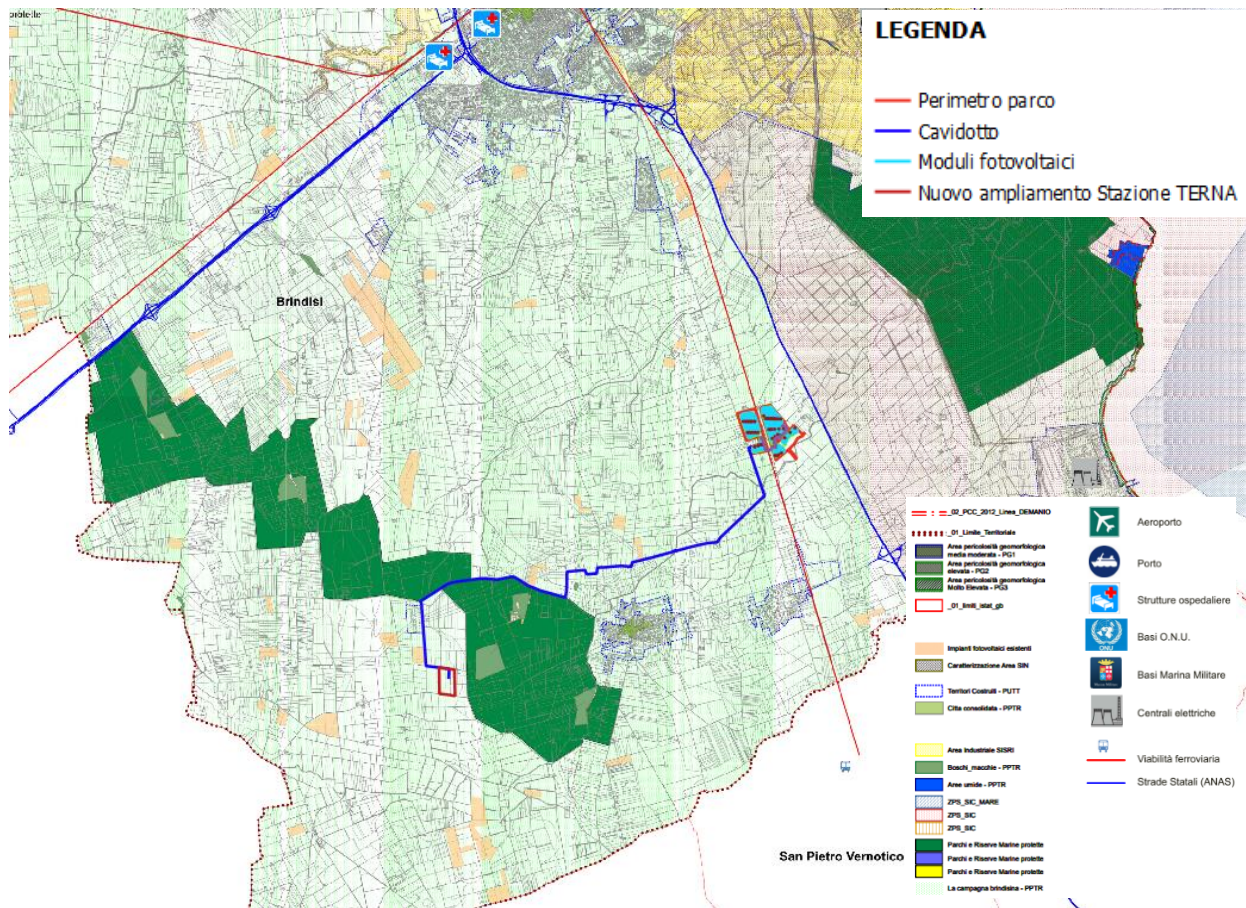


Figura 13. Piano Urbanistico Generale

4. CARATTERIZZAZIONE DEL SOTTOSUOLO

4.1 Caratterizzazione geologica e geotecnica del sottosuolo

In questo capitolo si riporta una sintesi della caratterizzazione geologica e geotecnica del sottosuolo riportata in dettaglio nella relazione geologica allegata al seguente progetto. Sulla base delle indagini eseguite, l'area in esame si inserisce nel contesto morfologico della piana costiera che dalla città di Brindisi si estende verso l'entroterra, caratterizzata da un andamento abbastanza pianeggiante della superficie topografica con quote che, in linea generale decrescono in direzione della linea di costa adriatica con gradienti inferiori al 2%. L'area d'interesse, sulla base delle ultime perimetrazioni PAI non ricade in nessuna delle tre zone classificate ad alta, media e basse pericolosità geomorfologica.

