



Edison Rinnovabili Spa
Foro Buonaparte, 31 - 20121 Milano

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA COMPLESSIVA DI 53,48 MWp E
RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N. DA REALIZZARE
NEL COMUNE DI GRAVINA (BA)**

*Studio di impatto ambientale
Quadro di riferimento progettuale*

ELABORATO
AM_01
PRG

PROPONENTE:



EDISON RINNOVABILI S.P.A.
Sede legale: Milano (MI),
Foro Buonaparte n. 31 - CAP 20121
P.IVA 12921540154
rinnovabili@pec.edison.it

COORDINATORE DEL PROGETTO:

ecomec s.r.l.
p.iva/c.f. 07539280722
via f. filzi n. 25
70024 gravina in p.(ba)
mail: ecomecsr@gmail.com

PROGETTISTI:



Via Caduti di Nassirya 55
70124- Bari (BA)
pec: atechsr@legalmail.it

DIRETTORE TECNICO
Dott. Ing. Orazio TRICARICO

Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA

Consulenti:

Dott. Agr. Mario STOMACI

Dott. ssa Paola Iannuzziello

Dott. Geol. Michele VALERIO

Dott. Biol. Lorenzo GAUDIANO



EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	DIC 2023	M.C.	A.A.	O.T.	Progetto definitivo

Consulenza: **Atech Srl**

Proponente: **Edison Rinnovabili S.P.A.**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza massima installata pari a 53,48 MWp e potenza di immissione pari a 59,99 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in "Contrada Pezze di Panni" nel Comune di Gravina in Puglia (BA)

Progetto	<i>Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza massima installata pari a 53,48 MWp e potenza di immissione pari a 59,99 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in "Contrada Pezze di Panni" nel Comune di Gravina in Puglia (BA)</i>				
Regione	<i>Puglia</i>				
Comune	<i>Gravina in Puglia (BA)</i>				
Proponente	<i>Edison Rinnovabili S.P.A. con sede legale in Foro Buonaparte, 31 20121- Milano (MI) P. IVA 12921540154</i>				
Redazione SIA	<i>ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via Caduti di Nassiriya 55 70124- Bari (BA)</i>				
Documento	<i>Studio di impatto ambientale- Quadro di riferimento progettuale</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Dicembre 2023</i>				
Redatto	<i>B.B. - M.G.F. – ed altri (vedi sotto)</i>	Verificato	A.A.	Approvato	O.T.
Redatto: Gruppo di lavoro	<i>Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Geol. Anna Castro Dott. Naturalista Maria Grazia Fracalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico</i>				
Verificato:	<i>Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)</i>				
Approvato:	<i>Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)</i>				

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

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

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

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

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



1	PREMESSA	6
2	ITER AUTORIZZATIVO	6
3	PECULIARITA' DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO	8
4	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	13
5	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	18
5.1	OBIETTIVI PERSEGUITI	18
5.1.1	<i>ADESIONE ALLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)</i>	18
5.1.2	<i>PIANO DI SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN) 2021</i>	20
5.2	IL PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA (PNIEC)	24
5.3	CARATTERISTICHE DEL SISTEMA AGRIVOLTAICO AVANZATO	26
5.3.1	<i>PIANO COLTURALE DI PROGETTO</i>	27
5.3.1.1	<i>Organizzazione delle aree di coltivazione</i>	27
5.3.1.2	<i>Dimensioni delle superficie coltivabili</i>	28
5.3.1.3	<i>Descrizione del piano colturale</i>	28
5.3.2	<i>VERIFICA DI COERENZA CON I REQUISITI DELLE LINEE GUIDA IN MATERIA DI IMPIANTI AGRIVOLTAICI</i>	35
5.4	STUDIO DEL POTENZIALE SOLARE	39
5.5	CARBON FOOTPRINT E COSTO ENERGETICO DEL FOTOVOLTAICO	41
5.6	VANTAGGI AMBIENTALI	43
5.7	VANTAGGI SOCIO-ECONOMICI	43
6	CRITERI DI PROGETTAZIONE	45



7	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	46
7.1	GENERATORE FOTOVOLTAICO	47
7.2	CONVERTITORE CC/CA	48
7.3	QUADRO DI STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA	51
7.4	STRUTTURE PORTA-PANNELLI	51
7.5	STAZIONI DI ENERGIA	53
7.5.1	SCOMPARTO DI AT	53
7.5.2	DISPOSITIVO GENERALE	55
7.5.3	PROTEZIONE GENERALE	55
7.5.4	PROTEZIONI RETE MEDIA TENSIONE	55
7.6	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE	55
7.6.1	VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C.	56
7.7	ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA	56
7.7.1	ILLUMINAZIONE GENERALE	56
7.7.2	ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA	57
7.8	F.M. E TERRA DI PROTEZIONE	57
7.8.1	QUADRERIE	57
7.8.2	PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRETTI	57
7.8.3	RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA	58
7.8.4	RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC	59



7.8.5	RETE DI PROTEZIONE DI TERRA	60
7.9	PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO A 36 kV	61
7.9.1	MODALITÀ DI POSA	63
7.10	VIABILITÀ INTERNA	65
7.11	RECINZIONE PERIMETRALE E MITIGAZIONE VISIVA	66
7.12	MANUTENZIONE	66
8	FASE DI CANTIERE	67
9	ANALISI DEGLI INCIDENTI	70
10	FASE DI ESERCIZIO	71
11	FASE DI DISMISSIONE - RICICLO COMPONENTI E RIFIUTI.....	72
11.1	RIMOZIONE DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI	72
11.2	RIMOZIONE DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO	73
11.3	IMPIANTO E APPARECCHIATURE ELETTRICHE	74
11.4	LOCALI PREFABBRICATI, CABINE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI CONSEGNA	74
11.5	RECINZIONE AREA	75
11.6	VIABILITÀ INTERNA	75
11.7	DETTAGLI RIGUARDANTI LO SMALTIMENTO DEI COMPONENTI	75
12	CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI.....	76
13	ANALISI DEI BENEFICI	77
13.1	VANTAGGI AMBIENTALI	77
13.2	VANTAGGI SOCIO-ECONOMICI	78



Consulenza: **Atech Srl**
Proponente: **Edison Rinnovabili S.P.A.**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza massima installata pari a 53,48 MWp e potenza di immissione pari a 59,99 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in "Contrada Pezze di Panni" nel Comune di Gravina in Puglia (BA)

14	ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	78
15	CONCLUSIONI	82



1 PREMESSA

Il presente documento, che costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale**, redatto ai sensi dell'art. 22 del D.Lgs 152/06 e ss.mm.ii. e dell'art. 8 della L.R. n. 11 del 12/06/2001 e ss.mm.ii., ha per oggetto il **progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza massima installata pari a 53,48 MWp e potenza di immissione pari a 59,99 MW, relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in "Contrada Pezze dei Panni" nel Comune di Gravina in Puglia (BA).**

In particolare il progetto si estende su una superficie territoriale di circa 75,22 ettari occupati dall'impianto fotovoltaico integrato ad un progetto di valorizzazione agricola caratterizzato dalla presenza di aree coltivabili tra le strutture di sostegno (interfile) e una fascia arborea perimetrale per la mitigazione visiva dell'impianto.

2 ITER AUTORIZZATIVO

In ragione della potenza nominale caratterizzante le opere di progetto, l'impianto è soggetto al rilascio di Autorizzazione Unica, da parte della Regione Puglia, mentre dal punto di vista delle norme vigenti in materia di tutela di ambiente, paesaggio e patrimonio storico-artistico, l'opera rientra nel campo di applicazione della normativa in materia di VIA e nello specifico l'intervento è soggetto:

- **ai sensi dell'Allegato II Parte II del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., come modificato dalla Legge n. 108 del 2021, punto 2)** essendo un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, l'intervento proposto rientra tra quelli da sottoporre a una **Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale**;
- **ai sensi della L.R. 11/01 e ss.mm.ii.,** e quindi con riferimento alla normativa regionale, l'intervento proposto ricade tra quelli dell'allegato B.2 (Verifiche di assoggettabilità di competenza della provincia) - punto B.2.h) (*impianti industriali non termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda, con potenza complessiva superiore a 1 MW*).

Pertanto, sulla base della norma vigente, l'impianto è soggetto ad una procedura di **Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale.**



Consulenza: **Atech Srl**

Proponente: **Edison Rinnovabili S.P.A.**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza massima installata pari a 53,48 MWp e potenza di immissione pari a 59,99 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in "Contrada Pezze di Panni" nel Comune di Gravina in Puglia (BA)

Il presente Studio di Impatto Ambientale è stato, quindi, predisposto in conformità ai contenuti e criteri riportati nell'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.



3 PECULIARITA' DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ed in particolare dal fotovoltaico, rappresenta una modalità tecnologica tra le più sostenibili e importanti ai fini della realizzazione di un rinnovato equilibrio sostenibile tra sviluppo e benessere della biosfera. In quest'ottica l'agrivoltaico ha caratteristiche innovative:

- a) supporta la produzione agricola;
- b) contribuisce, anche attraverso un ombreggiamento variabile, alla regolazione del clima locale;
- c) adiuva la conservazione e il risparmio delle risorse idriche;
- d) migliora e incrementa la produzione di energia rinnovabile.

L'agrivoltaico e le sue applicazioni, oggi possibili, nascono proprio dall'intenzione di applicare il progresso tecnologico all'ambiente, per salvaguardarne le prerogative, sia riutilizzando suoli agricoli abbandonati migliorandone le caratteristiche, sia producendo l'energia da fonte rinnovabile, tutta l'energia pulita di cui avremo bisogno.

Per questo motivo, al fine di incentivare la *transizione green* l'ENEA prospetta e promuove esplicitamente il modello del "Parco Agrivoltaico", sostenuto e promosso anche da altri attori ambientali come Greenpeace, Italia Solare, Legambiente e WWF.

Il presente progetto si estende su una superficie territoriale di circa 75,22 ettari occupati dall'impianto fotovoltaico integrato con un progetto di valorizzazione agricola caratterizzato dalla presenza di aree coltivabili tra le strutture di sostegno (interfile) e una fascia arborea perimetrale per la mitigazione visiva dell'impianto.



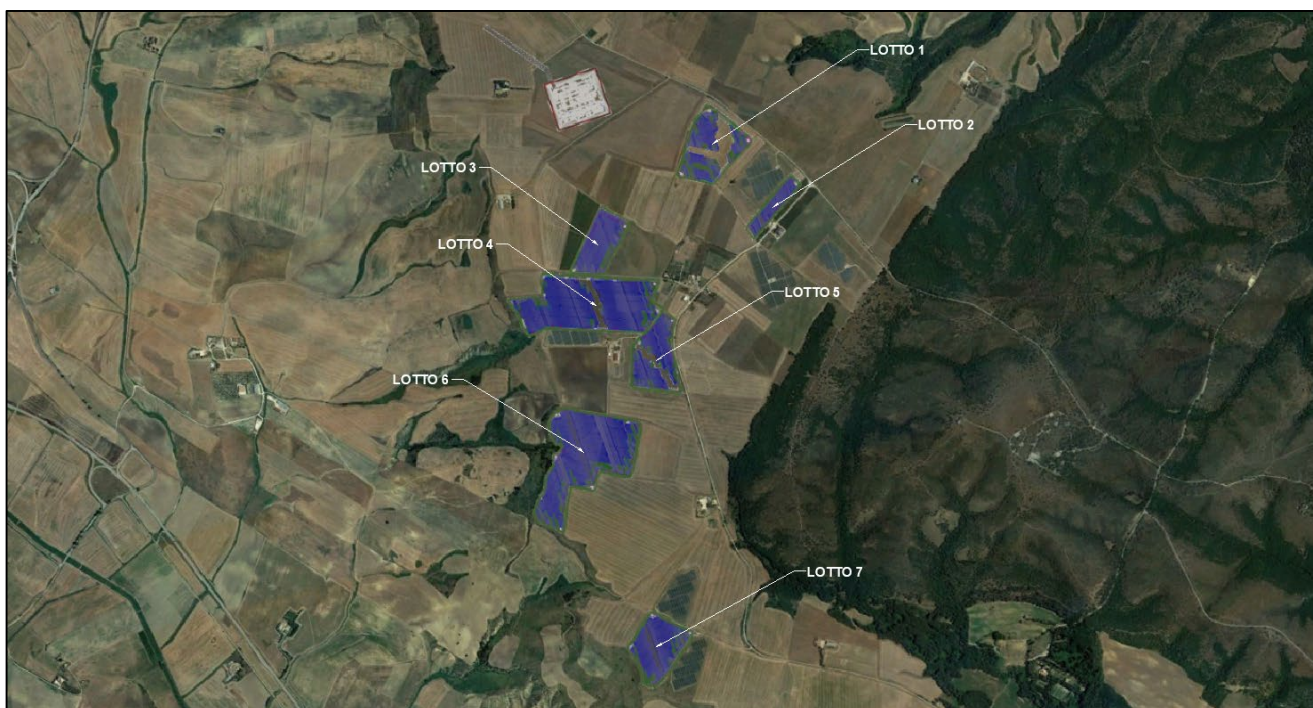


Figura 3-1: Inquadramento dei lotti di impianto

In particolare il progetto prevede l'installazione su 7 lotti di complessivi 53,48 MW di pannelli fotovoltaici. All'interno delle superfici agricole interessate dall'installazione del parco agrivoltaico sono state individuate le seguenti aree:

LOTTO 1

- l'area esterna al perimetro è di circa 6.035 mq interamente coltivata ad oliveto con una densità di circa 666 piante ad ettaro per un totale di 402;
- l'area tra le file dei tracker sviluppa 53.625 mq di area coltivabile;

quindi complessivamente abbiamo 59.660 mq circa di area coltivata.

LOTTO 2

- l'area esterna al perimetro è di circa 4.300 mq interamente coltivata ad oliveto con una densità di circa 666 piante ad ettaro per un totale di 286; 28



- l'area tra le file dei tracker sviluppa 14.705 mq di area coltivabile;

quindi complessivamente abbiamo 19.005 mq circa di area coltivata.

LOTTO 3

- l'area esterna al perimetro è di circa 5.035 mq interamente coltivata ad oliveto con una densità di circa 666 piante ad ettaro per un totale di 335;
- l'area tra le file dei tracker sviluppa 42.341 mq di area coltivabile;

quindi complessivamente abbiamo 47.376 mq circa di area coltivata.

LOTTO 4

- l'area esterna al perimetro è di circa 10.735 mq interamente coltivata ad oliveto con una densità di circa 666 piante ad ettaro per un totale di 715;
- l'area tra le file dei tracker sviluppa 142.945 mq di area coltivabile;

quindi complessivamente abbiamo 153.680 mq circa di area coltivata.

LOTTO 5

- l'area esterna al perimetro è di circa 6.000 mq interamente coltivata ad oliveto con una densità di circa 666 piante ad ettaro per un totale di 400;
- l'area tra le file dei tracker sviluppa 52.994 mq di area coltivabile;

quindi complessivamente abbiamo 58.994 mq circa di area coltivata.

LOTTO 6

- l'area esterna al perimetro è di circa 11.275 mq interamente coltivata ad oliveto con una densità di circa 666 piante ad ettaro per un totale di 751;
- l'area tra le file dei tracker sviluppa 145.591 mq di area coltivabile;



quindi complessivamente abbiamo 156.866 mq circa di area coltivata.

LOTTO 7

- l'area esterna al perimetro è di circa 5.535 mq interamente coltivata ad oliveto con una densità di circa 666 piante ad ettaro per un totale di 369;
- l'area tra le file dei tracker sviluppa 45.775 mq di area coltivabile;

quindi complessivamente abbiamo 51.310 mq circa di area coltivata.

Complessivamente quindi **l'intervento interesserà 49.79 ha circa di area coltivata pari al 73% della superficie totale dell'area disponibile.**

Dopo una attenta analisi del terreno e degli aspetti agronomici richiesti e dopo aver condotto un'accurata analisi di mercato, si è deciso di optare per **la coltivazione di spinacio e rucola nel primo anno.**

Nella fascia perimetrale esterna alla recinzione di 48.915 mq si prevede di impiantare **3258 piante di olivo** favolosa f 17. Le piante verranno messa a dimora in un unico filare, distanziate tra loro di 1,5 mt.

Di seguito si riporta una tabella di sintesi delle aree coltivate e relative coltivazioni.

