

## REGIONE MOLISE

PROVINCIA DI CAMPOBASSO  
COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA  
Contrada Montebello snc

**Impianto Agro – Fotovoltaico APIDOR**

### PROGETTO DEFINITIVO

Realizzazione impianto agro fotovoltaico denominato “APIDOR” con potenza di picco 12.480 kWp e potenza di immissione in rete 9.588 kW comprensivo delle opere di connessione alla rete di distribuzione 20kV

ELABORATO	RELAZIONE GENERALE	DATA	30/11/2021
N° PAGINE: 70	SCALA:-----	LIVELLO PROG.: PD	
CODICE ELABORATO: RS06REL0001A0	ID E-DISTRIBUZIONE: T0737896		
<i>Valutazione di Impatto Ambientale</i>			

#### REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
00	30/11/2021	EMISSIONE	ING. F. MULÈ	ING. F. MULÈ	COSTEN

<p><b>Proponente</b></p> <p><b>QUANTUM PV 03 SRL</b> Via Mannelli n° 5 00019 Tivoli (RM) P.IVA 15940861006 PEC: <a href="mailto:quantumpv03@legalmail.it">quantumpv03@legalmail.it</a></p>	<p><b>Progettazione: Ing. F. Mulè</b></p> 
<p><b>Progettazione</b></p>  <p>Costen srl Via Ninni Cassarà 15 91011 Alcamo (TP) C.F./P.IVA: 02804040810 <a href="mailto:info@costen.it">info@costen.it</a></p>	<p><b>Spazio riservato per le approvazioni</b></p>

Le opere previste nel presente progetto sono di pubblica utilità

## Sommario

1. PREMESSA.....	4
2. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO.....	5
2.1 Proponente.....	5
2.2 Localizzazione.....	6
2.3 Scelta del sito.....	7
2.4 Descrizione sintetica del Progetto APIDOR.....	8
2.5 Descrizione sintetica dell'impianto di rete per la connessione.....	9
3. INQUADRAMENTO NORMATIVO.....	11
3.1 Normativa di riferimento territoriale, paesistica ed ambientale.....	11
3.2 Il PTPAAV della Regione Molise.....	12
3.4 Strumenti urbanistici comunali in vigore.....	14
3.5 Compatibilità del progetto con le aree naturali protette, di interesse internazionale, rete natura 2000, Aree IBA, Piano Faunistico venatorio.....	15
3.5.1 Compatibilità con Aree Naturali Protette.....	15
3.5.2 Compatibilità con Aree natura 2000.....	15
3.6.3 Compatibilità con le Aree IBA.....	17
3.5.4 Compatibilità con il Piano Faunistico Venatorio.....	18
3.6 Compatibilità con gli Strumenti di Tutela del Territorio e delle Acque.....	18
3.6.1 P.A.I.....	18
3.7 Compatibilità con il vincolo idrogeologico.....	19
3.8 Compatibilità con piano di gestione del rischio alluvioni.....	19
3.9 Vincolo sismico.....	19
3.10 Normativa sui rifiuti.....	20
4. DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO E DELLE OPERE DA REALIZZARE.....	21
4.1 Criteri progettuali.....	21
4.2 Caratteristiche tecniche dell'impianto.....	24

4.3	Descrizione tecnica dei componenti dell'impianto fotovoltaico.....	25
4.3.1	Modulo fotovoltaico .....	25
4.3.2	Inverter (Convertitori CC/CA) .....	29
4.3.3	Cavi elettrici di stringa in cc - sistemi di categoria .....	30
4.3.4	Cavi alimentazione trackers.....	31
4.3.5	Cavi elettrici e dimensionamento.....	31
4.3.6	Cabine elettriche .....	34
4.3.7	Impianto di Messa a terra.....	42
4.3.8	Protezione dai contatti diretti ed indiretti .....	44
4.4	Stima della producibilità di energia elettrica .....	44
4.4.1	Dati climatici e radiazione solare media annua su base giornaliera .....	44
4.4.2	Attenzione per l'ambiente.....	46
5.	IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE, INTERFERENZE E SOLUZIONI INDIVIDUATE.....	48
5.1	Descrizione impianto di rete per la connessione .....	48
5.2	Descrizione delle opere di connessione alla rete MT .....	49
5.3	Linea elettrica MT in cavo sotterraneo .....	50
5.4	Canalizzazioni.....	51
5.5	Distanze dei cavidotti MT/BT da altre opere.....	52
6.	CAMPI ELETTROMAGNETICI .....	53
7.	CUMULO CON ALTRI PROGETTI.....	54
8.	ANALISI COSTI/BENEFICI.....	55
8.1	Costi .....	55
8.2	Benefici economici.....	58
8.3	Produttività dell'attività agricola in progetto .....	59
8.9.	Produttività dell'attività di apicoltura in progetto .....	59
9.	PIANO DI DISMISSIONE E SMANTELLAMENTO DELL'IMPIANTO A FINE ESERCIZIO .....	61
10.	CRONOPROGRAMMA SINTETICO ESTIMATIVO .....	63
11.	CONSIDERAZIONI SULL'ASPETTO SOCIO-POLITICO LEGATO ALLA TRANSIZIONE ECOLOGICA.....	64

---

11.1 Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle FER al 2030.....	65
11.2 Ricadute occupazionali generate dall'impianto .....	67
12. OPERE DI INGEGNERIA NATURALISTICA PER IL RESTAURO GEOLOGICO .....	68

## 1. PREMESSA

L'aumento delle emissioni di anidride carbonica e sostanze inquinanti, legato allo sfruttamento delle fonti energetiche convenzionali, connesso anche alla disponibilità limitata delle riserve di combustibili fossili, ha creato negli operatori del settore energetico una crescente attenzione per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

La società Quantum PV 03 srl, con sede legale in Viale Mannelli n.5, 00019 Tivoli (RM), pec [quantumpv03@legalmail.it](mailto:quantumpv03@legalmail.it) propone nel territorio comunale di Montenero di Bisaccia (CB), in c.da Montebello località Ripa del Monaco la realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico, caratterizzato di un utilizzo combinato dei terreni tra produzione di energia elettrica mediante fonte rinnovabile solare e produzione agricola.

L'intervento è finalizzato alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in accordo con la Strategia Energetica Nazionale (SEN) che pone un orizzonte di azioni da conseguire al 2030 mediante un percorso che è coerente anche con lo scenario a lungo termine del 2050, stabilito dalla Road Map Europea che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990. In particolare, la SEN definisce le misure per raggiungere i traguardi di crescita sostenibile e ambiente stabiliti nella COP 21 contribuendo all'obiettivo della decarbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici.

Le fonti di energia rinnovabili costituiscono alternative ai combustibili fossili e contribuiscono a ridurre le emissioni di gas a effetto serra, a diversificare l'approvvigionamento energetico e a ridurre la dipendenza dei mercati volatili e inaffidabili dei combustibili fossili.

Al contempo, l'iniziativa della società Quantum PV 03 srl pone come obiettivo quello di unificare la produzione agricola e quella energetica da fonte rinnovabile solare. Si tratta di produrre energia rinnovabile con i **pannelli solari** senza sottrarre terreni produttivi all'agricoltura e all'allevamento, ma anzi integrando le due attività.

Questo sistema rappresenta **una soluzione** per limitare i conflitti tra la produzione agricola e quella di energia elettrica, quindi può garantire il nesso Cibo-Energia-Acqua incrementando l'efficienza d'uso del suolo.

In sintesi l'intervento proposto:

- è finalizzato alla realizzazione di un'opera infrastrutturale, non incentivato;
- è compatibile con gli obiettivi di qualità e delle normative d'uso, non avendo alternative localizzative e/o progettuali;
- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;

- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;
- non è fonte di inquinamento acustico;
- non è fonte di inquinamento atmosferico;
- utilizza viabilità di accesso già esistente;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio;
- non sottrae terreni produttivi all'agricoltura e all'allevamento, ma anzi integra le due attività.

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente nazionale e della Regione Molise, con particolare riferimento alle Delibere della Giunta Regionale n° 621 del 4/8/2011 , la L.R. nr.22 del 7/8/2009 e s.m.i. e al D. Lgs.152/2006 e s.m.i. inoltre, ai sensi di quanto stabilito dal D.M. 10/09/2010 “Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”, recepite dalla Regione Molise, nella L.R. nr. 23 del 23/12/2010.

La presente relazione, nel dettaglio, descrive l'impianto e le sue componenti, inquadra il progetto rispetto ai vincoli presenti sul territorio, riporta alcune considerazioni in merito all'impatto acustico, alla gestione dell'impianto e alla segnalazione dell'impianto fotovoltaico per la sicurezza del volo a bassa quota. Non all'ultimo, riporta le caratteristiche dell'impianto con l'analisi della producibilità attesa; descrive le fasi, i tempi e le modalità di esecuzione dei lavori; quantifica i costi di dismissione; riporta l'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche; indica l'elenco delle autorizzazioni, concessioni, intese, pareri nullaosta da acquisire ai fini della realizzazione ed esercizio dell'impianto.

## 2. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

### 2.1 Proponente

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la società Quantum PV 03 srl, avente sede legale a Tivoli (RM) Viale Mannelli 5, con codice fiscale e partita IVA numero 15940861006, iscritta al Registro delle Imprese della C.C.I.A.A. di Roma al n. 15940861006, REA RM-1624606 dal 09/12/2021. La società ha come oggetto sociale la costituzione, la realizzazione, la gestione e la manutenzione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti di diversa natura, incluse le fonti rinnovabili, l'attività di integrazione di Sistemi nel settore dell'energia, lo sviluppo di progetti di impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di energia fotovoltaica, l'acquisto e la vendita di pannelli fotovoltaici, l'acquisto e la vendita di centrali fotovoltaiche.

Denominazione: QUANTUM PV 03 SRL

Sede legale: Viale Mannelli n.5, Tivoli (RM)

Codice fiscale e P.Iva 15940861006

Numero REA: RM-1624606

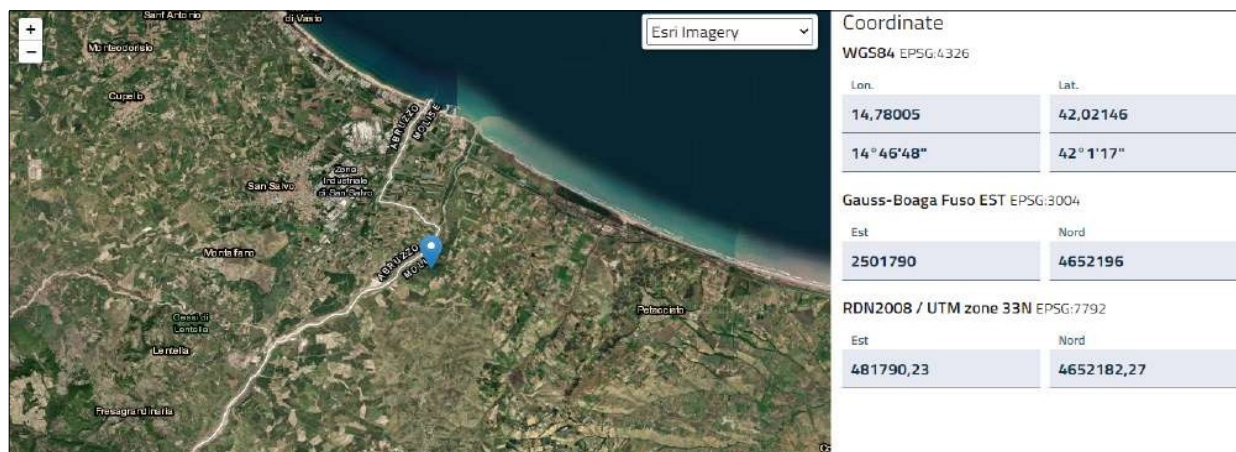
Capitale sociale: € 10.000,00

Socio unico: Risen Quantum PV 01 srl

## 2.2 Localizzazione

Il sito ricade in C.da Montebello, ad una quota compresa tra 50,0 e 90,0 m s.l.m., a 6.7 km a nord rispetto al centro abitato del comune di Montenero di Bisaccia (CB) e a circa 450 m ad est dal confine naturale, rappresentato dal corso d'acqua del Fiume Trigno, che separa la Regione Molise dalla Regione Abruzzo.

L'area di interesse, presenta le seguenti coordinate geografiche:



Inquadramento geografico del sito e coordinate geografiche sistema WGS84 EPSG:4326

L'area in cui è prevista la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico è un unico lotto di terreno in zona "E" agricola Iscritto al N.C.T. del comune di Montenero di Bisaccia (CB), contrada Montebello, foglio di mappa 10, particella 58.

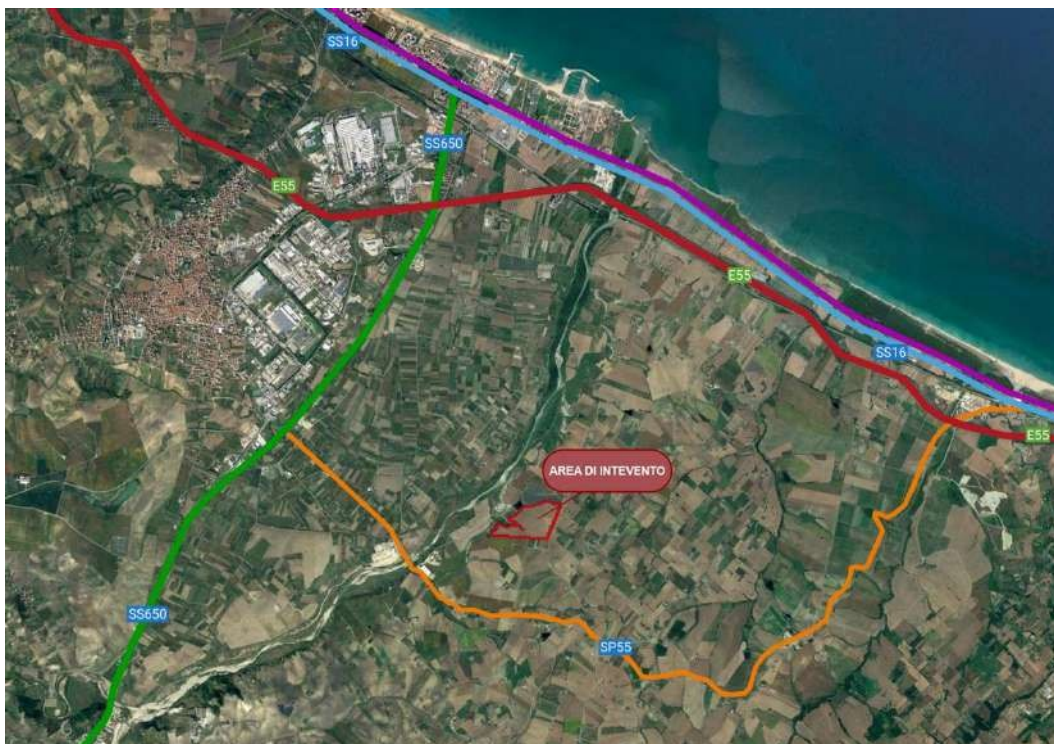
Comune	Contrada	Foglio	Particella	Superficie Ha. are. ca	Qualità da visura	Classe	Reddito dominicale (€)	Reddito agrario (€)
Montenero di Bisaccia (BN)	Montebello snc	10	58	22.41.66	Seminativo	2	810,40	1099,83
				00.48.40	Pascolo	1	4,96	2,48
<b>Totale superficie (Ha. are. ca)</b>				<b>22.90.06</b>				



Nella cartografia **I.G.M.** a scala 1:25.000 il fondo ricade all'interno della seguente Cartografia e Fogli di Mappa: Foglio **148**, Tavoleta "S. SALVO". L'area in questione si trova all'esterno dei siti appartenenti alla rete Natura 2000 denominati SIC IT7228221 "Foce Trigno - Marina di Petacciato" e SIC IT7140127 "Fiume Trigno basso e medio corso".

L'accesso all'area in cui sarà realizzato l'impianto agri fotovoltaico è raggiungibile attraverso l'autostrada A14 Bologna -Bari (corridoio europeo E55) con uscita Montenero di Bisaccia, dalla quale è possibile raggiungere il sito percorrendo le SS 650 e SP 55.

Il collegamento ferroviario viene assicurato dalla linea ferroviaria "Adriatica" che dista circa 4 km dall'impianto agro-fotovoltaico nonché dalla stazione ferroviaria più vicina di Montenero di Bisaccia.



Carta della viabilità dell'area della stazione ricadente sul territorio di Montenero di Bisaccia (CB – contrada Montebello): in rosso l'autostrada A14 (E55) – in azzurro SS 16 – in verde SS 650 – in arancio la SP 55 – in fucsia la linea ferroviaria "Adriatica".

### 2.3 Scelta del sito

L'area in oggetto risulta inserita all'interno di un contesto paesaggistico fortemente influenzato dalle attività antropiche, in particolare legate alle pratiche agricole, che hanno determinato negli anni un'elevata frammentazione del mosaico ambientale. Il territorio è infatti caratterizzato da una successione omogenea di uliveti, vigneti, frutteti, campi coltivati a seminativo. La presenza di habitat naturali è stata pertanto notevolmente ridotta nel corso del tempo ed interessa ad oggi soprattutto l'area relativa al **SIC IT7228221 "Foce Trigno - Marina di Petacciato"** e **SIC IT7140127 Fiume Trigno basso e medio corso**. Inoltre dalle



osservazioni effettuate non sono risultate presenti emergenze floristiche peculiari. A questi fattori si aggiungono la producibilità del sito stesso, le condizioni di insolazione ottimale, la possibilità di accesso nella fase di cantiere, il basso cumulo con altri progetti presenti nel territorio comunale (risulta nelle vicinanze esclusivamente l'impianto fotovoltaico limitrofo al quello di progetto). Tali motivi hanno pertanto portato ad individuare nell'area stessa un sito particolarmente idoneo ad ospitare l'impianto fotovoltaico come quello proposto in oggetto.



Inquadramento regionale dell'area del progetto

## 2.4 Descrizione sintetica del Progetto APIDOR

L'impianto **agro fotovoltaico "APIDOR"**, oggetto della presente relazione, è composto da n.4 sottocampi di produzione di energia elettrica mediante **fonte rinnovabile solare attraverso la conversione fotovoltaica**, della potenza di picco di **12.480,00 kWp** con potenza complessiva in immissione da **9.588,00 kW**, da installare a terra su terreno agricolo con strutture **ad inseguimento "tracker" mono-assiali**, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e rotazione massima variabile tra  $-60^\circ$  (est) e  $+60^\circ$  (ovest), in modo da non modificare in maniera permanente l'assetto morfologico, geologico ed idrogeologico del sito d'installazione, con interspazi **minimi** fra le file di 5 m, ed altezza di circa 2,5 m dal piano di campagna, al fine di consentire la coltivazione ed evitare ombreggiamenti significativi tra i moduli che compongono le stringhe e con connessione dell'impianto alla rete elettrica pubblica (**grid-connected**), inoltre si precisa che gli impianti in esame del presente progetto effettueranno la cessione totale alla rete di distribuzione MT a 20kV dell'energia elettrica prodotta.

L'impianto agro fotovoltaico nella sua totalità sarà costituito da 650 stringhe con ognuna 32 moduli collegati in serie, nella sua globalità vi saranno pertanto 20800 moduli tipo monocristallino da 600Wp ciascuno; il sistema prevede n. 48 inverter di stringa trifase idonei all'installazione sul campo in prossimità delle stringhe ove convergeranno tutte le coppie di cavi lato cc configurate come da schema elettrico di progetto, gli inverter lato alternata saranno interconnessi in idoneo quadro elettrico generale di bassa tensione ubicato nella cabina elettrica di trasformazione.

L'area perimetrale dell'impianto sarà recintata e schermata da mandorlo, alloro e frasino.

L'impianto fotovoltaico e relative cabine elettriche sarà suddiviso in n.5 sottocampi così distribuiti:

- **“Dal sottocampo 1 al sottocampo 4”** costituiti da **140 stringhe** con ognuna **32 moduli** collegati in serie, nella sua globalità vi saranno pertanto **4480 moduli tipo monocristallino da 600Wp ciascuno**, per una potenza nominale complessiva di **2.688,00 kWp**, il sistema prevede n.10 inverter di stringa trifase, interconnessi al quadro elettrico di bassa tensione ubicano nella cabina elettrica prefabbricata di trasformazione di campo, con potenza massima lato alternata in immissione pari a **2.000,00 kW**;
- **“Sottocampo 5”** costituito da **90 stringhe** con ognuna **32 moduli** collegati in serie, nella sua globalità vi saranno pertanto **2880 moduli tipo monocristallino da 600Wp ciascuno**, per una potenza nominale complessiva di **1.728,00 kWp**, il sistema prevede n.8 inverter di stringa trifase, interconnessi al quadro elettrico di bassa tensione ubicano nella cabina elettrica prefabbricata di trasformazione di campo, con potenza massima lato alternata in immissione pari a **1.588,00 kW**.

Il cavidotto necessario al collegamento alla rete di Media Tensione a 20.000V in antenna da cabina primaria AT/MT “SAN SALVO ZI”, dell'impianto si dipartirà dal sito, ubicato in Contrada Montebello snc, nel comune di Montenero di Bisaccia (CB) per raggiungere la cabina primaria AT/MT ubicata nell'area industriale del Comune di San Salvo (CH).