In linea generale l'assetto geologico e stratigrafico dell'area di studio si contraddistingue per la presenza di un substrato profondo costituito da un ammasso roccioso-calcareo di età mesozoica. Su tale substrato poggia una copertura costituita da Formazioni prevalentemente calcarenitiche con intercalazioni sabbioso-limose. Nell'ambito degli studi geologici eseguiti per la zona d'interesse sono stati eseguiti rilievi sismici a rifrazione in onda P e prospezioni sismiche con metodo M.A.S.W. Tali indagini hanno permesso di avere un quadro geo-litologico e stratigrafico abbastanza completo dell'area d'interesse. In particolare, le prospezioni sismiche di tipo MASW hanno consentito la caratterizzazione sismica del terreno attraverso il calcolo della V_{seq} come indicato dalle norme NTC2018. Inoltre, mediante indagini speditive con sismiche a rifrazione è stato possibile determinare le caratteristiche dinamiche dei litotipi investigati e i relativi moduli elastici, nonché definire in maniera più precisa le caratteristiche sismostratigrafiche sub-superficiali. L'insieme di tutti i rilievi eseguiti hanno quindi permesso di ricostruire il modello geologico del sottosuolo nelle aree d'interesse. In particolare, è stata rinvenuta la presenza, in superficie, di terreno vegetale di spessore variabile ma compreso sempre nel primo metro, e in successione, sabbie argillose giallastre, debolmente cementate fino a profondità superiori a 5 m dal p.c. Alla luce delle indagini geologiche eseguite, è stato possibile anche definire un modello geotecnico del sottosuolo necessario per la definizione dei parametri da assegnare al sottosuolo nel calcolo delle strutture. Nella Tabella 1 sono riportati alcuni dati ottenuti dalle indagini eseguite in sito e ricavati dalla letteratura esistente. In particolare, in tabella si riportano i moduli elastici ottenuti dall'elaborazione dei dati dei rilievi sismici e il valore dell'angolo d'attrito e del peso dell'unità di volume estrapolati grazie a correlazioni empiriche.

Dall'analisi dell'indagine MASW è stato possibile, come richiesto dalla normativa, stimare il parametro V_{seq} . Sulla base del valore assunto da tale parametro, il sottosuolo in oggetto è definito come un terreno di categoria C (Tabella 2) "Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fine mediamente consistenti con profondità di substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità".

L'area d'interesse può essere ritenuta stabile e geomorfologicamente idonea alle opere in progetto, e vista la conformazione morfologica, praticamente sub-orizzontale, come descritto nel paragrafo 3.2.2 "Condizioni topografiche" delle norme NTC 2018, può essere considerata di categoria topografica T1.


	Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR) RELAZIONE GENERALE	DATA: LUGLIO 2023 Pag. 35 di 50
---	---	--

Tabella 1. Parametri geotecnici del sottosuolo.

Profondità	Terreno	Vp [m/s]	Vs [m/s]	Mod. di Poisson	Mod. di Bulk [MPa]	Mod. di Young [MPa]	Mod. di shear [MPa]	Angolo di attrito (°)	Peso unità di volume kg/mc
0-1 m	Terreno vegetale	< 400	100-200	0,42	200	100	35	23	1600
1-4 m	Sabbie argillose	500-700	200-250	0,42	490	180	60	26	1650
4-6 m	Sabbie argillose	800-1000	250-300	0,44	900	300	100	28	1700

Tabella 2. Categorie di sottosuolo che permettono l'utilizzo dell'approccio semplificato (Tab. 3.2.II D.M. 2018)

Categoria	Caratteristiche della superficie topografica
A	<i>Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi</i> caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie terreni di caratteristiche meccaniche più scadenti con spessore massimo pari a 3 m.
B	<i>Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti</i> , caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s.
C	<i>Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti</i> con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 180 m/s e 360 m/s.
D	<i>Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o di terreni a grana fina scarsamente consistenti</i> , con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 100 e 180 m/s.
E	<i>Terreni con caratteristiche e valori di velocità equivalente riconducibili a quelle definite per le categorie C o D</i> , con profondità del substrato non superiore a 30 m.