Lotto di impianto	Superficie del lotto di impianto mq	Superficie coltivata tra i tracker mq	Superficie coltivata perimetrale mq	Zona e tipo di coltivazione		Percentuale di area coltivata sul totale della superficie	ulivi
				Coltivazione Perimetrale	Coltivazione interna tra i tracker		
Lotto _ 1	103.447,00	53.625,00	6.035,00	ULIVO	rucola	58%	402
Lotto _ 2	33.000,00	14.705,00	4.300,00	ULIVO	rucola	58%	286
Lotto _ 3	60.914,00	42.341,00	5.035,00	ULIVO	rucola	78%	335
Lotto _ 4	199.379,00	142.945,00	10.735,00	ULIVO	spinacio	77%	715
Lotto _ 5	79.698,00	52.994,00	6.000,00	ULIVO	spinacio	74%	400
Lotto _ 6	198.947,00	145.591,00	11.275,00	ULIVO	spinacio	79%	751
Lotto _ 7	76.890,00	45.775,00	5.535,00	ULIVO	spinacio	67%	369
TOTALE	752.275,00	497.976,00	48.915,00	ULIVO		73%	3258



L'avvicendamento colturale, ossia la variazione della specie agraria coltivata nello stesso appezzamento, viene riportato nel disciplinare della conduzione biologica di un campo agricolo; la pratica della rotazione colturale permette di evitare che i terreni vadano incontro alla perdita della fertilità, detta anche stanchezza dei terreni: in agricoltura biologica la prima regola per un'adeguata sostenibilità è il mantenimento della biodiversità. La rotazione migliora la fertilità del terreno e garantisce, a parità di condizioni, una maggiore resa. Altra diretta conseguenza della mancata rotazione colturale è il proliferare di agenti parassiti, sia animali che vegetali, che si moltiplicano in modo molto più veloce quando si ripete la stessa coltura. Ulteriore problema della scarsa o assente rotazione colturale è la crescente difficoltà del controllo delle erbe infestanti: queste ultime diventano sempre più specifiche per la coltura e più resistenti.

Per tali motivi è stato studiato un piano colturale che preveda una costante alternanza di colture in base alle loro caratteristiche agronomiche, al consumo dei nutrienti e le famiglie botaniche di appartenenza.

Le colture scelte che si susseguiranno nel **piano colturale** per i primi quattro anni sono:

- *Spinacio (Spinacea oleracca);*
- *Rucola (Eruca sativa);*
- *Fava;*
- *Patata.*

Come dettagliatamente descritto nella Relazione Pedoagronomica alla quale si rimanda per maggiori dettagli, **le attività agricole previste** dalla semina alla raccolta meccanizzata **sono del tutto compatibili con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.**



4 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il sito interessato dalla realizzazione dell'impianto si sviluppa nel territorio del **Comune di Gravina in Puglia (BA)**, ed è raggiungibile attraverso la Strada Statale SP193 che percorre in adiacenza all'area di intervento.

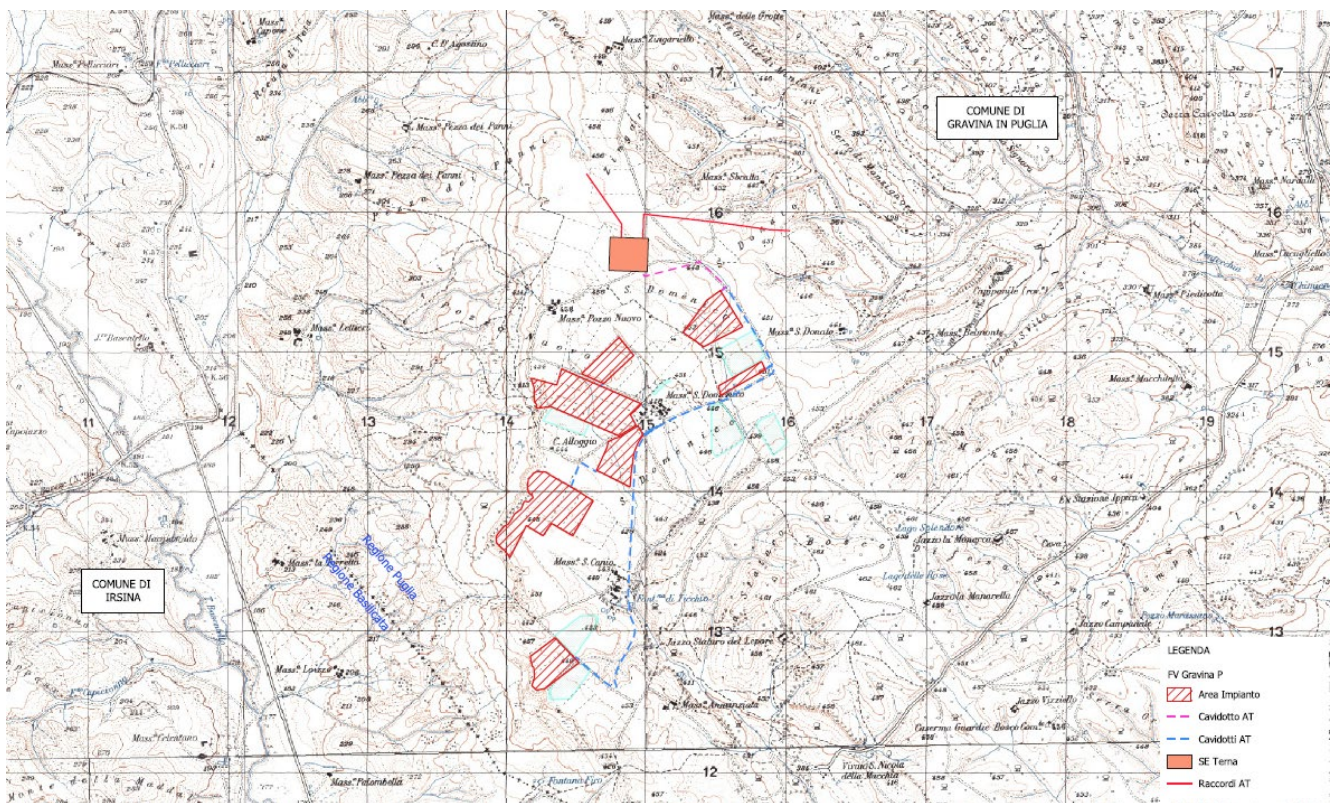


Figura 4-1: TAV ALL 00.1 Inquadramento layout di impianto su base IGM



Figura 4-2: ALL 00.2 Inquadramento delle opere in progetto su ortofoto

La superficie lorda dell'area di intervento è di circa **75,22 ha** destinata complessivamente al **progetto agro-energetico** e sarà costituito da 7 lotti dotati ciascuno di una propria recinzione.

Le superfici interessate dall'intervento sono individuate dai seguenti catastali:

FOGLIO	PARTICELLE	COMUNE
138	4	Gravina in Puglia
138	260	Gravina in Puglia
138	308	Gravina in Puglia
138	182	Gravina in Puglia
138	129	Gravina in Puglia
138	61	Gravina in Puglia
138	74	Gravina in Puglia
138	207	Gravina in Puglia
138	77	Gravina in Puglia
138	44	Gravina in Puglia
138	130	Gravina in Puglia
138	16	Gravina in Puglia
138	252	Gravina in Puglia
138	302	Gravina in Puglia
138	301	Gravina in Puglia
138	298	Gravina in Puglia
138	299	Gravina in Puglia
138	160	Gravina in Puglia
138	159	Gravina in Puglia
138	7	Gravina in Puglia



138	45	Gravina in Puglia
138	43	Gravina in Puglia
138	284	Gravina in Puglia
138	102	Gravina in Puglia
137	148	Gravina in Puglia
138	131	Gravina in Puglia
138	145	Gravina in Puglia
137	9	Gravina in Puglia

L'area in oggetto si trova ad un'altitudine media di m 446 s.l.m. e le coordinate geografiche sono le seguenti:

Lotto 1:

40°46'41.23"N
16°22'3.53"E

Lotto 2:

40°46'28.57"N
16°22'13.44"E

Lotto 3:

40°46'32.00"N
16°21'31.74"E



Lotto 4:

40°46'22.57"N
16°21'25.80"E

Lotto 5:

40°46'9.80"N
16°21'34.87"E

Lotto 6:

40°45'59.05"N
16°21'13.30"E

Lotto 7:

40°45'22.56"N
16°21'12.62"E

Il preventivo di connessione Cod. Pratica 202201365, prevede che l'impianto debba essere collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) a 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Genzano 380 - Matera 380".

Il collegamento alla RTN necessita della realizzazione di una stazione AT di utenza che serve ad elevare la tensione dell'impianto al livello di 36 kV, per il successivo collegamento alla futura stazione di rete, pertanto il progetto prevede la realizzazione della stazione AT di utenza interna all'impianto.



5 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il quadro di riferimento progettuale è stato redatto conformemente a quanto previsto dalla L.R. 11/2001 e s.m.i. e dal D.Lgs. 152/06 s.m.i.

Si descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento nel territorio, inteso come sito e come area vasta interessati.

Sono descritti altresì gli elementi di progetto e le motivazioni assunte dal proponente nella definizione dello stesso, le caratteristiche tecniche alla base delle scelte progettuali, le misure, i provvedimenti e gli interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, che il proponente ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente.

Oltre alla presente parte descrittiva, sono stati redatti gli elaborati grafici di progetto che rappresentano nel dettaglio gli elementi che costituiscono le opere a farsi.

5.1 Obiettivi perseguiti

5.1.1 Adesione alla Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 10 novembre 2017, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

La Strategia Energetica Nazionale 2017 pone un orizzonte di azioni da conseguire al 2030 che, coerentemente con il Piano dell'Unione Europea, si incentra sui seguenti obiettivi:

1. migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;

2. raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21:

a. promuovendo l'ulteriore diffusione delle tecnologie rinnovabili;



b. favorendo interventi di efficienza energetica che permettano di massimizzare i benefici di sostenibilità e contenere i costi di sistema;

c. Accelerando la de-carbonizzazione del sistema energetico;

d. incrementando le risorse pubbliche per ricerca e sviluppo tecnologico nell'ambito delle "energie pulite";

3. continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Il raggiungimento di questi obiettivi presuppone alcune condizioni necessarie e azioni trasversali, come:

- azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;
- stimolazione continua del miglioramento sul lato dell'efficienza e adozione di misure a sostegno della competizione fra tecnologie che rendano economicamente più sostenibile la produzione di energia da fonti rinnovabili;
- perseguire la compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio dando priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti per lo sviluppo del comparto eolico e fotovoltaico;
- monitorare e governare le ripercussioni a livello occupazionale provocate dalla transizione energetica.



5.1.2 Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) 2021

L'obiettivo dell'Italia è quello di contribuire in maniera decisiva alla realizzazione del cambiamento nella politica energetica e ambientale dell'Unione Europea, attraverso l'individuazione di misure condivise che siano in grado di accompagnare anche la transizione ecologica in atto nel mondo produttivo verso il Green Deal.

La transizione ecologica implica per il sistema elettrico l'avvio di una trasformazione con complessità tecniche e di esercizio mai sperimentate.

Il sistema sta già sperimentando:

- una progressiva riduzione della potenza regolante e di inerzia, per la modifica degli assetti di funzionamento del parco di generazione, con sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;
- un aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo non omogeneo delle FER;
- un forte inasprimento delle problematiche di regolazione di tensione (sovratensioni e buchi di tensione) e instabilità di frequenza (oscillazioni e separazioni di rete non controllate), già sperimentate negli ultimi anni.

Il settore elettrico ha un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico nel suo insieme, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle fonti di energia rinnovabile (FER).

Questo si traduce, in particolare, in una forte crescita attesa per il 2030: dagli attuali 115 GW a 145 GW di capacità installata totale fornita quasi esclusivamente da fonti non programmabili, come eolico e fotovoltaico. Il solo fotovoltaico, per esempio, dovrebbe crescere dagli attuali 21 GW a 52 GW nel 2030 (+31 GW) e l'eolico di altri circa 9 GW.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili - a fronte di un boom di installazioni verificatosi tra il 2008 e il 2013 - ha subito negli ultimi anni un forte rallentamento e i tassi di incremento annui della capacità installata sono circa 800 MW/anno.

Si tratta di tassi di incremento estremamente contenuti e insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (almeno 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030), soprattutto alla luce della possibile revisione a rialzo degli obiettivi a valle del recepimento del Green Deal UE (+70 GW).



Per raggiungere gli obiettivi fissati al 2030 è necessario trapiantare un livello di incremento annuo di capacità rinnovabile installata di almeno 4 GW all'anno (o 6 GW alla luce degli obiettivi del Green Deal). Le aste organizzate ai sensi del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del 4 luglio 2019 (DM FER1), hanno evidenziato una riduzione molto significativa dei costi di realizzazione di questi impianti, ma al tempo stesso un livello di offerta molto limitato.

Il perseguimento degli obiettivi della transizione ecologica richiede uno sforzo di pianificazione, autorizzazione e realizzazione di investimenti che non trova precedenti nei decenni più recenti della storia del Paese ed il ricorso agli strumenti che potranno essere messi a disposizione anche dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che, accompagnato da una semplificazione - indispensabile - dei procedimenti autorizzativi e da una corretta pianificazione, è quanto mai opportuno e necessario.

È necessario accelerare gli investimenti nelle reti, già indicati negli ultimi Piani di Sviluppo della RTN, nei Piani di Sicurezza e in linea con quanto previsto nel PNIEC al fine di incrementare la magliatura, rinforzare le dorsali tra Nord e Sud, potenziare i collegamenti nelle Isole e con le Isole, sviluppare la rete nelle aree più deboli, per migliorarne la resilienza, l'integrazione delle rinnovabili e risolvere le problematiche di regolazione di tensione.

Per l'identificazione e la prioritizzazione degli interventi, nell'ottica di un modello sostenibile, Terna ha sviluppato delle linee di azione allineate ai driver di Piano e alla sfida dell'Agenda 2030 dell'ONU, recependo in questo modo fin dalla fase di pianificazione strategica l'obiettivo di un'economia decarbonizzata attraverso una transizione basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture.

Di seguito le principali linee d'azione del Piano di Sviluppo 2021.



PRINCIPALI LINEE DI AZIONE DEL PIANO DI SVILUPPO 2021



Con il Piano di Sviluppo 2021 Terna conferma l'obiettivo di aumentare la sicurezza della rete, migliorarne la gestione e l'equilibrio e introdurre tecnologie capaci di prevedere, prevenire ed evitare disservizi a partire da quelli prodotti da eventi climatici sempre più estremi. Inoltre consentirà all'Italia, vista la sua posizione strategica nel Mediterraneo e nel sistema elettrico europeo, di assumere sempre più il ruolo di hub energetico del Mediterraneo: un ponte verso i Balcani, l'Europa centrale e i Paesi nord-africani che si affacciano sul Mediterraneo, che sarà rafforzato con l'avanzamento dei nuovi progetti di interconnessione, ma anche grazie ai rinforzi di rete interna.



Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza massima installata pari a 53,48 MWp e potenza di immissione pari a 59,99 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in "Contrada Pezze di Panni" nel Comune di Gravina in Puglia (BA)

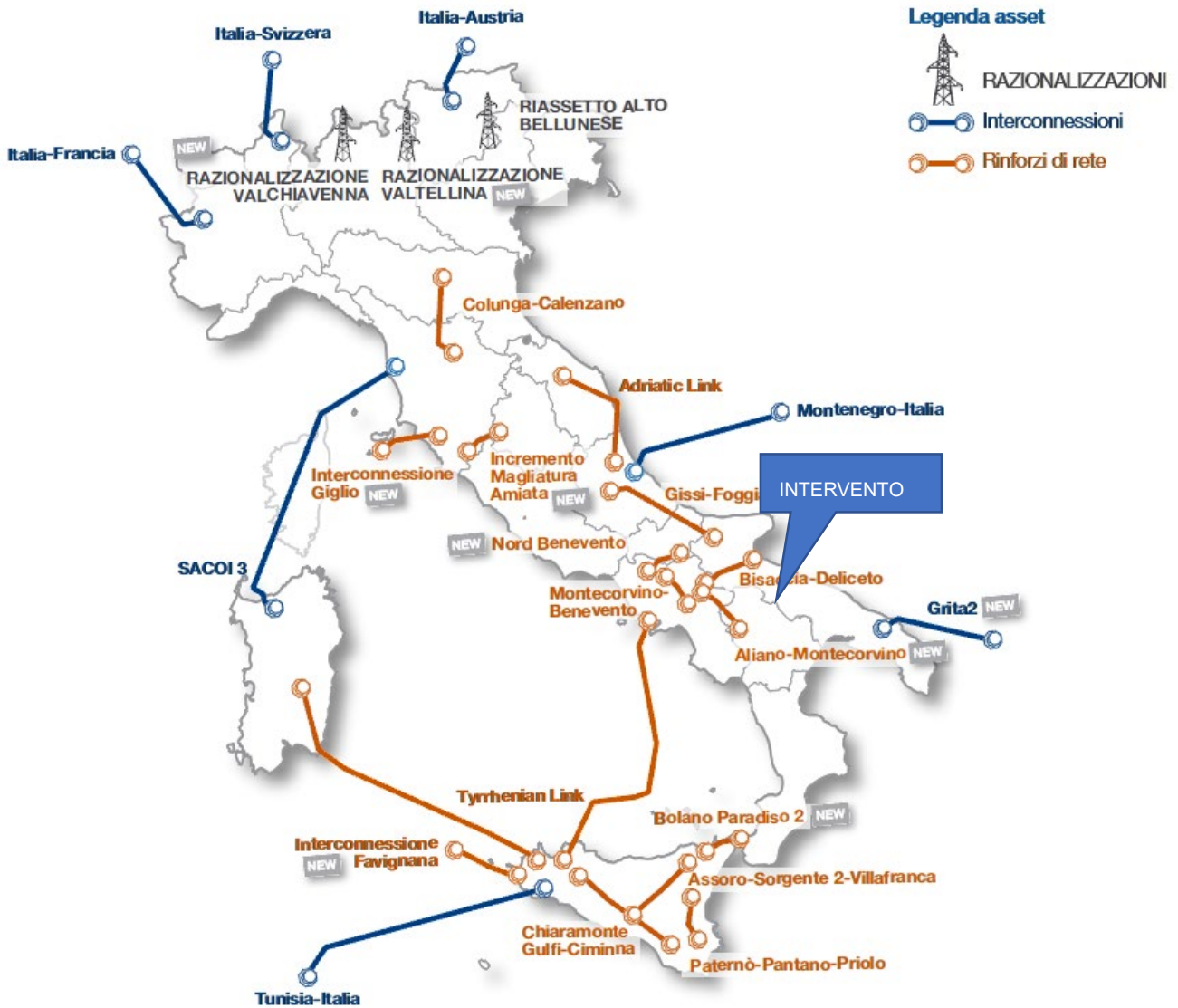


Figura 5-1: Principali interventi previsti dal Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2021

Come si evince dall'immagine sopra riportata l'area di intervento rientra tra quelle a maggiore criticità per la sicurezza della rete a 150 kV, per le quali sono previste azioni di rinforzo della rete e di interconnessioni. Pertanto la realizzazione del nuovo impianto costituirà un'opera funzionale al miglioramento delle attuali criticità della rete.



5.2 Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21/01/2020 il testo aggiornato del **Piano Nazionale Integrato** per l'**Energia** e il **Clima**, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce il Decreto Legge sul Clima nonché quello sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Si tratta di un piano di politica energetica ed ambientale che ha come obiettivi:

1. efficienza e sicurezza energetica;
2. utilizzo di fonti rinnovabili;
3. mercato unico dell'energia e competitività.

L'obiettivo della quota FER è pari al 30% al 2030, vale a dire che in termini di MTep (Tep=tonnellata equivalente di petrolio) consumati, quasi un terzo dovrà arrivare da fonti rinnovabili. Tuttavia, visto anche l'andamento crescente dell'elettrificazione dei consumi, **la percentuale di fonti rinnovabili riferita ai soli consumi elettrici punta ad essere il 55% al 2030, con un'accelerazione prevista a partire dal 2025.**

Si sottolinea che nel suddetto scenario programmatico (visti i costi sempre minori e la competitività raggiunta) è proprio la **fonte solare fotovoltaica** ad essere indicata come quella che deve avere maggiore crescita, passando dai circa 20 GW installati a fine 2017 agli oltre 50 GW previsti al 2030.

Il piano stima, infine, gli investimenti necessari alla realizzazione degli obiettivi, indicando in particolare gli investimenti per fonte rinnovabile. Come si osserva, il PNIEC spinge verso un corposo aumento degli investimenti nel settore fotovoltaico (circa 38 miliardi di Euro, pari a +255% rispetto allo scenario base).

Preme **sottolineare**, vista l'importanza e le dimensioni ambiziose degli obiettivi fissati dal PNIEC soprattutto se riferite alla fonte solare fotovoltaica, che seppure il piano stesso indichi che occorre privilegiare, ove possibile, applicazioni sugli edifici o in zone non idonee alla coltivazione, è assodato da tempo come per il raggiungimento degli obiettivi stessi sia assolutamente indispensabile anche il supporto di ulteriori investimenti in **grandi impianti su suolo agricolo e allo scopo ricordiamo che**



D.lgs. 387/2003 prevede che gli “impianti di produzione di energia elettrica possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici” (art. 12 comma 7).

Le ragioni dell'evidenza sopra esposta poggiano principalmente su due argomentazioni oggettive e **ampiamente verificate** (anche se non sempre opportunamente “divulgate”):

Prima argomentazione: diversi studi, ed in particolare uno presentato dal Politecnico di Milano il 9 maggio 2019 (cfr. “All. 1.2 Studio Politecnico Milano 05-2019”) “*Permitting, recupero delle aree dismesse ed altri strumenti normativi per garantire lo sviluppo delle rinnovabili in Italia*”, **hanno evidenziato che la disponibilità di “aree dismesse” (quali fundamentalmente cave esaurite e aree appartenenti ai SIN) oltre che la loro collocazione geografica, potranno offrire una potenziale installazione valutabile tra i 5 e gli 8 GW, dei 30 GW totali cui ambisce il PNIEC entro il 2030. Per questo motivo anche il Politecnico di Milano ha valutato con certezza l'esigenza di utilizzo anche di suolo agricolo per raggiungere i sopra citati obiettivi europei.**

Seconda argomentazione: valutando che le installazioni fotovoltaiche **su edifici** hanno un trend che sulla base dei dati storici potrà tendere ottimisticamente a **1 GW** di potenza installata ogni anno, si conclude che il suolo agricolo necessario citato al punto precedente debba essere utilizzato per coprire orientativamente una capacità installata che va dai **12 ai 18 GW**, per rispettare gli impegni del PNIEC, e dunque occorreranno circa 20.000-30.000 ettari di suolo agricolo per nuovi impianti fotovoltaici a terra, che rappresentano circa **poco più che il 2% del cosiddetto SANU** (insieme delle Superfici Agricole Non Utilizzate). Considerando che il SANU ha una superficie di circa 1.200.000 ettari si comprende bene come la cosiddetta sottrazione del suolo agricolo, rappresenta nei fatti un falso problema, assolutamente trascurabile.



5.3 Caratteristiche del sistema agrivoltaico avanzato

Il presente progetto si può definire un impianto integrato agri-fotovoltaico in quanto si estende su una superficie territoriale di circa 75 ettari occupati dall'**impianto fotovoltaico connesso ad un progetto di valorizzazione agricola caratterizzato dalla presenza di aree coltivabili perfettamente inserite tra le strutture porta-pannelli.**

Il progetto agrivoltaico intende valorizzare l'intera superficie disponibile utilizzando colture erbacee ed arboree che possano inserirsi perfettamente nel contesto territoriale senza creare elementi di frattura. In particolare, saranno impiantati a rotazione **colture orticole nelle aree interne all'impianto e ulivi nella fascia perimetrale dell'impianto.**

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto integrato di produzione elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica e di produzione agricola, di una potenza complessiva pari a 53,48 MWp.

L'integrazione delle due attività ha quale effetto positivo la minimizzazione degli effetti sul paesaggio della componente fotovoltaica, andando ad agire tanto sulla mitigazione visiva (coltivazione di uliveti intensivi lungo il confine) che rende pressoché invisibile l'impianto all'esterno, anche in considerazione del particolare andamento plano-altimetrico dell'area di inserimento che non offre punti di vista panoramici; così come l'uso agricolo dell'intera area, che minimizza l'incidenza sull'ambiente animale (aviofauna, piccoli rettili, microfauna del suolo).

Il piano colturale prevede la coltivazione di:

- Un'area esterna al perimetro del parco, destinata alla coltivazione di filari di uliveto varietà F17 favolosa";
- un blocco di coltivazione interna al parco per la coltivazione tra le file dei tracker.

La coltivazione nella zona perimetrale presenta una caratteristica fondamentale, che è quella di riuscire a mitigare l'impatto visivo: l'olivo con un portamento a globo e con un importante apparato vegetativo.

All'interno del blocco verranno coltivate diverse colture, accomunate da molteplici fattori agronomici:



- basso fabbisogno di radiazioni solari;
- bassa esigenza di risorsa idrica;
- impiego della manodopera ridotto a due interventi per ciclo colturale (semina e raccolta);
- operazioni colturali interamente meccanizzate;
- portamento vegetativo inferiore a 50 cm;
- bassissimo rischio di incendio;
- buone performance produttive con protocolli biologici.

Gli obiettivi del Piano colturale proposto sono:

- valutare le possibili coltivazioni che possono al meglio essere allocate sulla base della natura del terreno, delle condizioni bioclimatiche che si vengono a determinare all'interno del parco fotovoltaico, delle previsioni del mercato della trasformazione agroalimentare, officinale e della distribuzione, nonché della meccanizzazione delle varie fasi della conduzione;
- organizzare gli spazi di coltivazione in maniera tale da essere compatibili con le attività di gestione dell'impianto fotovoltaico;
- perseguire le nuove frontiere della "agricoltura di precisione" attraverso l'uso sistemico di tecnologie innovative nella coltivazione e attività attinenti che favoriscono la tracciabilità, di raccolta di dati impiegati al servizio della filiera, fabbisogno idrico.

5.3.1 Piano colturale di progetto

5.3.1.1 Organizzazione delle aree di coltivazione

Le aree di coltivazione sono state individuate in base al layout del parco fotovoltaico e sono state reperite le seguenti zone:

- Un'area esterna al perimetro del parco, dal confine di proprietà alla recinzione;
- Un blocco di coltivazione interna al parco per la coltivazione tra le file dei tracker.



5.3.1.2 Dimensioni delle superficie coltivabili

- l'area esterna al perimetro è di circa 48.915,00 mq interamente coltivata ad oliveto con un sesto di impianto di 5 m tra le file e 3 m sulla fila per un totale di 3258;
 - l'area tra le file dei tracker sviluppa 334.515,00 mq di area coltivabile;
- quindi complessivamente abbiamo 497.976,00 mq circa di area coltivata.

Lotto di impianto	Superficie del lotto di impianto mq	Superficie coltivata tra i tracker mq	Superficie coltivata perimetrale mq	Zona e tipo di coltivazione		Percentuale di area coltivata sul totale della superficie	ulivi
				Coltivazione Perimetrale	Coltivazione interna tra i tracker		
Lotto_1	103.447,00	53.625,00	6.035,00	ULIVO	rucola	58%	402
Lotto_2	33.000,00	14.705,00	4.300,00	ULIVO	rucola	58%	286
Lotto_3	60.914,00	42.341,00	5.035,00	ULIVO	rucola	78%	335
Lotto_4	199.379,00	142.945,00	10.735,00	ULIVO	spinacio	77%	715
Lotto_5	79.698,00	52.994,00	6.000,00	ULIVO	spinacio	74%	400
Lotto_6	198.947,00	145.591,00	11.275,00	ULIVO	spinacio	79%	751
Lotto_7	76.890,00	45.775,00	5.535,00	ULIVO	spinacio	67%	369
TOTALE	752.275,00	497.976,00	48.915,00	ULIVO		73%	3258

5.3.1.3 Descrizione del piano colturale

Il piano colturale è stato elaborato mediante analisi incrociata delle caratteristiche pedoclimatiche del territorio, della struttura del suolo, e del layout dell'impianto fotovoltaico. La scelta delle colture proposte è stata effettuata valutando le peculiarità delle stesse e la capacità di ogni specie di adattarsi alle condizioni ambientali che si possono venire a creare in un'area destinata alla produzione di energia rinnovabile e in particolare con un impianto ad inseguimento solare con asse di rotazione N S.

Il suolo va considerato un sistema dinamico, sede di trasformazioni che, a loro volta, possono modificare le caratteristiche e la qualità dello stesso; le caratteristiche chimiche e fisiche del suolo sono interdipendenti tra loro e determinano, in concorso con altri fattori (clima, interventi dell'uomo, ecc.), quella che viene definita come la fertilità di un terreno, che altro non è che la sua capacità di essere produttivo, non solo in termini quantitativi ma anche (e soprattutto) in termini qualitativi.



Per tali ragioni, è stato indispensabile effettuare un buon campionamento del suolo allo scopo di raccogliere informazioni sulle caratteristiche chimiche e fisiche dello stesso e studiare le colture che meglio si prestano al terreno in oggetto.

È stato utilizzato il metodo di campionamento non sistematico ad X:

- sono stati scelti i punti di prelievo lungo un percorso tracciato sulla superficie, formando delle immaginarie lettere X, e sono stati prelevati diversi campioni elementari (quantità di suolo prelevata in un'unica volta in una unità di campionamento) ad una profondità di circa 40 cm.

Successivamente i diversi campioni elementari ottenuti sono stati mescolati al fine di ottenere i campioni globali omogenei dai quali si sono ricavati i 3 campioni finali, circa 1 kg/cadauno terreno, che sono stati poi analizzati.

Le analisi chimico-fisiche effettuate ci hanno fornito informazioni relative alla tessitura (rapporto tra le varie frazioni granulometriche del terreno quali sabbia, limo e argilla): tale valore determina la permeabilità e la capacità di scambio cationico del suolo, la salinità, la concentrazione di sostanza organica ed elementi nutritivi, l'analisi del complesso di scambio e il rapporto tra i vari macro-elementi.

Dai risultati forniti risulta che il terreno, sito in agro di Gravina in Puglia, è un terreno franco sabbioso argilloso (FSA); è un terreno alcalino/molto alcalino con un pH che oscilla tra dall' 8,4 ad 8,7;

Il terreno non presenta particolari carenze nutritive e lo si può dedurre dalle concentrazioni dei principali macro-elementi (si attestano su valori alti o normali).

Il rapporto carbonio/azoto si attesta su valori leggermente più alti della norma: ciò potrebbe, eventualmente, rallentare i processi di mineralizzazione.

Per tali motivi è possibile affermare che il terreno in questione è un terreno che ben si presta alla coltivazione di diverse colture. Nello specifico, la coltura individuata per la zona perimetrale presenta una caratteristica fondamentale che è quella di riuscire a mitigare l'impatto visivo: l'ulivo è un sempreverde con un portamento a globo e con un importante apparato vegetativo.

All'interno verranno coltivate diverse colture, accomunate da molteplici fattori agronomici:

- basso fabbisogno di radiazioni solari;
- bassa esigenza di risorsa idrica;



- impiego della manodopera ridotto a due interventi per ciclo colturale (semina e raccolta);
- operazioni colturali interamente meccanizzate;
- portamento vegetativo inferiore a 80 cm;
- bassissimo rischio di incendio;
- buone performance produttive con protocolli biologici.

Le colture foraggere e quelle graminacee non sono state prese in considerazione proprio perché non rispondevano ai requisiti sopraelencati.

Dopo una attenta analisi del terreno e degli aspetti agronomici richiesti e dopo aver condotto un'accurata analisi di mercato, si è deciso di optare per la coltivazione di spinacio nel primo anno.

Nel perimetro esterno alla recinzione di 48.915 mq si prevede di impiantare 3.258 piante di olivo favolosa f-17.

Le piante verranno messa a dimora con un sesto di impianto di 5 m tra le file e distanziate 3 m sulla fila.

- Distanza piede pannello a piede pannello 10,00 m
- Interfila 5,21 m.



