



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI FOGGIA





COMUNE DI FOGGIA (FG)

OGGETTO:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO IN DC PARI A 32.503,77 KWp e MASSIMA IN IMMISIONE IN AC PARI A 25.000 KW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE IN LOCALITA' "Mass.a Duanera 1°"

ELABORATO N. A01_rev1	Relazione tecnica descrittiva del progetto definitivo	Scala 1:5.000
--------------------------	---	------------------

COMMITTENTE	SR PROJECT 1 SRL VIA LARGO GUIDO DONEGANI,2 20121 - MILANO P.IVA 10707680962
-------------	--

Studio Acustico	Dott. Tullio Ciccarone	FIRMA E TIMBRO IL TECNICO 	PROGETTAZIONE E COORDINAMENTO  M.E. Free Srl Via Athena,29 Cap 84047 Capaccio Paestum P.Iva 04596750655 Ing. Giovanni Marsicano
Studio Geologico Idraulico	Dott. Tullio Ciccarone		
Studio Archeologico	Dott. Antonio Mesisca		
Studio Paesaggistico e Agronomico	Dott. Luca Boursier		
Studio Naturalistico e Studio Ambientale	Dott. Giampaolo Pennacchioni		
Studio Elettrico	Dott. Giovanni Marsicano		
Strutturista	Dott. Giovanni Marsicano		
Studio Idraulico	Ing. Leonardo Pio Rosiello		

Aggiornamenti						
	Rev 1	NOVEMBRE 2021	202000068	IT_FGA_A_01_rev1	Ing. Giovanni Marsicano	Ing. Giovanni Marsicano
	N°	Data	Cod. Stmg	Nome File	Eseguito da	Approvato da

SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI



Progetto impianto agro fotovoltaico e relative opere connesse in località "Mass.a Duanera 1^o" nel Comune di Foggia (Fg) – Potenza massima in immissione in DC 32.503,77 kWp e in immissione in AC di 25.000 kW

COMUNE DI:
FOGGIA
Località "Mass.a Duanera 1^o"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO IN DC PARI A 32.503,77 KWp e MASSIMA IN IMMISIONE IN AC PARI A 25.000 KW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE IN LOCALITA' "Mass.a Duanera 1^o"

ELABORATO:
RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

Elaborato nr. IT_FGA_A01_Rev1

Committente :

SR PROJECT 1 SRL

Via Largo Guido Donegani nr. 2
20121 Milano (MI)
P.IVA 10707680962

Progettazione:



Sede Legale e operativa:

Via Athena nr .29
84047 Capaccio Paestum (Sa)
P.IVA 04596750655

Sommario

PREMESSA.....	7
1. Descrizione generale del progetto.....	9
1.1. Descrizione sintetica del progetto	9
1.2. Inquadramento di Area Vasta.....	12
1.3. Ubicazione delle opere	16
1.4. Superfici interessate dall'impianto fotovoltaico e utilizzo delle naturali in sito.	17
1.5. Caratteristiche geologiche, geomorfologiche e idrogeologiche del sito	22
2. Dati di irraggiamento solare in sito e stima della producibilità di energia elettrica del generatore fotovoltaico di progetto.....	23
3. Inquadramento Normativo.....	26
3.1. Normativa territoriale, paesistica ed ambientale di riferimento sulla base di ubicazione geografica dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse.....	26
3.2. Il P.P.T.R. della Regione Puglia.....	26
3.3. Il PTCP della Provincia di FOGGIA	29
3.4. Pianificazione Comunale.....	31
3.4.1 Strumenti urbanistici comunali in vigore.....	31
Il sito oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale rientra in "Zona E - territorio agricolo del Piano Regolatore Generale del Comune di Foggia approvato con delibera n. 1005 del 20 Luglio del 2001.	31
3.5. Compatibilità del progetto con le aree tutelate dal Codice dei beni culturali e del paesaggio Dlgs 22 gennaio 2004, n.42 e smi.	33
3.6. Compatibilità del progetto con le aree naturali protette, di interesse internazionale, rete natura 2000, Aree IBA, Piano Faunistico venatorio.....	35
Compatibilità con Aree Naturali Protette.....	35
Compatibilità con Aree natura 2000.....	36
Compatibilità con Zone Umide di Interesse Internazionale.	36
Compatibilità con le Aree IBA.....	36
Compatibilità con il Piano Faunistico Venatorio.....	37
3.7. Compatibilità con gli Strumenti di Tutela del Territorio e delle Acque.	39
PAI.....	39
3.8. Compatibilità con il vincolo idrogeologico.....	41
3.9. Compatibilità con il Piano di Tutela delle Acque	41
3.10. Verifica di Coerenza con il PCT (Piano Comunale dei Tratturi).....	45
Censimento degli uliveti monumentali.....	45

3.11.	Compatibilità con IL PRQA (Piano Regionale per la Qualità dell’Aria).....	45
3.12.	Compatibilità con le Concessioni Minerarie.	47
3.13.	Vincolo Sismico	47
3.14.	Normativa sui rifiuti	48
3.15.	Compatibilità del progetto Fotovoltaico con Regolamento Regionale 30 dicembre2010, n. 24 “Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Puglia”	48
4.	Descrizione tecnica del progetto e delle opere da realizzarsi	49
4.1.	Criteri Progettuali	49
4.2.	Caratteristiche tecniche dell’impianto.	51
4.3.	Descrizione tecnica dei componenti dell’impianto fotovoltaico	53
4.4.	Generatore Fotovoltaico.....	56
4.5.	Caratteristiche generali dei moduli FV	58
4.6.	Cassette di parallelo stringhe Quadri CC di parallelo	59
4.7.	Cabine di conversione CC/CA.....	60
4.8.	Inverter (Convertitori CC/CA)	60
4.9.	Trasformatori BT/MT	61
4.10.	Quadri corrente alternata (QCA)	61
4.11.	Cabine di parallelo MT	62
4.12.	Stazione elettrica utente e stazione condivisione 150 kV	62
4.12.1.	Caratteristiche tecniche generali	62
4.12.2.	Configurazione AT	63
4.12.3.	Apparecchiature AT	63
4.12.4.	Interruttore tripolare	64
4.12.5.	Trasformatori di corrente	65
4.12.6.	Trasformatori di tensione induttivi	65
4.12.7.	Scaricatori di sovratensione	65
4.12.8.	Trasformatori	66
4.12.9.	Tipo di commutatore sotto carico: ABB	67
4.12.10.	Trasformatori servizi ausiliari	68
4.12.11.	Sezione MT	69
4.12.12.	Dati nominali del quadro mt	70
4.12.13.	Composizione del quadro MT	70
4.12.14.	Sezione BT	71
4.12.15.	Sistema di distribuzione CA/CC	72

4.12.16.	Raddrizzatore/caricabatterie	73
4.12.17.	Pannello di distribuzione ca e cc	74
4.12.18.	Batteria ermetica di accumulatori al piombo	74
4.12.19.	Cassette FM	74
4.12.20.	Impianto di distribuzione f.m. esterno	75
4.12.21.	Impianto d’illuminazione esterna	75
4.12.22.	Illuminazione normale e forza motrice	75
4.12.23.	Illuminazione di emergenza	75
4.12.24.	Quadri di controllo	76
4.12.25.	Impianto di rilevazione e segnalazione incendi	76
4.12.26.	Impianto di segnalazione apertura porte	76
4.13	STAZIONE CONDIVISIONE 150 KV	77
4.13.1	CARATTERISTICHE COMPONENTI	77
4.13.2	SISTEMA PROTEZIONE, CONTROLLO, MISURE E TELECONTROLLO	83
5.	Cavi elettrici	84
5.1	Cavo solare per collegamento delle stringhe e dei moduli	84
5.2	Cavi BT di potenza, segnalazione, misura e controllo	85
5.3	I cavi MT	86
5.4	Cavidotto AT 150 kV	87
	Descrizione dell’opera.	87
	Caratteristiche tecniche del cavo in AT	88
	Tensione di isolamento del cavo	88
5.5	Contatori di energia	92
5.6	Interfaccia di rete	93
5.7	Protezioni d’impianto	93
5.8	Rete di terra	94
5.9	Sistemi di controllo e monitoraggio	94
6.	Connessione alla rete elettrica nazionale	95
7	Opere civili	98
7.1	Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici	98
7.2	Strade interne ai Campi Fotovoltaici	101
7.3	Cavidotti MT interne ai Campi fotovoltaici e di collegamento alla sottostazione SE di Utenza. 102	
7.4	Realizzazione platee per appoggio cabine inverter e di trasformazione, cabine di parallelo, ufficio prefabbricato O&M Building e Box di Campo per Deposito attrezzature.	103

7.5 Recinzione dei Campi e Cancellate	104
7.6 Opere civili per la realizzazione della sottostazione di trasformazione SE di Utenza 30/150 kV e di Condivisione 150 KV	105
8. L'ampliamento della sottostazione SE-RTN esistente di Foggia "Sprecacenero" denominata "Satellite"	107
8.1 Disposizioni elettromeccaniche	109
8.2 Servizi Ausiliari	110
8.3 Rete di terra	111
8.4 Fabbricati	111
8.7 Rete di smaltimento acque meteoriche provenienti dalle strade e dagli edifici.....	114
8.7.1 Sistema di raccolta delle acque meteoriche provenienti dalle fondazioni trasformatori	114
8.7.2 Rete di smaltimento acque nere.....	115
8.8 Elettrodotti di collegamento tra le stazioni	116
8.8.1 Caratteristiche cavi unipolari 380 kV	116
8.8.2 Caratteristiche dei Cavi Unipolari 150 kV	116
8.8.3 Tracciati dei cavidotti e modalità di posa	117
8.9 Sistema di telecomunicazioni	118
8.10 Interferenze con il cavidotto MT	119
8.11 Impianti ausiliari	122
9 Fase di cantiere	122
10 Verifica tecnico- funzionale	124
11. Documentazione di corredo all'impianto	125
12. Quadro Economico della Spesa	126
13. Gestione e Manutenzione dell'Impianto Fotovoltaico	127
13.1 La gestione dell'impianto fotovoltaico	127
13.2 Quadri Elettrici.....	128
13.3 Collegamenti elettrici.....	128
13.4 Pulizia degli interspazi tra le file di strutture	128
13.5 Manutenzione viabilità interne ai Campi fotovoltaici	129
13.6 Viabilità di accesso e di cantiere.....	129
13.7 Piano di Dismissione dell'Impianto Fotovoltaico.....	129
13.8 Pannelli Fotovoltaici.....	130
13.9 Strutture di sostegno	131
13.10 Impianto elettrico	131
13.11 Normativa sui rifiuti	131

13.12 Ripristino dello stato dei luoghi.....	133
13.13 Manutenzione.....	135
13.14 Costi dismissione	136
13.15 Cronoprogramma dismissione.....	137
14. Inserimento dell’impianto fotovoltaico nel paesaggio e opere di mitigazione.....	137
14.1 Verifica di qualità e criticità paesaggistiche.....	140
14.2 L’analisi percettiva come strumento di progettazione.....	142
14.3 Struttura percettiva dell’ambito, verifica della visibilità dell’impianto e fotosimulazioni.	143
14.4 Gli interventi di mitigazione visiva.....	144
14.5 Conclusioni sulla compatibilità paesaggistici dell’intervento	153
14.6 Misure di mitigazione degli impatti ambientali e paesaggistici.....	154
Mitigazione d’impatto sulla biodiversità:	154
Mitigazione di impatto sulle superfici agricole:.....	155
14.7 RAPPRESENTAZIONE PARTICOLARI PIANO COLTURALE E OPERE DI MITIGAZIONE	159
15. PIANO COLTURALE.....	160
15.1 OMBREGGIAMENTO E ALTRI IMPEDIMENTI.....	161
15.2 VALUTAZIONE DELLE COLTURE PRATICABILI	161
Coltivazione di officinali interfila:	161
Aree non coltivabili:.....	162
Coltivazione fascia perimetrale ai campi fotovoltaici.....	163
Aree libere all’interno dell’impianto.....	163
15.3 Progetto agro-fovoltaico.....	163
15.4 Analisi Costi/ Benefici	164
16. Analisi degli Impatti ambientali e paesaggistici in fase di cantiere e di esercizio.....	164
16.1 Fenomeno di abbagliamento.....	164
16.2 Analisi del rumore generato dall’impianto fotovoltaico	167
16.3 VERIFICA DEL RISPETTO DEI LIMITI	168
16.4 VERIFICA DEI LIMITI ACUSTICI IN AMBIENTE ABITATIVO	169
16.5 IMPOSTAZIONE DEL MODELLO E RISULTATI OTTENUTI PER LA VERIFICA DI COMPATIBILITA’ ACUSTICA DEL RUMORE GENERATO DALLE SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE DI PROGETTO.	170
16.6 Impatto acustico fase di cantiere	172
16.7 Impatto acustico del traffico indotto.....	174
16.8 RADIAZIONI NON IONIZZANTI.....	174
16.9 Quadro riepilogativo degli impatti.....	178

17. Analisi Costi Benefici - Ricadute sociali occupazionali ed economiche	179
17.1 Analisi dei costi	179
17.2 Benefici Economici.....	180
17.3 Analisi delle ricadute occupazionali dell'intervento in ambito locale.....	180
17.4 Risvolti sulle realtà locali.....	185
18. ELENCO ENTI COINVOLTI NELL'ITER AUTORIZZATIVO DEL PROGETTO.	186
19. RIFERIMENTI NORMATIVI	190

PREMESSA

Il progetto descritto nella presente relazione riguarda la realizzazione di un impianto di produzione di energia da fonte solare di potenza complessiva in AC di 32.503,77 kW e in DC di 25.000 kWp, da installare nel Comune di FOGGIA (FG) in località "Mass.a Duanera 1^a" situato a 7,5 km a nord del centro abitato e avente opere di connessione ricadenti sempre nel Comune di FOGGIA (CB) presso il futuro ampliamento della stazione elettrica 380/150 kV della RTN di Foggia. Proponente dell'iniziativa è la società **SR PROJECT 1 Srl**. L'impianto fotovoltaico essenzialmente è costituito da 2 CAMPI collegati tra di loro mediante un cavidotto in media tensione interrato (detto "cavidotto interno") tutti ubicati nella località "Mass.a Duanera 1^a" del Comune di Foggia (FG) su terreni individuati al NCT al Foglio 11 p. 226, 45 e 252. Dai campi fotovoltaici denominati "CAMPO 1" "CAMPO 2" è prevista la posa di un cavidotto interrato (detto "cavidotto esterno") costituito da nr. 2 terne di cavi in MT da 30 kV per il collegamento dell'impianto alla sottostazione di trasformazione e consegna 30/150 kV di progetto (SE di Utenza) collocata in adiacenza al futuro ampliamento della sottostazione elettrica esistente (SE 380/150 kV di Foggia) in località San Giuseppe I. La SE di Utenza sarà collegata al futuro ampliamento della SE 380/150 kV di Foggia in antenna a 150 kV, come da preventivo di connessione emesso da Terna ed accettato dal proponente (**STMG cod. id. 202000068**). L'impianto fotovoltaico sarà realizzato su un'area complessiva di circa 44,32 Ha e la sua realizzazione comporterà un significativo contributo alla produzione di energie da fonte rinnovabili. Il progetto si inquadra in quelli che sono i programmi Nazionali e Internazionali per la transizione verso un'**economia globale a impatto climatico zero entro il 2050**. In occasione della Conferenza sul clima tenutasi a fine 2015 a Parigi è stato stipulato un nuovo accordo sul clima per il periodo dopo il 2020 che, per la prima volta, impegna tutti i Paesi, compreso l'Italia a ridurre le proprie emissioni di gas serra. In tal modo è stata di fatto abrogata la distinzione di principio tra Paesi industrializzati e Paesi in via di sviluppo. Nell'ambito di tale accordo l'Italia ha elaborato un **Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)** in cui l'Italia fissa degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'**efficienza energetica**, sulle **fonti rinnovabili** e sulla **riduzione delle emissioni di CO2**. Stabilisce inoltre il target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'**accordo di Parigi** e la transizione verso un'**economia a impatto climatico zero entro il 2050**.

L'Italia intende **accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili**, promuovendo il graduale **abbandono del carbone** per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di **rinnovabili** e, per la parte residua, sul gas. L'Italia, punta a portare la **quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia al 30%**, alla riduzione del 43% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007, alla riduzione del 33% dei gas serra. La **Phase out dal carbone** al 2025 e la promozione dell'ampio **ricorso a fonti energetiche rinnovabili**, a partire dal settore elettrico, dovrà fare sì che al 2030 si raggiungano i 16 Mtep da FER, pari a 187 TWh di energia elettrica. Grazie in particolare alla significativa crescita di **fotovoltaico** la cui produzione dovrebbe triplicare ed **eolico**, la cui produzione dovrebbe più che raddoppiare, al 2030 il settore elettrico arriverà a coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. L'obiettivo finale del fotovoltaico è stato portato a 52GW nel 2030, con la tappa del 2025 di 28,5 GW: si prevede dunque che negli ultimi 5 anni vengano installati più di 23 GW dei 30 GW nelle diverse regioni d'Italia vocate per la produzione di energia da fonte rinnovabile, tra cui figura anche la Regione Puglia. In tale scenario l'impianto fotovoltaico di progetto con la sua produzione netta attesa di 57.869 MWh/anno di energia elettrica da fonte rinnovabile e con un abbattimento di emissioni in atmosfera di CO₂ ogni anno pari a 36.615 Ton CO₂/anno risponde pienamente agli obiettivi energetici e climatici del Paese.

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;
- è previsto l'impiego di una porzione di area che globalmente è già interessata da impianti elettrici fino alla III categoria;
- comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio, relativamente alle fondazioni superficiali, delle 11 cabine di trasformazione, una cabina di controllo, 9 cabine inverter e 2 cabine di raccolta.

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente, nazionale e della Regione Puglia con particolare riferimento D.Lgs. n. 104/2017 che ha innovato il D.Lgs. 152/2006 introducendo all'art. 27 bis il Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR), che comprende il provvedimento di VIA e i titoli abilitativi rilasciati per la realizzazione e l'esercizio del progetto, recandone l'indicazione esplicita", la L.R. 12 aprile 2001 n.11 "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale" e s.m.i., la DGR 30/12/2010 n.3029 pubblicata sul BURP n. 14 del 26/01/2011 "Approvazione della Disciplina del Procedimento Unico di Autorizzazione alla Realizzazione ed Esercizio di Impianti di Produzione di Energia Elettrica" e il regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "**Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione**

degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia". Alcuni contenuti, previsti nella normativa, come facenti parte del presente studio sono approfonditi in appositi elaborati ai quali si rimanderà nel prosieguo della trattazione. In questo contesto la normativa prevede un livello di progettazione definitiva. 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 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.

1. Descrizione generale del progetto

1.1. Descrizione sintetica del progetto

Il progetto prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva in DC di **32.503,77 kWp** a cui corrisponde una potenza di connessione in AC di **25.000 kW**. L'impianto fotovoltaico è stato configurato con un sistema ad inseguitore solare mono-assiale. L'inseguitore mono-assiale utilizza una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione. L'inseguitore solare orienta i pannelli fotovoltaici posizionandoli sempre nella direzione migliore per assorbire più radiazione luminosa possibile. L'impianto nel suo complesso prevede l'installazione di 55.562 pannelli fotovoltaici monocristallino, per una potenza di picco complessiva di **32.503,77 kWp**, raggruppati in stringhe del singolo inseguitore e collegate direttamente sull'ingresso dedicato dell'inverter. Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (inseguitore) saranno fissate al terreno attraverso dei pali prefabbricati in acciaio dotati di una o più eliche, disponibili in varie geometrie e configurazioni che verranno avvitate nel terreno. Complessivamente saranno installati nr. 424 inseguitori da 104 moduli in configurazione verticale, nr. 99 inseguitori da 78 moduli in configurazione verticale e nr. 72 inseguitori da 52 moduli in configurazione verticale che saranno installati a una distanza di pitch uno dall'altro in direzione est-ovest di 10,75 metri. Il modello di modulo fotovoltaico previsto è "BiHiKu6" della **CANADIAN SOLAR** da 585 Wp bifacciale in silicio monocristallino. L'impianto fotovoltaico interesserà complessivamente una superficie contrattualizzata di 44,32 Ha di cui soltanto circa 18 Ha saranno occupati dagli inseguitori, dalle cabine di trasformazione e consegna, dalle strade interne mettendo così a disposizione ampi spazi per le compensazioni ambientali e di mitigazione degli impatti visivi dell'impianto fotovoltaico. L'impianto fotovoltaico sarà realizzato in agro del Comune di **Foggia (FG)** in località "Mass.a Duanera 1^a" ai seguenti Fogli e particelle:

Foglio 11 p. 226, 45 e 252

L'impianto fotovoltaico è essenzialmente suddiviso in 2 CAMPI aventi le seguenti estensioni, ubicazioni catastali e coordinate geografiche di riferimento:

Comune	Campo	Foglio	Particelle	Ha Tot. Particelle	Ha interessati dal progetto fotovoltaico	Ha occupati dalle strutture	Coordinata E (UTM WGS84)	Coordinata N (UTM WGS84)
Foggia (Fg)	1	11	252	31,59	30,2	12,3	544529 m	4600699 m
Foggia (Fg)	2	11	45,226	14,19	14,12	5,7	544732 m	4601323 m
Foggia (Fg)	Sottostazione Elettrica di trasformazione Lato Utente 30/150 kV	51	55	0,6	0,3		545451 m	4594283 m
Foggia (Fg)	Stazione Elettrica di condivisione con altri produttori	51	139	0,83	0,1		545451 m	4594283 m
				Tot..Ha 46,38	Tot. Ha 44,72	Tot .Ha 18,00		

Le aree impegnate dalle opere sono costituite da terreni pianeggianti con elevazione s.l.m. di 43 m tali da avere un'esposizione ottimale e una conformazione morfologica ideale per il posizionamento delle strutture di tracker ad inseguimento est-ovest. Le aree di impianto fotovoltaico sono servite da una buona rete di viabilità esistente costituita dalla strada interpodereale Duanera che costeggia i **CAMPI 1 E 2**, la strada provinciale SP 24 che sbocca in prossimità della sottostazione Terna 380/150 kV di Foggia sulla SS 673. La connessione dell'impianto alla RTN è prevista in antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV del futuro ampliamento della SE 380/150 kV di terna della RTN di Foggia (anche detta SE 380/150 kV di Foggia nel prosieguo) come previsto nel preventivo di connessione rilasciato da Terna Spa e regolarmente accettato – **STMG cod. id. 202000068**. L'impianto fotovoltaico sarà collegato tramite un cavidotto interrato di circa 8 km in media tensione alla sottostazione di trasformazione 30/150 kV (anche detta SE di Utenza nel prosieguo), prevista in adiacenza del futuro ampliamento della SE 380/150 kV di Foggia e precisamente al **F. 51 p. 55 del Comune di**

Foggia (Fg). L'accesso alla SE di Utenza avviene dalla SS 673 che attraversa la particella del F. 51 p. 55 sul lato sud della porzione di terreno che sarà utilizzata per la realizzazione di questa. Terna SPA con comunicazione prot.72312 del 17/09/2021 (Vedi Allegato alla presente realzione) ha trasmesso alla società **Grupotec Solar Italia 7 Srl** e per conoscenza anche alla società **SR Project 1 S.r.l.** il progetto benestariato dell'ampliamento della SE RTN di Foggia sulla quale si dovrà collegare in antenna l'impianto fotovoltaico di progetto della società SR Project 1 Srl. Tale progetto dovrà essere inserito all'interno dell'iter autorizzativo degli impianti di produzione ai sensi del D.Lgs. 387/03. Nella stessa comunicazione Terna Spa ha indicato alle società SR Project 1 Srl, X-Elio Italia 10 Srl, TE Green DEV3 S.R.L. e Photovoltaic Farm Srl lo stallo all'interno dell'ampliamento della SE RTN di Foggia sul quale gli impianti di produzione delle su dette società dovranno collegarsi. Pertanto le società SR Project 1 Srl, X-Elio Italia 10 Srl, TE Green DEV3 SRL hanno siglato in data 3/9/2021 un accordo di condivisione dello stallo assegnato da Terna all'interno del futuro ampliamento della SE RTN 380/150 kV di Foggia per la connessione dei loro impianti e di condivisione di una stazione a 150 kV per far sì che in essa confluiscono tutte le uscite a 150 kV delle stazioni di utenza dei diversi produttori e fuoriesca un unico cavidotto interrato in AT a 150 kV che giunga allo stallo assegnato da Terna. La stazione di Condivisione in AT a 150 KV sarà ubicata nel F. 51 p. 139 del Comune di Foggia. La stazione utente della società SR Project 1 Srl ubicata al F. 51 p. 55 del Comune di Foggia, essa condividerà la parte AT con la stazione utente della società TE GREEN DEV3 SRL sempre all'interno della particella 55 del F. 51 del Comune di Foggia e entrambe le stazioni di trasformazioni di utenza si collegheranno alla Stazione di Condivisione a 150 kV con un unico cavidotto interrato in AT a 150 kV della lunghezza di circa 360 metri che attraverserà le particelle 55,139,681 del Foglio 51 e le particelle 142 del F.37 del Comune di Foggia. Il cavidotto interrato in AT che dalla Stazione di Condivisione a 150 kV in AT giunge sino allo stallo assegnato da Terna all'interno della nuova stazione satellite RTN 380/150 kV di Foggia avrà una lunghezza pari 350 metri e attraverserà le particelle catastali 139,681 del F. 51 e le particelle catastali 142, 141 del F. 37 del Comune di Foggia. Pertanto il progetto del collegamento elettrico di ciascun impianto di produzione alla RTN prevede la realizzazione delle seguenti opere:

- a) Rete in cavo interrato in MT dagli impianti di produzione alle stazioni di trasformazione MT/150 KV;
- b) Stazioni elettriche di trasformazione MT/150 kV dei produttori sopra indicati;
- c) Stazione elettrica di Condivisione 150 kV tra i produttori sopra indicati ;
- d) Cavidotto AT interrato di collegamento tra le stazioni utente di trasformazione 30/150 kV delle società SR Project 1 Srl e Te Green Dev 3 Srl con la stazione di Condivisione 150 kV- Si fa presente che sia la stazione Utente di trasformazione 30/150 KV della società SR Project 1 Srl che quella della società Te Green Dev 3 Srl verranno realizzate nella stessa particella 55 del Foglio 51 di Foggia. Le due stazioni 30/150 kV di trasformazioni saranno distinte e separate l'una dall'altra con muri di recinzione per quanto riguarda la parte dei locali tecnici e di misura e la parte di trasformazione MT/AT , mentre avranno le barre a 150 kV in uscita in comune e un unico cavidotto AT interrato di collegamento fino alla stazione di condivisione 150 kV.

- e) Nr. 1 cavo interrato a 150 kV dalla stazione di Condivisione allo stallo assegnato da Terna SPA all'interno della nuova stazione satellite di trasformazione 380/150 kV "Foggia" di Terna;
- f) Nr.1 stallo di arrivo della linea RTN 150kV da realizzarsi all'interno della nuova stazione satellite SE 380/150kV di "Foggia";
- g) Ampliamento della Stazione SE 380/150 kV di "Foggia" mediante una nuova stazione satellite di trasformazione SE 380/150 kV (progetto già benestariato da Terna Spa)

Dette opere dovranno essere progettate ed inserite nel Piano Tecnico delle Opere (PTO) da presentare alle amministrazioni competenti per le necessarie autorizzazioni alla realizzazione ed all'esercizio.

Le opere di cui ai punti a), b), c),d),e) costituiscono opere di utenza dei proponenti, mentre le opere di cui ai punti f) e g) costituiscono opere di rete (RTN), le cui autorizzazioni, che saranno rilasciate ai proponenti con Autorizzazione Unica (AU) ai sensi delle L.387/2003, saranno in seguito volturate a Terna S.p.a.

L'intero impianto fotovoltaico occupa un'area contenuta e ricadente completamente nel territorio comunale di Foggia (Fg) ove ricadranno anche le opere di rete per il collegamento alla RTN e della SE di Utenza. Il cavidotto interrato di collegamento dell'impianto alla SE di Utenza è costituito da 2 terne di cavi da 400mmq in un unico scavo che percorrono a partire dai **CAMPI 1 e 2** la SP 24 e la SS 673 fino ad arrivare nella località San Giuseppe I^o dove sarà ubicata la SE di Utenza e di Condivisione a 150 kV. Il tracciato del cavidotto percorre per intero strade asfaltate.

1.2. Inquadramento di Area Vasta

Il Comune di Foggia è ubicato a Nord- Ovest della Regione Puglia, al centro del tavoliere delle Puglie. Il Tavoliere è una estesa pianura, vasta circa 400.000 ettari, sviluppatasi lungo la direzione SE- NW, dal fiume Ofanto sino al lago di Lesina. Questa pianura può essere suddivisa nei settori meridionale, centrale e settentrionale. Il settore meridionale è caratterizzato da una serie di ripiani degradanti dall'Appennino verso il mare Adriatico. Quello centrale è racchiuso tra il Subappennino dauno ed il promontorio del Gargano. Quello settentrionale è praticamente riconducibile alla pianura di Lesina, compresa tra la struttura tettonica Torre Mileto-Diga di Occhito e la barra costiera del lago di Lesina. L'intera pianura si è formata a seguito di vari cicli sedimentari marini e continentali alluvionali del Quaternario recente. Questa peculiare configurazione topografica presenta numerose discontinuità che, tuttavia non incidono sull'uniformità climatica dell'intera pianura, ove le differenze termiche sia estive che invernali tra le aree interne e quelle costiere sono poco significative, a parte il tratto meridionale orientale aperto sul mare adriatico sensibilmente più mite per l'effetto barriera del promontorio Garganico a N-NE. La presenza a SW del vicino ed esteso complesso montuoso appenninico accentua la continentalità che costituisce il carattere climatico più incisivo nella determinazione della vegetazione naturale del Tavoliere ormai quasi del tutto cancellata dalle colture. Il territorio comunale sorge in un'area geografica pianeggiante e presenta

un'escursione altimetrica di 291 metri, con un'altitudine compresa tra i 19 e i 310 metri. L'area interessata dal progetto ricade a Nord del comune di Foggia a circa 8 km dal perimetro esterno del centro abitato ed è compresa tra il Torrente Vulgano ad ovest, il Canale Cappelli a nord ed il Torrente Celone ad est e sud. Si compone di due aree di diverse dimensioni separate dalla così ripartite:

- CAMPO 1, circa 30,2 ettari;
- CAMPO 2, circa 14,12 ettari;

Esso ricade nei fogli 1:25000 delle cartografie dell'Istituto Geografico Militare (IGM Vecchia Ed.) n.164 IV-SO – "Borgo Duanera La Rocca" , nei fogli 1: 50.000 – 408 (Foggia)



Figura 1-1 Inquadramento regionale dell'area di progetto

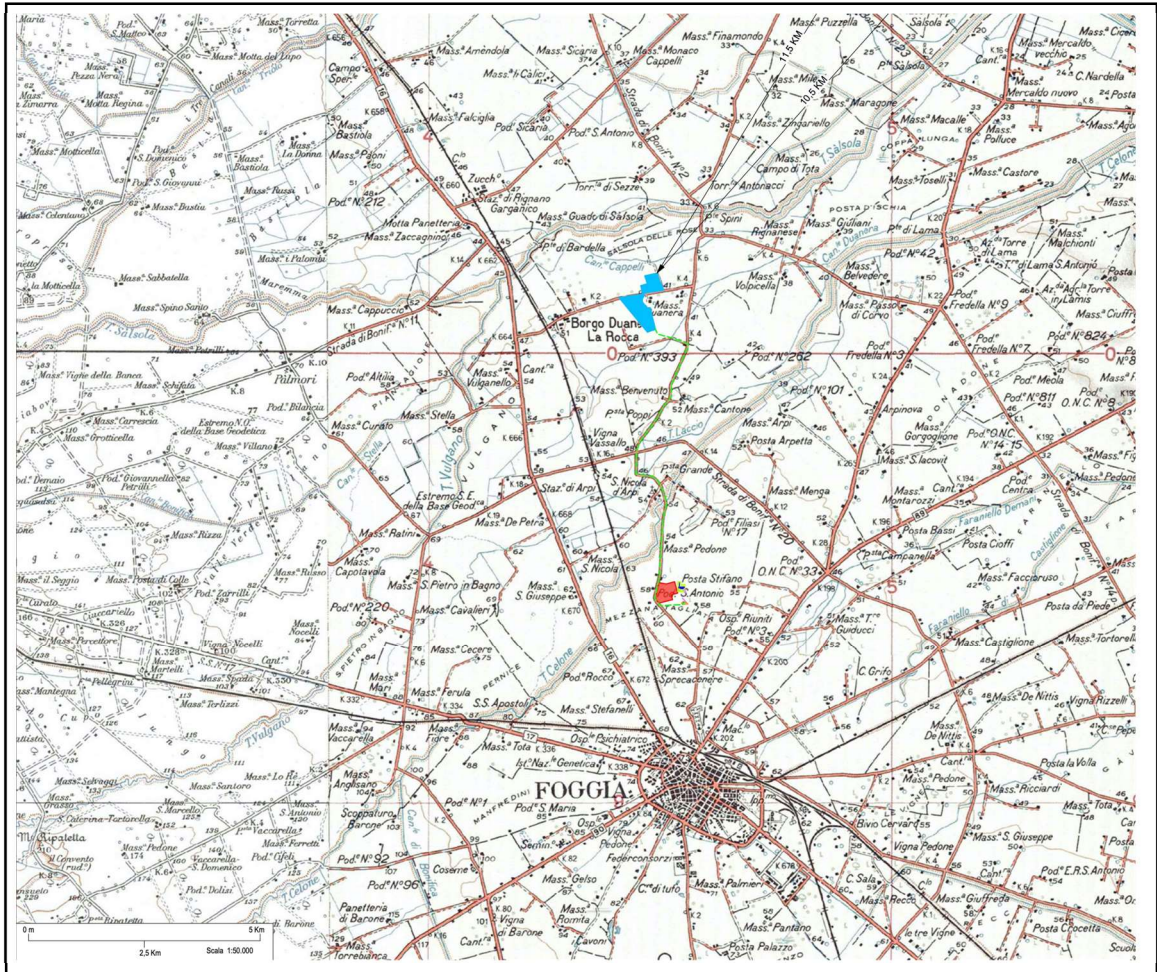


Figura 1-2 Inquadramento su IGM scala 1:50.000 area di progetto

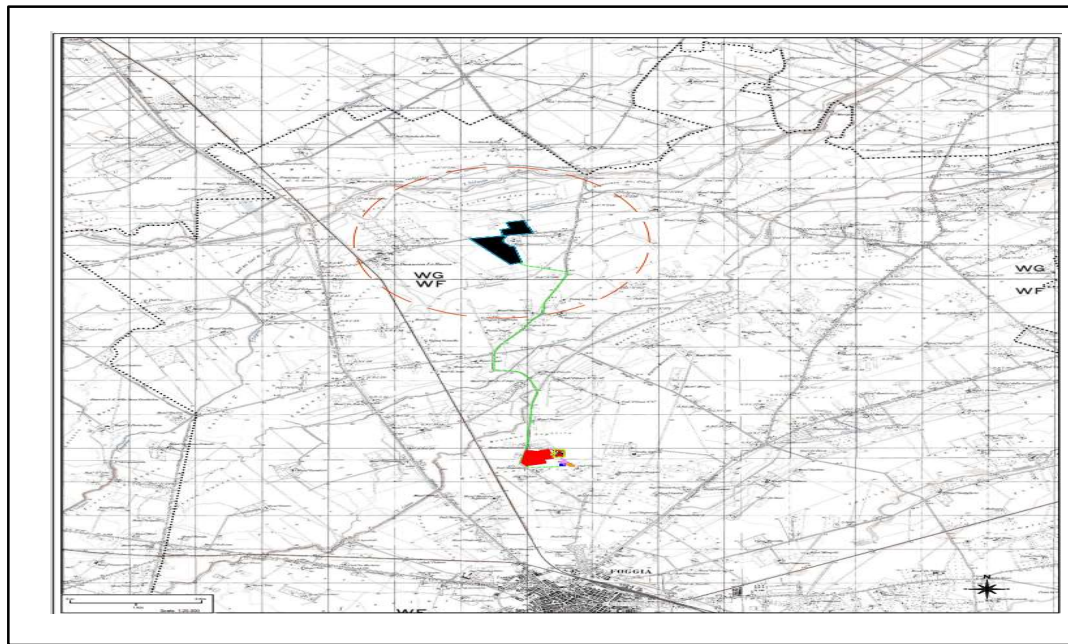


Figura 1-3 Inquadramento su IGM scala 1:25.000 progetto fotovoltaico

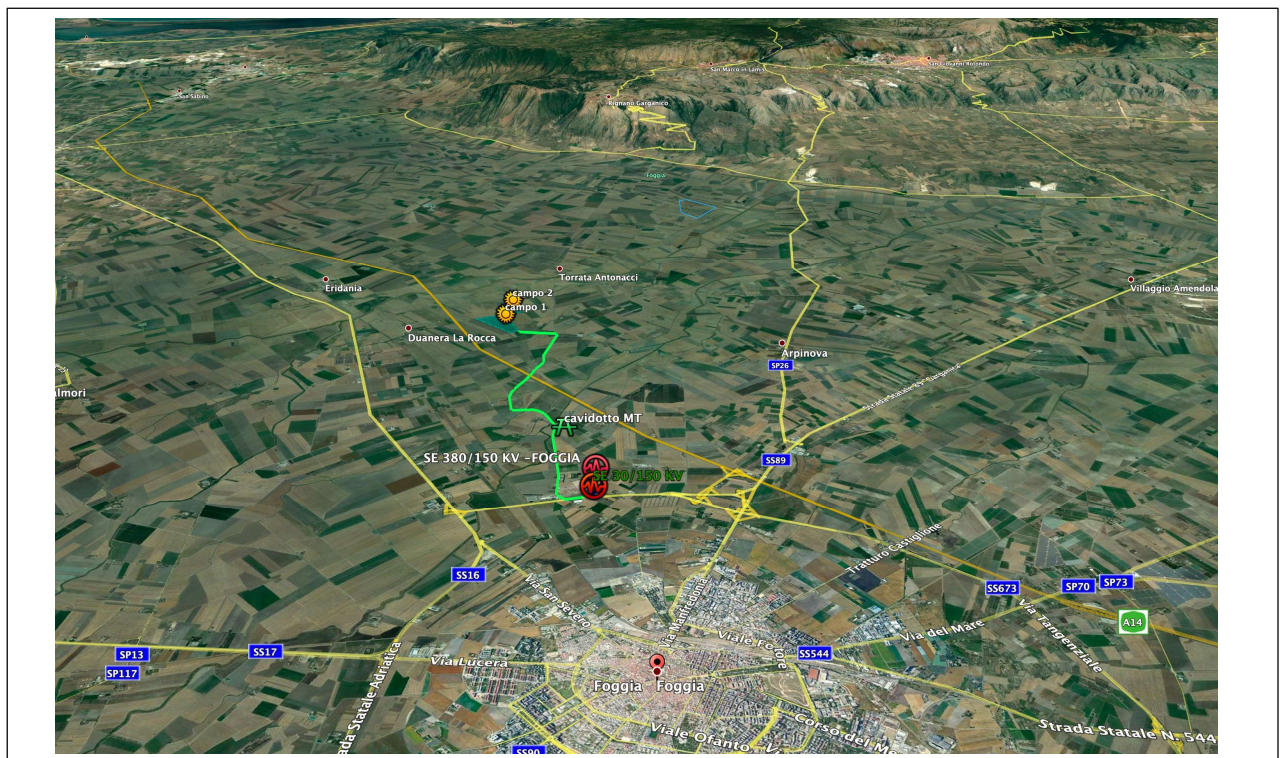


Figura 1-4 Inquadramento 3D Google earth area di interesse progettuale

1.3. Ubicazione delle opere

Il sito di installazione è ubicato nel Comune di **Foggia (FG)** nella Provincia di Foggia a 8 km in direzione Nord dal centro abitato di Foggia nella località "Mass. Duanera 1^o". L'area ha un'estensione complessiva di 44,32 Ha ed è suddivisa in 2 CAMPI recintati aventi rispettivamente le seguenti dimensioni e coordinate geografiche:

Comune	Campo	Ha interessati dal progetto fotovoltaico	Coordinata E (UTM WGS84)	Coordinata N (UTM WGS84)
Foggia (Fg)	1	30,2	544529 m	4600699 m
Foggia (Fg)	2	14,12	545451 m	4594283 m
		Tot. Ha 44,32		

Dal punto di vista catastale, i CAMPI costituenti l'impianto fotovoltaico ricadono sulle seguenti particelle del Comune di Foggia (Fg):

Comune	Campo	Foglio	Particelle
Foggia (Fg)	1	11	252
Foggia (Fg)	2	11	45,226

Il cavidotto MT interessa i seguenti fogli catastali:

Comune di Foggia: fogli 11,10,26,25,37,51

La sottostazione elettrica SE di Utenza interessa la particella del seguente foglio catastale:

Comune di **Foggia:** foglio 51 Particella 55

La sottostazione elettrica di Condivisione 150 kV interessa la particella del seguente foglio catastale :

Comune di Foggia : foglio 51 Particella 139

Il primo tratto di cavidotto interrato in AT a 150 kV si dipartirà dalla particella 55 del F. 51 del Comune di Foggia e attraverserà le particelle 139 e 681 del Foglio 37 di Foggia sino ad arrivare alla particella 141 sempre del Foglio 37 dove è previsto il futuro ampliamento della sottostazione 380/150 kV di Foggia da parte di Terna Spa.

Il futuro ampliamento della stazione esistente 380/150 kV di Foggia denominato "Satellite" interesserà insieme ai tratti di elettrodotti e cavidotti di raccordo le seguenti particelle del foglio catastale del

Comune di Foggia : foglio 37 p. 147,141,9,138,80

L'elenco completo delle particelle interessate dalle opere e dalla relative fasce di asservimento è riportato nel Piano Particellare di Esproprio allegato al progetto.

Il sito di installazione della centrale fotovoltaica ricade rispetto allo strumento urbanistico PRG vigente del Comune di Foggia in Zona E "Agricola" come tra l'altro attestato nei CDU rilasciati dall'Ufficio Tecnico Comunale (**Vedi CDU allegati alla presente relazione**). La sottostazione SE di Utenza, Condivisione e le relative opere di rete ricadono secondo il strumento urbanistico PRG vigente del Comune di Foggia in Zona E "Agricola" come riportato nel CDU rilasciato dall'Ufficio Tecnico Comunale (**Vedi CDU allegato alla presente relazione**). La sottostazione SE di Utenza e le relative opere di rete ricadono secondo il strumento urbanistico PRG vigente del Comune di Foggia in Zona E "Agricola" come riportato nel CDU rilasciato dall'Ufficio Tecnico Comunale (**Vedi CDU allegato alla presente relazione**).

1.4. Superfici interessate dall'impianto fotovoltaico e utilizzo delle naturali in sito.

La superficie totale interessata dall'impianto fotovoltaico come precedentemente indicato è pari a 443.200 mq. Il modulo fotovoltaico utilizzato nel progetto ha una dimensione di 2448x1135 mm e quindi un'area di 2,778 mq che moltiplicata per il numero di moduli totali pari a 55.744 da una superficie captante totale di 154.856,83 mq. Per quanto riguarda la proiezione in pianta dei moduli fotovoltaici, essendo questi montati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, che quindi oscillano seguendo l'arco solare e offrono nei vari momenti della giornata una diversa proiezione al suolo dovuta alla diversa posizione dei moduli fotovoltaici, in via cautelativa si assume come posizione proiettata quella più sfavorevole, ovvero con i pannelli in posizione perfettamente orizzontale e quindi un'area di occupazione dei moduli fotovoltaici complessiva riferita ai bordi delle strutture di 180.000 mq. Tenendo conto dei locali tecnici e le viabilità interne a ciascun CAMPO fotovoltaico occuperanno una superficie totale di circa 16.405 mq. Il rapporto fra lo spazio occupato dagli apparati costituenti l'impianto e l'intera superficie, che resterà immutata rispetto all'attuale configurazione è di **196405 m²/443235 m² = 0,443** che corrisponde al 44,3% dell'intera superficie interessata dall'impianto fotovoltaico.



Lo spazio che intercorre fra le file dei blocchi di moduli, al fine di evitare l'ombreggiamento reciproco, è di circa 5,77 metri, quindi tale da consentire passaggi di macchinari. E' opportuno precisare che, delle risorse naturali impiegate, la parte riferita alla occupazione o sottrazione di suolo è in gran parte teorica: il terreno sottostante i pannelli infatti rimane libero e allo stato naturale, così come il soprasuolo dei cavidotti. In definitiva, solo la parte di suolo interessata dalle viabilità di impianto e dalle cabine risulta, a progetto realizzato, modificata rispetto allo stato naturale ante operam. Durante la fase di funzionamento dell'impianto è previsto l'utilizzo di limitate risorse e materiali. Considerato che le operazioni di manutenzione e riparazione impiegheranno materiali elettrici e di carpenteria forniti direttamente dalle ditte appaltatrici, l'unica risorsa consumata durante l'esercizio dell'impianto è costituita dall'acqua demineralizzata usata per il lavaggio dei pannelli, quantificabile in 100 m3 per lavaggio sull'intero impianto.

CAMPO 1 VISTA EST-OVEST



CAMPO 1 VISTA VERSO SUD



CAMPO 1 VISTA SUD VERSO NORD



CAMPO 2 VISTA SUD VERSO NORD



CAMPO 2 VISTA OVEST VERSO EST



TERRENO UBICAZIONE SE UTENZA 30/150 KV



1.5. Caratteristiche geologiche, geomorfologiche e idrogeologiche del sito

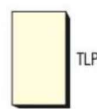
Morfologicamente il territorio di Foggia è generalmente pianeggiante nella porzione centro settentrionale, mentre la parte sud, dove l'altimetria si fa più importante, è caratterizzato da solchi erosivi che hanno inciso i terreni circostanti. La situazione attuale è certamente differente da quella esistente in passato, anche recente, dopo l'intervento del Consorzio di Bonifica della Capitanata che ha regimentato molti di questi "corsi d'acqua" a carattere essenzialmente stagionale, che non pochi problemi di alluvionamento avevano creato. Il **Canale Marana S. Marchitto** attraversa per un breve tratto il territorio meridionale di Ortanova da una quota di circa 225 m fino a 180 m. Il **Canale Marana Montecorvo** proviene da sud da una quota di circa 200 m dal territorio di Ascoli Satriano e ad una quota di circa 150.0 m si unisce al **Canale S. Spirito** per muoversi verso nord ed assumere il nome di "**Canale Biasifiocco**" che attraversa per una piccola porzione il territorio di Ortona; all'altezza del centro abitato di Ortanova devia dapprima verso est e definitivamente in direzione nord si dirige verso Ortona. Il **Canale Ponticello** proviene dal limitrofo comune di Stornarella e da una quota di circa + 135.0 m si dirige in direzione nord verso l'abitato di Ortanova, nei cui pressi a quota di + 80.0 m devia in direzione NE seguendo l'abitato per poi assumere nuovamente direzione N, dove prende il nome di **Canale Zampino** per poi divenire **Canale Trionfo** e dirigersi verso il territorio di Carapelle. Il **Canale c/o Masseria La Palata Vecchia** è situato immediatamente a nord dell'abitato, quindi segue verso nord la SP 81, ad una quota di + 60.0 m devia verso E, riceve le acque provenienti dall'omonima masseria e si versa nel Canale Zampino. Il **Canale Marana Ficora** viene da una quota di 75 m dal Comune di Stornara e dirigendosi verso N (Cerignola) assume il nome di Canale Castello. Anche il **Canale Marana Pidocchiosa** proviene da Stornara da una quota di 80 m, si dirige verso nord al confine con il territorio di Stornarella dove assume il toponimo di **Canale La Pidocchiosa**. In particolare il sito è adiacente al torrente Lacca affluente del torrente Celone

Geologia territoriale

Come già accennato il territorio indagato è caratterizzato dall'affioramento di sedimenti plio-pleistocenici, aventi grande affinità con quelli compresi nei fogli Gravina in Puglia, Foggia e Lucera, che costituiscono insieme al F175 Cerignola il Tavoliere di Puglia. Si tratta, nel complesso di una serie sabbiosa ed argillosa con episodi conglomeratici alla base ed alla sommità, per cui si può affermare che essa rappresenta un intero ed unico ciclo sedimentario anche se i termini più alti possono comprendere episodi secondari di oscillazioni marine e di alluvionamento. Dalla carta geologica in scala 1:50.000 i terreni vengono indicati come i depositi alluvionali "**SISTEMA DI MOTTA DEL LUPO**" del Pleistocene Superiore, costituite da sabbie fini alternate a peliti sottilmente stratificate da pochi metri ad un massimo di 10 metri. Con riferimento alla Cartografia Ufficiale dello Stato, l'area di sedime rientra nell'ambito della tavola I.G.M. N°164 IV-SO "BORGO DUANERA LA ROCCA", in scala 1:25.000, ad una quota di circa 54 m s.l.m, nella tavola topografica N°408 "FOGGIA", in scala 1:50.000 e nella carta geologica d'Italia N°164 "FOGGIA" in scala 1:100.000.



Figura n°6 – Stralcio della carta geologica d'Italia 1:50.000 "FOGGIA" N°408



SISTEMA DI MOTTA DEL LUPO

Depositi alluvionali terrazzati del VI ordine costituiti da sabbie fini alternate a peliti sottilmente stratificate. Sono riferibili ad aree di piana alluvionale o ad aree di esondazione. Poggia in erosione sulle argille subappennine e sui sistemi più antichi. Lo spessore varia da pochi metri ad un massimo di 10 m.

PLEISTOCENE SUPERIORE

Figura 1-5 Stralcio della carta geologica d'Italia 1:50.000 "Foggia" N 408

Nell'area di stretto interesse, non si notano segni di instabilità di versante; gli interventi da realizzare non modificheranno né la circolazione idrica sotterranea e superficiale, né di innescare fenomeni di instabilità di tipo gravitativo. In particolare, l'intervento risulta di modesta entità, non sono previsti sbancamenti o riporti significativi; gli scavi saranno ridotti al minimo rispettando le linee di quota e la geometria naturale dei versanti è, può, sicuramente, essere considerato non come fattore alterante, ma, bensì come elemento di integrazione controllata che non modifica gli equilibri idrogeologici e geomorfologici. L'intervento progettuale, infatti, è stato concepito senza alterare l'orografia esistente e le acque saranno, nello stretto interesse dell'opera da realizzare, incanalate e convogliate nei reticoli principali di deflusso naturali. L'area di progetto non rientra in zone a pericolosità da frana e idraulico. Solo alcuni tratti del cavidotto attraversa aree a pericolosità idraulica Media e Alta, ma, il **tracciato del cavidotto percorre esclusivamente strade già esistenti**. La realizzazione della linea del cavidotto non andrà a modificare le attuali linee di quota sulle aree a pericolosità da frana e idraulico, per cui, verrà mantenuto inalterato l'attuale equilibrio idrogeologico.

2. Dati di irraggiamento solare in sito e stima della producibilità di energia elettrica del generatore fotovoltaico di progetto.

Al fine di stimare la producibilità dell'impianto fotovoltaico di progetto sono stati utilizzati i dati meteorologici del sito di progetti ricavati dalla correlazione dei dati di misura delle stazioni Meteoronorm nelle vicinanze a partire dall'anno 1991 fino al 2010. In tal modo sono stati ricavati i dati medi mensili e annuali dell'irradiazione globale, diffusa, delle temperature e velocità del vento in sito su piano inclinato a 0° esposto a 0° di azimuth (sud) riportati nella tabella sottostante che hanno permesso di stimare la produzione annua di energia del generatore fotovoltaico.

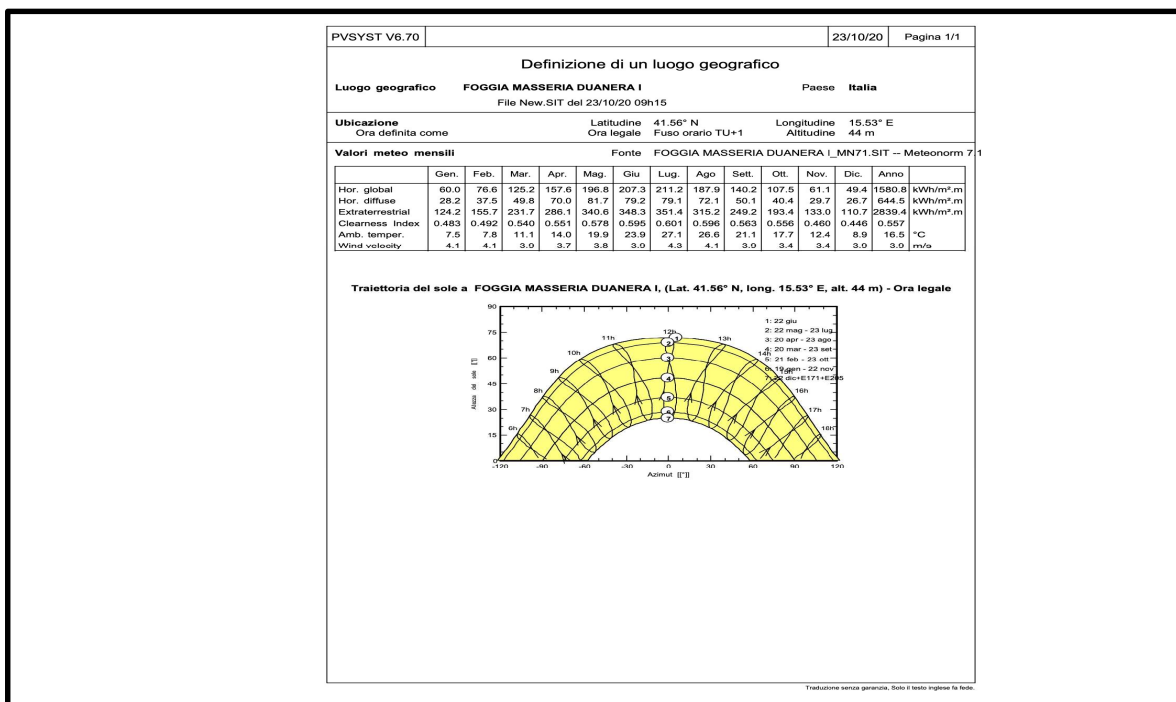


Figura 2-1 Calcolo dell'irraggiamento solare PVSyst-dati METEONORM 7.1

I valori dell' "Hor. glob" e "Hor. diff" in tale tabella assumono i seguenti significati:

Hor. glob = indica la Media della somma mensile dell'irraggiamento globale per m2 ricevuta dai moduli

Hor. diff = indica la Media della somma mensile dell'irraggiamento diffuso per m2 dai moduli

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con moduli di potenza nominale pari a 585 Watt, per un totale di **32.503,77 kWp**.

La potenza di picco (Ptot) dell'impianto fotovoltaico in corrente continua definita come la somma delle potenze dei singoli moduli che li compongono misurate in condizioni standard. (radiazione 1 Kw/m², 25°C) risulta pari a:

$$Ptot = Pmod * Nmod = 0,585 \times 55562 = 32.503,77 \text{ KWp}$$

La Potenza fornita in rete elettrica (Pca) tiene conto delle perdite del sistema dovute al discostarsi dalle condizioni standard ed alle perdite per la trasformazione della corrente continua in corrente alternata; si riportano di seguito le perdite ipotizzate:

- – Perdite per scostamento dalle condizioni di targa (temperatura)
- – Perdite per riflessione
- – Perdite per mismatching tra stringhe (moduli)
- – Perdite in corrente continua
- – Perdite sul sistema di conversione cc/ca
- – Perdite nel trasformatore

- – Perdite per polluzione sui moduli
- – Perdite nei cavi, quadri, ecc.
- – Per una stima di massima del rendimento medio globale del sistema, considerando anche la riduzione delle prestazioni dei moduli nel tempo, si può considerare un valore pari a $\eta_{tot} = 76,91\%$ Quindi la potenza immessa in rete sarà pari a:

$$PCA = PTOT \times \eta_{tot} = 32.503,77 \times 0,769141 = 25.000 \text{ KW}$$

Per quanto riguarda la quantità di energia elettrica producibile viene calcolata, comunque, sulla base dei dati radiometrici rilevati dalle stazioni di misura Meteororm 7.1. opportunamente correlate rispetto al sito di installazione. L'efficienza nominale del generatore fotovoltaico è numericamente data, in pratica, dal rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kW) e la relativa superficie (espressa in m² e intesa come somma della superficie dei moduli). Per cui risulta essere pari a:

$$\eta_{pv} = P_{tot} / Sp_v$$

dove Sp_v è la superficie totale del generatore fotovoltaico.

Si definisce superficie totale del generatore fotovoltaico la somma delle superfici dei singoli moduli. Ogni modulo occupa una superficie pari a $Sm = 2448 \text{ mm} \times 1135 \text{ mm} = 2,778 \text{ m}^2$. La superficie totale sarà, quindi pari, a:

$$Sp_v = Sm \times 55.562 = 154.351 \text{ m}^2 \text{ (superficie captante)}$$

Per cui l'efficienza nominale del generatore fotovoltaico rispetto alle condizioni standard di 1 kW/m² risulta essere pari a circa:

$$\eta_{pv} = P_{tot} / Sp_v = 21,06 \%$$

L'energia producibile, in corrente continua, dal generatore fotovoltaico sarà pari al prodotto tra l'energia solare media annuale che arriva alla superficie dei moduli per l'efficienza nominale del generatore fotovoltaico per la superficie del generatore ovvero:

$$E_{cc} = G_m \times \eta_{pv} \times Sp_v = 2.225,3 \text{ KWh/m}^2 \times 21,06\% \times 154.351 \text{ m}^2 = 72.336 \text{ MWh}$$

Se ora si assume come efficienza operativa media annuale dell'impianto $\eta_{tot} = 80\%$ si ottiene una produzione media annua di energia in corrente alternata pari a:

$$E_{ac} = E_{cc} \times \eta_{tot} = 72336 \text{ MWh} \times 80\% = 57,869 \text{ GWh}$$

L'intero impianto godrà di una garanzia non inferiore a due anni a far data dal collaudo dell'impianto stesso, mentre i moduli fotovoltaici godranno di una garanzia pari a 25 anni. Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra. Infatti in base alla produzione stimata ogni anno si avrà:

MWh/anno di energia prodotta dalla centrale fotovoltaica	TEP (Tonnellate Equivalenti di petrolio)/anno non consumati per produrre tale energia elettrica	Ton CO2/Anno non emesse in atmosfera
57.869 MWh/Anno	4975,8 TEP	37.615 Tonn CO2/Anno

Come si vede dalla tabella ogni anno la produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico permetterà di evitare di emettere in atmosfera ben 37.615 Tonnellate di CO₂, quindi in tutto il ciclo di vita dell'impianto fotovoltaico che mediamente è pari a 35 anni saranno evitate emissioni di CO₂ in atmosfera per un totale di **1.316.525 Tonnellate**.