## 2.5 Descrizione sintetica dell'impianto di rete per la connessione

La linea elettrica a **20 kV** in progetto collegherà l'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabili di tipo solare alla rete MT esistente del distributore.

Si prevede la connessione dell'impianto alla rete di distribuzione con tensione nominale di 20kV tramite costruzione di una nuova cabina di consegna da ubicarsi nel sito del produttore, connessa in antenna da Cabina primaria AT/MT “SAN SALVO ZI”, mediante la posa di linea (doppia terna) in cavo sotterraneo (interrato) in Alluminio da 185mm<sup>2</sup>.

All'interno della cabina di consegna saranno installati quadri MT in SF6 (con ICS) 3LEI (DY900) più quadro Utente in SF6 DY808, dimensionati per reti con corrente di corto circuito pari a 16kA.

L'iter di connessione alla rete è stato avviato in data 07/09/2020 e registrato con codice di rintracciabilità T0737896. La soluzione di connessione oggetto della presente è stata notificata, con STMG di E-Distribuzione S.p.a., di seguito indicato col termine Distributore, prot. OUT-09/08/2021-0273083 e dalla stessa accettata in data 13/10/2021.

Il produttore, ai sensi della Delibera n. 281/05 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, ha optato per curare in proprio tutti gli adempimenti per l'acquisizione delle autorizzazioni richieste dalla legge per la costruzione ed esercizio delle opere di rete (impianto di rete e interventi su rete esistente e/o sviluppo) per la connessione, compresi gli eventuali interventi sulla RTN, e per l'ottenimento di ogni altro provvedimento amministrativo indispensabile per la cantierabilità delle opere stesse. Le opere di rete per la connessione saranno ricomprese negli impianti del gestore di rete e saranno quindi utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione/trasmissione. Conseguentemente il titolare dell'autorizzazione all'esercizio di tali opere non potrà che essere del concessionario del servizio di distribuzione (E-Distribuzione e/o altro gestore di tale servizio) e, limitatamente alle opere RTN, Terna. Per tali opere non sarà previsto l'obbligo di ripristino dello stato dei luoghi in caso di dismissione dell'impianto di produzione di Energia elettrica. Il Produttore, pertanto, si sostituisce al Distributore solo per la fase di autorizzazione dell'elettrodotto, invece tutte le attività di collaudo saranno di competenza del Distributore.

Le opere previste nel presente progetto sono di pubblica utilità, urgenti ed indifferibili ai sensi dell'art. 12 del Decreto Legislativo n° 387 del 29/12/2003.


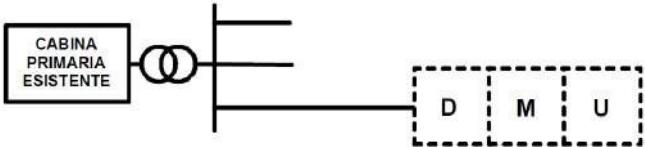
Dati identificativi impianto:

Codice POD: IT001E752678642 (Art. 37, c.1 Delibera 111/06)

Codice presa: 7010069400037

Codice fornitura: 752678642

Si riporta di seguito lo schema con inserimento in antenna da stazione AT/MT nella rete MT del Distributore dell'impianto di connessione, come si evince dalla norma CEI 0-16 vigente.

Prima della connessione	Dopo la connessione
	
<p>Legenda: D = impianto di rete presso l'utenza; M = misura; U = impianto di Utente per la connessione.</p>	

L'inserimento prevede la realizzazione di una linea alimentata direttamente dalla Stazione AT/MT al fine di consentire la connessione di un'utenza. Tale tipologia d'inserimento è adottata qualora gli schemi di inserzione lungo una linea esistente non siano ammissibili dal punto di vista tecnico. Il locale dedicato all'impianto di rete presso l'utenza deve poter ospitare le apparecchiature per un'eventuale adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

### 3. INQUADRAMENTO NORMATIVO

#### 3.1 Normativa di riferimento territoriale, paesistica ed ambientale

Gli strumenti presi in considerazione per l'individuazione dei vincoli sono gli strumenti urbanistici vigenti dei comuni interessati (Montenero di Bisaccia e San Salvo), le leggi nazionali e regionali in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici, il P.T.P.A.A.V. della regione Molise, il piano dell'Autorità di Bacino del fiume Trigno, il Piano Tutela delle Acque, le perimetrazioni delle aree interessate da coltivazione di idrocarburi, il PTCP della Provincia di Campobasso, la cartografia relativa al vincolo idrogeologico del Corpo Forestale dello Stato, il Piano Faunistico Venatorio della Provincia di Campobasso. Inoltre, per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista naturalistico si è fatto riferimento ai proposti Siti di importanza comunitaria individuati dal progetto Natura 2000 della Comunità Europea e ai parchi, riserve naturali ed aree protette presenti sul territorio delle regioni Molise e Abruzzo, nonché al programma delle aree IBA.

Inoltre si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, nonché delle Linee Guida Regionali di cui alla D.G.R. n.621 del 4 agosto 2011, nel P.E.A.R. della regione Molise di cui alla D.C.R. n.133 del luglio 2017 e nella L.R. n.23 del 16 dicembre 2014, così come aggiornata dalla L.R. n.4 del maggio 2016, per quanto attiene i criteri di localizzazione dell'area di impianto.

### 3.2 Il PTPAAV della Regione Molise

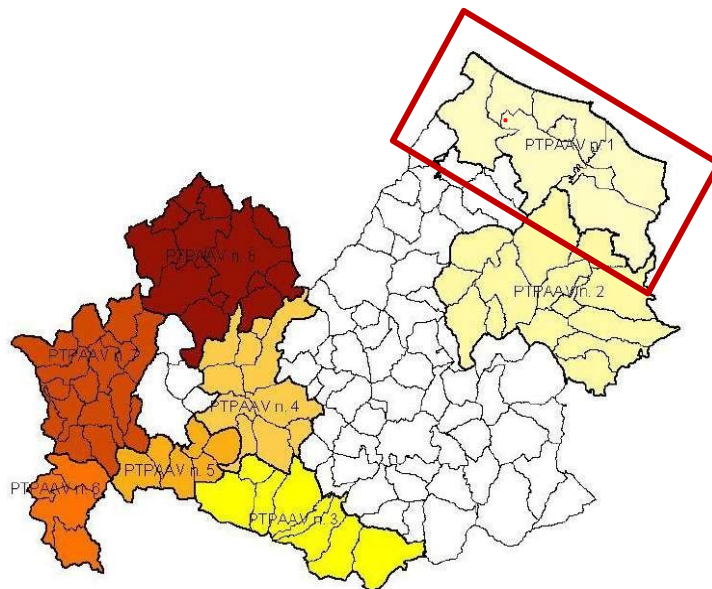
La Regione Molise è dotata di un Piano territoriale paesistico-ambientale esteso all'intero territorio regionale, costituito dall'insieme dei Piani Territoriali Paesistico-Ambientali di Area Vasta (P.T.P.A.A.V.) formati per iniziativa della Regione Molise in riferimento a singole parti del territorio regionale. L'area di intervento rientra negli ambiti individuati dal PP come ambito "Area Vasta del Basso Molise", considerando gli ambiti come aree paesaggistiche in cui sono evidenti le dominanti paesaggistiche che connotano l'identità di lunga durata del territorio, in relazione alla loro morfologica e alle caratteristiche storico-culturali.

Il Comune di **Montenero di Bisaccia** rientra nel PTPA di Area Vasta nr.1 redatto ai sensi della Legge Regionale 1/12/1989 n. 24 e approvato con Delibera di Consiglio Regionale n. 92 del 16.04.98.

Il PTPAAV investe l'intero territorio regionale con effetti differenziati, in relazione alle caratteristiche ed allo stato effettivo dei luoghi, alla loro situazione giuridica ed all'articolazione normativa del piano stesso.

Nell'ambito delle aree già sottoposte a vincoli, il Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di Area Vasta detta criteri e modalità di gestione, finalizzati agli obiettivi del Piano e, in particolare, alla tutela delle specifiche caratteristiche che hanno determinato l'apposizione di vincoli.

Nell'ambito delle altre aree meritevoli di tutela per uno degli aspetti considerati ovvero per l'interrelazione di più di essi, il Piano definisce gli elementi e le componenti caratteristiche del paesaggio, ovvero i beni culturali e le risorse oggetto di tutela.

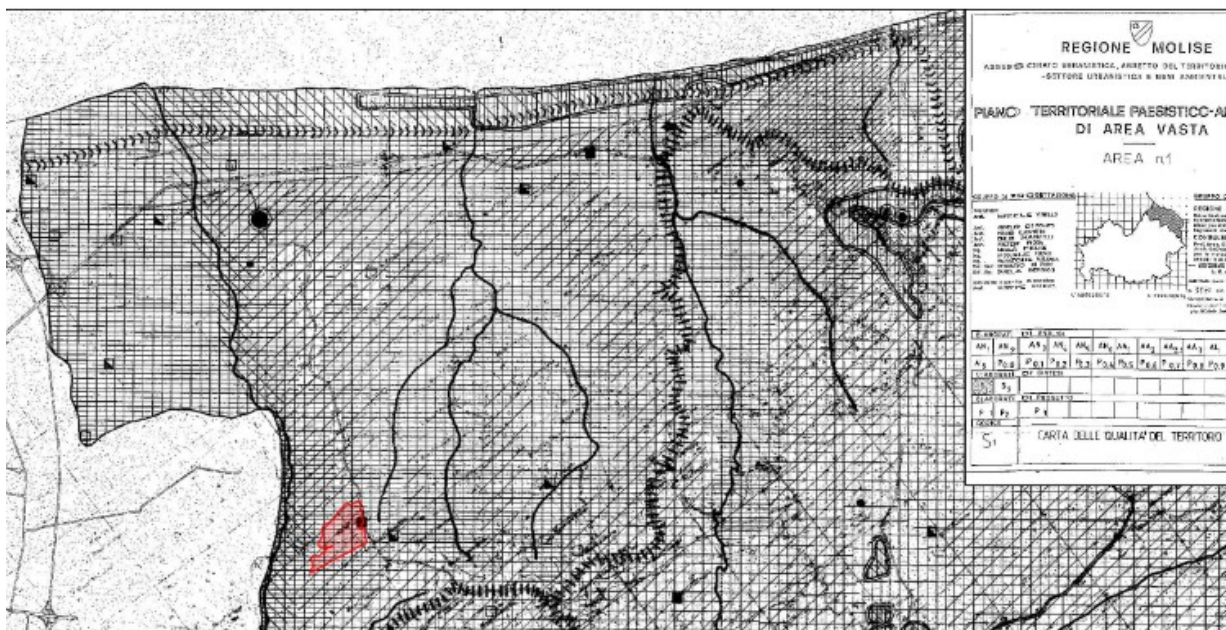
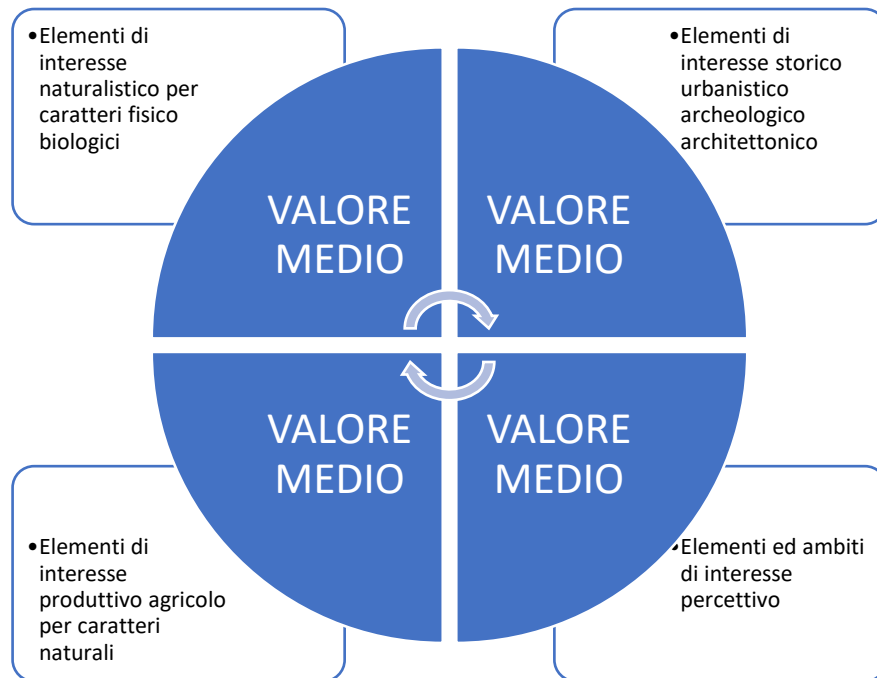


PTPAAV vigenti Regione Molise



Dalla sovrapposizione delle aree occupate del progetto con il PTPA di Area Vasta nr. 1 si riscontra quanto segue:

- **Carta della Qualità del Territorio "S1"**- risulta che l'impianto fotovoltaico ricade nei seguenti ambiti



Carta della Qualità del Territorio "S1"

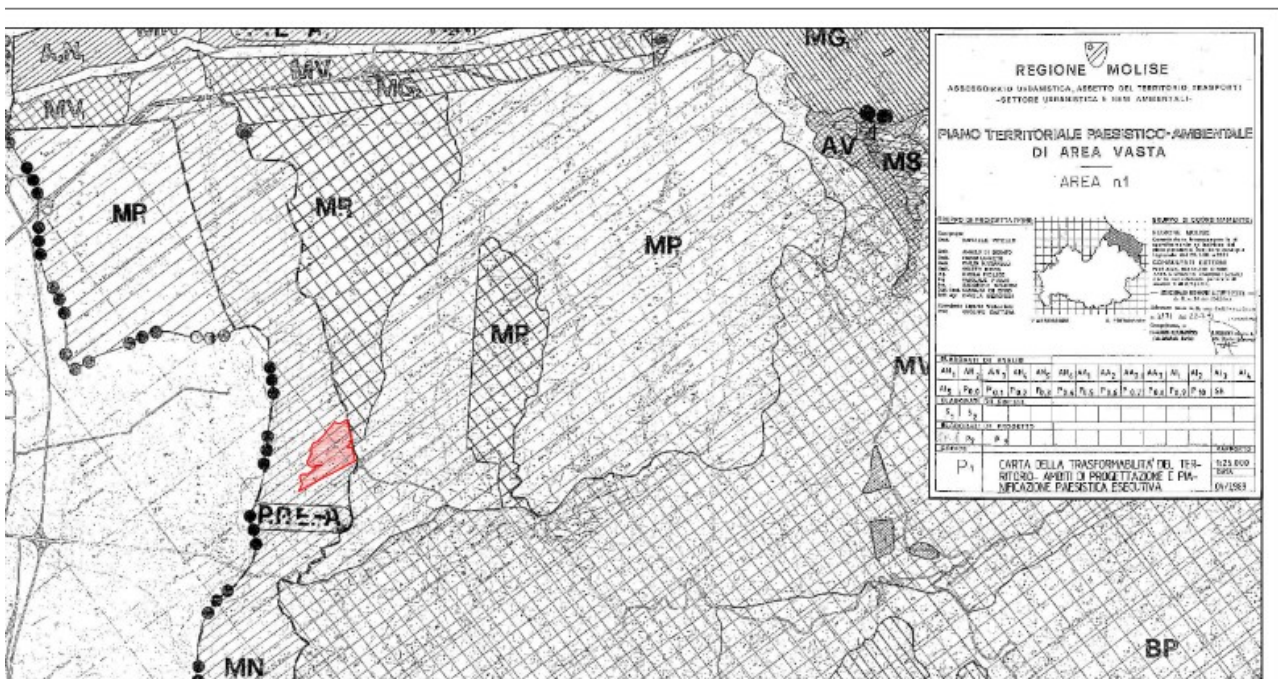
- **Carta di Trasformabilità del Territorio “P1”** l’impianto agri fotovoltaico ricade all’interno della zona “MN nelle “Aree fluviali e di foce con particolari configurazioni di carattere naturalistico e percettivo”

Il territorio dell’ambito in questione viene suddiviso pertanto in:

“A” zone con elementi da salvaguardare

“M” zone esterne alle “A”.

Il Piano non individua particolari prescrizioni per le aree interessate dalle opere, bensì ne rimanda la compatibilità alla pianificazione comunale e alla valutazione diretta dell’opera in sede autorizzativa. Si fa presente che in prossimità dell’area interessata dal progetto, sono già presenti impianti fotovoltaici .



**Carta di Trasformabilità del Territorio “P1”**

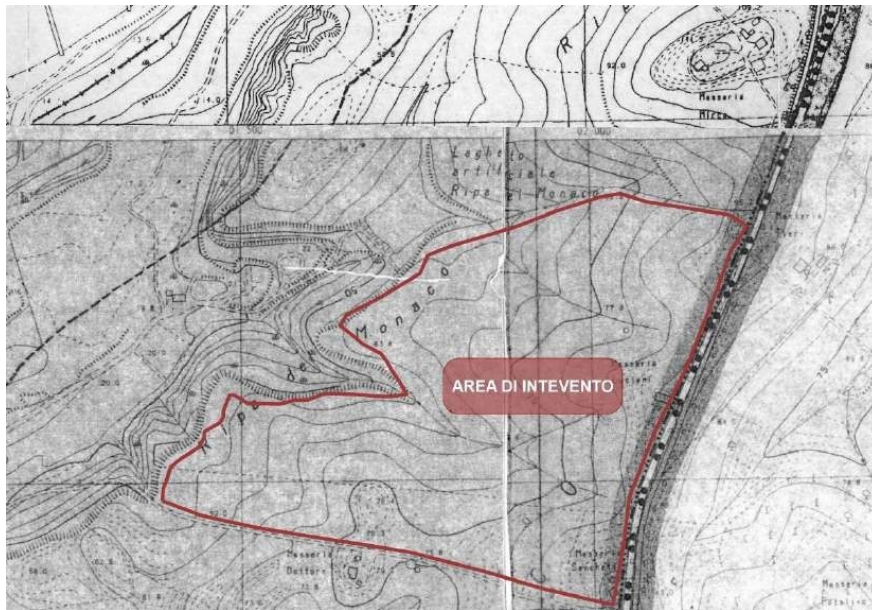
**Si può dunque ritenere che, l’intervento risulti compatibile con le norme del Piano.**

### 3.4 Strumenti urbanistici comunali in vigore

L’area su cui sarà ubicato l’Impianto “Apidor”, ricadente nel foglio 10 di Montenero di Bisaccia, è classificata dal vigente PRG vigente come “Zona di restauro geologico-ambientale” ai sensi dell’ 34.1 delle Norme Tecniche di Attuazione del PRG di Montenero di Bisaccia. Secondo tale articolo “questa zona è destinata agli interventi di presidio e di manutenzione e di realizzazione di programmi di forestazioni (...)” ed in tale area è consentito lo svolgimento di attività proprie del settore primario (come è da considerare quello in progetto) nel rispetto del P.T.P.A.A.V. vigente.



Per quanto sopra detto, il progetto in argomento è compatibile con la destinazione urbanistica dell'area interessata nel Comune di Montenero di Bisaccia



Stralcio PRG Comune di Montenero di Bisaccia

### 3.5 Compatibilità del progetto con le aree naturali protette, di interesse internazionale, rete natura 2000, Aree IBA, Piano Faunistico venatorio

#### 3.5.1 Compatibilità con Aree Naturali Protette

In base alla legge 394/91 le aree protette vengono distinte in Parchi Nazionali, Aree Naturali Marine Protette, Riserve Naturali Marine, Riserve Naturali Statali, Parchi e Riserve Naturali Regionali. La Regione Molise ha recentemente definito la propria normativa sulle aree naturali, adeguandola alle esigenze del territorio. Le Riserve naturali statali in Regione sono 4, cui va ad aggiungersi il territorio del Parco Nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise ricadente all'interno dei confini territoriali molisani; sono inoltre presenti anche due oasi di protezione faunistica.

Il sito del progetto APIDOR non interferisce con Parchi regionali ed aree protette in quanto situati in altre province nonché a notevole distanza dall'area di progetto.

L'area protetta più vicina al sito in oggetto risulta essere la Riserva naturale controllata Marina di Vasto, localizzata in territorio abruzzese e distante circa 6,4 km dall'area di impianto

**L'intervento pertanto ricade in aree fuori dalle aree naturali protette.**

#### 3.5.2 Compatibilità con Aree natura 2000

Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della

Direttiva 92/43/CEE "Habitat " per garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario.

La rete Natura 2000 è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), identificati dagli Stati Membri secondo quanto stabilito dalla Direttiva Habitat (Direttiva del Consiglio 92 /43/CEE), che vengono successivamente designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC), e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici.