4.2 Caratterizzazione sismica dell'area

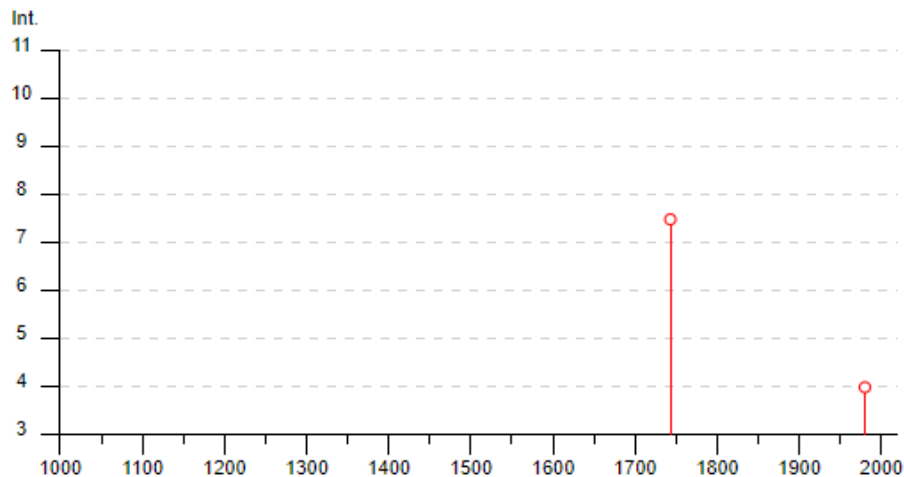
Il territorio pugliese è generalmente ritenuto poco soggetto al rischio sismico, soprattutto per la più bassa frequenza temporale con cui si verificano eventi capaci di produrre danni. Tuttavia, le ricerche degli ultimi decenni hanno mostrato che eventi sismici possono produrre effetti non trascurabili. Infatti, nel passato la Puglia è stata interessata da eventi sismici di una certa intensità che hanno causato notevoli danni anche con perdita di vite umane. La Figura 3 è tratta dal database Macrosismico Italiano DBMI15 rilasciato a gennaio 2021 e creato dal INGV. Questo database fornisce un set omogeneo di intensità macrosismiche provenienti da diverse fonti relativo ai terremoti con intensità massima maggiore di 5 e "interesse per l'Italia nel periodo temporale 1000-2020. L'insieme di questi dati consente inoltre di elaborare le "storie sismiche" di migliaia di località italiane e di avere un elenco degli effetti di avvertimento o di danno, espressi in termini di grado di intensità, osservati nel tempo a causa dei terremoti. La Figura 14 riporta per il caso di Tutturano, località poco distante da dove sarà realizzato l'impianto, i dati parametrici omogenei, sia macrosismici, sia strumentali, relativi ai terremoti d'interesse per l'Italia nella finestra temporale 1000-2020. Per valutare il rischio sismico della zona in cui sorgerà l'impianto fotovoltaico si è fatto riferimento alla zonazione sismica nazionale.

RELAZIONE GENERALE

Tuturano



PlaceID IT_62541
 Coordinate (lat, lon) 40.544, 17.946
 Comune (ISTAT 2015) Brindisi
 Provincia Brindisi
 Regione Puglia
 Numero di eventi riportati 2



► Personalizza il diagramma

Effetti	In occasione del terremoto del									
Int.	Anno	Me	Gi	Ho	Mi	Se	Area epicentrale	NMDP	Io	Mw
7-8	1743	02	20				Ionio settentrionale	84	9	6.68
4	1980	11	23	18	34	5	Irpinia-Basilicata	1394	10	6.81

Figura 14. Stralcio del catalogo parametrico dei terremoti italiani (2015).

Quest'ultima è stata definita con l'ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri n. 3274/2003, ed è stata aggiornata con l'O.P.C.M. n. 3519/2006. Con quest'ultima ordinanza, il territorio nazionale è stato suddiviso in quattro zone di rischio in funzione del valore dell'accelerazione orizzontale massima (ag) su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni (Tabella 3 e mappa di pericolosità in Figura 15). Sulla base di questa classificazione i territori che saranno interessati dall'impianto fotovoltaico ricadono in zona sismica 4 che è la zona meno pericolosa, dove i terremoti sono rari ed è facoltà della Regione prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica.