3. Inquadramento Normativo

3.1. Normativa territoriale, paesistica ed ambientale di riferimento sulla base di ubicazione geografica dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse

Gli strumenti presi in considerazione per l'individuazione dei vincoli sono gli strumenti urbanistici vigenti dai comuni interessati (Piano Regolatore Generale del Comune di Foggia), le leggi nazionali e regionali in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici, il P.P.T.R. della regione PUGLIA, il piano Piano di bacino stralcio assetto idrogeologico (P.A.I.) della Regione Puglia, il Piano Tutela delle Acque della regione Puglia, le perimetrazioni delle aree interessate da coltivazione di idrocarburi, il PTCP della Provincia di FOGGIA, la cartografia relativa al vincolo idrogeologico del Corpo Forestale dello Stato, il Piano Faunistico Venatorio della Provincia di Foggia, Verifica con il PCT (Piano Coerenza Tratturi). 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 della Regione Molise, 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 P.P.T.R. della Regione Puglia

IL PPTR della Regione Puglia approvato con Delibera regionale nr. 176 del 16/02/2015 e s.s.m.i. è rivolto a tutti i soggetti sia pubblici che privati e, in particolare, agli enti competenti in materia di programmazione, pianificazione e gestione del territorio e del paesaggio. Il PPTR persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 " Norme per la pianificazione paesaggistica" e del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio" e successive modifiche e integrazioni (di seguito denominato Codice), nonché in coerenza con le attribuzioni di cui all'articolo 117 della Costituzione, e conformemente ai principi di cui all'articolo 9 della Costituzione ed alla Convenzione Europea sul Paesaggio adottata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata con L. 9 gennaio 2006, n. 14. Il PPTR persegue, in particolare, la promozione e la realizzazione di uno sviluppo socioeconomico autosostenibile e durevole e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione ed il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari dell'identità sociale, culturale e ambientale, la tutela della biodiversità, la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati, coerenti e rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità.

Dalla verifica sulla presenza di eventuali aree tutelate ambientalmente e paesaggisticamente sull'area oggetto di interesse, si riscontra che, come da tavola seguente tratta dal WebGis del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (<http://www.paesaggio.regione.puglia.it>), l'area di impianto non risulta interessata da particolari tutele da prendere in considerazione ai fini della realizzazione dell'impianto fotovoltaico e delle relative opere connesse.

Nello specifico:

- Non risulta interessata dalla presenza di nessuna delle **componenti geomorfologiche (Ulteriori contesti paesaggistici: 1. Versanti, 2. Lame e Gravine, 3. Doline, 4. Grotte, 5. Geositi, 6. Inghiottitoi, 7. Cordoni dunari)** di cui all'art. 51 delle Norme Tecniche di Attuazione individuate dal piano che siano sottoposte a regime di valorizzazione e/o salvaguardia;
- Non risulta interessata dalla presenza di nessuna delle **componenti idrologiche (Beni paesaggistici: 1 Territori Costieri, 2.Aree Contermini e Laghi, 3. Fiumi e torrenti, acque pubbliche. Fa eccezione il solo cavidotto di collegamento dai campi fotovoltaici al SE di Utenza che attraversa per un breve tratto i beni Paesaggistici Torrente Laccio e Torrente Celone presenti negli elenchi delle Acque Pubbliche. L'attraversamento avverrà lungo la strada SP 24 asfaltata utilizzando la tecnologia T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata) per non alterare lo stato attuale dei luoghi e le dinamiche idrauliche. L'area interessata dall'intervento non risulta interessata da Ulteriori Contesti Paesaggistici delle Componenti Idrologiche del P.P.T.R.**
- Non risulta interessata nessuna delle componenti **botanico-vegetazionali (Beni paesaggistici: 1. Boschi, 2. Zone umide Ramsar - Ulteriori contesti paesaggistici: 1. Aree di rispetto dei boschi, 2. Aree umide, 3. Prati e pascoli naturali, 4. Formazioni arbustive in evoluzione naturale di cui agli art. 58 e 59 delle Norme Tecniche di Attuazione individuate dal piano.**
- Non risulta interessata nessuna delle **Componenti delle Aree Protette (Beni paesaggistici:1. Parchi e riserve nazionali e regionali) – (Ulteriori Contesti Paesaggistici: 1.Siti di Rilevanza Naturalistica, 2. Aree di rispetto dei parchi e delle riserve regionali di cui all'art. 68 delle Norme Tecniche di Attuazione individuate dal piano;**
- Non risulta interessata nessuna delle componenti **Culturali e insediative (Beni paesaggistici: 1. aree soggette a vincolo paesaggistico, 2. zone gravate da usi civici validate, 3. zone gravate da usi civici 4.zone di interesse archeologico) – (Ulteriori contesti paesaggistici: 1.Testimonianze della stratificazione insediativa : a-siti interessati da beni storico culturali, b:aree appartenenti alla rete dei tratturi, c: aree a rischio archeologico- 2.Aree di Rispetto dalle componenti Culturali Insediative :2.1 Siti storico Culturali, 2.2 Zone interesse Archeologico,2.3. Rete Tratturi (fatta eccezione per il percorso di collegamento tra i campi fotovoltaici e la SE di Utenza che per un tratto di 7,8 km percorre il contesto paesaggistico denominato Tratturello Foggia Sannicandro) - 3. Città consolidata- 4. Paesaggi rurali).**
- Non risulta interessata nessuna delle **Componenti dei Valori Percettivi:(Ulteriori Contesti Paesaggistici: 1-Luoghi panoramici,2- Luoghi panoramici (poligoni) 3-Strada a Valenza Paesaggistica, 4- Strade panoramiche, 5-Coni Visuali**

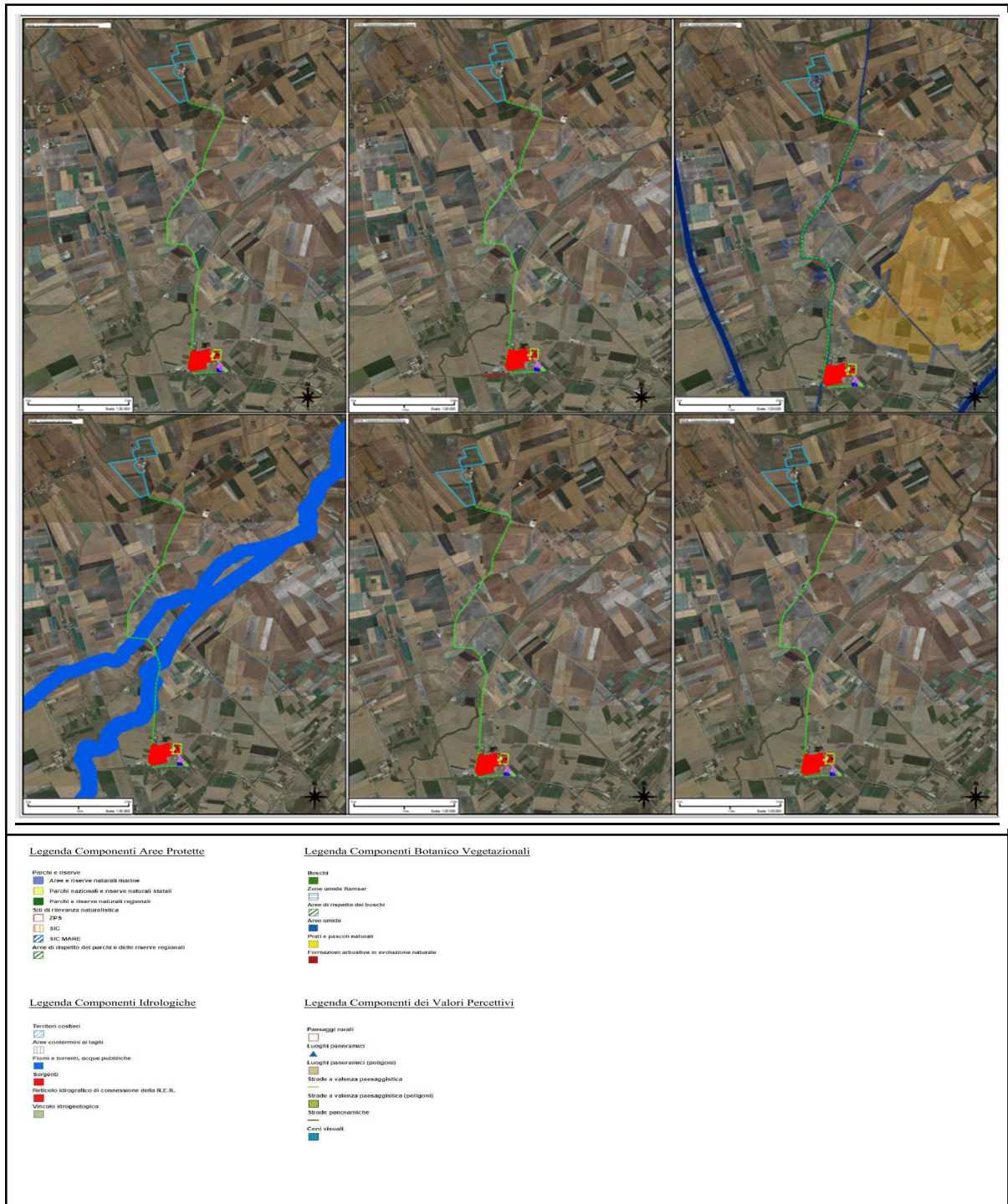


Figura 3-1 WebGIS del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale

3.3. Il PTCP della Provincia di FOGGIA

Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Foggia approvato con delibera di G.R. 3 agosto 2007, n. 1328 persegue le seguenti finalità:

- a) la tutela e la valorizzazione del territorio rurale, delle risorse naturali, del paesaggio e del sistema insediativo d'antica e consolidata formazione;
- b) il contrasto al consumo di suolo;
- c) la difesa del suolo con riferimento agli aspetti idraulici e a quelli relativi alla stabilità dei versanti;
- d) la promozione delle attività economiche nel rispetto delle componenti territoriali storiche e morfologiche del territorio;
- e) il potenziamento e l'interconnessione funzionale della rete dei servizi e delle infrastrutture di rilievo sovracomunale e del sistema della mobilità;
- f) il coordinamento e l'indirizzo degli strumenti urbanistici comunali.

Fanno parte del presente piano le seguenti tavole:

S1 "Sistema delle qualità", un foglio in scala 1:150.000;

S2 "Sistema insediativo e mobilità", un foglio in scala 1:150.000;

A1 "Tutela dell'integrità fisica del territorio", 27 fogli in scala 1:25.000;

A2 "Vulnerabilità degli acquiferi", un foglio in scala 1:130.000;

B1 "Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice naturale", 27 fogli in scala 1:25.000;

B2 "Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice antropica", 27 fogli in scala 1:25.000;

B2A "Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice antropica, 17 fogli in scala 1:5.000

C "Assetto territoriale", 27 fogli in scala 1:25.000.

Dalla sovrapposizione dell'area interessata dal progetto fotovoltaico con tali tavole di inquadramento risulta che:

- Rispetto al "Sistema delle qualità" (Tav. S1), l'area di progetto ricade nelle aree agricole.
- Rispetto al "Sistema Insediativo e Mobilità" (Tav. S2), l'area di intervento ricade nei contesti rurali periurbani da riqualificare.
- Rispetto alla "Tutela dell'integrità fisica del territorio" (Tav. A1), l'area in cui saranno realizzati i campi fotovoltaici non ricade in aree vincolate dal PAI, mentre l'area in cui sarà realizzata la SE di utenza e il futuro ampliamento della sottostazione elettrica 380/150 kV di Terna ricade in area a pericolosità geomorfologica media o modera. Si rinvia al successivo paragrafo di compatibilità con il PAI per la compatibilità degli interventi. La presenza in tale area già della attuale Sottostazione Elettrica RTN 380/150 kV di Foggia e di altre sottostazioni di trasformazioni di altri produttori fanno intendere che l'intervento è compatibile rispetto a tale ambito di tutela.

- Rispetto alla "Vulnerabilità degli Acquiferi" (Tav. A2). Secondo l'art. II.20 delle norme tecniche del del PTCP nei territori rurali a elevata vulnerabilità intrinseca non sono ammessi:
 - a) nuovi impianti per zootecnia di carattere industriale;
 - b) nuovi impianti di itticoltura intensiva;
 - c) nuove manifatture a forte capacità di inquinamento;
 - d) nuove centrali termoelettriche;
 - e) nuovi depositi a cielo aperto e altri stoccaggi di materiali inquinanti idroveicolabili; f) la realizzazione e l'ampliamento di discariche, se non per i materiali di risulta dell'attività edilizia completamente inertizzati.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico non rientra in nessuna tipologia di interventi nè tanto meno comporterà emungimento da falde profonde e sversamento di fanghi sul suolo. Pertanto l'opera risulta compatibile con tale ambito di tutela.

- Rispetto alla "Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice naturale" (Tav. B1) l'area di intervento rientra nelle "Aree Agricole" in cui non sussiste divieto alla realizzazione di tale opera e nella progettazione si debbano rispettare i seguenti criteri:
 - a) preservare prioritariamente l'apertura, la continuità e la maestosità dei paesaggi, privilegiando localizzazioni in continuità con l'insediamento esistente;
 - b) privilegiare tipologie di sezioni stradali e alberature che disegnino, a beneficio del viaggiatore, una trama, una filigrana verde di percorsi (tratturi compresi) che connetta le masserie e i beni storici;
 - c) evitare localizzazioni panoramiche, assumendo la riduzione dell'impatto visivo assumendo come criterio preferenziale di scelta dei siti;
 - d) evitare localizzazioni che comportano eccessivi sbancamenti ed escavazioni;
 - e) considerare preventivamente anche l'impatto visivo di opere e infrastrutture di nuovo impianto che vanno a collocarsi nel territorio rurale.

La relazione paesaggistica allegata al presente progetto dimostrerà la compatibilità dell'intervento con tali linee guida di indirizzo progettuale e fornirà tutte le descrizioni degli interventi di mitigazione ambientale e paesaggistica. Inoltre la proposta progettuale di un impianto di tipo agro-fotovoltaico teso a ridurre al minimo la sottrazione di suolo agricolo e diversificare la coltivazione nell'area di progetto con colture di alto valore aggiunto non può che render e compatibile l'intervento proposto con tali linee di indirizzo. Il cavidotto di collegamento tra i campi fotovoltaici e la SE di Utenza attraverserà per un breve tratto delle aree di tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici dei corpi idrici. Per la realizzazione di tale opera si rinvia alle norme degli strumenti urbanistici comunali.

- Rispetto alla "Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice antropica" (Tav. B2-B2a) l'area di progetto tocca in parte una perimetrazione di insediamenti abitativi derivanti dalle bonifiche e dalla riforma agraria. In realtà l'intervento non va a toccare né modificare, né eliminare nessun edificio e manufatto realizzato con

la Bonifica e con la Riforma Agraria. La posa interrata dei cavidotti e l'utilizzo di tecnologia T.O.C., preserveranno lo stato attuale delle viabilità rurali, il sistema delle canalizzazioni storiche utilizzate per approvvigionamento dell'acqua. Il tracciato del cavidotto di collegamento tra i campi fotovoltaici e la SE di Utenza percorrerà in parte il Tratturello Foggia Sannicandro, oggi diventato nel tratto interessato dal progetto SP 24, già fortemente antropizzato, sarà interrato senza apportare nessuna alterazione dello stato attuale dei luoghi. Si ritiene pertanto che l'opera sia compatibile con tale livello di Tutela.

- Rispetto alla "Assetto territoriale" (Tav. C) l'area di progetto rientra nei "Contesti rurali a prevalente funzione agricola da tutelare e rafforzare". In tale contesto così come riportato all'art. III. 25 del PTCP "**Obiettivi ed indirizzi della pianificazione urbanistica**" "si specifica che *"deve essere sostenuta e incentivata l'adozione di pratiche colturali pienamente compatibili con l'ambiente e con la conservazione funzionale dei presidi idraulici e della vegetazione arborea caratteristica dell'organizzazione degli spazi agricoli, tenendo conto dei codici di buona pratica agricola e impiegando a tal scopo le misure agroambientali del Piano di sviluppo rurale."* In tale contesto la realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico teso oltre che alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile a sostenere delle colture agricole specialistiche di alto valore aggiunto compatibili con l'ambiente e con la conservazione funzionale dei presidi idraulici e della vegetazione arborea caratteristica rappresenta il pieno soddisfacimento di quelli che sono gli obiettivi e indirizzi di pianificazione urbanistica in tale assetto territoriale. L'impianto agro fotovoltaico costituisce nello stesso tempo un'opera di pubblica utilità (l'art. 12 del d. lgs. 29 dicembre 2003 n. 387) per il fatto che sia teso a produrre energia elettrica da fonte rinnovabile e nello stesso tempo è strettamente connesso all'attività agricola tesa a valorizzare i suoli su cui si andrà ad eseguire con colture altamente specializzate e ad alto valore aggiunto idonee per quella particolare area geografica, il tutto con un particolare occhio di riguardo all'ambiente, al paesaggio e alla storia dei luoghi.

3.4. Pianificazione Comunale

3.4.1 Strumenti urbanistici comunali in vigore.

Il sito oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale rientra in "Zona E - territorio agricolo" del Piano Regolatore Generale del Comune di Foggia approvato con delibera n. 1005 del 20 Luglio del 2001.

All'Art. 19 delle NTA del PRG in "Zona E - Nuove costruzioni, Impianti Pubblici" è ammessa la costruzione di impianti pubblici quali reti di telecomunicazioni, di trasporto energetico, di acquedotti e fognatura, discariche di rifiuti solidi e impianti tecnologici pubblici e/o di interesse pubblico.

Tutte le opere previste dal progetto sono compatibili in tale zona agricola in quanto trattasi di impianti per la realizzazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (art. 12 comma 7 Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387). Infine le aree interessate dall'impianto non risultano incluse tra quelle percorse da incendio e quindi sottoposte alla L. 353/2000 art. 10.

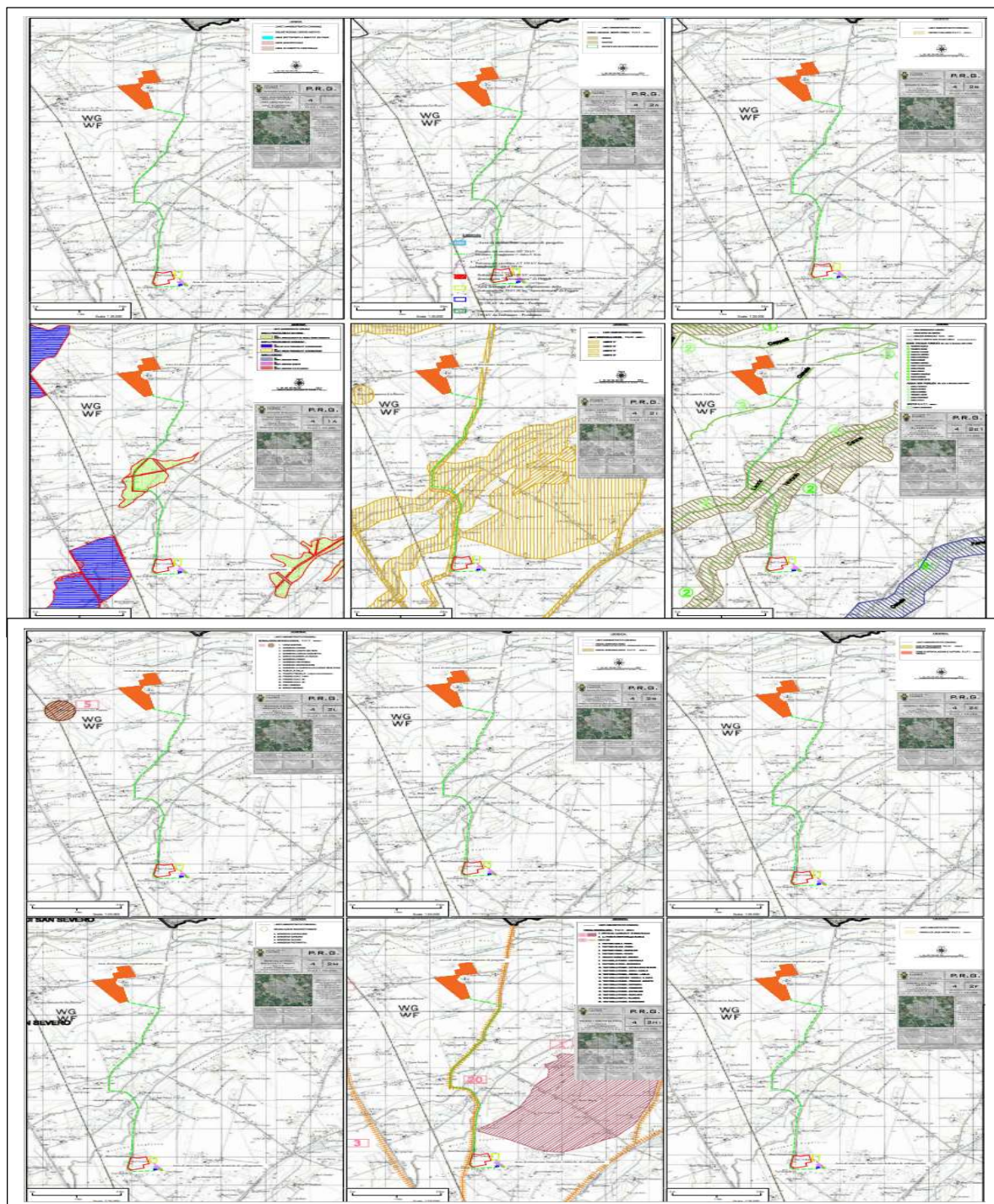


Figura 3-2 Piano Regolatore Generale del Comune di Foggia

3.5. Compatibilità del progetto con le aree tutelate dal Codice dei beni culturali e del paesaggio Dlgs 22 gennaio 2004, n.42 e smi.

Il "**Codice dei beni culturali e del paesaggio emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137**", tutela sia i beni culturali, comprendenti le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico, sia quelli paesaggistici, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio. Il decreto legislativo 42/2004 è stato successivamente aggiornato ed integrato dal DLgs 62/2008, dal Dlgs 63/2008, e da successivi atti normativi. L'ultima modifica è stata introdotta dal DLgs 104/2017 che ha aggiornato l'art.26 del DLgs 42/2004 disciplinando il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA. Il Layout dell'impianto fotovoltaico insieme alle opere connesse sono ubicati all'esterno di aree vincolate ai sensi degli art. 136 e 142 del D.Lgs n. 42/2004 e fuori dalle fasce di tutela. Solo il cavidotto MT di collegamento dei CAMPI fotovoltaici alla SE di Utenza interferisce in un punto con corsi d'acqua tutelati dal Codice dei Beni Culturali e Paesaggistici. Tale punto riguarda l'attraversamento del torrente "Celone" con relativa fascia di 150 metri tutelato dal Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio lungo la SP 24. In tal caso di intersezione con il reticolo idrografico tutelato (tutelato o meno dal punto di vista paesaggistico), sarà posato utilizzando la tecnologia T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata) per non alterare lo stato attuale dei luoghi e le dinamiche idrauliche. Si sottolinea che il cavidotto è sempre interrato e non dà luogo ad alcun impatto sul paesaggio.



Figura 3-3 Attraversamento cavidotto MT 30 kV del torrente CELONE

Per ciò che concerne i **siti archeologici e i beni architettonici**, in prossimità dell'area di progetto come già descritto precedentemente vi è il passaggio del **tratturello Foggia-Sannicandro** in gran parte già fortemente antropizzato in quanto coincidente con il tracciato della SP 24, per il quale il PCT (Piano Comunale dei Tratturi) prevede una fascia annessa extraurbana di 20 metri su ciascun lato del tratturello da rispettare. In base a quanto riportato nelle norme tecniche di attuazione del PCT del Comune di Foggia approvato con DCC n.45 del 15/6/2011 e s.s.m.i. in attuazione della L.R. n.29/2003 nelle aree di pertinenza esterne al territorio costruito del P.R.G. si applicano prescrizioni di base previste dall'art. 80.4.b12) e 81. 4.b12) e delle N.T.A. del vigente P.U.T.T./p, ovvero, la realizzazione di tale cavidotto è possibile previo autorizzazione paesaggistica, parere positivo dell' Archeologia e Soprintendenza ai Beni Culturali.. Come già esposto il cavidotto è sempre interrato per cui non altererà in alcun modo il paesaggio attuale.

Gli altri **siti archeologici** individuati nell'Area Vasta di individuazione delle componenti naturali ed antropiche del paesaggio avente un raggio pari a 10 km sono:

- 1) Le segnalazioni archeologiche ARCH 0502. Distante 2900 m a sud est dell'impianto. Per questa segnalazione non vi è alcuna interferenza in quanto le aree di intervento sono esterne a tale aree archeologica come si evince dalle tavole a corredo dello studio archeologico;
- 2) Segnalazione architettonica denominata Mass.a Dunare I^o: posta a 110 dell'impianto. Da tale segnalazione architettonica l'impianto sarà poco visibile grazie alla barriera vegetazionale posta lungo la recinzione dell'impianto;
- 3) Segnalazione architettonica denominata Mass.a Cantone : posta a sud dell'impianto a circa 1600 mt. Da tale segnalazione architettonica l'impianto sarà poco visibile grazie alla barriera vegetazionale posta lungo la recinzione dell'impianto;
- 4) Segnalazione architettonica denominata Posta Poppi : posta a sud dell'impianto a circa 2000 mt. Da tale segnalazione architettonica l'impianto sarà poco visibile grazie alla barriera vegetazionale posta lungo la recinzione dell'impianto;
- 5) Segnalazione architettonica denominata Mass.a Poppi : posta a sud dell'impianto a circa 2900 mt. Da tale segnalazione architettonica l'impianto sarà poco visibile grazie alla barriera vegetazionale posta lungo la recinzione dell'impianto;
- 6) Segnalazione architettonica denominata Mass.a Torretta di sezze : posta a nor dell'impianto a circa 2200 mt. Da tale segnalazione architettonica l'impianto sarà poco visibile grazie alla barriera vegetazionale posta lungo la recinzione dell'impianto;
- 7) Segnalazione architettonica " Tratturello Foggia-Sannicardi": posto ad est dell'area di intervento a circa 700 mt. Tale bene coincidente nell'area di progetto con la SP 24 sarà interessato dal percorso del cavidotto interrato in MT che dall'impianto agro-fotovoltaico conduce sino alla SE di Utenza.

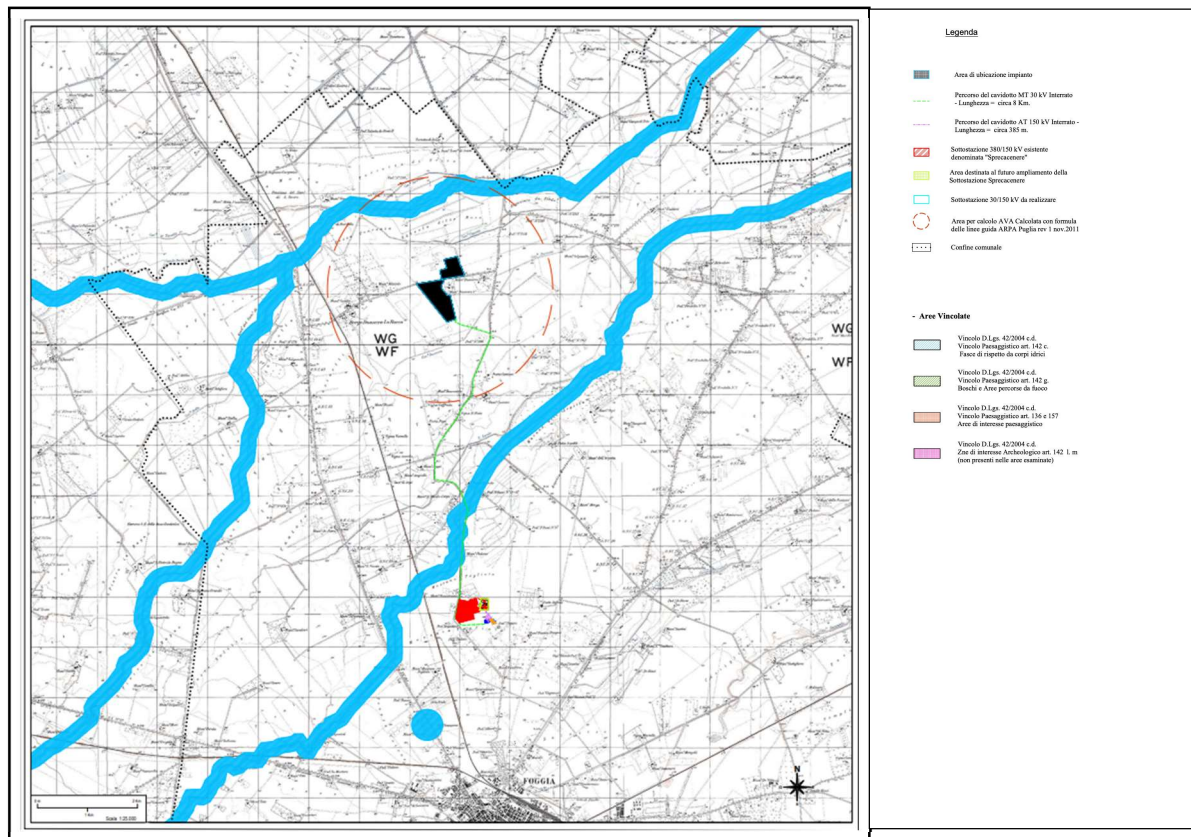


Figura 3-4 PCT del Comune di Foggia

Infine non sono presenti aree boscate e aree percorse da fuoco che interferiscono con l'impianto.

L'impianto fotovoltaico, pertanto, risulta compatibile con il Codice dei Beni Culturali

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

Compatibilità con Aree Naturali Protette

La Regione Puglia ha recentemente definito la propria normativa sulle aree naturali, adeguandola alle esigenze del territorio. In particolare la Puglia è caratterizzata dalla presenza di:

- 2 parchi nazionali
- 3 aree marine protette
- 16 riserve statali
- 18 aree protette regionali

Nel territorio Comunale di Foggia non sussistono aree naturali protette. L'intervento pertanto ricade in aree fuori dalle aree naturali protette.

Compatibilità con Aree natura 2000

Natura 2000 è una rete europea istituita dalla [Direttiva 92/43/CEE](#) (cosiddetta "*direttiva Habitat*") sulla conservazione degli habitat naturali della fauna e della flora selvatiche, del 21 maggio [1992](#). La costituzione della rete è ancora in corso e dovrebbe permettere di realizzare gli obiettivi fissati dalla [Convenzione sulla diversità biologica](#), adottata durante il [Summit della Terra](#) tenutosi a [Rio de Janeiro](#) nel [1992](#) e ratificata dall'[Italia](#) il 12 febbraio [1994](#). Sulla base del Decreto 25 marzo [2005](#), pubblicato sulla [Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana](#) n. 157 dell'8 luglio [2005](#) e predisposto dal [Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare](#) ai sensi della relativa direttiva [CEE](#), sono state individuate e proposte diverse aree naturali per il riconoscimento quali "*Siti di interesse comunitario*" (SIC). Attualmente, i proposti Siti di Interesse Comunitario nelle province pugliesi sono 77: ne sono stati individuati 32 nella provincia di Lecce, 20 nella provincia di Foggia, 9 nella città metropolitana di Bari, 8 nella provincia di Taranto e altri 8 nella provincia di Brindisi. Nell'Area Vasta (buffer 5 km, dall'area di progetto) non sono presenti aree SIC tutelate come si evince dalla figura successiva.

Il SIC più vicino ha codice IT9110008 denominato "*Valloni e steppe Pedegarganiche*", da cui il campo più vicino dell'impianto fotovoltaico dista 10.630 metri mentre la SE di Utenza dista 11.700 metri dalla stessa area SIC. Il sito ZPS più vicino ha codice IT91110039 "*Promontorio del Gargano*", che dista dal CAMPO fotovoltaico più vicino 10.630 m. e dalla sottostazione SE di Utenza 11.700 m.

In definitiva l'impianto fotovoltaico ricade all'esterno di aree SIC e ZPS.

Compatibilità con Zone Umide di Interesse Internazionale.

La Convenzione sulle zone umide di importanza internazionale, soprattutto in quanto habitat per le specie di uccelli acquatici, è stata firmata a Ramsar, in Iran, il 2 febbraio 1971. La Convenzione di Ramsar è stata ratificata e resa esecutiva dall'Italia con il DPR 13 marzo 1976, n. 448 "Esecuzione della convenzione relativa alle zone umide d'importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici, firmata a Ramsar il 2 febbraio 1971", e con il successivo DPR 11 febbraio 1987, n. 184. La zona umida Ramsar più vicina all'area di progetto è costituita dalle "**Saline Margherita di Savoia**", distante 32,3 km.

L'impianto fotovoltaico ricade all'esterno delle Zone Umide.

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. L'area IBA più vicina all'area interessata dal progetto è l'IBA203 denominata "*promontorio del Gargano e Zone Umide della Capitanata*" che dista 11.273 metri dal campo fotovoltaico più vicino e 11.490 metri dalla SE di Utenza.

L'impianto fotovoltaico pertanto risulta fuori dalle aree IBA.

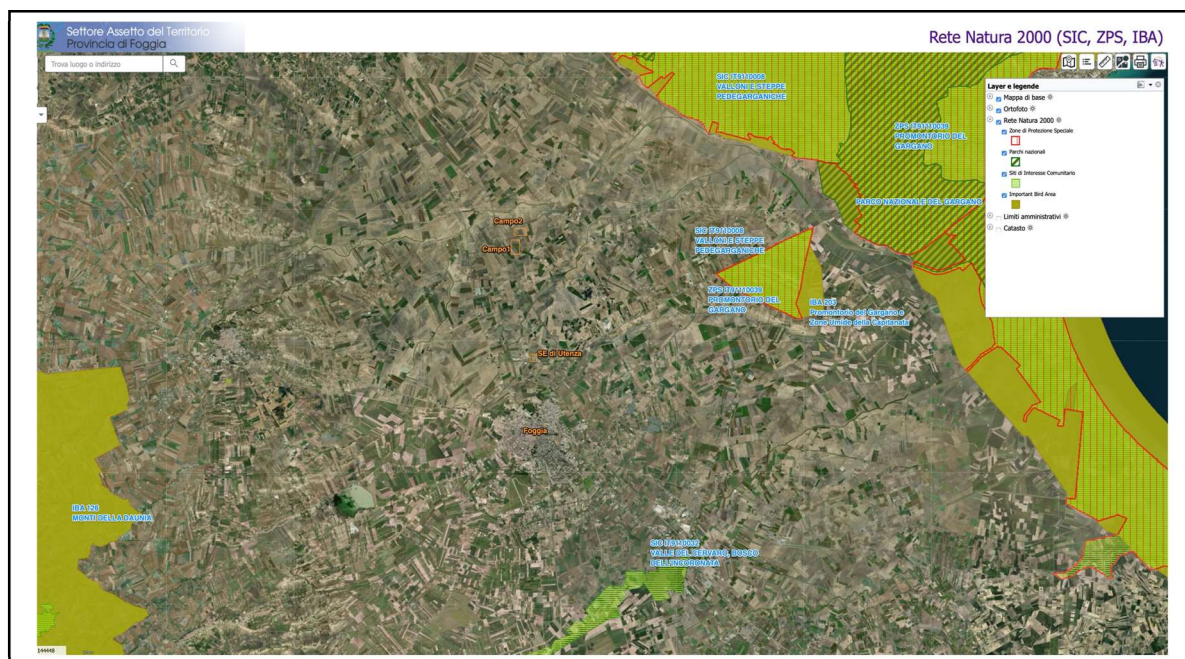


Figure 3-6 Layout di progetto rispetto ad aree SIC-ZPS-IBA

Compatibilità con il Piano Faunistico Venatorio.

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023 (di seguito PFVR) è stato adottato in prima lettura dalla Giunta Regionale con deliberazione n.798 del 22/05/2018 ed è stato pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia n. 78 del 12/06/2018. Nessuna delle opere 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 l'impianto di progetto risulta compatibile con il Piano Faunistico Venatorio della Regione Puglia.

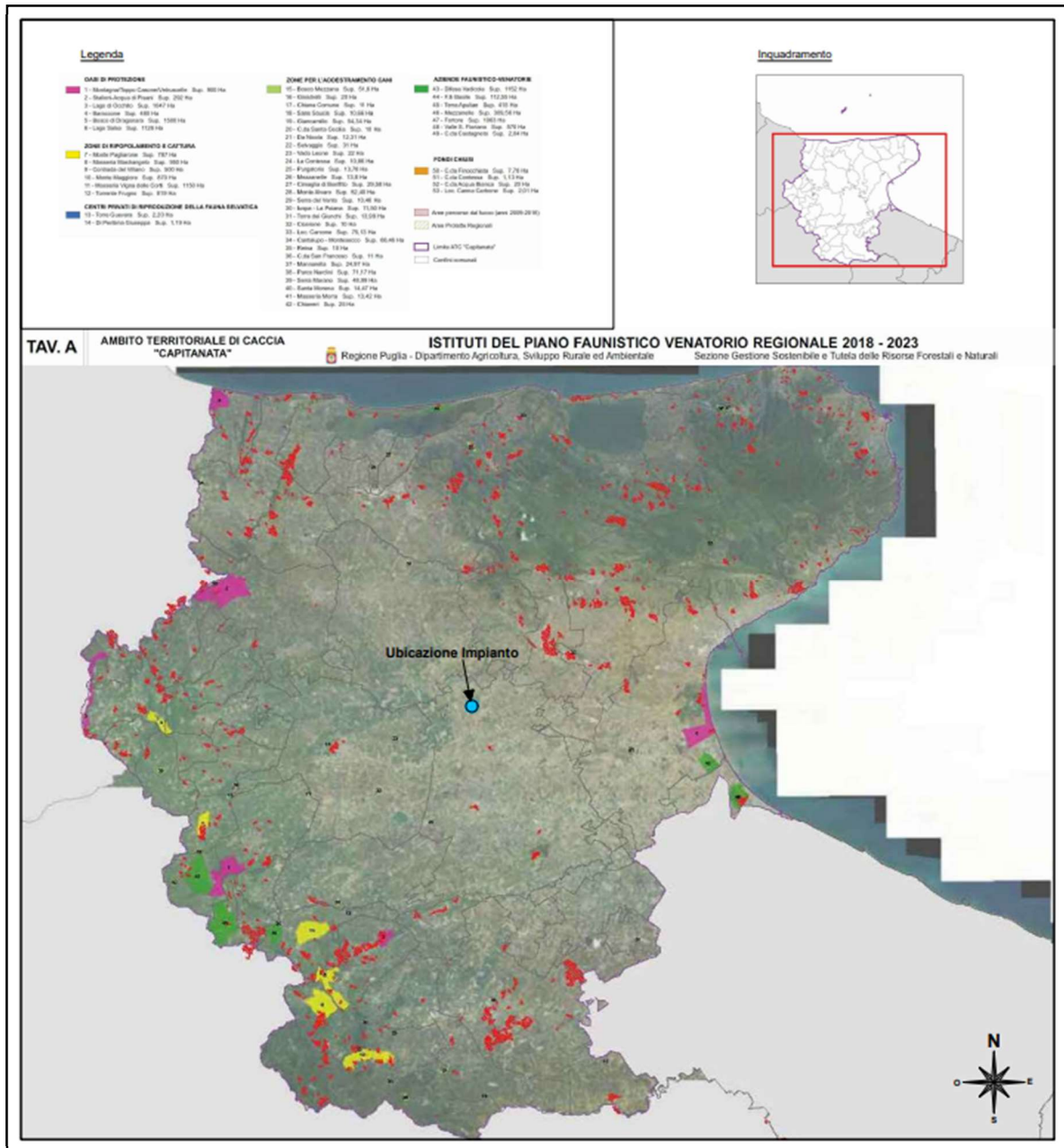


Figura 3-7 Layout di progetto rispetto alle aree da tutelare nel piano faunistico venatorio REGIONE PUGLIA 2018-2023

3.7. Compatibilità con gli Strumenti di Tutela del Territorio e delle Acque.

PAI

Al fine di effettuare una valutazione complessiva della pericolosità geomorfologia, idraulica e del rischio, è stata pertanto effettuata:

1. L'analisi della cartografia allegata al Piano di bacino stralcio assetto idrogeologico (P.A.I.) della Regione Puglia.
2. L'analisi della Carta Idromorfologica allegata al Piano di bacino stralcio - assetto idrogeologico (P.A.I.) della Regione Puglia in cui l'Autorità di Bacino, finalizzato alla salvaguardia dei corsi d'acqua, della limitazione del rischio idraulico.

Dall'analisi di cui ai punti precedenti si evince come l'area oggetto dell'intervento (ovvero nelle aree in cui sarà installato l'impianto) in progetto NON sia individuata come area a pericolosità idraulica o geomorfologica.

Nelle aree limitrofe all'impianto fotovoltaico vi sono aree perimetrate AP, MP e BP nonché PG1 in parte intercettate dal cavidotto di collegamento dei campi fotovoltaici alla SE di Utenza. Si evidenzia, inoltre, che parte delle opere di connessione (cavidotto) intersecano il Canale Duanera, il Torrente Celone e il Torrente Laccio. Si tenga presente che il cavidotto sarà realizzato sempre interrato ed adiacente alla viabilità esistente. In ogni caso lo scavo limitato per la realizzazione di un cavidotto, su aree tendenzialmente in pianura, non può compromettere la stabilità del versante stesso.

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

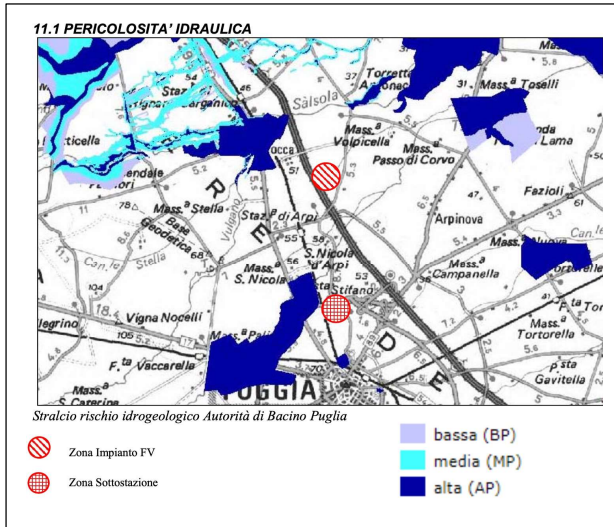


Figura 3-8 Pericolosità idraulica.

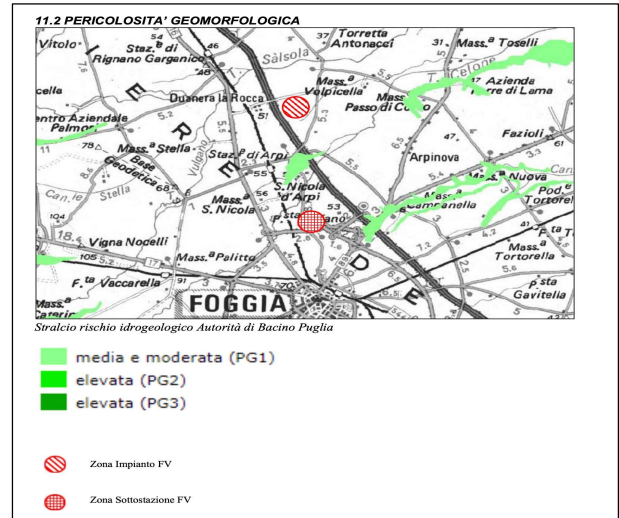


Figura 3-9 Pericolosità geomorfologica

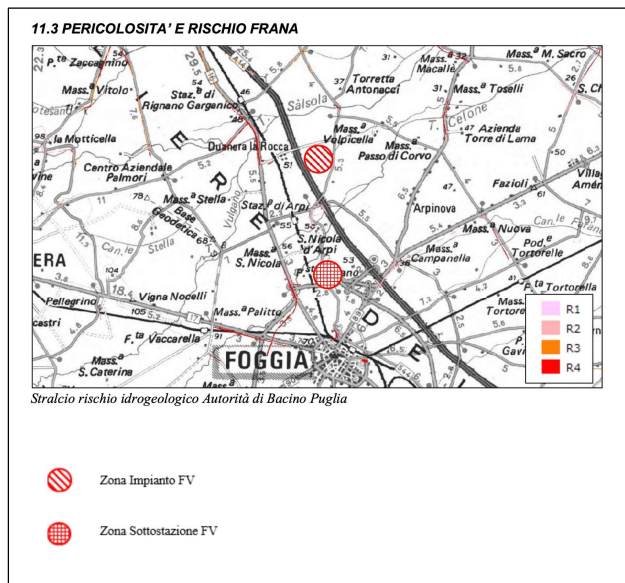


Figura 3-10 Rischio e pericolosità frana

3.8. Compatibilità con il vincolo idrogeologico.

Tutti le aree interessate dal progetto sono fuori dal vincolo idrogeologico i cui al Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923.

3.9. Compatibilità con il Piano di Tutela delle Acque

Il Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia è stato approvato con D.C.R. 230/2009 e rappresenta lo strumento per il raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale per i corpi idrici significativi superficiali e sotterranei e gli obiettivi di qualità per specifica destinazione, nonché della tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico. Esso contiene:

1. a) *I risultati dell'attività conoscitiva;*
2. b) *L'individuazione degli obiettivi di qualità ambientale per specifica destinazione;*
3. c) *L'elenco dei corpi idrici a specifica destinazione e delle aree richiedenti specifiche misure di*

prevenzione dall'inquinamento e di risanamento;

4. d) *Le misure di tutela qualitative e quantitative tra loro integrate e coordinate per bacino idrografico;*
5. e) *L'indicazione della cadenza temporale degli interventi e delle relative priorità;*
6. f) *Il programma di verifica dell'efficacia degli interventi previsti;*
7. g) *Gli interventi di bonifica dei corpi idrici;*
8. h) *L'analisi economica; e le misure previste al fine di dare attuazione al recupero dei costi dei servizi idrici;*
9. i) *Le risorse finanziarie previste a legislazione vigente.*

L'individuazione die bacini idrografici ha portato al riconoscimento di 227 bacini principali, di cui 153 direttamente affluenti nel Mar Adriatico, 23 affluenti nel mar Ionio, 13 afferenti al Lago di Lesina, 10 al Lago di Varano e 28 endoreici. I bacini di maggiore importanza risultano essere gli interregionali dei fiumi Fortore, Ofanto e Bradano, che interessano solo parzialmente la regione Puglia. Tra i bacini regionali assumono rilievo quelli del Candelaro, del Cervaro e del Carapelle, ricadenti nella provincia di Foggia, in quanto risultano essere gli unici per i quali le condizioni geomorfologiche consentono l'esistenza di corsi d'acqua. La Regione Puglia, in virtù della natura calcarea dei terreni, che interessano gran parte del territorio regionale, è interessata dalla presenza di corsi d'acqua solo nell'area della provincia di Foggia. I corsi d'acqua, caratterizzati da regime torrentizio, ricadono nei Bacini interregionali dei fiumi Saccione, Fortore e Ofanto e nei Bacini Regionali dei torrenti Candelaro, Cervaro e Carapelle. Il sito ove è localizzato l'impianto fotovoltaico è a circa 200 mt di distanza dal Torrente Laccio e 900 m. dal Torrente Cervaro. In riferimento ai corpi idrici superficiali, vengono individuati come significati:

Tutti i corsi d'acqua naturale di primo ordine il cui bacino imbrifero abbia superficie maggiore a 200 Km²;

Tutti i corsi d'acqua naturale di secondo ordine o superiore il cui bacino imbrifero abbia una superficie maggiore a 400 Km²;

- I laghi aventi superficie dello specchio d'acqua pari a 0,5 Km² o superiore;
- Le acque marino costiere comprese entro la distanza di 3000 m dalla costa e comunque entro la

batimetrica di 50 m;

- Le acque delle lagune, dei laghi salmastri e degli stagni costieri;
- I canali artificiali che restituiscono almeno in parte le proprie acque in corpi idrici naturali superficiali

e aventi portata di esercizio di almeno 3mc al secondo;

- I laghi artificiali aventi superficie dello specchio liquido pari almeno a 1 Km², o un volume di invaso

pari almeno a 5 miliardi di mc, nel periodo di massimo invaso.

Il Piano di Tutela delle Acque divide le acque sotterranee in relazione al grado di permeabilità definendo gli acquiferi permeabili per fessurazione e/o carsismo; e gli acquiferi permeabili per porosità.

L'acquifero superficiale della Piana del tavoliere di Foggia rientra nel gruppo degli acquiferi permeabili per porosità, inoltre nel tavoliere sono riconoscibili tre acquiferi superficiali per porosità:

- *L'acquifero superficiale, circolante nei depositi sabbioso-conglomeratici marini ed alluvionali pleistocenici;*
- *L'acquifero profondo, circolante in profondità nei calcari mesozoici nel basamento carbonatico mesozoico, permeabile per fessurazione e carsismo;*
- *Orizzonti acquiferi intermedi, interposti tra gli acquiferi sopracitati che si rinvencono nelle lenti sabbiose ardesiane contenute all'interno delle argille del ciclo sedimentario plio – pleistocenico;*

In riferimento agli acquiferi sotterranei vengono individuati come significativi:

- Gli accumuli d'acqua nel sottosuolo permeanti la matrice rocciosa, posti al di sotto del livello di saturazione permanente;
- Le manifestazioni sorgentizie, concentrate o diffuse in quanto affioramenti della circolazione idrica sotterranea.

È da ritenersi significativo l'esteso acquifero del Tavoliere di Foggia, esso risulta essere inoltre intensamente sfruttato ed in condizioni di forte stress idrologico. Il Piano di Tutela delle Acque definisce inoltre le zone di protezione speciale e le aree di salvaguardia. Le zone di protezione della risorsa idrica sotterranea sono rappresentate da aree di ricarica, emergenze naturali della falda e aree di riserva. Le aree di protezione speciale vengono definite attraverso i caratteri del territorio e le condizioni idrogeologiche e vengono quindi codificate come A, B, C e D.

Le aree A vengono definite su aree di prevalente ricarica, inglobando dei sistemi carsici complessi e risultano avere bilancio idrogeologico positivo. Sono tipicamente aree a bassa antropizzazione e sono caratterizzate da uno del suolo non eccessive. Le zone A tutelano la

difesa e la ricostituzione degli equilibri idraulici e idrogeologici, superficiali e sotterranei, in queste zone è divieto:

-La realizzazione di opere che comportino la modificazione del regime naturale delle acque, fatte salve le opere necessarie alla difesa del suolo e alla sicurezza della popolazione;

-L'apertura e l'esercizio di nuove discariche per rifiuti solidi urbani;
Spandimento di fanghi e compost;

-La realizzazione di impianti e di opere tecnologiche che alterino la morfologia del suolo e del paesaggio carsico;

-La trasformazione dei terreni coperti da vegetazione spontanea, in particolare mediante interventi di dissodamento e scarificazione del suolo e frantumazione meccanica delle rocce calcaree;

-La trasformazione e la manomissione delle manifestazioni carsiche di superficie;

-L'apertura di impianti per allevamenti intensivi ed impianti di stoccaggio agricolo, così come definiti dalla normativa vigente, nazionale e comunitaria;

--Captazione, adduzioni idriche, derivazioni, nuovi depuratori;

I cambiamenti dell'uso del suolo, fatta eccezione per l'attivazione di opportuni programmi di riconversione verso metodi di coltivazione biologica.

Viene predisposta la tipizzazione ZPSI (zona di protezione speciale idrogeologica) con adozione dei relativi criteri di salvaguardia.

Le zone B presentano condizioni di bilancio positive, con presenza di pressioni antropiche dovute per lo più allo sviluppo dell'attività agricola, produttiva e infrastrutturale.

Nelle zone B devono essere assicurati la difesa e la ricostruzione degli equilibri idraulici e idrogeologici, di deflusso e di ricarica, in queste zone è divieto:

La realizzazione di opere che comportino la modificazione del regime naturale delle acque, fatte salve le opere necessarie alla difesa del suolo e alla sicurezza delle popolazioni;

-Spandimento di fanghi e compost;

-Cambiamenti dell'uso del suolo, fatta eccezione per l'attivazione di opportuni programmi di riconversione verso metodi di coltivazione biologica o applicando criteri selettivi di buona pratica agricola;

-Cambiamenti dell'uso del suolo;

-Utilizzo di fitofarmaci e pesticidi per le colture in atto;

-Apertura ed esercizio di nuove discariche per rifiuti solidi non inserite nel Piano Regionale dei Rifiuti.

Per le zone C e D l'obiettivo è quello di preservare lo stato di qualità dell'acquifero sotterraneo con una forte limitazione nella concessione di nuove opere di derivazione.

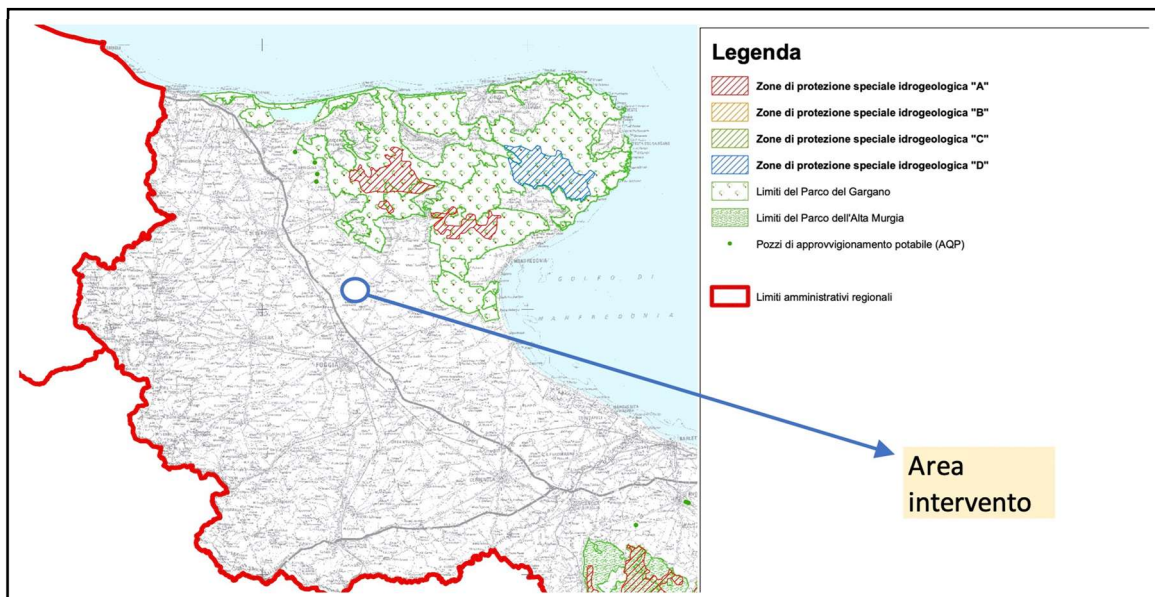
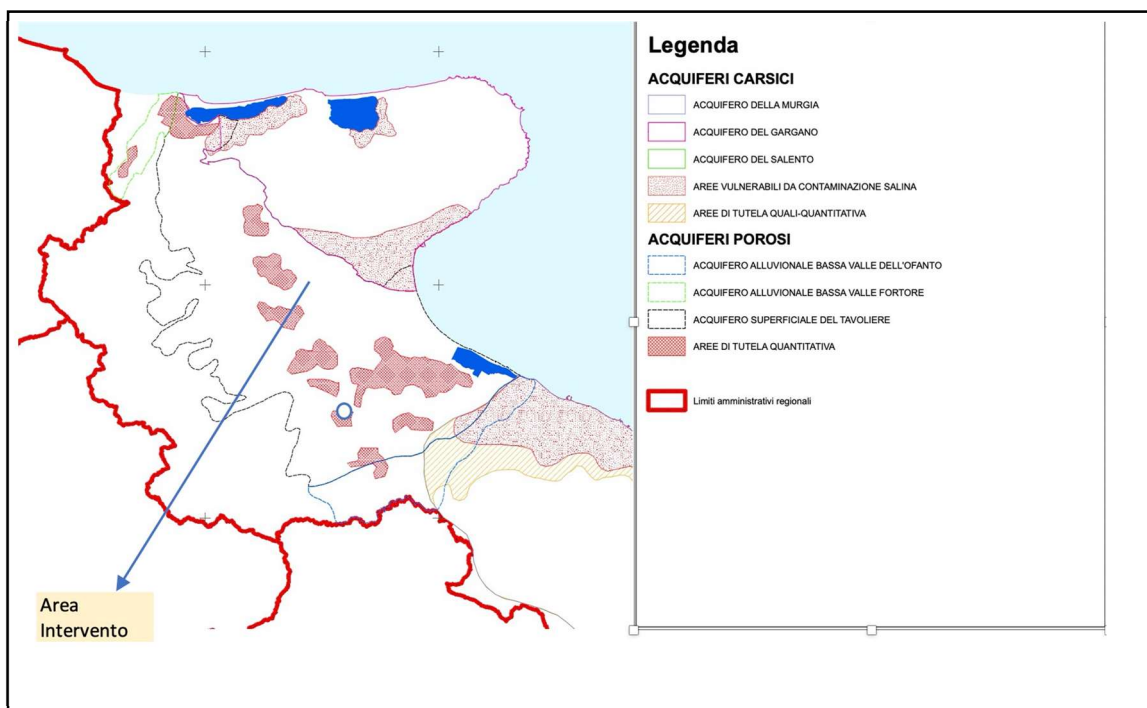


Figura 3-11 PTA – Zone di protezione speciale idrogeologica



Il sito oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale risulta escluso da zone di protezione speciale e da aree di tutela e salvaguardia.

3.10. Verifica di Coerenza con il PCT (Piano Comunale dei Tratturi)

In riferimento al Piano comunale dei tratturi (PCT), l'area di progetto occupata dal campo fotovoltaico non ricade nelle aree di pertinenza dei tratturi individuati dal Piano. Il cavidotto di collegamento tra i campi fotovoltaici e la sottostazione SE di Utenza intercetta l'area annessa al tratturello Foggia-Sannicandro. In base a quanto riportato nelle norme tecniche di attuazione del PCT del Comune di Foggia approvato con DCC n.45 del 15/6/2011 e s.s.m.i. in attuazione della L.R. n.29/2003 nelle aree di pertinenza esterne al territorio costruito del P.R.G. si applicano prescrizioni di base previste dall'art. 80.4.b12) e 81. 4.b12) e delle N.T.A. del vigente P.U.T.T./p, ovvero, la realizzazione di tale cavidotto è possibile previo autorizzazione paesaggistica, parere positivo dell'Archeologia e Soprintendenza ai Beni Culturali.

Censimento degli uliveti monumentali

Il Corpo Forestale dello Stato, con apposita convenzione stipulata con la Regione Puglia, nel 2011 ha effettuato il primo rilevamento degli ulivi monumentali. Tale rilevamento ha interessato tutte le Province della Puglia, individuando 13.049 alberi di ulivo monumentali. Gli ulivi di particolare interesse storico culturale sono stati rilevati soprattutto nelle province di Bari, Brindisi e Taranto. Nell'area di progetto e nelle aree limitrofe non stati individuati alberi di ulivo da salvaguardare.

3.11. Compatibilità con IL PRQA (Piano Regionale per la Qualità dell'Aria)

La Regione Puglia, nell'ambito del Piano Regionale della Qualità dell'aria, adottato con Regolamento Regionale n. 6/2008, aveva definito la zonizzazione del proprio territorio ai sensi della previgente normativa sulla base delle informazioni e dei dati a disposizione a partire dall'anno 2005 in merito ai livelli di concentrazione degli inquinanti, con particolare riferimento a PM10 e NO2, distinguendo i comuni del territorio regionale in funzione della tipologia di emissioni presenti e delle conseguenti misure/interventi di mantenimento/risanamento da applicare.