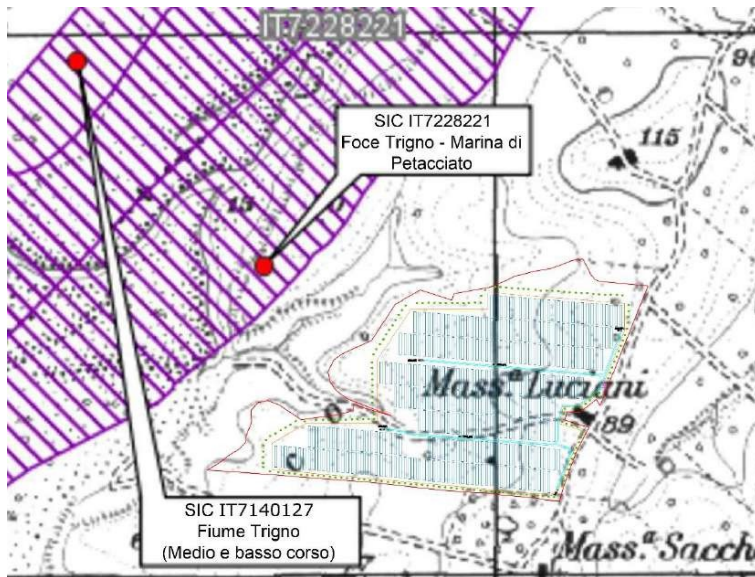
In Molise, ad oggi sono stati individuati da parte della Regione: 88 Siti di Importanza Comunitaria (SIC), designati quali Zone Speciali di Conservazione, 3 Zone di Protezione Speciale (ZPS) incluse in altrettanti pSIC. (Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – aggiornamento 17/09/2020).

REGIONE	Natura 2000***				
	n. siti	superficie a terra		superficie a mare	
		sup. (ha)	%	sup. (ha)	%
**Abruzzo	58	387.084	35,87%	3.410	1,36%
Basilicata	64	174.558	17,48%	35.002	5,93%
Calabria	185	289.805	19,22%	34.050	1,94%
Campania	123	373.031	27,45%	25.071	3,05%
Emilia Romagna	159	265.699	11,84%	34.874	16,04%
Friuli Ven. Giulia	66	153.176	19,35%	5.411	6,50%
**Lazio	200	398.086	23,14%	59.689	5,28%
Liguria	133	139.959	25,84%	9.133	1,67%
Lombardia	246	373.555	15,65%	/	/
**Marche	96	141.588	15,09%	1.241	0,32%
**Molise	88	118.725	26,76%	0	0
*Piemonte	151	404.001	15,91%	/	/
PA Bolzano	44	150.047	20,28%	/	/
PA Trento	143	176.217	28,39%	/	/
Puglia	87	402.514	20,60%	334.421	21,76%
Sardegna	128	454.533	18,86%	410.140	18,29%
Sicilia	245	470.893	18,32%	650.169	17,23%
Toscana	157	327.005	14,23%	442.636	27,08%
Umbria	102	130.094	15,38%	/	/
*Valle d'Aosta	30	98.948	30,34%	/	/
Veneto	131	414.298	22,58%	26.361	7,54%
<b>TOTALE</b>	<b>2636</b>	<b>5.843.817</b>	<b>19,38%</b>	<b>2.071.607</b>	<b>13,42%</b>

Dati aggiornati a dicembre 2020 mite.gov

Come evidenziato nella cartografia seguente il progetto sarà interamente realizzato all'esterno del perimetro di aree della Rete Natura 2000, infatti: per quanto riguarda l'impianto "Apidor" in direzione

Nord a qualche centinaio di metri troviamo la SIC IT7228221 “Foce Trigno – Marina di Petacciato” e la SIC IT7140127 “Fiume Trigno (medio e basso corso)”.



Area di progetto e Siti Natura 2000

### 3.6.3 Compatibilità con le Aree IBA

Nate da un progetto di BirdLife International portato avanti in Italia dalla Lipu, le IBA sono aree che rivestono un ruolo fondamentale per gli uccelli selvatici e dunque uno strumento essenziale per conoscerli e proteggerli. IBA è infatti l'acronimo di Important Bird Areas, Aree importanti per gli uccelli.

Per la Regione Molise vengono presentati i perimetri delle seguenti IBA:

- 124 - “Matese”;
- 125 - “Fiume Biferno”.

L’IBA 124 - “Matese” ricade anche in territorio campano mentre L’IBA 126 - “Monti della Daunia” ricade solo in piccola parte nel territorio molisano e campano, quindi viene trattata con le IBA pugliesi.

Ugualmente l’IBA 119 - “Parco Nazionale d’Abruzzo” che comprende una piccola porzione molisana, viene trattata con le IBA abruzzesi. In particolare l’IBA 125 ha cambiato nome da “Fiume Biferno medio corso” a “Fiume Biferno” per meglio descriverne l’estensione.

Le IBA più vicine all’area di progetto sono rappresentate rispettivamente con la codifica: IBA 125 “Fiume Biferno” distante circa 13.8 km dal sito considerato; IBA 115 “Maiella, Monti Pizzi e Monti Frentani” che, sebbene ricada in territorio abruzzese, dista dal sito di progetto circa 12.1 km. Infine, si riscontra la presenza, a partire dalla linea di costa, dell’IBA 222M “Medio Adriatico”, distante dall’area di interesse circa 4.5 km

L’impianto fotovoltaico pertanto risulta compatibile con aree IBA.

### 3.5.4 Compatibilità con il Piano Faunistico Venatorio.

Il Piano Faunistico venatorio rappresenta, pertanto, lo strumento fondamentale con il quale le regioni, anche attraverso la destinazione differenziata del territorio, definiscono le linee di pianificazione e di programmazione delle attività da svolgere sull'intero territorio per la conservazione e gestione delle popolazioni faunistiche e, nel rispetto delle finalità di tutela perseguite dalle normative vigenti, per il prelievo venatorio. La Regione Molise ha recepito la norma nazionale con D.G.R. n°224 dl 24.05.2016.

Nessuna delle opere di progetto ricade in aree di ripopolamento e cattura, ovvero zone di protezione destinate alla riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale ed alla cattura della stessa per l'immissione nel territorio in tempi e condizioni utili all'ambientamento fino alla ricostituzione e alla stabilizzazione della densità faunistica ottimale per il territorio, ossia sono zone necessarie per fornire una dotazione annua di selvaggina naturale per la successiva immissione sul territorio cacciabile o in altri ambiti protetti.

Il Piano non riporta limitazioni in merito all'installazione di impianti fotovoltaici limitandosi a regolamentare strettamente l'attività venatoria e la sua organizzazione sul territorio, gestendolo in modo da preservare e controllare la fauna.

Pertanto risulta che l'impianto fotovoltaico è compatibile con il Piano Faunistico Venatorio

## 3.6 Compatibilità con gli Strumenti di Tutela del Territorio e delle Acque

### 3.6.1 P.A.I

L'area in cui risiede il sito in oggetto, riferibile all'**Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale**, è riconducibile all'Unit of Management Regionale Molise Biferno e minori - euUoMCode ITR141 - bacini idrografici Biferno e minori del Molise, già bacini regionali (ex Autorità di Bacino Interregionale Fortore; Saccione; Trigno; Regionale Molise) in cui si distinguono l'Unit of Management Fortore - euUoMCode ITI015 - bacini idrografico Fortore, già bacino interregionale, l'Unit of Management Saccione - euUoMCode ITI022 - bacini idrografico Saccione, già bacino interregionale e infine l'**Unit of Management Trigno - euUoMCode ITI027 - bacino idrografico Trigno, già bacino interregionale** in cui ricade il sito di interesse. Il Fiume Trigno rappresenta l'asta principale mentre il Fiume Treste costituisce il suo affluente principale oltre una serie di corsi d'acqua minori tutti con decorso circa SO-NE, perpendicolare alla linea di costa. Il sito in studio ricade nella porzione valliva del bacino idrografico considerato.

livello regionale e sub - regionale devono tenere adeguatamente conto, in particolare nella redazione degli strumenti urbanistici.

Rientra parzialmente tra le aree a Pericolosità da Frana e da Valanga con pericolosità moderata rilevata nella porzione inferiore del sito, dove saranno piantati alberi di frassino in modo da trattenere con l'apparato radicale il terreno.

Pertanto risulta che l'impianto fotovoltaico è compatibile con il PAI

### 3.7 Compatibilità con il vincolo idrogeologico

Il Vincolo idrogeologico viene istituito con il R.D.L. 30/12.1923 n. 3267 e con R.D. n. 1126 del 16.05.1926 e prevede il rilascio del nulla osta e/o autorizzazioni per la realizzazione di opere edilizie o comunque per interventi che comportano movimenti di terra, che possono essere legati anche a utilizzazioni boschive e miglioramenti fondiari, richiesti da privati o da enti pubblici in aree che sono state appositamente delimitate.

Anche in relazione all'elettrodotto è possibile affermare che esso, che per l'interesse del suo sviluppo procederà su viabilità esistente, non interesserà in alcun modo aree sottoposte a vincolo idrogeologico

### 3.8 Compatibilità con piano di gestione del rischio alluvioni

Il Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni è riferito alle zone ove possa sussistere un rischio potenziale significativo di alluvioni o dove si ritenga che questo si possa generare in futuro, nonché alle zone costiere soggette ad erosione.

Il Progetto di Piano di Gestione del Rischio Alluvioni del Molise è stato elaborato sulla base delle mappe della pericolosità e del rischio idraulico del P.A.I.. L'area su cui ricade l'impianto appartiene al Presidio Territoriale Idraulico con codice PTC03. Comunque le aree non possono essere interessate da alluvioni potenziali, in quanto poste ad una quota molto maggiore all'attuale piana fluviale del F. Trigno.

Il progetto sarà interamente realizzato all'esterno di aree a pericolosità e rischio idraulico e pertanto è possibile affermare che non vi saranno interferenze con detto piano.

### 3.9 Vincolo sismico

Secondo l'I.N.G.V., il sito rientra tra le aree classificate come appartenenti al VII grado della scala delle intensità (espresse in scala M.C.S.) secondo la Mappa della Massima Intensità Macrosismica Risentita in Italia, edita dal Dipartimento della Protezione Civile. L'area in oggetto, in termini di accelerazione massima del suolo, risulta avere valori di  $A_g = 0,100 - 0,125$  (riferita ai suoli rigidi di Cat. A).

Il progetto ricade interamente in zona sismica 3, area in cui è possibile costruire mediante appositi accorgimenti antisismici. La progettazione delle opere rispetterà i criteri della norma antisismica, ai sensi delle N.T.C. D.M. 17/01/2018.

### 3.10 Normativa sui rifiuti

La produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso, limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo. La vita attesa dell'impianto (intesa quale periodo di tempo in cui l'ammontare di energia elettrica prodotta è significativamente superiore ai costi di gestione dell'impianto) è di circa 30 - 35 anni.

Al termine di detto periodo è previsto lo smantellamento delle strutture ed il ripristino del sito che potrà essere completamente recuperato alla iniziale destinazione d'uso.

Ogni singola parte dell'impianto fotovoltaico avrà dei componenti riciclabili e degli altri che saranno classificati come rifiuti.

L'impianto fotovoltaico è costituito essenzialmente dai seguenti materiali:

- apparecchiature elettriche ed elettroniche: inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici, contatori, impianto di videosorveglianza e di illuminazione;
- Materiali ferrosi: strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici quali pali di ancoraggio in acciaio, proli di alluminio, recinzione in fili zincati, porte / finestre di aerazione della cabina elettrica;
- Materiale plastico: tubazioni in PVC per il passaggio dei cavi elettrici, cassette dei quadri elettrici;
- Materiale inerte: pietrisco o ghiaia per la realizzazione della viabilità (ove necessario)

Il D.lgs 152/06 classifica i rifiuti secondo l'origine in rifiuti urbani e rifiuti speciali, e secondo le caratteristiche di pericolosità in rifiuti pericolosi e non pericolosi. Tutti i rifiuti sono identificati da un codice a sei cifre. L'elenco dei codici identificativi (denominato CER 2002 e allegato alla parte quarta del D.lgs 152/06) è articolato in 20 classi: ogni classe raggruppa rifiuti che derivano da uno stesso ciclo produttivo. All'interno dell'elenco, i rifiuti pericolosi sono contrassegnati da un asterisco.

Codice CER	Descrizione del rifiuto
CER 15 06 08	Rifiuti della produzione, formulazione, fornitura ed uso del silicio e dei suoi derivati
CER 15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze
CER 15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202
CER 16 02 10*	Apparecchiature fuori uso contenenti PCB o da essi contaminate, diverse da quelle di cui alla voce 160208
CER 16 02 14	Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi
CER 16 02 16	Macchinari ed attrezzature elettromeccaniche
CER 16 03 04	Rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 160303
CER 16 03 06	Rifiuti organici, diversi da quelli di cui alla voce 160305
CER 16 06 04	Batterie alcaline (tranne 160603)
CER 16 06 01*	Batterie al piombo
CER 16 06 05	Altre batterie e accumulatori



CER 16 07 99	Rifiuti non specificati altrimenti (acque di lavaggio piazzale)
CER 17 01 01	Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)
CER 17 01 07	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, diverse da quelle di cui alla voce 170106
CER 17 02 02	Vetro
CER 17 02 03	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)
CER 17 04 05	Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e da recinzione in metallo plastificato, paletti di sostegno in acciaio, cancelli sia carrabili che pedonali)
CER 17 04 07	Metalli misti
CER 17 04 11	Cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410 - Linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici- Cavi
CER 17 04 05	Ferro e acciaio derivante da infissi delle cabine elettriche
CER 17 05 08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)
CER 17 06 04	Materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 170601 e 170603
CER 17 09 03*	Altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose
CER 17 09 04	Materiale inerte rifiuti misti dell'attività di demolizione e costruzione non contenenti sostanze pericolose: Opere fondali in cls a plinti della recinzione - Calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche
CER 20 01 36	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)

Buona parte dei materiali utilizzati per la realizzazione degli impianti può essere riciclata. Dal modulo fotovoltaico potranno essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio e il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso. L'inverter, altro elemento composto da materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento).

## 4. DESCRIZIONE TECNICA DEL PROGETTO E DELLE OPERE DA REALIZZARE

### 4.1 Criteri progettuali

La progettazione di un impianto fotovoltaico costituisce la sintesi del lavoro di un team di figure professionali come ingegneri, architetti, paesaggisti, archeologi, naturalisti, agronomi. Lo scopo principale è di collaborare sin dalle prime fasi per ottimizzare il progetto sia dal punto di vista delle soluzioni tecniche e di producibilità,



sia per renderlo compatibile con l'area di intervento, al fine di non alterarne gli elementi di biodiversità e paesaggistici dell'area di intervento.

Fermo restando il rispetto delle norme di tutela ambientali e paesaggistiche vigenti la proposta progettuale ha tenuto conto dei seguenti aspetti:

- Le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito prevalentemente pianeggianti e a pendenze moderate tale da evitare movimenti terra eccessivi che comporterebbero un'alterazione della morfologia attuale del sito. Inoltre si è dato gran peso alla salvaguardia degli elementi che compongono il paesaggio a (vegetazione, acqua, uso del suolo, viabilità di cantiere)
- Vicinanza con il punto di connessione alla Rete Elettrica di Distribuzione Nazionale compatibilmente con i vincoli ambientali, idrogeologici, geomorfologici, infrastrutturali, interferenze con altre attività e disponibilità dei suoli per la realizzazione del progetto.
- La scelta delle strutture di appoggio dei moduli fotovoltaici tramite pali di sostegno ad infissione al fine di evitare la realizzazione di fondazioni e l'artificializzazione eccessiva del suolo. Sono stati scelti come modello "tracker" mono- assiali, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e rotazione massima variabile tra  $-60^\circ$  (est) e  $+60^\circ$  (ovest), in modo da non modificare in maniera permanente l'assetto morfologico, geologico ed idrogeologico del sito d'installazione, con interspazi minimi fra le file di 5 m, ed altezza di circa 2,5 m dal piano di campagna, al fine di consentire la coltivazione ed evitare ombreggiamenti significativi e desertificazione del suolo.

Sono stati scelti moduli fotovoltaici ad alta efficienza nel tempo oltre che per garantire delle performace di producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico di lunga durata anche per ridurre i fenomeni di abbagliamento e inquinamento luminoso

La distanza tra le file di moduli è stata scelta tale che oltre a evitare fenomeni di ombreggiamento anche per creare un equilibrio tra spazi coperti e spazi liberi tali da evitare un'alterazione delle caratteristiche naturali del suolo.

La predisposizione delle cabine di trasformazione all'interno dei campi è stata fatta in maniera tale da avvicinarle quanto più possibile alle aree di ingresso ai campi fotovoltaici che costituiscono il generatore fotovoltaico al fine di evitare la realizzazione di viabilità interne lunghe e quindi maggiore sottrazione di suolo libero nell'intento di far si che la minore impermeabilizzazione del suolo permette un ripristino ambientale del sito più rapido a seguito della dismissione dell'impianto fotovoltaico.

I suoli interessati all'installazione dell'impianto fotovoltaico sono stati scelti in prossimità di viabilità già esistenti al fine di evitare la realizzazione di nuove viabilità e quindi alterazione del paesaggio attuale.

Nel disegno dei bordi dell'impianto fotovoltaico sono state scelte recinzioni metalliche con predisposizione di appositi passaggi per la microfauna terrestre locale. Le recinzioni a loro volta insieme all'impianto fotovoltaico verranno mascherate esternamente con siepi vegetali di altezza tale da mitigare l'impatto visivo-percettivo dell'impianto fotovoltaico dall'esterno e dai eventuali punti di belvedere e interesse paesaggistico nelle vicinanze dell'impianto fotovoltaico di progetto. Verranno utilizzati per la realizzazione delle siepi vegetali specie autoctone tali da favorire una connettività ecosistemica con le colture presenti nelle aree circostanti all'impianto fotovoltaico.

Nella scelta di realizzazione dei collegamenti elettrici tra i campi fotovoltaici costituenti l'impianto fotovoltaico si è scelto di utilizzare cavidotti interrati invece che aerei e convogliarli quanto più possibile in un unico scavo alla profondità minima di un metro al fine di ridurre le interferenze elettromagnetiche.

Per dare un valore aggiunto al progetto si è deciso di integrarlo con un progetto agricolo. Il risultato ottenuto è il agro fotovoltaico.

L'agro-fotovoltaico significa il connubio perfetto tra il fotovoltaico e l'attività agricola, con installazioni solari che permettono al proponente di produrre energia e al contempo di continuare le colture agricole o l'allevamento di animali. Si tratta di una forma di convivenza particolarmente interessante per la decarbonizzazione del sistema energetico, ma anche per la sostenibilità del sistema agricolo e la redditività a lungo termine di piccole e medie aziende del settore.

Il progetto "APIDOR", a sostegno dell'attività agricola propone:

- per la schermatura dell'impianto lungo tutto il perimetro, la creazione della "fascia arborea di protezione e separazione":
  - Lato Sud: n. 1 file di piante di alloro (*Laurus Nobilis* L.), distanza tra le piante per m.1,00, distanza dalla recinzione m. 3,00, pari a circa 600 piante;
  - Lato Nord e Ovest: filare di Mandorlo (*Amygdalus communis* L.), con sesto m. 5,00 x 5,00, disposto singolarmente o a doppia fila, ove possibile, pari a circa 368 piante;
  - Lato Est e Nord –Est: filare di Mandorlo (*Amygdalus communis* L.), con sesto m. 5,00 x 5,00, disposto singolarmente o a doppia fila, ove possibile pari a circa 76 piante;
  - Lato Sud-Est: n. 1 file di piante di alloro (*Laurus Nobilis* L.), distanza tra le piante per m.1,00, distanza dalla recisione m. 3,00, pari a circa 52 piante;
- area dedicata per l'apiario, nella parte sud dell'appezzamento, occupante una superficie di circa Ha 0,0500 (500 mq2). Le arnie saranno disposte a file di 20 casse, per un totale di 100 arnie
- area piantumata a Frassino, per opere di Ingegneria Naturalistica e salvaguardia del territorio
- area tra le file da dedicare a coltivazione di foraggere e specie con potere mellifero: borragine, facelia, rosmarino, sulla e trifoglio alessandrino.

## 4.2 Caratteristiche tecniche dell'impianto

**Generatore fotovoltaico** : realizzato con moduli fotovoltaici tipo in **silicio monocristallino** da **600Wp** marca **RISEN Solar technology**, modello "RSM-120-8-580BMDG-600BMDGM, compresi di cassetta di giunzione stagna sul retro del modulo con diodi by-pass. Qualora dovesse essere scelta una delle tecnologie diversa da quella prevista in questa fase progettuale, il layout generale dell'impianto, le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici ed i fabbricati delle cabine elettriche manterranno la stessa configurazione.

**Gruppo di conversione e trasformazione:** formato da cabine di tipo prefabbricato che ospitano l'inverter, il trasformatore BT/MT e il trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari. L'inverter effettua la trasformazione dell'energia proveniente dal generatore fotovoltaico da corrente continua a corrente alternata; il gruppo di trasformazione è costituito da un quadro generale BT che alimenta il secondario del trasformatore MT/BT e il trasformatore dei servizi ausiliari BT/BT; le celle MT si collegano al primario del trasformatore di potenza e sono composte da sezionatori, relè di protezione e gruppi di misura; infine il quadro BT a valle del relativo trasformatore alimenta i servizi ausiliari di cabina. All'interno della cabina verrà inoltre installato l'interruttore generale dell'impianto con le relative protezioni di interfaccia come da norme CEI 0-16, CEI 11-20, dette protezioni saranno corredate di una certificazione di conformità emessa da un organismo accreditato. I valori della tensione e della corrente di ingresso agli inverter sono compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli dei gruppi di trasformazione ai quali viene connesso l'impianto.