RELAZIONE GENERALE

Tabella 3. *Classificazione sismica elaborata ai sensi dell'O.P.C.M. n. 3519/2006.*

<i>Zona sismica</i>	<i>Descrizione</i>	<i>accelerazione con probabilità di superamento del 10% in 50 anni [ag]</i>	<i>accelerazione orizzontale massima convenzionale (Norme Tecniche) [ag]</i>
1	Indica la zona più pericolosa, dove possono verificarsi fortissimi terremoti.	$a_g > 0,25 \text{ g}$	0,35 g
2	Zona dove possono verificarsi forti terremoti.	$0,15 < a_g \leq 0,25 \text{ g}$	0,25 g
3	Zona che può essere soggetta a forti terremoti ma rari.	$0,05 < a_g \leq 0,15 \text{ g}$	0,15 g
4	E' la zona meno pericolosa, dove i terremoti sono rari ed è facoltà delle Regioni prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica.	$a_g \leq 0,05 \text{ g}$	0,05 g

Modello di pericolosità sismica MPS04-S1

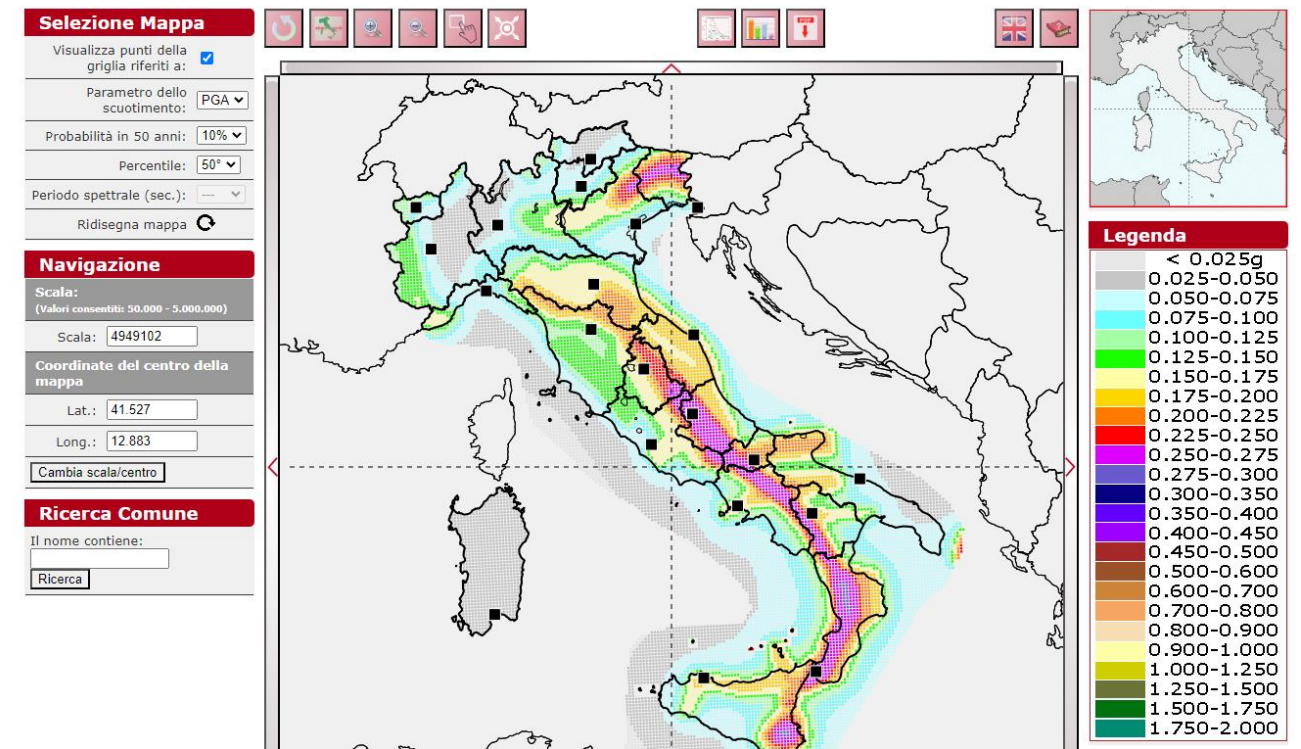


Figura 15. *Mapa della pericolosità sismica .*

5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica. L'impianto in oggetto sarà ubicato nel comune di Brindisi a circa 7 km in direzione nord-est rispetto al nucleo urbano di Brindisi e a circa 3 km in direzione sud-ovest rispetto al nucleo urbano di Tutturano. L'area interessata dalla realizzazione del parco è caratterizzata da un suolo principalmente agricolo con un paesaggio costituito da vasti campi destinati a seminativo intervallati da boschi di ulivi, distese di vigneti e frutteti. L'area in cui saranno alloggiati i pannelli ricade completamente in un'area pianeggiante a circa 30 m sul livello del mare. In particolare, la realizzazione dell'impianto prevede l'installazione a terra di pannelli fotovoltaici montati su idonee strutture metalliche di supporto mobili che ruotano in maniera tale da sfruttare al massimo la luce del sole. I pannelli, che trasformano l'irraggiamento solare in corrente elettrica continua, saranno collegati in serie formando una "stringa". L'energia prodotta dai pannelli verrà trasferita mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo in cui sono installati gli inverter centralizzati che la trasformano in corrente alternata. Da qui, mediante cavi interrati, l'energia viene condotta alle cabine di trasformazione, incrementando il voltaggio fino alla tensione (AT) 36kV. A monte dell'ultima cabina di campo, l'energia verrà trasferita mediante un unico cavidotto esterno alla futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). L'impianto è caratterizzato da una potenza di picco installata in corrente continua di 17,8 MW ed è suddiviso in 3 "sottocampi", collegati a 3 cabine di campo di e trasformazione.