Il Piano (PRQA), è stato redatto secondo i seguenti principi generali:

- Conformità alla normativa nazionale;
- Principio di precauzione;
- Completezza e accessibilità delle informazioni.

Sulla base dei dati a disposizione è stata effettuata la zonizzazione del territorio regionale e sono state individuate "misure di mantenimento" per le zone che non mostrano particolari criticità (Zona D) e "misure di risanamento" per quelle che, invece, presentano situazioni di inquinamento dovuto al traffico veicolare (Zona A), alla presenza di impianti industriali soggetti alla normativa IPPC (Zona B) o ad entrambi (Zona C). Le "misure di risanamento" prevedono interventi mirati sulla mobilità da applicare nelle Zone A e C, interventi per il comparto industriale nelle Zone B ed interventi per la conoscenza e per l'educazione ambientale nelle zone A e C.

L'area interessata ad ospitare l'impianto in progetto ricade interamente nel comune di Foggia e, come si evince dalla Figura 7 che segue, è inserita in Zona C (MISURE PER IL TRAFFICO E IPPC) Per tale zona il PRQA prevede la realizzazione di misure di risanamento che riguardano i comuni con superamenti dei valori limite di emissione da traffico veicolare e sul territorio al contempo ricadono impianti industriali soggetti alla normativa IPPC.

Visto che l'impianto sorgerà in un'area scarsamente trafficata e poichè in zona non ci sono impianti IPPC che producono emissioni, le misure di salvaguardia non sono applicabili a questo impianto dato che non produce emissioni ad eccezione fatta per la fase di cantierizzazione che potrebbe dar luogo a lievi emissioni diffuse.

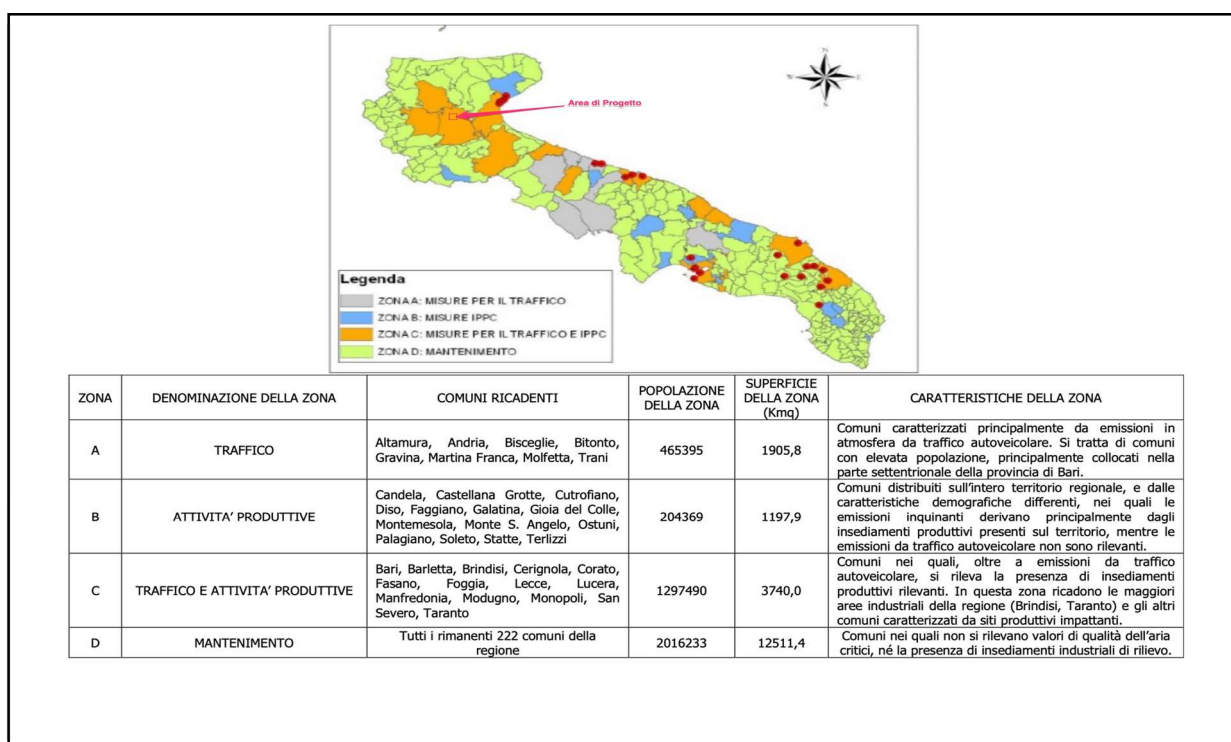


Figura 3-5 PRQA del comune di Foggia

3.12. Compatibilità con le Concessioni Minerarie.

Dalla consultazione del servizio WEBGIS nazionale UNMIG risulta che l'area ove sarà localizzato l'impianto fotovoltaico non rientra in quelle in cui sono presenti o sono state presentate istanze di ricerca di idrocarburi. Stesso discorso vale per l'area in cui sarà ubicata la SE di Utenza e il futuro ampliamento della SE 380/150 kV di FOGGIA. Nessuna area interessata dal progetto risulta impegnata da attività estrattive, pertanto sarà sufficiente presentare all'UNMIG come previsto dal D.D. 11 giugno 2012 autocertificazione che sostituisce il parere dello stesso Ente.

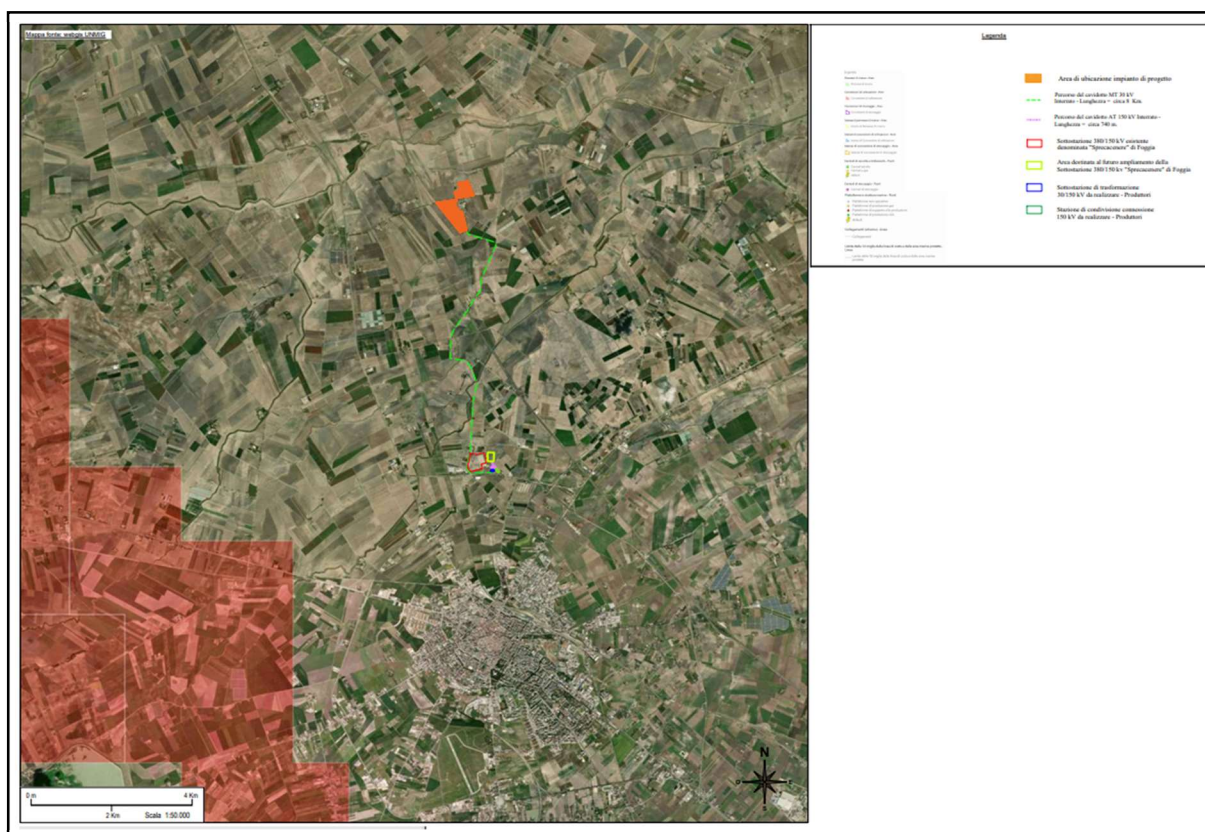


Figura 3-6 Compatibilità concessioni minerarie

3.13. Vincolo Sismico

Il Comune di Foggia ricade in zona sismica 2. Tuttavia le nuove Norme Tecniche per le Costruzioni, approvate con D.M. 17.01.2018, abbandonano il concetto di zonizzazione sismica: la pericolosità sismica di base del sito di costruzione viene desunta dagli Allegati A e B del Decreto del Ministro delle Infrastrutture 14 gennaio 2008 e dai dati dell'INGV. Dunque, la determinazione del valore di accelerazione massima al sito, necessaria per calcolare l'azione sismica di progetto, sarà alla base delle calcolazioni dinamiche delle opere di fondazione degli inseguitori monoassiali su cui verranno montati i moduli fotovoltaici e della sottostazione di trasformazione SE di Utenza oltre che dei tralicci di sostegno della linea AT 150 kV di arrivo alla RTN 380/150 kV di Foggia.

3.14. Normativa sui rifiuti

A partire dal 29 aprile 2006, data di entrata in vigore del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 recante "Norme in materia ambientale" la normativa nazionale sui rifiuti ha subito una profonda trasformazione. Le nuove regole sulla gestione dei rifiuti sono contenute, in particolare, nella "Parte quarta" del Decreto legislativo, composta da 89 articoli (dal 177 al 266) e 9 allegati (più 5 sulle bonifiche). Il provvedimento, emanato in attuazione della legge 15 dicembre 2004 n. 308 ("Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale"), ha riformulato infatti l'intera legislazione interna sull'ambiente, e ha sancito - sul piano della disciplina dei rifiuti - l'espressa abrogazione del D.lgs. 22/1997 (cd. "Decreto Ronchi").

Il nuovo Piano di gestione Rifiuti della Regione Puglia è in corso di approvazione.

I rifiuti provenienti dalle attività di cantiere verranno gestiti secondo le disposizioni normative nazionali (DPR 13/06/2017 n.120) e regionali vigenti. In relazione a tali temi si anticipa che il terreno di risulta dagli scavi sarà riutilizzato principalmente all'interno del cantiere previa verifica di assenza di contaminazione. Durante l'esecuzione dei lavori e al termine degli stessi si provvederà ad un accurato monitoraggio delle aree attraversate dagli automezzi al fine di verificare se si è avuto lo sversamento di carburante e la contaminazione di alcune aree. In tal caso si provvederà allo smaltimento dei dispersi e alla bonifica dei siti secondo le prescrizioni dell'art. 242 e segg. del D.Lgs 152/2006.

3.15. Compatibilità del progetto Fotovoltaico con Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Puglia"

Il regolamento ha per oggetto l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, come previsto dal Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" (G.U. 18 settembre 2010 n. 219), Parte IV, paragrafo 17 "Aree non idonee". L'individuazione della non idoneità dell'area è il risultato della ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale che identificano obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, i quali determinerebbero, pertanto, una elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni, in sede di autorizzazione. In relazione alle specifiche di cui all'art. 17 allegato 3 delle Linee Guida Nazionali, la Regione Puglia ha individuato le seguenti aree non idonee all'installazione di impianti da Fonti Rinnovabili:

- AREE NATURALI PROTETTE NAZIONALI
- AREE NATURALI PROTETTE REGIONALI
- ZONE UMIDE RAMSAR
- SITO D'IMPORTANZA COMUNITARIA - SIC
- ZONA PROTEZIONE SPECIALE - ZPS
- IMPORTANT BIRDS AREA - I.B.A.

- ALTRE AREE AI FINI DELLA CONSERVAZIONE DELLA BIODIVERSITÀ
- BENI CULTURALI + 100 m (parte II d. lgs. 42/2004) (vincolo 1089)
- IMMOBILI E AREE DICHIARATI DI NOTEVOLE INTERESSE PUBBLICO (art. 136 d. lgs.42/2004) (vincolo 1497)
- AREE TUTELE PER LEGGE (art. 142 d.lgs.42/2004) :*Territori costieri fino a 300 m- Laghi e territori contermini fino a 300 m-Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m- Boschi + buffer di 100 m-Zone archeologiche + buffer di 100 m -Tratturi + buffer di 100.*
- AREE A PERICOLOSITA' IDRAULICA
- AREE A PERICOLOSITA' GEOMORFOLOGICA
- AREA EDIFICABILE URBANA + buffer di 1KM
- SEGNALAZIONI CARTA DEI BENI + BUFFER DI 100 m
- CONI VISUALI
- GROTTI + buffer 100 m
- LAME E GRAVINE
- VERSANTI
- VINCOLO IDROGEOLOGICO
- AREE AGRICOLE INTERESSATE DA PRODUZIONI AGRO-ALIMENTARI DI QUALITA' BIOLOGICO; D.O.P.; I.G.P.; S.T.G.; D.O.C.; D.O.C.G.

Considerando le ulteriori compatibilità rispetto alle aree naturali protette, aree Natura 2000, Aree IBA, Aree Ramsar, PAI il progetto fotovoltaico da quanto si evince dal Sistema Informativo Territoriale della Regione Puglia riguardo l'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti a fonte energetica rinnovabile rispetto al Regolamento nr. 24 del 30/12/2010 risulta **non essere collocata in aree non idonee.**

4. Descrizione tecnica del progetto e delle opere da realizzarsi

4.1. Criteri Progettuali

Il progetto di tale impianto fotovoltaico costituisce la sintesi del lavoro di un team di ingegneri, architetti, paesaggisti, archeologi, naturalisti, agronomi che hanno collaborato sin dalle prime fasi per ottimizzarlo 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:

- 1) 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, colorazioni degli elementi strutturali).

- 2) 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.
- 3) Nella scelta del layout ottimale di progetto si è preferito un disegno a maglia regolare ed ortogonale tale da assecondare le linee naturali di demarcazione dei campi agricoli
- 4) Nella scelta delle strutture di appoggio dei moduli fotovoltaici sono state preferite quelle con pali di sostegno ad infissione a vite al fine di evitare la realizzazione di fondazioni e l'artificializzazione eccessiva del suolo. Sono state scelti degli inseguitori monoassiali tracker e una configurazione dei moduli su di essi tale da lasciare uno spazio sufficiente da evitare nel corso di esercizio dell'impianto fotovoltaico gli effetti terra-bruciata e desertificazione del suolo.
- 5) Sono stati scelti moduli fotovoltaici ad alta efficienza nel tempo oltre che per garantire delle performance di producibilità elettrica dell'impianto fotovoltaico di lunga durata anche per ridurre i fenomeni di abbagliamento e inquinamento luminoso
- 6) 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.
- 7) 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 sì che la minore impermeabilizzazione del suolo permette un ripristino ambientale del sito più rapido a seguito della dismissione dell'impianto fotovoltaico.
- 8) 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
- 9) 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 dagli 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.
- 10) 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.
- 11) Si è tenuto cura di mitigare l'impatto visivo dell'impianto fotovoltaico con particolare riguardo verso i coni visuali di maggiore interesse paesaggistico, utilizzando all'esterno delle recinzioni delle siepi di mitigazione con piante da frutto autocotone.
- 12) Negli interfilari delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici al fine di ridurre la sottrazione di suolo agricolo e esaltare il valore produttivo del terreno in cui verrà realizzato l'impianto fotovoltaico è stato progettato un piano colturale con piante ad alto valore aggiunto per tutta la vita utile dell'impianto stesso con lo scopo di far

diventare l'impianto stesso un impianto agro-fotovoltaico dove l'attività agricola e fotovoltaica creano un connubio per portare benefici sia alla produzione energetica pulita che a quella agricola.

4.2. Caratteristiche tecniche dell'impianto.

Di seguito si riporta una descrizione sintetica dei principali componenti dell'impianto.

L'impianto fotovoltaico di potenza in immissione in AC pari a 25.000 kW e in DC di 32.610,24 kWp è costituito da 2 CAMPI in agro del Comune di Foggia (Fg) collegati tra di loro mediante cavidotti in media tensione interrati (detto "cavidotti interni"). Dai CAMPI C1, C2 si diparte un cavidotto in MT a 30 kV costituito da 2 terne di cavi ("detto "cavidotto esterno") di lunghezza pari a circa 9,5 km per il collegamento dell'impianto alla sottostazione di trasformazione e consegna 30/150 kV di progetto (SE di Utenza), collocata in adiacenza del futuro ampliamento della stazione elettrica di trasformazione esistente (SE 380/150 kV di Foggia) in località San Giuseppe I°. La SE di Utenza sarà collegata al futuro ampliamento della SE 380/150 kV di Foggia in antenna a 150 kV mediante la realizzazione di una Stazione di Condivisione a 150 kV che permetterà di raccogliere l'energia prodotta dagli impianti dei produttori SR Project 1 Srl, X-Elio Italia 10 Srl, TE Green DEV3 SRL, Photovoltaic Farm Srl, Grupotec Solar Italia 7 Srl e convogliarla con un unico cavidotto interrato AT a 150 kV verso lo stallo assegnato da Terna a tali produttori all'interno del futuro ampliamento della SE 380/150 kV di Foggia.

Il cavidotto interrato in AT a 150 kV di collegamento tra la Stazione di Utenza della società SR Project 1 Srl e TE Green DEV3 SRL, che verranno realizzate entrambe nella particella 55 del F. 51, distinte e separate una dall'altra, e la Stazione di Condivisione avrà una lunghezza di circa 360 metri, mentre il cavidotto interrato in AT a 150 kV di collegamento tra la Stazione di Condivisione 150 kV e lo stallo all'interno del futuro ampliamento della SE 380/150 kV di Foggia avrà una lunghezza di circa 350 metri.

- Il **generatore fotovoltaico** sarà realizzato con moduli provvisti di diodi di by-pass e ciascuna stringa di moduli sarà selezionabile e dotata di diodo di blocco. Esso sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. I moduli saranno da 585 Wp in silicio monocristallino bifacciali modello "BiHiKu6" della casa produttrice **CANADIAN SOLAR**. 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.
- Il **gruppo di conversione e trasformazione** è 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. Tale tipologia di impianto è basata sul concetto della modularizzazione, o di architettura distribuita: collegando un insieme di stringhe al corrispondente inverter si ottiene un impianto fotovoltaico indipendente, impedendo che eventuali interazioni o sbilanciamenti fra le stringhe stesse diminuiscano l'efficienza complessiva dell'impianto. Dal lato del generatore CC le stringhe sono collegate ad ingressi dedicati gestiti da MPPT indipendenti dal lato dell'immissione in rete sono presenti i relè di protezione e il filtro per le interferenze elettromagnetiche.

- **Cabine di raccolta** per l'alloggio dei quadri MT per il collegamento delle venti cabine di trasformazione/conversione;
- 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.).
- Cavidotti di collegamento in MT tra cabine inverter/trasformazione e cabine di raccolta realizzati con cavi MT da 30 kV in alluminio (lunghezza complessiva 4752 m.)
- Cavidotti di collegamento in MT tra i campi realizzati con cavi di MT da 30kV in alluminio (lunghezza complessiva 78 m.)
- Cavidotto di collegamento esterno realizzato con 2 terne di cavi di MT da 30 kV in alluminio che giungono sino alla SE di Utenza (lunghezza complessiva 9.516 m.)
- Una sottostazione elettrica di Utenza 30/150 kV da ubicarsi in prossimità del futuro ampliamento della SE 380/150 kV di Foggia
- Un cavidotto interrato in AT a 150 kV di collegamento tra la sottostazione SE di Utenza e la sottostazione terna 380/150 kV di Rotello (lunghezza complessiva 385 m)

Tali opere richiedono la realizzazione delle seguenti infrastrutture:

Opere Meccaniche e Civili:

- Montaggio degli inseguitori mono-assiali est-ovest Tracker
- Scavi e rinterri dei cavidotti interni ed esterni a ciascun campo fotovoltaico costituente il generatore fotovoltaico
- Realizzazione strade bianche in misto interne a ciascun campo fotovoltaico
- Realizzazione piattaforme in calcestruzzo per l'appoggio delle cabine di conversione e di raccolta e per il posizionamento del locale di monitoraggio
- Realizzazione delle recinzioni lungo il bordo dell'area occupata da ciascun campo fotovoltaico
- Canalizzazioni e pozzetti di ispezione all'interno di ciascun campo 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.

4.3. Descrizione tecnica dei componenti dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico sarà essenzialmente costituito da:

N° 2 Campi di generazione fotovoltaica a loro volta suddivisi in un totale di 9 sottocampi

N° 9 cabine inverter e trasformazione o di sottocampo

Ogni cabina conterrà:

Un Inverter + Trasformatore modello **SG3125HV-MV-20** e **SG3400HV-MV-20** della casa costruttrice **SUNGROW** avente le seguenti caratteristiche tecniche:

Ingresso inverter cabine **SG3125HV-MV-20** e **SG3400HV-MV-20**

- – Intervallo di tensione MPPT: 875-1500 V
- – Numeri di ingressi DC: 18
- – Corrente massima DC per MPPT: 4178 A

Dati in uscita trasformatore cabina **SG3125HV-MV-20**

- – Potenza AC nominale: 3125 kW A
- – Potenza AC massima: 3593 kW A
- – Tensione AC a valle dell'inverter: 600 V
- – Corrente massima AC: 3458 A
- – Intervallo di funzionamento frequenza di rete (fAC) : 50 Hz / 60 Hz
- – Distorsione della corrente di rete: < 3 % con potenza nominale
- – Fattore di potenza (cosφ): $\cong 1$

Dati in uscita trasformatore cabina **SG3400HV-MV-20**

- – Potenza AC nominale: 3437 kW A
- – Potenza AC massima: 3593 kW A
- – Tensione AC a valle dell'inverter: 600 V
- – Corrente massima AC: 3458 A

- Intervallo di funzionamento frequenza di rete (fAC) : 50 Hz / 60 Hz
- Distorsione della corrente di rete : < 3 % con potenza nominale
- Fattore di potenza (cosφ) : ≅1

Grado di rendimento cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- Grado di rendimento massimo PCA, max (η) :99.00 %
- Euro (η) : 98,70 %


Dati generali cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- Larghezza/altezza/profondità in mm (L / A / P) :6058 / 2896 / 2438
- Peso approssimativo (T) :17
- Comunicazione:RS485, Ethernet

Conformità agli standard cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- IEC 61727 : Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of utility interface
- IEC 62116: Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures
- CE IEC 62109: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems

In totale saranno utilizzate nr. 16 cabine SG3400HV-MV-20 e nr. 3 cabine SG3125HV-MV-20



SG3400/3125/2500HV-MV-20 SUNGROW
Clean power for all
MV Turnkey Station for 1500 Vdc System - MV Separate Transformer + RMU

HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %

SAVED INVESTMENT

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

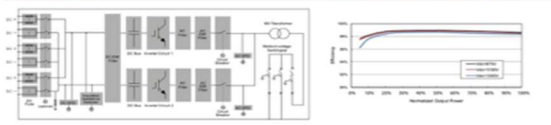
EASY O&M

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

GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62106
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM **EFFICIENCY CURVE (SG3400HV-20)**



SG3400/3125/2500HV-MV-20

Type designation	SG3400HV-MV-20	SG3125HV-MV-20	SG2500HV-MV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage	1500 V		
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 - 1300 V		
No. of independent MPP inputs	1		
No. of DC inputs	18 (optional: 22, 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)		
Max. PV input current	4778 A	4178 A	3508 A
Output (AC)			
AC output power	3393 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C	3393 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C	2750 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
AC voltage range	10 - 35 kV		
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz		
THD	< 3 % (at nominal power)		
DC current injection	< 0.5 %		
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging		
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3		
Efficiency			
Inverter Max. efficiency	99.0 %		
Inverter Euro. efficiency	98.7 %		
Transformer			
Transformer rated power	3437 kVA	3125 kVA	2500 kVA
Transformer max. power	3393 kVA	3393 kVA	2750 kVA
UV / MV voltage	0.6 kV / 10 - 35 kV	0.6 kV / 10 - 35 kV	0.55 kV / 10 - 35 kV
Transformer vector	Dy11		
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)		
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request		
Protection and Function			
DC input protection	Load break switch + Fuse		
Inverter output protection	Circuit breaker		
AC MV output protection	Circuit breaker		
Overvoltage protection	DC Type I + I / A / C Type II		
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes		
Insulation monitoring	Yes		
Overheat protection	Yes		
Q at night function	Optional		
General Data			
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm		
Weight	17 T		
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP55)		
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C		
Allowable relative humidity range (non-condensing)	[> 45 °C derating] [> 50 °C derating]		
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling		
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)		
Display	Touch screen		
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber		
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727		
Grid support	Q at night function (optional), L / HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control		

Figura 0-1 Modello Inverter-trasformatore di progetto

- Vie cavi e cavi elettrici di BT, MT, AT
- Impianto di terra
- Impianto di illuminazione
- Impianto di videosorveglianza

4.4. Generatore Fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da N° 55.562 moduli da 585 Wp cad. ed avrà una potenza complessiva in DC di 32.503,77 kWp mentre in AC di 25.000 kW.

Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in n° 2 campi che presentano le seguenti caratteristiche tecniche:

Campo	Potenza DNC LIMIT-kW	Potenza DC kW	DC/AC	Nr. Stringhe	Nr. inverter	Potenza in kVA singolo inverter
1	22.754,16	22.754,16	1.21	1496	6	Nr. 6 da 3.125
2	9.749,61	9.749,61	1.04	641	3	Nr.3 da 3.125
TOTALE	32.503,77	32.503,77		2137	9	

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un sistema denominato **INAccess Power Plant Controller** che è un sistema intelligente indipendente dal fornitore per il controllo dinamico e accurato dell'impianto fotovoltaico e la conformità del codice di rete, personalizzabile per soddisfare qualsiasi esigenza di rete garantendo l'interoperabilità con i sistemi SCADA dell'impianto. Inaccess PPC controlla l'uscita dell'impianto fotovoltaico nel punto di accoppiamento comune, utilizzando gli inverter, i misuratori, i statcom, i condensatori e i controller periferici dell'impianto, fornendo funzionalità quasi in tempo reale per la disconnessione dell'impianto o l'arresto della generazione, il controllo della potenza attiva e reattiva, nonché il controllo della velocità della rampa di potenza. Inaccess PPC offre funzionalità di controllo e monitoraggio alla rete e all'operatore dell'impianto, controllo intelligente ad anello chiuso della potenza attiva e reattiva, controllo degli interruttori di circuito, nonché monitoraggio di quantità elettriche, meteorologiche, interruttori e modalità e stati di controllo dell'alimentazione. L'interoperabilità è garantita per un'ampia gamma di inverter e misuratori. In tal modo sarà garantito che la potenza nominale AC in immissione alla rete sia pari 25.000 kW così come previsto nella STMG rilasciata al Committente.

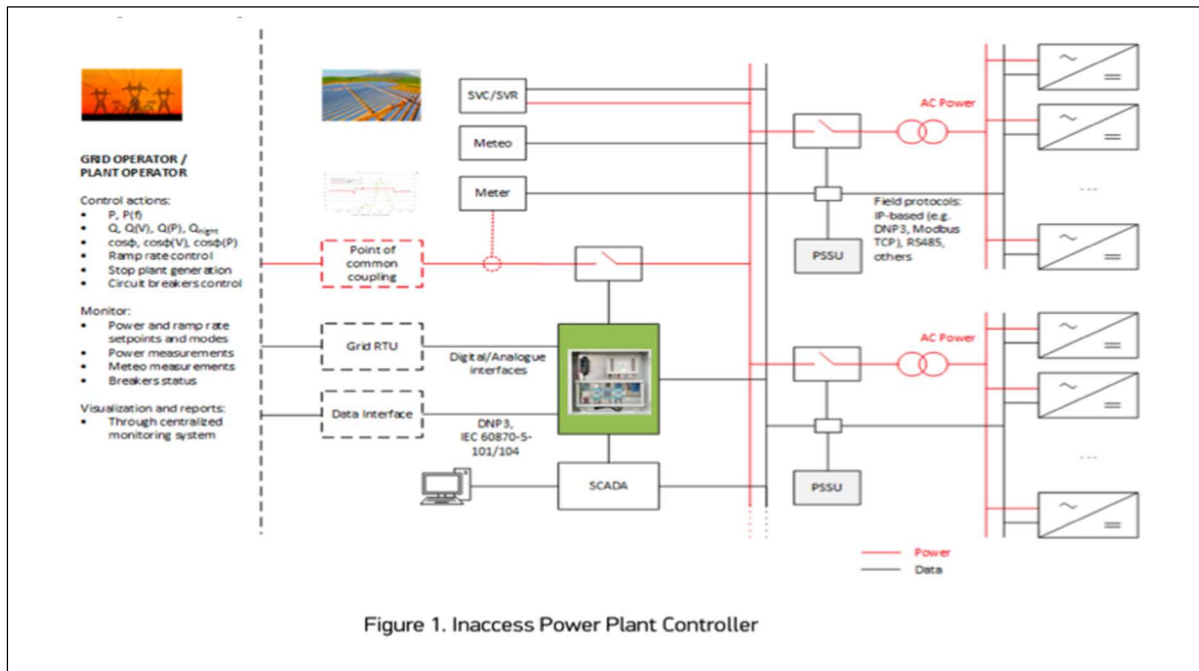



Figura 0-4 Sistema InAccess Power Plant Controller

I moduli, riuniti a gruppi di 26, saranno collegati elettricamente in serie tra di loro e costituiranno una stringa della potenza unitaria di 15.210 Wp. Ai capi della stringa sarà presente una tensione a circuito aperto di circa 831,6 Vcc. L'insieme di N° 267 stringhe per un totale di N° 6900-6944 moduli saranno collegate in parallelo tra di loro attraverso N° 15/17 quadri di parallelo stringhe che convogliano l'energia verso ciascuno inverter, situato nella cabina di conversione. Ogni stringa sarà provvista di fusibile e diodo di blocco e sarà protetta (in parallelo con le altre) contro le sovratensioni, per mezzo di scaricatori (uno per ogni polo) collegati a terra. Fusibili, diodi di blocco e scaricatori sono dimensionati per le relative correnti e tensioni. Il generatore FV (lato CC) è gestito come sistema IT, ovvero nessun polo è connesso a terra. Per razionalizzare il montaggio e per minimizzare il percorso dei cavi elettrici di collegamento, i moduli saranno montati, con l'asse disposto in orizzontale, su telai metallici (pannelli) che potranno contenere 2, 3 e 4 stringhe. (I pannelli saranno posizionati sul terreno con un angolo di Azimut di 0° SUD e con un'inclinazione max di +/- 55° sul piano orizzontale sia verso est che ovest essendo ad inseguimento; essi saranno disposti su file parallele, in base agli spazi disponibili. Per evitare l'ombreggiamento dei moduli nei periodi dell'anno in cui il sole è basso l'interasse dei moduli sarà di circa 10.75 m e la distanza tra le file dei moduli misurata tra le verticali della fine della prima fila e l'inizio della successiva sarà di 5.77 m. Con tale distanza anche il 21 dicembre (solstizio d'inverno) non vi sarà ombra nelle ore centrali del giorno (dalle 10.30 alle 13.30) mentre nel periodo degli equinozi (21 marzo -22 settembre) l'ombra sarà assente dalle ore 7,50 fino alle 17,40. La superficie netta del totale dei moduli è di ca 18 Ha ed essa è l'occupazione al suolo maggiore quando i moduli sono disposti orizzontalmente al suolo.

4.5. Caratteristiche generali dei moduli FV

Potenza nominale: 585 Wp certificata a 1000 W/m², 25°C, AM 1,5. Il decadimento delle prestazioni è non superiore al 10% nell'arco di 12 anni e non superiore al 15% in 30 anni.



NEW Preliminary Technical Information Sheet

CanadianSolar

BiHiKu6 Mono
BIFACIAL MONO PERC
565 W ~ 585 W
UP TO 30% MORE POWER FROM THE BACK SIDE
CS6Y-565 | 570 | 575 | 580 | 585MB-AG

Dimensions: 2448 × 1135 × 35 mm (96.4 × 44.7 × 1.38 in)
Weight: 35.1 kg (77.4 lbs)
Max. System Voltage: 1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)

MORE POWER

- 585 W Module power up to 585 W
Module efficiency up to 21.1 %
- Lower LCOE & BOS cost, cost effective product for utility power plant
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%
*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*
ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.
CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

Figura 0-5 Caratteristiche tecniche modulo fotovoltaico di progetto

I Dati tecnici caratteristici dei moduli fotovoltaici sono i seguenti:

- 156 celle in silicio monocristallino collegate in serie;
- Tensione alla massima potenza, $V_m = 53.4$
- Tensione massima di circuito aperto, $V_{oc} = 44.4$ V
- Corrente alla massima potenza, $I_m = 13.18$ A
- Corrente massima di Corto circuito, $I_{sc} = 13.92$ A
- Superficie anteriore: vetro temperato in grado di resistere alla grandine (Norma CEI/EN 161215);
- Incapsulamento delle celle: EVA
- Cornice di alluminio anodizzato
- Terminali di uscita: cavi pre-cablati a connessione rapida impermeabile resistenti ai raggi UV da 4 mmq, 1200 mm

-Presenza di diodi di bypass per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali danneggiamenti di qualche modulo fotovoltaico

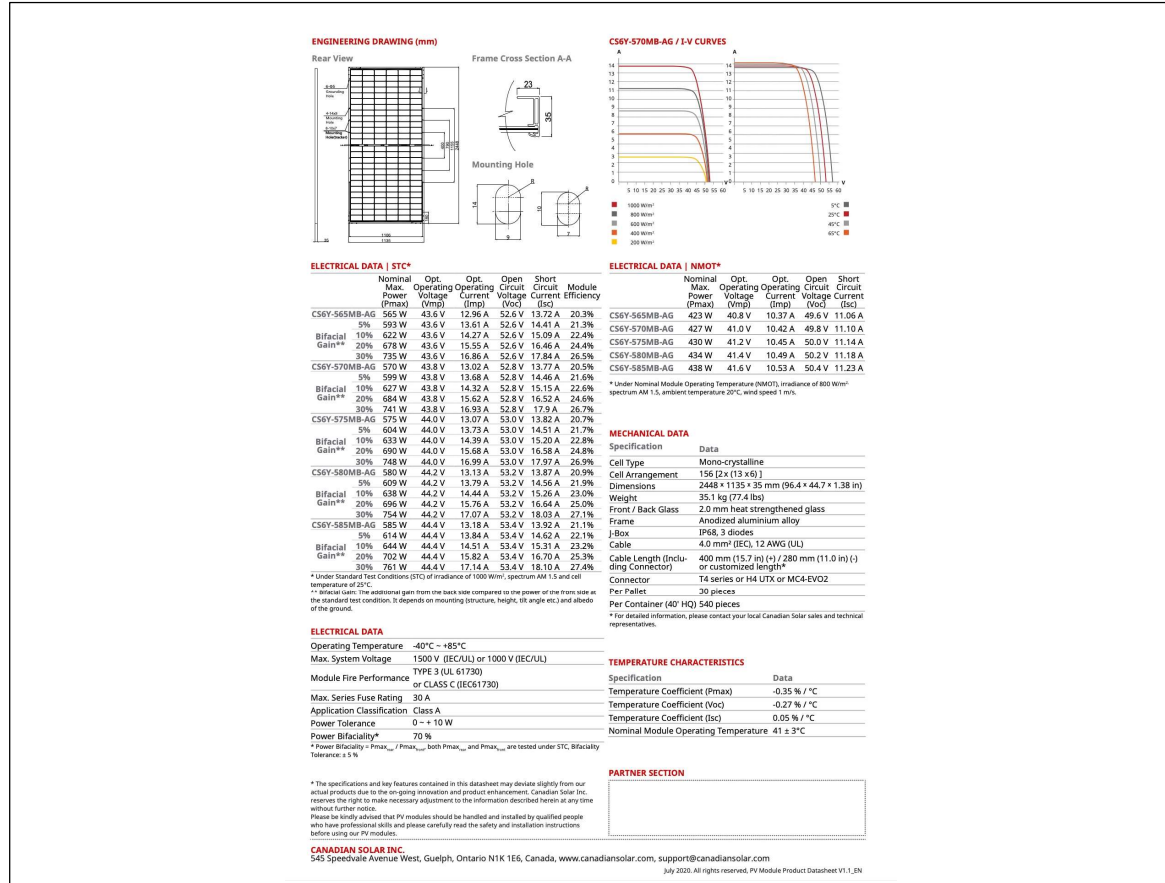


Figura 0-6 tabella prestazionale in funzione del tempo, del pannello di progetto

4.6. Cassetta di parallelo stringhe Quadri CC di parallelo

Ogni stringa confluisce su cassetta di parallelo, situata nei pressi dei moduli, equipaggiata per accettare un max di 18 stringhe. Complessivamente sono previsti N° 33 cassette da 18 stringhe. Le cassette stringa saranno collegate ai rispettivi quadri di parallelo situati internamente alle cabine inverter e successivamente agli inverter, per la conversione dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico da continua in alternata. Tutte le cassette ed i quadri e saranno certificati e marcati dal costruttore secondo quanto previsto dalle Norme CEI e saranno costituiti da un involucro con grado di protezione non inferiore a IP41, con struttura in metallo verniciato, completo di porta, pannello posteriore, montanti, telaio, base e pannelli laterali. Cassetta e quadri sono completi di accessori quali: morsetti passanti, guide DIN, dissipatori o barra di rame per montaggio diodi di blocco, isolatori, cavi di collegamento, capicorda, numeri segna-cavo, cartelli monitori e quant'altro necessario per dare l'opera finita e a perfetta regola d'arte. Le cassette stringa sono realizzate in appositi contenitori in resina, grado di protezione IP 65, idonei per l'installazione all'aperto.

4.7. Cabine di conversione CC/CA

Gli inverter saranno ubicati in cabinati prefabbricati dalle dimensioni in pianta di 6057x 2438 mm, pari a 14,76 mq in grado di garantire condizioni ambientali ottimali ed adeguato potere di scambio termico grazie all'impiego di condizionatori ad avviamento automatico nei periodi estivi. Le cabine di conversione saranno installate nei pressi dei moduli per ridurre le perdite di potenza dovute al trasporto dell'energia. Le fondazioni su cui vengono sistemate le cabine sono del tipo a vasca in modo da consentire il passaggio dei cavi elettrici sotto il pavimento. Le cabine così composte poggiano su una platea di calcestruzzo dello spessore di 10-15 cm, gettata a circa 60 cm di profondità, previo scavo. In ogni cabina di conversione saranno sistemati N° 1 inverter trifase composto da 1 trasformatore da 3125 / 3437 kVA 875/915 V cadauno, i quali vengono poi collegati in parallelo su di un unico condotto sbarre trifase. Dal condotto sbarre verrà alimentato il trasformatore BT/MT. È stata scelta la taglia dell'inverter di 3125/3437 kVA modulare in quanto si tratta di standard, disponibile sul mercato e con buone prestazioni. Ogni "inverter" sarà costituito da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. La potenza max in uscita di ogni inverter AC sarà di 3.593 kVA. Gli inverter sono progettati per inseguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico, sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT), costruendo l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, che permette di contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori accettabili. Nella cabina di conversione sono contenuti gli interruttori di manovra e le apparecchiature di protezione. Dalle cabine di conversione, che in totale saranno N° 9, l'energia verrà trasportata, attraverso n°2 cabine di parallelo MT, con cavi interrati a 30 kV, verso la stazione elettrica dell'utente.

4.8. Inverter (Convertitori CC/CA)

Le caratteristiche generali degli inverter sono riassunte di seguito:

- Inverter a commutazione forzata dalla rete con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo nominale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)

- Sezione di arrivo dal campo fotovoltaico con organo di sezionamento e misura;
- Ingresso cc da generatore fotovoltaico con poli non connessi a terra, ovvero sistema IT
- Inverter dotato di ponte a IGBT a commutazione forzata
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto, in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Ogni inverter è dotato di un proprio dispositivo di interfaccia.
- Progetto e costruzione conformi ai requisiti della «Direttiva Bassa Tensione» e della «Direttiva EMC».

- Conversione cc/ac realizzata con tecnica PWM e ponte a IGBT ad elevata efficienza (rendimento >96÷97%).
- Filtri per la soppressione dei disturbi indotti e/o emessi
- Controllo della corrente fornita in uscita (grid connected) tramite microprocessore a 16 bit che ne garantisce la forma sinusoidale con distorsione estremamente bassa.
- Funzionamento in parallelo alla rete a $\cos\phi=1$ (regolabile nel campo 0.9 induttivo ÷ 0.9 capacitivo)
- Programmazione e monitoraggio tramite tastiera alfanumerica.
- Monitoraggio a distanza.
- Dispositivo per la verifica della resistenza di isolamento tra l'ingresso e la terra.
- Datalogger per l'acquisizione delle principali grandezze e stati di funzionamento dell'impianto.
- Interruttore automatico magnetotermico in uscita
- Protezione IP24
- Conformità marchio CE.
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Le caratteristiche specifiche degli inverter sono riportate nel documento n° 3746-FV-013 specifiche dei componenti (Allegato 20).

4.9. Trasformatori BT/MT

Il trasformatore BT/MT sarà unico per ogni cabina ed avrà la potenza di 3125/3437 kVA con rapporto di trasformazione di 600/30.000V. Il trasformatore di uscita sarà ad elevato rendimento, capace di garantire un totale isolamento tra la rete e la centrale fotovoltaica, lato cc dell'inverter. Il trasformatore sarà del tipo a secco con isolamento in resina 35 KV.

4.10. Quadri corrente alternata (QCA)

I quadri elettrici QCA provvedono al parallelo degli inverter lato AC ed alla connessione con i trasformatori BT/MT Il quadro costituito da un armadio metallico di dimensioni circa 600 x 2270 x 600 mm, dotato di pannelli posteriore e laterali, vani porta interruttori, vani porta sbarre, morsettiere.

Il quadro sarà equipaggiato con i seguenti dispositivi:

- n° 1 interruttore magnetotermico per l'inverter CCA1
- n° 1 interruttore magnetotermico per l'inverter CCA2
- n° 1 interfaccia di rete tipo Thytronic o similare (certificato DK5940)
- n° 1 dispositivo di interfaccia di rete, contattore tetrapolare da 3125 kW, riduttori di tensione e corrente bobina di sgancio tipo ABB o similare.

- n° 1 interruttore magnetotermico per il sezionamento del parallelo
- n° 1 interruttore magnetotermico per il sezionamento del trasformatore BT/MT
- n° 1 interruttore magnetotermico/differenziale per il sezionamento del lato utenze BT.

Il quadro è completo di accessori quali: morsetti passanti, guide DIN, cavi di collegamento, capicorda, numeri segna-cavo, cartelli monitori. I Quadri QCA saranno ubicati nella cabina di conversione.

4.11. Cabine di parallelo MT

Le cabine di parallelo avranno la funzione di ricevere attraverso un quadro sbarre l'energia elettrica MT (30 kV) proveniente da un gruppo di N°2,3 o 6 cabine di conversione di ciascun campo e di smistarla con unico cavo verso la Stazione Utente. Le cabine di parallelo, in cabinati prefabbricati dalle dimensioni 8000x3000x2400 mm, saranno ubicate nei pressi dei cavidotti MT; la loro funzione è di ridurre la lunghezza complessiva dei cavi ed il numero degli stessi in entrata alla Stazione Utente (totale linee entranti N° 2), con conseguente riduzione della superficie d'ingombro della Stazione utente. In totale sono previste 2 cabine di parallelo MT, ognuna posizionata all'ingresso di ciascun campo fotovoltaico.

4.12. Stazione elettrica utente e stazione condivisione 150 kV

La stazione sarà del tipo all'aperto. La stazione elettrica (SE) di utenza 30/150 kV sarà ubicata nel Comune di Foggia (Fg) al Foglio 51 p. 55. La stazione elettrica avrà le seguenti caratteristiche tecniche principali:

4.12.1. Caratteristiche tecniche generali

Tensione di esercizio:	150 kV
Tensione massima:	170 kV
Frequenza:	50 Hz

Tensioni di tenuta

a frequenza industriale:	275 kV eff.
ad impulso atmosferico:	650 kV picco
Corrente ammissibile di breve durata:	31.5 kA x 1sec
Valore di cresta della corrente ammissibile di breve durata:	80 kA
Corrente monofase per guasti a terra:	10 kA x 0,3sec
Corrente nominale in servizio continuo:	1250A
Salinità di tenuta isolatori:	normale - 14 g/l
Linea di fuga isolatori:	25 mm/kV
Stato del neutro:	efficacemente a terra

La scelta dei livelli d'isolamento è in armonia con quanto previsto dai criteri adottati dall'Ente distributore.

Le apparecchiature AT saranno posizionate in accordo con la norma CEI 11-1 rispettando in particolare i seguenti requisiti:

- altezza minima da terra delle parti in tensione 4500 mm;
- distanza tra gli assi delle fasi delle apparecchiature 2500 mm.

4.12.2. Configurazione AT

La parte AT della sottostazione include un montante arrivo linea/trasformatore 150 kV così composto:

- un sezionatore di linea tripolare rotativo, orizzontale a tre colonne/fase con terna di lame di messa a terra, completo di comando manuale sia per le lame principali sia per le lame di terra;
- una terna di trasformatori di corrente, unipolari isolati in gas SF₆; tipo ABB TG 170;
- una terna di trasformatori di tensione induttivi per esterno, tipo ABB o similari per misure fiscali e protezione;
- un interruttore tripolare per esterno in gas SF₆; tipo ABB LTB 170 -1250 A, 31,5 kA equipaggiato con un comando tribolare a molla tipo ABB BLK 222;
- una terna di scaricatori di sovratensione, per esterno ad ossido di zinco tipo ABB EXLIM Q144 -CH 170 completi di conta scariche tipo ABB EXCOUNT-A ;
- 1 trasformatore trifase di potenza 150/30 kV, da 25/30 MVA, ONAN/ONAF, gruppo vettoriale YNd11, provvisto di commutatore sotto carico lato AT e cassetto di contenimento cavi MT.

4.12.3. Apparecchiature AT

Sezionatore di linea

Costruttore:	Nuova Rocchi o similari
Tipo:	da definire
Tensione nominale:	170 kV
Corrente nominale:	1250 A
Corrente nominale di breve durata:	
- valore efficace	31.5 kA
- valore di cresta	50 kA
Durata ammissibile della corrente di breve durata:	1 s
Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
- verso massa	750 kV

- sulla distanza di sezionamento	860 kV
Tensione di tenuta a frequenza di esercizio (1min):	
- verso terra	325 kV
- sulla distanza di sezionamento	375 kV
Operazione delle lame di linea:	manuale
Operazione delle lame di terra:	manuale
Contatti ausiliari disponibili:	45NA + 4NC
Tensioni ausiliarie:	110 Vcc

4.12.4. Interruttore tripolare

Costruttore:	ABB
Tipo:	LTB 170–BLK222
Numero dei poli:	3
Mezzo di estinzione dell'arco:	SF6
Tensione nominale:	150 kV
Livello di isolamento nominale:	170 kV
Tensione di tenuta a frequenza industriale per 1 min:	325 kV
Tensione di tenuta ad impulso con onda 1/50 μ s:	750 kV
Corrente nominale:	1250 A
Corrente di breve durata ammissibile per 1 s:	31.5 kA
Corrente limite dinamica:	50 kA
Durata di corto circuito nominale:	1 s
Cos ϕ di corto circuito (a potere di interruzione nom.):	0.15
Potere di interruzione nominale per guasto ai morsetti:	
- a 170 kV	31.5 kA
- potere di chiusura nominale:	50 kA
Ciclo di operazione nominale:	O–t–CO–t'–CO
Tempo di attesa t:	0.3 s
Tempo di attesa t':	1 min
Tipo di comando:	BLK 222 mecc. a molla
Comando manovra:	tripolare
Tensioni di alimentazione ausiliaria:	
- motore	380 Vca
- bobine di apertura / chiusura	110 Vcc
- relé ausiliari	110 Vcc
- resistenza di riscaldamento/anticondensa	220 Vca
Contatti ausiliari:	4NA + 4NC

L'interruttore sarà provvisto di relé di antipompaggio ed è conforme alle prescrizioni del D.M. del 1.12.80 e del 10.9.81 relativi alla "Disciplina dei contenitori a pressione a gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche".

4.12.5. Trasformatori di corrente

Costruttore:	ABB
Tipo:	TG 170
Isolamento:	SF6
Montaggio:	esterno
Tensione nominale:	150 kV
Tensione di tenuta a impulso atmosferico:	325 kV
Tensione di tenuta ad impulso:	750 kV
Corrente nominale primaria:	400 A
Corrente nominale secondaria:	1 A
Numero nuclei:	1/3
<u>Prestazioni e classi di precisione:</u>	
- nucleo misure	10 VA -0.2
- nuclei protezioni	10 VA -5P20
Corrente termica di corto circuito:	31.5 kA
Corrente limite dinamica:	50 kA
Corrente massima permanente:	1.2 I _n
Tensione di tenuta per 1 min a 50 Hz avv.ti secondari:	2 kV

4.12.6. Trasformatori di tensione induttivi

Costruttore:	ABB o equivalente
Tipo:	EMFC 170
Tensione massima di riferimento per l'isolamento:	170 kV
Fattore di tensione nominale (funzionamento x 30 s):	1.5
Tensione di tenuta a frequenza industriale:	325 kV
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico:	750 kV

4.12.7. Scaricatori di sovratensione

Costruttore:	ABB
Tipo:	EXLIM Q 144 CH 170
Tipo di isolamento:	normale
Tensione nominale:	144 kV

Tensione residua con onda 8/20 μ s a corrente di scarica di:

- 5 kA 322 kV
- 10 kA 339 kV

- 20 kA 373 kV

Tensione residua con onda 30/60 μ s a corrente di scarica di:

- 0.5 kA 277 kV
- 1 kA 286 kV
- 2 kA 297 kV

Classe di scarica secondo IEC:	2
Corrente nominale di scarica:	10 kA
Valore di cresta della corrente per la prova di tenuta ad impulso di forte corrente:	100 kA
Valore efficace della corrente elevata per la prova di sicurezza contro le esplosioni:	65 kA
Capacità d'assorbimento dell'energia:	7.8 kJ/kV
Linea di fuga della porcellana:	normale

Gli scaricatori saranno provvisti di basi isolate e dispositivo contascariche su ciascuna fase.

4.12.8. Trasformatori

Trasformatore di potenza 25 MVA

Caratteristiche tecniche

Costruttore:	ABB
Tipo di servizio:	continuo
Temperatura ambiente:	40 °C
Classe di isolamento:	A
Metodo di raffreddamento:	ONAN/ONAF
Tipo d'olio:	minerale Nynas
Altezza d'installazione:	\leq 1000 m
Frequenza nominale:	50 Hz
Potenza nominale:	ONAN/ONAF 25/30 MVA

Tensioni nominali (a vuoto)

- AT:	150 kV
- MT:	30 kV

Regolazione sotto carico su AT: $\pm 10 \times 1.25 \%$.

4.12.9. Tipo di commutatore sotto carico: ABB

1) Collegamento fasi

- avvolgimento AT: stella
 - avvolgimento MT: triangolo
 Gruppo di collegamento: YNd11

2) Classe d'isolamento

- lato AT: 170 kV
 - lato MT: 36 kV

3) Tensione di tenuta a frequenza industriale

- lato AT: 275 kV
 - lato MT: 70 kV

4) Tensione di tenuta ad impulso atmosferico

- lato AT: 650 kV
 - lato MT: 170 kV

5) Sovratemperature ammesse

- olio: 60 °C
 - media avvolgimenti: 65 °C
 - nucleo magnetico: 75 °C

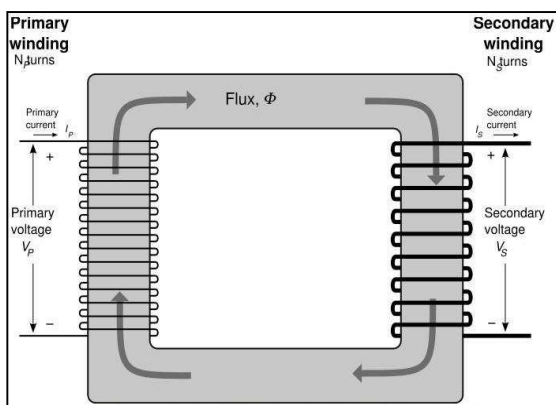


Figura 0-7 Schema trasformatore MT/AT

Figura 0-8 Trasformatore MT/AT

Caratteristiche costruttive

Il trasformatore sarà provvisto dei seguenti accessori:

- valvola di sovrappressione con contatti ausiliari;
- termometro olio con contatti ausiliari;
- indicatore di livello olio con contatti ausiliari;
- n° 2 Silicagel;
- relé Buchholz con contatti ausiliari;
- motoventilatori;
- termostato per controllo motoventilatori;
- pannello di controllo motoventilatori;
targa con indicazione dati nominali;
- valvole di drenaggio;
- cassetta per morsettiere IP55;
- golfari di sollevamento;
- due terminali di terra.

La cassa del trasformatore sarà rivestita con vernice epossidico poliuretana RAL 7031 di spessore 120 µm.

4.12.10. Trasformatori servizi ausiliari

Caratteristiche tecniche

Costruttore:	ABB o equivalenti
Tipo di servizio:	continuo
Temperatura ambiente:	40 °C
Classe di isolamento:	A
Metodo di raffreddamento:	ONAN
Tipo d'olio:	minerale Nynas
Altezza d'installazione:	≤1000 m
Frequenza nominale:	50 Hz
Potenza nominale:	100 kVA

1) Tensioni nominali (a vuoto)

- MT:	30 kV
- BT:	0.40 kV
Regolazione a vuoto:	+/-2 x 2.5 %

Collegamento fasi:

- Avvolgimento MT: triangolo
- Avvolgimento BT: stella
- Gruppo di collegamento: Dyn 11

2) Classe d'isolamento

- Lato MT: 36 kV
- Lato BT: 1.1 kV

3) Tensione di tenuta a frequenza industriale

- Lato MT: 70 kV
- Lato BT: 3 kV

4) Tensione di tenuta ad impulso atmosferico

- Lato MT: 170 kV

5) Sovratemperature ammesse

- Olio: 60 °C
- Avvolgimenti: 65 °C

4.12.11. Sezione MT

Quadro distribuzione generale – Caratteristiche generali

Gli scomparti ABB UniSwitch o quadri equivalenti sono realizzati in lamiera zincata e le porte ed i pannelli frontali sono verniciati in grigio RAL 7035.

I quadri UniSwitch sono conformi alle seguenti Norme:

- internazionali IEC 298-1990;
- italiane CEI 17-6, fascicolo 2056;
- CENELEC HD 187 S5;
- alle leggi antinfortunistiche italiane (D.P.R. 547).

I quadri UniSwitch sono caratterizzati da:

- addossabilità a parete;
- ingombri limitati;
- comandi e collegamenti eseguibili dal fronte;
- sicurezza per il personale garantita da:

- segregazione delle celle con grado di protezione IP2X; ciò impedisce a sezionatore aperto, contatti accidentali con le parti in tensione;
- parti isolanti con grandi linee di fuga a garanzia dell'isolamento anche in ambienti con elevato grado di inquinamento;
- ogni scomparto è predisposto con interblocchi che garantiscono la sicurezza delle manovre - oblò montati sul fronte dello scomparto;
- segnalatori meccanici (aperto/chiuso) predisposti sul fronte del comando degli interruttori e dei sezionatori.

4.12.12. Dati nominali del quadro mt

Quadro Protetto in versione a tenuta d'arco interno 16 kA x 1s

– Tensione nominale:	36 kV
– Tensione di esercizio:	30 kV
– Frequenza nominale:	50 Hz
– Tensione di tenuta a 50 Hz (per 1 minuto):	70 kV
– Tensione di tenuta ad impulso:	170 kV
– Corrente termica per 1 sec.(simmetrica):	16 kA
– Corrente dinamica (valore di cresta):	40 kA
– Sbarre principali dimensionate per:	1250 A
– Ambiente:	Normale
– Massima temperatura ambiente:	-5/+40 °C
– Grado di protezione:	
– all'esterno del quadro:	IP 3X
– all'interno del quadro (parti di potenza):	IP 2X
– Tensione aux. per comandi e segnalazioni:	110 V
– Tensione aux. per illum. e R. anticondensa:	220 V 50Hz 60Hz
– Tensione aux. per motore caricamolle:	110 V
– Sezione circuiti ausiliari:	1.5 mm ² (com.signal.) 1.5 mm ² (voltmetr.) 2.5 mm ² (ampmetr.)

4.12.13. Composizione del quadro MT

Il quadro di sottostazione sarà composto dalle seguenti unità:

- una unità arrivo trasformatore MT/AT con interruttore da 1250 A;
- una unità misure;
- una unità partenza trasformatore servizi ausiliari;
- una unità partenze linea con interruttore 800 A.

Ognuna delle unità sarà provvista di:

- sbarre Omnibus da 1250 A;
- struttura metallica dimensionata per la tensione nominale d'isolamento 36 kV e corrente ammissibile nominale di breve durata (1s) 16 kA;
- derivazioni da 1250 A;
- canaletta per cavetteria ausiliaria;
- attacchi per cavo;
- chiusura di fondo;
- ferri di fondazione;
- cassonetto porta strumenti prof. 200 mm;
- divisori capacitivi;
- illuminazione interna;
- interruttore aut. bipolare senza circuiti ausiliari;
- schema sinottico;
- resistenza anticondensa.

4.12.14. Sezione BT

Sistema di protezione e comando locale

Il quadro comando per protezioni e controllo è costituito da due sezioni come di seguito descritto:

- sezione protezioni lato AT/MT Trasformatore e reg. tensione AT (dim. 600x800x2100);
- protezioni lato MT;
- sezione sinottico, contatori (dim.1000 x 800 x 2100).

1^a SEZIONE

La prima sezione sarà costituita dalle seguenti apparecchiature di protezione:

- ◆ n.1 protezione lato AT a microprocessore 50-51-51N-27-59-81;
- ◆ n.1 protezione lato AT/MT a microprocessore differenziale 87T;
- ◆ n.1 regolatore automatico di tensione;
- ◆ n. 1 protezione lato MT a microprocessore 50-51-51N-7N per arrivo dal trasformatore di potenza;
- ◆ n. 2 protezione lato MT a microprocessore 50-51-51N-67N per partenza feeder;

2^a SEZIONE

La seconda sezione sarà costituita dalle seguenti apparecchiature di protezione:

- n.1 contatore import-export tipo CEWE PROMETER 4343 classe 0.2 S attiva, 0.5 reattiva completi di modem GSM WMOD2B 900-1800 MHz dual band, antenna per telelettura GRTN (in opzione);
- n.1 morsettiera prova cabur;
- n.1 pannello sinottico costituito da n. 1 piastra serigrafata dim. 800 x 780 x 3 con riportato lo schema dell'impianto a 5 colori e con montato e connesso le seguenti apparecchiature:
 - n.1 voltmetro digitale kv170 48x48;
 - n.1 voltmetri digitale kv24 48x48;
 - n.2 commutatori voltometrici FR10-4/3;
 - n.6 micromanipolatori per comando interruttori;
 - n.8 segnalatore a croce a led;
 - n.2 pulsanti vsc aumenta/diminuisce;
 - n.1 lampada segnalazione vsc in moto;
 - n.1 selettore A-0-M vsc a 8 pacchi;
 - n.1 selettore l/d a 14 pacchi;
 - n.22 relé aux Amra con contatti a deionizzazione magnetica a 4 contatti;
 - n.1 pulsante prova lampade;
 - n. 2 centralina allarme a microprocessore 16 In 24 Vcc;
 - n.1 convertitore 110/24 Vdc;
 - n.1 scheda diodi;
 - n.1 centralina termometrica per trafo aux;
 - n.1 sirena con temporizzatore;
 - n. 2 interruttori ausiliari 2x3A C60N;
 - n. 3 lampade con micro;
 - n. 2 resistenze anticondensa con termostato;
 - n. 330 morsetti edm4;
 - n. 60 morsetti cortocircuitabili e sezionabili;
 - n. 2 interruttori 2x10A C32HDC;
 - n.1 interruttore 4x2A C60H;
 - n. qb. accessori di cablaggio, targhe.