**Cabine di raccolta** per l'alloggio dei quadri MT per il collegamento delle cabine di trasformazione/conversione.

**Cabina di consegna** per la connessione dell'impianto alla rete di distribuzione con tensione nominale di 20kV da ubicarsi nel sito del produttore, connessa in antenna da Cabina primaria AT/MT "SAN SALVO ZI", mediante la posa di linea in cavo sotterraneo (interrato) in Alluminio da 185mm<sup>2</sup>. All'interno della cabina di consegna saranno installati quadri MT in SF6 (con ICS) 3LEI (DY900) più quadro Utente in SF6 DY808, dimensionati per reti con corrente di corto circuito pari a 16kA.

L'impianto, inoltre, sarà dotato di un sistema di monitoraggio della quantità di energia prodotta e immessa in rete dell'impianto e di tutte le prestazioni dei principali componenti dell'impianto (inverter, stringhe, ecc.).

### **Opere Meccaniche e Civili:**

- ❖ Montaggio degli inseguitori mono-assiali est-ovest Tracker

- ❖ Scavi e rinterri dei cavidotti interni ed esterni a ciascun sottocampo fotovoltaico costituente il generatore fotovoltaico
- ❖ Realizzazione delle recinzioni lungo il bordo dell'area occupata dell'impianto fotovoltaico
- ❖ Canalizzazioni e pozzetti di ispezione all'interno di ciascun sottocampo fotovoltaico

#### Opere Elettriche e Impiantistiche:

- ❖ Collegamenti dei moduli di ciascuna stringa e collegamento delle stringhe agli inverter
- ❖ Posa in opera degli inverter e collegamento alle rispettive stringhe
- ❖ Posa in opera delle cabine di parallelo e collegamento agli inverter di ciascun campo
- ❖ Posa in opera dei collegamenti all'impianto di terra
- ❖ Cablaggio elettrico dei trasformatori e apparecchiature MT nelle cabine di sottocampo
- ❖ Posa in opera di tutti i quadri in media QMT nelle cabine di trasformazione
- ❖ Posa in opera delle apparecchiature del sistema di supervisione e controllo.

#### Classificazione impianto elettrico

- **Impianto lato C.A.** : l'impianto oggetto della presente relazione tecnica, immetterà l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico alla rete di distribuzione in MT a 20kV, pertanto in relazione alla tensione nominale il sistema elettrico è da considerarsi di **IIª Categoria**, in relazione allo stato del neutro e alla situazione delle masse il sistema viene classificato come **TN**. Il sistema TN ha un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate a quel punto per mezzo del conduttore di protezione. Inoltre viene definito come tipo **TN-S** poiché il conduttore di neutro e quello di protezione sono separati
- **Impianto lato C.C.** : In relazione allo stato del neutro e alla situazione delle masse il sistema elettrico viene classificato come **IT**.

### 4.3 Descrizione tecnica dei componenti dell'impianto fotovoltaico

#### 4.3.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico proposto per questo progetto è:

- in **silicio monocristallino bifacciale** da **600Wp**
- marca **RISEN Solar technology**

- modello "RSM-120-8-580BMDG-600BMDGM"

	
RSM-120-8-580BMDG-600BMDG	
MONOCRISTALLINO	
	<b>Potenza 600 Wp</b>
	<b>Vmpp 34,85 V</b>
	<b>Impp 18,50 A</b>
	<b>Isc 17,22 A</b>
	<b>Voc 41,40 V</b>
	<b>Vmax(sistema) 1500 V</b>
<b>Efficienza 21,2 %</b>	Legenda
Dimensioni modulo: H2172xL1303xP30mm Peso: 34,5 kg	
<b>CE</b> IEC 61215 - IEC 61730 - F.I. IEC 61701 - IEC 62716 - IEC 60068-2-68	
	

Di seguito le schede tecniche del prodotto:

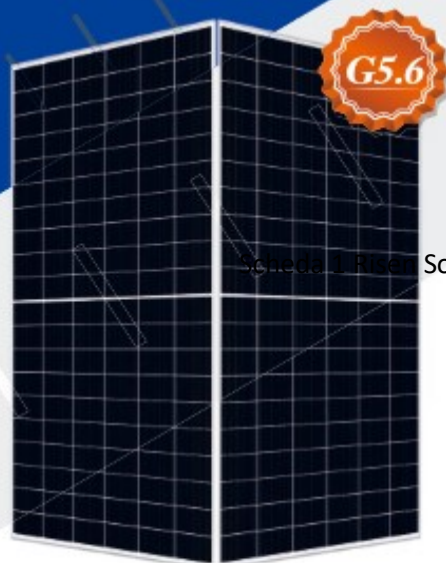


**HIGH PERFORMANCE  
BIFACIAL PERC MONOCRYSTALLINE MODULE**




Draft 020

**RSM120-8-580BMDG-600BMDG**

<b>120 CELL</b> Mono PERC Module	<b>580-600Wp</b> Power Output Range
<b>1500VDC</b> Maximum System Voltage	<b>21.2%</b> Maximum Efficiency



**KEY SALIENT FEATURES**

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  Bifacial: Enhanced Energy Harvesting from rear side (up to 30%)
-  Industry leading lowest thermal co-efficient of power
-  Industry leading 12 years product warranty
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive tight power tolerance
-  Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
-  Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements
-  Certified to withstand severe environmental conditions
  - Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
  - Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
  - Excellent mechanical resistance: wind load 2400Pa & snow load 5400Pa



**RISEN ENERGY CO., LTD.**

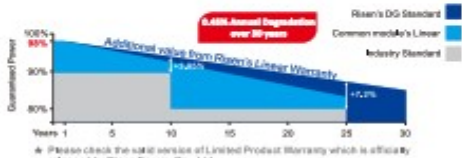
Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1996, and publicly listed in 2010, compete value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, enforces Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Melin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC  
Tel: +86-574-59853239 Fax: +86-574-59853599  
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



Preliminary  
For Global Market

**LINEAR PERFORMANCE WARRANTY**  
12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty



Guaranteed Power (%) vs Years (1 to 30)

- Risen's DG Standard: 0.46% Annual Degradation over 30 years
- Additional value from Risen's Linear Warranty: +0.2%
- Common module's Linear: (Lower power at 30 years)
- Industry Standard: (Lowest power at 30 years)

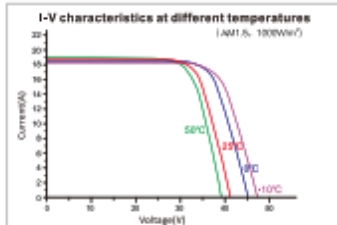
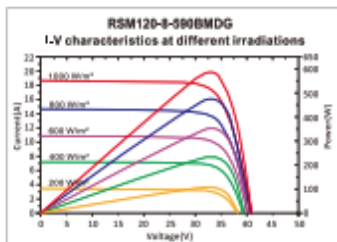
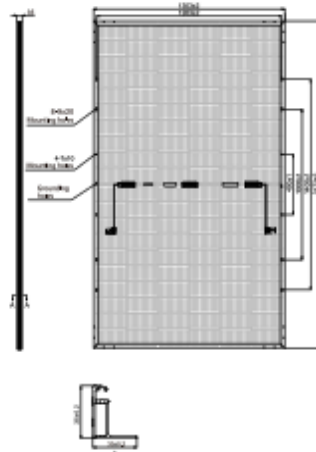
\* Please check the ratio of Linear Product Warranty which is officially assessed by Risen Energy Co., Ltd.

THE POWER OF RISING VALUE





Dimensions of PV Module



Our Partners:

RSM120-8BMDG-1200-EN-H2-6-2020

**ELECTRICAL DATA (STC)**

Model Number	RSM120-8-580BMDG	RSM120-8-585BMDG	RSM120-8-590BMDG	RSM120-8-595BMDG	RSM120-8-600BMDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	580	585	590	595	600
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.90	41.10	41.30	41.50	41.70
Short Circuit Current-Isc(A)	18.06	18.11	18.16	18.21	18.26
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.04	34.22	34.42	34.60	34.80
Maximum Power Current-Impp(A)	17.05	17.10	17.15	17.20	17.25
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.  
Bifacial factor: 70%±5 \* Module Efficiency (%) Round-off to the nearest number

**Electrical characteristics with 10% rear side power gain**

Total Equivalent power -Pmax (Wp)	638	644	649	655	660
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.90	41.10	41.30	41.50	41.70
Short Circuit Current-Isc(A)	18.87	19.92	19.98	20.03	20.09
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	34.04	34.22	34.42	34.60	34.80
Maximum Power Current-Impp(A)	18.76	18.81	18.87	18.92	18.98

Rear side power gain: The additional gain from the rear 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)**

Model Number	RSM120-8-580BMDG	RSM120-8-585BMDG	RSM120-8-590BMDG	RSM120-8-595BMDG	RSM120-8-600BMDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	439.5	443.1	447.0	450.7	454.6
Open Circuit Voltage-Voc (V)	38.04	38.22	38.41	38.60	38.78
Short Circuit Current-Isc (A)	14.81	14.85	14.89	14.93	14.97
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	31.59	31.76	31.94	32.11	32.29
Maximum Power Current-Impp (A)	13.91	13.95	13.99	14.04	14.08

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	35kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+)-350mm, Negative(-)-350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SYQ2, IP68

**TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS**

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

**PACKAGING CONFIGURATION**

	40ft(HQ)
Number of modules per container	527
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	17
Box gross weight[kg]	1100

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.  
©2020 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE

Scheda 2 Risen Solar RSM-120-8-580BMDG-600BMDGM



### 4.3.2 Inverter (Convertitori CC/CA)

L'inverter è il cuore dell'impianto fotovoltaico: trasforma la corrente continua dei moduli fotovoltaici in comune corrente alternata di rete e la immette nella rete pubblica di distribuzione. Contemporaneamente, esso controlla e monitora l'intero impianto, garantisce che i moduli fotovoltaici funzionino sempre al massimo delle loro prestazioni, in funzione dell'irraggiamento e della temperatura ambientale.

La curva caratteristica dei moduli fotovoltaici dipende fortemente dall'intensità dell'irraggiamento e dalla temperatura dei moduli, quindi da valori che si modificano continuamente nell'arco della giornata. L'inverter deve pertanto trovare e mantenere costantemente il punto di funzionamento ideale sulla curva caratteristica, per poter "tirar fuori" dai moduli solari la potenza maggiore in ogni situazione. Questo punto di funzionamento ottimale si chiama Maximum Power Point (MPP); la ricerca e il mantenimento dell'MPP costituiscono l'inseguimento MPP, estremamente importante per il rendimento energetico di un impianto fotovoltaico

Gli inverter utilizzati per il presente progetto sono del tipo **trifase 800Vac 50Hz** conformi alla **CEI 0-16** ed ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili, corredato di certificazione emessa da un organismo accreditato.

Per ognuno dei due impianti sono previsti **n. 48 inverter di stringa con grado di protezione dell'involucro idoneo all'installazione sul campo fotovoltaico, marca HUAWEI serie SUN2000-215KTL**, provvisti di adeguate protezioni elettriche e meccaniche.

<p>SUN2000-215KTL</p> <p>CEI 0-16</p>	 <b>HUAWEI</b>
<p><b>CARATTERISTICHE INVERTER</b></p> <p>Grado di Protezione Involucro IP66          Potenza nominale uscita AC: 200 kW          Potenza massima apparente AC: 215 kVA          VDC ingresso massima: 1500 Vdc          Range di Tensione FV : 500V-1500V          Numero di MPPT indipendenti : 3          Corrente ingresso massima per MPPT : 100,0A          Corrente d'uscita massima 155,2 A          Frequenza di uscita 50Hz          Tensione di rete 800 Vac          Temperatura ambiente: -25°C +60°C          Scaricatori AC/DC Type 2 : integrati</p>	
	<p><b>Legenda</b></p> 

L'impianto è stato dimensionato affinché sia garantito il corretto funzionamento in tutte le condizioni standard di utilizzo, e più precisamente, in corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-6°C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (75 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

<b>TENSIONI MPPT</b>
Tensione nel punto di massima potenza, $V_m$ , a 75°C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ( $V_{mppt\ min}$ )
Tensione nel punto di massima potenza, $V_m$ , a -6°C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ( $V_{mppt\ max}$ ).
I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza
<b>TENSIONE MASSIMA</b>
Tensione di circuito aperto, $V_{oc}$ , a -6°C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter
<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>
Tensione di circuito aperto, $V_{oc}$ , a -6°C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo
<b>CORRENTE MASSIMA</b>
Corrente massima (corto circuito) generata, $I_{sc}$ , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico (STC) a esso collegato.

Dimensionamento:

- Moduli Fotovoltaici – Inverter

Dimensionamento compreso **tra il 85 % e 120 %**..

Tutti i cavi in arrivo lato CC agli inverter dovranno essere attestati negli appositi morsetti lato c.c. del rispettivo inverter come da schema elettrico generale dell'impianto e manuali d'installazione.

- Stringa

Moduli FV per stringa: 32

Picco di potenza della stringa FV (ingresso): 19,2 kWp

Tensione normale della stringa FV: 1115,2V

Tensione massima della stringa FV ipotizzata a -6°C:1432,038V

Corrente massima della stringa FV: 17,08°

#### 4.3.3 Cavi elettrici di stringa in cc - sistemi di categoria

Sono definiti cavi solari di stringa, i cavi che collegano le stringhe (i moduli in serie) ai quadri DC di parallelo o come previsto nel presente progetto agli inverter di stringa distribuiti sul campo fotovoltaico e hanno una sezione variabile da 6 a 10 mmq (in funzione della distanza del collegamento).



Per il collegamento tra le tratte finali dei moduli che compongono la stringhe da 32 moduli ciascuno e gli inverter di stringa, si prevede di utilizzare cavi unipolari con guaina per il cablaggio, in partenza dal primo ed ultimo modulo fotovoltaico, della serie (stringa), il cavo scelto deve essere di sezione non inferiore a 6 mm<sup>2</sup>, tipo solare H1Z2Z2-K flessibile, classificazione CPR(UE) n°305/11 Dca-s1,d2,a1, non propagante la fiamma CEI EN 60332-1-2, privo di alogeni e resistente a basse e alte temperature con Tensione Nominale U0/U: ca, 600/1000 V; cc, 900/1500 V;

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari, sono resistenti all'ozono secondo CEI EN 50396, ai raggi UV secondo CEI EN 50289-4-17 A. Inoltre sono testati per durare nel tempo secondo la EN 50618.

#### 4.3.4 Cavi alimentazione trackers

Sono cavi di bassa tensione utilizzati per alimentare elettricamente i motori presenti sulle strutture. Potranno essere installati nei quadri di distribuzione per alimentare più motori contemporaneamente. Questi cavi sono alloggiati sia sulle strutture (nei profilati metallici della struttura) che interrati, a seconda del percorso previsto dal quadro BT del sottocampo di appartenenza fino al motore elettrico da alimentare. Si utilizzerà un cavo per energia, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco a ridotta emissione di gas corrosivi (tipo FG16R16) e rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) CPR(UE) n°305/11 Cca-s3,d1,a3.

#### 4.3.5 Cavi elettrici e dimensionamento

Il dimensionamento dei conduttori è effettuato in conformità con le prescrizioni della Norma CEI 11-17, con la precisazione che i conduttori B.T. che alimentano le utenze sono dimensionati come prescritto dalla Norma CEI 64-8, tenendo conto delle portate e delle cadute di tensione ammesse.

Si è tenuto conto altresì delle correnti di corto circuito possibili per la durata determinata dal tempo di intervento della protezione a monte. Dove la sezione del conduttore, in riferimento al valore dell' $I^2t$ , è risultata superiore a quello desumibile dal carico nominale, il dimensionamento è stato adeguato in conseguenza.

I conduttori B.T. in partenza dai quadri principali/generali, risultano protetti dalla corrente di corto circuito, in qualsiasi punto del conduttore avvenga il corto stesso. Tutti gli altri conduttori in partenza da vari quadri sono invece protetti per la corrente di corto circuito ai terminali di arrivo dell'utenza alimentata.

La caduta di tensione massima ammessa tra i quadri, sottoquadri e punto di consegna non supera complessivamente il 4%. (Norma CEI 64-8/5, par.525).

La sezione dei conduttori è stata determinata prendendo in considerazione i seguenti valori:

- corrente di impiego  $I_b$ ;
- corrente massima del dispositivo di protezione  $I_n$ ;
- corrente massima ammissibile dal conduttore in funzione delle condizioni di impiego, di posa e del tipo di cavo,  $I_z$ ;
- corrente convenzionale di funzionamento del dispositivo di protezione  $I_f$ ;
- massima caduta di tensione ammessa pari al 4%.

Le sezioni utilizzate sono risultate in accordo con le tabelle CEI-UNEL 35023 e 3502 in taluni casi anche sovradimensionati in maniera tale da ridurre le perdite per effetto joule considerando che a maggiore costo di installazione fa riscontro un minore costo di esercizio e quindi più producibilità per l'impianto.

La protezione contro i sovraccarichi e cortocircuiti è ottenuta nell'impianto in esame tramite interruttori automatici magnetotermici in grado di interrompere qualsiasi sovracorrente, sino alla corrente di cortocircuito presunta nel punto in cui sono installati.

Sono previsti interruttori di protezione in grado di interrompere le correnti di sovraccarico dei conduttori del circuito prima che tali correnti possano provocare un riscaldamento nocivo all'isolamento, ai collegamenti, ai terminali o all'ambiente circostante le condutture.

In modo da soddisfare le relazioni:  $I_b \leq I_n \leq I_z$ ;  $I_f \leq 1,45 I_z$

Legenda termini:

**$I_b$  = corrente di impiego nel circuito;**

**$I_z$  = portata in regime permanente della conduttura;**

**$I_n$  = corrente nominale del dispositivo di protezione;**

**$I_f$  = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.**

La seconda relazione è soddisfatta automaticamente con l'uso di interruttori magnetotermici a norme CEI 23.3 o CEI 17.5.

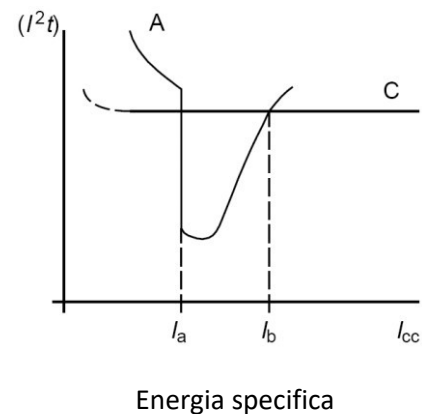
La protezione dai cortocircuiti (effettuata con interruttori automatici) è garantita poiché l'energia specifica, lasciata passare dall'interruttore durante il suo intervento, non supera quella sopportabile dal cavo.

Inoltre poiché conformemente alla norma CEI 64-8 il dispositivo di protezione contro i sovraccarichi è in accordo con le prescrizioni della Sezione 433 ed ha un potere di interruzione non inferiore al valore della corrente di cortocircuito presunta nel suo punto di installazione, si considera che esso assicuri anche la protezione contro le correnti di cortocircuito della condotta situata a valle di quel punto.

$C$  = curva dell' $I^2t$  sopportabile dal cavo;

$A$  = curva dell' $I^2t$  lasciato passare dall'interruttore automatico

$I_{cc}$  = corrente di cortocircuito



La corrente di cortocircuito calcolata che si produce per un guasto all'estremità della condotta più lontana dal punto di alimentazione ( $I_{cc \text{ min.}}$ ) non è inferiore ad  $I_a$ :

$$(I_{cc \text{ min}} \leq I_a)$$

La corrente di cortocircuito calcolata che si produce per un guasto franco all'inizio della condotta ( $I_{cc \text{ max}}$ ) non è superiore ad  $I_b$ :

$$(I_{cc \text{ max}} \leq I_b)$$

#### Lato BT in AC - sistemi I Categoria, connessione QBT parallelo inverter – Trasformatore

Per il collegamento **dall'interruttore automatico Generale del quadro BT di bassa tensione al trasformatore** elevatore BT/MT saranno utilizzati cavi di idonea sezione, Fasi **3x2(1x400mm<sup>2</sup>)**, senza Neutro tipo FG16R16 per posa fissa, classificazione **CPR(UE) n°305/11 Cca-s3,d1,a3**, isolati in gomma etilenpropilenica alto modulo di qualità G7, non propaganti l'incendio a ridotta emissione di gas corrosivi, con **Tensione Nominale U0/U**: ca, 600/1000 V;

#### Condizioni di validità per i dimensionamenti dei cavi sopra esposti

Nella realizzazione impiegata per il dimensionamento della sezione del cavo in relazione al cortocircuito il valore dell'integrale di Joule ( $I^2t$ ) è stato calcolato assumendo per  $I$  il valore efficace della corrente di cortocircuito e per  $t$  la durata del cortocircuito stesso.

Quest' approssimazione è valida per cortocircuiti di durata superiore ad alcuni periodi. Nel caso di durate brevi (<0,1 s) e di impiego di dispositivi di protezione del tipo limitatore il valore dell'integrale di Joule( $I^2t$ ) deve essere fornito dal costruttore del dispositivo di protezione.

Le formule impiegate per il calcolo delle cadute di tensione sono valide nell'ipotesi di carichi induttivi, caratterizzati da un fattore di potenza compreso tra 0,9 e 0,5.

I valori di resistenza impiegati per il calcolo delle cadute di tensione sono riferiti alla massima temperatura di funzionamento del cavo scelto.

Inoltre per la scelta dei cavidotti si è previsto per favorire la sfilabilità dei cavi che il diametro interno dei tubi protettivi di forma circolare sia pari almeno a 1,3 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi che essi sono destinati a contenere, con un minimo di 10 mm.