5.1 Pannelli fotovoltaici

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da moduli BiHiKu7 della tipologia CS7N-645 prodotti dalla Canadian Solar. Questi pannelli sfruttano la tecnologia di fabbricazione delle celle TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), celle di silicio di tipo N più avanzata. In questa tecnologia, un sottile strato di ossido di silicio è depositato tra il wafer di silicio e i contatti metallici ed è coperto da uno strato più spesso di silicio policristallino. Questi strati riducono la ricombinazione delle cariche tra il wafer e i contatti aumentando la durata del substrato e determinando un aumento dell'efficienza di circa 0,5%. Le celle di silicio di tipo N si differenziano da quelle di tipo P per il numero di elettroni. In particolare, in una cella di tipo P, il wafer di silicio è drogato con il boro, un elemento con un elettrone in meno rispetto al silicio che rende la cella carica positivamente. Una cella di tipo N è

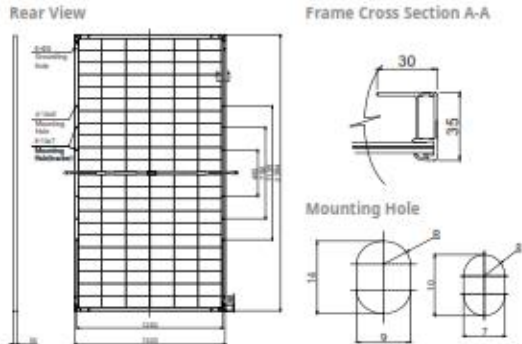
drogata con il fosforo che ha un elettrone in più rispetto al silicio e che rende la cella carica negativamente. L'impianti che utilizzano celle di tipo TOPCon hanno il vantaggio di accettare temperature più alte delle altre celle, restituiscono valori di efficienza più elevati e mostrano meno sensibilità alla degradazione indotta dalla luce. Di seguito nel testo e nella Figura 16 sono riportate le principali caratteristiche dei moduli che verranno utilizzati. Il dettaglio di tutte le caratteristiche è riportato nella scheda tecnica allegata alla presente relazione.

Caratteristiche principali modulo

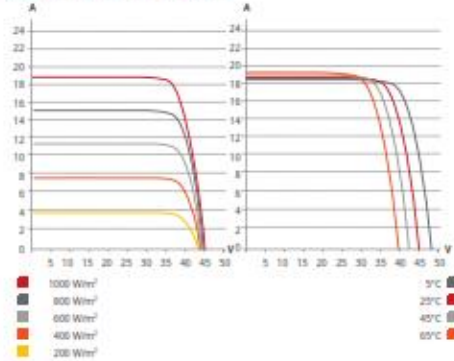
- Produttore: Canadian Solar;
- Modello: CS7N-645;
- Tipologia: N-TOPCon;
- Potenza di picco: 645 Wp;
- Tensione massima di sistema: 1500V;
- Efficienza del modulo: 20.8%;
- Tensione a circuito aperto (Voc a STC): 44.8 V;
- Corrente di corto circuito (Isc a STC): 18.35 A;
- Dimensioni: 2384 × 1303 × 35 mm;
- Peso: 37.9 kg.