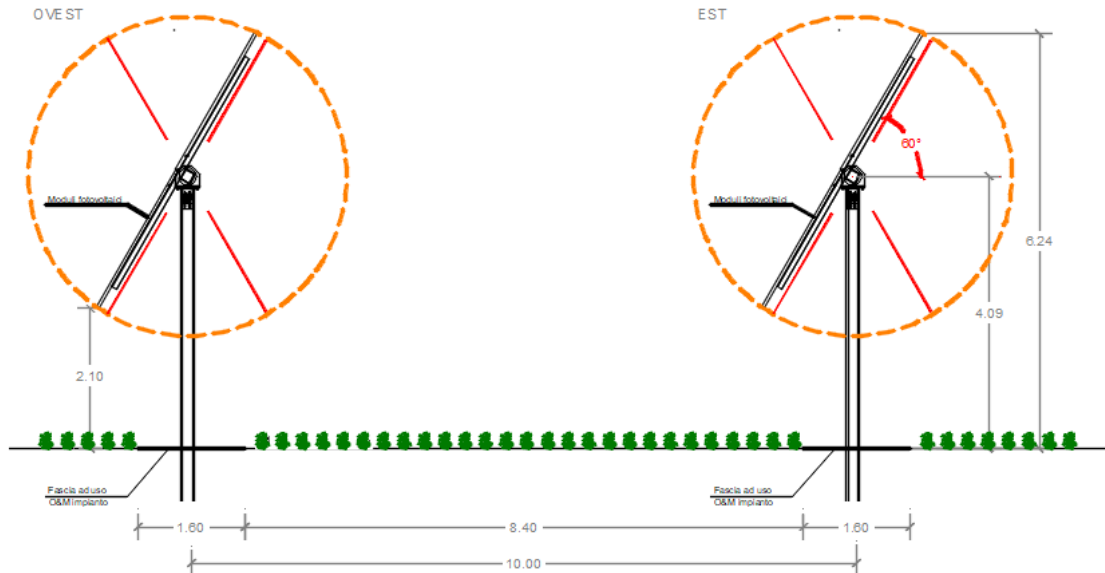


Figura 5-2: Sezione tipo del sistema agri-voltaico

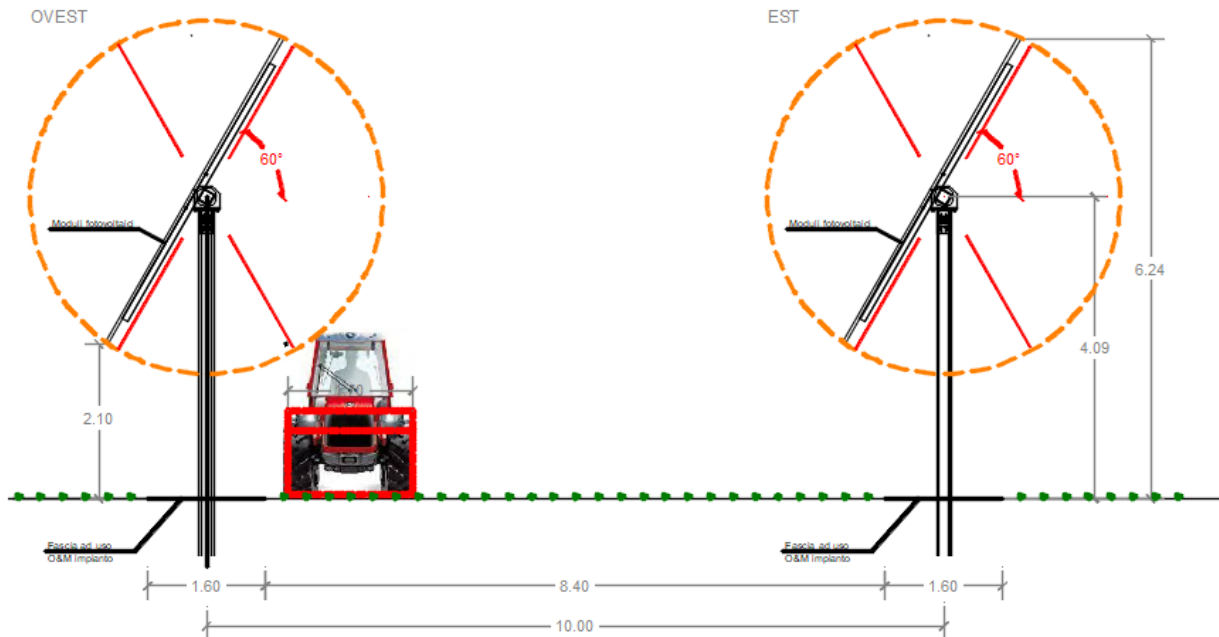


Figura 5-3: Sistema agri-voltaico – Verifica della compatibilità del sistema in fase di semina

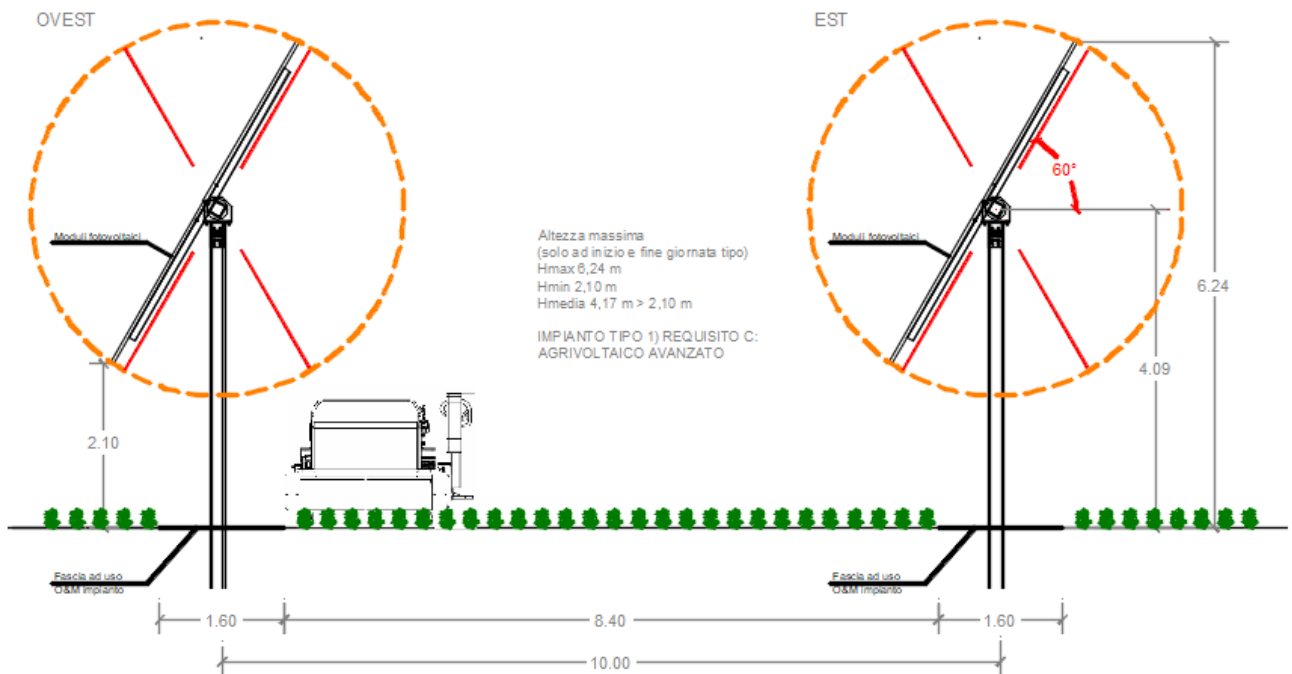


Figura 5-4: Sistema agri-voltaico – Verifica della compatibilità del sistema in fase di raccolta



La superficie totale coltivata risulta essere il 73 % della superficie totale dell'area disponibile.

Nell'area compresa tra una fila di tracker e l'altra si inizierà al primo anno con la coltivazione dello spinacio (*Spinacea oleracea*).

La coltivazione si realizzerà in tutti i filari, la successione colturale sarà condotta utilizzando tutta la superficie utile. Ciò comporta che l'area coltivata annualmente è di mq 497.976 mq circa.

L'avvicendamento colturale previsto, ossia la variazione della specie agraria coltivata nello stesso appezzamento, viene riportato nel disciplinare della conduzione biologica di un campo agricolo; la pratica della rotazione colturale permette di evitare che i terreni vadano incontro alla perdita della fertilità, detta anche stanchezza dei terreni: in agricoltura biologica la prima regola per un'adeguata sostenibilità è il mantenimento della biodiversità.

La rotazione migliora la fertilità del terreno e garantisce, a parità di condizioni, una maggiore resa.

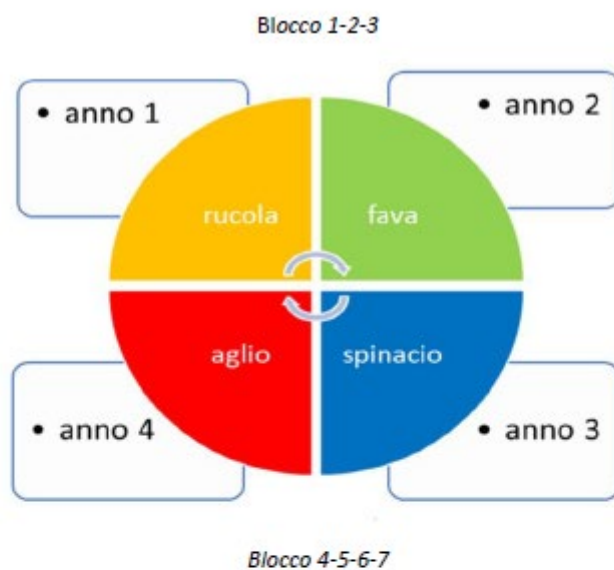
Altra diretta conseguenza della mancata rotazione coltura le è il proliferare di agenti parassiti, sia animali che vegetali, che si moltiplicano in modo molto più veloce quando si ripete la stessa coltura.

Ulteriore problema della scarsa o assente rotazione colturale è la crescente difficoltà del controllo delle erbe infestanti: queste ultime diventano sempre più specifiche per la coltura e più resistenti.

Per tali motivi è stato studiato un piano colturale che preveda una costante alternanza di colture in base alle loro caratteristiche agronomiche, al consumo dei nutrienti e le famiglie botaniche di appartenenza.

Le colture scelte che si susseguiranno nel piano colturale sono:





Per maggiori dettagli si rimanda al documento *AM07_Relazione pedoagronomica*, nella quale si descrivono in dettaglio sia le operazioni colturali previste sia le **attività di monitoraggio agrivoltaico**.

5.3.2 Verifica di coerenza con i requisiti delle Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici

In relazione alla definizione di agrivoltaico, introdotta dalle Linee Guida del Ministero della Transizione Ecologica - Dipartimento per l'energia di seguito si riporta la verifica di conformità:

Criterio A

A.1) Il progetto agricolo si pone come scopo principale quello di dare continuità alla coltivazione agricola effettuata sui terreni di progetto, la superficie coltivata sarà pari al 94,70% e quindi superiore al 70% previsto dalle Linee Guida;

A.2) LAOR pari al 22% e quindi inferiore al 40% poste come limite massimo dalle Linee Guida.

Criterio A				
A.1: Superficie minima per attività agricola $S_{agricola} \geq 0,7 * S_{tot}$				
S_{tot} (ha)	S_{pv} (ha)	S_{agricola} (ha)	0,7*S_{tot} (ha)	S_{agricola} ≥ 0,7*S_{tot} (ha)
73,97	24,28	79,31	51,87	VERO
A.2: Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR) pari al 40% della superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico				
S_{tot} (ha)	S_{pv} (ha)	LAOR (%)	LAOR ≤ 40% (%)	
73,97	24,80	34%		VERO

Criterio B

B.1) continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento con il relativo monitoraggio. L'area d'impianto da anni è condotta a seminativo. Il piano colturale prevede la coltivazione di orticole e di uliveto intensivo quindi indirizzi produttivi di valore economico più elevato. Per l'area interessata dal progetto non si raffigura l'abbandono di produzioni DOP o IGP.



La continuità dell'attività agricola sarà verificata mediante l'attestazione della resa della coltivazione e paragonando la stessa con il valore della produzione agricola media nell'area geografica di riferimento a parità di indirizzo produttivo.

Tipologia di coltivazione	Produzione stimata (q.li) / ha	Produzione media nell'area (q.li)/ ha
Spinacio	100	90
Uliveto (al terzo anno)	130	130

Requisito B1		
	ante operam	post operam
valore della produzione agricola (€/ha)	1.100,00 €	6.313,00 €
Indirizzo produttivo	Seminativo-agricolo	Orticolo-agrivoltaico

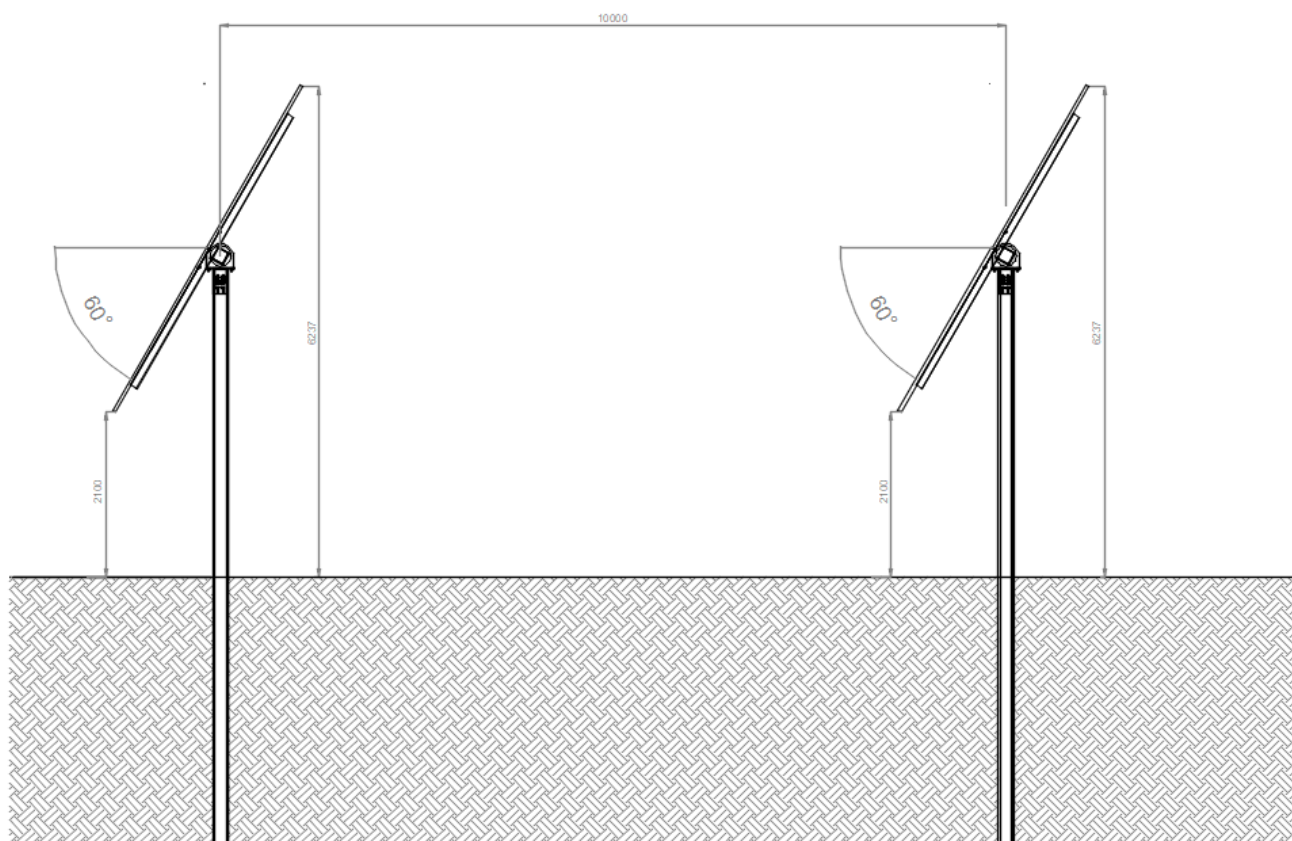
B.2) Come si evince dai dati riportati nella tabella sottostante la producibilità elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico sarà $\geq 60\%$ della producibilità elettrica specifica di un impianto fotovoltaico standard.

Requisito B2			
B.2: Producibilità elettrica minima: produzione elettrica di un impianto agrifv deve essere non inferiore al 60% della producibilità elettrica di un impianto fv standard			
FV_{agri} (GWh/ha/anno)	$FV_{standard}$ (GWh/ha/anno)	$0,6 * FV_{standard}$ (%)	$FV_{agri} \geq 0,6 * FV_{standard}$ (%)
0,97	0,89	0,53	VERO



Criterio C

C) Come si evince dallo stralcio progettuale sotto riportato, l'altezza dei moduli da terra di 2,10 m consentirà la prosecuzione dell'attività colturale anche al di sotto degli stessi moduli fotovoltaici.