Lo scavo nel terreno sarà realizzato in modo tale da permettere la posa dei cavidotti ad una profondità  $\geq$  di 600mm dalla superficie di calpestio, sia il fondo dello scavo che il suo riempimento sarà realizzato con materiale di riporto in modo da costituire un supporto continuo e piano al cavidotto.

#### **Interconnessioni all'interno delle cabine elettriche**

Per i cavi di collegamento lato MT dai trasformatori ai relativi quadri MT e tra il quadro BT ed il trasformatore, la posa sarà effettuata in idonei cunicoli realizzati nei basamenti prefabbricati in cemento armato vibrato per la posa delle cabine elettriche prefabbricate di trasformazione.

Tali cunicoli realizzano un'adeguata protezione meccanica, idonea a garantire conformemente alle norme vigenti, la protezione contro i contatti diretti.

La profondità di posa dei cavi all'interno dei suddetti cunicoli sarà  $\geq$  di 1000mm dalla superficie di calpestio.

### **4.3.6 Cabine elettriche**

#### **4.3.6.1 Definizioni**

- **Impianto di consegna:** complesso delle apparecchiature di manovra e di misura installate dal Gestore della Rete MT, tra il punto di arrivo della/e linea/e MT ed il punto di prelievo. L'impianto di consegna è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.
- **Dispositivo generale:** complesso di apparecchiature nella sezione ricevitrice che ha la funzione di sezionamento, comando e interruzione. Tale dispositivo separa dall'alimentazione, in condizioni di "aperto", il restante impianto utilizzatore. Nel seguito di questo documento tale apparato è indicato anche, più brevemente, come DG.
- **Protezione generale:** complesso dei dispositivi di protezione (PG) che comandano il DG.

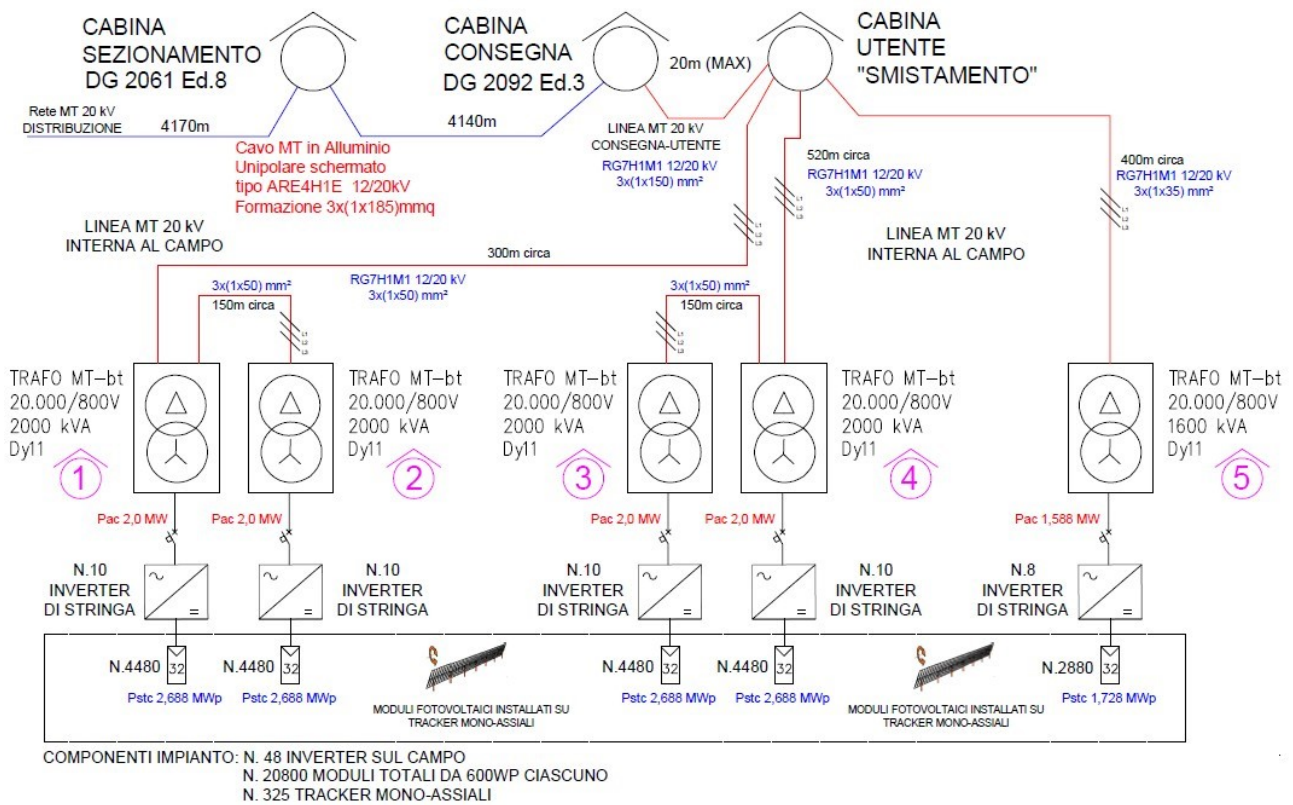
- Locale consegna: locale in cui è ubicato l'impianto di consegna.
- Locale misura: locale in cui sono ubicati i gruppi di misura.
- Locale cliente: locale in cui è ubicata la sezione ricevitrice dell'impianto utilizzatore.
- Dispositivo di interfaccia: dispositivo (interruttore o contattore) installato nel punto di collegamento della rete in isola alla restante parte della rete del Cliente Produttore sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia. L'apertura del dispositivo d'interfaccia assicura la separazione di tutti i gruppi di produzione e la parte di rete del Cliente Produttore prevista per il funzionamento in isola (rete con carichi privilegiati) dalla restante porzione di rete del Cliente Produttore e dalla rete pubblica, indicato come DDI
- Protezioni interfaccia: complesso dei dispositivi di protezione (PI) che comandano il DDI.
- Dispositivo del generatore: dispositivo (interruttore o contattore) installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (integrato negli inverter). In condizioni di "aperto", il dispositivo del generatore separa il gruppo dal resto dell'impianto, indicato come DDG.

#### 4.3.6.2 Distribuzione e configurazione cabine elettriche

Per l'impianto agro fotovoltaico oggetto della presente relazione sono previste:

- una cabina di consegna energia elettrica prodotta, successivamente descritta, conforme alla specifica di E-Distribuzione "DG2092 ed.3"
- una cabina denominata utente "Smistamento", alimentata in MT dalla cabina di consegna. Nella cabina Smistamento trovano alloggio tutte le apparecchiature MT di protezione e sezionamento, conformi alla CEI 0-16
- n.5 cabine di sottocampo/trasformazione con potenza massima in immissione da 2.000,00 kW in MT a 20kV per le cabine "sottocampo 1,2,3,4" e da 1.588,00 kW in MT a 20kV per la cabina "sottocampo 5". Nelle cabine prefabbricate di trasformazione MT/BT "sottocampo 1,2,3,4" è installato un trasformatore da 2000kVA 20/0,8 kV, e nella cabina di trasformazione MT/BT "sottocampo 5" è installato un trasformatore da 1600kVA 20/0,8 kV. A mezzo quadro di bassa tensione di parallelo si collegano i rispettivi inverter trifase di stringa installati sul campo, come da tavole di progetto.





Rappresentazione grafica

Configurazione cabina ente erogatore e connessione con la rete mt a 20 kv:

- N°1 Box prefabbricato tipo P67DG2092 ad uso esclusivo di E-Distribuzione secondo specifica DG2092 ed.3, dalle dimensioni di ingombro 6,76x2,50x2,55h, diviso in due vani, predisposti per la posa degli scomparti MT di E-Distribuzione ed i relativi gruppi di misura
- N.1 Vasca prefabbricata di fondazione: basamento d'appoggio prefabbricato in c.a.v., realizzato in monoblocco in modo da creare un vasca stagna sottostante tutto il locale consegna, secondo specifica Enel DG2092, 3 dotata di: collegamento meccanico con sistema di accoppiamento tra il box e la vasca tale da impedire eventuali spostamenti orizzontali del box stesso e garantire una perfetta tenuta all'acqua fori a frattura prestabilita per il passaggio dei cavi MT e BT, connettore interno esterno per il collegamento rete di terra esterna.

Configurazione cabina utente "Smistamento"

- N°1 Box prefabbricato ad uso esclusivo dell'utente dalle dimensioni di ingombro indicative di

4,48x2,50x2,55, unico locale utente QMT, come da vista su pianta da tavola di progetto, completo di tutte le apparecchiature elettromeccaniche come da schema elettrico di progetto.

- N°1 Vasca/basamento prefabbricato di fondo incorporata con fori a frattura prestabilita per il passaggio dei cavi MT/BT.

Configurazione cabine sottocampi di trasformazione BT/MT

- N°1 Box prefabbricato ad uso esclusivo dell'utente dalle dimensioni di ingombro indicative 8,7x2,50x2,55, diviso in due vani, vano QMT/QBT e vano trasformatore, come da vista su pianta da tavola di progetto, completo di tutte le apparecchiature elettromeccaniche come da schema elettrico di progetto nonché di Trasformatore trifase di distribuzione a raffreddamento naturale in resina AN, potenza 2000kVA o 1600kVA rapporto 20.000/800V, collegamenti e gruppo vettoriale Dy11, perdite ridotte conformi al Regolamento Europeo UE/548/2014, cavi elettrici MT/BT
- N°1 Vasca/basamento prefabbricato di fondo incorporata con fori a frattura prestabilita per passaggio dei cavi MT/BT.

#### **Caratteristiche di funzionamento cabine elettriche in condizioni ambientali:**

- Classe d'uso: Cl II "costruzioni il cui uso prevede normali affollamenti"
- Vita Nominale  $\geq 50$  anni.
- Azione del vento spirante a  $190 \text{ daN/m}^2$ ;
- Azione sismica valutata per zone di 1<sup>a</sup> categoria;
- Carico neve sulla copertura  $480 \text{ daN/m}^2$ ;
- Carico permanente, uniformemente distribuito di  $600 \text{ Kg/m}^2$ ;
- Carico mobile, tale da poter posizionare ovunque un carico di  $4500 \text{ daN/m}^2$  localizzati, comunque distribuito su quattro appoggi situati ai vertici di un quadrato di lato  $1 \times 1 \text{ m}$ .

#### **Caratteristiche generali dei quadri elettrici MT:**

- Tensione nominale: 24Kv
- Tensione di servizio: 20kV
- Tensione di tenuta ad impulso (1.2/50 micro-sec. onda): 125kV
- Frequenza nominale: 50Hz
- Corrente nominale delle sbarre principali: 630A
- Corrente nominale di breve durata: 16kA
- Durata: 1s

- Corrente di cresta:40kA
- Classificazione continuità di servizio: LSC2A
- Classificazione dei diaframmi: PI
- Colore fronte quadro: RAL 7035
- Conformità alle Norme: CEI EN 62271-CEI 0-16
- Classificazione arco interno (IAC): NO

#### **Caratteristiche generali dei quadri di BT parallelo inverter:**

- tensione nominale di esercizio 800 V
- tensione massima di esercizio 1000 V
- tensione di prova 2,5 kV
- numero delle fasi (sistema TN-S) 3F + N a terra
- frequenza nominale 50 Hz
- corrente nominale massima in servizio continuo 2000 A (dal sottocampo 1 al sottocampo 4)
- corrente nominale massima in servizio continuo 1600 A (sottocampo 5)
- corrente nominale ammissibile di breve durata 35 kA
- durata nominale di cortocircuito 1 s
- grado di protezione esterno IP31
- grado di protezione interno IP2x
- segregazione minima interna Forma 2°

#### **4.3.6.3 Caratteristiche tecniche e requisiti funzionali**

Le cabine elettriche prefabbricate realizzate da più box, conformemente alla **CEI EN 62271-202 e s.m.i.** facente parte dell'impianto dovranno essere realizzate secondo le normative vigenti e si prevede siano munite delle apposite protezioni richieste dalle norme elettriche per il parallelo con la rete MT conformemente alle norme vigenti e in particolare alla vigente CEI 0-16 e Guida alle Connessioni di E-Distribuzione. In ogni caso la ditta fornitrice, omologata E-Distribuzione, sarà tenuta a fornire il sistema completo e funzionante in ogni sua parte, includendo laddove necessario, parti di impianto non meglio definite ma necessarie per la perfetta funzione degli stessi conformemente alle norme vigenti e ad eventuali integrazioni normative successive alla stesura del presente progetto.

#### **Box**

I box che compongono le cabine dovranno essere del tipo monoblocco scatolare costituito dal pavimento e quattro pareti con tetto rimovibile; viene realizzata con calcestruzzo confezionato in stabilimento mediante centrale di betonaggio automatica e additivato con idonei fluidificanti e impermeabilizzanti: ciò permette di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per

capillarità e protezione dall'esterno. L'armatura è realizzata con rete elettrosaldata a doppia maglia, irrigidita agli angoli da barre a doppio T, onde conferire al manufatto una struttura monolitica e una gabbia equipotenziale di terra omogenea su tutta la struttura (**gabbia di Faraday**).

Lo spessore delle pareti laterali e del pavimento idonee alle funzioni strutturali.

Il pavimento è costituito da una soletta piana dello spessore minimo di 12 cm, comunque dimensionato per sostenere il carico trasmesso dalle apparecchiature elettromeccaniche.

Il tetto costituito da una soletta piana dello spessore minimo di 13 cm, realizzata con rete elettrosaldata e ferro nervato, è impermeabilizzato mediante guaina ardesiata dello spessore minimo di 4mm; lo stesso, ancorato alla struttura mediante delle piastre, è smontabile, quando necessario, per agevolare l'ingresso e l'uscita delle apparecchiature.

Tutti gli elementi costruttivi dovranno risultare conformi ai requisiti di resistenza al fuoco ai sensi del **D.M. 16/02/2007**, rispettivamente per le classi **REI 60 e REI 30 conservando per 60 e 30 minuti** la resistenza meccanica, la tenuta e l'isolamento termico alle fiamme e ai gas caldi in emergenza d'incendio.

Le cabine dovranno essere prodotte in **serie dichiarata in conformità all'attestato di qualificazione dei prodotti e dello stabilimento di produzione, rilasciata dal MM LL PP servizio tecnico centrale di Roma.**

Le normali condizioni di funzionamento delle apparecchiature installate, dovrà essere garantito da un sistema di ventilazione naturale ottenuto con idonee griglie di areazione. Gli infissi dei box dovranno essere in vetroresina.

L'ingresso e l'uscita dei cavi nei vani saranno realizzati dal basso, i cavi preinstallati dal fornitore dovranno essere adeguatamente protetti dai danni derivanti dallo sfregamento nel passaggio tra i diversi scomparti e in particolare da quelli causati dal trasporto della cabina.

Tutte le parti metalliche degli apparecchi installati nei quadri, nonché i quadri stessi nelle loro parti metalliche costruttive, dovranno essere convenientemente collegati a terra. I singoli collegamenti (dimensionati secondo le norme vigenti) dovranno essere riferiti ad un collettore di terra ispezionabile. Tutti i collegamenti di messa a terra saranno di colore giallo-verde.

Dovranno essere realizzate opportune tamponature ignifughe per il passaggio dei cavi tra Quadri MT e trasformatore e dal locale trafo al locale quadro di bassa tensione.

Ogni box dovrà essere dotata di targhe di identificazione interne ed esterne.

La disposizione topografica degli elementi delle cabine dovrà rispettare la suddivisione funzionale come da vista su pianta allegata al presente progetto.

## Quadri di Media Tensione

Di seguito si riassumono le caratteristiche principali dei Dispositivi a sezionamento e protezione, secondo i criteri e le modalità come da prescrizioni Enel vigenti, al fine di permettere la connessione dell'impianto oggetto del presente progetto con la rete MT di distribuzione e più precisamente:

- **Dispositivo generale "DG"**: deve essere costituito a partire dal lato dell'alimentazione, da un sezionatore tripolare ed un interruttore fisso (come da schema elettrico unifilare di progetto) asservito alla protezione generale. L'interruttore deve essere tripolare simultaneo ed avere potere d'interruzione adeguato alla corrente di cortocircuito della linea d'alimentazione MT, con un minimo di 12,5 kA. Deve, inoltre, disporre di bobina di apertura a mancanza di tensione.
- **Sistema di Protezione generale "PG"**: al fine di evitare che guasti interni all'impianto abbiano ripercussioni sull'esercizio della rete MT del Gestore, si deve installare un sistema di protezione generale di massima corrente (**50 "istantanea" – 51 "ritardata"**) e contro i guasti a terra omopolari con la **51N** dedicata alla eliminazione rapida di guasti doppi monofase che coinvolgano l'impianto stesso, mentre la protezione **67N** contro i guasti a terra direzionale e più precisamente in caso i guasti monofase a terra all'interno dell'impianto, **prevista poiché all'interno dell'impianto sono presenti linee MT con lunghezza della tratta maggiore di 400m.**
- **Dispositivo di interfaccia "DDI"**: Il dispositivo di interfaccia (DDI) è installato nel punto di collegamento della porzione di impianto abilitata al funzionamento in isola alla restante parte dell'impianto del Produttore. L'apertura del dispositivo d'interfaccia assicura la separazione di tutto l'impianto di produzione dalla rete pubblica. Il dispositivo di interfaccia deve essere "a sicurezza intrinseca" cioè essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione. Tale bobina, alimentata in serie ai contatti di scatto del sistema di protezione di interfaccia, deve provocare l'apertura del dispositivo in:
  - caso di corretto intervento delle protezioni,
  - caso di guasto interno alle protezioni,
  - caso di mancanza di alimentazione ausiliaria

L'esecuzione del dispositivo di interfaccia deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8, pertanto nel presente progetto si è optato per un interruttore automatico installato lato BT con bobina ausiliaria a mancanza di tensione collegata al sistema di protezione di interfaccia "SPI".

- **Protezione di interfaccia "SPI"**: Il sistema di protezione di interfaccia (SPI) è costituito essenzialmente da relè di frequenza e di tensione. È richiesto, secondo le norme vigenti a tutela degli impianti di E-Distribuzione e del Produttore in occasione di guasti e malfunzionamenti della

rete pubblica durante il regime di parallelo. Le funzioni di protezione di interfaccia previste dalla Norma sono:

- protezione di minima tensione;
- protezione di massima tensione;
- protezione di minima frequenza;
- protezione di massima frequenza;
- protezione a derivata di frequenza (opzionale, non richiesta per il presente progetto).

Tenendo conto dei valori di taratura e dei tempi di intervento indicati, per tutti i tipi di guasto sulla rete pubblica si ha di regola l'intervento del relè di frequenza; i relè di tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di ricalzo.

**Le funzioni del sistema di protezione d'interfaccia possono essere realizzate tramite un dispositivo dedicato (relè).**

#### 4.3.6.4 Sistemi di misura

Il DLg 387/2003 a comma 3 dell'art. 14. (Questioni attinenti il collegamento degli impianti alla rete elettrica) stabilisce che "i gestori di rete" **hanno l'obbligo** di fornire al produttore che richiede il collegamento alla rete di un impianto alimentato da fonti rinnovabili le soluzioni atte a favorirne l'accesso alla rete, unitamente alle stime dei costi e della relativa ripartizione, in conformità alla disciplina di cui al comma 1.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas adotta i provvedimenti eventualmente necessari per garantire che la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi l'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, compresa quella prodotta in zone periferiche, quali le regioni insulari e le regioni a bassa densità di popolazione.

Ai sensi della delibera AEEG 40/06, **il Gestore della Rete Elettrica** è responsabile se incaricato dal soggetto responsabile dell'impianto, dell'installazione e manutenzione dei complessi di misura dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici incentivati.

I gruppi misura dovranno essere installati con modalità di installazione ed requisiti antifrode rispondenti alle Norme CEI di prodotto e alla Norma CEI 13-4 "Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica".

L'Utente deve mettere a disposizione del Distributore idonei spazi per l'installazione dei complessi di misura. Il vano contatori deve essere realizzato in modo che:



- i contatori dell'energia elettrica siano ubicati preferibilmente allo stesso livello del piano stradale;
- abbia dimensioni commisurate al numero di contatori.
- In caso di involucro installato all'aperto, esso deve essere idoneo a impedire l'ingresso di acqua e garantire un'idonea protezione meccanica.

Il sistema di misura dell'energia elettrica scambiata prelevata e immessa (M1) dovrà essere installato nell'impianto di rete per la connessione immediatamente a monte del punto di connessione, mentre il sistema di misura dell'energia elettrica prodotta (M2) sarà installato all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà, secondo quanto stabilito dal medesimo produttore. **Nel caso di impianti fotovoltaici, il più vicino possibile allo/agli inverter** (o quadro di parallelo inverter). I sistemi di misura (M1, M2) sono soggetti a controllo fiscale.