RELAZIONE GENERALE

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-635MB-AG	635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	19.18 A	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	20.10 A	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	21.92 A	24.5%
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	22.12 A	25.3%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-635MB-AG	476 W	35.0 V	13.61 A	42.0 V	14.73 A
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC)
Cable Length	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (IEC)
Module Fire Performance	CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = Pmax_{back} / Pmax_{front}, both Pmax_{back} and Pmax_{front} are tested under STC. Bifaciality Tolerance: ± 3 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

February 2021. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V1.5_EN

Figura 16. Caratteristiche dei moduli BiHiKu7.

5.2 Stringhe

I moduli appena descritti saranno collegati in serie in modo tale da formare una "stringa". Per questo progetto sono previste stringhe composte da 30 moduli. Pertanto, essendo la potenza nominale di ciascun modulo pari a 645 W, ogni stringa produce una potenza pari a:

$$30 \times 645 \text{ W} = 19,35 \text{ kW}$$

In Tabella 4 sono riportate le caratteristiche dei moduli e delle stringhe.

Tabella 4. Dati nominali dei pannelli.

DATI PANNELLO			
Marca		BiHiKu7 Canadian solar	
Modello		EG-685NT66-HU/BF-DG	
Potenza nominale (STC)	P_{max}	W	645
Potenza condizioni operative (40°)	W_p	W	612,1
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	V	37,7
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	A	17,11
Tensione circuito aperto	V_{oc}	V	44,8
Corrente di corto circuito	I_{sc}	A	18,35
Efficienza del modulo	Eff	%	20,8%
Stringa			
Stringa			Tipologia di stringa
Numero moduli			30
Potenza massima	P_{MAX}	kW	19,35
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	V	1131
Tensione circuito aperto	V_{oc}	V	1344
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	A	17,11
Corrente di corto circuito	I_{sc}	A	18,35
Calcoli per variazione di temperatura			
Temperatura STC	T_{STC}	°C	25
Coefficiente di temperatura per I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	%/°C	0,05
Coefficiente di temperatura per V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	%/°C	-0,26
Coefficiente di temperatura per P_{MAX}	$\gamma_{P_{mp}}$	%/°C	-0,34
Temperatura minima	T_{min}	°C	-10

Temperatura massima	T_{max}	°C	40
Numero moduli			30
Tensione minima stringa	V_{min}	V	1086,89
Tensione massima stringa	V_{max}	V	1466,3
Corrente massima stringa (40°)	I_{max}	A	17,38

Dove:

V_{min} STRINGA è la tensione minima V_{MPP} della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C) calcolata come segue:

$$V_{min} = V_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot \Delta T) = V_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot (40-25))$$

$$V_{min} = \mathbf{1086,89 \text{ V}}$$

V_{max} STRINGA è la tensione massima V_{oc} della stringa alla minima temperatura ambiente del sito (-10°C) calcolata come segue:

$$V_{max} = V_{oc(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot \Delta T) = V_{oc(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot (-10-25))$$

$$V_{max} = \mathbf{1466,304 \text{ V}}$$

I_{max} STRINGA è la corrente massima I_{MPP} della stringa a condizioni STC alla massima temperatura ambiente del sito (40°C) calcolata come segue:

$$I_{max} = I_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \alpha_{Isc} \cdot \Delta T) = I_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \alpha_{Isc} \cdot (40-25))$$

$$I_{max} = \mathbf{17,23 \text{ A}}$$

5.3 Strutture di supporto

I pannelli fotovoltaici in oggetto sono pannelli ad inseguimento solare (tracker solare). Lo scopo dei dispositivi meccanici automatici ad inseguimento solare è quello di orientare il pannello fotovoltaico nella direzione dei raggi solari. In particolare, grazie a questo strumento è possibile inclinare i pannelli solari verso il sole in modo da mantenere un angolo d'incidenza tra il pannello e i raggi solari di circa 90°,

ottimizzando così l'efficienza energetica. Tali strutture mobili saranno sostenute da strutture di supporto costituite da pali in acciaio dimensionati e verificati mediante l'ausilio del software MasterSap. In particolare i pali in acciaio saranno infissi nel terreno per una profondità di 1,5 m e saranno installati in modo tale che il bordo inferiore del pannello abbia sempre, anche quando raggiunge l'inclinazione massima (60°) un'altezza minima da terra di 2,1 m.