Criterio D

D.1) Il fabbisogno irriguo per l'attività agricola sarà soddisfatto per auto-approvvigionamento pertanto l'utilizzo dell'acqua sarà misurato in virtù del numero di cisterne necessarie.

D.2) Monitoraggio della continuità dell'attività agricola, L'impianto agronomico verrà realizzato secondo i moderni modelli di rispetto della sostenibilità ambientale, con l'obiettivo di realizzare un sistema agricolo "integrato" e rispondente al concetto di agricoltura 4.0, attraverso l'impiego di nuove tecnologie a servizio del verde, con piani di monitoraggio costanti e puntuali. Nel corso della vita dell'impianto agro-fotovoltaico verranno monitorati i seguenti elementi:

- esistenza e resa delle coltivazioni



- mantenimento dell'indirizzo produttivo

Tale attività verrà effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con cadenza annuale, ad essa saranno allegati piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).

Criterio E

E.1) Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo

Annualmente saranno eseguite le analisi chimico-fisiche sul terreno che unitamente alla valutazione della produttività forniranno dati utili a monitorare la fertilità del terreno.

I dati saranno riportati ogni tre anni nella relazione asseverata dall'agronomo.

E.2) Monitoraggio del microclima

All'impianto agrivoltaico sarà associato un articolato impianto di monitoraggio tanto dei parametri meteorologici che quelli chimico-fisici a partire dalla fase ante-operam; l'applicazione delle tecnologie dell'agricoltura di precisione prevede il monitoraggio di alcuni parametri agronomici con sonde collegate ad un sistema di gestione capace di offrire ausilio nelle fasi decisionali delle attività di mettere in essere per il miglioramento dei risultati della coltivazione e della riduzione degli impianti.

Si procederà inoltre ad applicare e sperimentare le applicazioni isobus dell'agricoltura di precisione, ed in particolare i sistemi di guida parallela, per rendere più produttiva e più compatibile l'integrazione di queste due attività imprenditoriali.

I risultati monitorati saranno resi pubblici e disponibili ad istituti scientifici ed Enti di controllo oltre ad essere utilizzati per ottimizzare le coltivazioni e le loro metodiche.

In particolare, saranno differenti centraline che consentiranno di monitorare una serie di elementi caratterizzanti quali:

Centraline per il monitoraggio dei dati meteo per la misura di:

- vento;



- umidità;
- piovosità;
- centraline per il monitoraggio dei parametri agronomici quali:
- bagnatura delle foglie;
- radiazione solare;
- sensori di umidità del suolo;
- sensori per la valutazione della vigoria delle piante.

Alla rilevazione dei dati in campo si assocerà il monitoraggio dei dati chimico-fisici con il rilievo in campo ante operam e ogni tre anni in fase di esercizio.

Alla luce di quanto sopraesposto, è possibile affermare che l'impianto in oggetto rispetta i requisiti A, B, C, D ed E previsti dalla CEI PAS 82-93 (*Linee Guida in Materia di Impianti Agrivoltaici*) pertanto l'intervento proposto può definirsi un **impianto agrivoltaico avanzato**.

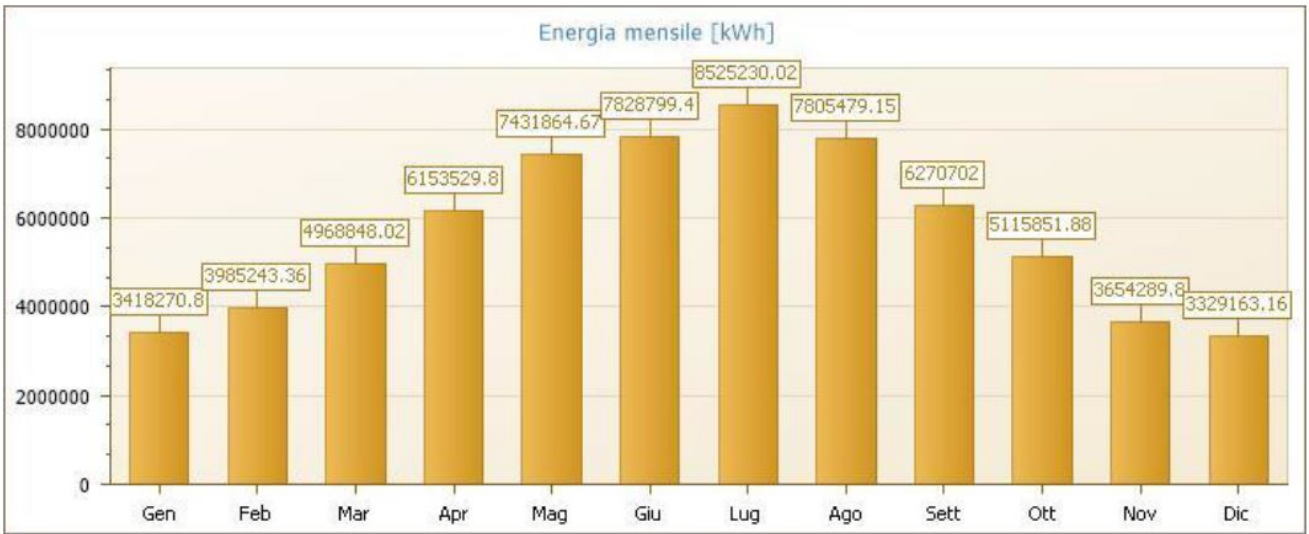
5.4 Studio del potenziale solare

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto agrivoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti.

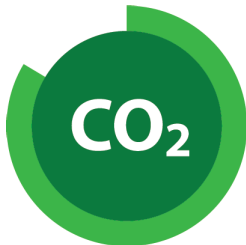
L'impianto ha una potenza totale pari a 40 334.00 kW e una produzione di energia annua pari a **68 487 272.06 kWh**, derivante da 60 200 moduli che occupano una superficie di 186 981.20 m², ed è composto da 7 generatori.

Di seguito si riportano i dati di produzione stimati su base mensile desunti dal suddetto studio.





L'installazione dell'impianto agrivoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità. Considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana (fonte ISPRA) pari a circa 466 grammi di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (tecnologia anno 2016), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:



➤ Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 39.022,84 tonnellate

Di seguito si riportano nel dettaglio le emissioni evitate:

Emissioni evitate in atmosfera di	Emissioni evitate in atmosfera			
	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	462.0	0.540	0.490	0.024
Emissioni evitate in un anno [kg]	31 641 119.69	36 983.13	33 558.76	1 643.69
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	581 529 211.02	679 709.47	616 773.41	30 209.31

5.5 Carbon footprint e costo energetico del fotovoltaico

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

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

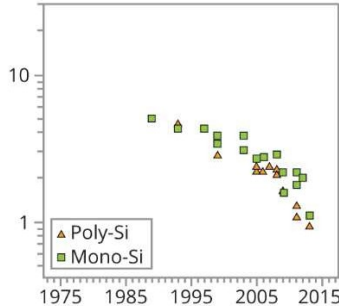
La fabbricazione implica l'utilizzo di risorse energetiche ed un impatto ambientale, così come il trasporto ed il montaggio di un impianto. Va sottolineato che, grazie all'avanzamento tecnologico e con nuovi stabilimenti produttivi di capacità crescente, l'impatto ambientale si è via via ridotto nel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

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

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

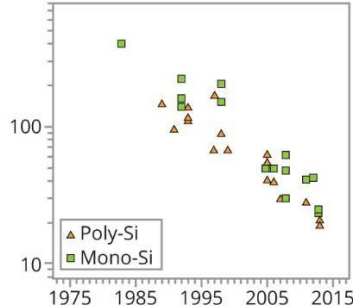


» Energy Pay Back Time (EPBT) in anni.



Fonte: Studio di Louwen ed altri.

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



Fonte: Studio di Louwen ed altri.

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

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

IMPIANTO FOTOVOLTAICO
c.a. 10-20
gCO2/kWh

IMPIANTO A CARBONE
c.a. 1.000
gCO2/kWh

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

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



5.6 Vantaggi ambientali

Gli impianti fotovoltaici riducono la domanda di energia da altre fonti tradizionali contribuendo alla riduzione dell'inquinamento atmosferico (emissioni di anidride carbonica generate altrimenti dalle centrali termoelettriche).

Se la produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso e che è limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo, la fase di produzione dei pannelli fotovoltaici comporta un certo consumo energetico e l'uso di prodotti chimici. Va considerato però che la maggior parte delle aziende produttrici di componenti fotovoltaici è certificata ISO14000, quindi impegnata a recuperare e riciclare tutti i propri effluenti e residui industriali sotto un attento controllo.

Nella fase di dismissione dell'impianto, i materiali di base quali l'alluminio, il silicio o il vetro, possono essere riciclati e riutilizzati sotto altre fonti. Per quanto riguarda il consumo energetico necessario alla produzione di pannelli, quello che viene chiamato energy pay-back time, ovvero il tempo richiesto dall'impianto per produrre altrettanta energia di quanta ne sia necessaria durante le fasi della loro produzione industriale, è sceso drasticamente negli ultimi anni ed è pari attualmente a circa 3 anni. Questo significa che, considerando una vita utile dei pannelli fotovoltaici di circa 30 anni, per i rimanenti 27 anni l'impianto produrrà energia pulita.

5.7 Vantaggi socio-economici

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

I vantaggi principali di questa tecnologia sono:

- il fotovoltaico è un affare sicuro e senza rischi. Gli investimenti e le rese sono chiari e calcolabili a lungo termine;
- la facilità di installazione dei sistemi fotovoltaici e l'interdisciplinarietà delle competenze necessarie alla messa in opera di un impianto rendono questo campo di applicazione un



mercato con interessanti prospettive di sviluppo. Il risultato è quello di ottenere il consolidamento del settore e la creazione di nuovi posti di lavoro;

- la tecnologia solare è molto richiesta e beneficia di un vasto consenso sociale. Nessun'altra tecnologia dispone al momento di una tale popolarità;
- la tecnologia solare ha strutture con dimensioni ridotte che, nel caso specifico, non necessitano di opere di fondazione poiché i pannelli saranno infissi direttamente nel terreno.

Tra i vantaggi legati allo sviluppo del fotovoltaico troviamo senza dubbio grandi ricadute positive in ambito occupazionale attraverso la definizione di una strategia trasversale per innovare il settore industriale e quello edilizio nonché il tessuto delle piccole e medie imprese italiane. Guardando oltre i nostri confini è possibile trovare 240 mila occupati in Germania nelle fonti rinnovabili; la prospettiva italiana è che ci siano almeno 65 mila occupati nell'eolico (secondo le stime dell'Anev al 2020) e magari altrettanti nel solare termico, nel fotovoltaico, nelle biomasse.



6 CRITERI DI PROGETTAZIONE

La progettazione dell'opera oggetto del presente documento è stata sviluppata tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell'ambito territoriale considerato, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

In particolare per quanto riguarda l'ubicazione dell'area di impianto, l'individuazione del sito ha tenuto conto delle esigenze tecniche e dell'opportunità ambientale dell'area vasta.

L'area netta di impianto è stata, quindi, definita escludendo le zone vincolate dal punto di vista paesaggistico-ambientale, ottimizzando gli spazi per le strutture e le opere accessorie, al fine di utilizzare meno spazio possibile con la maggior resa energetica ricavabile.

I tracciati dei cavidotti, infatti, sono stati studiati in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n. 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- i. contenere per quanto possibile la lunghezza dei tracciati per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- ii. minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- iii. recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- iv. evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- v. assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- vi. permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.



7 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- Generatore fotovoltaico;
- Inverter centralizzati;
- Quadro parallelo Inverter;

La centrale fotovoltaica è suddivisa in 7 sottocampi e ciascuno è dotato di una propria rete di Distribuzione che strutturalmente sarà così costituita:

- Cabina di Utente dell'impianto in AT;
- Cabina Sottocampi in AT;
- Cabine di Trasformazione BT/AT per connessione inverter;
- Rete AT in derivazione costituita da cavo 26/45kV tipo RG7H1R direttamente interrato.

L'allaccio sarà in AT con elettrodotto a 36kV in derivazione dalla SE Terna come da specifica tecnica.

L'impianto sarà connesso in AT le cui caratteristiche sono presenti negli specifici elaborati.

La cabina di allaccio AT denominata "Cabina di Utente" è relativa alla parte di impianto AT utente derivata dalla SE.

Dalla cabina Utente saranno poi derivate le cabine inverter e le cabine sottocampo.

I criteri progettuali adottati per l'allaccio e nella scelta delle apparecchiature elettriche sono legati norma CEI 0-16 e al codice di rete.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale della rete di distribuzione e delle caratteristiche delle apparecchiature installate.



Il quadro AT delle cabine di allaccio sarà dotato di protezioni generali per guasto e sovraccarico e di interfaccia secondo CEI 0-16 per consentire il distacco del sottocampo stesso in caso di guasto senza disconnettere l'intera centrale fotovoltaica mentre i quadri di ogni singola cabina AT/BT avranno protezioni generali per guasto e sovraccarico.

Ogni sottocampo avrà un trafo AT/BT servizi da 100kVA per i servizi di centrale e si installeranno UPS con autonomia non inferiore ad 1h per l'alimentazione dei relé e dei sistemi di protezione e controllo in generale.

L'impianto agrivoltaico sarà costituito da 79828 moduli da 670Wp e si prevede di utilizzare 16 inverter di campo di cui 3 da 2660 kVA, 7 da 3060 kVA e 6 da 4000 kVA suddivisi sui 7 sottoimpianti come indicato nelle tavole grafiche di progetto.

7.1 Generatore fotovoltaico

Il Generatore Fotovoltaico è costituito da 79898 moduli da 670Wp moduli FV.

Modello dei Moduli: RSM132-8-670M 670W della TITAN

Caratteristiche:

Potenza unitario modulo: 670 Wp

Silicio monocristallino;

Tensione a circuito aperto: 46,10 V

Corrente di corto circuito (Isc): 18,62 A

Tensione alla massima potenza (Vm): 38,20 V

Corrente alla massima potenza (Im): 17,55 A

Dimensioni del modulo: 2384 mm x 1303 mm x 35 mm



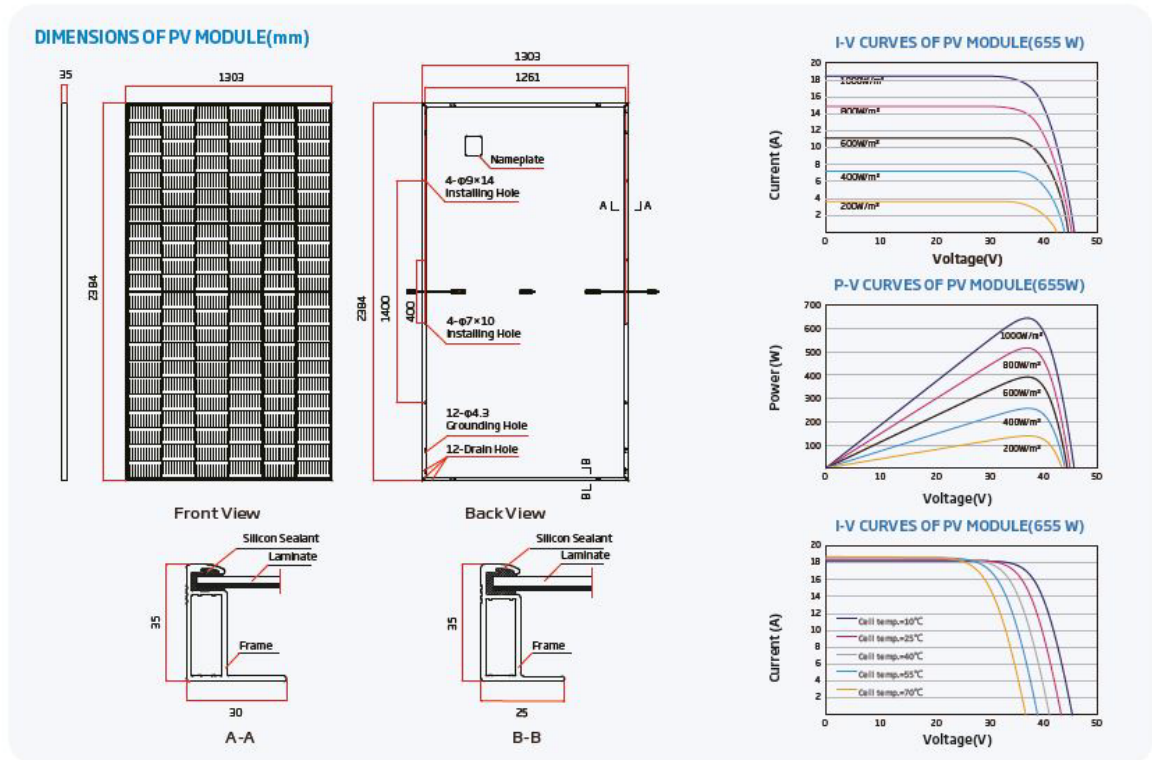


Figura 7-1: Scheda tecnica moduli

7.2 Convertitore CC/CA

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e 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.