4.12.15. Sistema di distribuzione CA/CC

Il sistema di distribuzione sarà così composto:

- raddrizzatore/Caricabatterie;
- pannello di distribuzione CA e CC;

- batteria ermetica di accumulatori al piombo.

4.12.16. Raddrizzatore/caricabatterie

Il raddrizzatore/caricabatterie sarà atto all'alimentazione stabilizzata delle utenze a 110 V_{CC} e contemporaneamente alla ricarica della batteria.

Alimentazione CA

tensione nominale:	3 x 380 V
variazione alimentazione:	+/-10 %
frequenza:	50 Hz
variazione frequenza:	+/-5 %
I _{CC} :	10 kA
I _{CA} :	27 A

Ramo caricabatteria

tensione carica a fondo:	132 V (2,4 V/elemento)
tensione carica tampone:	121 V +/-1% (2,2 V/elemento)
corrente erogata massima:	50 A (con avaria ramo utenze)
corrente di carica batteria:	25 A (limitati elettronicamente)
caratteristica di carica:	IU (DIN 41773)

Ramo utenze

tensione utenze stabilizzata:	110 V +/-1%
corrente utenze:	50A (limitati elettronicamente)
ripple:	1 %
tensione max. uscita:	121 V

Tutti i valori di tensione e di corrente in uscita CC sono limitati elettronicamente e regolabili con trimmer su schede elettroniche.

Strumentazione

- dim. 96 x 96 – Cl. 1.5 – scala 90°;
- voltmetro lato c.c. tensione batteria;
- voltmetro lato c.c. tensione utenze;
- 1 amperometro lato c.c. corrente batteria;
- 1 amperometro lato c.c. corrente utenze;
- 1 voltmetro lato c.a. + TV + selettore segnalazioni e allarmi luminose ISA-2°;
- presenza rete;
- carica a fondo;

- carica tampone;
- guasto ramo c. batteria;
- guasto ramo utenze;
- polarità a massa;
- batteria in scarica;
- batteria scarica;
- preallarme di fine scarica batteria;
- interruttore distribuzione aperti.

Caratteristiche costruttive

Armadio metallico di struttura robusta con appoggi a pavimento su apposito telaio di base con la custodia provvista di profilati di appoggio e golfari di sollevamento.

4.12.17. Pannello di distribuzione ca e cc

Vengono forniti:

dieci interruttori automatici miniaturizzati (MCB) tripolari da 10÷25 A per asservire:

- prese F.M.;
- alimentazione motori interruttore e sezionatore AT;
- illuminazione sala quadri;
- illuminazione esterna;
- riserve.

dieci interruttori automatici miniaturizzati (MCB) bipolari da 10÷25A per asservire:

- alimentazione prese luce;
- alimentazione scaldiglie lato AT;
- alimentazione ausiliari quadro protezione e controllo;
- riserve.

4.12.18. Batteria ermetica di accumulatori al piombo

La batteria, composta da 9 elementi, con capacità di 70 Ah (riferiti al regime di scarica in 20 ore), sarà montata in un armadio avente le stesse caratteristiche dell'armadio raddrizzatore.

4.12.19. Cassette FM

Saranno previste quattro cassette con presa tipo CEE dotate di fusibili FM (32 A) e luce (16 A) a tenuta stagna, con grado di protezione IP54.

4.12.20. Impianto di distribuzione f.m. esterno

L'impianto di distribuzione forza motrice esterno sarà realizzato nell'area della sottostazione ed è costituita da:

- N° 1 gruppo prese interbloccate 2x16A+N+T – 3x32A+N+T – 2x10A+T;
- qb Tubazioni PVC/acciaio zincato serie pesante tipo conduit UNI 3824 per la protezione meccanica dei cavi di collegamento;
- qb Cassette di derivazione in PVC dimensioni 150x150mm;
- qb Fileria antifiama N07V.K 450/750 V sezione 10/16 mm², da posare all'interno delle tubazioni s.d., per il collegamento delle armature al rispettivo quadro ausiliario.

4.12.21. Impianto d'illuminazione esterna

L'impianto d'illuminazione esterna della sottostazione 150 kV sarà costituito dai seguenti elementi:

- quadro distribuzione luce;
- pali in acciaio zincato rastremato;
- proiettori in esecuzione stagna IP55 complete di lampade agli ioduri metallici da 400 W;
- fotocellula esterna in esecuzione stagna IP55 per l'accensione automatica della lampade s.d. al mancare della luce diurna, con relativo collegamento al quadro ausiliario;
- organi di comando per l'accensione manuale delle lampade s.d.;
- cavo FG7OR 0.6/1 kV da posare all'interno delle tubazioni interrate, per il collegamento dei corpi illuminanti s.d.

4.12.22. Illuminazione normale e forza motrice

L'impianto di illuminazione normale sarà realizzato con armature fluorescenti stagne AD-FT, con lampade 36 o 58 W, reattore elettronico, montate a soffitto.

L'impianto di distribuzione forza motrice sarà realizzato con gruppo prese interbloccate.

L'impianto elettrico sarà a vista utilizzando:

- tubi in PVC serie pesante, autoestinguente;
- cassette PVC;
- conduttori N07VK.

4.12.23. Illuminazione di emergenza

L'impianto di illuminazione di emergenza sarà realizzato con armature fluorescenti stagne AD-FT, con 1 lampada 20 W, reattore elettronico, montate a soffitto, alimentate da inverter, per evitare di scaricare le batterie in assenza del personale della manutenzione, l'illuminazione di emergenza sarà inserita manualmente.

L'impianto elettrico sarà a vista utilizzando:

- tubi in PVC serie pesante, autoestinguente;
- cassette PVC;
- conduttori N07VK.

4.12.24. Quadri di controllo

I locali di quadri controllo, supervisione e misure saranno provvisti di un impianto di riscaldamento tramite ventilconvettori di potenza 1000–1500 W, 230 V, con termostato ambiente, l'impianto elettrico sarà a vista e realizzato con i seguenti materiali:

- tubi in PVC serie pesante, autoestinguente;
- cassette PVC;
- conduttori N07VK.

4.12.25. Impianto di rilevazione e segnalazione incendi

L'impianto di rilevazione e segnalazione incendi sarà messo in opera sia nei cunicoli cavi all'interno dell'edificio che all'interno dell'edificio stesso e sarà costituito da:

- n. 1 centrale convenzionale a zone comprensiva di accumulatori da 12 V 7Ah, tastiera a membrana con tasti funzione, relè di uscita per invio segnale al sistema di controllo;
- n. qb. rivelatori ottici di fumo analogici completi di base di fissaggio;
- n. qb. rivelatori termovelocimetri analogici completi di base di fissaggio;
- n. qb. pulsanti manuali a rottura di vetro completi di modulo di indirizzo;
- n. qb. pannelli ottico acustici completi di scritta intercambiabile, in versione IP54;
- n.1set di cavi antifiamma twistati schermati 2 x 1.5 mmq per i rivelatori e n.1 set di cavi 2 x 1.5 antifiamma per i pannelli.

4.12.26. Impianto di segnalazione apertura porte

Le porte di accesso all'edificio quadri di sottostazione saranno dotate di contatto di allarme per segnalare l'avvenuta apertura. I contatti saranno collegati ad una centralina a microprocessore. La centrale, oltre ad avere tutte le segnalazioni sul pannello di controllo e comando, dovrà permettere l'invio in uscita, (al sistema di telecontrollo), dei seguenti segnali:

- segnale di allarme ad avvenuto intervento;
- segnale di anomalia dell'impianto.

4.13 STAZIONE CONDIVISIONE 150 KV

La nuova stazione di utenza è progettata per consentire la condivisione dello stallo 150 kV, che Terna ha indicato con la STMG, con gli altri proponenti.

Pertanto, come si può rilevare dalla planimetria elettromeccanica IT-FGA-R16 la configurazione della stazione di condivisione prevede una sezione per l'arrivo del cavo 150 kV di collegamento con la SE di Terna ed un sistema di sbarre con isolamento in aria a 150 kV alle quali si conetteranno le cinque stazioni di elevazione 30/150 kV.

All'interno della stazione è previsto un edificio, suddiviso in vari locali, per controllo e protezioni, misure (con accesso anche dall'esterno), servizi igienici, servizi ausiliari e gruppo elettrogeno.

4.13.1 CARATTERISTICHE COMPONENTI

Con riferimento all'elaborato IT-FGA-R16 "Lay-out SE condivisa 150 kV" abbiamo:

SEZIONE AT

- Sezionatore di linea arrivo cavo 150 kV tripolare rotativo, orizzontale a tre colonne/fase, con terna di lame di messa a terra, completo di comando motorizzato per le lame principali e manuale per le lame di terra:
- Norme di riferimento: CEI EN 62271
- Tensione nominale: 170 kV
- Corrente nominale: 1250 A
- Corrente nominale di breve durata:
 - valore efficace 31,5 kA
 - valore di cresta 80,0 kA
- Durata ammissibile della corrente di breve durata 1s
- Tensione di prova ad impulso atmosferico:
 - verso massa 750 kV
 - sulla distanza di sezionamento 860 kV
- Tensione di tenuta a frequenza di esercizio (1 min.):
 - verso terra 325 kV
 - sulla distanza di sezionamento 375 kV
- Contatti ausiliari disponibili 4NA+4NC

- Alimentazione circuiti ausiliari:
 - motore: 110 Vcc +10% - 15%
 - circuiti di comando: 110 Vcc +10% -15%
 - resistenza di riscaldamento: 230 Vca
- Isolatori tipo: C6-750
- linea di fuga: 25mm/kV
 - Sezionatore tripolare verticale a tre colonne/fase, completo di comando motorizzato:
 - Norme di riferimento: CEI EN 62271
- Tensione nominale: 170 kV
- Corrente nominale: 1250 A
- Corrente nominale di breve durata:
 - valore efficace 31,5 kA
 - valore di cresta 80,0 kA
 - Durata ammissibile della corrente di breve durata 1 s
- Tensione di prova ad impulso atmosferico:
 - verso massa 750 kV
 - sulla distanza di sezionamento 860 kV
- Tensione di tenuta a frequenza di esercizio (1 min.):
 - verso terra 325 kV
 - sulla distanza di sezionamento 375 kV
- Contatti ausiliari disponibili 4NA+ 4NC
- Alimentazione circuiti ausiliari:
 - motore: 110 Vcc +10% -15%
 - circuiti di comando: 110 Vcc +10% -15%
 - resistenza di riscaldamento: 230 Vca
- Isolatori tipo: C6-750
 - linea di fuga: 25mm/kV
- Interruttore tripolare per esterno in SF6 170 kV - 1250 A - 31,5 kA

equipaggiato con un comando tripolare a molla. I circuiti di apertura saranno n. 3 di cui uno a mancanza;

- Norme applicabili: CEI EN 62271-100
 - Numero dei poli: 3
 - Mezzo di estinzione dell'arco: SF6
 - Tensione nominale: 150 kV
 - Livello di isolamento nominale: 170 kV
 - Tensione di tenuta a freq. industriale per 1 min: 325 kV
 - Tensione di tenuta ad impulso con onda 1/50 microsec: 750 kV
 - Corrente nominale: 1250 A
 - Corrente di breve durata ammissibile per 1 s: 31.5 kA
 - Corrente limite dinamica: 80 kA
 - Durata di corto circuito nominale: 1"
 - Tipo di comando: meccanico a molla
 - Comando manovra: tripolare
 - n° circuiti di apertura a lancio di tensione: 2
 - n° circuiti di apertura a mancanza di tensione: 1
 - n° circuiti di chiusura: 1
 - Tensioni di alimentazione ausiliaria:
 - motore: 110 Vcc +10% - 15%
 - bobine di apertura / chiusura: 110 Vcc +10% - 15%
 - relè ausiliari: 110 Vcc +10% - 15%
 - resistenza di riscaldamento/anticondensa 230V Vca
 - Linea di fuga isolatori: 25 mm/kV
- Trasformatori di corrente, isolati in gas SF6 200-400-800/5-5-5-5A 10VA cl.02 - 15VA cl. 5P20 - 15VA cl. 5P30 - 10VA cl.02
- **Norme di riferimento CEI EN 60044-1**

- | | |
|--|---------------------|
| □ Isolamento | SF6 |
| □ Montaggio | esterno |
| □ Norme applicabili
1 | CEI EN 60044- |
| □ Tensione nominale | 150 kV |
| □ Tensione massima di riferimento per l'isolamento | 170 kV |
| □ Tensione di tenuta a impulso atmosferico | 325 kV |
| □ Tensione di tenuta ad impulso | 750 kV |
| □ Corrente nominale primaria | 200-400-800 A |
| □ Corrente nominale secondaria | 5 A |
| □ Numero nuclei | 4 |
| □ Prestazioni e classi di precisione: | |
| - N° 1 Nuclei misure
UTF | 10 VA cl. 0.2 cert. |
| - N° 1 Nuclei misure | 10 VA cl. 0.2 |
| - N° 2 Nuclei protezioni | 15VA-5P20 |
| □ Corrente termica di corto circuito | 31.5 kA |
| □ Corrente limite dinamica | 80 kA |
| □ Corrente massima permanente | 1,2 In |
| □ Tensione di tenuta per 1 min a 50 Hz avv.ti secondari | 2 kV |
| □ Linea di fuga isolatori: | 25 mm/kV |
| □ Trasformatori di tensione induttivi per esterno, per misure fiscali: | |
| □ Norme di riferimento. | CEI EN 60044- |
| □ Tensione nominale | 150 kV |
| □ Tensione massima di riferimento per | 170 kV |
| □ Isolamento | SF6 |
| □ Fattore di tensione nominale | 1.5 |
| □ Tensione di tenuta a frequenza | 325 kV |
| □ Tensione di tenuta ad impulso | 750 kV |
| □ Rapporto: | 150.000:√3/100:√3 |
| □ Prestazioni e classi di precisione: | |

- N° 1 Nucleo misure 10 VA cl. 0.2 cert. UTF
- Linea di fuga isolatori: 25 mm/kV

□ Trasformatori di tensione capacitivi per misure e protezione:

- Norme di riferimento CEI EN 60044-2
- Tensione nominale 150 kV
- Tensione massima di 170 kV
- Isolamento carta-olio
- Capacità 4000 μ F
- Fattore di tensione nominale 1.5
- Tensione di tenuta a frequenza 325 kV
- Tensione di tenuta ad impulso 750 kV
- Rapporto: 150000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$
100: $\sqrt{3}$ -100:3

Prestazioni e classi di precisione:

- N° 1 Nucleo misura 20 VA cl. 0.2
- N° 2 Nuclei per protezioni 30 VA cl. 3 P
- Linea di fuga isolatori: 25 mm/kV

□ Scaricatori di sovratensione, per esterno ad ossido di zinco completi di contascariche 170kV 10KA

- Norme di riferimento: CEI EN 60099
- Tensione nominale: 150 kV
- Tensione di riferimento per l'isolamento: 170 kV
- Tensione residua con onda 8/20 μ s a corrente di scarica di:
 - 5 kA 322 kV
 - 10 kA 339 kV
 - 20 kA 373 kV

- o impianto di illuminazione e prese F.M. area esterna
- o resistenze anticondensa quadri e cassette
- o manovre di comando
- o Raddrizzatore e carica batteria
- o Motoriduttore C.S.C. TR AT/MT
- o Motori delle ventole di raffreddamento TR AT/MT.

SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN CORRENTE CONTINUA

- Il sistema di distribuzione in corrente continua è costituito da: Una stazione di energia composta da:
 - n. 1 raddrizzatore carica batteria a due rami 110 V cc
 - n. 1 inverter con by pass completo di interruttori di distribuzione 230 ac o n. 1 batteria di accumulatori al piombo, tipo ermetico, 110Vcc
- Un quadro di distribuzione in corrente continua i cui carichi alimentati saranno i seguenti: o motori sezionatori AT, 110 V cc
 - motori interruttori AT e MT, 110Vcc o bobine apertura e chiusura, 110 Vcc
- segnalazione, comandi, allarmi dei quadri protezione, comando e controllo, 110 Vcc
- i carichi in corrente alternata 230 V ac che non sopportano buchi di tensione, quali Scada e modem.

4.13.2 SISTEMA PROTEZIONE, CONTROLLO, MISURE E TELECONTROLLO

Quadro comando, protezioni e controllo costituito come di seguito descritti.

SEZIONE PROTEZIONI AT

Protezione a microprocessore avente le seguenti funzioni:

- 50 protezione di massima corrente ad azione rapida;
- 51 protezione di massima corrente ad azione ritardata;
- 51N protezione di massima corrente omopolare ritardata
- 27 protezione di minima tensione;
- 59 protezione di massima tensione;
- 59V0 protezione di massima tensione omopolare;
- 81 > protezione di massima frequenza;
- 81 < protezione di minima frequenza;
- 87C protezione differenziale Cavo
- 21 protezione ad impedenza con telescatto

5.Cavi elettrici

Tutti i cavi saranno in rame e alluminio del tipo con isolamento non propaganti l'incendio e da basso sviluppo di fumi e gas tossici (zero alogeni).

5.1 Cavo solare per collegamento delle stringhe e dei moduli

Per la connessione dei moduli fotovoltaici a formare le stringhe e delle stringhe stesse verrà utilizzato un cavo unipolare modello FG21M21 isolati con mescola elastomerica di qualità G21, sotto guaina elastometrica di qualità M21, esente da alogeni. E' un Cavo conduttore flessibile per posa fissa, non propagante la fiamma ed a basso sviluppo di fumo, con prova di durata 20.000 h/120°C il che significa 25 anni di durata in condizioni stazionarie di funzionamento. E' un cavo resistente all'ozono, ai raggi U.V., agli oli, all'umidità ed alle intemperie. Adatto per impiego fino ad una temperatura ambiente di 90°C (120°C sovraccarico), grazie all'utilizzo di materiali con indice di temperatura di 120°C, determinato secondo la Norma IEC 60216.

Cavo FG7OH2M1 0,6/1kV

Cavi per energia e segnalazioni isolati in HEPR di qualità G7, non propaganti l'incendio senza alogeni e a basso sviluppo di fumi opachi. Cavi flessibili per posa fissa schermati a treccia di fili di rame.
(Conforme alla direttiva BT 2006/95/CE - Direttiva RoHS: 2002/95/CE)



Conduttore flessibile di rame rosso ricotto classe 5. Isolamento in HEPR di qualità G7. Guainetta in M1. Riempitivo in materiale non fibroso e non igroscopico compatibile. Schermo costituito da treccia di fili di rame rosso Guaina termoplastica qualità M1.

Tensione nominale U0	600 V
Tensione nominale U	1000 V
Tensione di prova	4000 V
Tensione massima Um	1200 V
Temperatura massima di esercizio	90°C
Temp. massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm ²	+250°C
Temp. massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm ²	+220°C
Temperatura minima di esercizio	-15°C
Temp. minima di installazione e maneggio	0°C

Norme di riferimento

CEI 20-13, CEI 20-38	CEI EN 60332-1-2 CEI EN 50267-2-1
CEI UNEL 35382 - 35384	CEI EN 61034-2 CEI 20-37/4-0
CEI EN 50266-2-4 (CEI 20-22 III)	

Condizioni di impiego

Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Per posa fissa in aria libera, in tubo o canaletta, su muratura e strutture metalliche o sospesa. Nei luoghi nei quali, in caso d'incendio, le persone presenti siano esposte a gravi rischi per le emissioni di fumi, gas tossici e corrosivi e nelle quali si vogliono evitare danni alle strutture, alle apparecchiature e ai beni presenti o esposti; adatti per alimentazione di uscite di sicurezza, segnalatori di fumi o gas, scale mobili; adatti anche per posa interrata diretta o indiretta.

Colori anime

Bipolare: blu • marrone
Tripolare: marrone • nero-grigio o G/V • blu • marrone
Quadrupolare: blu • marrone • nero • grigio (o G/V al posto del blu)
Pentapolare: G/V • blu • marrone • nero • grigio (senza GV 2 neri)
Multipli per segnalazione: neri numerati + G/V

Colori guaina

Verde

Figura 0-1 Caratteristiche tecniche Cavo Solare

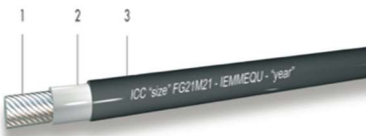
5.2 Cavi BT di potenza, segnalazione, misura e controllo

I collegamenti in Bt saranno realizzati con cavi non propaganti l'incendio a bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi in caso di incendio (CEI 20-45) e presenteranno le seguenti caratteristiche tecniche:

FG21M21

Cavi unipolari per impianti fotovoltaici e solari, isolati con mescola elastomerica di qualità G21, sotto guaina elastomerica di qualità M21, esenti da alogeni. Cavi conduttori flessibili per posa fissa, non propaganti la fiamma ed a basso sviluppo di fumo, con prova di durata 20.000 h/120°C.

Single core cables, for photovoltaic and solar system use, insulated in type G21 elastomeric compound and M21 elastomeric compound sheathed. Flame retardant, halogenfree and low smoke flexible cables for fixed laying, lifetime testing 20.000 h/120°C.



1 - Rame stagionato flessibile Classe 5 CEI EN 60228	1 - Flexible tin plated copper class 5 CEI EN 60228
2 - Mescola elastomerica G21 ISOH	2 - ISOH Rubber compound type G21
3 - Mescola elastomerica M21 ISOH	3 - ISOH Rubber compound type M21

CARATTERISTICHE

Colore guaina: **Nero, rosso, blu**

Temperatura di esercizio: **-40°C ÷ +90°C sul conduttore**

Temperatura di sovraccarico: **120°C sul conduttore**

Durata: **>25 anni**

Tensione nominale: **U₀/U AC 0,6/1 kV**
U₀/U DC 0,9/1,5 kV

Temp. max di corto circuito: **250°C sul conduttore (durata max. 5 secondi)**

Raggio min di curvatura: **4 x diametro esterno del cavo**


Temp. min di installazione: **-25°C**

Max sforzo di tiro durante la posa: **50 N/mm²**

NORME / STANDARDS

CEI 20-91:02/2010
 IMO CPT 065 I Ed.
 IEC 60216-1
 IEC 60216-2

APPROVAZIONI / APPROVALS



CONFEZIONAMENTO / PACKAGING






Figura 0-2 Caratteristiche tecniche Cavo Bt

5.3 I cavi MT

I cavi di energia in corrente alternata MT (30 kV) saranno trifasi del tipo unipolare con conduttore a corda rotonda compatta in alluminio da 18/30 kV del tipo ARE4H5EX idonei per tale tipo di applicazione. I cavi di energia saranno posati nel terreno protetti da appositi copri cavi con pozzetti di ispezione intervallati ogni 40-50 m. ed in corrispondenza di ogni cambio di direzione. All'interno delle cabine i cavi saranno posati in cunicoli e/o su canaline. I cavi in MT all'interno di ciascun campo che escono dalle cabine inverter/trasformazione e giungono alle cabine di parallelo saranno in alluminio del tipo ARE4H5EX 18/30 kV e avranno sezioni 1x(3x1)x240 mmq. I cavi che dalle 2 cabine di parallelo MT andranno verso la SE di Utenza saranno del tipo ARE4H5EX 18/30 kV e avranno sezioni 1x(3x1)x400 mmq. I cavi MT avranno le seguenti caratteristiche:

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARE4H5EX COMPACT

Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo
Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno
Miscela estrusa
Isolante
Miscela di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
Semiconduttivo esterno
Miscela estrusa
Rivestimento protettivo
Nastro semiconduttore igroespandente
Schermatura
Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (R_{max} 5Ω/Km)
Guaina
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)
Marcatura
PRYSMIAN (***) ARE4H5EX <tensione> <sezione>
<fase 1/2/3> <anno>
(**) sigla sito produttivo
Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni
Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei
Terminali
ELTI-1C (pag. 115), ELTD-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTs-630/C (pag. 136)
Giunti
ECOSPEED™ (pag. 140)



Standard
HD 620/IEC 60502-2

Cable design
Core
Compact stranded aluminium conductor
Inner semi-conducting layer
Extruded compound
Insulation
Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)
Outer semi-conducting layer
Extruded compound
Protective layer
Semiconductive watertight tape
Screen
Aluminium tape longitudinally applied (R_{max} 5Ω/Km)
Sheath
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)
Marking
PRYSMIAN (***) ARE4H5EX <rated voltage> <cross-section>
<phase 1/2/3> <year>
(***) production site label
Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications
According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories
Terminations
ELTI-1C (pag. 115), ELTD-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTs-630/C (pag. 136)
Joints
ECOSPEED™ (pag. 140)

TEMPERATURA
FUNZIONAMENTO /
OPERATING
TEMPERATURE

90°C

TEMPERATURA
CORTOCIRCUITO /
SHORT CIRCUIT
TEMPERATURE

250°C

SECCO /
DRY



Condizioni di posa / Laying conditions

TEMPERATURA
MIN. DI POSA 25 °C /
MINIMUM
INSTALLATION
TEMPERATURE 25 °C



CANALE
INTERBURI /
BURIED
DUGOUT



TUBO INTERBURI /
BURIED DUCT



ASOLA LIBERA /
OPEN LAY



INTERBURI CON
PROTEZIONE /
BURIED WITH
PROTECTION



Figura 0-2 Caratteristiche tecniche Cavo MT per trasporto energia

Di seguito si riporta il report delle tratti di cavi in MT:

CAMPO	COLLEGAMENTO CAVIDOTTO	LUNGHEZZA (m)	PORTATA NOMINALE I _z (A)	Corrente Nominale I _n (A) per cavo	POTENZA APPARENTE (kVA)	CADUTA DI TENSIONE (%)	SEZIONE CAVO (mmq)
1	da PS1 a Cab//1	413	426	77.22	4012.22	0,06	3x(1x240)
1	da PS2 a Cab//1	241	426	77.22	4012.22	0,05	3x(1x240)
1	da PS3 a Cab//1	1045	426	77.22	4012.22	0,08	3x(1x240)
1	da PS4 a Cab//1	983	426	77.22	4012.22	0,06	3x(1x240)
1	da PS5 a Cab//1	854	426	77.22	4012.22	0,06	3x(1x240)
1	da PS6 a Cab//1	686	426	77.22	4012.22	0,05	3x(1x240)
2	da PS7 a Cab//2	572	426	77.22	4012.22	0,05	3x(1x240)
2	da PS8 a Cab//2	211	426	77.22	4012.22	0,02	3x(1x240)
2	da PS9 a Cab//2	5	426	77.22	4012.22	0,01	3x(1x240)
	Da Cab//2 a Cab//1	1010	208	347,52	10832,9	0,05	1X(3X1)x400
1-SE Utenza	Da Cab //1 a SE di UTENZA	8000	680	347,52	18057,64	3,3	1X(3X1)x400
2-SE utenza	Da Cab //2 a SE di UTENZA	8000	680	347,52	18057,24	3,3	1X(3X1)x400

5.4 Cavidotto AT 150 kV

Descrizione dell'opera.

Per collegare le stazioni di trasformazione di Utenza 30/150 kV delle società SR PROJECT 1 SRL e TE GREEN DEV 3 SRL alla stazione di condivisione 150 kV è stato previsto un collegamento in cavo interrato di lunghezza pari a circa 375 metri che seguirà i seguenti terreni ad uso agricolo del Comune di Foggia :

F. 51 p.55,681,139 e F.37 p.142

Per collegare la stazione di condivisione 150 kV con la sezione a 150 kV dell'ampliamento della S.E. RTN 380/150 kV di Foggia è stato previsto un collegamento in cavo interrato di lunghezza pari a circa 348 metri che seguirà i seguenti terreni ad uso agricolo del Comune di Foggia :

F. 51 p.139,681 e F.37 p.142 e 141

Il primo tratto di elettrodotto che collega le stazioni di trasformazioni di Utenza 30/150 kV di collegamento delle società **SR Project 1 Srl** e **TE Green Dev 3 Srl** sarà costituito da un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 1600 mm² tamponato, schermo semiconduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semiconduttivo sull'isolamento, nastri in materiale igroespandente, guaina in alluminio longitudinalmente saldata, rivestimento in polietilene con grafitatura esterna.

Il secondo tratto di elettrodotto AT che collega la Stazione di Condivisione a 150 kV con la sezione a 150 kV dell'ampliamento della S.E. RTN 380/150 kV di Foggia sarà costituito da un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 1600 mm² tamponato, schermo semiconduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semiconduttivo sull'isolamento, nastri in materiale igroespandente, guaina in alluminio longitudinalmente saldata, rivestimento in polietilene con grafitatura esterna.

Caratteristiche tecniche del cavo in AT

Scopo del presente paragrafo è quello di fornire le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi che verranno utilizzati per il collegamento in alta tensione.

Caratteristiche elettriche

Le caratteristiche elettriche principali del sistema elettrico in alta tensione sono:

- sistema elettrico 3 fasi
- frequenza c.a. 50 Hz
- tensione nominale 150 kV
- tensione massima 170 kV
- categoria sistema A

Tensione di isolamento del cavo

Dalla tab.2.1.06 della norma CEI 11-17 in base a tensione nominale e massima del sistema la tensione di isolamento U₀ corrispondente è 87 kV. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito massima temperatura di esercizio è di 90°C mentre quella di cortocircuito è di 250°C.

Caratteristiche funzionali e costruttive

I cavi in progetto, con isolamento in XLPE e conduttore in alluminio di sezione pari a 1600 mm², sono formati secondo il seguente schema costruttivo (tabella tecnica TERNA UX LK101):

- Conduttore a corda rigida rotonda, compatta e tamponata di alluminio;

- Schermo semiconduttore;
- Isolante costituito da uno strato di polietilene reticolato estruso insieme ai due strati semiconduttivi;
- Schermo semiconduttore;
- Dispositivo di tamponamento longitudinale dell'acqua;
- Schermo metallico, in piombo o alluminio, o a fili di rame ricotto o a fili di alluminio non stagnati opportunamente tamponati, o in una loro combinazione e deve contribuire ad assicurare la protezione meccanica del cavo, assicurare la tenuta ermetica radiale, consentire il passaggio delle correnti corto circuito;
- Rivestimento protettivo esterno costituito da una guaina di PE nera e grafitata.

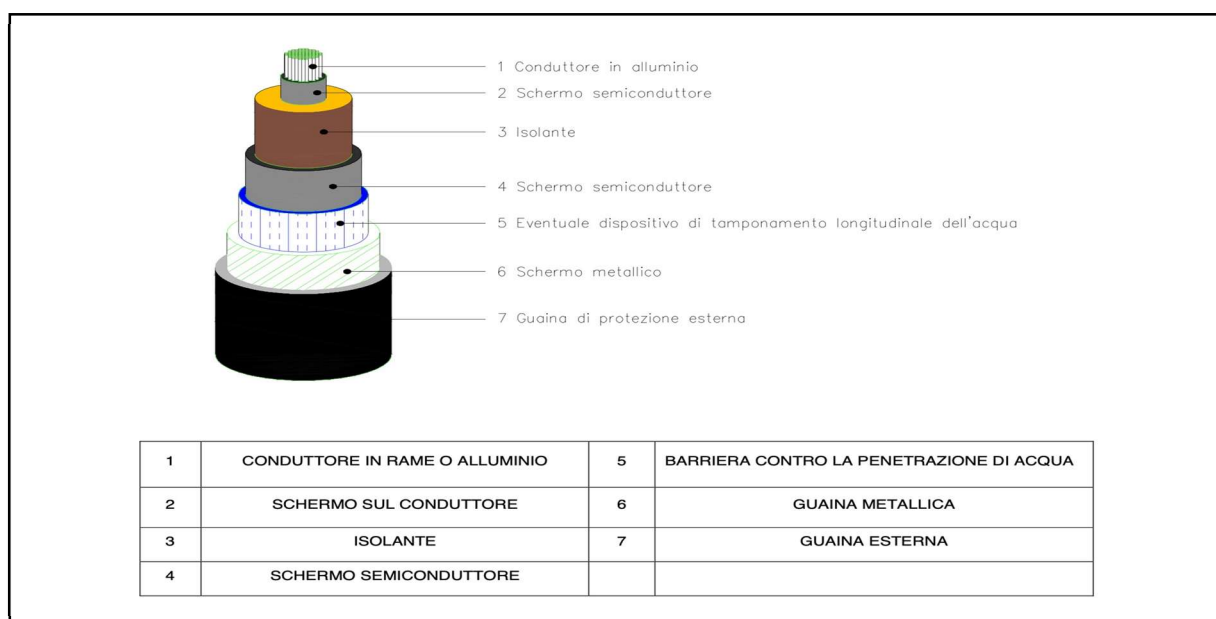


Figura 0-3 caratteristiche tecniche Cavo AT per trasporto energia

La tipologia di posa standard prevede la posa in trincea, con disposizione dei cavi a "Trifoglio" o in "Piano" (per l'elettrodotto in cavo interrato in esame è prevista la posa a "trifoglio"),

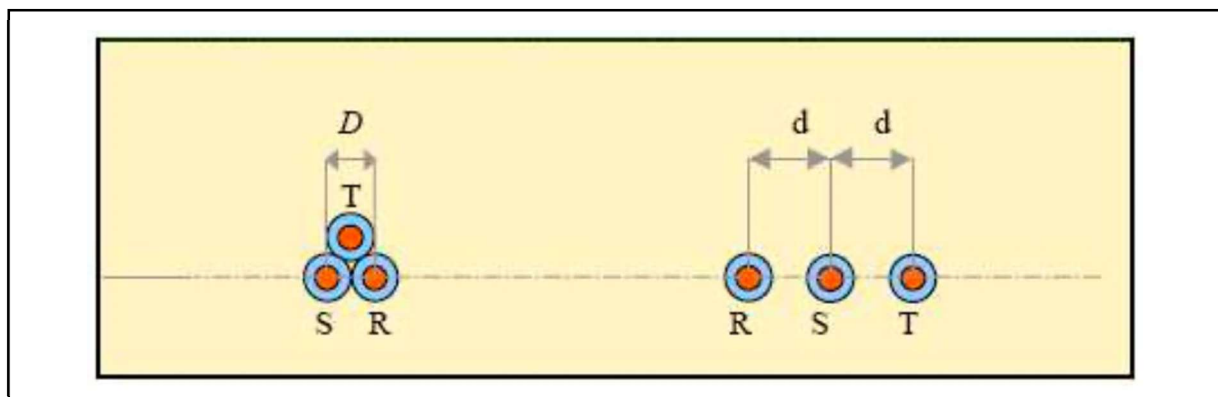


Figura 0-4 Modalità di posa cavo AT

secondo le modalità riportate nel tipico di posa contenuto nell'elaborato Particolari costruttivi di cui sintetizziamo gli aspetti caratteristici. I cavi saranno posati mediante uno scavo in trincea della larghezza di 0,7 m ad una profondità standard di -1,7 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca. cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di cm.40, sopra il quale la quale sarà posata una lastra di protezione in C.A. Ulteriori lastre saranno collocate sui lati dello scavo, allo scopo di creare una protezione meccanica supplementare. La restante parte della trincea sarà riempita con materiale di risulta e/o di riporto, di idonee caratteristiche.

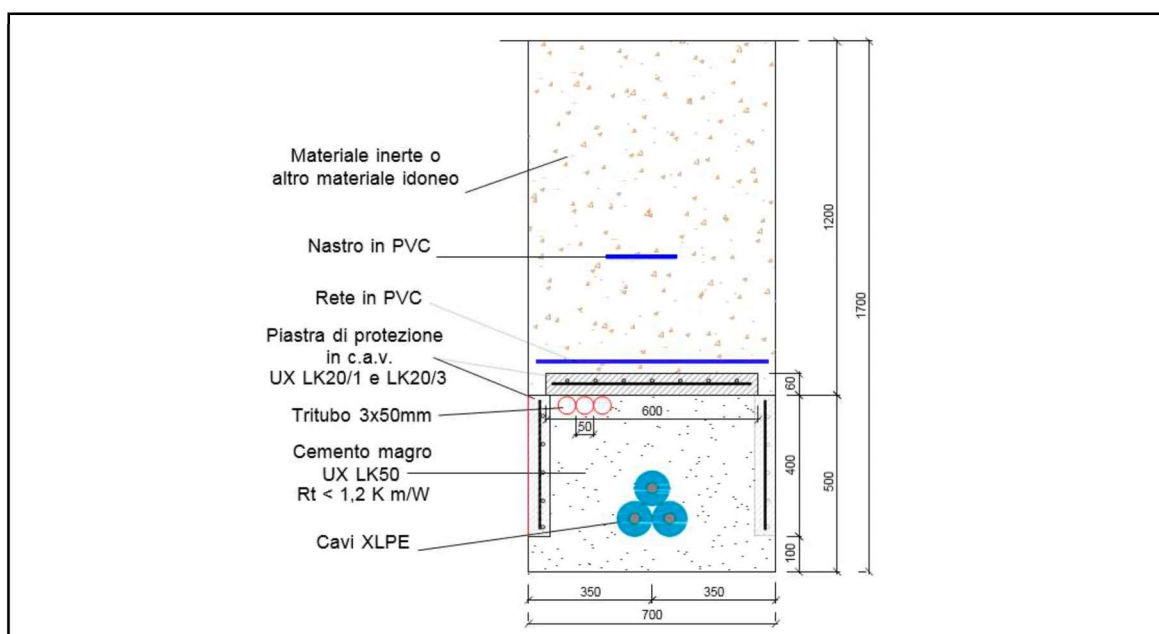


Figura 0-5 Particolare di Posa Cavidotto AT

DATI TECNICI DEL CAVO

Cavo 150 kV sezione 1600 mm² in alluminio

CARATTERISTICHE DI COSTRUZIONE

Materiale del conduttore Alluminio
Isolamento XLPE (chemical)
Tipo di conduttore Corda rotonda compatta
Guaina metallica Alluminio termosaldato

Caratteristiche dimensionali

Diametro del conduttore 48,9mm
Sezione 1600mm²
Diametro esterno nom. 115,0mm
Sezione schermo 670mm²
Peso approssimativo 12kg/m

Caratteristiche elettriche

Max tensione di funzionamento	170kV
Messa a terra degli schermi - posa a trifoglio	assenza di correnti di circolazione
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa a trifoglio	1045A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa a trifoglio	900A
Messa a terra degli schermi - posa in piano	assenza di correnti di circolazione
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa in piano	1175A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa in piano	1010A
Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c.	0,019Ohm/km
Capacità nominale	0,3μF / km
Corrente ammissibile di corto circuito	70,3kA
Tensione operativa	150kV

DATI TECNICI DEL CAVO

Cavo 150 kV sezione 1200 mm² in alluminio

CARATTERISTICHE DI COSTRUZIONE

Materiale del conduttore	Alluminio
Isolamento	XLPE (chemical)
Tipo di conduttore	Corda rotonda compatta
Guaina metallica	Alluminio termosaldato

Caratteristiche dimensionali

Diametro del conduttore	42,8mm
Sezione	1200mm ²
Diametro esterno nom.	94,6 mm
Sezione schermo	627 mm ²
Peso approssimativo	10 kg/m

Caratteristiche elettriche

Max tensione di funzionamento	170kV
Messa a terra degli schermi - posa a trifoglio	assenza di correnti di circolazione
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa a trifoglio	1005 A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa a trifoglio	930 mA
Messa a terra degli schermi - posa in piano	assenza di correnti di circolazione
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa in piano	1025A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa in piano	965 A
Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c.	0,019 Ohm/km
Capacità nominale	0,3µF / km
Corrente ammissibile di corto circuito	65,2 kA
Tensione operativa	150kV

Tali dati potranno subire adattamenti, in ogni caso non essenziali, dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

5.5 Contatori di energia

Il sistema di misura ufficiale sarà composto da uno o più contatori statici collegati in inserzione indiretta. I cavi di collegamento saranno attestati su una o più morsettiere sigillabili, secondo prescrizioni del GSE. Il contatore/i contatori saranno installati in quadri dedicati. L'intero sistema di misura, conforme ai requisiti della Norma CEI 0-16, sarà completo di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF. Il contatore sarà

predisposto per la telelettura da remoto ed il collegamento con il sistema centrale di acquisizione dell'energia sarà gestito secondo le procedure del Distributore di Rete. In ogni caso nella cabina di conversione sarà prevista una stazione di misura dell'energia che sarà utilizzata per il controllo della produzione di ogni singolo campo.

5.6 Interfaccia di rete

Per motivi di sicurezza, per il collegamento in parallelo alla rete pubblica l'impianto sarà provvisto di protezioni che realizzano la supervisione di rete e ne impediscono il funzionamento in isola elettrica, così come previsto dalla norma CEI 11-20 e dalle prescrizioni del distributore di rete

L'impianto FV sarà quindi dotato di un relè di protezione d'interfaccia che ne provocherà il distacco dalla rete pubblica e l'arresto degli inverter qualora uno dei parametri si discosti dai valori ammessi definiti di seguito:

- - minima tensione: $0,8 V_n$ (tempo di intervento 0,2 s);
- - massima tensione: $1,2 V_n$ (tempo di intervento 0,15 s);
- - minima frequenza 49,7 Hz (tempo di intervento 0,0 s) (senza ritardo intenzionale);
- - massima frequenza: 50,3 Hz (tempo di intervento 0,0 s) (senza ritardo intenzionale).

Il dispositivo di interfaccia sarà di tipo unico costituito da un interruttore che interrompe la linea trifase in uscita; all'interruttore sono asservite le protezioni sulle grandezze elettriche già menzionate secondo i valori di funzionamento indicati precedentemente.

L'utilizzo dell'apparecchiatura di protezione del dispositivo di interfaccia sono imposte dalle normative vigenti e dalle prescrizioni del gestore di rete; il loro utilizzo è pertanto indispensabile per la connessione in rete dell'impianto.

5.7 Protezioni d'impianto

L'impianto sarà dotato delle protezioni seguenti:

- - contro le sovratensioni indotte di origine atmosferica;
- - contro il primo guasto a terra;
- - contro i contatti diretti ed indiretti;
- - contro i sovraccarichi;
- - contro i cortocircuiti;
- - contro l'effetto isola elettrica.

Sarà inoltre realizzata la connessione con la maglia di terra dell'impianto, secondo norme CEI. La protezione di tutto l'impianto FV contro i fulmini verrà analizzata in fase di progetto esecutivo, in base ad una valutazione del numero dei fulmini che ogni anno interessa la zona per chilometro quadrato, nonché in base alle strutture presenti in zona.

5.8 Rete di terra

L'impianto sarà dotato di rete di terra estesa a tutte le aree in cui sono ubicate strutture metalliche. Le strutture di sostegno dei moduli FV saranno collegate a terra con conduttore di sezione non inferiore a 16 mm² con guaina di colore giallo-verde. La rete disperdente sarà realizzata con elementi di ferro zincato posti ad una profondità di circa 1 m la cui estensione sarà legata a prove in situ di resistività del terreno. L'impianto di terra sarà realizzato nel rispetto delle leggi vigenti, in particolare delle Norme CEI 11-1 e 11-37, ed alle prescrizioni del D.M. n° 37 del 22/01/08. L'impianto di terra dovrà essere verificato e collaudato con rilascio del Certificato di Conformità da parte dell'installatore. Il certificato di collaudo dovrà riportare in dettaglio le caratteristiche e la configurazione dell'impianto stesso. Copia del collaudo sarà inviata all'Autorità Ispettiva locale.

5.9 Sistemi di controllo e monitoraggio

L'impianto sarà dotato di una cabina di monitoraggio, misura e controllo sistemata nei pressi della stazione elettrica MT/AT. Alla cabina confluiranno i dati che verranno acquisiti da ciascuna cabina di sottocampo compreso eventuali allarmi. I principali parametri: potenza di campo, tensione, corrente, energia prodotta, ore di funzionamento, irraggiamento, temperatura ambiente, ecc, saranno visualizzati su monitor dedicati, uno per ogni campo, in modo da avere la visione completa dello stato di funzionamento dell'impianto. In caso di valori che si discostano dalla media ed in caso di fuori servizio saranno riportati sugli schermi i relativi allarmi. Poiché l'impianto non sarà presidiato, gli allarmi saranno trasmessi a distanza anche mediante sistemi GSM o rete internet. Il Sistema di Acquisizione Dati (SAD) avrà la funzione di misurare, visualizzare e memorizzare le principali grandezze elettriche, nonché gli eventi caratteristici dell'impianto fotovoltaico. Il sistema di acquisizione è costituito da un circuito a microprocessore chiamato Data Logger, in grado di eseguire l'acquisizione delle grandezze meteorologiche ed operative dell'impianto fotovoltaico. Il Data Logger si interfaccia con un PC supervisore tramite linea seriale RS232 o linea LAN, per la visualizzazione on line dello stato dell'impianto e lo scarico dei dati storici. Il Data Logger monitorizza, tramite linea RS485 (Modbus) i tre inverter e le cassette di parallelo stringhe di ciascuna cabina di sottocampo.

Il sistema acquisisce tramite il data logger e rende disponibili, le seguenti grandezze e stati di funzionamento:

- tensione del campo fotovoltaico
- corrente del campo fotovoltaico
- potenza lato corrente continua
- corrente di uscita
- potenza attiva erogata dall'inverter
- energia attiva giornaliera
- energia attiva totale
- tempo totale di erogazione

- frequenza della rete locale
- funzionamento automatico dell'inverter
- allarme temperatura
- stand by inverter
- blocco inverter
- guasto a terra
- presenza tensione sulla rete locale
- intervento protezione interfaccia rete locale
- Temperatura ambiente
- Irraggiamento

6. Connessione alla rete elettrica nazionale

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e rete idrica con la delibera ARG/elt99/08 (TICA) e s.m.i. stabilisce le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi per gli impianti di produzione di energia elettrica.

Il campo di applicazione è relativo anche ad impianti di produzione e si prefigge di individuare il punto di inserimento e la relativa connessione, dove per inserimento s'intende l'attività d'individuazione del punto nel quale l'impianto può essere collegato, e per connessione s'intende l'attività di determinazione dei circuiti e dell'impiantistica necessaria al collegamento. L'impianto fotovoltaico della società SR PROJECT 1 s.r.l. avrà una potenza installata in AC di 25 MW, ed il proponente ha ricevuto nella comunicazione Terna **TERNA/25753 del 24/04/2020** un preventivo di connessione (Codice Pratica **202000068**) per una potenza complessiva di 25 MW, da Terna S.p.A, che stabilisce come soluzione di connessione il collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV del futuro ampliamento della SE 380/150 KV della RTN di FOGGIA. Si precisa che, la comunicazione citata è in capo alla società M.E. FREE srl e che è stata eseguita una voltura della pratica della connessione, in base alla quale la società SR PROJECT 1 srl ha ricevuto la titolarità della pratica. Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle infrastrutture di rete, SR PROJECT 1 s.r.l. dovrà condividere lo stallo di consegna RTN con gli impianti di altre società.

La società Terna S.p.a. ha ricevuto la richiesta di connessione sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per l'energia elettrica prodotta da impianti di produzione di energia elettrica di tipo rinnovabile da ubicare nel Comune di FOGGIA. Gli impianti sono di proprietà delle società, di seguito indicate, a cui Terna ha rilasciato le seguenti STMG:

-SR PROJECT 1 SRL : PROGETTO FOTOVOLTAICO COMUNE DI FOGGIA – STMG 202000068 - POTENZA IN IMMISSIONE IN AC = 25.000 KW

-X-ELIO ITALIA 10 SRL : PROGETTO FOTOVOLTAICO- STMG 201800624 – POTENZA IN IMMISSIONE IN AC= 50.000 KW

-GRUPOTEC SOLAR ITALIA 7 SRL: PROGETTO FOTOVOLTAICO COMUNE DI FOGGIA -STMG 202001393-POTENZA IN IMMISSIONE IN AC :32.500 KW

-PHOTOVOLTAIC PHARM SRL : PROGETTO FOTOVOLTAICO COMUNE DI FOGGIA – STMG 201900148 – POTENZA IN IMMISSIONE IN AC : 44.000 KW

-TE GREEN DEV 3 SRL : PROGETTO FOTOVOLTAICO COMUNE DI TROIA (FG) – STMG 201900408 – POTENZA IN IMMISSIONE IN AC= 40.000 KW

Terna ha indicato per le STMG la stessa modalità di connessione che prevede il collegamento in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di trasformazione a 380/150 kV della RTN di Foggia. Inoltre, Terna ha trasmesso ai suddetti proponenti in formato digitale copia della documentazione progettuale, in base alle STMG rilasciate riferita al progetto benestariato dell'ampliamento della SE RTN di Foggia , da inserire all'interno dell'iter autorizzativo degli impianti di produzione ai sensi del D.lgs 387/03; nonché ha indicato gli ulteriori documenti da produrre per il rilascio del benestare di sua competenza. Pertanto, pur trattandosi di procedimenti autorizzativi distinti, Terna ha richiesto un unico collegamento a 150 kV da realizzare su uno degli stalli della nuova stazione di trasformazione 380/150 kV di "Foggia", da condividere con le iniziative in fase di sviluppo delle società. In particolare, la produzione di energia elettrica dai singoli impianti di produzione sarà trasportata, mediante cavi interrati a 30 kV, nelle stazioni di trasformazione 30/150 kV di ciascun produttore ed immessa su un sistema di sbarre a 150 kV condiviso da tutti i produttori sopraindicati. Detto sistema di sbarre condiviso sarà collegato alle sbarre 150 kV della nuova stazione satellite di trasformazione di Terna di Foggia 380/150 kV mediante un cavo interrato 150 kV.

In sintesi al fine di connettere l'impianto fotovoltaico della società SR Project 1 SRL alla Rete Elettrica Nazionale sono necessarie le seguenti opere sia di Utenza che di Rete:

- Stazione di condivisione costituito da un sistema di sbarre a 150 kV con isolamento in aria , nr. 1 montante per l'arrivo del cavo interrato a 150 kV dalla SE RTN 380/150 kV di "Foggia" di Terna, nr. 1 montante per l'arrivo dei cavi AT di nr. 2 produttori (SR Project 1 Srl e TE Green Dev 3 Srl) . Alle sbarre 150 kV si connetteranno le stazioni di trasformazione dei singoli produttori che hanno scelto di realizzare la stazione utente in prossimità della stazione di condivisione 150 kV. Le società SR Project 1 srl e TE Green Dev 3 Srl arriveranno alla stazione di condivisione 150 kV attraverso un cavidotto AT interrato a 150 kV.

- N.1 stazioni di trasformazione 30/150 kV della società SR Project 1 Srl.

- Nr. 1 cavidotto interrato in AT a 150 kV di collegamento tra la stazione utente 30/150 kV di trasformazione della società SR Project 1 Srl e la Stazione di Condivisione 150 kV

- Nr. 1 cavidotto interrato in AT a 150 KV di collegamento tra la stazione di Condivisione AT 150 kV e la nuova stazione satellite di trasformazione 380/150 kV di "Foggia" di Terna

Si precisa che ciascun produttore provvederà a realizzare la sua stazione utente di trasformazione 30/150 kV per suo conto e quindi queste saranno indipendenti funzionalmente.

Il progetto del collegamento elettrico di ciascun impianto di produzione alla RTN prevede la realizzazione delle seguenti opere:

- a) Rete in cavo interrato in MT dagli impianti di produzione alle stazioni di trasformazione MT/150 KV;
- b) Stazioni elettriche di trasformazione MT/150 kV dei produttori sopra indicati;
- c) Stazione elettrica di Condivisione 150 kV tra i produttori sopra indicati ;
- d) Cavidotto AT interrato di collegamento tra le stazioni utente di trasformazione 30/150 kV delle società SR Project 1 Srl e Te Green Dev 3 Srl con la stazione di Condivisione 150 kV- Si fa presente che sia la stazione Utente di trasformazione 30/150 KV della società SR Project 1 Srl che quella della società Te Green Dev 3 Srl verranno realizzate nella stessa particella 55 del Foglio 51 di Foggia. Le due stazioni 30/150 kV di trasformazioni saranno distinte e separate l'una dall'altra con muri di recinzione per quanto riguarda la parte dei locali tecnici e di misura e la parte di trasformazione MT/AT , mentre avranno le barre a 150 kV in uscita in comune e un unico cavidotto AT interrato di collegamento fino alla stazione di condivisione 150 kV.
- e) Nr. 1 cavo interrato a 150 kV dalla stazione di Condivisione allo stallo assegnato da Terna SPA all'interno della nuova stazione satellite di trasformazione 380/150 kV "Foggia " di Terna;
- f) Nr.1 stallo di arrivo della linea RTN 150kV da realizzarsi all'interno della nuova stazione satellite SE 380/150kV di "Foggia";
- g) Ampliamento della Stazione SE 380/150 kV di "Foggia" mediante una nuova stazione satellite di trasformazione SE 380/150 kV (progetto già benestariato da Terna Spa)

Dette opere dovranno essere progettate ed inserite nel Piano Tecnico delle Opere (PTO) da presentare alle amministrazioni competenti per le necessarie autorizzazioni alla realizzazione ed all'esercizio.

Le opere di cui ai punti a), b), c),d),e) costituiscono opere di utenza dei proponenti, mentre le opere di cui ai punti f) e g) costituiscono opere di rete (RTN), le cui autorizzazioni, che saranno rilasciate ai proponenti con Autorizzazione Unica (AU) ai sensi delle L.387/2003, saranno in seguito volturate a Terna S.p.a.

7 Opere civili

Per accedere al sito, per le operazioni di cantiere e per il funzionamento dell'impianto non sono necessarie opere sul sistema viario pubblico esistente, che è già ampiamente adeguato.

Le principali opere civili consisteranno pertanto in:

- montaggio Strutture di Sostegno e fondazioni
- realizzazione della viabilità interna con strade sterrate
- realizzazione trincee per i cavi 30kV
- trincee per la raccolta acque piovane - vasca raccolta acque piovane
- realizzazione della recinzione
- movimentazione terra per piccoli scavi vari e per appianamenti
- opere civili sottostazione SE di Utenza

7.1 Strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici sono caratterizzate dai seguenti elementi:

Pilastrini montati – Profilo HEB con altezza totale di 140 mm.

Trave Principale – Profilo scatolare di sezione 150 mm x 150 mm, spessore 3 mm

Trave secondaria – binari fissaggi moduli – profilo a C 215x80 mm spessore 4 mm.

Il passo ed il numero di binari è funzione della tipologia di moduli impiegati.

Esse avranno in base al numero di moduli su di essi montati le seguenti dimensioni:

Modello inseguitore	Nr. Moduli montati IN CONFIGURAZIONE 2P	Lunghezza inseguitore	Altezza dal Suolo dell'asse ruotante dell'inseguitore]	Altezza totale struttura dal suolo con 2 moduli in portrait -max inclinazione +/- 50°	Franco libero dal suolo con moduli inclinati di +/- 50°
HORIZON-NX GEMINI	52	30,29 m.	2,30 m.	3,90 m.	0,7 m.
HORIZON-NX GEMINI	78	49,40 m.	2,30 m.	3,90 m.	0,7 m.
HORIZON-NX GEMINI	104	60,39 m.	2,30 m.	3,90 m.	0,7 m.



Figura 7-1 Particolare Tracker Horizon-NX Gemini



Fig. 7-2 Inseguitore Mono-assiale NX Horizon Gemini – Rappresentazione struttura realizzata

Le fondazioni portanti di tali strutture saranno realizzate con pali a vite. Gli screw piles sono pali prefabbricati in acciaio dotati di una o più eliche che vengono avvitati nel terreno per mezzo di semplici apparecchiature che possono essere montate sulle più comuni macchine operatrici. Questo fa sì che nel fase di realizzazione delle fondazioni degli inseguitori monoassiali (tracker) il cantiere è quasi assente e questo comporta un enorme vantaggio quando si opera in ambiente rurale come quello di Casalpiano nel comune di San Martino in Pensilis lontano dai punti di rifornimento delle materie prime. Inoltre l'operazione di avvitatura dei pali ad eliche risulta molto rapida e quindi riduce i tempi di durata del cantiere notevolmente.



Figura 70-3 Macchina Operatrice per fissaggio supporti strutture

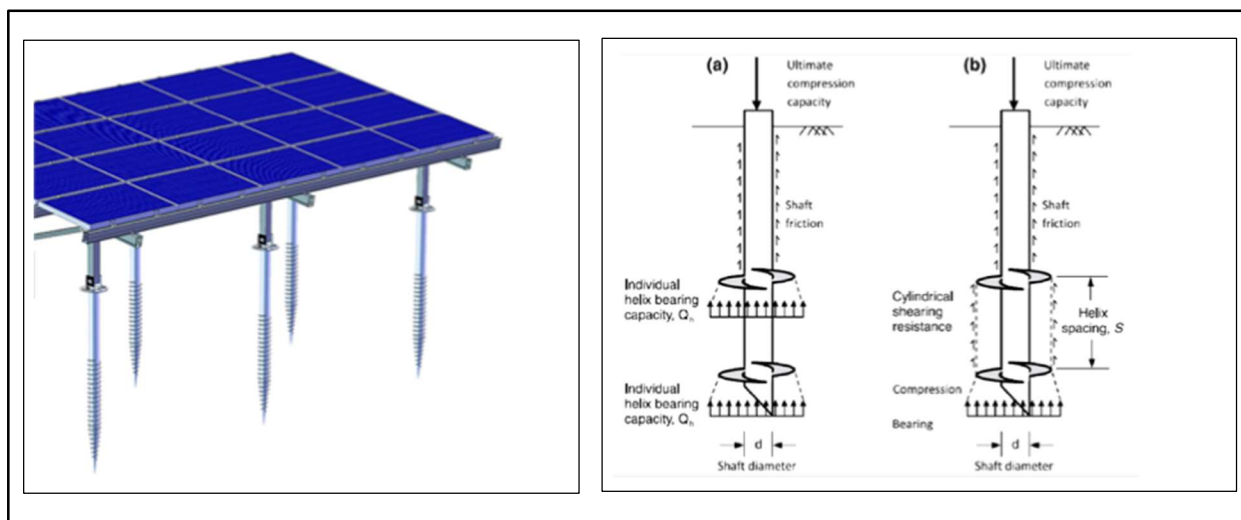


Figura 7-4 Sistema fissaggio strutture a viti

Le tipologie più comuni e maggiormente reperibili sul mercato presentano una lunghezza tra 1,5 metri e 3 metri con diametri da 77 a 130 millimetri ed eliche il cui diametro può attestarsi tra i 80 e i 250 millimetri. Tale tipologia di palo è adeguata per resistere sia a sforzi di compressione che di trazione e perciò consente alla fondazione di supportare anche momenti ribaltanti. Data la possibilità inoltre di rimuovere e riutilizzare tali elementi, gli screw piles si ritengono convenienti per le fondazioni di impianti leggeri quali quelli di terra posti in opera in tempi brevi e dotati di una certa vita operativa medio lunga. Il meccanismo resistente di tali elementi si compone essenzialmente di tre contributi:

- Sotto l'elica di base si genera un meccanismo di portata alla punta, simile a quello che si genera nei normali pali trivellati in conglomerato cementizio armato;
- Lungo il fusto in acciaio del palo si genera per semplice attrito acciaio-terreno una componente di portata laterale, direttamente proporzionale alla superficie laterale del palo;
- Quando è presente più di una elica il terreno compresso tra di esse è vincolato a resistere alle azioni insieme al palo, che dunque riesce a sviluppare un cilindro di terreno compresso tra le due eliche in grado di accrescere il diametro del fusto fino a un valore pari al diametro dell'elica;

Insieme alla elevata portanza di punta (frutto dell'elevata superficie dell'elica), è proprio quest'ultima caratteristica la peculiarità di tale tipologia di palo. Meccanismi resistenti del genere si sviluppano anche quando il palo è soggetto a sforzi di trazione. Per sfruttare al massimo le potenzialità degli screw piles è opportuno comunque impiegare pali a sezione circolare con eliche sufficientemente ampie da sviluppare i meccanismi resistenti noti, con la favorevole opportunità di utilizzare pali muniti di eliche multiple.