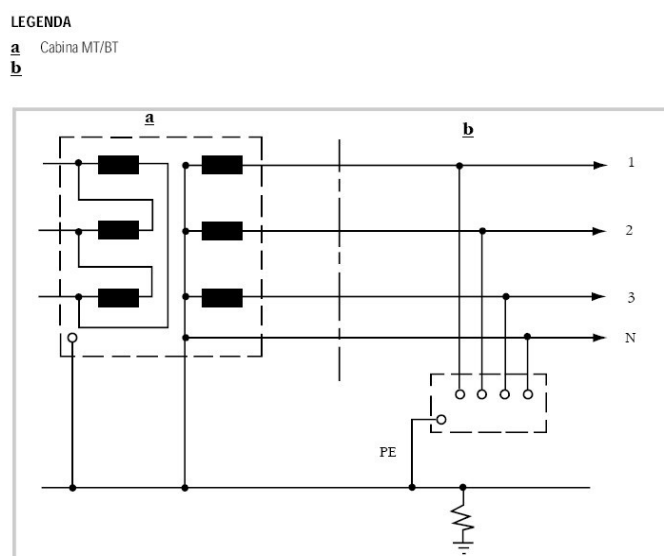
Il sistema di misura dell'energia immessa in rete (in schema unifilare, M1) deve essere installato, per quanto possibile, nel punto di confine tra l'impianto di rete per la connessione MT di E-Distribuzione e l'impianto del cliente produttore, in posizione facilmente accessibile al personale autorizzato (gestore di rete)

Il sistema di misura dell'energia prodotta (in schema unifilare, M2) è d'obbligo per gli impianti di produzione di energia elettrica installato dal gestore di rete.

Al fine di consentire la telelettura dei contatori dell'energia prodotta, non è consentito interrompere la continuità circuitale del collegamento tra il suddetto contatore dell'energia elettrica prodotta ed il punto di connessione alla rete.

#### 4.3.7 Impianto di Messa a terra

L'impianto di messa a terra delle cabine di trasformazione MT/BT e il dispersore di terra dell'intero impianto fotovoltaico saranno collegati in modo da formare un unico dispersore, realizzando un sistema lato ac del tipo TN-S (neutro collegato alla terra della cabina e PE separato).



Per guasto sulla BT, l'impianto di terra deve soddisfare la Norma CEI 64-8.

Per guasto sulla MT deve soddisfare la Norma CEI EN 61936-1, il quale indica i limiti che tensioni di contatto e di passo non devono superare, i quali valori rilevati saranno confrontati con i parametri indicati dal Gestore della Rete MT (tempo d'intervento delle protezioni in MT e corrente di guasto monofase a terra) prima della conclusione dei lavori esecutivi, al fine di poter eventualmente potenziare ed ampliare se necessario l'impianto di terra unico.

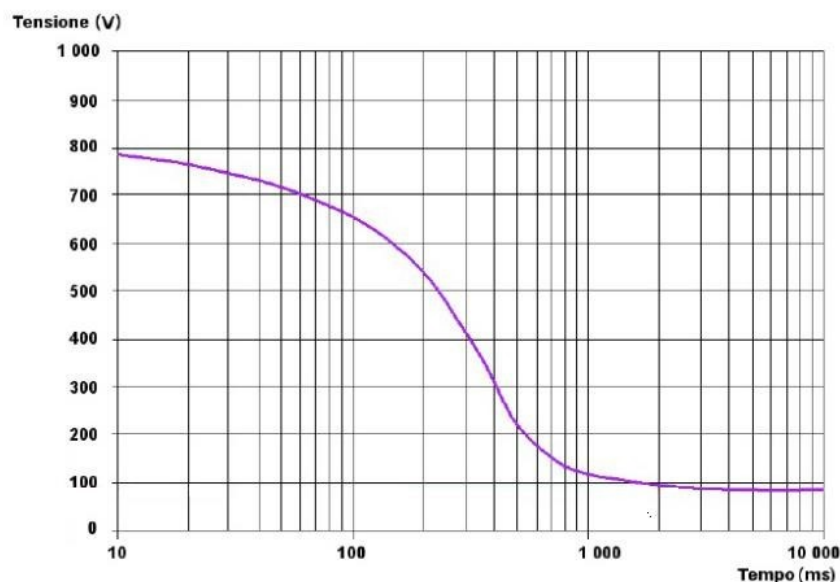
All'impianto di terra dovranno essere connessi tutti i conduttori che realizzano la messa a terra di protezione, la messa a terra di funzionamento e i collegamenti equipotenziali.

Poiché la natura del terreno **omogeneo** è paragonabile come da norma al tipo agricolo, si assume per la resistività media del terreno a vantaggio della sicurezza il valore di  $\rho_m = 150 \Omega \cdot m$ , come da tabella D dell'appendice D della norma CEI 64-12. Nell'impianto di terra sono previsti **2500ml** di **dispersore orizzontale intenzionale** ad intimo contatto con il terreno con conduttore in rame nudo da **35mm<sup>2</sup>**, e circa n. 200 dispersori verticali di fatto infissi nel terreno per un metro (pali recinzione ed pali strutture ancoraggio moduli).

Utilizzando la formula approssimata per il calcolo della resistenza di terra riportata nella norma CEI 64-12 (art. 2.4.1), si ha:  $R_t = (2 \times \rho_m) / L$  quindi, nel nostro caso,  $R_t = 2 \times 150 / (150 + 2500) = 0,11 \Omega$ . Inoltre, poiché nell'impianto sono previsti dispersori verticali di lunghezza pari a 1,5m, si presume che tale valore (**0,11Ω**), a **vantaggio della sicurezza**, si ridurrà ulteriormente. **In ogni caso tale valore dovrà essere verificato con i parametri forniti dal gestore della rete MT prima dell'attivazione dell'impianto.**

L'impianto di terra per le cabine di trasformazione, relativo alle connessioni oggetto della presente, deve essere dimensionate in modo che la corrente di guasto a terra non dia luogo a tensioni di contatto e passo superiori ai valori ammissibili indicati nella Norma **CEI 99-3**, in relazione al tempo di eliminazione del guasto fornito da gestore della rete elettrica.

Tabella Norma CEI EN 50522: Tensioni di contatto ammissibili UTp per correnti di durata limitata



### ***Tensioni di contatto limite $U_{Tp}$ per correnti di durata limitata***

Per guasto sulla Media Tensione deve soddisfare la Norma **CEI 99-2**, il quale indica i limiti che tensioni di contatto non devono superare, i quali valori rilevati saranno confrontati con i parametri indicati dal Gestore della Rete MT (tempo d'intervento delle protezioni in MT e corrente di guasto monofase a terra) prima della conclusione dei lavori esecutivi, ed in ogni caso prima dell'entrata in esercizio del lotto d'impianti, al fine di poter eventualmente potenziare ed ampliare se necessario l'impianto di terra unico esistente.

#### **4.3.8 Protezione dai contatti diretti ed indiretti**

##### **Protezione dai contatti diretti**

La protezione dai contatti diretti verrà ottenuta mediante le seguenti misure di protezione:

- isolamento delle parti attive con materiale adeguato alla tensione nominale e verso terra e resistente alle sollecitazioni meccaniche, agli sforzi elettrodinamici e termici ed alle alterazioni chimiche cui può essere sottoposto durante l'esercizio;
- adozioni di involucri con adeguato grado di protezione (per ragioni di esercizio, aprire un involucro si potrà fare solo mediante attrezzo o chiave da parte di personale addestrato);
- l'isolamento delle apparecchiature costruite in fabbrica deve soddisfare le relative norme in vigore; devono essere provviste di apposita marcatura CE e/o IMQ.

##### **Protezione dai contatti indiretti**

La protezione dai contatti indiretti verrà effettuata in accordo alle norme di riferimento vigenti, mediante l'installazione di un impianto di messa a terra unico (CEI 64-12 e CEI 11-37) e le relative tarature delle protezioni automatiche sulle linee in bassa (CEI 64-8) e media tensione (CEI EN 61936-1).

## **4.4 Stima della producibilità di energia elettrica**

### **4.4.1 Dati climatici e radiazione solare media annua su base giornaliera**

La valutazione della risorsa solare disponibile in sito ed il dimensionamento dell'impianto è stata effettuata partendo dai **dati di irraggiamento** presenti nella norma **UNI 10349**, e calcolati secondo i metodi relativi alla norma **UNI 8477/1**, albedo 20% della totale radiazione.

L' area di impianto di installazione dispone di dati climatici riportati in diversi database:  
[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/it/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/tools.html)

<http://www.solaritaly.enea.it/>

Si è fatto riferimento a più banche dati ufficialmente riconosciute, facendo una media dei valori forniti per l'irraggiamento medio annuo su superfici piana e per le temperature medie annue della località di riferimento del sito.

Considerando al netto delle **perdite globali dell'impianto** in fase di avvio, come efficienza operativa media annuale dell'impianto, il 90,0 % circa dell'energia del valore dell'efficienza nominale del campo fotovoltaico, la producibilità netta dell'intera area d'impianto (lotto) che si prevede di installare è di: **19.317,00 MWh/anno**. Di seguito si riportano i calcoli progettuali:

$$hs (\Delta t) = Er (\Delta t) / 1kW/m^2$$

Legenda:

- **Er** = radiazione solare specifica incidente sulla superficie del generatore fotovoltaico;
- **Δt** = periodo di tempo;
- **hs** = ore equivalenti solari

Considerando 1 anno come intervallo di tempo e pervenendo in media 3.90 kWh/giorno di energia solare sulla superficie di 1 m<sub>2</sub>, si ha:

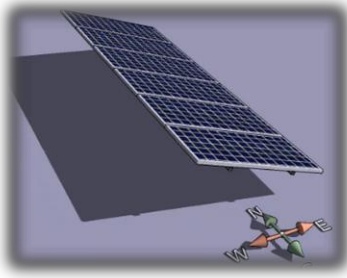
$$hs (\text{anno}) = ( 3.90 \text{ kWh/m}_2/\text{giorno} * 365 \text{ giorni} ) / 1 \text{ kW/m}_2 = 1426,0 \text{ h}$$

Ciò premesso, il valore della **produzione elettrica attesa dall'impianto** durante il periodo di un anno, espressa in ore equivalenti di picco **heq** (cioè in ore di funzionamento dell'impianto alla sua potenza di picco) è dato dalla formula:

$$heq (\Delta t) = hs (\Delta t) * K * \eta_{pv} * \eta_{inv} = 1426,00 \text{ (sistema fisso)}$$

Legenda:

- **K** è un coefficiente, minore di 1, che tiene conto degli eventuali ombreggiamenti sul generatore fotovoltaico, dei fenomeni di riflessione sulla superficie frontale dei moduli e della polluzione della superficie di captazione; valori tipici per K sono compresi tra 0,90 e 0,98, nel caso di impianti non soggetti a rilevanti ombreggiamenti sistematici;
- **η<sub>pv</sub>** è il rendimento del generatore fotovoltaico a valle del processo di conversione dei singoli moduli per effetto delle perdite termiche, ottiche, resistive, caduta sui diodi, dispersione delle caratteristiche dei moduli (mismatch); valori tipici di η<sub>pv</sub> sono compresi tra 0,85 e 0,90;
- **η<sub>inv</sub>** è il rendimento dell'inverter per effetti resistivi, di commutazione, magnetici, di alimentazione circuiti di controllo; un valore tipico di η<sub>inv</sub> è 0,95.



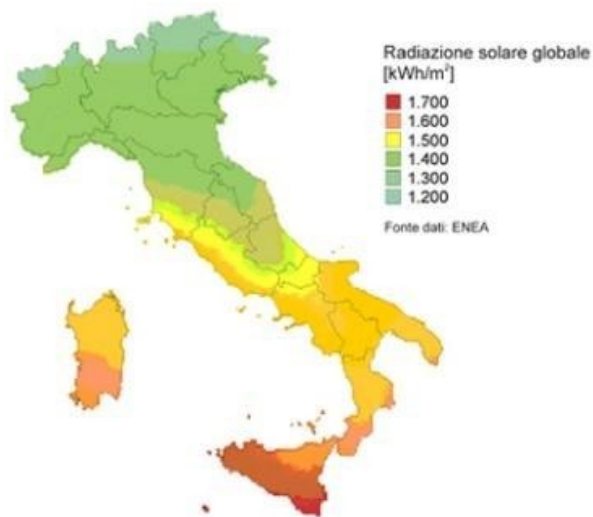
La **producibilità netta** attesa dall'impianto fotovoltaico oggetto della presente **avrà un incremento rispetto al sistema fisso** poiché realizzato con sistema ad inseguimento mono-assiale "giornaliero", stimata a circa 1548,00 kWh/anno per kWp installato.

La **produzione elettrica attesa** dell'impianto in un dato periodo  $\Delta t$  (anno), espressa in kWh, è quindi:

$$E_p (\Delta t) = P_{nom} * h_{eq} (\Delta t) = 12.480,00 * 1548,00 = 19.317.000, \text{ kWh/anno (19.317,00 MWh)}$$

Dove **Pnom** è la potenza nominale del generatore fotovoltaico [kWp].

La suddetta stima è stata validata attraverso simulazioni con software specifico (PVsyst), realizzato dall'università di Ginevra e comunemente utilizzato dalle primarie società operanti nel settore delle energie rinnovabili.



Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, oggetto della presente, considerando al netto delle **perdite globali dell'impianto**, la **producibilità totale stimata** dell'impianto che si prevede d'installare è di circa:

**19.317.000 kWh/anno**

#### 4.4.2 Attenzione per l'ambiente



Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, **19.317,00 MWh**, e la perdita di efficienza annuale, 0.80 % circa, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto per i primi a 25 anni successivi all'entrata in esercizio.

#### 4.4.2.1 Risparmio combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	<b>0.187</b>
TEP risparmiate in un anno	<b>3.612,3</b>
TEP risparmiate in 25 anni	<b>90.307,0</b>

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

#### 4.4.2.2 Emissioni evitate in atmosfera



Un impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze con effetto inquinante e delle sostanze che contribuiscono alla formazione dell'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	<b>474.0</b>	<b>0.373</b>	<b>0.427</b>	<b>0.014</b>
Emissioni evitate in un anno [kg]	<b>9.156,3</b>	<b>7.205,2</b>	<b>8.248,4</b>	<b>270,4</b>
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	<b>228.906,5</b>	<b>180.131,0</b>	<b>206.209,0</b>	<b>6.761,0</b>

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013



## 5. IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE, INTERFERENZE E SOLUZIONI INDIVIDUATE

### 5.1 Descrizione impianto di rete per la connessione

La linea elettrica a **20 kV** in progetto collegherà l'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabili di tipo solare alla rete MT esistente del distributore.

Si prevede la connessione dell'impianto alla rete di distribuzione con tensione nominale di 20kV tramite costruzione di una nuova cabina di consegna da ubicarsi nel sito del produttore, connessa in antenna da Cabina primaria AT/MT "SAN SALVO ZI", mediante la posa di linea in cavo sotterraneo (interrato) in Alluminio da 185mm<sup>2</sup>.

All'interno della cabina di consegna saranno installati quadri MT in SF6 (con ICS) 3LEI (DY900) più quadro Utente in SF6 DY808, dimensionati per reti con corrente di corto circuito pari a 16kA.

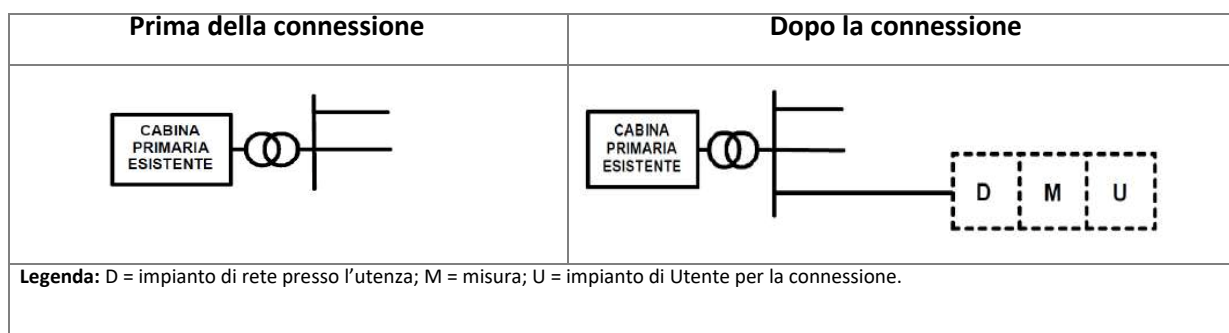
Dati identificativi impianto:

Codice POD: **IT001E752678642** (Art. 37, c.1 Delibera111/06)

Codice presa: 7010069400037

Codice fornitura: 752678642

Si riporta di seguito lo schema con inserimento in **antenna da stazione AT/MT** nella rete MT del Distributore dell'impianto di connessione, come si evince dalla norma CEI 0-16 vigente.



L'inserimento prevede la realizzazione di una linea alimentata direttamente dalla Stazione AT/MT al fine di consentire la connessione di un'utenza. Tale tipologia d'inserimento è adottata qualora gli schemi di inserzione lungo una linea esistente non siano ammissibili dal punto di vista tecnico. Il locale dedicato all'impianto di rete presso l'utenza deve poter ospitare le apparecchiature per un'eventuale adozione successiva dell'inserimento in entra-esce.

## 5.2 Descrizione delle opere di connessione alla rete MT

Per consentire l'allacciamento di cui trattasi, si rende necessario:

- La connessione in antenna da stazione AT/MT mediante la costruzione di una doppia terna di cavo interrato per la connessione dalla cabina di consegna;
- Costruzione (posa in opera di box prefabbricato in cemento armato vibrato) di una cabina di consegna conforme alla specifica tecnica di E-Distribuzione DG2092 ed.3;
- Installazione nel locale consegna della cabina di Quadro MT del tipo compatto isolato in SF6 3LEI (DY900) (con ICS) più quadro Utente in SF6 DY808 dimensionati per reti con correnti di corto circuito pari a 16kA, per la protezione e sezionamento delle linee "Entra-Esci" e consegna utente "misure";
- Installazione di dispositivo elettronico in cabina di consegna tipo RGDAT n.1 per il rilievo di presenza guasti e assenza tensione sulle linee MT;
- Costruzione nuova linea MT interrata con cavo tripolare Al 185 mm<sup>2</sup> 15m circa, doppia terna, su terreno naturale, derivate da interruttori MT di Linea in cabina consegna;
- Costruzione nuova linea MT interrata con cavo tripolare Al 185 mm<sup>2</sup> 4140 m circa, doppia terna, su strada pubblica asfaltata;
- Costruzione nuova linea MT interrata con cavo tripolare Al 185 mm<sup>2</sup> 20 m circa, doppia terna, su terreno naturale, interconnesse agli interruttori MT di Linea in cabina di sezionamento;
- Costruzione (posa in opera di box prefabbricato in cemento armato vibrato) di una cabina di sezionamento conforme alla specifica tecnica di E-Distribuzione DG2061 e allestimento 8 quadri MT di protezione e sezionamento unificati E-Distribuzione;
- Installazione di dispositivo elettronico in cabina di sezionamento tipo RGDAT n.1 per il rilievo di presenza guasti e assenza tensione sulle linee MT;
- Costruzione nuova linea MT interrata con cavo tripolare Al 185 mm<sup>2</sup> 70 m circa, doppia terna, su terreno naturale, derivate da interruttori MT di Linea in cabina sezionamento;
- Costruzione nuova linea MT interrata con cavo tripolare Al 185 mm<sup>2</sup> 4170 m circa, doppia terna, su strada pubblica asfaltata;
- Costruzione nuova linea MT interrata con cavo tripolare Al 185 mm<sup>2</sup>(45+35) 80 m circa, doppia terna, su terreno naturale;
- Sostituzione e posa in opera di nuovo palo di sostegno per ammarro cavi linea MT aerea esistente;

- Installazione su palo di sostegno di dispositivo di sezionamento motorizzato tipo DY807/2.

Si precisa che i calcoli sono stati eseguiti nel rispetto dell'Unificazione Nazionale ENEL, delle Norme CEI 11-17 (impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo) e CEI EN 61936-1 (impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata), CEI EN 50341 (linee elettriche aeree con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata).

E-distribuzione si impegna a fare eseguire le opere secondo i criteri della buona tecnica ed il rispetto delle Norme che regolano la materia.

Tutti gli impianti esistenti, da cui deriva la linea in progetto, sono stati costruiti nel rispetto delle Norme tecniche vigenti al momento della loro costruzione; in particolare, dopo il 17/01/1969, gli impianti sono stati costruiti nel rispetto delle Norme di cui al D.P.R. n° 1062 del 21/06/1968.

### 5.3 Linea elettrica MT in cavo sotterraneo

Per la costruzione dell'impianto di connessione alla rete di distribuzione pubblica saranno impiegati cavi per media tensione tripolari ad elica visibile in alluminio, adatti per posa interrata, isolati con polietilene reticolato a spessore ridotto, con schermo in tubo di alluminio sotto guaina di PVC o PE, come da DC 4385/2/4 di ENEL.