5.4 Inverter di stringa

All'interno di tutto il campo saranno alloggiati 53 inverter di stringa da 300 kW (di cui 4 sono limitati a 200 kW), con una corrente nominale in uscita a 800 V (Figura 17). La Figura 18 riporta le caratteristiche tecniche dell'inverter di stringa.



Figura 17. *Inverter SUN2000-330KTL-H1*

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 18. Caratteristiche tecniche Inverter SUN2000-330KTL-H1

5.5 Trasformatore

Per l'impianto oggetto del presente progetto si è prevista la suddivisione in 3 sottocampi. In particolare, in ogni sottocampo è previsto un trasformatore di elevazione BT/AT, saranno utilizzati due modelli di trasformatori: 2 trasformatori della tipologia JUPITER-6000K-H1 e 1 trasformatore della tipologia JUPITER-3000K-H1. Di seguito sono riportate le principali caratteristiche dei trasformatori.

JUPITER-6000K-H1

Technical Specifications(Preliminary)

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	22	
AC Power	6,600 kVA @40°C / 5,940 kVA @50°C ¹	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2 x 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arding Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional ³	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 22 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵	1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

JUPITER-3000K-H1

Technical Specifications (Preliminary)

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	11	
AC Power	3,300 kVA @40°C / 2,970 kVA @50°C ¹	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 1 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional ³	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵	1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request

3 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4 -When ambient temperature >55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

5- For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

6. OPERE DI CONNESSIONE

6.1 Cavi AT

La rete elettrica a 36kV sarà realizzata con posa completamente interrata assicurando il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Tale rete a 36 kV, di lunghezza totale pari a circa 9,08 km, sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo RG7H1R 26/45 kV o equivalenti con conduttore in rame di classe 2 tipo unipolare e/o unipolare avvolto ad elica il cui isolamento sarà garantito mediante guaina termo-restringente in PVC qualità RZ/ST2. I cavi verranno posati ad una profondità minima di 120 cm, con una placca di protezione in PVC (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza di 50 cm. La sezione di posa dei cavi sarà variabile a seconda della loro ubicazione in sede stradale o in terreno (cfr. sezioni tipo cavidotto).

I cavi AT a 36kV sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino al campo più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

La portata I_z di un cavo con una determinata sezione e isolante è notevolmente influenzata dalle condizioni di installazione. Nella posa interrata la portata può variare in funzione della profondità di posa, della resistività e della temperatura del terreno. Aumentando la profondità di posa, con temperatura del terreno invariata, la portata di un cavo si riduce. La portata dipende però anche dalla resistività e dalla temperatura del terreno che aumentano verso la superficie, soprattutto nei periodi estivi, vanificando in tal modo i benefici che si possono ottenere a profondità di posa minori. La portata di un cavo interrato diminuisce anche in caso di promiscuità con altre condutture elettriche e l'influenza termica tra i cavi aumenta sensibilmente se sono posati in terra piuttosto che in aria.

La portata di corrente in regime permanente I_z per il cavo utilizzato è stata ricavata, a partire dalla corrente I_0 (capacità del cavo), tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento, mediante la seguente formula:

$$I_z = I_0 \times k$$

Dove:

I_0 = portata per posa interrata per cavi con anima in rame di tipo RG7H1R 26/45 kV con resistività terreno 1,5 K m/W;

k = prodotto di opportuni coefficienti di correzione, ovvero:

- K_{tt} = fattore di correzione per posa interrata e temperature diverse da 20 °C;
- K_d = fattore di correzione per spaziatura tra cavi tripolari pari a 250 mm;
- K_p = fattore di correzione per profondità di posa diversi da 0.8 m (cavi direttamente interrati);

6.2 Cavi BT

I cavi BT in corrente continua a 1500V sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Per il calcolo della portata ci si riferisce alla tabella CEI UNEL 35026 fasc. 5777 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata". Dalla norma viene fornita la formula per il calcolo della portata effettiva I_Z che può essere ricavata, a partire dalla corrente I_0 , tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento.

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

RELAZIONE GENERALE

- I_0 = portata per posa interrata per cavi di tipo con resistività terreno 1K m/W;
- K_1 = fattore di correzione per temperature diverse da 20 °C;
- K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- K_3 = fattore di correzione per profondità di posa;
- K_4 = fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 1Km/W.