7.2 Strade interne ai Campi Fotovoltaici

All'interno dell'area dell'impianto saranno realizzate delle strade in terra battuta per la viabilità indispensabile per le varie operazioni di cantiere e di manutenzione. Le strade vicinali esterne esistenti permettono già di per se di raggiungere agevolmente ciascun campo ed esse saranno utilizzate essenzialmente per l'accesso ad esso e per il passaggio dei cavidotti in MT che andranno verso la stazione elettrica SE di utenza. La disposizione dei campi è stata effettuata essenzialmente tenendo conto della infrastruttura esistente al fine di ridurre le opere da realizzare e quindi l'impatto sul territorio dell'opera. Le cabine di parallelo in MT sono state predisposte in vicinanza di tali strade vicinali e all'ingresso di ciascun campo al fine di minimizzare il tracciato dei cavidotti in MT. All'interno di ciascun campo sono previste delle viabilità di servizio in terra battuta lungo il perimetro di ciascuno di esso e delle viabilità per il raggiungimento delle cabine inverter più interne. Le viabilità di servizio e di accesso alle cabine inverter avranno una larghezza media di 3,5 metri. Tali viabilità verranno realizzate mediante asportazione di uno strato superficiale del terreno esistente di circa 30 cm, la copertura con geo tessuto e successiva copertura con terreno stabilizzato. I rilevati previsti saranno formati a strati successivi (dopo il costipamento), e saranno costituiti da materiali idonei provenienti da cave reperibili nella zona e da eventuale materiale idoneo proveniente dagli scavi. Tali materiali saranno non impermeabilizzanti in maniera tale da favorire il drenaggio delle acque. Lo spessore dei rilevati sarà pari a 40 cm e verrà data una pendenza dell'1% da ambo i lati per favorire il normale deflusso delle acque piovane nei terreni. Il terreno vegetale di risulta proveniente dallo scavo a sezione obbligatoria delle viabilità interne al parco fotovoltaico sarà riutilizzato stesso in loco per le opere di appianamento del terreno ove necessarie.

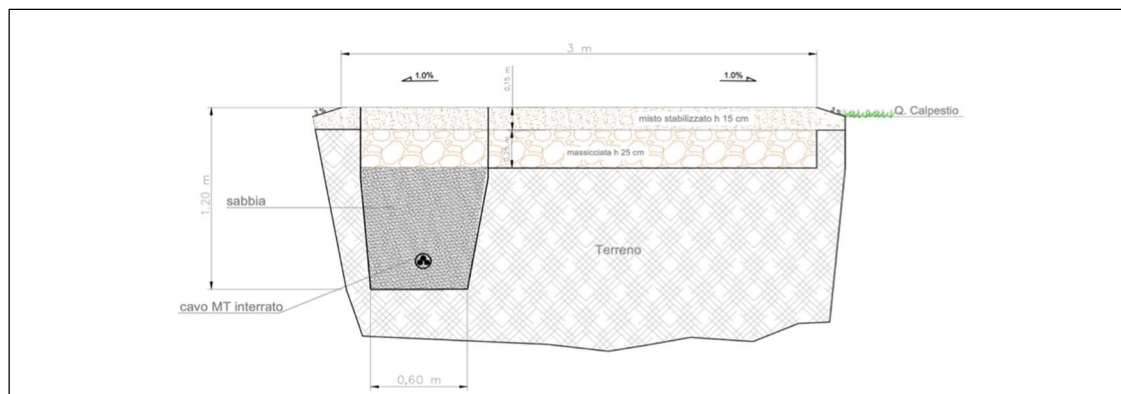


Figura 7-5 Sistema fissaggio strutture a viti

7.3 Cavidotti MT interne ai Campi fotovoltaici e di collegamento alla sottostazione SE di Utenza.

La posa dei cavidotti in MT a 30 KV di collegamento tra le cabine inverter e di trasformazione interne ai Campi Fotovoltaici fino alle cabine di parallelo e poi da queste verso la SE di Utenza verranno posati effettuando degli scavi in trincea su un lato delle viabilità interne a ciascun Campo fotovoltaico e sulle banchine di quelle esistenti esterne ai Campi fotovoltaici fino alla SE di Utenza. Gli scavi per le trincee per la posa dei cavi MT a 30 kV saranno effettuati con uno scavo a sezione obbligata fino alla profondità di 1,2 metri a bordo strada, successivamente sarà depositato uno strato di sabbia dello spessore di circa 20 cm e poi posato il cavo tripolare. A protezione del cavo verrà posato un tegolino prefabbricato in cemento e successivamente ad una profondità dello scavo di circa 1 metro verrà posto un nastro segnalatore. Dopo la posa del cavo, lo scavo verrà riempito con lo stesso terreno di risulta. Verranno posti a distanza di 50 metri uno dall'altro lungo il percorso del cavidotto dei pozzetti di ispezione di larghezza 80x80 cm al fine di poter ispezionare il cavidotto e effettuare le eventuali manutenzioni durante la vita utile dell'impianto fotovoltaico. Il percorso del cavidotto sarà segnalato con dei cartelli appositi piantati lungo il tracciato. Il rinterro del cavidotto comporterà un residuo di terreno che mediamente sarà del 15% rispetto ai volumi scavati, tale residuo di terreno delle operazioni di cui sopra, assieme a quello ottenuto per realizzare le fondazioni delle cabine e della stazione utente, e ad altri eventuali surplus di materia legati a lavori come il fissaggio della recinzione e la realizzazione dei vari pozzetti d'ispezione delle trincee, sarà riutilizzato in loco per opere di appianamento del terreno.

7.4 Realizzazione platee per appoggio cabine inverter e di trasformazione, cabine di parallelo, ufficio prefabbricato O&M Building e Box di Campo per Deposito attrezzature.

Le cabine per gli inverter ed i trasformatori BT/MT, verranno poggiate su platee realizzate in calcestruzzo previo scavo a una profondità del piano di campagna di 60 cm e livellamento del terreno. Le platee in calcestruzzo avranno le dimensioni di 7 m x 3,4 m e uno spessore di 10/15 cm. Su di esse verranno poggiate le Cabine Inverter e di trasformazione. Anche le le cabine di parallelo e dei Box di campo con la stessa procedura verranno poggiate su platee in calcestruzzo realizzate allo stesso modo di quelle delle cabine inverter e di trasformazioni, aventi le dimensioni di 9 x 3,4 m All'ingresso del Campo 3 verrà realizzato l'O&M Building, un locale prefabbricato avente le dimensioni di 13,2 x 8,2 m di altezza max pari a 3,35 m. Al suo interno saranno realizzati gli uffici per il personale tecnico impiegato durante la realizzazione dell'impianto fotovoltaico , esso fungerà da centro di coordinamento per tutte le attività di cantiere durante la fase realizzativa. Anche tale Box prefabbricato sarà poggiato su una platea in calcestruzzo di 15x10 m realizzata con le stesse modalità di quelle per i box cabine inverter e di trasformazione.

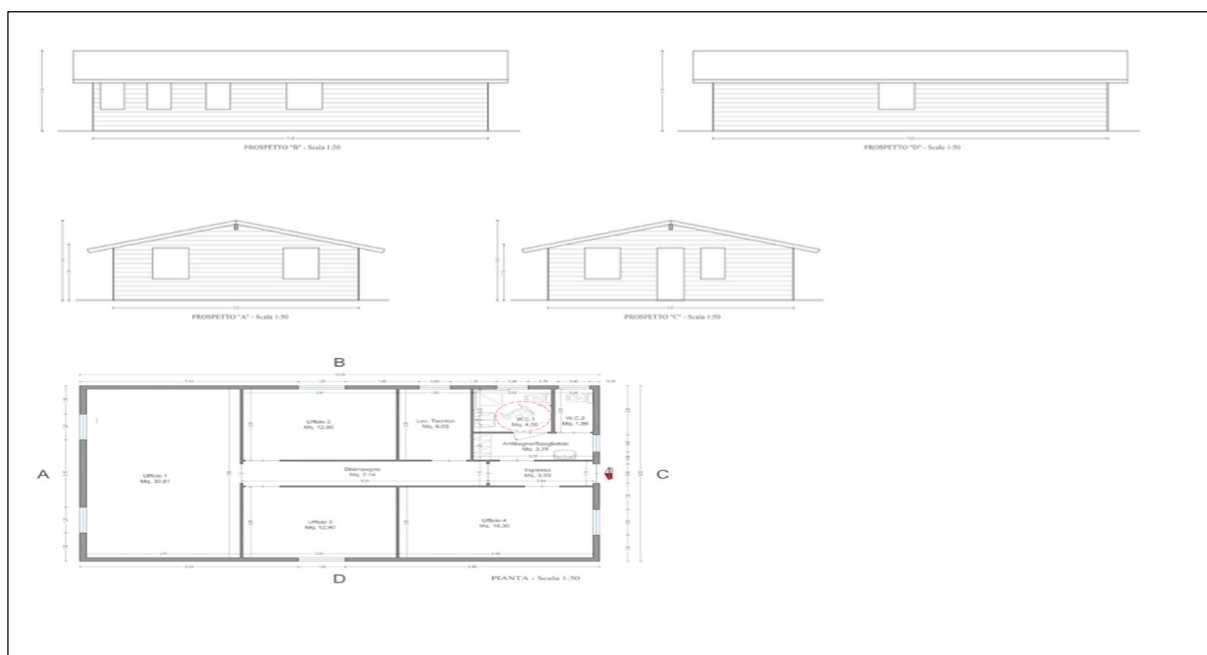


Figura 07-2 Pianta Prospetti O&M Building

7.6 Opere civili per la realizzazione della sottostazione di trasformazione SE di Utenza 30/150 kV e di Condivisione 150 KV

La posizione della sottostazione è stata scelta in considerazione del preventivo di connessione che prevede il collegamento dell'impianto in antenna a 150 kV con il futuro ampliamento della Stazione Elettrica della RTN a 380/150 kV di Foggia. Il sito della sottostazione è stato scelto in modo da limitare la lunghezza del collegamento AT ed è ubicato al F. 51 p. 55 del Comune di Foggia. La sottostazione occuperà una superficie di circa 34x37 m e realizzata in opera con i basamenti per le attrezzature rialzati di circa 2.0 m rispetto al piano di campagna.



Figura 7-5 Sottostazione tipo con apparecchiatura ad alta tensione, trasformatore, quadri di media tensione e armadio di comando.

Per realizzare la stazione di Condivisione i produttori hanno individuato un'area in prossimità di quella ove sarà realizzata la nuova stazione satellite di trasformazione 380/150 kV di "Foggia" di Terna. Tale area è ubicata al F. 51 p. 139 del NCT del Comune di Foggia. Tale area ha un'estensione di circa 4577 mq di cui circa 1000 mq sono destinati per la realizzazione della Stazione di Condivisione 150 kV e i restanti 3577 mq per la realizzazione delle stazioni di trasformazione utenti di nr. 3 produttori di quelli indicati in precedenza.

L'accesso ai fondi ove verranno realizzate sia alla Stazione Elettrica di Utenza 30/150 kV che la Stazione di Condivisione 30/150 kV avverrà direttamente dalla SS 673 attraverso ingressi e strade di accesso esistenti, indipendenti per ciascuna stazione elettrica.

All'interno delle sottostazioni dovranno essere realizzate le seguenti opere civili:

- Recinzione esterna ed interna;
- Strade di circolazione, accesso e piazzali carrabili;
- Costruzione edifici;
- Formazioni dei basamenti delle apparecchiature elettriche;
- Formazione delle vasche di fondazione per eventuali reattori;

- Formazione del basamento in c.a. e posa di un eventuale shelter.
- Realizzazione di fondazione per eventuale palo antenna.

Per la realizzazione della recinzione sarà necessario eseguire scavi in sezione ristretta con mezzo meccanico ed il materiale di risulta, qualora non utilizzato in loco verrà portato alla pubblica discarica. I getti di calcestruzzo verranno eseguiti con cemento a presa lenta (R.325), ed il dosaggio previsto sarà di q.li 2,5 per le fondazioni, e q.li 3,00 per i plinti ed i pilastri di sostegno dei cancelli d'ingresso. Il getto dei calcestruzzi a vista viene armato con casseri piallati, mentre nel getto dei plinti e dei pilastri d'ingresso sarà posto in opera l'armatura in barre di ferro tondo. La recinzione sarà costituita ove necessario, da una parte della sua altezza, gettata in opera, e da una parte in lastre di cemento prefabbricato intercalate ogni ml. 2,00-2,50 dai pilastrini pure in getto prefabbricato. L'altezza fuori terra della recinzione, rispetto alla parte accessibile dall'esterno, deve essere almeno di metri 2. L'opera sarà completata inserendo n°1 cancello carrabile di tipo scorrevole con luce netta di 10.00 m.

L'edificio per contenere tutte le apparecchiature sarà di dimensioni circa 23 x5.0 metri, ed è suddiviso in: Locale MT, Locale Trafo, Locale Bt e Tlc, Locale Misure, Locale Servizi Igienici.

Le fondazioni dell'edificio saranno in c.a., le pareti esterne saranno in poroton o in c.a., mentre le pareti interne saranno realizzate in blocchi di forati; saranno previsti, tra i vari locali, dei cunicoli utilizzati per il percorso cavi tra le varie apparecchiature poste all'interno dell'edificio. Per tutti i locali è prevista un'altezza fuori terra 3.00 m come quota finita. Per la realizzazione degli edifici si eseguiranno degli scavi con mezzo meccanico, sia in sezione ristretta per le opere interrato, sia in sezione aperta per lo sbancamento di terreno coltivo per la formazione di massicciata. I getti di calcestruzzo verranno eseguiti con cemento a presa lenta (R.325), ed il dosaggio previsto sarà di q.li 2,5 per la formazione delle fondazioni e dei muri perimetrali in elevazione, fino a quota d'imposta della prima soletta e a q.li 3,00 per i plinti e le opere in cemento armato quali pilastri, travi, gronda e gradini. Le opere di getto in calcestruzzo vengono armate con barre di ferro tonde omogenee di adeguato diametro risultante dai calcoli dell'ingegnere incaricato. Le murature esterne sono in foratoni semiportanti dello spessore di cm 25 e vengono poste in opera con malta cementizia dosata a q.li 2. Il solaio superiore è piano con pendenze minime per lo smaltimento delle acque meteoriche, mentre il solaio del piano rialzato ha i conici di altezza di cm.18 in quanto deve sopportare pesi maggiori per le apparecchiature elettriche che verranno posate. Gli intonaci, sia esterni che interni, vengono eseguiti con il rustico in malta di cemento e soprastante stabilitura di cemento. La pavimentazione dell'intercapedine viene realizzata con sottofondo in ghiaia grossa e getto di calcestruzzo per formazione della caldana. La soletta di copertura dell'edificio viene isolata dalle intemperie con la posa di un massetto in calcestruzzo impastato con granulato di argilla espansa, di una membrana impermeabile armata in lamina di alluminio stesa a caldo, dello spessore di mm 3, di pannelli in poliuretano espanso rivestito con cartonfeltro bitumato dello spessore di cm 4 e soprastante membrana sintetica elastomerica applicata su vernice primer bituminosa. Tutti i serramenti esterni ed interni sono in alluminio con taglio termico completi di ogni accessorio (ferramenta di chiusura e manovra, maniglie, cerniere ecc); le aperture esterne sono munite di rete di protezione dalle maglie di 2x2 cm per evitare l'entrata di corpi estranei dall'esterno e verniciate ad una mano di minio antiruggine e due di vernice a smalto sintetico. Per la realizzazione dei basamenti e fondazioni locali si eseguiranno scavi in sezione

ristretta con mezzo meccanico per la formazione delle fondazioni, dei pozzetti e dei condotti, e qualora il materiale risultante non fosse riutilizzato verrà trasportato alla pubblica discarica.

I getti di calcestruzzo sono confezionati con cemento a lenta presa (R.325) e sono così distinti:

- Dosati a ql.1,5 per magrone di sottofondo ai basamenti;
- Dosati a ql.2,5 per murature di sostegno apparecchiature e per formazione dei vari pozzetti;
- Dosati a ql.3 per basamenti di sostegno per le apparecchiature e le opere di c.a., per la formazione della soletta di copertura del serbatoio di raccolta olio dei trasformatori. Per l'esecuzione dei getti vengono usati casseri in tavole di legno.

Le vasche di raccolta olio dei trasformatori è intonacata ad intonaco rustico con soprastante lisciatura a polvere di cemento per rendere le pareti impermeabili ed evitare la perdita di olio. Nei condotti vengono posati dei tubi in pvc in numero adeguato secondo le loro funzionalità e vengono ricoperti con getto di calcestruzzo magro, dosato a ql. 1,5. Tutti i pozzetti sono completi di chiusini in cemento per ispezione. Vengono posati tubi in pvc del diametro opportuno per raccolta e scarico delle acque piovane del piazzale, e saranno ricoperti di calcestruzzo dosato a ql.1,5 di cemento. Si prevede di completare l'opera dei drenaggi con la posa di pozzetti stradali a caditoia, completi di sifone incorporato e di griglia in ghisa del tipo pesante carrabile. Il piazzale viene realizzato con massiciata in misto di cava o di fiume priva di sostanze organiche, di pezzatura varia e continua con elementi fino ad un diametro massimo di 12 cm. Viene posata a strati non superiori a 30 cm, costipata meccanicamente con rullo vibratore adatto e viene sagomata secondo le pendenze di progetto per un miglior scarico delle acque nei pozzetti a griglia. Sovrastante alla massiciata viene posata la pavimentazione bituminosa in bitumato a caldo per uno spessore compreso di cm. 10 e rullato con rullo vibratore. Superiormente viene steso il tappeto d'usura in conglomerato bituminoso, tipo bitulite, confezionato a caldo, steso per uno spessore con nesso di cm. 2,5 con rullo vibrante. L'area non costruita della sottostazione potrà essere destinata ad un eventuale futuro accumulo.

8. L'ampliamento della sottostazione SE-RTN esistente di Foggia "Sprecacenerè" denominata "Satellite"

La nuova stazione di trasformazione, denominata "satellite", dovrà essere collegata alla esistente stazione di Foggia a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato a 380 kV ed un altro collegamento in cavo interrato a 150 kV tra la sezione 150 kV della SE 380/150 di Foggia-Sprecacenerè e le nuove sbarre a 150 kV della stazione "satellite" .

La nuova stazione di trasformazione, denominata "satellite", dovrà essere collegata alla esistente stazione di Foggia a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato a 380 kV ed un altro collegamento in cavo interrato a 150 kV tra la sezione 150 kV della SE 380/150 di Foggia-Sprecacenerè e le nuove sbarre a 150 kV della stazione "satellite". Inoltre, Terna ha chiesto di collegare alla sezione 150 kV della nuova stazione "satellite" la esistente linea 150 kV "S.Giovanni Rotondo-Foggia", che attualmente si attesta con un cavo interrato alla sezione 150

kV della SE 380/150 kV Foggia-Sprecacenero. Tale configurazione rappresenterà l'ampliamento della esistente stazione 380/150 kV.

Il cavidotto a 380 kV per il collegamento della nuova stazione satellite alle sbarre 380 kV della SE Foggia-Sprecacenero avrà una lunghezza di circa 400 metri; mentre i cavidotti a 150 kV: "Stazione satellite-SE Foggia" avrà una lunghezza di circa 240 metri, il tratto "Portale-aereo/cavo della linea "San G.Rotondo-Stazione satellite" avrà una lunghezza di circa 800 metri ed il tratto di cavo "stazione utente HSI- Stazione satellite" avrà una lunghezza di circa 260 metri.

Detti cavi a 380 e 150 kV saranno posati parte in terreno agricolo/sterrato e parte all'interno dell'area della stazione 380/150 kV di "Foggia Sprecacenero" di proprietà Terna.

In pratica le opere facenti parti dell'ampliamento della SE 380/150 kV di Foggia sono le seguenti:

1. N. 1 elettrodotto in cavo interrato a 380 kV per il collegamento della stazione satellite alla esistente stazione di trasformazione "Foggia-Sopracacenero" 380/150 kV;
2. N. 1 elettrodotto in cavo interrato a 150 kV per il collegamento della stazione satellite alla sezione a 150 kV esistente stazione di trasformazione "Foggia-Sprecacenero" 380/150 kV;
3. N. 1 elettrodotto in cavo interrato a 150 kV per il collegamento dal portale areo/cavo della linea S.G.Rotondo-Foggia Sprecacenero alla sezione 150 della stazione satellite 380/150 kV.
4. Collegamento in cavo interrato a 150 kV tra la nuova stazione "Satellite" e la stazione di elevazione 30/150 kV
5. N.1 Stazione di trasformazione 380/150 kV con isolamento in aria con doppio sistema di sbarre a 150 kV a 12 passi di sbarre.

Dette opere dovranno essere progettate ed inserite nel Piano Tecnico delle Opere (PTO) da presentare alle amministrazioni competenti per le necessarie autorizzazioni alla realizzazione ed all'esercizio. Le opere di cui ai punti 1,2,3,4,5, costituiscono opere di rete (RTN) le cui autorizzazioni che saranno rilasciate ai proponenti con Autorizzazione Unica (AU) ai sensi delle L.387 saranno in seguito volturate a Terna S.p.a. La nuova stazione di trasformazione "Satellite" in progetto 380/150 kV sarà costituita da un ATR da 250 MVA il cui secondario 150 kV sarà collegato al doppio sistema di sbarre con isolamento in aria a 12 passi di sbarre: uno per il collegamento con la SE di trasformazione 30/150 kV, due per il parallelo basso, due per i collegamenti alla SE Foggia e linea S.G. Rotondo e sette per altri produttori e futuro ATR. Inoltre, nella stazione è previsto un edificio per il controllo e comandi del tipo integrato unificato Terna e Servizi ausiliari. La nuova stazione di trasformazione occuperà parte delle particelle 141 e 147 del Foglio di mappa N. 37 del Comune di Foggia su di un'area di circa 34.500 mq; essa sarà recintata con pannelli di altezza 2,4 m e si accederà mediante un cancello motorizzato scorrevole di 7 m. Il collegamento tra le sbarre della stazione 30/150 kV di utenza e le sbarre 150 kV della nuova stazione satellite, sarà assicurato da un breve collegamento in cavo interrato che si attesterà su terminali cavo/aria. Il collegamento a 380 kV tra la stazione

"Satellite" e la stazione di trasformazione 380/150 kV è previsto con cavi interrati XLPE della sezione di 2500 mmq. Per i cavi a 150 kV è previsto di utilizzare cavi XLPE in alluminio della sezione di 1600 mmq. Tutto quanto sinteticamente sopra indicato risulta dettagliatamente descritto negli elaborati facenti parte del progetto definitivo per autorizzazione. Tutto il territorio interessato dal tracciato all'esterno della viabilità è destinato ad uso agricolo. In nessun punto dell'intero tracciato le opere elettriche interferiscono con costruzioni o luoghi adibiti a presenza di personale come da normativa vigente. Tutto il territorio interessato dal tracciato all'esterno della viabilità è destinato ad uso agricolo. In nessun punto dell'intero tracciato le opere elettriche interferiscono con costruzioni o luoghi adibiti a presenza di personale come da normativa vigente.

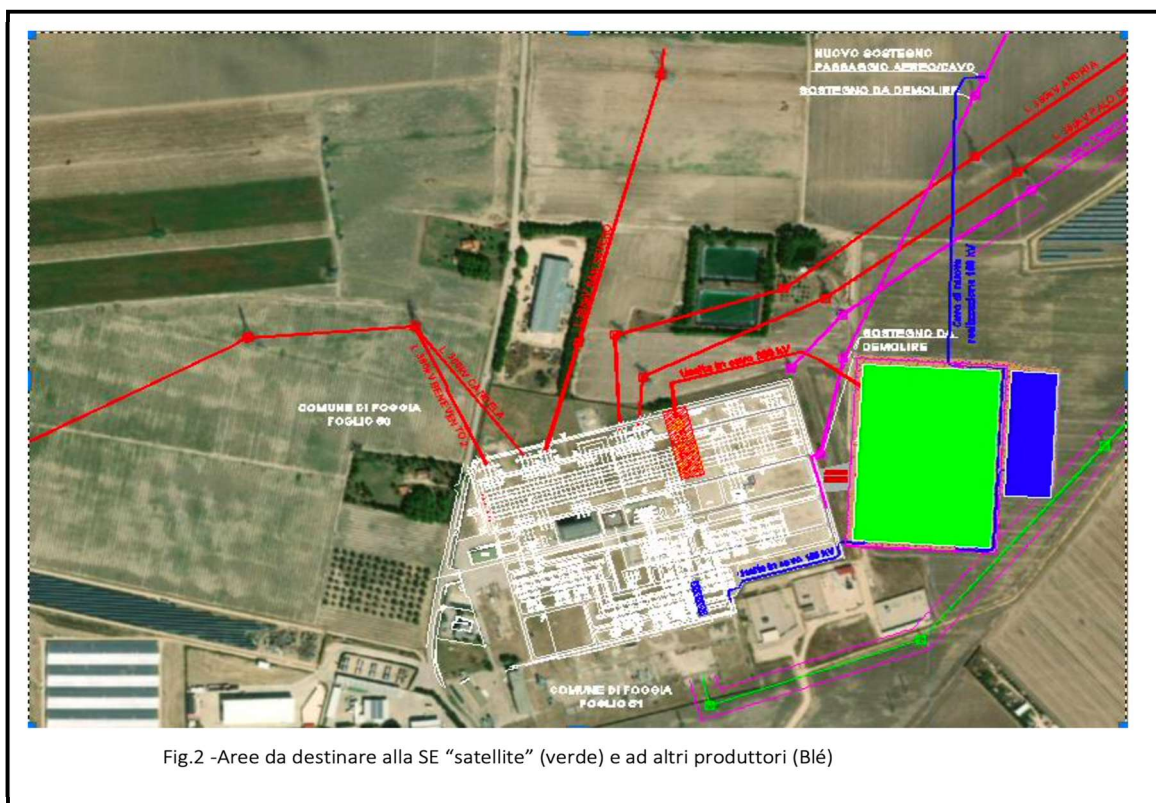


Fig.2 -Aree da destinare alla SE "satellite" (verde) e ad altri produttori (Blé)

8.1 Disposizioni elettromeccaniche

La nuova Stazione Elettrica "satellite" 380/150 kV, di Foggia (dis. PFF-D-T07: "Layout Stazione "satellite" 380/150 kV") sarà con isolamento in aria, la sezione 150 kV sarà a doppio sistema di sbarre e parallelo, mentre nella configurazione attuale non è previsto il doppio sistema di sbarre e parallelo a 380 kV.

Sezione 380kV

Nella attuale configurazione è previsto l'installazione di N° 1 ATR 400/150 kV con potenza di 250 MVA che sarà costituita da:

N° 1 montante per ATR 380/150 kV "montante autotrasformatore" (o "stallo ATR") sarà

equipaggiato con terminali cavi 380 kV, scaricatori ad ossido di zinco, sezionatore orizzontale con lame di terra, interruttore in SF6, scaricatori di sovratensione ad ossido di zinco e TA per protezioni e misure.

Sezione 150 kV

La sezione a 150 kV sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria e, nella massima estensione, sarà costituita da:

n° 1 sistema a doppia sbarra con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su ciascun lato;

n° 9 stalli linea (aereo e cavo);

n° 1 stallo secondario trasformatore (ATR);

n° 2 stalli per parallelo sbarre;

Ogni "montante linea" (o "stallo linea") sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore SF6, sezionatore di linea orizzontale con lame di terra, TV e TA per protezioni e misure.

Le linee 150 kV in cavo afferenti si attesteranno su terminali per cavi in XLPE e scaricatori ad ossido di zinco.

Il montante parallelo sbarre 150 kV sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6 e TA per protezione e misure.

In fase di progettazione esecutiva, in relazione alle caratteristiche dielettriche dei cavi XLPE scelti e degli impianti, saranno effettuati i calcoli per la determinazione della "lunghezza di autoprotezione" e quindi la necessità di installare gli scaricatori sulle terminazioni dei cavi afferenti alle sbarre.

8.2 Servizi Ausiliari

I Servizi Ausiliari (S.A.) della nuova stazione elettrica saranno progettati e realizzati con riferimento agli attuali standard delle stazioni elettriche A.T. di Terna, già applicati nella maggior parte delle stazioni della RTN di recente realizzazione.

Saranno alimentati da trasformatori MT/BT derivati dalla rete MT locale ed integrati da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza tensione alle sbarre dei quadri principali BT.

Le principali utenze in corrente alternata sono: motori interruttori e sezionatori, raddrizzatori, illuminazione esterna ed interna, scaldiglie, ecc.

Le utenze fondamentali quali protezioni, comandi interruttori e sezionatori, segnalazioni, ecc saranno alimentate in corrente continua a 110 V tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori.

Inoltre, è previsto un gruppo elettrogeno di emergenza della potenza di 100 kW avente una autonomia di circa 40 ore di funzionamento.

Il dimensionamento delle batterie sarà tale da tener conto della massima implementazione dell'impianto.

8.3 Rete di terra

La rete di terra della stazione interesserà l'area recintata dell'impianto (vedi dis. PFFG-D-T12 "Rete di terra Stazione "satellite" 150 kV"). Il dispersore dell'impianto e i collegamenti dello stesso alle apparecchiature saranno realizzati secondo l'unificazione TERNA per le stazioni a 380 kV e quindi dimensionati termicamente per una corrente di guasto di 40 kA per 0,5 sec.

Sarà costituito da una maglia realizzata in corda di rame da 63 mm² interrata ad una profondità di circa 0,7÷1 m composta da maglie regolari di lato adeguato. Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1. Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica. Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante due o quattro corde di rame con sezione di 125 mm². Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno dimensioni opportunamente ridotte e bordi arrotondati. I ferri di armatura dei cementi armati delle fondazioni, come pure gli elementi strutturali metallici saranno collegati alla maglia di terra della Stazione.

8.4 Fabbricati

Nell'impianto sarà prevista la realizzazione dei seguenti edifici:

- Edificio Integrato Comandi e servizi ausiliari

L'edificio Integrato "Comandi e Servizi Ausiliari" (dis. n. PFFG-D-T13 "Edificio quadri integrato prospetti e sezioni") sarà formato da un corpo di dimensioni in pianta circa 25 x 13 m e altezza fuori terra di circa 4,6 m; sarà destinato a contenere i quadri di comando e controllo della stazione, gli apparati di teleoperazione e i vettori, gli uffici ed i servizi per il personale di manutenzione, le batterie, i quadri B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza.

La superficie occupata sarà di circa 325 m² con un volume di circa 1500 m³. La costruzione potrà essere o di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in

muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile oppure di tipo prefabbricato (struttura portante costituita da pilastri prefabbricati in c.a.v., pannelli di tamponamento prefabbricati in c.a., finitura esterna con intonaci al quarzo). La copertura a tetto piano, sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale. Particolare cura sarà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla Legge n. 373 del 1976 e successivi aggiornamenti nonché alla Legge n. 10 del 1991 e successivi regolamenti di attuazione.

- Edificio per punti di consegna MT e TLC

L'edificio per i punti di consegna MT (dis. n. PFFG-D-T14 "Edificio consegna MT prospetti e sezioni") sarà destinato ad ospitare i quadri contenenti i Dispositivi Generali ed i quadri arrivo linea e dove si attesteranno le due linee a media tensione di alimentazione dei servizi ausiliari della stazione e le consegne dei sistemi di telecomunicazioni. Si prevede di installare un manufatto prefabbricato delle dimensioni in pianta di circa 18,00 x 3,00 m con altezza 3,20 m. I locali dei punti di consegna saranno dotati di porte antisfondamento in vetroresina con apertura verso l'esterno rispetto alla stazione elettrica per quanto riguarda gli accessi ai fornitori dei servizi di energia elettrica e TLC.

- Chioschi per apparecchiature elettriche

Nella stazione sono previsti n. 9 chioschi destinati ad ospitare i quadri di protezione, comando e controllo periferici; avranno pianta rettangolare con dimensioni esterne di circa 2,40 x 4,80 m ed altezza da terra di 3,20 m. Ogni chiosco avrà una superficie coperta di 11,50 m² e volume di 36,80 m³. La struttura sarà di tipo prefabbricato con pannellature coibentate in lamiera zincata e preverniciata. La copertura del tetto piano sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata.

Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale.

8.5 Movimenti di terra

I movimenti di terra per la realizzazione della nuova Stazione Elettrica consisteranno nei lavori civili di preparazione del terreno e negli scavi necessari alla realizzazione delle opere di fondazione (edifici, portali, fondazioni apparecchiature, torri faro, etc). L'area di cantiere in questo tipo di progetto sarà costituita essenzialmente dall'area su cui insisterà l'impianto.

I lavori civili di preparazione, in funzione delle caratteristiche plano-altimetriche e fisico-meccaniche del terreno, consisteranno in un eventuale sbancamento/riporto al fine di ottenere un piano a circa meno 60÷80 cm rispetto alla quota del piazzale di stazione, ovvero in uno scotico superficiale di circa 30 – 40 cm con scavi a sezione obbligata per le fondazioni; La quota di imposta del piano di stazione sarà stabilita in modo da ottimizzare i volumi di scavo e di

riporto; nel caso specifico si presuppone, considerando anche la sostituzione del terreno vegetale di scarsa consistenza, di movimentare circa 6.000 mc.

il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso l'area di cantiere e successivamente il suo utilizzo per il riempimento degli scavi e per il livellamento del terreno alla quota finale di progetto, previo accertamento, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo in sito. In ogni caso, preventivamente all'esecuzione lavori dovrà essere eseguita la caratterizzazione del terreno.

In caso i campionamenti eseguiti forniscano un esito negativo, il materiale scavato sarà destinato a idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente e il riempimento verrà effettuato con materiale inerte di idonee caratteristiche. Poiché per l'esecuzione dei lavori non saranno utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre, nelle aree a verde, boschive, agricole, residenziali, aste fluviali o canali in cui sono assenti scarichi e in tutte le aree in cui non sia accertata e non si sospetti potenziale contaminazione, nemmeno dovuto a fonti inquinanti diffuse, il materiale scavato sarà considerato idoneo al riutilizzo in sito. L'eventuale terreno rimosso in eccesso sarà conferito in discarica o ad impianti di riutilizzo nel rispetto della normativa vigente.

8.6 Varie

Le fondazioni delle varie apparecchiature saranno realizzate in conglomerato cementizio armato. Le aree interessate dalle apparecchiature elettriche saranno sistemate con finitura a ghiaietto, mentre le strade e piazzali di servizio destinati alla circolazione interna, saranno pavimentate con binder e tappetino di usura in conglomerato bituminoso e delimitate da cordoli in calcestruzzo prefabbricato. L'autotrasformatore verrà posato su fondazioni di appropriate dimensioni che, oltre a svolgere l'ovvia funzione statica, è concepita anche con la funzione di costituire una "vasca" in grado di ricevere l'olio contenuto nella macchina, in caso di fuoriuscita dello stesso per guasto. In condizioni di guasto la vasca-fondazione raccoglie l'olio eventualmente fuoriuscito dalla macchina elettrica. Tali nuove installazioni e gli accorgimenti tecnici adottati impediscono lo smaltimento di acque inquinate da olio (vedi par. 3.1.1) L'approvvigionamento di acqua per gli usi igienici del personale di manutenzione sarà fornito da idoneo serbatoio. Si evidenzia che l'impianto non è presidiato e pertanto è prevista la presenza di personale solo per interventi di manutenzione ordinaria e/o straordinaria. Per lo smaltimento delle acque chiare e nere della stazione, se non è disponibile un collettore fognario pubblico, si utilizzerà una vasca IMHOFF con adiacente una vasca di accumulo a tenuta da espurgare periodicamente a cura di ditta autorizzata. Nella stazione è previsto la realizzazione di un sistema per lo spegnimento di incendi dell'autotrasformatore costituito da una vasca interrata per il contenimento di acqua di idonea capacità, circa 30 mc, da realizzare in prossimità dell'ingresso stazione collegata ad un sistema di pompe che all'occasione convogliano l'acqua in pressione ad un'apposita manichetta allocata in prossimità dell'ATR. La recinzione perimetrale sarà realizzata in pannelli costituiti da paletti in calcestruzzo prefabbricato con alla base un muro in cemento armato di altezza 1 m fuori terra per evitare lo sfondamento della stessa recinzione. L'accesso alla stazione sarà carrabile, corredato di

cancello scorrevole di 7 metri. Il cancello avrà un'altezza di 2,50 m con cancelletto pedonale, entrambi inseriti fra pilastri. Per l'illuminazione esterna della Stazione sono state previste n. 2 torri faro a corona mobile alte 35,00 m equipaggiate con proiettori orientabili (dis PFFG-D-T11 "Cancello – Recinzione – Torre faro").

8.7 Rete di smaltimento acque meteoriche provenienti dalle strade e dagli edifici

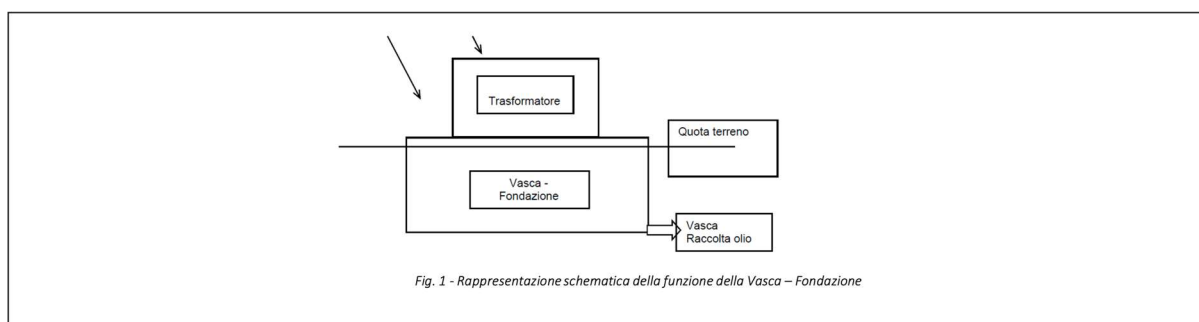
Nella stazione elettrica è prevista una rete di raccolta delle acque meteoriche che ricadono sulle superfici pavimentate in modo impermeabile, quali strade e piazzali asfaltati, e sulle coperture degli edifici. La rete sarà costituita da pozzetti di raccolta in calcestruzzo con caditoie in ghisa e da tubazioni in PVC. I piazzali in corrispondenza delle apparecchiature elettriche AT saranno realizzati con superfici drenanti ricoperte a pietrisco riducendo così le quantità d'acqua da smaltire. Le acque saranno quindi convogliate nella vasca di raccolta acque chiare e smaltite indirizzandole a mezzo di una tubazione pead del diametro di 400 mm della lunghezza di circa 1300 metri nel torrente Celone. In fase di progettazione esecutiva, a seguito di indagine idrogeologica e della rete esistente della limitrofa stazione di trasformazione 380/150 kV di Foggia Sopracacenero, sarà valutata l'opportunità o meno di convogliare le suddette acque nella esistente rete idrica.

8.7.1 Sistema di raccolta delle acque meteoriche provenienti dalle fondazioni trasformatori

I trasformatori verranno posati su fondazioni di appropriate dimensioni che, oltre a svolgere l'ovvia funzione statica, sono concepite anche con la funzione di costituire una "vasca" in grado di ricevere l'olio contenuto nella macchina, in caso di fuoriuscita dello stesso per guasto. La vasca-fondazione è parzialmente riempita con materiale inerte (ciottoli di appropriate dimensioni) in grado di far filtrare l'olio verso il basso e di creare una sorta di barriera frangifiamma tra l'olio accumulato verso il basso e l'atmosfera. In condizioni di normale esercizio la vasca-fondazione (che è più larga del trasformatore) raccoglie esclusivamente le acque meteoriche che cadono o direttamente sulla sua superficie libera o indirettamente dopo aver bagnato il trasformatore. In condizioni di guasto la vasca-fondazione raccoglie l'olio eventualmente fuoriuscito dalla macchina elettrica. Come evidenziato in figura 1, le vasche-fondazioni sono collegate, tramite un sistema dedicato di tubazioni, ad un punto di raccolta individuato con la dicitura "Vasca raccolta olio trasformatori". Una pompa di aggotamento scarica in una successiva "Vasca trappola" (con funzione di disoleatore per eventuali piccole presenze d'olio) e da questa l'acqua affluisce alla rete drenaggi acque meteoriche. La funzione della Vasca di raccolta è duplice, e dipende dalle condizioni di esercizio in cui si trova la macchina: Normali condizioni di esercizio (cassa trasformatore stagna): convogliare allo scarico le acque meteoriche sopra descritte non inquinate; Condizioni di guasto con fuoriuscita d'olio: raccogliere l'olio in un bacino stagno per il successivo recupero con ditta specializzata. I liquidi provenienti dai trasformatori verranno immessi ad una estremità della vasca di raccolta mentre lo svuotamento della stessa avverrà tramite una pompa volumetrica a disco cavo antiemulsione installata all'estremità opposta della vasca. In questo modo, i liquidi in ingresso saranno soggetti ad un percorso obbligato, attraverso una "zona di quiete", ove avverrà una separazione gravimetrica tra l'eventuale olio proveniente

dalla "Vasca - fondazione" del trasformatore (mescolato ad acqua, in caso di guasto contemporaneo a precipitazioni atmosferiche) e l'acqua meteorica già presente nella Vasca di raccolta. La pompa di svuotamento avrà una portata di circa 15 m³/h, con punto di presa sul fondo della vasca di raccolta. L'avviamento/arresto della pompa avviene normalmente mediante un sistema di livellostati a sonde resistive. Un interruttore di livello, posto al di sotto della quota di arresto della pompa garantisce che, in caso di malfunzionamento del sistema a sonde resistive, la pompa si arresterà ad un livello del liquido della vasca superiore al livello corrispondente al massimo volume d'olio che potrà confluire nella vasca stessa (la pompa verrà così arrestata prima di poter aspirare l'eventuale olio). Onde evitare lo scarico di olio emulsionato con l'acqua, il sistema di livellostati elettronici a sonde resistive, rileva la presenza di un liquido non conduttivo quale è l'olio isolante del trasformatore e impedisce alla pompa di avviarsi.

A ulteriore garanzia, in caso di guasto del trasformatore, è previsto che il sistema di protezione della stazione, comandi il blocco della pompa di aggotamento con conseguente inibizione di fatto della possibilità di scarico dalla vasca di raccolta. La vasca sarà dotata di due segnalazioni di "alto livello" (allarme e preallarme, attuate tramite galleggianti "a pera"), locali e a distanza presso il Centro di Telecontrollo, per l'attivazione immediata del personale preposto all'intervento in caso di superamento di opportune soglie di livello. Tali allarmi di "alto livello", che possono essere dovuti sia a disservizi della pompa (in condizioni normali di esercizio del trasformatore) che a blocco dell'avvio della pompa per presenza d'olio nella vasca di raccolta (condizioni di guasto del trasformatore con fuoriuscita d'olio), verranno in ogni caso interpretati come "presenza olio" e provocheranno l'intervento del personale in impianto.



Gli accorgimenti adottati e l'installazione delle apparecchiature come sopra riportato impediscono l'immissione, nella rete di smaltimento, di acque inquinate da olio.

8.7.2 Rete di smaltimento acque nere

Le acque nere provenienti dallo scarico dei servizi igienici situati all'interno dell'edificio comandi, saranno convogliate in una fossa Imhoff per la chiarificazione dei reflui mentre le acque saponate transiteranno attraverso una vasca condensa grassi. Lo smaltimento delle acque chiarificate avverrà tramite un sistema di sub-irrigazione posto nell'area a verde interna al recinto di stazione.

8.8 Elettrodotti di collegamento tra le stazioni

L'allacciamento della nuova stazione 380/150 kV di Foggia "Satellite" alla stazione elettrica esistente 380/150 kV di Foggia di TERNA Sprecacenere, sarà realizzato, come già esposto in premessa, con un nuovo tratto di linea in cavo interrato a 380 kV ed un tratto di linea in cavo interrato a 150 kV, mentre per il collegamento della stazione di utenza HSI 30/150 kV alla stazione "Satellite" sarà effettuato mediante un breve collegamento in cavo interrato a 150 kV.

Inoltre, come richiesto da Terna, il collegamento in cavo della esistente linea 150 kV "San G. Rotondo- Foggia", che attualmente si attesta sulle sbarre della sezione 150 kV di Foggia Sprecacenere, sarà spostato sulle sbarre della nuova stazione di Foggia "Satellite". Lo schema di tali collegamenti è riportato sull'elaborato PFFG-D-T02 "Schema collegamenti su CTR scala 1:5.000". Gli elaborati PFFG-D-T23 e PFG-D-T24 riportano i profili stato di fatto e stato di progetto relativi alla variante della linea 150 kV S.G. Rotondo_Foggia.

8.8.1 Caratteristiche cavi unipolari 380 kV

I cavi che verranno utilizzati nel progetto saranno costruiti secondo le prescrizioni delle specifiche tecniche Terna. Il cavo è costituito da un conduttore tamponato in rame con sezione di 2500 mm², schermo semiconduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semiconduttivo sull'isolamento, nastri in materiale igroespandente, guaina in alluminio saldata e rivestimento in polietilene con grafitatura esterna.

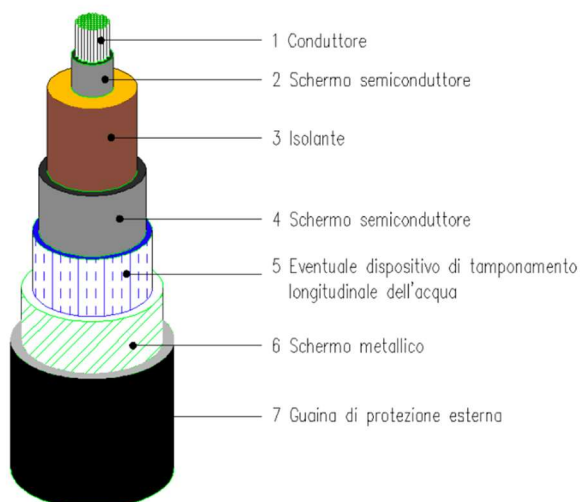
I principali dati tecnici sono i seguenti:

Tipo di cavo (Prysmian) :	RE4H5E
Tensione nominale di isolamento (U₀/U):	220/380 kV
Tensione massima di esercizio (U_m) :	420 kV
Sezione nominale:	2500 mm ²
Corrente nominale (I_n):	1600 A

8.8.2 Caratteristiche dei Cavi Unipolari 150 kV

Gli elettrodotti saranno costituiti da tre cavi unipolari 150 kV del tipo XLPE. I cavi del tipo XLPE a 150 kV saranno costituiti da un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 1600 mm², tamponato, schermo semiconduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semiconduttivo sull'isolamento, nastri in materiale igroespandente, guaina in alluminio longitudinalmente saldata, rivestimento in polietilene con grafitatura esterna; lo schema tipo è riportato nella figura che segue.

SCHEMA TIPO DEL CAVO



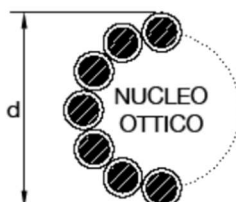
8.8.3 Tracciati dei cavidotti e modalità di posa

I tracciati dei cavi a 380 kV e 150 kV sono riportati negli elaborati grafici CTR in scala 1:5000 (PFFG-D-T02), catastale con la indicazione delle fasce di rispetto scala 1:2000 (PFFG-D-T04) e catastale con la indicazione della distanza di prima approssimazione scala 1:2.000 (PFFG-D-T05). I cavi a 380 kV saranno unipolari interrati alla profondità di circa 1,70 m, con disposizione delle fasi in piano. Per circa 130 metri attraverseranno la stazione satellite e per i successivi 270 metri posati in terreno agricolo. I tratti di cavi relativi alle due linee "San G.Rotondo-SE Satellite" e "SE Satellite-SE Foggia Sprecacenerere" avranno una lunghezza rispettivamente di circa 695 e 160 metri; mentre il tratto per il collegamento della SE HSI 30/150 kV con la SE Satellite avrà una lunghezza di circa 240 metri. Quest'ultimo tratto sarà realizzato in una trincea idonea alla posa sia del cavo di utenza sia di un tratto di cavo della linea S.G Rotondo-SE Satellite (vedi elaborato PFFG-D-T02 "Collegamento trale stazioni"). Il cavo della linea S.Giovanni Rotondo partirà da un nuovo sostegno del tipo per la transizione da linea aerea a cavo, avente una altezza utile di 21 metri, che sarà posizionato a circa 25 metri dall'esistente sostegno che dovrà essere demolito, così come dovrà essere demolito il tratto di linea aerea da questo sostegno all'ultimo sostegno. Il tracciato dei cavi interesserà le particelle 138 e 141 del foglio 37. Il cavo di collegamento della stazione "Satellite" con la sezione 150 kV della stazione di Foggia Sopracacenerere saranno posati all'interno della stazione "satellite" ed all'interno della stazione di Foggia Sopracacenerere; e per tratti nelle zone di rispetto delle due stazioni. Le terne di cavi saranno alloggiate in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

La terna di cavi sarà protetta e segnalata superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm sia superficialmente che lateralmente. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera o in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici. Nella fase di posa dei cavi, per limitare al massimo i disagi alla viabilità interna della stazione, la terna di cavi potrà essere posata in fasi successive in modo da poter destinare al transito, in linea generale, almeno una metà della carreggiata. In tal caso la sezione di posa potrà differire da quella normale sia per quanto attiene il posizionamento dei cavi che per le modalità di progetto delle protezioni. Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17. L'elaborato PFFG-D-T18 indica le sezioni delle trincee e posa cavi, mentre l'elaborato PFF-D-G02 riporta i tipici delle modalità di attraversamenti infrastrutture e servizi esistenti.

8.9 Sistema di telecomunicazioni

Per la trasmissione dati per il sistema di protezione, comando e controllo dell'impianto, sarà realizzato un sistema di telecomunicazioni tra la stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV e la stazione elettrica di "satellite" 150kV condivisa, costituito da un cavo con 48 fibre ottiche.



DIAMETRO NOMINALE ESTERNO		(mm)	≤ 11,5	
MASSA UNITARIA TEORICA (Eventuale grasso compreso)		(kg/m)	≤ 0,6	
RESISTENZA ELETTRICA TEORICA A 20 °C		(ohm/km)	≤ 0,9	
CARICO DI ROTTURA		(daN)	≥ 7450	
MODULO ELASTICO FINALE		(daN/mm ²)	≥ 10000	
COEFFICIENTE DI DILATAZIONE TERMICA		(1/°C)	≤ 16,0E-6	
MAX CORRENTE C.TO C.TO DURATA 0,5 s		(kA)	≥ 10	
FIBRE OTTICHE SM-R (Single Mode Reduced)	NUMERO	(n°)	48	
	ATTENUAZIONE	a 1310 nm	(dB/km)	≤ 0,36
		a 1550 nm	(dB/km)	≤ 0,22
	DISPERSIONE CROMATICA	a 1310 nm	(ps/nm · km)	≤ 3,5
a 1550 nm		(ps/nm · km)	≤ 20	

8.10 Interferenze con il cavidotto MT

Nella determinazione del tracciato dei cavidotti in MT sia all'interno dei campi fotovoltaici che all'esterno andando verso la SE di Utenza si determineranno in diversi punti degli attraversamenti longitudinali e trasversali con l'idrografia superficiale, fiumi, canali, fossi e le infrastrutture interrato ed aeree esistenti. L'individuazione delle interferenze del cavidotto MT di progetto e la risoluzione tipo secondo la normativa vigente (rif. norma CEI 11-17) è indicata nella tavola IT_FGA_D_09 dei particolari costruttivi del cavidotto MT. All'interno dei citati elaborati si riportano le informazioni relative alle interferenze, attraversamenti trasversali (incroci) e attraversamenti longitudinali (parallelismi) con le infrastrutture preesistenti, che interessano la realizzazione di opere elettriche quali le linee elettriche in cavo MT, cabine elettriche, aree elettriche di stazioni di trasformazione e smistamento, relative all'impianto di produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento dell'energia solare.

Al fine di poter eseguire i particolari costruttivi secondo la norma vigente del tracciato del cavidotto in MT è stato eseguito:

- un censimento delle interferenze;
- la verifica di eventuali interferenze con reti infrastrutturali preesistenti (aeree e sotterranee);
- eventuali interferenze con strutture ed infrastrutture esistenti;
- un progetto dell'intervento di risoluzione della singola interferenza.

Sono qui di seguito elencate e descritte le tipologie di interferenze individuate planimetricamente, la cui risoluzione progettuale con indicazioni delle sezioni tipo sono riportati negli elaborati specifici. Lungo il tracciato della linea elettrica MT, in cavo sotterraneo, che collega i campi tra di loro fino alla stazione elettrica di trasformazione di utenza si rilevano le seguenti interferenze:

- Attraversamenti con gasdotti;
- Attraversamenti con reticolo idrografico
- Attraversamenti trasversali e longitudinali con cavidotti interrati preesistenti/autorizzati di altro produttore;
- Possibili attraversamenti con sottoservizi urbani.

Negli attraversamenti di tubi (pozzetti e tombini, anche opere d'arte) per acque meteoriche e rete idrografica in generale esistono particolari prescrizioni che definiscono precise modalità di posa di linee elettriche in cavo che fanno riferimento alla norma CEI 11-17. Spesso in corrispondenza di attraversamenti di infrastrutture presenti nel sottosuolo si predilige il sottopasso, mentre nel caso in cui non fosse possibile sono ammesse in alcuni tratti profondità di pose inferiori, abbinata ad adeguate protezioni meccaniche del tipo tubazioni o manufatti di protezione aggiuntiva. In tali punti di interferenza, i componenti e i manufatti adottati per tale protezione sono progettati per sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali di scavo. Relativamente ai punti in cui il cavidotto si incrocia con fossi, canali, fiumi e torrenti come nel caso del Torrente "Laccio" e Torrente "Celone" con relativa fascia di 150 metri, quest'ultimo



tutelato anche dal Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, lungo il suo percorso sulla SP 24 al fine di evitare ogni impatto paesaggistico e ambientale, gli attraversamenti potranno essere effettuati utilizzando la tecnologia T.O.C. (trivellazione orizzontale controllata) per non alterare lo stato attuale dei luoghi e le dinamiche idrauliche o dello spingitubo e microtunneling. Si precisa che in tali casi di utilizzo di queste tecnologie, sebbene la stessa guaina del cavo sia in materiale isolante PE, già adatta a proteggere lo schermo metallico e l'isolante del cavo contro il pericolo di infiltrazioni di umidità e di corrosione, verrà ulteriormente protetta (utilizzo di tubi in ferro, grès, manufatti in cemento, lamiera, ...) nei tratti di attraversamenti di opere sopra o sottosuolo.

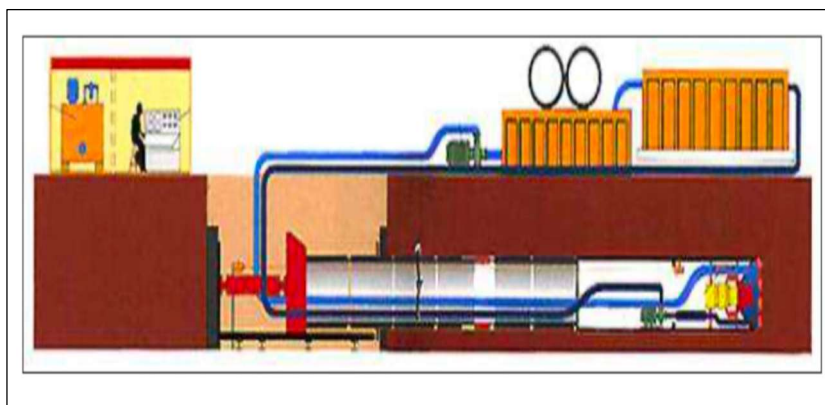
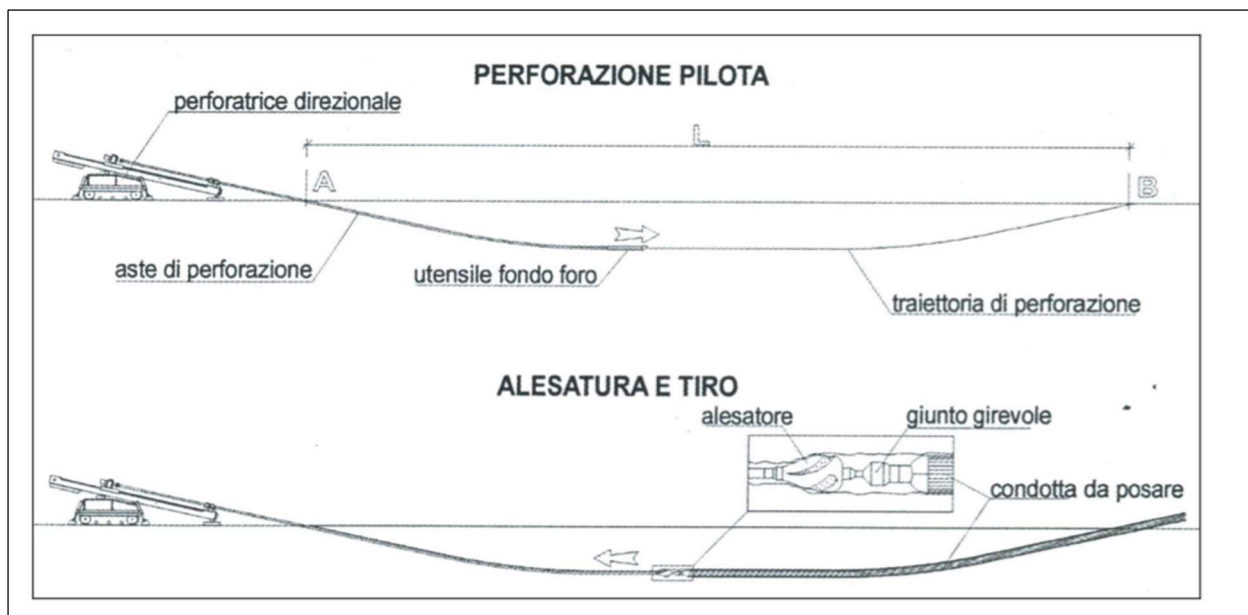


Figura 8-6 Attraversamento con tecnica microtunneling



I componenti e i manufatti adottati per tale protezione saranno progettati per sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali da scavo. Per gli attraversamenti in prossimità della sede stradale (banchina, zanella) verrà realizzato un bauletto in CLS con doppia rete elettrosaldata,

all'interno del quale verrà predisposto un tubo in PEAD a doppia parete con resistenza allo schiacciamento 750N, in cui saranno infilati i cavi MT. Negli attraversamenti trasversali (incroci) e longitudinali (parallelismi) tra linee elettriche in cavo, le norme non definiscono una distanza precisa, ma vanno calcolati gli effetti termici reciproci allo scopo di determinare la distanza minima tra i cavi ed altre misure di sicurezza adeguate (per esempio la riduzione di portata).