#### Caratteristiche costruttive

**Conduttore:** Corda di alluminio rotonda compatta **CEI EN 60228** classe 2

**Isolamento:** Polietilene reticolato (**XLPE**) **Schermo:** Nastro di alluminio longitudinale

**Guaina esterna:** Polietilene estruso **PE. Colore:** rosso

#### Riferimento normativo

Costruzione e requisiti: ENEL DC 4385/1 | ENEL DC 4384

Conduttore: Al classe 2 Norma CEI EN 60228

Matricola Enel: 33 22 84

Formazione e sezione: 3x1x185 mm<sup>2</sup>

Isolamento: XLPE tipo DX3 o DX8 secondo tabella 2A della HD 620-1

Guaina esterna: PE tipo DMP2 o DMZ1 come da tabella 4B e 4C della HD621 parte 1

#### Caratteristiche funzionali

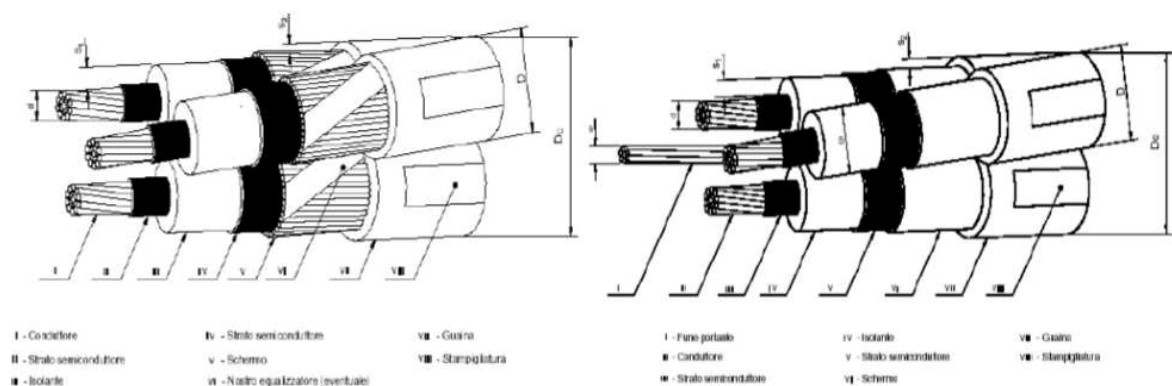
Tensione nominale  $U_0/U$ : 12/20 kV Tensione massima di esercizio  $U_m$ : 24 kV Temperatura massima di esercizio: 90°C Temperatura massima di corto circuito: 250°C Temperatura minima di posa: -25 °C

La nuova linea proseguirà interrata, entro cavidotto corrugato  $\varnothing 160\text{mm}$ , per tutta la tratta di collegamento tra linea aerea MT su palo di sostegno esistente derivata dalla cabina primaria e la cabina di consegna di nuova realizzazione.

## 5.4 Canalizzazioni

Per canalizzazione si intende l'insieme del canale, delle protezioni e degli accessori indispensabili per la realizzazione di una linea in cavo sotterraneo (trincea, riempimenti, protezioni, segnaletica).

La materia è disciplinata, eccezione fatta per i riempimenti, dalla Norma CEI 11-17. In particolare detta norma stabilisce che l'integrità dei cavi deve essere garantita da una robusta protezione meccanica supplementare, in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e dagli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza a urto).



Composizione dei cavi unificati ENEL DISTRIBUZIONE di impiego prevalente

La profondità minima per le strade ad uso pubblico è fissata da Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione del cavo; per tutti gli altri suoli e le strade di suo privato valgono i seguenti valori, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17:

- 0,6 m (su terreno privato);
- 0,8 m (su terreno pubblico);

I cavi sotterranei sono posati in una tubazione ad alta resistenza (Tav. C2.1) previo scavo a sezione obbligata di larghezza pari a 40 cm e profondità di posa pari a 120 cm.

Il diametro interno del tubo e relativi accessori (curve, manicotti ) non deve essere inferiore a 1,4 volte il diametro del cavo ovvero il diametro circoscritto del fascio (Norma CEI 11-17). La posa dei cavi all'interno di un tubo in materiale plastico rivestito con bauletto in calcestruzzo, è limitata ai soli casi eccezionali dove è consentita la posa a profondità ridotta (art. 2.3.11f norma CEI 11-17).

Questa tipologia di canalizzazione non richiede l'utilizzo di tubi con particolari caratteristiche meccaniche in quanto la resistenza è affidata al rivestimento protettivo in calcestruzzo, il quale deve essere realizzato rispettando lo spessore minimo prescritto di 100 mm in tutte le direzioni. Il calcestruzzo dovrà avere una classe di resistenza C12/15 ( $R_{ck}$  15 N/mm<sup>2</sup>).

Il tubo corrugato in conformità alle Norme di prodotto: CEI EN 50086 (1, 2-2, 2-4) ha una resistenza all'urto: 40 J (classe "N" normale), resistenza alla compressione: minima 450 N e marchio IMQ e marcatura CE (tav. M5.1). Successivamente alla posa lo scavo è riempito con inerti naturali e ripristinato.

Il riempimento della trincea e il ripristino della superficie devono essere effettuati, in assenza di specifiche prescrizioni imposte dal proprietario del suolo, riportando i luoghi interessati allo stato originario. Il tutto, verrà realizzato a perfetta regola d'arte ed in conformità alle vigenti norme tecniche e di Legge che regolano tale materia, come risulta chiaramente illustrati negli allegati grafici che fanno parte della presente relazione tecnica.

La segnalazione della presenza dei cavi elettrici avviene tramite nastro monocolore di plastica, situato lungo il tracciato dello scavo, di colore rosso, recante la dicitura "CAVI ELETTRICI" in caratteri neri.

## 5.5 Distanze dei cavidotti MT/BT da altre opere

Le prescrizioni in merito alla coesistenza tra i cavidotti MT/BT e le condutture degli altri servizi del sottosuolo derivano principalmente dalle seguenti norme:

- Norme CEI 11 17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica Linee in cavo";
- DM 24.11.1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8".

Le Norme CEI 11-17 precisano in particolare le distanze minime da mantenere tra i cavidotti MT/BT e le linee di telecomunicazione, le tubazioni metalliche in genere e i serbatoi contenenti liquidi o gas infiammabili, mentre il DM 24.11.1984 si occupa specificatamente della coesistenza tra i cavi di energia in tubazione e le condotte del gas metano.

Speciali disposizioni di sicurezza devono essere adottate negli attraversamenti con altre linee elettriche, strade, incroci con linee telegrafiche, telefoniche e strade ferrate, onde evitare particolari pericoli in caso di

rottura dei conduttori o degli isolatori. In particolare, le norme prescrivono il minimo angolo di incrocio fra linee elettriche e opere attraversate, nonché la minima altezza dei conduttori sul terreno o sulle acque.

Il tracciato della nuova linea interrata MT verrà realizzata parallelamente con la strada pubblica esistente come indicato in planimetria generale di progetto.

## 6. CAMPI ELETTROMAGNETICI

In generale, l'intensità dei campi elettrico e magnetico generati da una cabina MT/BT connessa a sistemi di I e II categoria e dei componenti che compongono l'impianto fotovoltaico nonché i cavi ed **elettrodotti in posa interrata all'interno del campo**, realizzati nel rispetto delle Norme CEI, non sono causa di interferenze elettromagnetiche ad altri impianti posti nelle vicinanze, il trasporto di energia avviene nel rispetto delle norme in vigore, non vi sono aree interessate ad esposizioni da considerarsi a lungo termine, le emissioni dell'impianto riguardano soltanto la produzione di radiazioni non ionizzanti provenienti dai cavidotto di collegamento con la rete MT di Distribuzione e considerando che tale cavidotto verrà interrato e protetto il valore di tale emissione è trascurabile.

La tecnica adottata per evitare l'emissione di radiazioni consiste appunto nella scelta del tipo di cavo, nel sistema di protezione, nell'interramento dello stesso e nella scelta dei materiali e procedure di installazione conformemente alle norme vigenti in materia.

### Compatibilità elettrica

I livelli di campo elettrico non necessitano di alcuna valutazione in quanto gli schermi metallici dei cavi e gli involucri metallici di tutte le apparecchiature sono collegati francamente a terra e assumono pertanto il potenziale zero di riferimento. Il valore del campo elettrico è inferiore al limite di 5 kV/m fissato dall'art. 3 del D.P.C.M. 08/07/03.

### Compatibilità magnetica

Le prescrizioni di cui all'art. 4 del D.P.C.M. 08/07/03, fissa per il valore dell'induzione magnetica l'obiettivo di qualità di 3  $\mu\text{T}$  in corrispondenza di aree di gioco per l'infanzia, ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere.

In relazione alla specifica ubicazione degli impianti e/o del locale cabina sulla citata area è applicabile il criterio basato sulla DPA, distanza di prima approssimazione.

La Distanza di prima approssimazione (Dpa) è stata calcolata sulla base della tabella riportata nell'articolo 5.2.1 dell'allegato al D.M. 29 maggio 2008, considerando che il limite fissato dall'obiettivo di qualità di 3  $\mu\text{T}$  di cui all'art. 4 del D.P.C.M. 08/07/2003 risulta rispettato per le aree ad una distanza superiore a quanto riportato nelle allegate rappresentazioni grafiche della fascia di rispetto e della D.P.A.



Si precisa, inoltre, che secondo quanto previsto dal Decreto 29 maggio 2008 sopra citato (§ 3.2), la tutela in merito alle fasce di rispetto di cui all'art. 6 del DPCM 8 luglio 2003 si applica alle linee elettriche aeree ed interrate, esistenti ed in progetto ad esclusione di:

- linee esercite a frequenza diversa da quella di rete di 50 Hz (ad esempio linee di alimentazione dei mezzi di trasporto);
- linee di classe zero ai sensi del DM 21 marzo 1988, n. 449 (come le linee di telecomunicazione);
- linee di prima classe ai sensi del DM 21 marzo 1988, n. 449 (quali le linee di bassa tensione);
- linee di Media Tensione in cavo cordato ad elica (interrate o aeree - Figura 1);

in quanto le relative fasce di rispetto hanno un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste dal DM 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i.

L'esposizione ai campi elettrici e magnetici, che saranno generati in esercizio dalle cabine, sono compatibili con le disposizioni di legge.

La tecnica adottata per evitare l'emissione di radiazioni consiste appunto nella scelta del tipo di cavo, nel sistema di protezione, nell'interramento dello stesso e nella scelta dei materiali e procedure di installazione conformemente alle norme vigenti in materia.

Per i criteri d'installazione adottati e per quanto sopra esposto si evidenzia che le nuove linee interne all'impianto oggetto della presente non attraversano in nessun caso, *aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici e ne luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere*, e che non vi sono recettori sull'aria oggetto dell'intervento.

## 7. CUMULO CON ALTRI PROGETTI

In merito alla possibilità di cumulo con altri progetti analoghi previsti sul territorio circostante è stata condotta una analisi tenendo conto degli impianti di produzione di energia solare fotovoltaica già presenti sul territorio. Il sito risulta ricadere all'esterno delle aree protette appartenenti alla rete Natura 2000 presenti in zona, per i quali l'area di progetto dista rispettivamente:

- circa 164 m dal **SIC IT7228221** FOCE TRIGNO - MARINA DI PETACCIATO;
- circa 472 m dal **SIC IT7140127** FIUME TRIGNO (MEDIO E BASSO CORSO).

All'interno del raggio di 1000 m analizzato, come riportato dal relativo stralcio della carta dell'effetto cumulativo in allegato, sono stati individuati i seguenti progetti/impianti:



Viene evidenziato che nell'area considerata si ravvede la presenza di edifici agricoli e si rinvencono tracce di attività estrattiva pregressa, di cui non si è trovata fonte sui siti dove sono pubblicati gli iter autorizzativi regionali delle regioni Molise e Abruzzo e del sito del Ministero dell'Ambiente.

## 8. ANALISI COSTI/BENEFICI

### 8.1 Costi

Al fine di quantificare i costi per la realizzazione dell'impianto oggetto di studio, bisogna tenere conto delle seguenti voci riferite alla fase esecutiva:

1. progettazione e sviluppo del progetto
2. materiali e componenti;
3. opere civili;
4. montaggi meccanici;

5. montaggi elettrici;
6. direzione dei lavori;
7. collaudo e certificazione.

Inoltre, a queste voci di costo bisogna aggiungere:

1. i costi finanziari e assicurativi (variabili in relazione alle capacità imprenditoriali e alla solidità dell'investitore);
2. i costi legati alla manutenzione, sia ordinaria che straordinaria;
3. i costi del personale, stimabili, tra amministrativi, manutentori, quadri, ecc., in non meno di una decina di unità.

Un impianto fotovoltaico è dunque costituito da differenti componenti che determinano il valore complessivo dell'investimento. In genere, sia per impianti di piccole, medie o grandi dimensioni, il costo dei moduli rappresenta la principale spesa d'investimento. Anche il sistema di fissaggio, il cablaggio e il montaggio rappresentano, dopo i moduli, le unità di costo con la maggiore incidenza sul prezzo dell'impianto.

I principali costi per un impianto fotovoltaico di grandi dimensioni collegato in media tensione sono:

1. Moduli fotovoltaici
2. Inverter
3. Montaggio e trasporto
4. Sistemi di fissaggio
5. Cavi e altro
6. Progettazione

Per quanto concerne la ripartizione dei costi in un impianto di grandi dimensioni si può notare la maggiore incidenza dei moduli (in percentuale) sul costo complessivo dell'impianto.

Passando da un impianto piccolo ad uno più grande si verifica una riduzione della percentuale dei costi dovuti al montaggio e alla progettazione. Questo è dovuto al fatto per cui i costi legati al montaggio e alla progettazione non aumentano in maniera proporzionale alle dimensioni dell'impianto.

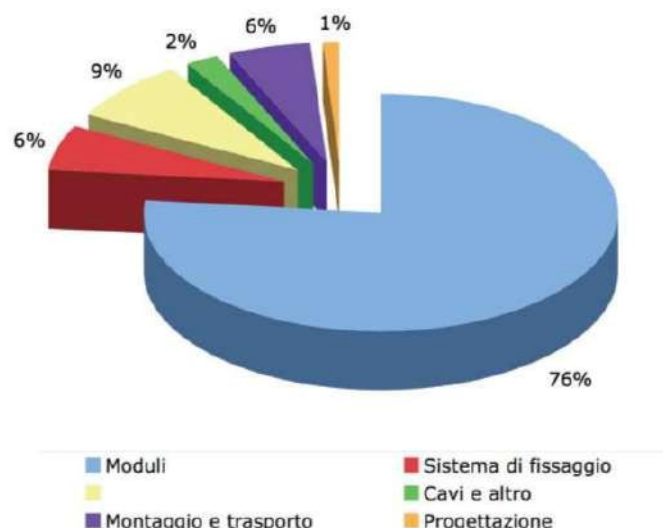
Attualmente il costo per un impianto di grandi dimensioni con accumulo si aggira intorno ai 500 euro/ kW. Il costo annuo di manutenzione dell'impianto è abbastanza basso. Normalmente nelle analisi economiche si stima in circa lo 0.5% del costo complessivo dell'impianto, da conteggiare su tutto l'arco di vita del sistema (convenzionalmente fissato in 20-25 anni). In questo valore sono anche compresi eventuali costi di manutenzione straordinaria, dovuti alla sostituzione di qualche componente dell'impianto.

Il prezzo dell'energia fotovoltaica dipende sostanzialmente dall'ammontare dell'investimento, dal tasso d'interesse del prestito, dalla durata di vita e dal potenziale di produzione dell'impianto. In genere si considera una durata di vita di 25-30 anni. La potenza di produzione di un impianto varia invece con la latitudine e l'orizzonte (ore di sole) e con la posizione dei moduli (angolo di incidenza dei raggi solari). Anche il tasso di interesse del prestito può variare. Di conseguenza la sua incidenza sul prezzo dell'energia risulta differente a seconda del suo valore.

Il costo complessivo dell'impianto comprende l'ammontare dell'investimento iniziale (costo iniziale) sommato all'importo totale degli interessi da pagare sul prestito.

Alla luce delle voci sopra riportate, approssimativamente è stato calcolato un costo di circa 8.121.107,00 €.

In termini di impatto ambientale, durante la fase di esercizio, l'unico costo è rappresentato dall'occupazione di superficie.



Ripartizione dei costi di investimento per un impianto fotovoltaico di grandi dimensioni.

## 8.2 Benefici economici

In continuità con il D.M. 06/07/2012 e il D.M. 23/06/2016, da cui eredita parte della struttura, il D.M. 04/07/2019 ha il fine di promuovere, attraverso un sostegno economico, la diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di piccola, media e grande taglia.

Gli impianti che possono beneficiare degli incentivi previsti dal Decreto sono quelli fotovoltaici di nuova costruzione, eolici on shore, idroelettrici e infine quelli a gas di depurazione.

Il D.M. 04/07/2019 suddivide gli impianti che possono accedere agli incentivi in quattro gruppi in base alla tipologia, alla fonte energetica rinnovabile e alla categoria di intervento:

1. Gruppo A: comprende gli impianti:

- eolici "on-shore" di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento
- fotovoltaici di nuova costruzione

2. Gruppo A-2: comprende gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto

3. Gruppo B: comprende gli impianti:

- idroelettrici di nuova costruzione, integrale ricostruzione (esclusi gli impianti su acquedotto), riattivazione o potenziamento
- a gas residuati dei processi di depurazione di nuova costruzione, riattivazione o potenziamento

4. Gruppo C: comprende gli impianti oggetto di rifacimento totale o parziale:

- eolici "on-shore"
- idroelettrici
- a gas residuati dei processi di depurazione.

**L'impianto Apidor di C.da Montebelo di Montenero di Bisaccia opererà in regime di Grid/Market-Parity/Ritiro Dedicato RiD oppure Vendita GME/Trader.**

### 8.3 Produttività dell'attività agricola in progetto

Nel presente paragrafo viene fatta una valutazione economica del progetto agronomico sulla base della sua capacità produttiva. Per quanto riguarda le superfici adibite alla coltivazione di erbe da pascolo per le api non si considera alcun ricavo economico, tutto più si opterà per acconsentire il pascolo di ovini all'interno, al fine di mantenere stabile la superficie prativa, con conseguente risparmio economico e benefici ambientali (si ricorda che non verranno effettuate operazioni di sfalcatura).

Di seguito si procede ad una stima della produttività delle colture previste:

Tipologia	Superficie (Ha.a.ca.)	Resa Mandorle (ton/ha/anno)	Prezzo vendita (€/ton)	Resa produttiva (ton/anno)	Ricavo Lordo (€/anno)	Costi (€)	Reddito netto (€/Ha)
Mandorieto	1.10.00	8,0	1.450,00	8,80	12.760,00	5.000,00	7.760,00

### 8.9. Produttività dell'attività di apicoltura in progetto

Si procederà a seguire ad una valutazione economica dell'attività di apicoltura, sulla base della sua capacità produttiva. Per quanto riguarda le superfici adibite alla posa delle arnie, essa si individua nella porzione perimetrale all'impianto prossima al laghetto esistente.

L'apicoltura non viene rapportata all'estensione del fondo stesso in quanto le api riescono a pascolare in un intorno anche di qualche chilometro dal punto in cui è posta l'arnia. Le uniche considerazioni che possono essere fatte riguardano al tipo di coltivazione e quindi di fioritura diffusa nell'area dell'intorno del sito oggetto dello studio.

Il grande vantaggio delle erbe da pascolo che saranno diffuse all'interno del campo agri fotovoltaico è la diversità del periodo balsamico che mi aggiunta al mandorlo produrranno un ottimo pascolo per le api.

Si ritiene opportuno di esercitare apicoltura con incremento di arnie ogni anno.



<b>C - SPESE VARIE</b>			
DESCRIZIONE	COSTO UNITARIO (€)	NUMERO (n.)	IMPORTO (€)
costo smielatura	5,50 €	300	1.650,00 €
telaini	2,00 €	200	400,00 €
fogli di cera	18,50 €	3	55,50 €
alimenti (candido)	600,00 €	1	600,00 €
antiparassitari (antivarroa)	800,00 €	1	800,00 €
materiale per confezionamento	1.000,00 €	1	1.000,00 €
acqua ed energia elettrica	500,00 €	1	500,00 €
spese per spostamenti	1.650,00 €	1	1.650,00 €
spese generali (tel, assicurazione, spese associative, etc...)	600,00 €	1	600,00 €
<b>Totale (€)</b>			<b>7.255,50 €</b>

<b>D - PRODUZIONE LORDA VENDILE (PLV)</b>			
PRODOTTO	QUANTITA' STIMATA (kg - n.)	PREZZO €/kg	IMPORTO (€)
MIELE	3.000,00	10,00 €	30.000,00 €
PROPOLI	10,00	300,00 €	3.000,00 €
CERA	70,00	7,00 €	490,00 €
POLLINE	500,00	1,00 €	500,00 €
VENDITA SCIAMI	80,00	10,00 €	800,00 €
VENDITA REGINE	20,00	15,00 €	300,00 €
<b>Totale (€)</b>			<b>35.090,00 €</b>

<b>PRIMO MARGINE (€)</b>	
A - MATERIALE APISTICO (QUOTA DI AMMORTAMENTO)	€ 4.000
B - MATERIALE	€ 13.500
C - SPESE VARIE	7.255,50 €

## 9. PIANO DI DISMISSIONE E SMANTELLAMENTO DELL'IMPIANTO A FINE ESERCIZIO

La produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso, limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo. La vita attesa dell'impianto (intesa quale periodo di tempo in cui l'ammontare di energia elettrica prodotta è significativamente superiore ai costi di gestione dell'impianto) è di circa 30 - 35 anni.

Al termine di detto periodo è previsto lo smantellamento delle strutture ed il ripristino del sito che potrà essere completamente recuperato alla iniziale destinazione d'uso.

Ogni singola parte dell'impianto fotovoltaico avrà dei componenti riciclabili e degli altri che saranno classificati come rifiuti.