L'impianto utilizza n°3 inverter da 2660kVA dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Marca: SMA
- Modello: Sunny Central 2660 UP
- Tipo fase Trifase

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

- VMppt min [V]: 880.00



- VMppt max [V]: 1'325.00
- I_{max} [A]: 3200.00
- V_{max} [V]: 1'500.00
- potenza MAX [W] : 2'660'000
- Numero MPPT: 1

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

- Potenza nominale [W]: 2'660'000
- Tensione nominale [V]: 600
- Rendimento max [%]: 98.60
- Distorsione corrente [%]: 3
- Frequenza [Hz]: 50
- Rendimento europeo [%] 98.30

CARATTERISTICHE MECCANICHE

- Dimensioni LxPxH [mm]: 2815x2318x1588
- Peso [kg]: 3'400.00

L'impianto utilizza n°7 inverter da 3060kVA dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Marca: SMA
- Modello: Sunny Central 3060 UP
- Tipo fase Trifase

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

- VMppt min [V]: 976.00
- VMppt max [V]: 1'325.00
- I_{max} [A]: 3200.00
- V_{max} [V]: 1'500.00
- potenza MAX [W] : 3'060'000
- Numero MPPT: 1



PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

- Potenza nominale [W]: 3'060'000
- Tensione nominale [V]: 690
- Rendimento max [%]: 98.60
- Distorsione corrente [%]: 3
- Frequenza [Hz]: 50
- Rendimento europeo [%] 98.30

CARATTERISTICHE MECCANICHE

- Dimensioni LxPxH [mm]: 2815x2318x1588
- Peso [kg]: 3'400.00

L'impianto utilizza n°6 inverter da 4000kVA dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Marca: SMA
- Modello: Sunny Central 4000 UP
- Tipo fase Trifase

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

- VMppt min [V]: 880.00
- VMppt max [V]: 1'325.00
- I_{max} [A]: 3200.00
- V_{max} [V]: 1'500.00
- potenza MAX [W] : 4'000'000
- Numero MPPT: 1

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

- Potenza nominale [W]: 4'000'000
- Tensione nominale [V]: 600
- Rendimento max [%]: 98.60
- Distorsione corrente [%]: 3
- Frequenza [Hz]: 50



- Rendimento europeo [%] 98.30

CARATTERISTICHE MECCANICHE

- Dimensioni LxPxH [mm]: 2815x2318x1588
- Peso [kg]: 3'700.00

Il sistema sarà dotato inoltre di un sistema per il monitoraggio e controllo di tutto il sistema

7.3 Quadro di stringhe in corrente continua

Il quadro di parallelo stringhe consente di realizzare il parallelo delle stringhe per l'interfaccia con gli inverter. Saranno utilizzati quadri inverter che prevede la protezione di ogni stringa con fusibile e scaricatore di sovratensione.

7.4 Strutture porta-pannelli

La principale caratteristica delle strutture di fissaggio individuate, è la facilità di installazione, tale sistema permette di ridurre al minimo gli scavi di fondazione perché le strutture saranno semplicemente infisse nel terreno con l'ausilio di battipalo.

Il generatore fotovoltaico è installato su una struttura mobile configurato con un sistema ad inseguitore solare monoassiale est-ovest bifacciali.

Mentre i pannelli bifacciali possono catturare fino al 10% in più di luce rispetto ai pannelli monofacciali, i tracker monoasse tipicamente aggiungono il 25% a quel guadagno bifacciale, risultando in un guadagno approssimativamente stimato del 35% dalle due tecnologie combinate, rispetto alle installazioni fisse che utilizzano pannelli monofacciali.

Per ottimizzare la formazione delle stringhe all'interno del campo verranno utilizzati tracker atti ad ospitare 84 moduli fotovoltaici e tracker da 56 moduli fotovoltaici.

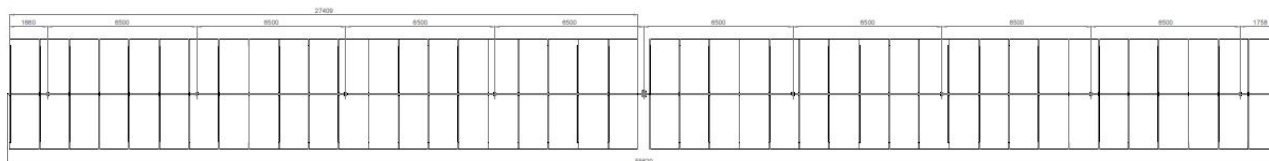


Figura 7-2: Struttura porta pannelli tipo Soltec 2x42

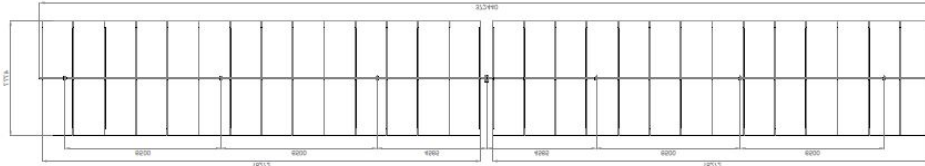


Figura 7-3: Struttura porta pannelli tipo Soltec 2x28

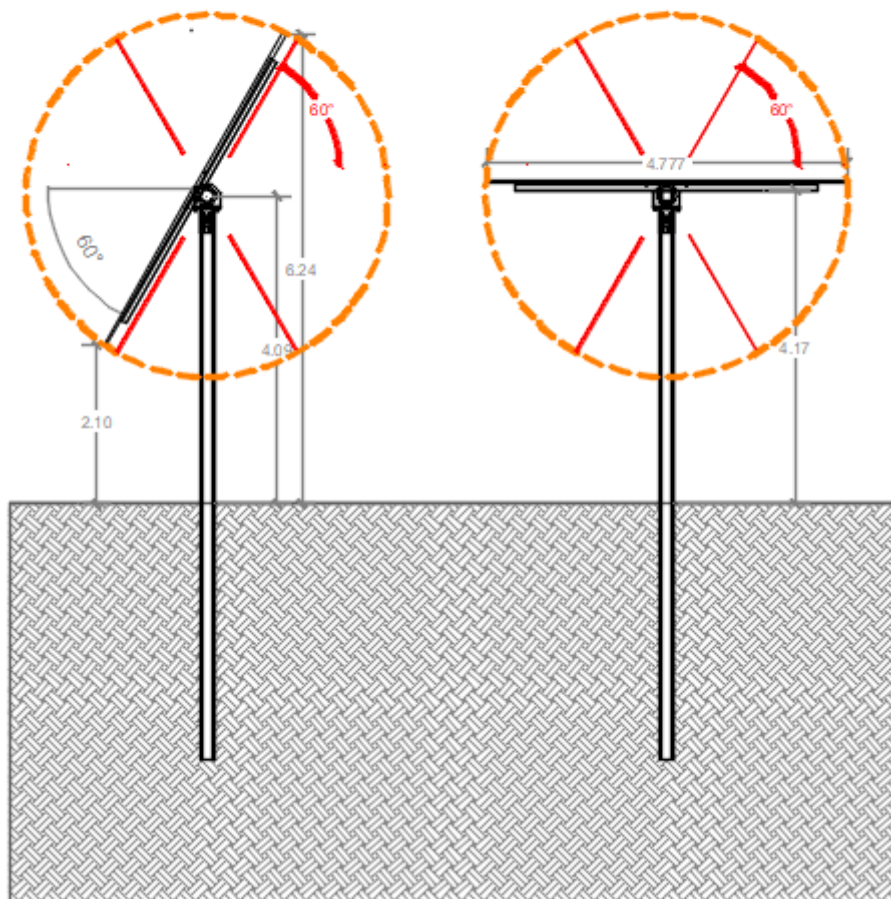


Figura 7-4: Sezione tipo struttura porta pannelli

L'assetto strutturale permette un perfetto equilibrio statico conferendole altissime resistenze alle sollecitazioni dei carichi neve e vento. La struttura è dotata di calcoli statici e di una **garanzia di 10 anni per i componenti strutturali e 5 anni per quelli elettrici**. La struttura è composta da profili in alluminio anodizzato argento e giunti in acciaio trattati con cataforesi e verniciatura a polvere di poliestere, trattamento utilizzato dalle case automobilistiche per proteggere i componenti presenti nella parte inferiore esterna delle auto. **Non necessita pertanto di interventi di manutenzione.**

7.5 STAZIONI DI ENERGIA

L'allaccio sarà in AT con elettrodotto a 36kV in derivazione dalla SE Terna come da specifica tecnica.

L'impianto sarà connesso in AT le cui caratteristiche sono presenti negli specifici elaborati.

La cabina di allaccio AT denominata CU è relativa alla parte di impianto AT utente derivata dalla SE.

Dalla cabina di allaccio saranno poi derivate le cabine di sottocampo e le cabine inverter:

I criteri progettuali adottati per l'allaccio e nella scelta delle apparecchiature elettriche sono legati norma CEI 0-16 e al codice di rete.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale della rete di distribuzione e delle caratteristiche delle apparecchiature installate.

L'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina sarà derivata dal trasformatore servizi e sarà inoltre garantita tramite un gruppo statico di continuità (UPS) con autonomia di almeno due ore della potenza di 1000VA.

7.5.1 Scomparto di AT

Gli scomparti di AT, come indicato negli elaborati grafici, saranno i seguenti:

CABINA ALLACCIO

- scomparto di arrivo cavi dal basso



- scomparto di protezione generale con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51 e 67 e di interfaccia 27-81-59;
- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

CABINE DISTRIBUZIONE

- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

CARATTERISTICHE SCOMPARTI

Le caratteristiche degli scomparti sono le seguenti:

- Tensione nominale fino a: 36 kV
- Tensione esercizio fino a: 40,5 kV
- Numero delle fasi: 3
- Livello nominale di isolamento
 - 1) Tensione di tenuta ad impulso 1.2/50 μ s a secco verso terra e tra le fasi (valore di cresta): 170 kV
 - 2) Tensione di tenuta a frequenza industriale per un minuto a secco verso terra e tra le fasi: 70 kV
- Frequenza nominale: 50/60 Hz



- Durata nominale del corto circuito: 1"

7.5.2 Dispositivo generale

Il dispositivo generale sul lato AT a ridosso dell'impianto sarà costituito da interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare sul lato di allaccio. La funzione del dispositivo d'interfaccia sarà svolta dal dispositivo generale stesso e quindi:

- il dispositivo sarà equipaggiato con doppi circuiti di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui devono agire rispettivamente le protezioni generali e d'interfaccia;
- i TV previsti per l'alimentazione delle protezioni di interfaccia, devono essere posti a monte dell'interruttore generale (fra l'interruttore ed il sezionatore che in questo caso diventa indispensabile) ed inseriti, lato AT, tramite fusibili di calibro opportuno.

7.5.3 Protezione generale

Questa protezione ha il compito di aprire l'interruttore associato in modo tempestivo e selettivo rispetto al dispositivo della rete pubblica, onde evitare che i guasti sull'impianto del Cliente Produttore provochino la disalimentazione di tutta l'utenza sottesa alla stessa linea AT. A tal fine il Cliente Produttore deve installare una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra. Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

7.5.4 Protezioni rete media tensione

Le protezioni di linea saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso, omopolare e omopolare di terra. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA mentre i relè omopolari prenderanno i segnali da TO e TV a triangolo aperto.

7.6 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE



7.6.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione in c.c.

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze. In base alla Norma UNI 10349 la località che meglio identifica quanto sopra esposto è Galatone.

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi Occorrerà verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$.
- $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$
- $V_{oc \max} < V_{inv \max}$

Nelle quali $V_{inv \text{ MPPT } \min}$ e $V_{inv \text{ MPPT } \max}$ rappresentano, rispettivamente i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{inv \max}$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a -130 mV /°C ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e +70°C, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a SCT (25° C).

Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, sono tutte rispettate con piena compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaici e l'inverter prescelto.

7.7 ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA

7.7.1 Illuminazione generale

Gli impianti di illuminazione dei locali tecnici sono stati progettati secondo quanto indicato dalla norma UNI 12464-1 in relazione ai livelli minimi di illuminamento. La tipologia di corpi illuminanti varia a seconda della destinazione d'uso degli ambienti e la scelta è legata alle lavorazioni specifiche che si svolgono in tali ambienti.

Il livello di illuminamento medio garantito ad un metro dal pavimento è:

- vani accessori, locali tecnici: 100 lux;

La scelta dei corpi illuminanti è legata alla destinazione d'uso degli ambienti e precisamente:

- plafoniere con grado di protezione IP65 per i locali tecnici.



7.7.2 Illuminazione di sicurezza

L'impianto di illuminazione di sicurezza è stato studiato in conformità alle norme CEI 64-8 ed al D.M. 1° febbraio 1986, adottando lampade autonome di emergenza.

La tipologia di plafoniere varia a seconda del tipo di ambiente:

- plafoniere da 24W e kit inverter.

7.8 F.M. E TERRA DI PROTEZIONE

7.8.1 Quadriere

L'impianto in questione è classificato dalla Norma C.E.I. 64-8 di tipo TN-S per la parte di impianto a monte dell'inverter mentre la parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT.

L'infrastruttura di rete BT avrà origine dal Quadro Generale UtENZE di Centrale QUC e da tale quadro saranno poi derivate le linee di distribuzione per tutte le utenze di cantiere.

7.8.2 Protezione dal corto circuito dal sovraccarico e dai contatti indiretti

Per quanto riguarda, più in generale, la protezione delle linee elettriche di distribuzione si è operato in modo da coordinare le sezioni dei cavi con la taratura degli interruttori a monte.

La protezione dai sovraccarichi e dai cortocircuiti sarà garantita da interruttori magnetotermici con potere di interruzione come rilevabile dagli elaborati grafici degli schemi dei quadri.

Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti sono le seguenti:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45I_z$$

dove

- I_b = corrente di impiego del cavo
- I_N = corrente nominale dell'interruttore



- I_z = portata del conduttore
- I_f = corrente di sicuro funzionamento del dispositivo

La protezione dai contatti indiretti sarà effettuata tramite gli stessi dispositivi destinati alla protezione dal cortocircuito quando il sistema è di tipo TN-S.

La relazione che dovrà essere soddisfatta è la seguente:

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

dove

- Z_s = impedenza dell'anello di guasto
- I_a = corrente di intervento della protezione
- U_0 = tensione nominale del sistema tra fase e terra

7.8.3 Rete di distribuzione BT in CA

Il dimensionamento delle linee di alimentazione è stato effettuato assicurando il contenimento della caduta di tensione entro il 4% così come imposto dalla norma C.E.I. 64-8. Per il calcolo della portata effettiva delle condutture si è fatto invece riferimento alle Tabelle C.E.I.-UNEL 35024 per cavi con posa non interrate e 35026 per cavi con posa interrata.

La verifica della caduta di tensione è stata effettuata con la seguente formula indicata nella Norma C.E.I. 64-8:

$$\Delta V = (R I_b \cos \varphi + X I_b \sin \varphi) L$$

dove:

- R = resistenza del cavo per km
- X = reattanza del cavo per km
- I_b = corrente di impiego del cavo
- L = lunghezza della linea interessata

In valore percentuale deve essere:



$$(\Delta V/V) * 100 \leq 4\%$$

La determinazione della portata dei cavi è stata effettuata tenendo conto dei molteplici fattori che influenzano la portata dei cavi per la condizione di posa che si è scelto di adottare.

Per i cavi con posa interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35026:

- K_1 legato alle temperature del terreno diverse da 20°C;
- K_2 legato al numero di circuiti installati sullo stesso piano;
- K_3 legato al numero di strati;
- K_4 legato alla resistività termica del terreno;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

La portata effettiva del cavo è $I_z = I_z' \times K_{tot}$ dove I_z' è la portata teorica del cavo.