Linee di telecomunicazione in cavo (Norma CEI 11-17 art. 6.1.1)

Negli attraversamenti trasversali di linee di telecomunicazione interrato (TLC), il cavo di energia deve essere disposto sotto il cavo di telecomunicazione ad una distanza non inferiore di 0.30 m. La linea TLC per una distanza minima di 1 m deve essere protetta da appositi dispositivi posti simmetricamente al cavo di energia. Quando i cavi (di energia o TLC) sono protetti da appositi manufatti (tubazioni, cunicoli ecc.) non vanno applicate le prescrizioni sopraelencate. Per gli attraversamenti longitudinali, i cavi di energia devono essere posati alla maggiore distanza possibile dalla linea TLC, se ciò non è possibile deve essere rispettata una distanza minima di 0.30 m in proiezione su di un piano orizzontale. Per distanze inferiori sui cavi vanno applicati appositi dispositivi di protezione. Quando i cavi (di energia o TLC) sono protetti da appositi manufatti (tubazioni, cunicoli ecc.) non vanno applicate le prescrizioni sopraelencate.

Tubazioni metalliche interrate (Norma CEI 11-17 artt. 6.3.1-6.3.2).

Negli attraversamenti trasversali di acquedotti, fognature, l'incrocio fra cavi di energia e tubazioni non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni. Non si devono avere giunti sui cavi di energia a distanze inferiori di 1 m dal punto di incrocio. Non va applicata nessuna particolare prescrizione nel caso in cui la distanza tra le superfici esterne dei cavi e delle tubazioni è superiore di 0.50 m. La distanza può essere ridotta ad un minimo di 0.30 m nel caso in cui uno dei 2 condotti è protetto da manufatti non metallici. Negli attraversamenti longitudinali di acquedotti, fognature, i cavi di energia e le tubazioni devono essere posati alla maggiore distanza possibile. In nessun caso la distanza tra le superfici esterne dei due condotti e loro eventuali manufatti di protezione deve essere inferiore a 0.30 m.

Coesistenza tra cavi di energia e gasdotti (Norma CEI 11-17 art. 6.3.3) .

La coesistenza tra gasdotti interrati e cavi di energia posati in cunicoli od altri manufatti, è regolamentata dal D.M. 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". Pertanto, nel caso di incroci e parallelismi tra cavi di energia e tubazioni convoglianti gas naturali, le modalità di posa ed i provvedimenti da adottare al fine di ottemperare a quanto disposto dal detto D.M. 24.11.1984, dovranno essere definiti con gli Enti proprietari o Concessionari del gasdotto.

8.11 Impianti ausiliari

Tutta l'area occupata dal generatore fotovoltaico, ed in particolare gli accessi, la strada perimetrale interna e la recinzione, saranno illuminati con corpi illuminanti posti ad altezza tale da non proiettare ombra sui moduli durante le ore di sole. Pertanto la loro altezza da terra sarà di circa 5 m, e saranno posti in zone immediatamente prossime alla recinzione, ad una distanza di circa 30 m l'uno dall'altro. Il comando di accensione sarà di tipo manuale o automatico settoriale in caso di allarme del sistema anti-intrusione. L'illuminazione esterna della stazione elettrica di consegna, deve essere effettuata mediante proiettori posti su sostegni in vetroresina, adeguatamente orientabili e comandati da un interruttore il cui comando sarà concordato con le Autorità. Gli accessi carrabili e la rete di recinzione di tutto il perimetro saranno sorvegliati con sistemi video; questi potranno essere estesi a tutta la recinzione. Saranno installati sistemi di allarme anti-intrusione, di tipo a raggi infrarossi su tutto il perimetro dell'impianto con eventuale aggiunta di ulteriori sensori di allarme.

9 Fase di cantiere

Il progetto in esame di un parco fotovoltaico per la produzione di energia elettrica di potenza complessiva in DC pari a 32.503,77 kWp e quindi con una potenza di immissione in rete in corrente alternata massima di 25.000 kW è del tipo Grid -Connected, ossia l'energia verrà immessa nella rete di distribuzione e venduta senza ricorso ad incentivi. Al fine di abbreviare i tempi di realizzazione dell'opera e di messa in esercizio dell'impianto fotovoltaico il cantiere sarà suddiviso in tre macro aree che potranno operare in maniera indipendente uno dall'altro e senza interferire fino a portare a compimento le opere assegnate. I tre sotto cantieri saranno i seguenti:

- Cantiere per realizzazione campi fotovoltaici
- Cantiere per realizzazione cavidotti in MT esterni ai campi fotovoltaici fino alla SE di utenza
- Cantieri per realizzazione sottostazione elettrica di utenza ed opere di connessione alla RTN

Nella realizzazione dei 6 campi fotovoltaici costituenti il generatore fotovoltaico, dopo l'allestimento dei baraccamenti per il personale lavorativo e gli uffici della direzione lavori e sicurezza (O&M building) si procederà ad effettuare le seguenti operazioni e lavorazioni:

- 1) **Approvvigionamenti di tutti i materiali necessari in cantiere**
- 2) **Rilievi e perimetrazioni di ciascun campo fotovoltaico**
- 3) **Preparazione terreno per il montaggio delle strutture portanti i moduli fotovoltaici.**

Le aree ritenute idonee al posizionamento dei moduli fotovoltaici verranno ove necessario, visto che i terreni sono per la maggior parte pianeggianti, livellate con mezzi meccanici in base all'andamento del terreno. Questo intervento non comporterà nessun esubero di terreno il quale verrà cosparso nelle aree del sito che presentano cavità da colmare.

- 4) **Posa strutture portanti i moduli fotovoltaici**

Le strutture portanti come descritto precedentemente sono costituite da telai in acciaio inossidabile ancorate alle loro estremità a dei pali che saranno infissi nel terreno fino alla profondità di 1,5 m. Tali pali avranno la parte terminale a forma conica e saranno provviste di pale elicoidali per favorirne l'infissione nel terreno e aumentarne la resistenza laterale anche in caso di maggiori sollecitazioni alla struttura dalla forza del vento.

- 5) **Realizzazione strade interne ai Campi fotovoltaici**
- 6) **Realizzazione platee di appoggio per cabine di trasformazione ed inverter, parallelo e box di campo**
- 7) **Scavo, posa e rinterro cavidotti MT interno ai Campi**
- 8) **Realizzazione delle recinzioni e dei cancelli di accesso**
- 9) **Montaggio dei moduli fotovoltaici sulle strutture**
- 10) **Posa Cabine prefabbricate per inverter-trasformatori, cabine di parallelo**
- 11) **Cablaggi dei cavi solari, BT, MT e assemblamento cabine inverter e trasformazione e di parallelo**
- 12) **Montaggio sistemi di videosorveglianza e controllo**
- 13) **Realizzazione opere di mitigazione ambientali**

La seconda area di cantiere si occuperà della realizzazione dei cavidotti in MT di collegamento tra le cabine di parallelo dei Campi fotovoltaici e tra queste sino alla sottostazione elettrica di trasformazione di Utenza. La posa dei cavi elettrici viene realizzati utilizzando un macchinario Trencher, mediante il quale si realizza un'asola nel terreno di 80-90 cm e larga 20-30 cm in modo da movimentare il quantitativo indispensabile di terreno; il materiale di risulta viene utilizzato per ricoprire lo scavo immediatamente dopo la posa delle tubazioni.

La terza area di cantiere si occuperà della realizzazione della sottostazione elettrica di utenza e delle opere di connessione alla rete elettrica nazionale secondo quanto descritto nei paragrafi precedenti.

Di seguito si riportano le fasi di lavoro programmate con la relativa tempistica prevista per la loro esecuzione.

Cronoprogramma dei lavori

Ordine attività	Codice	Descrizione Attività	GG lavorativi	MESE 1	MESE 2	MESE 3	MESE 4	MESE 5	MESE 6	MESE 7	MESE 8	MESE 9	MESE 10	MESE 11
1	A	Approvvigionamento materiali in cantiere	30 GG	■	■									
2	B	Preparazione Cantiere	30 GG		■	■								
3	C	Preparazione Terreno	30 GG			■	■							
4	D	Posa strutture Portanti	90 GG			■	■	■	■	■				
5	E	Realizzazione Recinzioni Campi	30 GG				■	■						
6	F	Montaggio Moduli a terra su strutture prtanti	90 GG				■	■	■	■	■			
7	G	Fissaggio Vele moduli su Strutture Tracker	90 GG					■	■	■	■	■		
8	H	Realizzazione Strade interne	30 GG		■	■								
9	I	Realizzazione Piattaforma Cabine Inverter e di Parallelo	90 GG			■	■	■						
10	L	Scavo e posa cavidotti interni	60 GG			■	■	■						
11	M	Cablaggi Moduli e Cabine Inverter e Parallelo	60 GG							■	■	■		
12	N	Scavo e Posa Cavidotto MT di collegamento tra i campi e la SE di Utenza	90 GG		■	■	■	■						
13	O	Realizzazione Sottostazione di Utenza	150 GG			■	■	■	■	■	■	■		
14	P	Scavo e Posa cavidotto in AT	30 GG							■	■			
15	Q	Opere di Mitigazione ambientali e paesaggistica	60 GG									■	■	
16	R	Collaudo Impianto fotovoltaico	30 GG										■	■
17	S	Entrata in esercizio impianto Fotovoltaico	30 GG											■

Figura 0-1 Cronoprogramma dei lavori

10 Verifica tecnico- funzionale

Alla fine dei lavori di realizzazione dell'impianto saranno effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete)
- condizione: $P_{CC} > 0,85 * P_{nom} * I / I_{STC}$, ove:
- P_{CC} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione +/- 2%;
- P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento (in W/m²) misurato sul piano dei moduli, con precisione +/- 3%;
- I_{STC} , pari a 1000 W/m², è l'irraggiamento in condizioni standard;

2

Tale condizione deve essere verificata per $I > 600$ W/m

Condizione: $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$, ove: P_{ca} è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione +/- 2%.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata. Inoltre l'installatore dell'impianto, in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia, emetterà una scheda di collaudo,

firmata e siglata in ogni parte, che attesti l'esito delle verifiche e la data in cui le predette sono state effettuate.

11. Documentazione di corredo all'impianto

Fanno parte del presente progetto i disegni e le caratteristiche dei componenti già richiamati nel testo e riportati in allegato che dovranno essere aggiornati dopo l'ultimazione dei lavori: L'installatore alla fine dei lavori, rilascerà inoltre i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi manutentivi;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi della legge 46/90, articolo 1, lettera a;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate.
- regolamento di esercizio dell'impianto contenente anche le norme relative alla sicurezza che dovranno essere severamente osservate da tutto il personale anche esterno.

12. Quadro Economico della Spesa

La stima dei costi di realizzazione dell'impianto fotovoltaico di progetto ammonta a € **20.119.018,27** oltre IVA. Di seguito si riporta la suddivisione dei costi stimati.

QUADRO ECONOMICO GENERALE PROGETTO FOTOVOLTAICO FOGGIA		Località Mass.a Duanera 1 ^e	
32.503,77 KWP		Valore complessivo dell'opera privata	
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1) Interventi previsti	14.809.501,14	1.480.950,11	16.290.451,25
A.2) Oneri di sicurezza	154.023,00	15.402,30	169.425,30
A.3) Opere di compensazione ambientale e paesaggistica	162.500,00	16.250,00	178.750,00
A.5) Opere connesse	1.410.868,41	141.086,84	1.551.955,25
TOTALE A	16.536.892,55	1.653.689,25	18.190.581,80
B) SPESE GENERALI			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabile.	477.987,48	105.157,25	583.144,73
B.2) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	125.000,00	27.500,00	152.500,00
B.3) Spese consulenza e supporto tecnico	59.008,00	12.981,76	71.989,76
B.4) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	110.000,00	24.200,00	134.200,00
B.5) Spese per Rilevi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	136.000,00	29.920,00	165.920,00
B.6) Imprevisti (2% A.1)	296.190,02	65.161,81	361.351,83
B.7) Acquisizione delle Aree di intervento (Espropri)	126.603,33		126.603,33
B.8) Spese Varie	50.000,00	11.000,00	61.000,00
TOTALE B	1.380.788,83	264.920,81	1.645.709,64
C) COSTI DISMISSIONE E RIPRISTINO STATO DEI LUOGHI			
C.1) Costo dismissione e ripristino stato dei luoghi coerentemente alla stima analitica contenuta all'interno del piano di dismissione	447.336,62	44.733,66	492.070,28
C.2) Oneri Sicurezza per opere di dismissione e ripristino stato dei luoghi	42.657,00	4.265,70	46.922,70
TOTALE C	489.993,62	48.999,36	538.992,98
"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A + B+C)	18.407.675,00	1.967.609,43	20.375.284,43

Figura 12-1 Quadro economico della spesa.

13. Gestione e Manutenzione dell'Impianto Fotovoltaico

13.1 La gestione dell'impianto fotovoltaico

La gestione dell'impianto e gli interventi di manutenzione saranno effettuati attraverso l'uso di software appropriati che permetteranno il monitoraggio ed il controllo dei parametri elettrici e di quelli relativi alle strutture di sostegno. Le attività di manutenzione preventiva sono previste con cadenza annuale, e nella maggior parte dei casi saranno effettuate anche da personale non esperto in tecnologia fotovoltaica purché addestrato ad operare su circuiti elettrici, operando nelle norme di sicurezza dopo aver preso visione del "Manuale d'uso e manutenzione".

Per facilitare il compito di ispezione dell'impianto da parte dell'operatore, si rispetterà apposita checklist, dove sono raccolte le operazioni di verifica da effettuare con cadenza annuale. Moduli fotovoltaici La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consistenti in:

- **Ispezione visiva:** tesa all'identificazione di danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, micro scariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- **Controllo cassetta di terminazione:** mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici delle polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità dei passacavi.
- **Controllo pulizia pannelli:** il controllo prevede una cadenza mensile e, nel caso di pioggia contenente polveri, sarà effettuato dopo ogni precipitazione. La pulizia avverrà pompando acqua pulita, priva di detersivi, per mezzo di una lancia alimentata da autobotte.
- **Stringhe fotovoltaiche:** la manutenzione preventiva sulle stringhe, viene effettuata dal quadro elettrico in continua, non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto e consiste nel controllo delle grandezze elettriche con l'ausilio di un normale multimetro e controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna stringa. Verificare che su tutte le stringhe che sono nelle stesse condizioni di esposizione, risultano accettabili scostamenti del 10%.
- **Strutture di Sostegno:** per le strutture di sostegno è sufficiente assicurarsi che le connessioni meccaniche bullonate più sollecitate risultino ben serrate, che l'azione degli agenti atmosferici non abbia piegato o modificato leggermente la geometria dei profili o ancora danneggiato la superficie.

13.2 Quadri Elettrici

La manutenzione preventiva dei quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

Ispezione visiva: tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio dei componenti contenuti (riscaldamenti localizzati, danni dovuti a roditori ecc.) ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura presenti sul fronte quadro.

Controllo protezioni elettriche : per verificare l'integrità dei diodi di blocco l'efficienza degli scaricatori di sovratensione

Controllo cablaggi elettrici: per verificare l'efficienza degli organi di manovra (interruttori, sezionatori, morsetti sezionabili)

Controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato e l'efficienza delle protezioni di interfaccia

Convertitori statici- trasformatori

Per qualsiasi intervento anche solo ispettivo sono limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio di contenimento, infiltrazioni di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti. Tutte le operazioni è bene che vengano eseguite con impianto fuori servizio.

13.3 Collegamenti elettrici

La manutenzione preventiva su cavi elettrici di cablaggio non necessita di fuori servizio e consiste per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio salvo nei punti di ancoraggio (per esempio la struttura di sostegno dei moduli).

13.4 Pulizia degli interspazi tra le file di strutture

Con cadenza periodica si provvederà alla pulizia e al taglio delle erbe sotto le strutture portanti dei moduli fotovoltaici, per evitare che gli elementi rotanti dei tracker si blocchino e per garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico e la sua efficienza di producibilità energetica. Con cadenza periodica in base al tipo di coltura che verrà fatta tra le strutture portanti dei moduli fotovoltaici, che in linea generale potrà prevedere delle colture foraggere o cerealicole si procederà al taglio e alla raccolta del prodotto. Questo garantirà la continuità dell'utilizzo agricolo dei terreni non direttamente occupati dalle strutture portanti dei moduli fotovoltaici e la conservazione delle biodiversità in sito.

13.5 Manutenzione viabilità interne ai Campi fotovoltaici

Periodicamente, soprattutto dopo la stagione invernale si provvederà a risistemare quei tratti della viabilità interna che con le piogge si sono potuti deteriorare. Pertanto, si andranno ad appianare eventuali buche che si sono create al fine di mantenere lo strato superiore del manto stradale perfettamente livellato e compatto in grado da garantire il transito dei mezzi delle squadre di manutenzione. La conservazione delle giuste pendenze del manto stradale garantirà il deflusso delle acque piovane nei punti di scolo senza creare crepe e pozzanghere che a lungo andare rendono impraticabili tali strade di accesso.

13.6 Viabilità di accesso e di cantiere

In merito al traffico veicolare durante la fase di cantiere sul suolo in questione insisterà un numero limitato di veicoli modesto prevalentemente relativo a:

- Trasporto moduli con camion (circa due camion a settimana)
- Trasporto strutture di sostegno (circa due camion a settimana)
- Escavatore per realizzazione trincee per posa cavidotti (circa 3 mesi)
- Trasporto operai privati (circa 4 squadre a giorno per 7 mesi)

Per l'accesso al cantiere verranno utilizzate le strade preesistenti in località Mass.a Duanera Iª e i mezzi verranno parcheggiati all'interno dell'area di cantiere nelle apposite zone di parcheggio create senza intralciare il traffico veicolare locale. Si avrà cura di ridurre al minimo la circolazione dei mezzi degli operatori in maniera tale da limitare il rischio di rilascio di idrocarburi, lubrificanti e oli. Quando l'impianto sarà realizzato ed entrato in esercizio a regime il traffico veicolare da parte di personale addetto all'impianto fotovoltaico sarà scarso in quanto l'impianto fotovoltaico non ha bisogno di personale per il funzionamento.

Durante la posa del cavidotto MT lungo le strade comunali, statali e provinciali si avrà cura di non ostacolare il traffico veicolare locale. La movimentazione dei materiali lungo la viabilità avverrà durante le ore diurne e in considerazione del fatto che si utilizzeranno dei mezzi di trasporto comune e non eccezionale non si creeranno problemi per la viabilità locale. Non verranno effettuati trasporti eccezionali in quanto i mezzi per il trasporto delle strutture, dei pannelli fotovoltaici, dei prefabbricati tecnici sono tipicamente degli autocarri con portata di 40 t che rispettano i limiti di peso, larghezza e altezza delle strade pubbliche.

13.7 Piano di Dismissione dell'Impianto Fotovoltaico

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.

Di seguito è descritto il piano di dismissione e ripristino dell'area destinata alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico della potenza di picco di 32.503,77 kWp denominato "Impianto fotovoltaico in località Mass.a Duanera I^o nel Comune di Foggia (Fg).

In particolare, le operazioni di rimozione e demolizione delle strutture, non che il recupero e smaltimento dei materiali di risulta, verranno eseguite applicando le migliori e le più evolute metodologie di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

1. Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione),
2. Scollegamento serie moduli fotovoltaici,
3. Scollegamento cavi lato C.C. e lato c.a.,
4. Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno,
5. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno,
6. Smontaggio sistema di illuminazione,
7. Rimozione cavi da canali interrati,
8. Rimozione pozzetti di ispezione,
9. Rimozioni parti elettriche dai fabbricati per alloggiamento inverter,
10. Smontaggio struttura metallica,
11. Rimozione dei basamenti di fissaggio al suolo delle cabine,
12. Rimozione parti elettriche dalla cabina di trasformazione,
13. Consegna materiale a ditte specializzate allo smaltimento

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 viti di ancoraggio in acciaio, proli di alluminio, recinzione in fili zincati, porte/finestre di aerazione della cabina elettrica,
- Cavi elettrici,
- 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 interna.

13.8 Pannelli Fotovoltaici

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra, qualora non fosse possibile rivenderli, l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Le operazioni consistiranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi a idonea piattaforma predisposta dal costruttore dei moduli fotovoltaici che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- Recupero cornice di alluminio;
- Recupero vetro;
- Recupero integrale della cella di silicio O recupero del solo wafer;
- Invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

13.9 Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, sia per la parte aerea che per quella vincolata al suolo.

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

13.10 Impianto elettrico

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

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

I pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative.

13.11 Normativa sui rifiuti

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. In base alla classificazione secondo l'origine, i rifiuti derivanti dalla dismissione di un impianto fotovoltaico rientrano tra quelli speciali:

- Rifiuti derivanti dalle attività di demolizione, costruzione, nonché i rifiuti pericolosi che derivano dalle attività di scavo,
- I macchinari e le apparecchiature deteriorati ed obsoleti.

Per quanto riguarda la classificazione secondo la pericolosità, secondo il D.Lgs 152/06 (art.184, comma 5), sono rifiuti pericolosi quelli contrassegnati da apposito asterisco nell'elenco CER2002.

In tale elenco alcune tipologie di rifiuti sono classificate come pericolose o non pericolose in dall'origine, mentre per altre la pericolosità dipende dalla concentrazione di sostanze

pericolose e/o metalli pesanti presenti nel rifiuto. Per "sostanza pericolosa" si intende qualsiasi sostanza classificata come pericolosa ai sensi della direttiva 67/548/CEE e successive modifiche: questa classificazione è soggetta ad aggiornamenti, in quanto la ricerca e le conoscenze in questo campo sono in continua evoluzione. I "metalli pesanti" sono: antimonio, arsenico, cadmio, cromo (VI), rame piombo, mercurio, nichel, selenio, tellurio, tallio e stagno. Essi possono essere presenti sia puri che, combinati con altri elementi, in composti chimici.

Il codice CER dei materiali costituenti un impianto fotovoltaico sono essenzialmente i seguenti:

Codice CER	Descrizione
20 01 36	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverters, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)
17 01 01	Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)
17 0203	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)
17 0405	Ferro, acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici)
17 04 11	Cavi
17 05 08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)

In particolare, riguardo alla rottamazione di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE), la Norma EN 5041Q indica l'appartenenza del prodotto alla categoria RAEE, per cui tutti i prodotti a fine vita che riportano tale simbolo non potranno essere conferiti nei rifiuti generici, ma seguire l'iter dello smaltimento. Il mancato recupero dei RAEE non permette lo sfruttamento delle risorse presenti all'interno del rifiuto stesso come plastiche e metalli riciclabili. Lo Stato Italiano dispone che si realizzi il trasporto dei RAEE presso gli impianti autorizzati indicati dai produttori di AEE professionali. All'art. 7 del decreto n. 65 del 2010 si rende noto che si applica il ritiro di RAEE professionali effettuato dai gestori dei centri di assistenza tecnica di AEE formalmente incaricati dai produttori di tali apparecchiature, provvedendo al ritiro nell'ambito dell'organizzazione di un sistema di raccolta di cui all'articolo 6, comma 3, del D.Lgs n. 151 del 2005. È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 25 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale (sono infatti presenti impianti di prova installati negli anni 70 ancora funzionanti). I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo. 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).

13.12 Ripristino dello stato dei luoghi.

Gli obiettivi principali di questa forma riabilitativa sono i seguenti:

- ✓ riabilitare, mediante attenti criteri ambientali, le zone soggette ai lavori che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse,
- ✓ consentire una migliore integrazione paesaggistica dell'area interessata dalle modifiche.

Per il compimento degli obiettivi sopra citati il programma dovrà contemplare i seguenti punti:

- ✓ si dovrà prestare particolare attenzione durante la fase di adagiamento della terra vegetale, facendo prima un'adeguata sistemazione del suolo che dovrà riceverla,
- ✓ effettuare un'attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree maggiormente adatte alle differenti situazioni. Inoltre, particolare cura si dovrà porre nella scelta delle tecniche di semina e di piantumazione, con riferimento alle condizioni edafiche ed ecologiche del suolo che si intende ripristinare;
- ✓ si dovrà procedere alla selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione

Le azioni necessarie per l'attuazione di tali obiettivi sono le seguenti:

- ✓ Trattamento dei suoli: le soluzioni da adottare riguardano la stesura della terra vegetale, la preparazione del suolo secondo le tecniche classiche. Il carico e la distribuzione della terra si realizza generalmente con una pala meccanica e con camion da basso carico, che la scaricheranno nelle zone d'uso. Quando le condizioni del terreno lo permettono si effettueranno passaggi con un rullo prima della semina. Queste operazioni si rendono necessarie per sgretolare eventuali ammassi di suolo e per prepararlo alle fasi successive.
- ✓ Opere di semina di specie erbacee: una volta terminati i lavori di trattamento del suolo si procede alla semina di specie erbacee con elevate capacità radicanti in maniera tale da poter fissare il suolo. In questa fase è consigliata, per la semina delle specie erbacee, la tecnica dell'idro-semina. In particolare, si consiglia di adottare un manto di sostanza organica triturrata (torba e paglia), spruzzata insieme ad un legante bituminoso ed ai semi, tale sistema consente un'immediata protezione dei terreni ancor prima della crescita delle specie seminate ed un rapido accrescimento delle stesse. Questa fase risulta di particolare importanza ai fini di mantenere una adeguata continuità della copertura vegetale circostante, proteggere le superfici rese particolarmente più sensibili dai lavori di cantiere e dall'erosione, consentire una continuità dei processi

pedogenetici, in maniera tale che si venga a ricostituire un orizzonte organico superficiale che permetta successivamente la ricolonizzazione naturale senza l'intervento dell'uomo. L'evoluzione naturale verso forme più evolute di vegetazione (arbustive e successivamente arboree) può avvenire in tempi medio-lunghi a beneficio della flora autoctona. Per questo motivo le specie erbacee selezionate dovranno essere caratterizzate da una crescita rapida, una capacità di rigenerazione elevata, "rusticità" elevata e adattabilità a suoli poco profondi e di scarsa evoluzione pedogenetica, sistema radicale potente e profondo ad alta proliferazione. Per realizzare un'altra percentuale di attecchimento delle specie, dovranno essere adottate misure particolarmente rigorose quali la delimitazione delle aree di semina ed il divieto di accesso e/o controllo di automezzi e personale. La scelta delle specie da adottare per la semina dovrà comunque essere indirizzata verso le essenze autoctone e già presenti nell'area di studio.

Per la scelta delle tecniche e delle specie da adottare sono stati seguiti i seguenti tre criteri:

- obiettivo primario degli interventi,
- ecologia delle specie presenti,
- ecologia delle specie da inserire e provenienza (biogeografia) delle stesse.

L'ecologia delle specie presenti è stata dedotta dallo studio delle associazioni vegetali presenti nell'area. È infatti chiaro come l'ecologia delle specie presenti sia espressione delle condizioni stazionali. Poiché, nelle opere di sistemazione previste, dovranno essere impiegate unicamente specie vegetali che si trovano su stazioni analoghe, la successiva scelta sulle specie da adottare è possibile mediante l'analisi sulla vegetazione. Le associazioni individuate nell'area soggetta ad indagine mostrano una certa variabilità nei gradienti ecologici, che pone la progettazione del verde di fronte a scelte che mirino a obiettivi polifunzionali. L'ecologia delle specie da inserire dovrà essere molto simile a quella delle specie già presenti.

Non saranno dunque ammissibili scelte di specie con le seguenti caratteristiche:

- ✓ specie invasive con forti capacità di espansione in aree degradate,
- ✓ specie alloctone con forte capacità di modifica dei gradienti ecologici,
- ✓ specie autoctone ma non proprie dell'ambiente indagato.

Inoltre, poiché si lavorerà su aree prodotte artificialmente e/o su aree fortemente modificate dall'uomo, sprovviste spesso di uno strato umifero superficiale e dunque povero di sostanze nutritive, è chiaro che in tali condizioni estreme sia consigliabile utilizzare solo associazioni pioniere, compatibili dal punto di vista ecologico. Tali associazioni dovranno rispondere inoltre alle seguenti caratteristiche:

- ✓ larga ampiezza ecologica,
- ✓ facoltà di colonizzare terreni grezzi di origine antropogenica e capacità edificatrici,
- ✓ resistenza alla sollecitazione meccanica,
- ✓ azione consolidante del terreno.

Nella scelta delle metodiche da adoperare si è dunque dovuto far fronte a tutte le esigenze soprariportate. Per tale motivo, e seguendo la sistematica introdotta da Schiechl (1973) che prevede quattro differenti tecniche costruttive (interventi di rivestimento, stabilizzanti, combinati, complementari), sono stati scelti interventi di rivestimento in grado di proteggere rapidamente il terreno dall'erosione superficiale mediante la loro azione di copertura esercitata sulla intera superficie.

L'utilizzo di interventi di rivestimento permetterà un'azione coprente e protettiva del terreno. In questo caso, l'impiego di un gran numero di piante, di semi, o di parti vegetali per unità di superficie, permette la protezione della superficie del terreno dall'effetto dannoso delle forze meccaniche. Inoltre, tali interventi, permetteranno un miglioramento del bilancio dell'umidità e del calore favorendo dunque lo sviluppo delle specie vegetali. Tali interventi sono inoltre mirati ad una rapida protezione delle superfici spoglie. Per l'esecuzione di tali interventi è stata scelta la metodica dell'idro-semina. Infatti, nei terreni particolarmente poveri di sostanze nutritive e facilmente erodibili dalle acque meteoriche, l'idro-semina, adottata in periodi umidi (autunno), si rivela un'ottima metodica per la protezione di tali aree. Il materiale da adottare è un prodotto in miscuglio pronto composto da semente, concimi, sostanze di miglioramento del terreno, agglomerati e acqua. La miscela prevede differenti dosi per ettaro che verranno adeguatamente scelte in fase di realizzazione delle opere di rinverdimento. Qualora si osservi una crescita troppo lenta, rada o nulla si dovrà procedere ad un nuovo trattamento in modo da evitare una eccessiva presenza delle aree di radura. Inoltre, almeno nei primi due-tre mesi verrà interdetto qualsiasi passaggio sulle aree trattate, che eventualmente dovranno essere recintate, e che andranno protette con frammenti di paglia sparsi da appositi macchinari.

13.13 Manutenzione

Le opere di manutenzione e conservazione dovranno perseguire prevalentemente l'obiettivo di funzionalità ed estetica. In particolare, si dovrà mantenere una copertura vegetale continua così da prevenire ogni forma di erosione, si dovrà limitare il rischio di incendi e la loro propagazione. Infine, sarà necessario evitare un'antropizzazione di forme di vegetazione per errata gestione nelle semine.

13.14 Costi dismissione

Di seguito si presenta una tabella riepilogativa con i costi presunti di dismissione per l'impianto stimati in funzione della specificità del progetto e dei componenti installati. Si stima un costo complessivo di **1.413.657 €** equivalenti a circa **43,49 €/kWp**.

ATTIVITA' DI DISMISSIONE E RIPRISTINO						
ID	Voce	Descrizione	Unità	Tot	Importo Unitario	Importo Totale
1	Allestimento ed organizzazione delle aree di cantiere	Allestimento del cantiere tramite idonea recinzione (compresi varchi di accesso) ed individuazione di zone idonee allo stoccaggio temporaneo dei materiali di risulta	A corpo	1	€ 47.957	€ 48.000
2	Smontaggio dei pannelli fotovoltaici	Smontaggio dei pannelli fotovoltaici dalle strutture di sostegno con idonei mezzi meccanici	A corpo	1	€ 195.000	€ 195.000
3	Smontaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici	Smontaggio delle strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici e rimozione dei montanti di fondazione	A corpo	1	€ 260.000	€ 260.000
4	Rimozione dei locali tecnici e cabine elettriche AT/MT	Smontaggio locali prefabbricati e le apparecchiature elettriche, quali quadri di parallelo in CC, quadri di parallelo in CA, quadri in MT, inverter, trasformatori, etc	A corpo	1	€ 156.684	€ 157.000
5	Rimozione delle linee elettriche	Sfilaggio dei cavi elettrici (sia CC sia CA) e rimozione dei cunicoli passacavi	A corpo	1	€ 88.000	€ 88.000
6	Rimozione Sottostazione Utente	Smontaggio locali prefabbricati e le apparecchiature elettriche, trasformatori, della Sottostazione Utente	A corpo	1	€ 150.000	€ 150.000
7	Rimozione Sottostazione Condivisione	Smontaggio locali prefabbricati e le apparecchiature elettriche, trasformatori, della Sottostazione Utente	A corpo	1	€ 71.000	€ 71.000
7	Smaltimento dei materiali di risulta	Trasporto e conferimento in discarica dei materiali di risulta derivanti dalle operazioni di smantellamento/rimozione.	A corpo	1	€ 272.000	€ 272.000
8	Smantellamento delle aree di cantiere e ripristino	Smontaggio della recinzione e di tutte le opere provvisorie di cantiere, con contestuale ripristino del piano campagna del sito	A corpo	1	€ 130.000	€ 130.000
9	Oneri per la sicurezza	Oneri per la sicurezza delle operazioni di smantellamento/rimozione ai sensi del D.Lgs 81/2008	A corpo	1	€ 42.657	€ 42.657
Totale						€ 1.413.657

Figura 0-1 Quadro economico della Spesa per dismissione impianto fotovoltaico

13.15 Cronoprogramma dismissione

Attività	1 ANNO												
	MESE1	MESE2	MESE3	MESE4	MESE5	MESE6	MESE7	MESE8	MESE9	MESE10	MESE11	MESE12	
Smontaggio e smaltimento pannelli	■												
Smontaggio e smaltimento strutture metalliche		■											
Rimozione pali di fondazione in acciaio			■										
Rimozione cavi e materiale elettrico				■									
Rimozione cabinati				■									
Rimozione strade e materiale riportato				■									
Rimozione recinzione								■					
Ripristino aree dismesse e pulizia									■				

14. Inserimento dell'impianto fotovoltaico nel paesaggio e opere di mitigazione

In merito alla compatibilità paesaggistica delle opere si evidenzia come la proposta progettuale sia stata sviluppata in modo da sostenere e valorizzare al massimo il rapporto tra le opere di progetto e il territorio, da limitare il più possibile i potenziali impatti ambientali e paesaggistici e da garantire pertanto la sostenibilità complessiva dell'intervento. L'impianto è stato ubicato tenendo conto delle condizioni che favoriscono la maggiore efficienza produttiva e al tempo stesso seguendo tutte le indicazioni metodologiche e prescrittive del **DM 30 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"** e degli allegati **"Criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili"**. Il progetto è stato redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente, nazionale e della Regione Puglia con particolare riferimento D.Lgs. n. 104/2017 che ha innovato il D.Lgs. 152/2006 introducendo all'art. 27 bis il Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR), che comprende il provvedimento di VIA e i titoli abilitativi rilasciati per la realizzazione e l'esercizio del progetto, recandone l'indicazione esplicita", la L.R. 12 aprile 2001 n.11 "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale" e s.m.i., la DGR 30/12/2010 n.3029 pubblicata sul BURP n. 14 del 26/01/2011 "Approvazione della Disciplina del Procedimento Unico di Autorizzazione alla Realizzazione ed Esercizio di Impianti di Produzione di Energia Elettrica" e il regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia". In merito alle modalità realizzative, come

anticipato il progetto risulta compatibile con le norme di tutela di Beni Paesaggistici e Ulteriori Contesti, in quanto le interferenze dirette sono limitate ad attraversamenti dell'elettrodotto interrato di corsi d'acqua, e nei tratti critici le opere sono realizzate con l'utilizzo della TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata), tecnica che non determina modifiche della morfologia, né dell'aspetto esteriore dei luoghi. Le interferenze dell'intervento rispetto al paesaggio risultano pertanto indirette e reversibili a medio termine e si riferiscono esclusivamente all'impatto potenziale di tipo percettivo rispetto a beni paesaggistici o ulteriori contesti ubicati in aree contermini.

La nozione di paesaggio, apparentemente chiara nel linguaggio comune, è in realtà carica di molteplici significati. Un'importante variabile da considerare ai fini della conservazione e della tutela del Paesaggio è il concetto di "cambiamento": il paesaggio per sua natura vive e si trasforma, possiede una sua capacità dinamica interna, di cui non si può non tener conto. Tale concetto risulta fondamentale per il caso in esame, in ragione delle interrelazioni con l'ambiente e il paesaggio che questo tipo di infrastruttura di produzione energetica può instaurare. L'allegato Tecnico del DPCM del 12 dicembre 2005, oltre a stabilire le finalità della relazione paesaggistica (punto n.1), i criteri (punto n.2) e i contenuti (punto n.3) per la sua redazione, definisce gli approfondimenti degli elaborati di progetto per alcune particolari tipologie di intervento od opere di grande impegno territoriale (punto n.4).

E' stata pertanto predisposta un'analisi coerente con il dettaglio richiesto dal DPCM 2005 al fine di valutare la compatibilità paesaggistica dell'intervento.

La relazione paesaggistica prende in considerazione gli aspetti riguardanti:

- *analisi dei livelli di tutela;*
- *analisi delle caratteristiche del paesaggio nelle sue diverse componenti, naturali ed antropiche;*
- *analisi dell'evoluzione storica del territorio;*
- *analisi del rapporto percettivo dell'impianto con il paesaggio e verifica di eventuali impatti cumulativi.*

La verifica di compatibilità dell'intervento è stata basata sulla disamina dei seguenti parametri di lettura:

Parametri di lettura di qualità e criticità paesaggistiche:

- *diversità: riconoscimento di caratteri/elementi peculiari e distintivi, naturali e antropici, storici, culturali, simbolici, ecc.;*
- *integrità: permanenza dei caratteri distintivi di sistemi naturali e di sistemi antropici storici (relazioni funzionali, visive, spaziali, simboliche, ecc. tra gli elementi costitutivi);*
- *qualità visiva: presenza di particolari qualità sceniche, panoramiche, ecc.,*
- *rarietà: presenza di elementi caratteristici, esistenti in numero ridotto e/o concentrati in alcuni siti o aree particolari;*
- *degrado: perdita, deturpazione di risorse naturali e di caratteri culturali, storici, visivi, morfologici, testimoniali;*

Parametri di lettura del rischio paesaggistico, antropico e ambientale:

- sensibilità: capacità dei luoghi di accogliere i cambiamenti, entro certi limiti, senza effetti di alterazione o diminuzione dei caratteri connotativi o degrado della qualità complessiva;
- vulnerabilità/fragilità: condizione di facile alterazione;
- distruzione dei caratteri connotativi;
- capacità di assorbimento visuale: attitudine ad assorbire visivamente le modificazioni, senza diminuzione sostanziale della qualità;

Lo studio considera l'assetto paesaggistico attuale, che non evidenzia solo i valori identitari consolidati ma anche un nuovo assetto paesaggistico nel quale si integrano e si sovrappongono i vecchi ed i nuovi processi di antropizzazione. In queste aree di confine tra la Puglia e il Molise, a partire dalla fine degli anni '90 si è generato un vero e proprio paesaggio dell'energia, che connota fortemente il territorio, sia da un punto di vista fisico che concettuale. L'attenzione dello studio si concentra sul progetto, sulla definizione di criteri di scelta del sito, sui principi insediativi, gli accorgimenti progettuali intrapresi e l'insieme di azioni utili a garantire la compatibilità paesaggistica dell'intervento.

Sono stati esaminati gli aspetti geografici, naturalistici, idro-geo-morfologici, storici, culturali, insediativi e percettivi e le reciproche relazioni a varie scale, partendo dall'analisi dell'area vasta, fino ad analizzare l'area di progetto.

A seguito degli approfondimenti effettuati, si possono fare delle considerazioni conclusive circa il palinsesto paesaggistico in cui il progetto si inserisce e con cui si relaziona. Il contesto interessato dal progetto presenta come carattere principale la sua grande profondità, apertura ed estensione. Assume particolare importanza il disegno idrografico. L'armatura insediativa storica è costituita dai tracciati degli antichi tratturi legati alla pratica della transumanza, lungo i quali si snodano le poste e le masserie pastorali, e sui quali, a seguito delle bonifiche e dello smembramento dei latifondi, si è andata articolando la nuova rete stradale. Il territorio è organizzato intorno a Foggia e alla raggiera di strade principali che da essa si dipartono. All'interno della dispersione insediativa generata dal capoluogo lungo questi assi è possibile rintracciare l'organizzazione dei borghi rurali sorti a corona (Segezia, Incoronata, Borgo Giardinetto, ecc...). Questa parte del Tavoliere è caratterizzata fortemente da visuali aperte, che permettono di cogliere la distesa monoculturale, ma non la fitta rete dei canali e i piccoli salti di quota: lunghi filari di eucalipto, molini, silos e più recentemente pale eoliche, sono tra i pochi elementi verticali che segnano il paesaggio. La monocoltura ha ricoperto gran parte dei territori rurali oggetto di riforma agraria, i cui manufatti e segni stentano a mantenere il loro peculiare carattere. La natura essenzialmente agricola del Tavoliere convive sempre più con la localizzazione di impianti fotovoltaici ed eolici. I nuovi impianti tecnologici rappresentano da un lato l'espressione delle nuove attività che si aggiungono alle attività tradizionali, già consolidate e tipicamente legate alla produzione agricola, dall'altro potrebbero minacciare, se non ben progettati, il sistema di tratturi e tratturelli, con il loro complesso di edifici e pertinenze (masserie, poste, taverne rurali, chiesette, poderi) nonché la caratteristica di orizzontalità e apertura, per via della realizzazione di elementi verticali impattanti, quali le torri eoliche. E' vero in ogni caso che la diffusa infrastrutturazione delle aree agricole, la presenza di linee, tralicci, cabine, impianti fotovoltaici ed eolici, hanno determinato la costruzione di un nuovo paesaggio, che si confronta con quello tradizionale agricolo. Solo una progettazione attenta ai caratteri dei luoghi e alle relazioni tra esistente e nuove realizzazioni, può consentire di superare

la contrapposizione tra produzione di energia da fonti pulite e rinnovabili e la difesa, tutela e valorizzazione del paesaggio. Non bisogna però tralasciare l'importanza di tali progetti come efficace azione a difesa dell'ambiente. Il progetto va confrontato con i caratteri strutturanti e con le dinamiche ed evoluzioni dei luoghi, tenendo presente che *"... ogni intervento deve essere finalizzato ad un miglioramento della qualità paesaggistica dei luoghi, o quanto meno, deve garantire che non vi sia una diminuzione delle sue qualità, pur nelle trasformazioni"*.

Pertanto, a valle della disamina dei parametri di lettura indicati dal DPCM del 12/12/2005, declinati nelle diverse scale paesaggistiche di riferimento, si considera quanto segue, annotando quali potrebbero essere gli impatti del progetto sul paesaggio.

14.1 Verifica di qualità e criticità paesaggistiche

✓ **Diversità**

(riconoscimento di caratteri/elementi peculiari e distintivi, naturali e antropici, storici, culturali, simbolici)

Il paesaggio in cui si colloca l'impianto di progetto è caratterizzato da una grande complessità. Come già detto, questo paesaggio è caratterizzato da una morfologia pianeggiante, da visuali aperte, dalle quali emergono pochi elementi verticali (filari di eucalipto, molini, silos e più recentemente pale eoliche). La natura essenzialmente agricola del Tavoliere convive sempre più con la localizzazione di impianti a energia pulita, fotovoltaici ed eolici.

Tale paesaggio è scenario ed espressione dei valori storici, culturali, naturali, climatici, morfologici ed estetici del territorio ed è pertanto un organismo in evoluzione, che si trasforma. Quella che si percepisce è un'immagine in continua evoluzione, espressione di una storia ancora in sviluppo, interessata più recentemente dall'utilizzo delle fonti energetiche tradizionali e rinnovabili.

Come si può notare sia dalle tavole proposte nel precedente capitolo, sia dalle foto scattate durante i sopralluoghi, il paesaggio dell'energia e quindi quello del fotovoltaico, sono già parte integrante del paesaggio. Gli impianti già presenti sul territorio si integrano con i tratti preesistenti e raccontano di luoghi in evoluzione, ma che non alterando la possibilità di riconoscimento dei caratteri identitari e di diversità sopra accennati.

Insieme all'eolico, il fotovoltaico disegna il paesaggio di un territorio che utilizza le risorse naturali e rinnovabili disponibili, aderendo concretamente alle sfide ambientali della contemporaneità e contribuendo alla riduzione delle emissioni di CO₂ e alla lotta ai cambiamenti climatici.

Occorre inoltre non dimenticare che rispetto alla scala temporale di consolidamento dei caratteri del paesaggio, tali installazioni risultano completamente reversibili e pertanto in relazione al medio periodo si ritiene il loro impatto potenziale decisamente sostenibile.

✓ **Integrità**

(permanenza dei caratteri distintivi di sistemi naturali e di sistemi antropici storici, relazioni funzionali, visive, spaziali, simboliche, tra gli elementi costitutivi)

Per ciò che riguarda la permanenza dei caratteri distintivi dei sistemi valgono tutte le considerazioni fatte per il precedente parametro "diversità".

Il sistema dei principali lineamenti morfologici del Tavoliere, è costituito da vaste spianate debolmente inclinate, caratterizzate da lievi pendenze, sulle quali spiccano ad est, il costone dell'altopiano garganico e ad ovest, la corona dei rilievi dei Monti Dauni. Questi elementi rappresentano i principali riferimenti visivi del paesaggio del Tavoliere. Per quanto riguarda la salvaguardia dell'integrità dei profili morfologici, la localizzazione dell'impianto mira a conservare le caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito. Essendo l'area di progetto prevalentemente pianeggiante, è possibile evitare movimenti terra eccessivi, che comporterebbero un'alterazione della morfologia attuale del sito. La riconoscibilità del sistema insediativo della pentapoli del Tavoliere, organizzato intorno al capoluogo e sull'armatura dell'antico sistema radiale dei tratturi, costituito da un sistema di strade principali che si dipartono a raggiera da Foggia e la collegano agli altri principali centri del Capoluogo, non viene compromessa, non essendo prevista dal progetto una nuova viabilità. 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 l'alterazione del paesaggio attuale. L'interferenza con i tratturi, per la maggior parte assorbiti dalla viabilità ordinaria, non produce, grazie all'utilizzo della tecnica TOC, modifiche sostanziali del paesaggio. Nei punti in cui il progetto interessa direttamente elementi di interesse paesaggistico, si sono rispettate fasce tali da non alterarne in maniera rilevante la percezione.

In termini di appropriatezza della localizzazione, il progetto è assolutamente coerente con gli strumenti di pianificazione in atto e ricade in aree potenzialmente idonee per la tipologia di impianto. Inoltre, si è dato gran peso alla salvaguardia degli elementi che compongono il paesaggio (vegetazione, acqua, uso del suolo, viabilità di cantiere, colorazioni degli elementi strutturali). Il layout di progetto consente, grazie alla spaziatura tra le file di moduli, di ridurre la copertura di suolo e le fasce di pannelli di larghezza contenuta (2 pannelli), si possono considerare meno invasive visivamente e più adatte a rispettare le caratteristiche del terreno. Per la natura dell'impianto, a conformazione bassa, non ci sono modifiche dello skyline.

✓ **Qualità visiva**

(presenza di particolari qualità sceniche, panoramiche)

L'inserimento di un'infrastruttura nel paesaggio determina sempre l'instaurarsi di nuove interazioni e relazioni paesaggistiche, sia percettive che di fruizione, con il contesto. Pertanto l'analisi percettiva diventa un elemento essenziale per la valutazione di impatto paesaggistico e per verificare la compatibilità dell'intervento. In tali valutazioni, bisogna tener conto che il carattere prevalentemente agrario del paesaggio viene modificato da strutture non naturali di rilevanti dimensioni. Tale problematica può essere in parte attutita da un buon progetto di mitigazione, di cui successivamente si accennano i tratti principali. Bisogna considerare, in aggiunta, che l'impiego di una tecnologia pulita per la produzione di energia costituisce la migliore garanzia per il rispetto delle risorse ambientali nel loro complesso.

14.2 L'analisi percettiva come strumento di progettazione

Secondo i principi della Convenzione Europea del Paesaggio "ogni intervento deve essere finalizzato ad un miglioramento della qualità paesaggistica dei luoghi, o, quanto meno, deve garantire che non vi sia una diminuzione delle sue qualità, pur nelle trasformazioni".

Armonizzare l'impianto fotovoltaico con il contesto che lo ospita, può portare dunque a una riqualificazione paesaggistica capace di generare un nuovo paesaggio che non deprima, anzi esalti, le qualità del luogo. Per il raggiungimento di tale obiettivo, in fase preliminare l'analisi dettagliata e la verifica dell'impatto visivo dell'impianto hanno rappresentato elementi fondamentali della progettazione e l'analisi delle condizioni percettive è stato considerato uno strumento determinante non per la verifica a valle delle scelte di layout, ma per la definizione a monte del posizionamento dell'impianto e quindi della sua forma. Con una serie di fotoinserti, seguiti ad una documentazione fotografica effettuata in situ, si è verificata l'interferenza potenziale dell'intervento con il paesaggio, osservando da numerosi punti di vista il territorio. Si è pertanto verificato se l'impianto di progetto potrà inserirsi in armonia con tutti i segni preesistenti e, al contempo, se avrà tutte le caratteristiche per scrivere una nuova traccia compatibile caratteri idrogeomorfologici e vegetazionali, con segni e le testimonianze della storia insediativa e di evoluzione antropica del paesaggio rurale.

Con la Circolare 42 del 21/07/2017 esplicativa ed applicativa del DPR 31/2017 (Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'Autorizzazione Paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata), il MIBAC chiarisce inequivocabilmente cosa bisogna intendere per visibilità degli interventi dallo spazio pubblico a tutela di immobili o aree vincolate.

La percepibilità della trasformazione del territorio paesaggisticamente rilevante deve essere considerata in termini di visibilità concreta, ad occhio nudo, senza ricorso a strumenti e ausili tecnici, ponendosi dal punto di vista del normale osservatore che guardi i luoghi protetti prestando un normale e usuale grado di attenzione, assumendo come punto di osservazione i normali e usuali punti di vista di pubblico accesso, quali le pubbliche piazze, vie, strade e altri spazi aperti urbani ed extraurbani, o i normali punti panoramici accessibili al pubblico, dai quali possa godersi una veduta d'insieme dell'area o degli immobili vincolati...

Bisogna pertanto verificare puntualmente le condizioni percettive dei luoghi e in base a queste verificare se l'inserimento dell'impianto possa determinare un potenziale impatto percettivo negativo in merito alla comprensione dei caratteri paesaggistici del territorio e al godimento dei beni soggetti a tutela.

Per il caso in esame, la verifica è stata effettuata da punti della viabilità prossima all'area di intervento.

Questa parte del Tavoliere è caratterizzata fortemente da visuali aperte, che permettono di cogliere la distesa monoculturale, ma non la fitta rete dei canali e i piccoli salti di quota: lunghi filari di eucalipto, molini e silos imponenti sono tra i pochi elementi verticali che segnano il paesaggio. La percezione di un impianto di altezza contenuta risulta molto ridotta a grandi distanze.

14.3 Struttura percettiva dell'ambito, verifica della visibilità dell'impianto e fotosimulazioni.

Per la scelta dei punti di visuale da cui effettuare la verifica, e per un'analisi di dettaglio delle eventuali relazioni paesaggistiche (percettive e di fruizione) che si potrebbero stabilire tra le opere di progetto ed il paesaggio, si è fatto riferimento alla mappa di intervisibilità ma soprattutto alle caratteristiche percettive del contesto. La conformazione morfologica e insediativa dell'area, descritta nel precedente capitolo 4, influenza anche le condizioni percettive.

I siti accessibili al pubblico, posti in posizione orografica strategica, dai quali si gode di visuali panoramiche sui paesaggi, sui luoghi o sugli elementi di pregio dell'ambito (i belvedere dei centri storici, i beni architettonici e culturali posizionati in luoghi strategici) sono molto distanti dall'area in esame.

Lo stesso vale per le Linee Ferroviarie che lambiscono contesti di alto valore paesaggistico. Per quanto riguarda le strade panoramiche e d'interesse paesaggistico che attraversano paesaggi naturali o antropici di alta rilevanza paesaggistica, si riportano all'attenzione le strade che vanno da Foggia verso il costone garganico. In particolare, la più vicina all'area di progetto è la SP 26. Si riportano di seguito alcune note relative alla verifica percettiva effettuata.

Punti panoramici potenziali lungo la viabilità

In particolare, la verifica di visibilità è stata effettuata rispetto alle seguenti infrastrutture:

Strada interpodereale Duanera

La strada Strada interpodereale Duanera attraversa i campi 1 e 2. L'impianto risulta visibile e gli interventi di mitigazione, di cui si parlerà più specificamente nel paragrafo successivo, determinano un elemento di fondamentale importanza. La vegetazione preesistente contribuisce, in ogni caso, a mitigare l'impatto percettivo. In particolare, si è ci si è soffermati sulla vista ottenuta sul cavalcavia sulla A14 Autostrada Adriatica. La quota altimetrica maggiore legata al cavalcavia consente una visione maggiore sulle aree di progetto, e l'impianto non è completamente mitigato. Tuttavia, si tratta di viste estremamente ravvicinate e di percorsi a scorrimento veloce. (V1-V2)

Strada provinciale SP 24

Dalla strada statale SP 24 l'area è visibile, ma la morfologia del territorio e il paesaggio ampio, esteso e profondo, rendono appena percepibile l'impianto. Procedendo da Sud verso Nord, si può notare come l'area del Campo 1

sia meno visibile di quella del Campo 2. In particolare, nelle viste in direzione nord dell'impianto, il doppio filare arboreo che separa i due lotti, preclude la percezione del lotto posto a nord (V3-V4). Nelle viste in direzione sud, al contrario, abbiamo una percezione praticamente nulla della porzione a sud della strada podereale che separa i due lotti, a causa della presenza del doppio filare di alberi su quest'ultima (V5-V6).

Strada statale Adriatica

Traguardando verso l'area di progetto, si nota come, per via della morfologia pianeggiante di questa zona, la prospettiva rende del tutto non visibile l'eventuale impianto solare. (V7-V9)

Strada provinciale SP26

La strada SP26, che partendo da Foggia giunge alle alture del Gargano, è considerato uno dei percorsi a fruizione veloce, particolarmente panoramici. Da qui il raggio visivo riesce a cogliere tutto il tratto a ridosso della costa che, verso sud, corre fino a Barletta e dove il Tavoliere incontra le prime ondulazioni del Subappennino.

E' possibile cogliere la diversità, peculiarità e complessità dei paesaggi dell'ambito, tuttavia l'area di localizzazione dell'impianto non interferisce con particolari viste panoramiche, essendo molto distante da questa strada. (V8)

14.4 Gli interventi di mitigazione visiva

Nell'ambito della percezione visiva, non si può non far riferimento al progetto di mitigazione d'impatto. Si riportano quindi di seguito i tratti principali che caratterizzano tale progetto. Per quanto riguarda la visibilità dell'impianto, sia per la posizione dell'area, sia per le ridotte altezze dello stesso, risulta che l'impianto sarà visibile solo in prossimità dello stesso e in misura ridotta o marginale dalla viabilità prossima, entro un raggio di circa 3-4 Km.

Gli interventi mirano a non distogliere l'attenzione nelle viste analizzate, verso gli elementi caratterizzanti l'ambito di paesaggio in cui l'impianto è collocato, garantendo la permanenza dei caratteri distintivi di sistemi naturali e di sistemi antropici storici, relazioni funzionali, visive, spaziali, simboliche, tra gli elementi costitutivi. In merito all'elettrodotto di collegamento dell'impianto con la sottostazione Terna di conferimento, non risultano interventi di mitigazione necessari visto l'interramento lungo tutta la tratta, sia in corrispondenza di strade esistenti che in aree a destinazione agricola. Inoltre, la tecnologia di scavo TOC permetterà di evitare danneggiamenti in casi più delicati, rendendo non necessaria alcuna azione di mitigazione.

Le azioni di mitigazione paesaggistico-percettiva prevedono l'inserimento di siepi perimetrali ai campi fotovoltaici, che determineranno un incremento di biodiversità e non un impatto sulla stessa. Le siepi, che interesseranno una fascia di 1,5 m di larghezza, saranno impiantate in adiacenza alla viabilità perimetrale interna ai campi fotovoltaici e condotte per raggiungere in pieno sviluppo, un'altezza di circa 2 m. Complessivamente si tratterà di realizzare quasi 6.453 m² di nuove siepi "naturaliformi". Allo stesso modo, la destinazione a prato polifita debolmente arbustato di alcune aree interne, non interessate dalla coltivazione ad aromatiche, incrementerà notevolmente l'entomofauna utile, che a sua volta costituirà fonte trofica per tante altre specie.

La valutazione condotta sullo sviluppo di coltivazioni in stretta relazione con l'impianto fotovoltaico, da vita ad un piano colturale "Agro-fotovoltaico", rispetto al quale sono state individuate le seguenti aree:

- A. Interfile dei moduli fotovoltaici;
- B. Fascia perimetrale dei campi fotovoltaici;
- C. Aree libere all'interno dell'impianto;

A) Interfile dei moduli fotovoltaici:

La soluzione ipotizzata per le fasce interfile di larghezza pari a 5,00 m è ricaduta sull'origano e la lavanda. Tutte le altre superfici poste tra i moduli fotovoltaici, saranno interessate da un inerbimento tecnico, condotto con sfalci frequenti.

B) Fascia perimetrale dei campi fotovoltaici:

E' stata valutata la possibilità di ricollocazione di parte degli olivi dell'attuale impianto specializzato sul lotto a sud, lungo una fascia perimetrale ai campi fotovoltaici, posta dopo la siepe di mitigazione. Con questa soluzione, perfettamente compatibile con le caratteristiche pedo-agronomiche del sito, si realizzerà un impianto olivicolo intensivo e meccanizzabile, con doppio filare e sesto di 4 m tra le file e 1,5 m sulla fila.

C) Aree libere all'interno dell'impianto:

Tali superfici saranno interessate da un prato polifita debolmente arbustato con specie mellifere che determinerà un incremento di produzione agricola, che potrà concretizzarsi in un impianto di apicoltura interno, sia in termini di compensazione ambientale, in un incremento di produzione agricola esterna e prossima (3 km) all'area dell'impianto;

In questi termini, la ripresa dell'attività agricola nelle interfile tra i moduli fotovoltaici e la destinazione ad oliveto specializzato della fascia perimetrale ai campi fotovoltaici, minimizzano la riduzione di suolo agricolo interessata dall'impianto, fornendo allo stesso tempo una conduzione sostenibile anche del suolo sulle file dei moduli fotovoltaici, sfalciato di frequente e senza ricorso ai diserbanti.