L'impianto fotovoltaico è costituito essenzialmente dai seguenti materiali:

- apparecchiature elettriche ed elettroniche: inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici, contatori, impianto di videosorveglianza e di illuminazione;
- Materiali ferrosi: strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici quali pali di ancoraggio in acciaio, proli di alluminio, recinzione in fili zincati, porte / finestre di aerazione della cabina elettrica;
- Materiale plastico: tubazioni in PVC per il passaggio dei cavi elettrici, cassette dei quadri elettrici;
- Materiale inerte: pietrisco o ghiaia per la realizzazione della viabilità (ove necessario)

Il D.lgs 152/06 classifica i rifiuti secondo l'origine in rifiuti urbani e rifiuti speciali, e secondo le caratteristiche di pericolosità in rifiuti pericolosi e non pericolosi. Tutti i rifiuti sono identificati da un codice a sei cifre. L'elenco dei codici identificativi (denominato CER 2002 e allegato alla parte quarta del D.lgs 152/06) è articolato in 20 classi: ogni classe raggruppa rifiuti che derivano da uno stesso ciclo produttivo. All'interno dell'elenco, i rifiuti pericolosi sono contrassegnati da un asterisco.

Buona parte dei materiali utilizzati per la realizzazione degli impianti può essere riciclata. Dal modulo fotovoltaico potranno essere recuperati il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio e il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso. L'inverter, altro elemento composto da materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito

di installazione, in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo pari in movimento).

**La dismissione** dell'impianto avverrà tramite opportuna rimozione di tutti gli elementi costitutivi l'impianto stesso, la loro separazione per tipologia di rifiuto e il loro corretto recupero e smaltimento, anche tramite ditte specializzate e autorizzate. Sarà comunque necessario l'allestimento di un cantiere, al fine di permettere lo smontaggio, il deposito temporaneo ed il successivo trasporto a discarica degli elementi costituenti l'impianto e per la demolizione delle zavorre dei moduli fotovoltaici.

Il Piano di dismissione e smantellamento dovrà pertanto seguire le seguenti fasi:

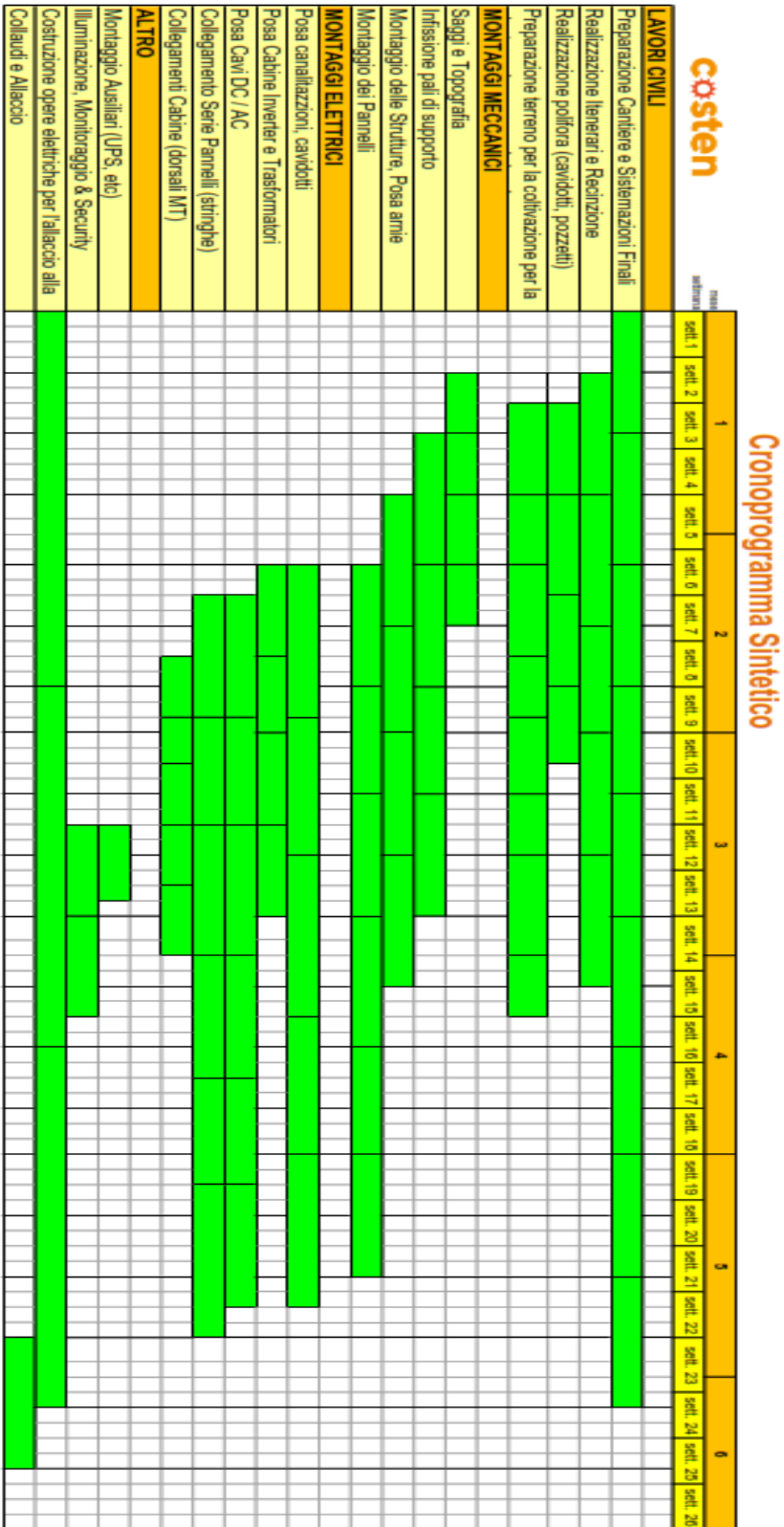
1. smontaggio delle viti di fondazione e rimozione dei moduli fotovoltaici;
2. demolizione delle basi e delle platee relative a recinzione e cabine;
3. rimozione dei cavidotti;
4. sistemazione dell'area come "ante operam";
5. ripristino delle pavimentazioni stradali;
6. ripristino delle pendenze originarie del terreno e del regolare deflusso delle acque meteoriche;
7. sistemazione a verde dell'area.

Detti lavori dovranno essere affidati a ditte altamente specializzate nei vari ambiti di intervento, con specifiche mansioni, sia per la disattivazione e smontaggio di tutte le componenti e materiali elettrici, nonché per lo smontaggio dei moduli e delle strutture, con personale qualificato per lavori temporanei e mobili, di cui alla vigente normativa, ed in particolar modo al Dlgs 106/09, che integra e modifica il Dlgs 81/08, e con macchine ed automezzi idonei.

Inoltre, dovranno essere utilizzati automezzi specifici ed infine le ditte utilizzate per il ripristino ambientale dell'area come "ante operam", dovranno possedere specifiche competenze per la sistemazione a verde con eventuale messa a dimora delle essenze arboree/arbustive. Per tutti i suddetti interventi, stante la particolare pericolosità degli stessi, dovranno essere preventivamente redatti, a norma di legge, appositi Piani di Sicurezza per Cantieri Temporanei e Mobili.

**Il ripristino dei luoghi** sarà possibile soprattutto grazie alle caratteristiche di reversibilità proprie degli impianti Fotovoltaici ed al loro basso impatto sul territorio, anche in relazione alle scelte tecniche operate in fase di progettazione (utilizzo di sistemi di ingegneria naturalistica per rinterri, sentieri pedonali in terra battuta, assenza di opere di sostegno per i moduli in conglomerato cementizio, ecc.).

## 10. CRONOPROGRAMMA SINTETICO ESTIMATIVO



## 11. CONSIDERAZIONI SULL'ASPETTO SOCIO-POLITICO LEGATO ALLA TRANSIZIONE ECOLOGICA

La nostra società si trova ad affrontare due sfide fondamentali: reperire e assicurare le risorse energetiche per sostenere la crescita e lo sviluppo economico dei Paesi sviluppati e, ancor più, di quelli in via di sviluppo; garantire la protezione dell'ambiente cercando di mitigare, laddove possibile, i processi di cambiamento climatico in atto. Per trovare un equilibrio fra queste esigenze è necessario realizzare una transizione verso un sistema energetico più sostenibile.

L'accordo di Parigi, siglato nell'autunno 2015, ha segnato un importante passo in avanti negli sforzi per contenere il riscaldamento globale. Per la prima volta, tanto i paesi più sviluppati quanto quelli in via di sviluppo si sono impegnati ad agire per limitare l'aumento della temperatura media del pianeta ben al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli preindustriali. Questo impegno rafforza le misure di decarbonizzazione già adottate in diverse parti del mondo, in primis in Europa. Nel frattempo, il progresso tecnologico ha aumentato la competitività dell'energia solare ed eolica, delle batterie e delle auto elettriche. La convergenza di questi due elementi ha già iniziato a rimodellare il sistema energetico globale, e le conseguenze sulla geopolitica dell'energia non si faranno attendere.

L'attuale modello energetico si basa quasi esclusivamente sullo sfruttamento dei combustibili di origine fossile (petrolio, gas naturale, carbone), che, in particolare nell'ultimo trentennio, hanno dimostrato di essere intrinsecamente caratterizzati da costi complessivi (ossia anche sociali ed ambientali) ben superiori a quelli strettamente economico-industriali.

Si tratta, in primo luogo, di fonti esauribili nella misura in cui la velocità di formazione della risorsa risulta infinitamente inferiore a quella del suo sfruttamento (da cui l'espressione "risorsa non rinnovabile"). Sebbene le più recenti stime eseguite circa l'entità delle riserve di combustibili fossili non siano universalmente riconosciute come preoccupanti a breve termine, occorre ricordare che le crescenti difficoltà di raggiungimento dei giacimenti stanno rendendo via via meno favorevole il rapporto "costi-benefici" dei processi di estrazione.

In secondo luogo, non è possibile riflettere sulle problematiche legate alle fonti fossili prescindendo da considerazioni circa la distribuzione mondiale dei consumi e delle risorse:

1. il 20% della popolazione mondiale utilizza indiscriminatamente l'80% delle risorse disponibili;
2. aumentano il numero e la gravità dei conflitti legati alla geopolitica delle risorse e al tentativo di controllo degli approvvigionamenti internazionali.

Lasciando da parte considerazioni di carattere etico, l'instabilità sociale, politica ed economica che ne deriva rende sempre più evidente l'impossibilità di proseguire nella direzione finora intrapresa senza mettere a serio rischio la sicurezza e la serena possibilità di sviluppo delle nazioni.

La transizione energetica globale non porterà alla fine della geopolitica dell'energia, ma provocherà un profondo cambiamento rispetto a quella che conosciamo. Questa trasformazione vedrà, come in ogni rivoluzione, vincitori e vinti. Da un lato, essa rafforzerà la sicurezza energetica della maggior parte dei paesi attualmente importatori di petrolio e gas naturale, promuovendo la creazione di posti di lavoro e crescita economica in quelli che sapranno cogliere le opportunità industriali di tale sviluppo. Dall'altro lato, essa creerà inevitabili elementi di instabilità nei paesi esportatori di combustibili fossili, che dovranno reinventarsi per continuare a crescere anche nella nuova era energetica, e nuovi rischi di sicurezza legati alle reti elettriche e ai minerali. Nonostante tali sfide, la transizione energetica globale porta il mondo nella giusta direzione, ovvero quella di dare una risposta efficace a quello che in molti già definiscono come il principale rischio geopolitico del XXI secolo: il cambiamento climatico.

Per quanto concerne i paesi importatori di energia (come l'Italia), le conseguenze saranno certamente positive. In questi casi, con la diminuzione delle importazioni di petrolio e gas naturale, diminuiranno sia la 'bolletta energetica nazionale' che i rischi e i condizionamenti geopolitici legati a tali importazioni. I paesi che saranno in grado di innovare di più nel settore delle rinnovabili, delle batterie e dell'auto elettrica, potranno anche cogliere i benefici industriali ed economici di tale transizione, generando posti di lavoro e crescita economica.

### 11.1 Ricadute economiche e occupazionali dello sviluppo delle FER al 2030

La SEN prevede 175 mld di € di investimenti aggiuntivi (rispetto allo scenario BASE) al 2030. Gli investimenti previsti per fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono oltre l'80%. Per le FER sono previsti investimenti per circa 35 mld di €. Si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica. Dati gli investimenti e supponendo che l'intensità di lavoro attivata nei diversi settori dell'economia rimanga grosso modo costante nel tempo, il GSE ha stimato che gli investimenti in nuovi interventi di efficienza energetica potrebbero attivare come media annua nel periodo

2018-2030 circa 101.000 occupati, la realizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da FER potrebbe generare una occupazione media annua aggiuntiva di circa 22.000 ULA (Unità lavorative annue) temporanee; altrettanti occupati potrebbero essere generati dalla realizzazione di nuove reti e infrastrutture. Il totale degli investimenti aggiuntivi previsti dalla SEN potrebbe quindi attivare circa 145.000 occupati come media annua nel periodo 2018-2030.

In merito, alle ricadute occupazionali generate dal mercato degli impianti a fonte rinnovabile è opportuno fare una distinzione tra:

1. ricadute occupazionali dirette che sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).
2. ricadute occupazionali indirette che sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori “fornitori” della filiera sia a valle sia a monte.
3. ricadute occupazionali indotte che misurano l’aumento (o la diminuzione) dell’occupazione in seguito al maggiore (o minore) reddito presente nell’intera economia a causa dell’aumento (o della diminuzione) della spesa degli occupati diretti e indiretti nel settore oggetto di indagine.
4. Queste si dividono a loro volta in:
  - occupazioni permanenti che si riferiscono agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).
  - occupazioni temporanee che indicano gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all’intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Tra il 2010 e il 2016 gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di energia elettrica da FER sono generalmente diminuiti. Essi hanno subito una forte accelerazione verso la fine degli anni 2000 per raggiungere il picco maggiore nel 2011. Successivamente **a causa della revisione al ribasso degli incentivi e soprattutto dell’instabilità politica nazionale nonché i tempi burocratici per ottenere le autorizzazioni regionali, gli investimenti hanno cominciato a diminuire, con un decremento più marcato tra il 2012 e il 2013.** Dal 2016, gli investimenti hanno ricominciato a crescere seppur molto gradualmente.

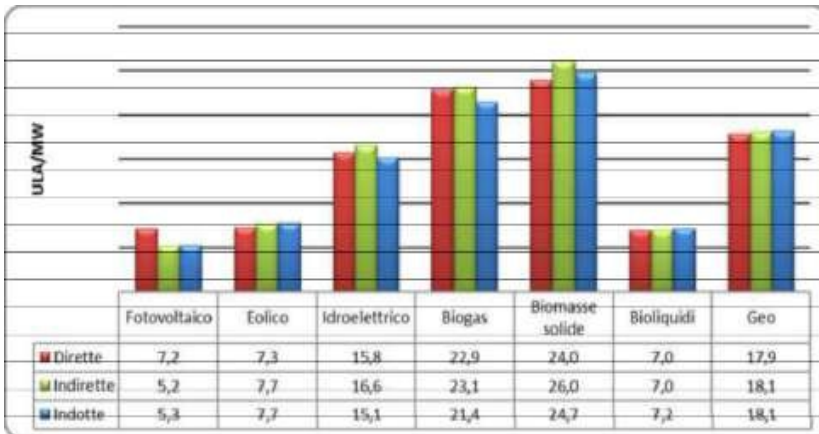
La maggior parte degli investimenti hanno riguardato nuovi impianti fotovoltaici, nonostante la fine del “Conto Energia”. Più in generale il focus di è spostato dai grandi ai piccoli impianti.

Nel 2011, gli investimenti in nuovi impianti FER-E hanno generato oltre 55 mila ULA temporanee dirette. Considerando anche i set-tori fornitori il totale sale a oltre 100 mila ULA temporanee (dirette più indirette). I posti di lavoro generati dalle attività di costruzione e installazione degli impianti hanno poi seguito il trend decrescente degli investimenti. Nel 2016 le nuove installazioni hanno gene-rato oltre 16 mila ULA temporanee dirette e indirette. Altresì, le spese di O&M in impianti FER-E hanno generato circa 23 mi-la ULA permanenti dirette. Considerando anche i settori fornitori il totale sale a circa 39,5 mila ULA permanenti (dirette più indirette).

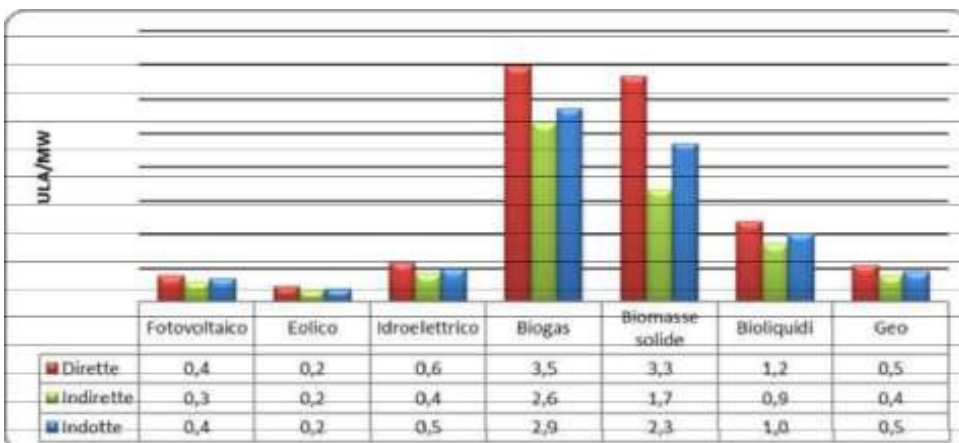


### 11.2 Ricadute occupazionali generate dall'impianto

È possibile effettuare delle stime circa le conseguenti future ricadute occupazionali generate dalla realizzazione dell'impianto. Sulla base delle valutazioni del GSE consolidate per il periodo tra il 2012 ed il 2014 si riportano i seguenti fattori occupazionali in termini di ULA medie per ciascun MW di potenza installata di impianti alimentati a fonti rinnovabili sia in termini di ricadute temporanee sia permanenti.



Ricadute occupazionali temporanee per MW di potenza FER installata (Fonte GSE).



Ricadute occupazionali permanenti per MW di potenza FER installata (FonteGSE)

Di seguito si riportano le ricadute occupazionali relative all'impianto Apidor di C.da Montebello di Montenero di Bisaccia.

Ricadute occupazionali temporanee e permanenti generate dall'impianto.

**Potenza impianto 12.480 KWp**

Dirette	Indirette	Indotte	in fase di cantiere
6	4	10	20
<b>Ricadute occupazionali</b>			
Dirette	Indirette	Indotte	
3	2	2	

## 12. OPERE DI INGEGNERIA NATURALISTICA PER IL RESTAURO GEOLOGICO

Nella zona posta ad Ovest dell'impianto agro fotovoltaico, si avvierà tramite opere di "Ingegneria Naturalistica", ovvero quella disciplina nella quale si utilizzano le piante vive per stabilizzare e difendere versanti o sponde da processi erosivi e da altre forme di dissesto, un restauro geologico, come previsto nel vigente PRG. L'obiettivo principale dell'ingegneria naturalistica, ad esempio nelle sistemazioni idrauliche, è la ricostruzione, in tempi brevi, di una copertura vegetale che riduca l'erosione superficiale, limitando il trasporto solido, rallenti i tempi di corrivazione delle precipitazioni nel bacino ed assolva compiti di drenaggio nei casi in cui il ristagno idrico possa rappresentare un elemento di instabilità del versante. Nell'ingegneria naturalistica le piante non sono più considerate solo da un punto di vista estetico, ma funzionale, ovvero come un efficace materiale vivente da costruzione; ciò costituisce la peculiarità maggiore di tale disciplina che la differenzia da quelle che utilizzano solo materiali inerti o impiegano le piante per l'arredo degli spazi urbani. Le moderne innovazioni, inoltre, hanno consentito di ampliare le applicazioni di queste tecniche vegetali e di aumentarne l'efficacia.

Così come riportato nel "Manuale di indirizzo delle scelte progettuali per interventi di ingegneria naturalistica" e nell'elenco indicativo delle specie arboree autoctone comuni anche solo localmente, della flora italiana secondo Pignatti, di potenziare impegno negli interventi di rinaturalizzazione e di ingegneria naturalistica (Cornellini e Sauli 2004), a seguito delle considerazioni suesposte, la specie arborea che si reputa più idonea per evitare fenomeni erosivi della zona oggetto di studio è il Frassino (*Fraxinus ornus* L.) conosciuto anche come **ornello, orno, albero della manna**.

I caratteri di rusticità, la facilità con cui si propagano per innesto e la bellezza della chioma ne hanno determinato il successo e la diffusione, particolarmente adatto alle opere di consolidamento di scarpate e

terreni franosi, per la sua capacità di emettere radici secondarie ed il suo apparato radicale fittonante, aumentandone così la zona di terreno esplorata dalle stesse. Si suggerisce una distanza tra le piante di 5 m.

Particolare attenzione verrà data all'agricoltura biologica, metodo agricolo volto a produrre alimenti con sostanze e processi naturali. Ciò significa che tende ad avere un impatto ambientale limitato, in quanto incoraggia a: usare l'energia e le risorse naturali in modo responsabile; mantenere la biodiversità; conservare gli equilibri ecologici regionali; migliorare la fertilità del suolo: mantenere la qualità delle acque, ed al carbon farming in cui l'agricoltura può ricoprire un ruolo fondamentale nella lotta ai cambiamenti climatici grazie al sequestro di carbonio nel suolo (carbon farming). Infatti, attraverso l'impiego di pratiche agronomiche mirate, sarà possibile limitare il cambiamento climatico attraverso il sequestro del carbonio nel suolo.

Montenero di Bisaccia

Ing. F.sco Mulè