Per i cavi con posa non interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35024:

- K_1 legato al tipo di installazione;
- K_2 legato al tipo di posa numero di circuiti adiacenti;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2$$

La portata effettiva del cavo è $I_z = I_z' \times K_{tot}$ dove I_z' è la portata teorica del cavo.

Le linee di distribuzione principale saranno di tipo FG16OR16 0,6/1kV secondo direttiva CPR e viaggeranno entro cavidotti interrati, mentre quelle di distribuzione secondaria nei locali tecnici entro tubazione in PVC a vista e saranno tipo N07V-K a norma CEI 20-22 II.

7.8.4 Rete di distribuzione BT in CC

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.



La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

- $I_b \leq I_N \leq I_Z$ ed $I_f \leq 1,45 I_Z$
- $I_{cn}(\text{interruttore}) \geq I_{cc}(\text{linea})$
- $(I^2t) \leq K^2 S^2$ dove I^2t è l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito in (A^2s).

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_b risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaico in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f possono entrambe essere uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

7.8.5 Rete di protezione di terra

Il sistema di distribuzione adottato è TN-S a monte dell'inverter ed i conduttori di protezione per le utenze indicate in progetto dovranno avere sezione uguale al conduttore di fase, a meno delle riduzioni ammesse dalle norme CEI e comunque chiaramente indicate sugli elaborati di progetto.

I parametri caratteristici presi in considerazione nella progettazione dell'impianto di terra sono:

- valore della corrente di guasto a terra $I_g = 70$ A (valore da confermare in sede di esecuzioni lavori);
- durata del guasto a terra;
- caratteristiche del terreno.

Partendo dalla corrente di guasto a terra e dal tempo di intervento delle protezioni dalla norma C.E.I. 99-3, e precisamente dal grafico di figura 9-1, si deduce che la tensione di contatto limite U_{TP} dovrà essere non superiore a 230V e che quindi l'impianto di terra da realizzare dovrà consentire l'ottenimento di tale valore limite. Quindi considerato che:



$$V = R_T \times I_g \leq 230 \text{ V}$$

L'impianto di terra dovrà avere una tensione limite pari a:

$$R_T \leq 230 / I_g \approx 3,3 \Omega$$

Per tale impianto sarà costituito da picchetti in pozzetti ispezionabili collegati tra loro con una corda di rame interrata del diametro di 35mmq. Per il calcolo della resistenza di terra si è considerato una resistività del terreno di $\rho_e=100 \Omega\text{m}$, così come indica la norma C.E.I. 99-3, e una resistenza di terra per la corda di rame pari a:

$$R_T = (\rho_e / \pi L) + \ln(2L/d)$$

dove

- L = lunghezza della corda
- d = diametro del conduttore

A vantaggio si considera solo il contributo della corda di rame.

Numericamente

$$R_T = 2,7 < 3,3 \Omega$$

I dispersori devono essere interrati ad una profondità non inferiore a 0,5m sotto il livello del terreno, a corda di rame nudo deve essere posizionata ad una profondità di 0,5m e deve distanziare dal corpo di fabbrica non meno di 1m.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

La parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT e quindi tutte le strutture e le parti metalliche saranno collegate alla rete di terra.

7.9 PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO A 36 kV

Il tracciato è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.



L'elettrodotto in oggetto avrà una lunghezza complessiva di circa 0,900 km sul territorio comunale di Gravina in Puglia e sarà realizzato in cavo interrato con tensione nominale di 36 kV.

L'elettrodotto, come indicato dal preventivo di connessione Codice Pratica: 202201365 collegherà la centrale in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) a 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Genzano 380 - Matera 380".

Il calcolo della linea di arrivo dalla SSE è stato effettuato considerando la corrente di impiego I_b e una caduta di tensione di circa 0,5%.

Numericamente:

$$- I_b = 53.484,76 / (1,732 \cdot 36 \cdot 1) = 857,79A$$

Dove

- 36 sono i kV della tensione di esercizio
- 1 è il cosfi pari ad 1
- 53'484.76 è la potenza in kVA producibile a vantaggio di sicurezza

La portata dei cavi RG7H1R 26/45kV con sezione di 185 per posa interrata a trifoglio nelle condizioni peggiorative è di 954A e quindi per l'elettrodotto si è scelta una formazione di 4x(3x1x185) mmq che ha una portata si 1200A.

Il calcolo della caduta di tensione è stato effettuato con la formula

$$1.732 \cdot I_b \cdot L \cdot (R \cdot I_b \cdot \cos\Phi + X \cdot I_b \cdot \sin\Phi)$$

Dove

- I_b è la corrente di fase
- R è la resistenza di linea
- X è la reattanza di linea
- L è la lunghezza della linea (paria a circa 1000m)
- Φ è lo sfasamento tensione/corrente

Numericamente la caduta di tensione è di 0,1% compatibile con il limite imposto.

Per tale linea si considereranno per sicurezza sue terne di alimentazione



I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di circa 1,5 m, con disposizione delle fasi a trifoglio e configurazione degli schermi cross bonded.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata.

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 od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

Per evitare danneggiamenti meccanici sul cavo, durante la posa, si dovrà tenere conto dello sforzo massimo del cavo e del raggio di curvatura minimo (0,9 m).

In caso di presenza di acqua occorrerà prestare particolare attenzione per evitare che possa entrare acqua o umidità alle estremità dei cavi: dovrà essere effettuata la spelatura del cavo per 30cm, la sigillatura mediante coni di fissaggio in corrispondenza dell'inizio dell'isolante e la sigillatura mediante calotte termo-restringenti in caso di interrimento del cavo prima della realizzazione di giunzioni o terminazioni.

7.9.1 Modalità di posa

L'elettrodotto a 36 kV interni all'impianto saranno posati come illustrato nelle seguenti sezioni in funzione del numero di terne da posare.



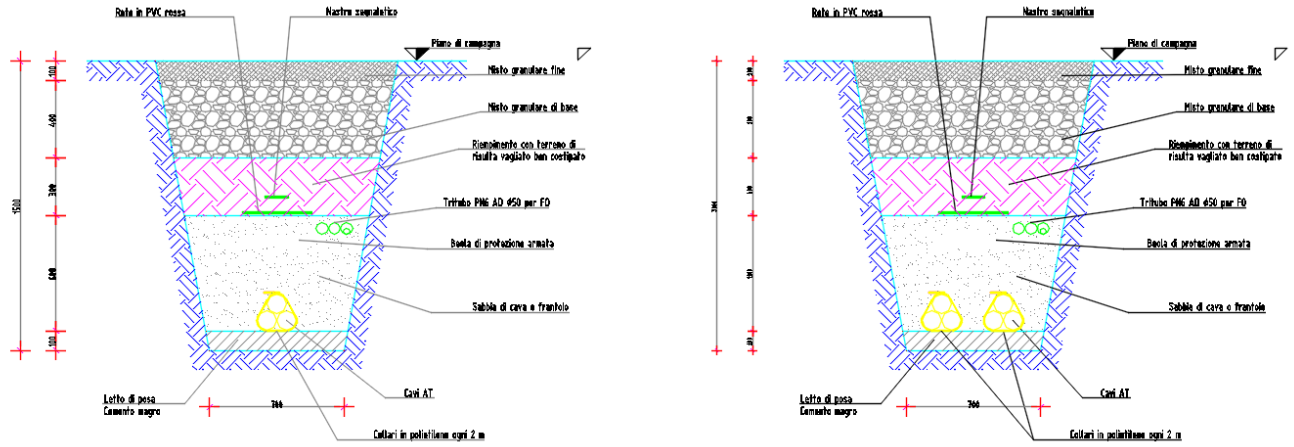


Figura 7-5: Sezione tipica di posa della linea in cavo su strade sterrate (1 e 2 terne)

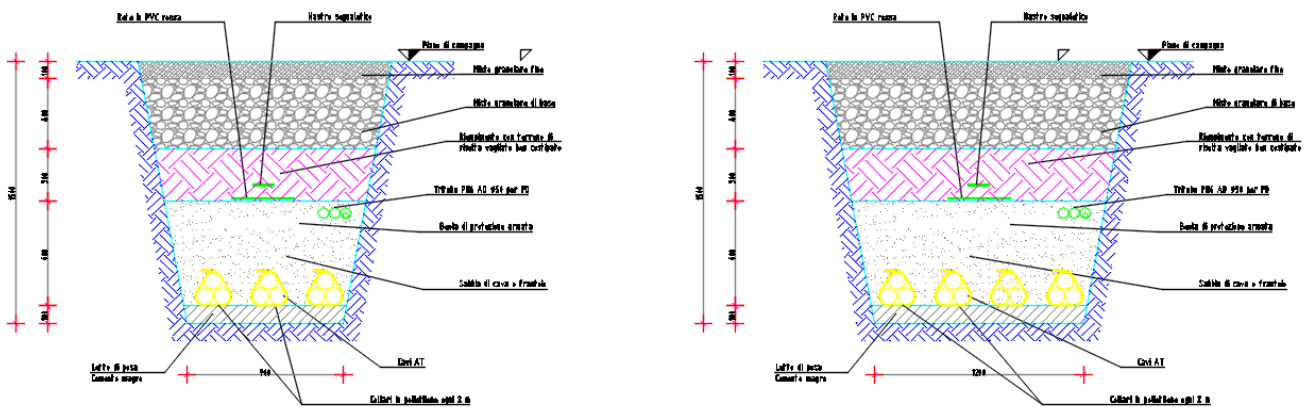


Figura 7-6: Sezione tipica di posa della linea in cavo su strade sterrate (3 e 4 terne)



Per il cavidotto 36 kV esterno la sezione tipica di posa sarà quella riportata nell'immagine sottostante.

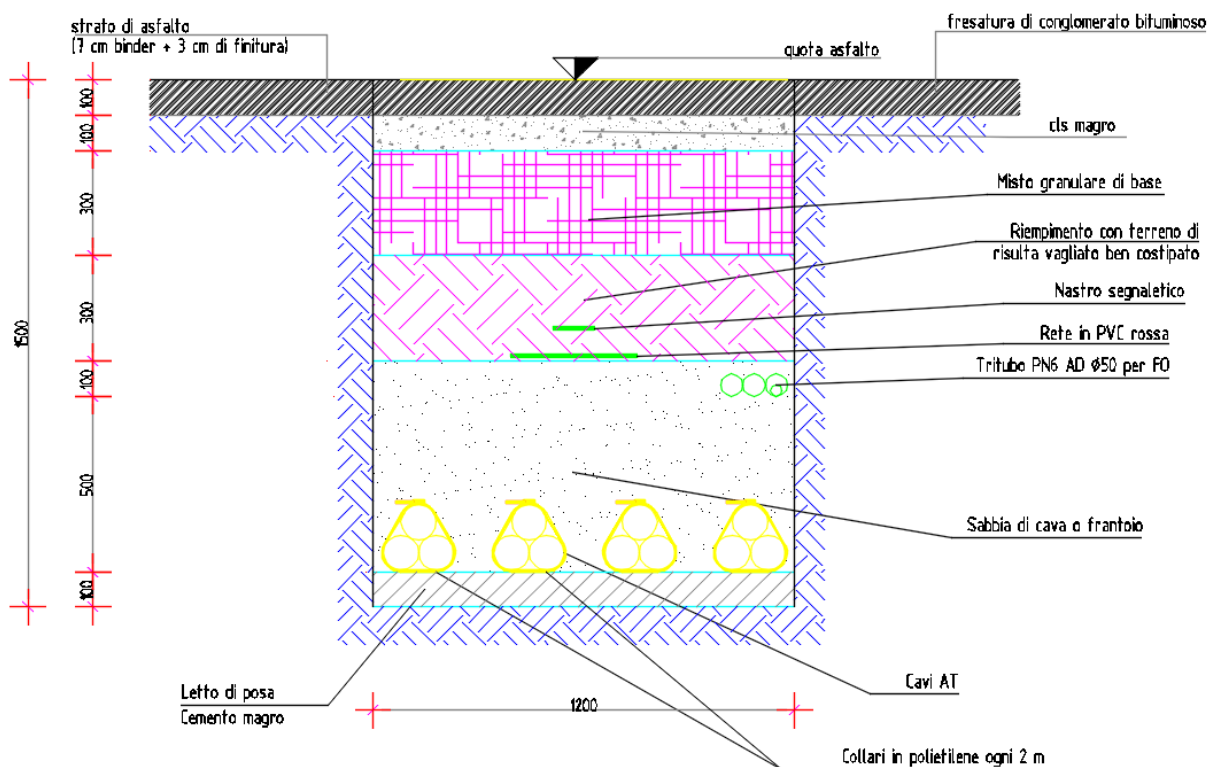


Figura 7-7: Sezione tipica di posa della linea in cavo su strade asfaltate

7.10 Viabilità interna

Per muoversi agevolmente all'interno dell'area ai fini delle manutenzioni e per raggiungere le cabine di campo verranno realizzate le strade interne strettamente necessarie a raggiungere in maniera agevole tutti i punti dell'impianto. La viabilità interna verrà realizzata solo con materiali naturali (pietrisco di cava) che consentono l'infiltrazione e il drenaggio delle acque meteoriche nel sottosuolo, pertanto non sarà ridotta la permeabilità del suolo. Per quanto concerne l'andamento plano-altimetrico dei tratti



costituenti la viabilità interna, si sottolinea che quest'ultima verrà realizzata seguendo, come criterio progettuale, quello di limitare le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante. Questo è possibile realizzarlo in quanto le livellette stradali seguiranno l'andamento naturale del terreno stesso.

7.11 Recinzione perimetrale e mitigazione visiva

Ciascun sottocampo dell'impianto sarà dotato di recinzione in rete metallica galvanizzata e da un cancello carrabile. La rete metallica come recinzione è stata scelta al fine di ridurre gli impatti: la posa in opera della recinzione a maglia rettangolare sarà realizzata mediante l'infissione diretta nel terreno dei pali di sostegno in modo da ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente circostante ed evitare l'utilizzo di calcestruzzo, tranne nel caso in cui la geologia del terreno non permetta l'infissione dei pali.

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

Al fine di attenuare, se non del tutto eliminare, l'impatto visivo prodotto dall'impianto agrivoltaico sono previsti interventi di mitigazione visiva mediante messa a dimora lungo il perimetro dell'impianto di una **schermatura arborea con funzione di mitigazione visiva** dell'impianto e facente parte dell'ambito di coltivazione agricola.

Tale schermatura sarà costituita mediante la messa a dimora di un **filare di ulivo, singolo o doppio**, su tutti i perimetri di impianto.