Gli interventi di mitigazione visiva progettati, produrranno effetti differenziati rispetto alle viste riportate in seguito. L'inserimento di siepi che svolgono non solo funzione di mitigazione visiva, permetterà di avere una percezione molto ridotta dell'impianto di progetto, guardando da sud verso il campo 1, unitamente alla fascia coltivata ad oliveto specializzato perimetrale al campo fotovoltaico 1 (posto a sud). In tali viste, non è possibile percepire il campo fotovoltaico 2 perché posto a nord della viabilità interpoderale caratterizzata da un doppio filare di olmi. Medesimo discorso, ma sviluppato riguardo al campo fotovoltaico 2 si può sviluppare per le viste da nord. In questo caso, gli interventi di mitigazione previsti permettono di annullare del tutto la percezione dell'impianto fotovoltaico, per le caratteristiche specifiche della siepe di mitigazione sul lato nord dell'impianto (siepe più alta) e dell'impianto olivicolo specializzato perimetrale. Come accennato, il doppio filare di olmi in questo caso non consente di percepire il lotto 1, anche senza interventi di mitigazione. Altro discorso merita l'unica vista da ovest, piuttosto ravvicinata e che sfrutta la quota altimetrica maggiore legata al cavalcavia sulla A14 Autostrada Adriatica. In questo unico caso, le opere di mitigazione consentono la percezione di porzioni più estese dell'impianto, ma come detto si tratta di viste estremamente ravvicinate. Riassumendo, quindi, quanto detto per ciò che concerne la percepibilità dell'impianto, risulta chiaro che il bacino visuale teorico in cui il progetto ricade è molto ampio ma essendo l'area pianeggiante e le viste estese, la visibilità dei due Campi di progetto è ridotta.

- Dallo studio dell'intervisibilità, esteso ad un ambito maggiore dei 10 km di distanza dall'impianto, risulta chiaro che il bacino visuale teorico in cui il progetto ricade è molto ampio ma la reale percezione visiva dell'impianto dipende non solo dall'orografia del territorio, ma anche dall'andamento delle strade e dalla vegetazione;
- L'impianto risulta molto distante dai centri abitati;
- Va considerato che dai punti della viabilità da cui osservare il territorio, le visuali aperte e l'effetto prospettico della distanza attenuano la percezione dell'impianto, come è possibile rilevare osservando gli impianti esistenti limitrofi a quello in progetto;
- Non vi sono punti di vista o coni visuali obbligati relativi a punti del territorio posti in posizione panoramica da cui o verso i quali si possono rilevare interferenze percettive determinate dalla presenza dell'impianto di progetto;
- L'impianto, come ci si aspetta dalla conformazione intrinseca della tipologia dello stesso, non interferisce con la percezione degli elementi orografici che rappresentano i fulcri visivi del grande orizzonte geografico (lo skyline del Gargano);
- Le condizioni percettive fanno sì che l'impianto venga riassorbito visivamente grazie alla mancanza di punti di vista obbligati e alle smisurate aperture visuali.
- Per quanto riguarda l'effetto cumulativo con altri impianti esistenti, le trame e gli orientamenti degli impianti circostanti non sono percepibili dalla grande distanza, e l'inserimento del nuovo impianto di progetto non comporta quindi incremento di disordine nel paesaggio.

A seguire, si riporta una sequenza di immagini e foto-inserimenti che verificano le condizioni percettive, la situazione *ante* e *post operam* (tenendo conto anche del progetto di mitigazione) gli effetti percettivi determinati dal progetto e l'eventuale impatto cumulativo con altri impianti analoghi esistenti.

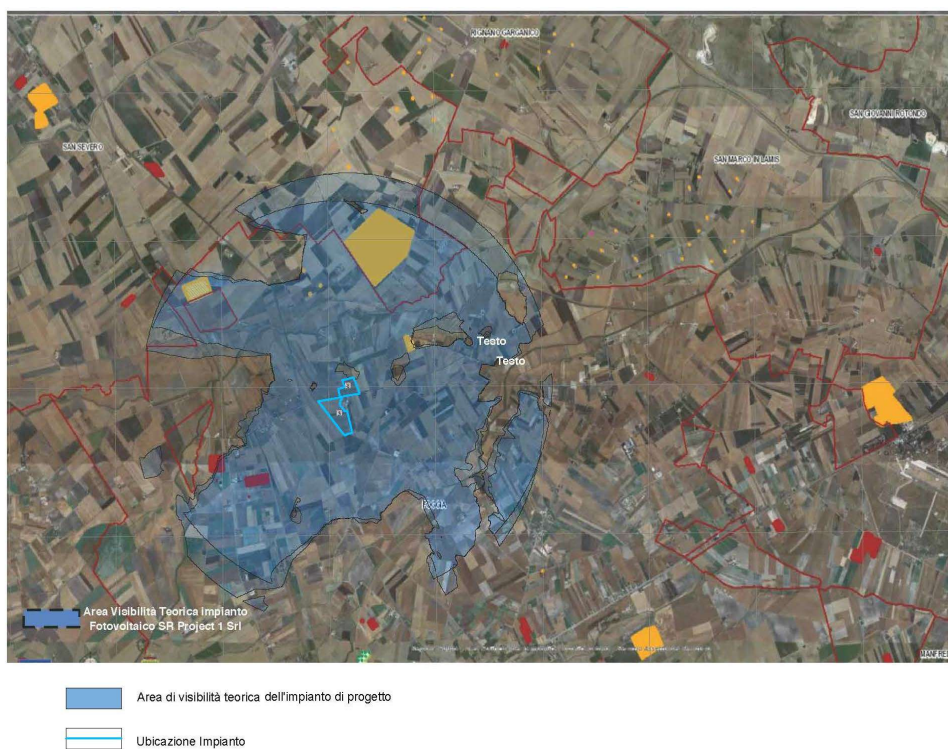


Figura 14-1 Ortofoto dell'area di progetto-in rosso è indicato l'impianto di progetto; in bianco i coni ottici relativi alle foto effettuate per la verifica di percezione dell'impianto.



Figura 14-2 V1- Vista ottenuta sul cavalcavia sulla A14 Autostrada Adriatica



Figura 14-2 V1- Vista ottenuta sul cavalcavia sulla A14 Autostrada Adriatica-verifica effettuata con fotoinserimento. essendo il punto di osservazione osto ad una quota altimetrica maggiore, l'impianto non risulta completamente schermato dalle opere di mitigazione.



Figura 14-4 V2- Vista dalla Strada interpodereale Duanera che attraversa i campi 1 e 2



Figura 14-5 V2- Verifica effettuata con fotoinserimento dalla Strada interpoderale Duanera . il campo 1 non risulta visibile: in primo piano l'oliveto intensivo(opere di mitigazione)



Figura 140-3 V3- Vista in direzione nord dalla SP24. Il doppio filare arboreo che separa i due lotti, preclude la percezione del lotto posto a nord



Figura 14-7 V3- Verifica con fotoinserimento dalla SP24 riguardando in direzione nord



Figura 460-8 V4- Vista in direzione nord dalla SP24. Il doppio filare arboreo che separa i due lotti, preclude la percezione del lotto posto a nord



Figura 140-9 V4- Verifica con fotoinserimento dalla SP24 trguardando in direzione nord



Figura 14-10 V5- Vista dalla SP24 riguardando in direzione sud



Figura 14-5 V5- Verifica con fotoinserimento dalla SP24 riguardando in direzione sud



Figura 14-42 V6- Vista dalla SP24 riguardando in direzione sud



Figura 14-13 V6- Verifica con fotoinserimento dalla SP24 riguardando in direzione sud



Figura 140-9 V7- Vista dalla Strada statale Adriatica in direzione est



Figura 140-85 V8- Vista dalla Sp26 in direzione nord



Figura 14-76 V9- Vista dalla Strada statale Adriatica in direzione nord



Figura 14-67 V7- Verifica con fotoinserimento dalla Strada statale Adriatica in direzione nord

14.5 Conclusioni sulla compatibilità paesaggistica dell'intervento

In merito alle strategie europee e statali in termini di lotta ai cambiamenti climatici e ai riflessi socio economici territoriali: in generale, l'impianto di produzione di energia elettrica mediante la fonte fotovoltaica, è dichiarato per legge (Dlgs 387/2003 e smi) di pubblica utilità ed è coerente con gli obiettivi enunciati all'interno di quadri programmatici e provvedimenti normativi comunitari e nazionali sia in termini di scelte strategiche energetiche e sia in riferimento ai nuovi accordi globali in tema di cambiamenti climatici, (in particolare, il protocollo di Parigi del 2015, ratificato nel settembre 2016 dall'Unione Europea e della SEN 2017). Il progetto oltre a contribuire alla riduzione del consumo di combustibili fossili, privilegiando l'utilizzo delle fonti rinnovabili, può dare impulso alle politiche di recupero ambientale e di valorizzazione paesaggistica attraverso le risorse rese disponibili per le eventuali opere di compensazione di tipo ambientale eventualmente richieste in sede di iter autorizzativo. *In merito alle strategie europee e statali in termini di lotta ai cambiamenti climatici e ai riflessi socio economici territoriali:*

in generale, l'impianto di produzione di energia elettrica mediante la fonte fotovoltaica, è dichiarato per legge (Dlgs 387/2003 e smi) di pubblica utilità ed è coerente con gli obiettivi enunciati all'interno di quadri programmatici e provvedimenti normativi comunitari e nazionali sia in termini di scelte strategiche energetiche e sia in riferimento ai nuovi accordi globali in tema di cambiamenti climatici, (in particolare, il protocollo di Parigi del 2015, ratificato nel settembre 2016 dall'Unione Europea e della SEN 2017).

Il progetto oltre a contribuire alla riduzione del consumo di combustibili fossili, privilegiando l'utilizzo delle fonti rinnovabili, può dare impulso alle politiche di recupero ambientale e di valorizzazione paesaggistica attraverso le risorse rese disponibili per le eventuali opere di compensazione di tipo ambientale eventualmente richieste in sede di iter autorizzativo.

In merito alla localizzazione:

La localizzazione dell'impianto, come già ribadito, è coerente in riferimento alla viabilità esistente, alla vicinanza con altri impianti dello stesso tipo.

L'intervento risulta inserito in un contesto già antropizzato da altre opere come quelle della trasmissione elettrica (Elettrodotti AT), del trasporto di Gas e di produzione di energia da fonti rinnovabile come fotovoltaico ed eolico

In merito alle norme paesaggistiche e urbanistiche che regolano le trasformazioni:

il progetto risulta sostanzialmente coerente con gli strumenti programmatici e normativi vigenti e non vi sono forme di incompatibilità rispetto a norme specifiche che riguardano l'area e il sito di intervento. Limitata a attraversamenti dell'elettrodotto interrato (in TOC) in corrispondenza di due corsi d'acqua e relative fasce di rispetto.

In merito alla capacità di trasformazione del paesaggio, del contesto e del sito:

in relazione al delicato tema del rapporto tra produzione di energia e paesaggio, si può affermare che in generale la realizzazione dell'impianto non incide in maniera critica sull'alterazione del carattere dei luoghi, in virtù delle condizioni percettive del contesto.

Il progetto non pregiudica il riconoscimento e la nitida percezione delle emergenze orografiche. Per tali motivi e per il carattere di temporaneità e di reversibilità totale nel medio periodo, si ritiene che il progetto non produca una diminuzione della qualità paesaggistica dei luoghi, pur determinandone una trasformazione.

La realizzazione dell'impianto proposto non comporterebbe un aumento dell'"effetto distesa", grazie alle opere di mitigazione visiva.

L'impianto non interferisce e non limita l'uso agricolo del territorio, anzi produrrà un aumento di biodiversità.

L'area teorica di visibilità dell'area di intervento risulta ampia a causa della sua posizione in un territorio totalmente pianeggiante e privo di rilievi montuosi, tuttavia l'impianto di progetto non avrà un l'impatto visivo negativo nei confronti dei beni paesaggistici del contesto.

E' evidente assenza di elementi tipici del paesaggio agrario in stato di buona conservazione, la cui percezione non viene quindi influenzata negativamente.

In conclusione, considerando che opere finalizzate alla produzione di energia da fonti rinnovabili sono considerate di pubblica utilità, che tale attività impiantistica produce innegabili benefici ambientali e che comporta positive ricadute socio-economiche per il territorio; il progetto in esame può essere considerato compatibile con i caratteri paesaggistici, gli indirizzi e le norme che riguardano le aree di interesse.

14.6 Misure di mitigazione degli impatti ambientali e paesaggistici

Occorre distinguere gli ambiti di intervento delle azioni di mitigazione d'impatto e compensazione, perché molte di esse producono risultati che coinvolgono più di un ambito.

Mitigazione d'impatto sulla biodiversità:

Le aree interessate dall'installazione dei campi fotovoltaici sono, fatta eccezione per la rete viaria interpodereale esistente, aree agricole irrigue destinate alla rotazione grano - pomodoro - finocchio o cavolo, cavolo-broccolo. La coltivazione interessa tutta la superficie utilizzabile dei



due lotti, di cui quello a nord destinato alla rotazione descritta, mentre quello a sud, interessato da un oliveto intensivo con impianto 1,5 x 4,0 m. L'assenza di siepi di delimitazione degli appezzamenti e di specie arboree in filare o sparse, unitamente alla completa destinazione agricola dei due lotti ha determinato, come diffuso nel territorio in oggetto, un depauperamento della biodiversità. Le azioni di mitigazione paesaggistico-percettiva prevedono l'inserimento di siepi perimetrali ai campi

fotovoltaici, che determineranno un incremento di biodiversità e non un impatto sulla stessa. Le siepi, che interesseranno una fascia di 1,5 m di larghezza, saranno impiantate in adiacenza alla viabilità perimetrale interna ai campi fotovoltaici e condotte per raggiungere in pieno sviluppo, un'altezza di circa 2 m. Complessivamente si tratterà di realizzare quasi 6.453 m² di nuove siepi "naturaliformi". Allo stesso modo, la destinazione a prato polifita debolmente arbustato di alcune aree interne, non interessate dalla coltivazione ad aromatiche,

incrementerà notevolmente l'entomofauna utile, che a sua volta costituirà fonte trofica per tante altre specie. Il dettaglio delle specie scelte e i particolari relativi alle variazioni della composizione in funzione dell'esposizione, sono riportati nel paragrafo 2.4.

Mitigazione di impatto sulle superfici agricole:

L'impianto fotovoltaico, incluso di moduli, stazioni inverter e viabilità di servizio, occuperà una superficie di 44,32 ha, pari cioè al 45,13% dell'intera superficie di progetto. Con l'intento di ridurre le superfici sottratte all'attività agricola e sviluppare un piano colturale coerente con gli ingombri derivanti dall'impianto fotovoltaico e con il mercato locale, in modo da essere condotto in maniera sostenibile, si destinerà parte di detta superficie alla coltivazione. La valutazione condotta sullo sviluppo di coltivazioni in stretta relazione con l'impianto fotovoltaico, da vita ad un piano colturale "**Agro-fotovoltaico**", rispetto al quale sono state individuate le seguenti aree:

- A. Interfile dei moduli fotovoltaici;
- B. Fascia perimetrale dei campi fotovoltaici;
- C. Aree libere all'interno dell'impianto;

A) Interfile dei moduli fotovoltaici: La soluzione ipotizzata per le fasce interfile di larghezza pari a 5,00 m è ricaduta sull'origano e la lavanda, specie aromatiche molto resistenti e con un mercato che permette diverse modalità di commercializzazione del prodotto. Tutte le altre superfici poste tra i moduli fotovoltaici, saranno interessate da un inerbimento tecnico, condotto con sfalci frequenti.

B) Fascia perimetrale dei campi fotovoltaici: E' stata valutata la possibilità di ricollocazione di parte degli olivi dell'attuale impianto specializzato sul lotto a sud, lungo una fascia perimetrale ai campi fotovoltaici, posta dopo la siepe di mitigazione. Con questa soluzione, perfettamente compatibile con le caratteristiche pedo-agronomiche del sito, si realizzerà un impianto olivicolo intensivo e meccanizzabile, con doppio filare e sesto di 4 m tra le file e 1,5 m sulla fila. In tal senso, la soluzione consente di recuperare alla coltivazione agricola circa 36.567 m² (4.302 m di lunghezza x 8,5 m di larghezza) e allo stesso tempo, non interferisce con gli interventi previsti per la mitigazione di altri impatti, come quello sulla percezione paesaggistica.

C) Aree libere all'interno dell'impianto: Tali superfici non individuate puntualmente nella planimetria allegata, saranno interessate da un prato polifita debolmente arbustato con specie mellifere che determinerà un incremento di produzione agricola, che potrà concretizzarsi in un impianto di apicoltura interno, sia in termini di come compensazione ambientale, in un incremento di produzione agricola esterna e prossima (3 km) all'area dell'impianto;

In questi termini, la ripresa dell'attività agricola nelle interfile tra i moduli fotovoltaici e la destinazione ad oliveto specializzato della fascia perimetrale ai campi fotovoltaici, minimizzano la riduzione di suolo agricolo interessata dall'impianto, fornendo allo stesso tempo una conduzione sostenibile anche del suolo sulle file dei moduli fotovoltaici, sfalciato di frequente e senza ricorso ai diserbanti. Gli interventi di mitigazione visiva progettati, produrranno effetti differenziati rispetto alle viste tipo riportate nelle figure 1-6. L'inserimento di siepi che svolgono non solo funzione di mitigazione visiva, permetterà di avere una percezione molto ridotta dell'impianto di progetto (viste A) unitamente alla fascia coltivata ad oliveto specializzato perimetrale al campo fotovoltaico 1 (posto a sud). In tali viste, non è possibile percepire il campo fotovoltaico 2 perché posto a nord della viabilità interpodereale caratterizzata da un

doppio filare di olmi. Medesimo discorso, ma sviluppato riguardo al campo fotovoltaico 2 si può sviluppare per le viste da nord (viste B). In questo caso, gli interventi di mitigazione previsti permettono di annullare del tutto la percezione dell'impianto fotovoltaico, per le caratteristiche specifiche della siepe di mitigazione sul lato nord dell'impianto (siepe più alta) e dell'impianto olivicolo specializzato perimetrale. Come accennato, il doppio filare di olmi in questo caso non consente di percepire il lotto 1, anche senza interventi di mitigazione. Altro discorso merita l'unica vista da ovest (vista C), piuttosto ravvicinata e che sfrutta la quota altimetrica maggiore legata al cavalcavia sulla A14 Autostrada Adriatica. In questo unico caso, le opere di mitigazione consentono la percezione di porzioni più estese dell'impianto, ma come detto si tratta di viste estremamente ravvicinate. Le azioni di mitigazione saranno le seguenti:

1. La recinzione che corre lungo il confine dell'impianto sarà a maglia metallica, fissata nel terreno mediante strutture completamente amovibili. Essa sarà in alcuni punti, sollevata dal terreno di 15 cm al fine di consentire la penetrazione e l'attraversamento dell'area da parte della piccola fauna, evitando quindi di costituire una barriera ecologica;
2. A tal recinzione sarà associata una siepe "**naturaliforme**" sui lati, est, sud e ovest, composta da specie caratteristiche della vegetazione naturale potenziale del sito. Tale siepe, che interessa circa 6.453 m², **fornisce mitigazione visiva completa nelle vista tipo A e C, descritte in precedenza**. Ad eccezione del fronte nord dell'area di impianto o dei singoli campi fotovoltaici (nel caso in cui tale lato non coincida o sia prossimo ad altro campo fotovoltaico posto ancora più a nord), la siepe integrerà alcune specie che producono frutti eduli, che costituiranno un'integrazione delle riserve trofiche del luogo per specie di uccelli, mammiferi e entomofauna (polline e nettare), un rifugio temporaneo o un luogo di nidificazione. Si tratterà di una **siepe con altezza contenuta in 2 m**, costituita unicamente da arbusti adatti per ambiti spazialmente limitati, da realizzare con sesto di impianto libero e associazione per gruppi di n. 2-3 piante a specie.

Classificazione botanica	Nome Volgare
Componente arborea (solo sul lato ovest dei campi fotovoltaici)	
<i>Mespilus germanica</i>	nespolo
<i>Pyrus pyraster</i>	perastro
Componente arbustiva	
<i>Rosmarinus officinalis</i>	rosmarino
<i>Cornus sanguinea</i>	sanguinello
<i>Lonicera xylosteum</i>	caprifoglio rosso
<i>Spartium junceum</i>	ginestra odorosa
<i>Prunus spinosa</i>	prugnolo
<i>Rubus fruticosus</i>	rovo
<i>Rosa canina</i>	rosa canina

La messa a dimora dovrà essere effettuata senza l'impiego di teli pacciamanti e per limitare lo sviluppo di specie infestanti potrà essere utilizzato del cippato vario, reperito in loco. In

alternativa si potrà fare ricorso a dischi pacciamanti e a shelter di protezione degli impianti vegetali.

3.Sul lato nord, dei campi fotovoltaici alle specie già definite in precedenza, saranno aggiunte alcune altre arboree, in modo da ottenere un'azione di mitigazione maggiore, proprio in corrispondenza dei con visivi riportati dalla viabilità prossima al futuro impianto fotovoltaico, quali la S.P. 24 e gli stradelli che da essa si diramano, tutti posti a nord. Anche in questo caso, saranno preferite specie arboree che producono frutti in modo da incrementare le potenzialità trofiche del sito. In questo caso si tratterà di una **siepe media, con altezza tra 5 e 10 metri**, composta come detto sia da arbusti, ma anche da alberi entro la 3^a classe di grandezza. **Tale siepe fornire mitigazione visiva completa nelle vista tipo B** e ridurrà la percezione dell'impianto a piccole porzioni, non permettendone una visione completa o continua. **Le specie arboree inserire**, svolgono anche una discreta funzione frangivento.

Specie	Nome Volgare
Componente arborea	
<i>Corylus avellana</i>	nocciolo
<i>Quercus ilex</i>	leccio
<i>Quercus pubescens</i>	roverella
<i>Celtis australis</i>	bagolaro
<i>Morus alba</i>	gelso
<i>Ficus carica</i>	fico
<i>Laurus nobilis</i>	alloro
<i>Sorbus domestica</i>	sorbo domestico
<i>Mespilus germanica</i>	nespolo
<i>Pyrus pyraster</i>	perastro
Componente arbustiva	
<i>Crataegus monogyna</i>	biancospino
<i>Pistacia terebinthus</i>	terebinto
<i>Arbutus unedo</i>	corbezzolo
<i>Rosmarinus officinalis</i>	rosmarino
<i>Cornus sanguinea</i>	sanguinello
<i>Lonicera xylosteum</i>	caprifoglio rosso
<i>Spartium junceum</i>	ginestra odorosa
<i>Prunus spinosa</i>	prugnolo
<i>Rubus fruticosus</i>	rovo
<i>Rosa canina</i>	rosa canina

Le aree interne all'impianto fotovoltaico, non interessate da conduzione agricola, saranno incolti o soggetti a sfalcio molto ridotto e al di fuori del periodo di nidificazione dell'avifauna,

che così potrà trovarvi rifugio e alimentazione, fatta eccezione per aree strettamente destinate a fasce parafuoco. Di seguito planimetria di individuazione degli interventi di mitigazione.

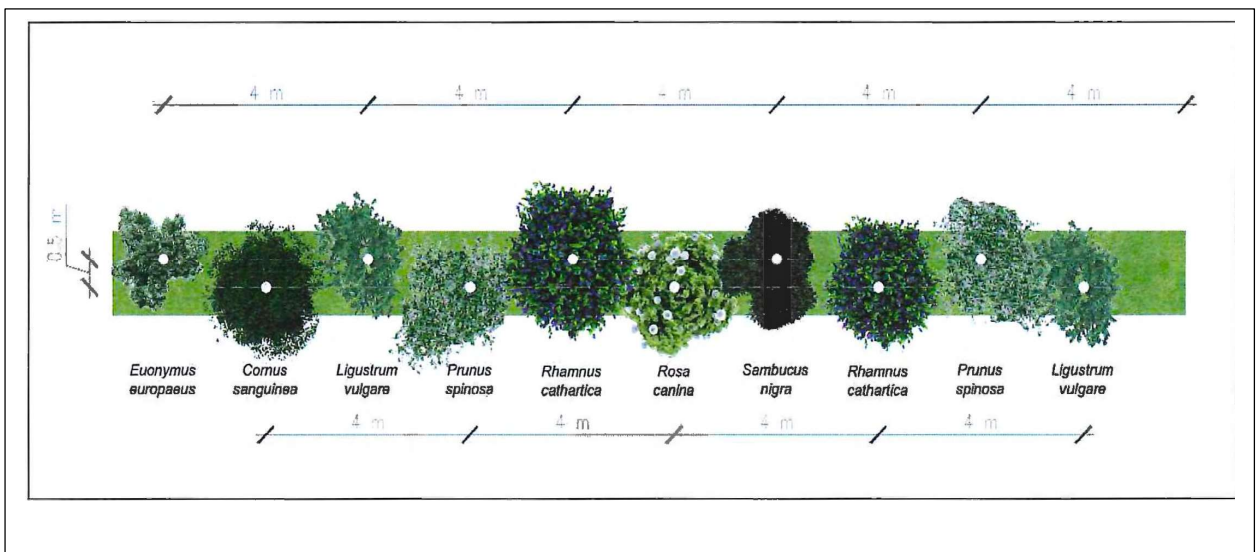
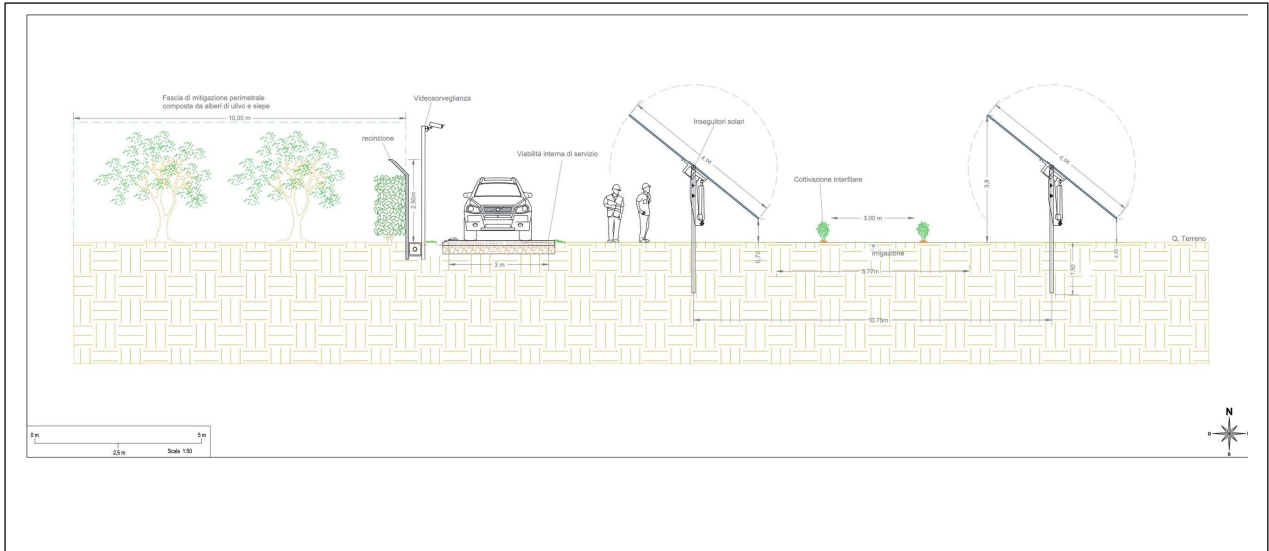
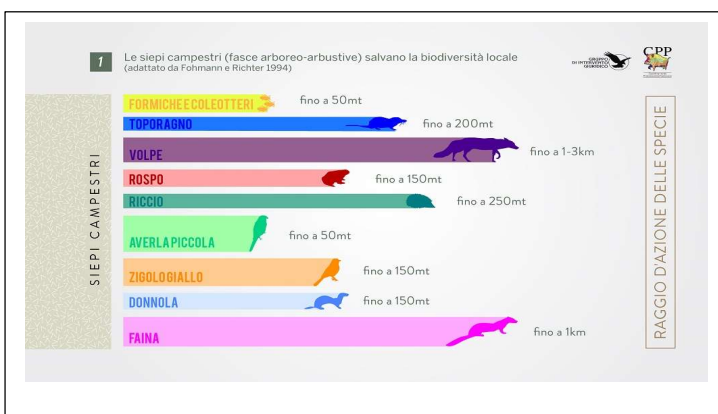


Figura 0-10 Esempio di predisposizione delle specie di piante per la realizzazione della siepe naturaliforme



14.7 RAPPRESENTAZIONE PARTICOLARI PIANO COLTURALE E OPERE DI MITIGAZIONE

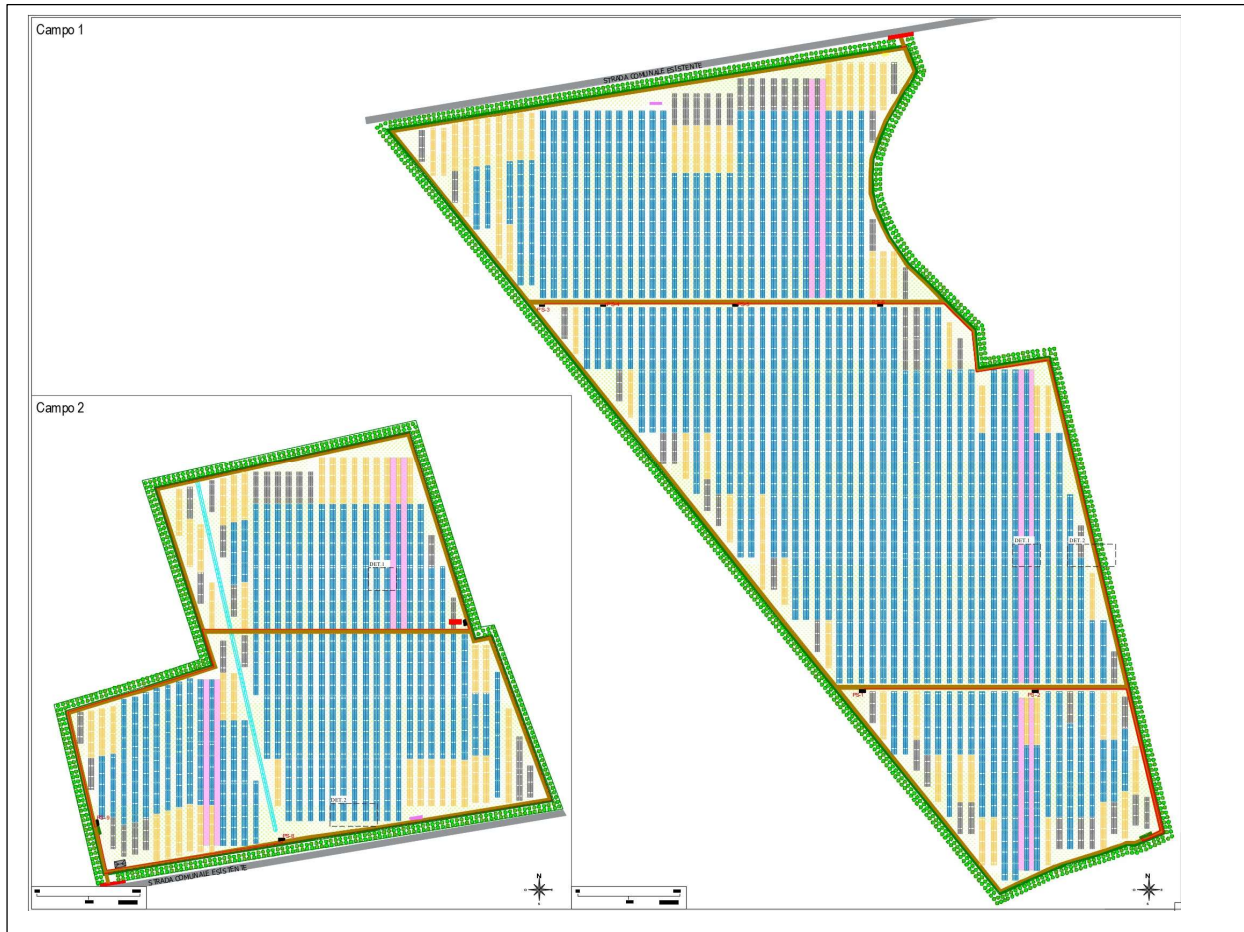
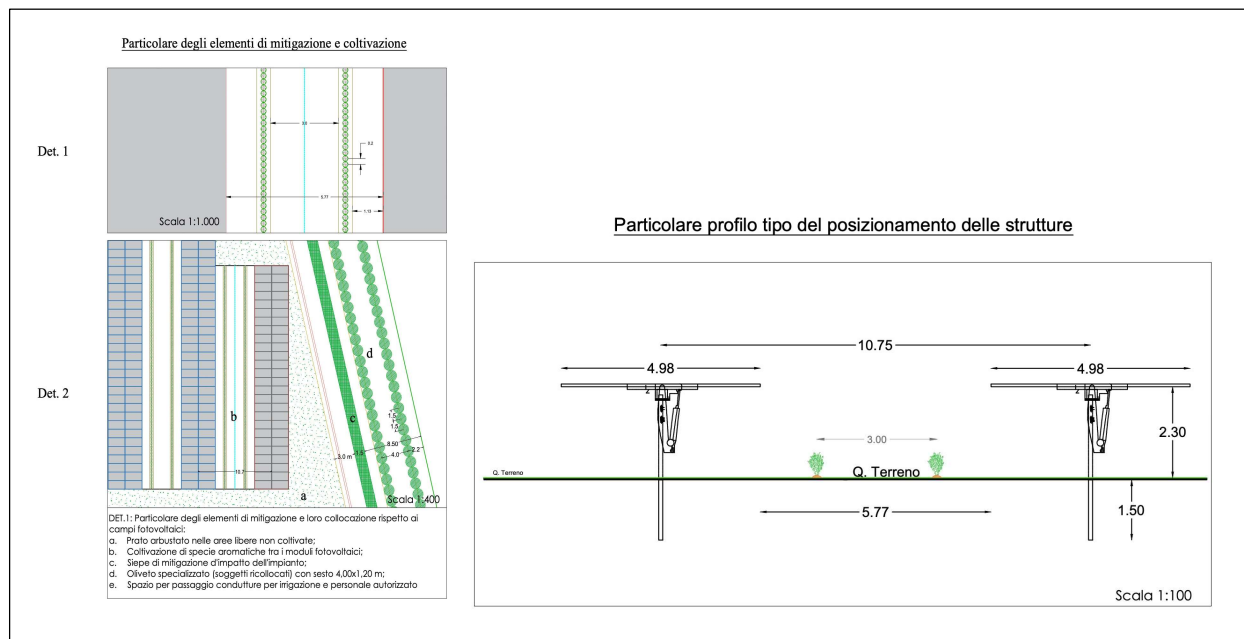


Figura 20-1 Opere di mitigazione Campo 1-2



15. PIANO COLTURALE

Il progetto in esame oltre alla realizzazione di un impianto fotovoltaico con tecnologia tracker ad inseguimento prevede anche un dettagliato piano per la coltivazione agricola di tutte le aree che a seguito di un'attenta analisi di studio e di fattibilità sono state ritenute idonee per determinate colture. Considerando che l'impianto agro fotovoltaico si estenderà su una superficie di circa 44,32 ha su terreni attualmente interessati da attività agricola e in particolare da un oliveto intensivo a sud e da un'area a coltivazione di seminativi e ortive a nord, con una buona rete viaria di collegamento. **L'area che resterà immutata rispetto all'attuale configurazione risulta essere pari al: 55,7% della superficie totale, cioè pari a 24,68 ha.** Il territorio risulta essere caratterizzato da realtà produttive in grado di condurre e commercializzare le eventuali produzioni ottenibili. Occorre precisare che la presenza dei moduli fotovoltaici e i rischi connessi ad incendi potenziali nel periodo estivo, costituiscono potenziali pericolo per l'interessamento di tali superfici dalla coltivazione. Per tale motivo, occorre scegliere specie molto resistenti, preferendo quelle officinali, che richiedono un numero ridotto di cure colturali, ridotti consumi idrici e una buona meccanizzabilità (*Origanum vulgare* - origano), *Lavandula angustifolia* - lavanda). Nel Piano colturale allegato al SIA per semplicità espositiva, per analogia di tecniche di coltivazione ed esigenze colturali, si è scelto di descrivere l'origano, che può rivestire un ruolo significativo nelle rotazioni agrarie o in coltura specializzata. Si distingue per la facilità di adattamento ai suoli anche "marginali" contribuendo a restituire all'agricoltura la sua fondamentale funzione di presidio del territorio e conferisce al comparto agricolo anche un'elevata redditività in coltivazione specializzata generando. Le aree non coltivate saranno gestite con sfalci frequenti nel periodo primaverile estivo.

Aspetto essenziale, in considerazione degli elementi vegetali che si prevede di inserire, è la definizione delle attività di gestione del suolo, per le aree non interessate da futura coltivazione o da interventi di mitigazione di impatto. Tali aree, poste in corrispondenza dei moduli fotovoltaici, in posizione di massimo ingombro orizzontale saranno gestite come superfici inerbite, in autunno, inverno e primavera e sfalciate regolarmente.

Al sopraggiungere delle temperature più elevate, si preferirà la lavorazione del terreno, attuando un diserbo meccanico tramite trattore agricola e fresa interceppo, per eliminare il rischio di incendi associato al disseccamento delle erbe spontanee. Visto che le aree interessate dai futuri campi fotovoltaici sono attualmente destinate a coltivazioni e che anche nel corso dei sopralluoghi hanno mostrato buone caratteristiche chimico-fisiche, non saranno necessarie sistemazioni idraulico-agrarie rilevanti. Nel caso dell'impianto di oliveto sulla fascia perimetrale, si effettuerà su di essa un'operazione di scasso a media profondità (0,60-0,70 m) mediante *ripper* - più rapido e molto meno dispendioso rispetto all'aratro da scasso - e concimazione di fondo, con stallatico pellettato in quantità comprese tra i 30,00 e i 40,00 q/ha, per poi procedere all'amminutamento del terreno con frangizolle ed al livellamento mediante livellatrice a controllo laser o satellitare.

Questo potrà garantire un notevole apporto di sostanza organica al suolo che influirà sulla buona riuscita dell'impianto arboreo, soprattutto in ottica attecchimento post-espianto. Per quanto concerne le lavorazioni periodiche del terreno dell'interfila, quali aratura, erpicatura o rullatura,

queste vengono generalmente effettuate con mezzi ad altezza da terra molto ridotta, e a profondità non superiori a 40,00 cm.

15.1 OMBREGGIAMENTO E ALTRI IMPEDIMENTI

L'impianto ad inseguimento mono-assiale, mantiene l'orientamento dei moduli in posizione perpendicolare a quella dei raggi solari e proietta le ombre sull'interfila che saranno tanto più ampie quanto più basso sarà il sole all'orizzonte. Dalle simulazione effettuate risultano esserci circa 6-8 ore di piena esposizione al sole in primavera-estate, che diventeranno inferiore in autunno-inverno. Ciò ovviamente suggerisce di praticare colture con sviluppo e maturazione nel primaverile-estivo. L'ombreggiamento nel periodo estivo può determinare, allo stesso tempo, una riduzione dell'evapotraspirazione, comprimendo i fabbisogni idrici. La coltivazione dell'interfila necessiterà di una meccanizzazione piuttosto elevata, che risulta compatibile con le distanze tra le file di moduli fotovoltaici, sia in caso di tilt pari a 0° (ore centrali della giornata) che a 60° (prima mattina e tramonto). Visto che la gran parte delle trattrici in commercio presenta larghezza totale entro i 2,50 m circa, si ritiene tale aspetto non rappresenti un problema, anche in merito agli spazi di manovra. La presenza di cavi interrati non caratterizza aree a futura destinazione agricola e la profondità di interrimento è comunque superiore a quella osservata per le lavorazioni relative alla conduzione agricola.

15.2 VALUTAZIONE DELLE COLTURE PRATICABILI

Coltivazione di officinali interfila:

Una coltura interessante che potrà essere praticata nelle interfile dell'impianto fotovoltaico è la lavanda (*Lavandula* sp.pl.), specie arbustiva perenne, piuttosto bassa, che può essere utilizzata anche per molti anni (fino a 12-15). L'arbusto è molto rustico e si sviluppa su terreni pietrosi, calcarei, con piena insolazione. In Italia la lavanda è spontanea in diverse regioni, ma è particolarmente diffusa in Piemonte, Liguria, Campania, Basilicata e Calabria ed è coltivata da molti anni. Oggi la coltura della lavanda è stata quasi del tutto soppiantata da quella del lavandino (*Lavandula x intermedia*), più rustica e maggiormente produttiva. La scelta della particolare varietà di lavanda ha implicazioni positive per il contesto in cui si prevede di inserirla, visto che presenta ridotte dimensioni di sviluppo e quindi è compatibile con sestri di impianto stretti, ha esigenze idriche molto ridotte ed è facilmente meccanizzabile. La specie è compatibile con le caratteristiche del suolo oggetto di impianto, rilevate tramite specifiche analisi fisico-chimiche. Particolare attenzione sarà posta nell'evitare ristagni idrici, dannosi per la specie, tramite drenaggi, fossi o scoline, associate alla già naturale acclività degli appezzamenti. La conduzione di alcuni campi sperimentali per circa 11.500 m², permetterà di valutare l'adattamento della coltivazione all'area in oggetto, in modo da ipotizzarne l'estensione a superficie più estese. La sperimentazione sarà effettuata con piantine di un anno acquistate da vivai certificati e l'impianto verrà effettuato con trapiantatrice meccanica, analoga a quella che si impiega per le ortive o in viticoltura. La lavanda sarà disposta con un sesto di 0,80 x 1,40 m, per complessive N. 2 file per ogni interfila di pannelli fotovoltaici, lasciando che le piante non si limitino in dimensioni, il tutto senza la necessità di utilizzare trattrici speciali a ruote strette. Nel primo anno le piante saranno potate, per impedire che fioriscano e per favorire l'irrobustimento del fusto,

mentre dal secondo-terzo anno, raggiunta un'altezza di 0,60-1,50 m. La raccolta della lavanda sarà effettuata tramite una raccogliatrice trainata in asse con la trattrice, dal funzionamento molto semplice e dimensioni relativamente contenute. Il controllo delle infestanti ed eventuali trattamenti verranno effettuati con normali irroratrici per il diserbo. Si ipotizza una sostituzione completa delle piantine dopo gli otto anni di produzione. La lavanda si presta ad essere trasformata anche in azienda agricola e tali trasformazioni determinano un reddito aggiuntivo all'azienda, ma richiedono maggior manodopera. Può essere utilizzata da sola o in mescolanza con altre spezie, come aromatizzante nella preparazione di alimenti in cui si possono utilizzare anche altri ingredienti, quali olio, aceto, senape, precedentemente profumati con la lavanda, senza dimenticare l'uso del miele monoflora che può essere prodotto accanto alle coltivazioni. Le qualità estetiche ed olfattive del fiore di lavanda si prestano facilmente alla creazione di oggetti per l'arredo ornamentale e la profumazione di ambienti: profuma biancheria, lampade ad olio, pot-pourri, centrotavola, sacchetti profumati, candele di cera o gelatina, diffusori, profumatori, ecc. Trattandosi di una coltura non molto diffusa per via degli impieghi molto specialistici che se ne possono fare (estrazione oli essenziali per profumeria e cosmetica), la produzione di lavanda presenta un mercato di nicchia. La percentuale di oli essenziali che si può estrarre varia da 0,8 a 1,0% in peso di prodotto grezzo.

Aree non coltivabili:

L'inerbimento tra le interfile sarà di tipo artificiale (non naturale, costituito da specie spontanee), ottenuto dalla semina di miscugli di 2-3 specie ben selezionate, che richiedono pochi interventi per la gestione. In particolare si opterà per le seguenti specie: - *Trifolium subterraneum* (comunemente detto trifoglio) o *Vicia sativa* (veccia) per quanto riguarda le leguminose; - *Hordeum vulgare* L. (orzo) e *Avena sativa* L. per quanto riguarda le graminacee. Il ciclo di lavorazione del manto erboso tra le interfile prevederà pertanto le seguenti fasi: 1) In tarda primavera/inizio estate si praticeranno una o due lavorazioni a profondità ordinaria del suolo. Questa operazione, compiuta con piante ancora allo stato fresco, viene detta "sovescio" ed è di fondamentale importanza per l'apporto di sostanza organica al suolo. 2) Semina, eseguita con macchine agricole convenzionali, nel periodo invernale. Per la semina si utilizzerà una seminatrice di precisione avente una larghezza di massimo 4,0 m, dotata di un serbatoio per il concime che viene distribuito in fase di semina. 3) Fase di sviluppo del cotico erboso nel periodo autunnale/invernale. La crescita del manto erboso permette di beneficiare del suo effetto protettivo nei confronti dell'azione battente della pioggia e dei processi erosivi e nel contempo consente la transitabilità nell'impianto anche in caso di pioggia (nel caso vi fosse necessità del passaggio di mezzi per lo svolgimento delle attività di manutenzione dell'impianto fotovoltaico e di pulitura dei moduli); 4) Ad inizio primavera si procederà con la trinciatura del cotico erboso. La copertura con manto erboso nell'interfila non produrrà reddito significativo ma è da considerare sicuramente da vedersi come una coltura "da reddito", ma è una pratica che permetterà di mantenere la fertilità del suolo dove verrà installato l'impianto fotovoltaico.

Coltivazione fascia perimetrale ai campi fotovoltaici

Sia con finalità di mitigazione visiva che per recuperare in parte gli olivi presenti nel Campo 1, si prevede la realizzazione di un oliveto super-intensivo nella fascia perimetrale ai futuri campi fotovoltaici, per circa 8,5 m di larghezza, in cui sono previsti n. 2 filari, con sesto di impianto di 4,0x1,5 m. La messa a dimora sarà preceduta da un passaggio con ripper, dalla concimazione di fondo e dalla realizzazione dei sostegni (tutori). L'installazione di un sistema di irrigazione a goccia completerà la sistemazione dell'area. Complessivamente saranno espianati e ricollocati circa 5.736 olivi.

Il principale vantaggio dell'impianto dell'oliveto-superintensivo risiede nella possibilità di meccanizzare tutte le fasi della coltivazione, ad esclusione dell'impianto che sarà effettuato manualmente e a parità di altre condizioni, una durata economica più ridotta e quindi, una maggiore flessibilità temporale delle scelte aziendali (circa 16 anni il ciclo produttivo). Inoltre si fonda sull'applicazione di un pacchetto tecnologico che prevede necessariamente l'impiego di poche cultivar caratterizzate da bassa vigoria e da uno sviluppo vegetativo compatibile con la raccolta meccanizzata tramite macchine scavallatrici (Arbequina, Arbosana, Koroneiki). Per tutte le lavorazioni ordinarie si potrà utilizzare il trattore convenzionale, quali la potatura, le concimazioni, ecc., che la società acquisirà per lo svolgimento delle attività agricole, mentre per attività quali la raccolta occorrerà considerare l'acquisto o il nolo di una macchina scavallatrice con kit di raccolta per olivo che comprendono essenzialmente due integrazioni: a) si aggiungono i battitori per tutta l'altezza del tunnel di raccolta, perché nella vite, a differenza dell'olivo, la fascia produttiva interessa solo la parte bassa; e b) per accogliere la vegetazione all'interno del tunnel, viene apposto anteriormente un convogliatore. In questo modo, le perdite di prodotto sono comprese tra 4 e 5%, inferiori a quelle ottenute con la raccolta convenzionale ed i danni osservabili dal passaggio della macchina sulle piante, espressi in percentuale di assi vegetativi rotti, sono pari all'1-2%, valori del tutto simili a quelli rilevati nella raccolta con scuotitore. I trattamenti fitosanitari saranno effettuati con turboatomizzatore dotato di getti orientabili che convogliano il flusso solo su un lato, associato al trattore e nel caso di irrigazione di soccorso si utilizzerà un carro botte.

Aree libere all'interno dell'impianto

Si tratta di una superficie di almeno 10.000 m², interessata da una prato polifita debolmente arbustato con specie mellifere. Si prevede quindi lo scavo delle sole aree arbustate per il posizionamento di arbusti e lo sfalcio a frequenza ridotta per il contenimento delle erbe. In questi termini, la ripresa dell'attività agricola nelle interfile tra i moduli fotovoltaici e la destinazione ad oliveto super-intensivo della fascia perimetrale ai campi fotovoltaici, minimizzano la riduzione di suolo agricolo interessata dall'impianto, fornendo allo stesso tempo una conduzione sostenibile anche del suolo sulle file dei moduli fotovoltaici, sfalcio di frequente e senza ricorso ai diserbanti.

15.3 Progetto agro-fovoltaico

Si prevede di espianare e ricollocare prioritariamente parte degli olivi attualmente presenti nel Campo 1, in modo da ridurre i tempi di lavorazione e stoccaggio dei soggetti e aumentare le probabilità di attecchimento. In tal senso, l'installazione dell'impianto fotovoltaico sarà già dalle

prime fasi, mitigata dalla fascia perimetrale ad oliveto super-intensivo. Esso sarà costituito da solo due filari, occupando una superficie complessiva di 36.567 m² (4.302 m di lunghezza x 8,5 m di larghezza). Solo dopo il completamento dell'installazione, sarà possibile realizzare le aree sperimentali per la coltivazione di lavanda, che inizialmente occuperanno circa 11.500 m², per poi essere estese a tutte le aree interfila tra i moduli fotovoltaici. Nella tavola allegata è possibile rilevare la distribuzione delle coltivazioni descritte, anche nel caso dei campi sperimentali di lavanda.

15.4 Analisi Costi/ Benefici

Per la realizzazione del piano colturale presentato il proponente investirà il primo anno circa € 162.500 e successivamente una volta che la sperimentazione dei campi di lavanda e origano sia completata dopo 2 – 3 anni si passerà a un successivo piano di investimento di circa € 556.000 per estendere la coltivazione su tutti i restanti 21 Ha liberi. Dalla coltivazione di lavanda e di olivo si stima si ricaveranno i seguenti quantitativi di prodotti annui :

FASE DI RIFERIMENTO	Produzione annua- quintali per ha	Produzione totale annua impianto di progetto
Oliveto - Fase di allevamento (1°-2° anno)	0	0
Oliveto - Fase di incremento produttivo (3°-5° anno)	100	365
Oliveto - Fase a produttività media costante (6°-35° anno)	150	548
Lavanda (1° - 3° anno)	20	30
Lavanda (1° - 35° anno)	20	413

16. Analisi degli Impatti ambientali e paesaggistici in fase di cantiere e di esercizio.

16.1 Fenomeno di abbagliamento

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad una intensa sorgente luminosa. L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientazione, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera. Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è letteralmente vero solo nei giorni degli equinozi). In questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo al mezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato

verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 Giugno).

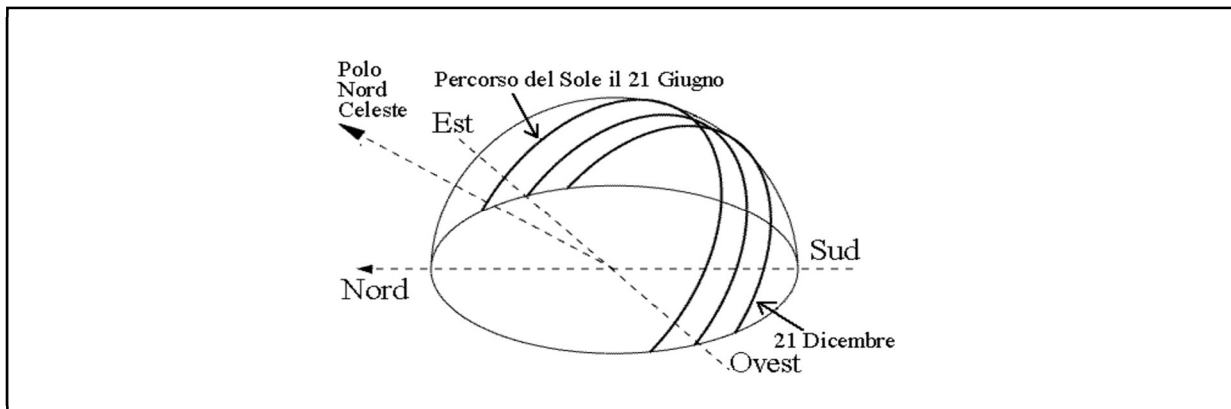


Figura 16-1 Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 45°. Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit.

In considerazione quindi dell'altezza dal suolo dei moduli fotovoltaici compresa tra 1 e 3,4 m e del loro angolo di inclinazione verso sud rispetto al piano orizzontale, il verificarsi e l'entità di fenomeni di riflessione ad altezza d'uomo della radiazione luminosa incidente alla latitudine a cui è posto l'impianto fotovoltaico in esame sarebbero teoricamente ciclici in quanto legati al momento della giornata, alla stagione nonché alle condizioni meteorologiche. In ogni caso, inoltre, la radiazione riflessa viene ridirezionata verso l'alto con un angolo rispetto al piano orizzontale tale da non colpire né le abitazioni circostanti le quali constano di non più di tre piani, né, tantomeno, un eventuale osservatore posizionato ad altezza del suolo nelle immediate vicinanze della recinzione perimetrale dell'impianto.

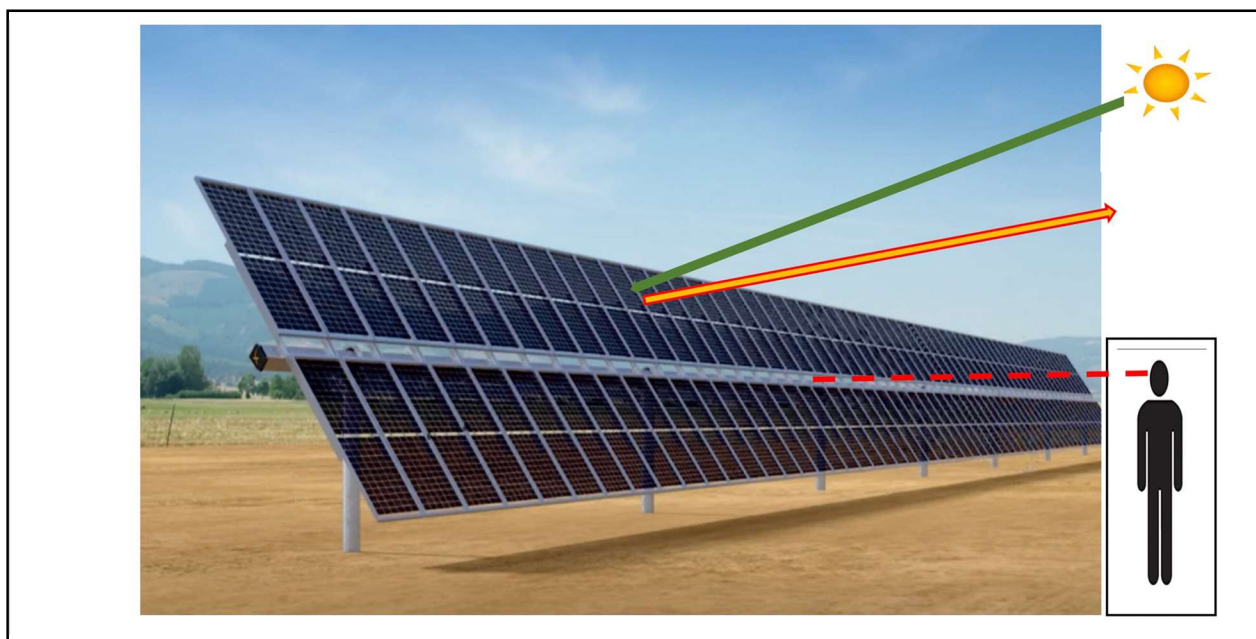


Figura 16-2 Riflessione dei raggi solari sui moduli fotovoltaici montati su tracker

Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare un tale fenomeno. Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello oppure dalla superficie di una cella solare e che quindi non può più contribuire alla produzione di calore e/o di corrente elettrica. Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile un tale fenomeno è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari. L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza il quale fornisce alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici fenestrate. **Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente antiriflesso grazie al quale penetra più luce nella cella, altrimenti la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.** Le stesse molecole componenti l'aria al pari degli oggetti danno luogo a fenomeni di assorbimento, riflessione e scomposizione delle radiazioni luminose su di esse incidenti, pertanto la minoritaria percentuale di luce solare che viene riflessa dalla superficie del modulo fotovoltaico, grazie alla densità ottica dell'aria è comunque destinata nel corto raggio ad essere ridirezionata, scomposta, ma soprattutto convertita in energia termica. Ad oggi numerosi sono in Italia gli aeroporti che si stanno munendo o che hanno già da tempo sperimentato con successo estesi impianti fotovoltaici per soddisfare il loro fabbisogno energetico (es. Bari Palese: Aeroporto Karol Wojtyla; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: aeroporto Dolomiti ecc...). Indipendentemente dalle scelte progettuali, risulta del tutto accettabile l'entità del riflesso generato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali.



Figura 16-3 Impianti fotovoltaici in prossimità di aeroporti

In mancanza di una normativa specifica che regoli una tale problematica, nonché alla luce di quanto esposto e delle positive esperienze di un numero crescente di aeroporti italiani, si può pertanto concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'abitato e della viabilità prossimali è da ritenersi ininfluenza nel computo degli impatti conseguenti un tale intervento non rappresentando una fonte di disturbo.

L'aeroporto più vicino all'impianto fotovoltaico di progetto è l'Aeroporto Amendola che dista in linea d'area 13,4 km. Alla luce di quanto esposto si può concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici nelle ore diurne a scapito dell'abitato e della viabilità prossimali è da ritenersi ininfluenza nel computo degli impatti conseguenti un tale intervento, non rappresentando una fonte di disturbo. Si può quindi asserire che anche in tal caso l'effetto dovuto al fenomeno sul bene ambientale è di fatto trascurabile e non significativo.

16.2 Analisi del rumore generato dall'impianto fotovoltaico

Il comune di Foggia (FG) ha adottato il piano di zonizzazione acustica solo in riferimento all'area urbana, per cui, in tal caso, come previsto dall' art. 8. del D.P.C.M. 14/11/1997 si applicano i limiti di cui all'art. 6, comma 1, del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1° marzo 1991.

<i>Limiti di accettabilità (art. 6 - d.p.c.m. 01/03/1991)</i>		
ZONIZZAZIONE	LIMITE (Diurno)	LIMITE (Notturno)
Tutto il territorio nazionale	70	60
Zona A (d.m. n. 1444/68)	65	55
Zona B (d.m. n. 1444/68)	60	50
Zona esclusivamente Industriale	70	70

Tabella 1- Limiti di accettabilità (art. 6 – D.P.C.M. 01/03/1991)

In base alla tabella 1 si applicano i limiti di accettabilità previsti per le aree industriali ovvero:

- 70 dB(A) per il periodo diurno;
- 60 dB(A) per il periodo notturno.
-

L'area è tipicamente a destinazione edilizia rurale per uso agricolo con una densità abitativa scarsa priva di attività antropiche che non influenzano il rumore ambientale di fondo. L'impatto acustico da cantiere e dell'impianto fotovoltaico, risulta trascurabile rispetto ai limiti definiti per i limiti di accettabilità indicati nel capitolo successivo. Le principali sorgenti rumorose esistenti sono determinate dal traffico veicolare che scorre lungo la strada Statale Adriatica A14 e la rumorosità ambientale dovute alle normali attività lavorative delle aree agricole. Inoltre in area adiacente è stato presentato un progetto per la realizzazione di un altro impianto fotovoltaico, il quale, è stato considerato come impatto cumulativo ai fini del calcolo previsionale.

Nella zona interessata, dall'intervento in disamina, non esistono ricettori sensibili (es. ospedali, case di riposo, scuole) così come definiti dalla normativa vigente. Il modello è stato impostato considerando le sorgenti presenti nelle condizioni ante-operam e post operam solo per il periodo diurno in quanto durante il periodo notturno il clima acustico risulta invariato.

Nella condizione ante-operam sono state considerate, come principali sorgenti sonore, il traffico veicolare che scorre lungo la strada Statale n. e la rumorosità ambientale dovute alle normali

attività lavorative delle aree agricole determinando un costante rumore di fondo anche nel periodo notturno. Tale rumore di fondo è stato parametrizzato utilizzando il valore medio dei livelli statistici cumulativi L95 (cap.8.1) registrati dalle misure all'interno dell'area di interesse, il quale, tale valore, è stato utilizzato per la taratura delle aree periferiche nei modelli ante e post operam previsionali. Inoltre, in area adiacente, è stato presentato un progetto per la realizzazione di un altro impianto fotovoltaico, il quale, è stato considerato come impatto cumulativo ai fini del calcolo previsionale nella mappa post-operam. Il calcolo previsionale è stato eseguito mediante il software "Cadna", regolarmente licenziato, a nome del sottoscritto, utilizzando l'algoritmo di calcolo ISO 9613-2.

A seguito delle misure fonometriche eseguite in sito e in prossimità dei recettori sensibili sono stati ottenuti i seguenti i valori di pressione sonora in prossimità dei recettori sensibili individuati:

LIVELLI DI RUMORE ANTE-OPERAM PERIODO DIURNO		LIVELLI DI RUMORE POST-OPERAM DIURNO	
RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA AI RICETTORI SCELTI	RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA AI RICETTORI SCELTI
R1	47.3	R1	47.3
R2	47.3	R2	47.4
R3	47.2	R3	47.2
ai Ricettori			
LIVELLI DI RUMORE ANTE-OPERAM PERIODO NOTTURNO		LIVELLI DI RUMORE POST-OPERAM NOTTURNO	
RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA AI RICETTORI SCELTI	RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA AI RICETTORI SCELTI
R1	39.0	R1	39.1
R2	39.1	R2	39.2
R3	38.7	R3	38.7

16.3 VERIFICA DEL RISPETTO DEI LIMITI

La zona agricola del comune di Foggia non è dotato di Piano di Zonizzazione Acustica, pertanto in tal caso, come previsto dall' art. 8. del d.p.c.m. 14/11/1997 si applicano i limiti di cui all'art. 6, comma 1, del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1° marzo 1991):

VERIFICA DEL RISPETTO DEI LIMITI NEL PERIODO DIURNO			
RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA MISURATO ¹ LAEQ,TM [dB(A)]	Limite massimo di immissione (art. 8. del d.p.c.m. 14/11/1997) dB(A)	
		Diurno	Notturno
R1	47.3	70	60
R2	47.4		
R3	47.2		
Verifica del rispetto dei Livelli di immissione			
VERIFICA DEL RISPETTO DEI LIMITI NEL PERIODO NOTTURNO			
RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA MISURATO ¹ LAEQ,TM [dB(A)]	Limite massimo di immissione (art. 8. del d.p.c.m. 14/11/1997) dB(A)	
		Diurno	Notturno
R1	39.1	70	60
R2	39.2		
R3	38.7		
Verifica del rispetto dei Livelli di immissione			

Come emerge dalla tabella si attendono valori di immissione ai ricettori inferiori ai limiti previsti dalla normativa.

16.4 VERIFICA DEI LIMITI ACUSTICI IN AMBIENTE ABITATIVO

Per la zona in esame va verificato il rispetto del criterio del differenziale ai sensi DPCM 14 novembre 1997 Art.4; Il rumore raggiunge la soglia dell'intollerabilità quando la differenza tra il livello equivalente del rumore ambientale (LA) (con sorgente accesa) e quello del rumore residuo (LR) (con sorgente spenta) supera:

- 5 dB(A) durante il periodo diurno
- 3 dB(A) durante il periodo notturno

In riferimento al DPCM 14 novembre 1997 ART.4 comma 2 ogni effetto del disturbo sonoro è ritenuto trascurabile e, quindi, il livello di rumore ambientale deve considerarsi accettabile nei seguenti casi:

- qualora il livello di rumore ambientale misurato a finestre chiuse sia inferiore a 35 dB(A) durante il periodo diurno ed a 25 dB(A) durante il periodo notturno;
- qualora il livello di rumore ambientale misurato a finestre aperte è inferiore a 50 dB(A) nel periodo diurno ed a 40 dB(A) nel periodo notturno.

Per ciò che attiene al valore differenziale, si evidenzia, che la norma impone la verifica dei limiti all'interno degli ambienti abitativi.

Le misure fonometriche, effettuate in prossimità e nell'area di progetto dell'impianto, hanno fornito tutte le informazioni necessarie per creare i modelli previsionali su tutta l'area di interesse ove risiedono i ricettori presi in disamina (R1-R2-R3). Dai modelli elaborati è possibile verificare il rumore ambientale (LA) e quello residuale (LR) in facciata al fabbricato che si ritiene possa ricevere un danno acustico.

Per questioni di privacy non è stato possibile verificare i valori di immissione sonora all'interno della casa, per cui, si considera un'attenuazione del livello sonoro, nella condizione più sfavorevole, di 6 dB a finestre aperte come suggerita dalla norma UNI TS 11143-7 p.to 4.5.2 – nota 3, considerando un uguale isolamento acustico su tutte le pareti della struttura come previsto dalla norma UNI TS 11143-7 p.to 4.5.2.

Di seguito vengono riportate le tabelle per la verifica dell'applicabilità e rispetto del criterio differenziale.

RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA CALCOLATO IN FACCIATA L _{Aeq} [dB(A)]	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA PREVISTO IN AMBIENTE ABITATIVO [dB(A)]
		FINESTRE APERTE – 6 dB
R1	47.3	41.3
R2	47.4	41.4
R3	47.2	41.2

Ricettori in cui è applicabile il criterio differenziale per il periodo diurno (06.00-22.00)

RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA CALCOLATO IN FACCIATA L _{Aeq} [dB(A)]	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA PREVISTO IN AMBIENTE ABITATIVO [dB(A)]
		FINESTRE APERTE – 6 dB
R1	39.1	33.1
R2	39.2	33.2
R3	38.7	33.7

Ricettori in cui è applicabile il criterio differenziale per il periodo notturno (22.00-06.00)

Dal modello previsionale risulta che il criterio differenziale non è applicabile, pertanto non occorre procedere alla verifica, ma viene comunque proposto nelle tabelle successive per una maggiore verifica.

Livelli differenziali di rumore in ambiente abitativo finestre aperte DIURNO

RICETTORE	L _{max} POST-OPERAM [dB(A)]	L _{max} ANTE-OPERAM [dB(A)]	LD [dB(A)]
R1	41.3	41.3	0.0
R2	41.4	41.3	0.1
R3	41.2	41.2	0.0

Livelli differenziali di rumore in ambiente abitativo finestre aperte NOTTURNO

RICETTORE	L _{max} POST-OPERAM [dB(A)]	L _{max} ANTE-OPERAM [dB(A)]	LD [dB(A)]
R1	33.1	33.0	0.1
R2	33.2	33.1	0.1
R3	33.7	32.7	1.0

Come emerge dalle tabelle si prevedono valori dei livelli differenziali di rumore compresi tra 0.0 e 0.1 dB(A) ovvero inferiori ai limiti previsti dalla normativa vigente in materia per gli ambienti abitativi nei due periodi di riferimento (diurno e notturno).

16.5 IMPOSTAZIONE DEL MODELLO E RISULTATI OTTENUTI PER LA VERIFICA DI COMPATIBILITA' ACUSTICA DEL RUMORE GENERATO DALLE SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE DI PROGETTO.

Nella stazione elettrica saranno presenti macchinari statici, che costituiscono una modesta sorgente di rumore, ed apparecchiature elettriche che costituiscono fonte di rumore esclusivamente in fase di manovra. Il rumore sarà quindi prodotto in pratica dalla unità di trasformazione 380/150kV e dal relativo impianto ausiliario di raffreddamento. La macchina che verrà installata nella nuova stazione elettrica sarà un autotrasformatore 400/150 kV a bassa

emissione acustica. Il livello di emissione di rumore sarà in ogni caso in accordo ai limiti fissati dal D.P.C.M. 1 marzo 1991, dal D.P.C.M. 14 novembre 1997 e, in corrispondenza dei recettori sensibili. secondo le indicazioni della legge quadro sull'inquinamento acustico (Legge n. 477 del 26/10/1995). L'impianto sarà inoltre progettato e costruito secondo le raccomandazioni riportate nei par. 3.1.6 e 8.5 della Norma CEI 11 -1. Il modello è stato impostato considerando le sorgenti presenti nelle condizioni ante-operam e post operam solo per il periodo diurno in quanto durante il periodo notturno il clima acustico risulta invariato. Nella condizione ante-operam sono state considerate, come principali sorgenti sonore, il traffico veicolare che scorre lungo la strada Statale n.673 e la rumorosità ambientale dovute alle normali attività lavorative delle aree agricole determinando un costante rumore di fondo anche nel periodo notturno. Tale rumore di fondo è stato parametrizzato utilizzando il valore medio dei livelli statistici cumulativi L95 (cap. 8.1) registrati dalle misure all'interno dell'area di interesse, il quale, tale valore, è stato utilizzato per la taratura delle aree periferiche nei modelli ante e post operam previsionali. Inoltre, in area adiacente, è stato presentato un progetto per la realizzazione di un altro impianto fotovoltaico, il quale, è stato considerato come impatto cumulativo ai fini del calcolo previsionale nella mappa post-operam. Il calcolo previsionale è stato eseguito mediante il software "Cadna", regolarmente licenziato, a nome del sottoscritto, utilizzando l'algoritmo di calcolo ISO 9613-2. Il calcolo ha permesso di valutare, con le impostazioni descritte nei precedenti paragrafi, il livello di pressione sonora a cui i ricettori ubicati nelle aree prossime all'impianto verrebbero esposti durante il suo funzionamento.

LIVELLI DI RUMORE ANTE-OPERAM PERIODO DIURNO

RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA AI RICETTORI SCELTI
R1	49.9
R2	42.6

Livelli di rumore Ante-operam ai Ricettori

LIVELLI DI RUMORE ANTE-OPERAM PERIODO NOTTURNO

RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA AI RICETTORI SCELTI
R1	37.2
R2	38.3

Livelli di rumore Ante-operam ai Ricettori

LIVELLI DI RUMORE POST-OPERAM DIURNO

RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA AI RICETTORI SCELTI
R1	50.5
R2	43.6

Livelli di rumore Post-operam ai Ricettori

LIVELLI DI RUMORE POST-OPERAM NOTTURNO

RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA AI RICETTORI SCELTI
R1	40.0
R2	40.3

Livelli di rumore Post-operam ai Ricettori

Verifica del rispetto dei limiti

La zona agricola del comune di Foggia non è dotato di Piano di Zonizzazione Acustica, pertanto in tal caso, come previsto dall' art. 8. del d.p.c.m. 14/11/1997 si applicano i limiti di cui all'art. 6, comma 1, del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1° marzo 1991):

18.1 VERIFICA DEL RISPETTO DEI LIMITI NEL PERIODO DIURNO

RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA MISURATO1 LAEQ,TM [dB(A)]	Limite massimo di immissione (art. 8. del d.p.c.m. 14/11/1997) dB(A)	
		Diurno	Notturmo
R1	50.5	70	60
R2	43.6		

Verifica del rispetto dei Livelli di immissione post operam

18.2 VERIFICA DEL RISPETTO DEI LIMITI NEL PERIODO NOTTURNO

RICETTORE	LIVELLO DI PRESSIONE SONORA MISURATO1 LAEQ,TM [dB(A)]	Limite massimo di immissione (art. 8. del d.p.c.m. 14/11/1997) dB(A)	
		Diurno	Notturmo
R1	40.0	70	60
R2	40.3		

Verifica del rispetto dei Livelli di immissione post operam

Come emerge dalla tabella si attendono valori di immissione ai ricettori inferiori ai limiti previsti dalla normativa.

16.6 Impatto acustico fase di cantiere

Le attività rumorose associate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico possono essere ricondotte a:

- Cantieri edili ed assimilabili (lavorazioni relative al montaggio ed alla realizzazione della struttura di progetto);
- Traffico indotto dal transito dei mezzi pesanti lungo la viabilità di accesso al cantiere. Il progetto prevede la realizzazione di cabine di media tensione per raddrizzare la corrente ed aumentarne il voltaggio. Queste cabine saranno collegate, attraverso una condotta interrata, ad una cabina media tensione per la contabilizzazione dell'energia. I pannelli fotovoltaici saranno posizionati su uno scheletro di acciaio avente la base direttamente inserita nel terreno; non vi sarà quindi una piattaforma di cemento. Per la posa del basamento in acciaioli prevede l'utilizzo di un battipalo. Per la fase di cantiere si prevedono una serie di fasi caratterizzate da attività specifiche:

Fase 1: rimozione vegetazione e rimodellamento dei suoli. In tale fase si prevede sia la rimozione di eventuale vegetazione a basso fusto che la risistemazione ed il livellamento del terreno. In tale fase si prevede l'utilizzo di una motosega, un bobcat e di un'autogrù;

Fase 2: posa recinzione al confine della proprietà. Tale fase prevede la posa di una recinzione a delimitazione dell'area di intervento. In tale fase si prevede l'utilizzo di attrezzature manuali quali avvitatori/trapani, un bobcat e di un'autogru;

Fase 3: realizzazione e posa cabine. In tale fase verranno realizzatigli elementi in calcestruzzo. Le strumentazioni utilizzate sono le seguenti: un bobcat, una betoniera, un saldatore ossiacetilenico, ed attrezzature manuali quali trapani/avvitatori. Si prevede inoltre la realizzazione della cabina di trasformazione, per la quale si dovrà preventivamente utilizzare una macchina per la posa dei micro pali trivellati;

Fase 4: tracciamenti. In tale fase si prevede lo scavo del terreno in preparazione della posa dei cavi. Tale fase prevede l'utilizzo di un bobcat;

Fase 5: posa dei basamenti in acciaio. Questa fase prevede l'inserimento dei pali di acciaio nel terreno che sosterranno il telaio dei pannelli fotovoltaici. Tale operazione sarà effettuata con un escavatore idraulico che trivellerà il suolo;

Fase 6: montaggio pannelli fotovoltaici e cablaggi. Tale fase prevede il montaggio dei pannelli al telaio ed il cablaggio dei fili elettrici. Gli strumenti utilizzati previsti sono attrezzature manuali quali avvitatori/trapani ed un saldatore (ossiacetilenico).

L'attività del cantiere sarà esclusivamente diurna, dalle 7.00 alle 20.00, e le lavorazioni più rumorose rispetteranno gli orari previsti dalla L. R. 03/2002, ovvero 7.00 - 12.00 e 15.00 - 19.00. Il cantiere durerà circa 3 mesi. In questo lasso di tempo, per il periodo di attività, si prevede il traffico di 10 mezzi pesanti al giorno indotto dal cantiere.

Le valutazioni della rumorosità prodotta dal cantiere oggetto di studio sono state effettuate attraverso l'impiego dei dati forniti dallo studio del Comitato Paritetico Territoriale per la prevenzione infortuni, l'igiene e l'ambiente di lavoro di Torino e Provincia, "Conoscere per prevenire n° 11".

L'approccio seguito è quello del "worst case" caso più sfavorevole, ovvero il momento in cui tutte le attrezzature appartenenti alla stessa fase di lavorazioni vengono utilizzate contemporaneamente. Va evidenziato che il momento di massimo disturbo ha una durata

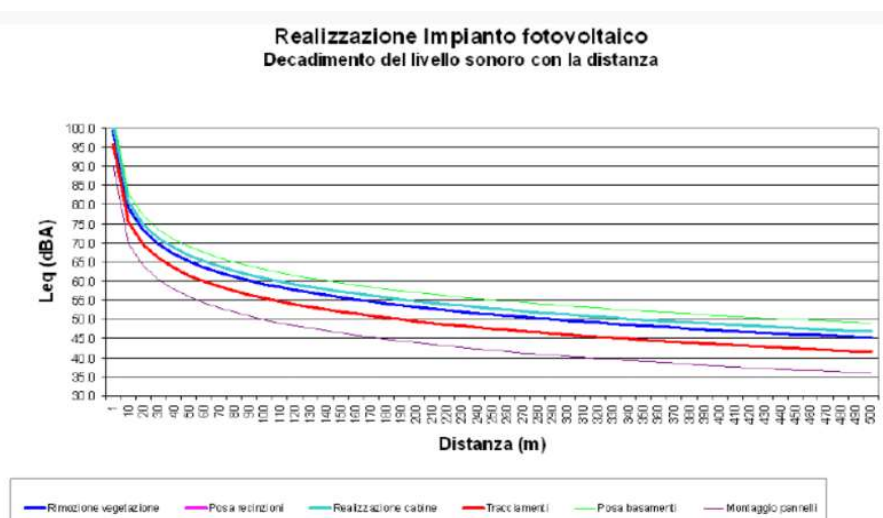


Figura 16-5 *Abbattimento del rumore in funzione della distanza*

limitata nel tempo. I risultati delle valutazioni sono riportati in Figura 2 nella quale è illustrato il decadimento dell'energia sonora, per divergenza geometrica, con la distanza. Decadimento del livello sonoro con la distanza.

Come si può notare l'attività più rumorosa risulta essere quella della posa dei basamenti e pertanto essa è stata presa come riferimento per la determinazione degli impatti sui ricettori. Infatti, nell'ipotesi cautelativa di contemporaneità del funzionamento di tutte le attività, ed ubicazione delle sorgenti in un unico punto, è stato evidenziato che già alla distanza di 15 metri dalle sorgenti il contributo energetico emesso dall'attività di posa dei basamenti in acciaio risulta essere la prevalente nonché la predominante.

16.7 Impatto acustico del traffico indotto

Per la realizzazione del progetto, le varie fasi di lavorazioni inducono un traffico di mezzi pesanti all' interno dell'area di intervento e nella via comunale di accesso. Il traffico veicolare previsto per l'approvvigionamento del materiale si calcola in al massimo 10 veicoli pesanti al giorno, ovvero circa 20 passaggi A/R. Tale flusso determina la circolazione al massimo di 2 veicoli A/R all'ora.



Tale traffico non potrà determinare in alcun modo un impatto significativo già alla distanza di 10 metri dal bordo carreggiata

16.8 RADIAZIONI NON IONIZZANTI

Il panorama normativo italiano in fatto di protezione contro l'esposizione dei campi elettromagnetici si riferisce alla legge 22/2/01 n°36 che è la legge quadro sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici completata a regime con l'emanazione del D.P.C.M. 8.7.2003. Nel DPCM 8 Luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione,

dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti", vengono fissati i limiti di esposizione e i valori di attenzione, per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) connessi al funzionamento e all'esercizio degli elettrodotti.

In particolare negli articoli 3 e 4 vengono indicate le seguenti 3 soglie di rispetto per l'induzione magnetica:

"Nel caso di esposizione a campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz generati da elettrodotti non deve essere superato il limite di esposizione di 100 μ T per l'induzione magnetica e 5kV/m per il campo elettrico intesi come valori efficaci" [art. 3, comma 1];

"A titolo di misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10 μ T, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio." [art. 3, comma 2];

"Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, è fissato l'obiettivo di qualità di 3 μ T per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio". [art. 4]

L'obiettivo di qualità da perseguire nella realizzazione dell'impianto è, pertanto, quello di avere un valore di intensità di campo magnetico non superiore ai 3 μ T come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

A tal proposito occorre precisare che nelle valutazioni che seguono è stata considerata normale condizione di esercizio quella in cui l'impianto FV trasferisce alla Rete di Trasmissione Nazionale la massima produzione (circa 25.000 kW).

Come detto, il 22 Febbraio 2001 l'Italia ha promulgato la Legge Quadro n.36 sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici (CEM) a copertura dell'intero intervallo di frequenze da 0 a 300.000MHz. Tale legge delinea un quadro dettagliato di controlli amministrativi volti a limitare l'esposizione umana ai CEM e l'art. 4 di tale legge demanda allo Stato le funzioni di stabilire, tramite Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri: i livelli di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità, le tecniche di misurazione e rilevamento.

Il 28 Agosto 2003 G.U. n.199, è stato pubblicato il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 Luglio 2003: "Fissazione dei limiti di esposizione, di attenzione e degli obiettivi di qualità per la

protezione della popolazione dalla esposizione a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz". L'art. 3 di tale Decreto riporta i limiti di esposizione e i valori di attenzione come riportato nelle Tabelle 1 e 2:

Tabella 1 Limiti di esposizione di cui all'art. 3 del DPCM 8 luglio 2003.

Intervallo di frequenza	Intensità del Campo elettrico E (V/m)	Intensità di Campo Magnetico H (A/m)	Densità di Potenza D (W/m ²)
0,1 < f <= 3 MHz	60	0,2	-
3 < f <= 3000 MHz	20	0,05	1
3 < f <= 3000 GHz	40	0,01	4

Tabella 2 Valori di attenzione di cui all'art. 3 del DPCM 8 luglio 2003 in presenza di aree, all'interno di edifici adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore.

Intervallo di frequenza	Valore efficace di intensità di Campo elettrico E (V/m)	Valore efficace di intensità d di Campo Magnetico H (A/m)	Densità di Potenza dell'Onda piana equivalente (W/m ²)
0,1 < f <= 3000 GHz	6	0,016	0,10 (3MHz-300GHz)

L'art. 4, invece, riporta i valori di immissione che non devono essere superati in aree intensamente frequentate come riportato in Tabella 3:

Tabella 3 Obiettivi di qualità di cui all'art.4 del DPCM 8 luglio 2003 all'aperto in presenza di aree intensamente frequentate.

Intervallo di frequenza	Valore efficace di intensità di Campo elettrico E (V/m)	Valore efficace di intensità d di Campo Magnetico H (A/m)	Densità di Potenza dell'Onda piana equivalente (W/m ²)
0,1 < f <= 3000 GHz	6	0,016	0,10 (3MHz-300GHz)

Per quanto riguarda la metodologia di rilievo il D.P.C.M. 8 Luglio 2003 fa riferimento alla norma CEI 211-7 del Gennaio 2001.

Come mostrato nelle tabelle e figure contenute nella relazione specialistica e precedenti le azioni di progetto fanno sì che sia possibile riscontrare intensità del campo di induzione magnetica superiore al valore obiettivo di 3 µT, sia in corrispondenza delle cabine di trasformazione che in corrispondenza del cavidotto AT; d'altra parte è stato dimostrato come la fascia entro cui tale limite viene superato è circoscritto intorno alle opere suddette e, in particolare, ha una semi-ampiezza complessiva variabile da 1 m a 2 m a cavallo della mezzeria di tutto il cavidotto AT, della lunghezza di circa 385 m. D'altra parte trattandosi di cavidotti che si sviluppano sulla viabilità

stradale esistente o in territori scarsissimamente antropizzati, si può certamente escludere la presenza di recettori sensibili entro le predette fasce, venendo quindi soddisfatto l'obiettivo di qualità da conseguire nella realizzazione di nuovi elettrodotti fissato dal DPCM 8 Luglio 2003. La stessa considerazione può ritenersi certamente valida per una fascia di circa 6,34 m attorno alle cabine di trasformazione ed alla cabina di impianto, oltre che nelle immediate vicinanze della stazione di utenza AT/MT e dei brevi tratti di cavidotto AT. Infatti, anche per la stazione d'utenza e di condivisione a 150 kV, ad eccezione che in corrispondenza degli ingressi e delle uscite linea, al di fuori della recinzione della stazione, i valori di campo magnetico sono inferiori ai limiti di legge. Lo stesso discorso vale per l'ampliamento della S.E. RTN 380/150 kV di Foggia con i suoi relativi raccordi a 150 kV e 380 kV per le quali opere come si evince dall'Elaborato "PFFG-R-T03 - RELAZIONE CAMPI ELETROMAGNETICI REV.01 " allegata al progetto delle opere di rete benestariato da Terna Spa risultano li seguenti valori di DPA e fasce di rispetto:

	Dpa (m)	Fascia di rispetto (m)
CAVO 380 kV	5	+/-5
1 CAVO 150 kV	3,2	+/-4
2 CAVI 150 kV	4,4	+/-5
LINEA AEREA 150 kV	16	+/-16
SBARRE 150 kV	22,5	+/-23

Come si evince dalla corografia e dalla planimetria catastale, all'interno dell'area di prima approssimazione (Dpa) presenti nella tabella precedente, non ricadono edifici o luoghi adibiti ad abitazione con permanenza non inferiore alle 4 ore.

Le uniche radiazioni associabili a questo tipo di impianti sono le radiazioni non ionizzanti costituite dai campi elettrici e magnetici a bassa frequenza (50 Hz), prodotti rispettivamente dalla tensione di esercizio degli elettrodotti e dalla corrente che li percorre. I valori di riferimento, per l'esposizione ai campi elettrici e magnetici, sono stabiliti dalla Legge n. 36 del 22/02/2001 e dal successivo DPCM 8 Luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete di 50 Hz degli elettrodotti". In generale, per quanto riguarda il campo elettrico in media tensione esso è notevolmente inferiore a 5kV/m (valore imposto dalla normativa) e per il livello 150 kV esso diventa inferiore a 5 kV/m già a pochi metri dalle parti in tensione. Mentre per quel che riguarda il campo di induzione magnetica il calcolo nelle varie sezioni di impianto ha dimostrato come non ci siano fattori di rischio per la salute umana a causa delle azioni di progetto, poiché è esclusa la presenza di recettori sensibili entro le fasce per le quali i valori di induzione magnetica attesa non sono inferiori agli obiettivi di qualità fissati per legge; mentre il campo elettrico generato è nullo a causa dello schermo dei cavi o assolutamente trascurabile negli altri casi per distanze superiori a qualche cm dalle parti in tensione. Infatti per quanto riguarda il campo magnetico, relativamente ai cavidotti MT, in tutti i tratti interni ed esterni ai campi fotovoltaici realizzati mediante l'uso di cavi elicordati, si può considerare che l'ampiezza della semi-fascia di rispetto sia nulla in quanto il campo magnetico generato è al di sotto dei 3µT. Per quanto riguarda il cavidotto AT di collegamento tra la sottostazione utente e la

stazione condivisa a 150 kV e tra questa e lo stallo a 150 kV all'interno dell'ampliamento della S.E. RTN di Foggia le fasce di rispetto sono pari a +/- 4 metri, all'interno delle quali non ricadono edifici o luoghi adibiti ad abitazione con permanenza non inferiore alle 4 ore. Per ciò che riguarda le cabine di trasformazione l'unica sorgente di emissione è rappresentata dal trasformatore BT/MT, quindi in riferimento al DPCM 8 luglio 2003 e al DM del MATTM del 29.05.2008, l'obiettivo di qualità si raggiunge, nel caso peggiore (trasformatore da 3593 kVA), già a circa 6,34 m (DPA) dalla cabina stessa. Per quanto riguarda la cabina d'impianto, vista la presenza del solo trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari in BT e l'entità delle correnti circolanti nei quadri MT l'obiettivo di qualità si raggiunge a circa 3 m (DPA) dalla cabina stessa. Comunque considerando che nelle cabine di trasformazione e nella cabina d'impianto non è prevista la presenza di persone per più di quattro ore al giorno e che l'intera area dell'impianto fotovoltaico sarà racchiusa all'interno di una recinzione metallica che impedisce l'ingresso di personale non autorizzato, si può escludere pericolo per la salute umana.

L'impatto elettromagnetico dell'opera può pertanto essere considerato non significativo.

16.9 Quadro riepilogativo degli impatti.

I risultati dello studio condotto per le diverse componenti ambientali interferite in maniera significativa si possono riassumere nella tabella sotto riportata.

GIUDIZIO COMPLESSIVO DI IMPATTO	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
ATMOSFERA	T-	B+	T-
RADIAZIONI NON IONIZZANTI		BB-	T-
SUOLO E SOTTOSUOLO	B-	T-	T+
RUMORE E VIBRAZIONI	BB-	B-	BB-
ECOSISTEMI		MB-	B-
FAUNA	T-	MB-	T-
VEGETAZIONE	MB-	B-	T-
PAESAGGIOE PATRIMONIO STORICO-ARTISTICO	B-	MA-	T-
IMPATTO	NEGATIVO	POSITIVO	
TRASCURABILE	T	T	
MOLTO BASSO	BB	BB	
BASSO	B	B	
MEDIO BASSO	MB	MB	
MEDIO	M	M	
MEDIO ALTO	MA	MA	
ALTO	A	A	
MOLTO ALTO	AA	AA	

Analizzando la tabella emerge che nella **fase di costruzione** gli unici impatti significativi sono dovuti alla costruzione della viabilità di collegamento delle aree di lavorazione che producono interazioni con la pedologia e la morfologia delle aree direttamente interessate. Le conseguenze di tali impatti saranno mitigate mediante le attività di ripristino ambientale che riporteranno i luoghi ad una situazione molto simile a quella originaria. Ulteriori modesti impatti saranno prodotti dalla rumorosità emessa durante le operazioni di costruzione e dalle polveri sollevate. Tali impatti sono da considerarsi modesti per la durata limitata nel tempo e la bassa magnitudo.

Nella **fase di esercizio**, gli impatti principali sono rappresentati dall'inquinamento visivo e dal disturbo arrecato alla fauna e agli ecosistemi, in misura minore il rumore. Dal punto di vista paesaggistico verranno messe in atto una serie di interventi finalizzati a rafforzare il paesaggio rurale Multifunzionale ovvero perseguendo gli obiettivi strategici sia del PPTR che del PUG. Nel sito di intervento a carattere prevalentemente agricolo, non sono presenti habitat e specie vegetali di interesse conservazionistico. Il contesto territoriale riveste, nel complesso, uno scarso valore naturalistico. Dal punto di vista avifaunistico l'area presenta un popolamento decisamente basso. Poche sono le specie stazionarie e/o nidificanti. La maggior parte delle specie presenti è sinantropica, nessuna specie fa parte della Dir 92/43/CEE all. II. L'impatto di rumore e vibrazioni risulta limitato all'area ristretta limitrofa alle posizioni della cabine di campo e comunque tale da rispettare i limiti di emissione previsti dalla normativa vigente.

Infine, nella **fase di dismissione**, gli impatti prodotti saranno analoghi a quelli durante la fase di costruzione, tipici di lavorazioni di cantiere. Si sottolinea come le operazioni di ripristino e la completa smantellabilità dei Tracker, permetterà, al termine di vita dell'impianto, la totale reversibilità degli impatti prodotti.

17. Analisi Costi Benefici - Ricadute sociali occupazionali ed economiche

17.1 Analisi dei costi

Il costo stimato per la realizzazione del progetto è pari a **Euro 20.119.018,27** per un costo medio a MW installato di Euro 618.989,6 . Tale costo tiene conto oltre che degli elementi impiantistici (moduli fotovoltaici, cabine elettriche di conversione, trasformazione, cavi, elementi di monitoraggio) anche delle opere edili e stradali, delle strutture di supporto dei moduli, dei costi di connessione, del costo del terreno, dei studi delle ricerche, progettazione e direzione dei lavori.

17.2 Benefici Economici

Un modulo fotovoltaico mediamente nel suo ciclo di vita produrrà 8-9 volte l'energia che è stata necessaria per produrlo, mentre nell'arco di 3 anni vengono compensate le emissioni di CO₂ fatte per realizzarlo. Questo significa che restano mediamente altri 22-25 anni del suo ciclo di vita in cui questo produce energia elettrica senza emettere CO₂ (carbon free).

Questo è un dato molto positivo se paragonato a quello delle centrali alimentate a carbone o petrolio che riescono a distribuire solo un terzo dell'energia che è stata usata per la loro costruzione e per il rifornimento del combustibile. Se si include nel calcolo il quantitativo di combustibile utilizzato per farle funzionare si giunge alla conclusione che queste non raggiungono mai un rimborso energetico. L'energia fotovoltaica non solo raggiunge un rimborso energetico in pochi anni dall'installazione in termini di emissioni di gas serra nell'atmosfera ma fa uso anche di una fonte di combustibile che è gratis ed inesauribile, producendo energia necessaria per far fronte ai consumi giornalieri nel mondo nelle attività dell'uomo.

L'impianto fotovoltaico riuscirà a essere una centrale di produzione di energia elettrica senza emissioni di CO₂ nell'atmosfera vendendo l'energia emessa in rete. In base ai modelli finanziari analizzati e alle diverse variabili e fattori di rischio considerati, si è dimostrata una buona redditività economica dell'investimento.

L'impianto fotovoltaico di progetto una volta realizzato produrrà mediamente ogni anno **57.869** MWh/anno evitando di emettere in atmosfera ogni anno **37615** tonnellate di CO₂ e quindi nei 35 anni del suo ciclo di vita saranno evitate emissioni di CO₂ in atmosfera per ben **1.316.525** tonnellate.

17.3 Analisi delle ricadute occupazionali dell'intervento in ambito locale.

La realizzazione di un'opera o piano infrastrutturale ha come finalità derivata l'opportunità di creare occasioni di lavoro e ricchezza nel territorio ove si prevede la sua realizzazione. L'effetto generazione e/o moltiplicatore e/o distributore di ricchezza, proveniente dalla realizzazione, diventa di fatto un aspetto significativo ed importate ai fini di una valutazione completa degli "impatti" indotti dall'opera. Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, realizzato in collaborazione con Ministero dell'Ambiente e quello delle Infrastrutture e Trasporti, considerando le novità introdotte sia dal Decreto Clima che dalla Legge di Bilancio, inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE), 2018/1999, fissa degli obiettivi vincolanti al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂. Stabilisce inoltre target da raggiungere in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, definendo precise misure che garantiscano il raggiungimento degli obiettivi definiti con l'accordo di Parigi e la transizione verso un'economia a impatto climatico zero entro il 2050. Il **PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) prevede 5 linee di intervento – decarbonizzazione**, efficienza; sicurezza energetica; sviluppo del mercato interno dell'energia; ricerca, innovazione e competitività, che si svilupperanno in maniera integrata attraverso la pubblicazione nel corso del 2020 dei decreti legislativi di recepimento delle direttive europee e che dovrebbero garantire, secondo il Governo, una diminuzione del 56% di emissioni nel settore della grande industria, -35% nel terziario e trasporti, portando al 30% la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia. L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la

generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. Nel testo si legge che "**La concretizzazione di tale transizione esige ed è subordinata alla programmazione e realizzazione degli impianti sostitutivi e delle necessarie infrastrutture**", il che fa pensare che senza la realizzazione di tali nuovi impianti il Piano non andrà avanti. L'Italia, come si vede dalla tabella qui sotto, punta a portare la quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia al **30%**, alla riduzione del **43%** dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007, alla riduzione del 33% dei gas serra. In particolare il contributo previsto delle rinnovabili per il soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 è così differenziato tra i diversi settori: - 55,0% di rinnovabili nel settore elettrico; - 33,9% di rinnovabili nel settore termico; - 22,0% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

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

Fig 17-4 Obiettivo Unione Europea e Italia 2020-2030

Tabella 10 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	68.130	95.210

Tabella 11 - Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

	2016	2017	2025	2030
Produzione rinnovabile	110,5	113,1	142,9	186,8
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	41,5
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	325,0	331,8	334	339,5
Quota FER-E (%)	34,0%	34,1%	42,6%	55,0%

* Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

La **Phase out dal carbone** al 2025 e promozione dell'ampio ricorso a **fonti energetiche rinnovabili**, a partire dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. Grazie in particolare alla significativa crescita di **fotovoltaico** la cui produzione dovrebbe triplicare ed **eolico**, la cui produzione dovrebbe più che raddoppiare, al 2030 il settore elettrico arriverà a coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Saranno inoltre favoriti interventi di revamping e repowering.

L'obiettivo finale del fotovoltaico è stato portato a 52GW nel 2030, con la tappa del 2025 di 28,5: si prevede dunque che negli ultimi 5 anni vengano installati più di 23 GW dei 30 GW. Entro il 2030 il fotovoltaico produrrà 2.600 miliardi di kWh, pari al 14% circa della domanda globale di elettricità, oltre il doppio di quanto fornito oggi dal nucleare, grazie all'installazione di 1.800 GW di pannelli solari nel mondo. La crescita del fotovoltaico porterà energia pulita a due terzi della popolazione mondiale: 1,3 miliardi di persone in regioni urbanizzate, e oltre 3 miliardi in aree non ancora raggiunte dall'elettricità.

I benefici saranno anche occupazionali, con la creazione di circa 10 milioni di posti di lavoro.

Secondo alcune stime dell'industria del solare, si calcola che il fotovoltaico crei 10 posti di lavoro per ogni MW in fase di produzione e ben 33 per ogni MW in fase di installazione. Inoltre, la vendita e la fornitura di un MW occupano 6-8 persone, mentre la ricerca e lo sviluppo impegnano altre 1-2 persone per MW.

EFFETTI OCCUPAZIONALI COMPLESSIVI NEL SETTORE FOTOVOLTAICO					
Anno	Installazione	Produzione	Ricerca	Fornitura e Vendita	Totale
Scenario Avanzato					
2007	77.688	22.968	2.986	15.503	119.145
2010	220.162	62.546	8.131	42.219	333.058
2015	559.282	147.373	19.159	566.553	825.292
2020	1.632.586	393.530	51.159	949.617	2.342.907
2025	3.877.742	839.338	109.114	314.752	5.392.747
2030	7.428.118	1.406.841	182.889	527.565	9.967.466

Si può osservare come lo Scenario Avanzato stimi, per il 2030, la creazione di quasi 10 milioni di posti di lavoro a tempo pieno su scala globale; di questi, più della metà è composto da installatori. In base a tale scenario in cui il progetto dell'impianto fotovoltaico in località "Mass.a Duanera 1^o" nel Comune di Foggia rientra pienamente in quelli che sono gli obiettivi nazionali e internazionali dello sviluppo delle energie da fonti rinnovabili per favorire il processo di decarbonizzazione dei Paesi nel Mondo entro il 2050 con importanti obiettivi da raggiungere già al 2030, si può affermare che sicuramente la sua realizzazione avrà degli importanti risvolti occupazionali sul territorio. L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie: quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

✓ **Variazioni prevedibili del saggio di attività a breve termine della popolazione residente e l'influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo della professionalizzazione indotta:**

- Esperienze professionali generate;
- Specializzazione di mano d'opera locale;
- Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, in settori diversi;

✓ **Evoluzione dei principali settori produttivi coinvolti:**

- Fornitura di materiali locali;
- Noli di macchinari;
- Prestazioni imprenditoriali specialistiche in subappalto,
- Produzione di componenti e manufatti prefabbricati, ecc;

✓ **Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:**

- Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e dei loro familiari;
- Ristorazione;
- Ricreazione;
- Commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici, non dovranno intendersi tutti legati al solo periodo di esecuzione dei lavori; né resteranno confinati nell'ambito dei territori dei comuni interessati. Ad esempio, le esperienze professionali e tecniche maturate saranno facilmente spendibili in altro luogo e/o tempo soprattutto in virtù del crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere. Ad impianto in esercizio, ci saranno opportunità di lavoro nell'ambito delle attività di monitoraggio, telecontrollo e manutenzione del parco fotovoltaico, svolte da ditte specializzate che spesso si servono a loro volta di personale locale. Inoltre, servirà altro personale che si occuperà della cessione dell'energia prodotta. Considerata la producibilità dell'impianto di progetto e tenendo conto delle esperienze maturate nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si assume che gli addetti distribuiti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame di potenza di picco pari a 32.503,77 kWp sono:

- **30 addetti** in fase di progettazione e sviluppo dell'impianto fotovoltaico;
- **1000 addetti** in fase di realizzazione dell'impianto. Considerando che di questi mediamente il 10% è costituito da manovalanza e professionalità locali, significa che durante la fase di realizzazione dell'impianto fotovoltaico saranno impegnate almeno 100 unità del Comune di Foggia (Fg);
- **30 addetti** durante la fase di esercizio e gestione dell'impianto fotovoltaico di cui almeno 10 unità sono locali, il che significa 10 famiglie del Comune di Foggia che per 30 anni avranno un salario garantito.

Di certo la manutenzione e la gestione dell'impianto fotovoltaico considerate le sue dimensioni richiederà costante presenza di manodopera per cui i dati sulla ricaduta occupazionale a lungo termine sono attendibili. I dati occupazionali confrontati con il limitato impatto ambientale dell'impianto fotovoltaico di progetto e con l'incidenza contenuta sulle componenti ambientali, paesaggistiche e naturalistiche, confermano i vantaggi e la fattibilità dell'intervento. Oltre all'impianto fotovoltaico il progetto prevede anche un **Piano Culturale** dei terreni liberi negli interfilari tra i moduli fotovoltaici e nelle fasce perimetrali dei campi fotovoltaici. Infatti si prevede la realizzazione d'apprima in fase sperimentale su circa 1 Ha di terreno tra gli interfilari dei sostegni dei moduli fotovoltaici di una piantaggione di lavanda per i primi 3 anni di esercizio dell'impianto fotovoltaico e successivamente si estenderà la coltivazione a tutti e 20,3 Ha liberi da moduli dei campi fotovoltaici. Inoltre lungo la fascia perimetrale di ciascun campo sarà impiantato un oliveto intensivo su una superficie di 3,65 ha. L'attività prima di realizzazione di tali opere e successivamente di coltivazione e gestione per oltre 30 anni di tali colture agricole renderà necessario l'impiego di almeno 10 unità lavorative per tale periodo che si traduce in ulteriori 10 famiglie del Comune di Foggia che avranno un salario garantito per almeno 30 anni.

17.4 Risvolti sulle realtà locali

L'impianto diverrà, inoltre, un polo di attrazione ed interesse per tutti coloro che vorranno visitarlo per cui si prevedranno continui flussi di visitatori che potranno determinare anche richiesta di alloggio e servizi contribuendo ad un ulteriore incremento di benefici in termini di entrata di ricchezza. La presenza dell'impianto fotovoltaico contribuirà ancor più a far familiarizzare le persone con l'uso di certe tecnologie determinando un maggior interesse nei confronti dell'uso delle fonti rinnovabili. Inoltre, tutti gli accorgimenti adottati nella definizione del layout d'impianto e nel suo corretto inserimento nel contesto paesaggistico aiuteranno a superare alcuni pregiudizi che classificano "gli impianti fotovoltaici" come elementi distruttivi del paesaggio. Tutti questi, sono aspetti di rilevante importanza in quanto vanno a connotare l'impianto fotovoltaico proposto non solo come una modifica indotta al paesaggio ma anche come "fulcro" di notevoli benefici intesi sia in termine ambientale (tipo riduzione delle emissioni in atmosfera), che in termini occupazionale-sociale perché sorgente di innumerevoli occasioni di lavoro nonché promotore dell'uso "razionale" delle fonti rinnovabili. Quanto discusso, assume maggior rilievo qualora si consideri la possibilità di adibire i suoli delle aree afferenti a quelle d'impianto, ad esempio, ad uso agricolo biologico. Gli aspetti economici e sociali dell'avvio di una filiera bio-energetica possono, se appositamente studiati e promossi, rappresentare infatti un fattore di interesse per imprenditori, agricoltori e Pubbliche Amministrazioni. Conciliare la presenza dell'impianto fotovoltaico con alcuni tipi di coltivazione biologica e apicoltura crea vantaggi per tutti gli attori coinvolti, dagli investitori alla popolazione locale. L'Agrovoltaico è vantaggioso dal punto di vista economico/funzionale e maggiormente sostenibile in modo da essere in perfetta linea con la filosofia della **green energy, del rispetto del 7° Programma di azione dell'Ue**. Lo scopo è promuovere la **biodiversità locale** e quindi degli antagonisti biologici e fornire un'agricoltura tesa al nutrimento e all'occupazione della popolazione, piuttosto che all'esportazione e al mercato, e alla conservazione delle tradizioni e tecniche colturali locali integrandole con le **tecnologie pulite** ma sempre con un occhio di riguardo per i piccoli produttori. Con l'agro fotovoltaico ci può essere sicuramente un **abbattimento dei costi di produzione e mantenimento degli impianti**. La preparazione di un sito ospitante pannelli fotovoltaici incide per circa il 20% del costo totale dell'opera, ciò dovuto al livellamento del terreno ed alla posa di erba o ghiaia. Lasciare sul posto la vegetazione presente ridurrebbe questi notevoli costi apportando così un primo **beneficio agli investitori**. Grazie al fotovoltaico di nuova generazione (PV 2.0) come quello realizzato nel progetto fotovoltaico descritto in tale relazione che prevede inseguitori monoassiali e moduli fotovoltaici bifacciali, si ha una maggiore irradiazione residua del terreno (rispetto alle vecchie soluzioni). Questo permette di poter considerare un maggior numero di coltivazioni locali idonee e compatibili con tali soluzioni. Inoltre la vegetazione adatta può migliorare la produttività dei pannelli. La presenza di prati polifita offre l'enorme vantaggio di abbassare la temperatura del terreno, che a sua volta riduce quella dei pannelli, i quali, a temperature più basse, aumentano la produzione di energia solare. Anche per i **piccoli produttori** i vantaggi sono notevoli. I produttori locali hanno una doppia redditività dai terreni. Oltre al reddito per il diritto di superficie agli impianti, con il piano di miglioramento della biodiversità dell'area interessata dal progetto vedrebbero i loro terreni avere una produttività migliore, fattore che si potrà estendere fino a un raggio di 3 km dall'area di progetto. **L'Agrovoltaico del futuro** consente di produrre energia locale pulita e **permette ai residenti di soddisfare le proprie esigenze di energia elettrica** con un bilancio energetico più

equilibrato, riducendo al contempo la produzione di Co2. Se a questo si aggiunge che all'interno del contesto politico europeo ci sono degli impegni e delle necessità e obiettivi da raggiungere, si capisce che esiste un mercato energetico che "chiede energia verde", ed il concetto di filiera agro biologica sposato con quella fotovoltaica può essere la risposta a tali esigenze.

Il D.Lgs n.228 del 2001 sancisce, inoltre, che "il fotovoltaico, l'eolico, il solare termico, il e le biomasse" possono diventare tutti elementi caratterizzanti il fondo agricolo. Infatti, tale decreto ha dato vita ad un concetto più moderno di impresa agricola aggiungendo tra le attività connesse con la sua conduzione, quella "di valorizzazione del territorio e del patrimonio rurale" e "quelle attività dirette alla fornitura di beni o servizi mediante l'utilizzazione prevalente di attrezzature o risorse dell'azienda".

18. ELENCO ENTI COINVOLTI NELL'ITER AUTORIZZATIVO DEL PROGETTO.

ASSENSO/AUTORIZZAZIONE	RIFERIMENTI NORMATIVI	AUTORITA' COMPETENTE
<u>Provvedimento di VIA</u> <input checked="" type="checkbox"/> Non Comprensivo di V.I. Comprensivo di V.I.	Art. 23 (e se V.I. art. 10 co.3) D.lgs 152/2006 ss.mm.ii	<u>Provincia di Foggia Servizio Ambiente.</u> <u>Email :</u> <u>protocollo@cert.provincia.foggia.it</u>
<u>Parere Comune di Foggia</u>		<u>Parere Comune di Foggia</u> <u>E mail:</u> <u>protocollo.generale@cert.comune.foggia.it</u>
<u>Telecom Italia SpA</u>		<u>Telecom Italia SpA</u> <u>Email:</u> <u>telecomitalia@pec.telecomitalia.it</u>
<u>Parere ARPA Puglia-Dipartimento Prov.le di Foggia</u>		<u>ARPA Puglia-Dipartimento Prov.le di Foggia</u> <u>E mail:</u> <u>dap.fg.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Parere Area Politiche per lo Sviluppo, il Lavoro e l'Innovazione -Servizio Energia, Reti e Infrastrutture materiali per lo sviluppo</u>	ai sensi del comma 3 art. 12 del D.lgs. 387/2003 e della L.R. 25 2012	<u>Area Politiche per lo Sviluppo, il Lavoro e l'Innovazione -Servizio Energia, Reti e Infrastrutture materiali per lo sviluppo</u> <u>E mail:</u> <u>servizio.energierinnovabili@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Parere Area Politiche per la mobilità e qualità urbana - Servizio Assetto del Territorio, Ufficio Paesaggio</u>		<u>Area Politiche per la mobilità e qualità urbana - Servizio Assetto del Territorio, Ufficio Paesaggio</u> <u>E mail:</u> <u>servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Parere Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque</u>		<u>Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque</u> <u>E mail:</u> <u>servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it</u>

<u>Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana -Ufficio Espropri</u>		<u>Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana -Ufficio Espropri</u> <u>E Mail:</u> <u>ufficioespropri.regioneuglia@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Parere Area Politiche per la riqualificazione, la tutela e la sicurezza ambientale e per l'attuazione delle opere pubbliche -Servizio LL.PP. Ufficio coordinamento strutture tecniche provinciale Foggia</u>		<u>Area Politiche per la riqualificazione, la tutela e la sicurezza ambientale e per l'attuazione delle opere pubbliche -Servizio LL.PP. Ufficio coordinamento strutture tecniche provinciale Foggia</u> <u>E mail:</u> <u>ufficio.coord.stp.fg@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Parere Area Politiche per lo sviluppo economico, lavoro e innovazione -Servizio Attività Economiche Consumatori, Ufficio controllo e gestione del P.R.A.E.</u>		<u>Parere Area Politiche per lo sviluppo economico, lavoro e innovazione -Servizio Attività Economiche Consumatori, Ufficio controllo e gestione del P.R.A.E.</u> <u>E mail:</u> <u>attivitaestrattive@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Parere Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale - Sezione Foreste, servizio territoriale Foggia</u>		<u>Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale -Sezione Foreste, servizio territoriale Foggia</u> <u>E mail:</u> <u>servizio.foreste.fg@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale - Sezione Risorse Idriche</u>		<u>Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale -Sezione Risorse Idriche</u> <u>Email:</u> <u>servizio.risorseidriche@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Parere Ufficio Provinciale Sezione Agricoltura di Foggia</u>		<u>Ufficio Provinciale Sezione Agricoltura di Foggia</u> <u>E mail:upa.foggia@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Parere Ufficio Parco Tratturi Provincia di Foggia</u>		<u>Ufficio Parco Tratturi Provincia di Foggia</u> <u>E mail:</u> <u>parcotratturi.foggia@pec.rupar.puglia.it</u>
<u>Parere Provincia di Foggia</u>		<u>Provincia di Foggia</u> <u>E mail:</u> <u>protocollo@cert.provincia.foggia.it</u>
<u>Parere Ministero per i Beni e le Attività Culturali - Direzione Regionale</u>		<u>Ministero per i Beni e le Attività Culturali - Direzione Regionale</u> <u>E mail:</u> <u>mbac-dr-pug@mailcert.beniculturali.it</u>
<u>Parere Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le</u>		<u>Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le province di Barletta-Andria-Trani e Foggia</u>

<u>province di Barletta-Andria-Trani e Foggia</u>		<u>E mail:</u> <u>mbac-sabap-fg@mailcert.beniculturali.it</u>
<u>Soprintendenza per i Beni Archeologici per la Puglia</u>		<u>Soprintendenza per i Beni Archeologici per la Puglia</u> <u>E mail:</u> <u>mbac-sba-pug@mailcert.beniculturali.it</u>
<u>Parere Ministero Sviluppo Economico - Dipartimento per le Comunicazioni - Ispettorato Territoriale Puglia - Basilicata</u>		<u>Ministero Sviluppo Economico -Dipartimento per le Comunicazioni -Ispettorato Territoriale Puglia - Basilicata</u> <u>E mail:</u> <u>dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it</u>
<u>Parere Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - UNMIG - Ufficio 14</u>		<u>Ministero dello Sviluppo Economico -Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie - UNMIG -Ufficio 14</u> <u>E mail:</u> <u>dgsunmig.div04@pec.mise.gov.it</u>
<u>Direzione Generale Territoriale Sud - Sezione U.S.T.I.F.</u>		<u>Direzione Generale Territoriale Sud - Sezione U.S.T.I.F.</u> <u>E mail:</u> <u>Dgt.sudbari@pec.mit.gov.it</u>
<u>Parere Ministero della Difesa - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio</u>		<u>Ministero della Difesa - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio</u> <u>E mail:</u> <u>geniodife@postacert.difesa.it</u>
<u>Parere Comando VV.F. Foggia</u>		<u>Comando VV.F. Foggia</u> <u>E mail:</u> <u>com.prev.foggia@cert.vigilfuoco.it</u>
<u>Parere Aeronautica Militare -Comando III Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio -Ufficio Servitù Militari</u>		<u>Aeronautica Militare -Comando III Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio -Ufficio Servitù Militari</u> <u>E mail:</u> <u>aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it</u>
<u>Marina Militare Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto-Comando Militare Esercito Puglia</u>		<u>Marina Militare Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto-Comando Militare Esercito Puglia</u> <u>E mail:</u> <u>maridipart.taranto@postcert.difesa.it</u>
<u>Parere Comando Militare Esercito "Puglia" (CRFC)</u>		<u>Comando Militare Esercito "Puglia" (CRFC)</u> <u>E mail:cme puglia@postacert.difesa.it</u>
<u>Parere: Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino</u>		<u>Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Puglia . E mail :</u> <u>segreteria@pec.adb.puglia.it</u>

<u>Meridionale</u> Sede <u>Puglia</u>		
<u>Parere: ENAC -</u> <u>Direzione Operazioni</u> <u>SUD c/o Blocco Tecnico</u> <u>ENAV -CAAV Napoli</u>		<u>ENAC -Direzione Operazioni SUD c/o Blocco</u> <u>Tecnico ENAV -CAAV Napoli . E mail :</u> <u>protocollo@pec.enac.gov.it</u>
<u>Parere: ENAV S.p.A</u>		<u>ENAV S.p.A. E mail :</u> <u>protocollogenerale@pec.enav.it</u>
<u>Parere: SNAM RETE</u> <u>GAS -Distretto Sud-</u> <u>Orientale</u>		<u>SNAM RETE GAS -Distretto Sud-Orientale.</u> <u>E mail:</u> <u>distrettosor@pec.snamretegas.it</u>
<u>Parere: TERNA Spa c/o</u> <u>TERNA RETE ITALIA</u> <u>Spa</u>		<u>TERNA Spa c/o TERNA RETE ITALIA Spa .</u> <u>E mail:</u> <u>info@pec.terna.it ternareteitaliaspa@pec.terna.it</u>
<u>Parere: ENEL</u> <u>Distribuzione SPA</u>		<u>ENEL Distribuzione SPA. E mail:</u> <u>e-distribuzione@pec.e-distribuzione.it.</u>
<u>Parere: ASL Foggia</u>		<u>ASL Foggia . E mail:</u> <u>aslfg@mailcert.aslfg.it</u>
<u>Parere: Centro</u> <u>Informazioni</u> <u>Geotopografiche</u> <u>Aeronautiche (CIGA)</u>		<u>Centro Informazioni Geotopografiche</u> <u>Aeronautiche (CIGA) . E mail:</u> <u>aerogeo@postacert.difesa.it</u>
<u>Parere: Agenzia delle</u> <u>Dogane di Foggia</u>		<u>Agenzia delle Dogane di Foggia. E mail:</u> <u>_dogane.foggia@pec.adm.gov.it</u>
<u>Parere: ANAS s.p.a</u>		<u>ANAS s.p.a . E mail :</u> <u>servizioclienti@postacert.stradeanas.it</u>
<u>Parere: Consorzio per</u> <u>la Bonifica della</u> <u>Capitanata</u>		<u>Consorzio per la Bonifica della Capitanata.</u> <u>E mail :</u> <u>consorzio@pec.bonificacapitanata.it.</u>
<u>Parere: Acquedotto</u> <u>Pugliese S.p.A</u>		<u>Acquedotto Pugliese S.p.A . E mail :</u> <u>acquedotto.pugliese@pec.aqp.it</u>

19. RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di norme citate.

Normativa Regionale in materia di Autorizzazione di Impianti di generazione elettrica da Fonte Rinnovabile

REGOLAMENTO REGIONALE 30 dicembre 2010, n. 24 e. s.m.i.

Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "**Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili**", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".

D.G.R. N. 3029 del 30 dicembre 2010 "Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica "

L.R. N. 11 del 12 aprile 2001 "Norme sulla Valutazione dell'Impatto Ambientale".

L.R. N.17 del 14 giugno 2007 "Disposizioni in campo ambientale, anche in relazione al decentramento delle funzioni amministrative in materia ambientale".

Normativa Nazionale e Internazionale

D.Lgs 387/2003 – art. 12 – "Attribuzione alle Regioni della competenza in merito al rilascio dell'autorizzazione unica regionale per la costruzione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili a conclusione del procedimento svolto secondo le modalità di cui alla L. 241/90 e s.m.i."

D.M. 10/09/2010 , pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 18/09/2010 serie nr. 219 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabili"

D.Lgs 3/4/2006 n. 152 s.m.i. " Testo Unico Ambientale"

D.Lgs. 16/06/2017 n. 104 (Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114), istituzione all'art. 16 il Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale, finalizzato al rilascio di tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, concerti, nulla osta ed assensi comunque denominati, necessari alla realizzazione ed esercizio del progetto proposto.

Dlgs 22/01/2004 n. 42 "Codice dei beni Culturali e del Paesaggio"

Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i "Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale "

D.P.C.M. n. 377 del 10 agosto 1988 e s.m.i. “Regolamentazione delle pronunce di compatibilità ambientale di cui all'articolo 6 della legge 8 luglio 1986, n. 349, recante istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale “

D.P.C.M. 27 dicembre 1988 “Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6, L. 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del D.P.C.M. 10 agosto 1988, n. 377 “

D.P.C.M. del 03.09.99 “Atto di indirizzo e coordinamento che modifica ed integra il precedente atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22.02.94, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale” e dal **D.P.C.M. 01.09.2000**.

Normativa Fotovoltaico

CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici

CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici

CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata

CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo

CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria

CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici

CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica

CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV

Norma CEI 0-14 “Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione

del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”

Norma CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”

Norma CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”

Norma CEI 11-46 "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa"

Norma CEI 11-47 "Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa"

Norma CEI 11-61 "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche"

Norma CEI 11-62 "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria"

Norma CEI 11-63 "Cabine Primarie"

Norma CEI 64-8 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua"

Norma CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto"

Norma CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati"

Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"

D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"

Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche"

D.M. 12 Settembre 1959 "Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro"

Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);

Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);

"Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" (D.M. n. 449 del 21/03/1988);

"Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne" (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);

Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);

“Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)” (D.P.C.M del 8/07/2003);

“Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l’accumulo e l’utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8” (D.M. 24.11.1984 e s.m.i.);

D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza) : misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

D.M. 37/2008 : Sicurezza degli impianti elettrici all’interno degli edifici.

Capaccio Paestum, Li 23 novembre 2021

**IL TECNICO
Ing. Marsicano Giovanni**



A circular professional stamp from the "ORDINE DEGLI INGEGNERI DELLA PROVINCIA DI SALERNO" is shown. The stamp contains the text "Dat. Ing. Marsicano Giovanni ALBO N. 5124". A blue ink signature is written across the stamp.