7.12 Manutenzione

I pannelli fotovoltaici non hanno bisogno di molta manutenzione. Può capitare che le loro superfici si sporchino o si ricoprano di polvere, generalmente basta l'acqua e il vento per ripulirli ma è buona norma eseguire ispezioni periodiche dei moduli per verificare la presenza di danni a vetro, telaio, scatola di giunzione o connessioni elettriche esterne. La manutenzione va effettuata da personale specializzato e competente che effettui i controlli periodici. Benché il vetro dei pannelli fotovoltaici tendenzialmente si dovrebbe sporcare poco, di fatto può succedere che i pannelli si sporchino a causa di polveri presenti nell'aria, inquinamento, terra portata da vento, pioggia, etc. Tutto questo accumulo di sporcizia influisce



negativamente sulle prestazioni dei pannelli solari, diminuendone sensibilmente l'efficacia. Per ovviare a questo problema per tutta la vita utile dell'impianto sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. **Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici.**

8 FASE DI CANTIERE

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

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

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

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

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



Sommariamente, le lavorazioni saranno suddivise in fasi di seguito riportate in ordine cronologico di realizzazione:

- ❖ Allestimento di cantiere
 - Realizzazione della recinzione e degli accessi al cantiere
 - Realizzazione dei tracciamenti
 - Realizzazione di impianto di messa a terra del cantiere
 - Realizzazione di impianto elettrico del cantiere
 - Allestimento di servizi igienico-assistenziali del cantiere
- ❖ Verifica preliminare ordigni bellici
 - Fase preliminare mirata alla verifica della eventuale presenza di ordigni bellici
- ❖ Sistemazione del terreno e viabilità interna
 - Movimenti di materie
 - Scavo a sezione obbligata
 - Rinterro di scavo eseguito a macchina
 - Formazione di fondazione stradale
- ❖ Sistemazione delle strutture di sostegno
 - Movimenti di materie
 - Infissione pali per battitura
 - Montaggio strutture
- ❖ Posa in opera di pannelli fotovoltaici
 - Movimenti di materie
 - Montaggio pannelli su strutture
- ❖ Cavidotti
 - Movimenti di materie
 - Taglio di asfalto di carreggiata stradale
 - Scavo a sezione obbligata
 - Posa di cavidotto



- Pozzetti di ispezione e opere d'arte
- Rinterro di scavo eseguito a macchina
- Formazione di fondazione stradale
- Formazione di manto di usura e collegamento
- ❖ Realizzazione della parte di sottostazione dedicata all'iniziativa in oggetto
 - Movimenti di materie
 - Realizzazione di recinzione
 - Scavo a sezione obbligata
 - Realizzazione di sostegni e cavidotti
- ❖ Realizzazione finiture e mitigazioni/progetto integrato agrivoltaico
 - Movimenti di materie
 - Scavo di sbancamento ed obbligata
 - Recinzioni ed opere accessorie
 - Piantumazione di essenze arboree perimetrali e interne
 - Sistemazione arnie api ed altri interventi accessori
- ❖ Collaudo, entrata in esercizio del nuovo impianto
 - Verifiche impianti ed apparecchiature
 - Collaudo
 - Entrata in esercizio del nuovo impianto FV
 - Smobilizzo del cantiere

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

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



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

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

9 ANALISI DEGLI INCIDENTI

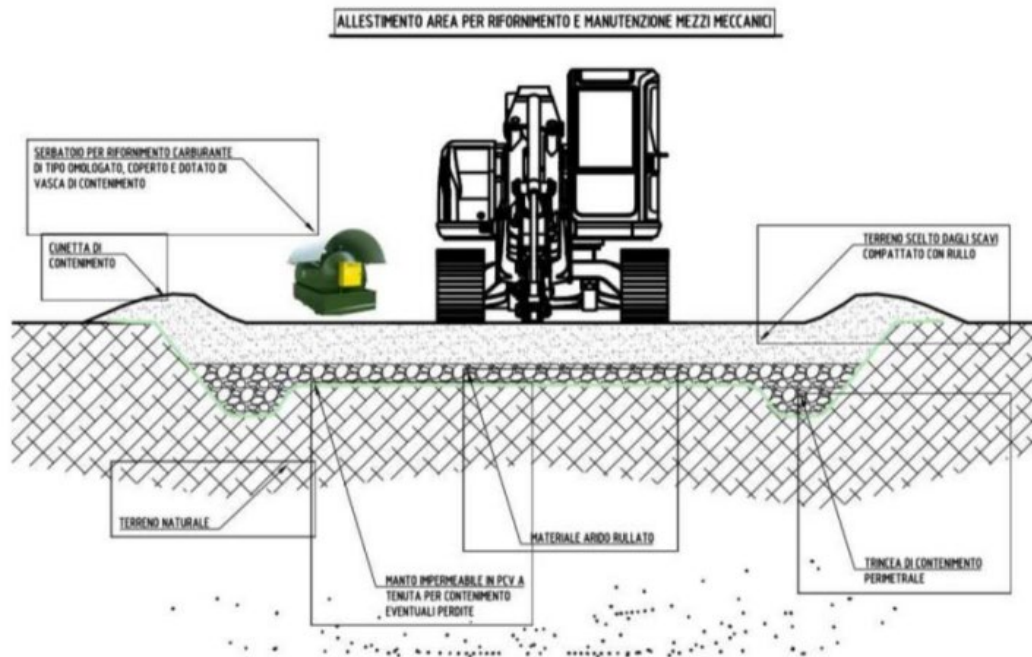
AREA DI CANTIERE ADIBITA ALLA MANUTENZIONE, RIFORMIMENTO E RIPARAZIONE DEI MEZZI

Per l'esecuzione delle operazioni di manutenzione, rifornimento e riparazione dei mezzi di cantiere deve essere individuata una specifica area impermeabilizzata che dovrà essere realizzata utilizzando le seguenti modalità costruttive:

- scotico del terreno superficiale e realizzazione di trincee laterali per il contenimento perimetrale. Il terreno scotico sarà accantonato e riposizionato in loco al termine del cantiere;
- posa di un manto impermeabile in PVC a tenuta, per il contenimento di eventuali sversamenti;
- posa di uno strato di materiale arido rullato;
- posa di terreno scelto dagli scavi compattato con rullo;
- realizzazione di argini a contenimento dell'area.

Nella seguente immagine si riporta una sezione tipologica dell'area impermeabilizzata.





Sezione allestimento area di rifornimento e manutenzione mezzi

Tutte le operazioni di manutenzione, rifornimento e riparazione dei mezzi di cantiere saranno svolte esclusivamente sull'area appositamente realizzata.

Al termine dell'utilizzo delle aree di manutenzione, rifornimento e riparazione mezzi, il telo in PVC e il materiale soprastante dovranno essere rimossi e avviati come rifiuti a smaltimento presso discarica autorizzata. Al tal fine i rifiuti generati dovranno essere classificati ed eventualmente caratterizzati. In prima analisi si ipotizza di dover gestire dei rifiuti identificati dal codice CER 170504 Terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503 (la non pericolosità sarà accertata mediante analisi chimica).

10 FASE DI ESERCIZIO

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



11 FASE DI DISMISSIONE - RICICLO COMPONENTI E RIFIUTI

L'impianto agrivoltaico è costituito da una serie di manufatti necessari all'espletamento di tutte le attività ad esso connesse e di seguito descritti.

Le componenti dell'impianto che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

11.1 Rimozione dei pannelli fotovoltaici

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

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

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



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

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

La tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali, valida per i pannelli a silicio cristallino è una realtà industriale che va consolidandosi sempre più. A titolo di esempio l'Associazione PV CYCLE, che raccoglie il 70% dei produttori europei di moduli fotovoltaici (circa 40 aziende) ha un programma per il recupero dei moduli ed hanno attivato un impianto di riciclo già dal 2017, i produttori First Solar e Solar World hanno già in funzione due impianti per il trattamento dei moduli con recupero del 90% dei materiali ed IBM ha già messo a punto e sperimentato una tecnologia per il recupero del silicio dai moduli difettosi.

11.2 Rimozione delle strutture di sostegno

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

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

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



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

11.3 Impianto e apparecchiature elettriche

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

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

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

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

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

11.4 Locali prefabbricati, cabine di trasformazione e cabina di consegna

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

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

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



11.5 Recinzione area

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

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

11.6 Viabilità interna

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

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

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

11.7 Dettagli riguardanti lo smaltimento dei componenti

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

Materiale	Destinazione finale
Acciaio	Riciclo in appositi impianti
Materiali	Riciclo in appositi impianti
Rame	Riciclo e vendita
Inerti da costruzione	Conferimento ad impianto di recupero
Materiali provenienti dalla demolizione delle strade	Conferimento ad impianto di recupero
Materiali compositi in fibre di vetro	Riciclo



Materiali elettrici e component elettromeccanici	Separazione dei materiali pregiati da quelli meno pregiati. Ciascun materiale verrà riciclato/venduto in funzione delle esigenze del mercato alla data di dismissione del parco eolico
--	--

Per quel che riguarda i costi legati alle operazioni di dismissione si rimanda al computo metrico delle Operazioni di Dismissione.

12 CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

Il tempo di esecuzione dei lavori necessari alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico è stato stimato, in questa fase progettuale, in 365 giorni (pari a sedici mesi), tenuto anche conto del tempo necessario per l'approvvigionamento dei materiali (in particolare delle apparecchiature elettriche e cavidotti), dell'eventuale andamento stagionale sfavorevole, della chiusura dei cantieri per festività, nonché del tempo necessario per gli scavi lungo le vie di traffico (strade provinciali e statale, per la posa in opera del cavidotto interrato).

Nel seguito si riporta il cronoprogramma con la stima dei tempi delle attività.

ATTIVITA'	MESI															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Apertura cantiere	■	■														
Indagini preliminari e verifiche geologiche			■													
Sistemazione del terreno e viabilità interna				■	■	■										
Sistemazione delle strutture di sostegno						■	■	■	■	■	■	■	■			
Posa in opera dei pannelli fotovoltaici						■	■	■	■	■	■	■	■			
Realizzazione sottostazione utente							■	■	■	■	■	■	■	■		
Realizzazione finiture e mitigazioni													■	■	■	
Verifiche e collaudi														■	■	■
Chiusura cantiere																■



Il cronoprogramma dei lavori relativi alle opere di connessione è riportato nella rispettiva documentazione progettuale di riferimento.

13 ANALISI DEI BENEFICI

13.1 Vantaggi ambientali

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

Es. 1000 kWhel x 0,466 Kg = 466 Kg CO₂

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

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



13.2 Vantaggi socio-economici

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

Tra i vantaggi legati allo sviluppo del fotovoltaico troviamo senza dubbio grandi ricadute positive in ambito occupazionale attraverso la definizione di una strategia trasversale per innovare il settore industriale e quello edilizio nonché il tessuto delle piccole e medie imprese italiane. Guardando oltre i nostri confini è possibile trovare 240 mila occupati in Germania nelle fonti rinnovabili; la prospettiva italiana è che ci siano almeno 65 mila occupati nell'eolico (secondo le stime dell'Anev al 2020) e magari altrettanti nel solare termico, nel fotovoltaico, nelle biomasse.

14 ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

L'analisi delle alternative, in generale, ha lo scopo di individuare le possibili soluzioni diverse da quella di progetto e di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

Le alternative di progetto possono essere distinte per:

- alternative strategiche;
- alternative di localizzazione;
- alternative di processo o strutturali;
- alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi;

dove:

- × per **alternative strategiche** si intendono quelle prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la "motivazione del fare", o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- × le **alternative di localizzazione** possono essere definite in base alla conoscenza dell'ambiente, alla individuazione di potenzialità d'uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- × le **alternative di processo o strutturali** passano attraverso l'esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;



- × le **alternative di compensazione o di mitigazione** degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.

Oltre a queste possibilità di diversa valutazione progettuale, esiste anche l'**alternativa "zero"** coincidente con la non realizzazione dell'opera.

Nel caso in esame tutte le possibili alternative sono state ampiamente valutate e vagliate nella fase decisionale antecedente alla progettazione oppure nel corso della stessa; tale processo ha condotto alla soluzione che ha fornito il massimo rendimento con il minore impatto ambientale.

In particolare, le **alternative di localizzazione** sono state affrontate nella fase iniziale di progettazione.

Nell'esame delle varie ipotesi di tracciato, che hanno comportato anche opportuni sopralluoghi in sito per verificarne la fattibilità e, si è tenuto conto delle aree soggette a vincolo ambientale e paesaggistico (aree soggette a tutela ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.) ed alla perimetrazione delle aree protette e delle aree urbanizzate.

Oltre ai fattori di vincolo descritti, nell'analisi delle alternative si è anche tenuto conto di alcune caratteristiche del territorio attraversato, che possono rappresentare fattori di condizionamento, quali l'assetto geo-morfologico dell'area interessata, nonché zone di interesse ambientale e storico culturale.

Le **alternative strutturali** sono state valutate durante la redazione del progetto, la cui individuazione della soluzione finale è scaturita da un processo iterativo finalizzato ad ottenere il massimo della integrazione dell'impianto con il patrimonio morfologico e paesaggistico esistente.

In particolare, la scelta delle strutture di sostegno si è concentrata su soluzioni prive di fondazioni in cemento armato ma semplicemente dotate di pali infissi nel terreno, certamente meno impattanti; per quanto riguarda i pannelli fotovoltaici e le opere accessorie, la scelta è stata frutto di un processo di affinamento che ha condotto alla scelta delle migliori tecnologie disponibili sul mercato, come descritto in precedenza.

Per quanto riguarda invece le **alternative di compensazione e/o di mitigazione**, le cui misure a volte risultano indispensabili ai fini della riduzione delle potenziali interferenze sulle componenti



ambientali a valori accettabili, sono state valutate e descritte nel capitolo dell'analisi degli impatti ambientali.

Le soluzioni adottate consentiranno un perfetto inserimento dell'impianto nel contesto paesaggistico ed ambientale esistente, garantendo la schermatura completa dai punti di vista esterni.

L'opzione zero consiste fundamentalmente nel rinunciare alla realizzazione del Progetto, come si è detto. Innanzitutto si sottolinea che l'alternativa zero non si valuta nell'ottica della non realizzazione dell'intervento in maniera asettica, che avrebbe sicuramente un impatto ambientale minore in termini prettamente paesaggistici, ma nell'ottica di produzione di energia per il soddisfacimento di un determinato fabbisogno che, in alternativa, verrebbe prodotto da altre fonti, tra cui quelle fossili.

Ma anche in assenza di crescita del fabbisogno energetico, la necessità di energia da fonte rinnovabile è destinata a crescere.

La non realizzazione dell'impianto agrivoltaico in progetto costituisce rinuncia ad una opportunità di soddisfare una significativa quota di produzione di energia elettrica mediante fonte rinnovabili, in un territorio in cui la risorsa "sole" risulta più che mai sufficiente a rendere produttivo l'impianto.

Quanto detto risulta quanto mai vantaggioso dal momento in cui puntare sull'energia pulita non è più una questione puramente ambientale. I costi di produzione elettrica da fonti rinnovabili hanno raggiunto il punto di svolta e, in metà delle potenze del G20, riescono a tener testa, se non addirittura a esser più convenienti, di fossili e nucleare.

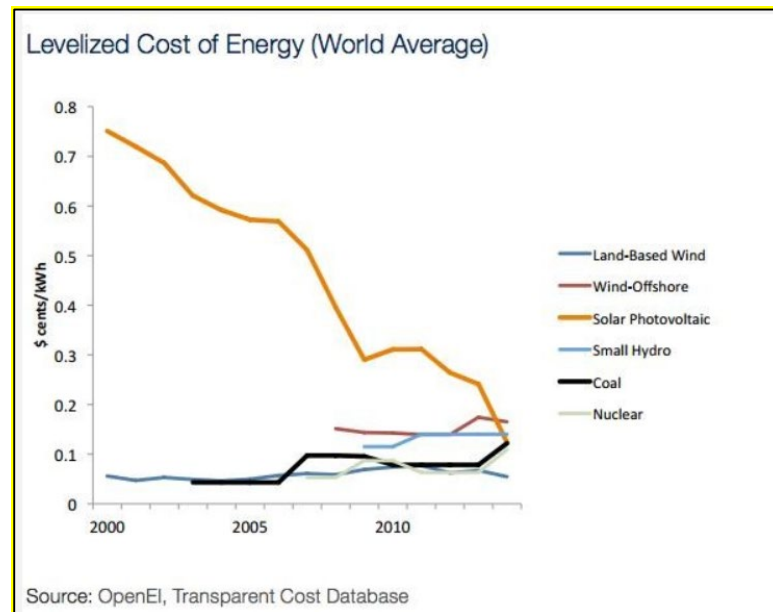
A ribadirlo è oggi un nuovo studio commissionato da Greenpeace alla Lappeenranta University della Finlandia. Il report compara gli attuali costi di produzione elettrica di energie verdi con carbone, gas ed "atomo" allungando le previsioni fino al 2030.

E se l'energia prodotta dalle centrali eoliche è risultata, fin dal 2015, l'opzione più conveniente in vaste parti d'Europa, Sud America, Stati Uniti, Cina e Australia, per il futuro lo studio prevede un vero e proprio boom del fotovoltaico. I dati pubblicati solo poco tempo fa da BNEF (Bloomberg New Energy Finance) mostrano come le tecnologie verdi abbiano tagliato drasticamente i costi. Lo scorso anno, il costo medio dell'elettricità prodotta attraverso il sole è calato a livello globale del 17%.



Il trend di riduzione dell'LCOE (*levelized cost of energy*) è visibile su scala mondiale ed è in netto contrasto con quello delle fonti fossili. Mentre, ad esempio, il costo energetico medio dell'energia dal carbone è stato per oltre un decennio intorno ai cento dollari a MWh, quello del solare si è letteralmente dimezzato nell'arco di cinque anni. E anche se oggi l'LCOE del carbone è molto sotto i 100 dollari sopracitati, se si parla di impianti IGCC (ciclo combinato di gassificazione integrata), ovvero il cosiddetto carbone pulito su cui tanti Paesi stanno facendo pressione, il costo schizza nuovamente oltre numeri a due zeri.

Le stime di IRENA, l'Agenzia internazionale per le energie rinnovabili, suggeriscono che l'LCOE solare scenderà ancora del 59% nel prossimo decennio.



È chiaro quindi, come un impianto fotovoltaico produca notevoli benefici ambientali rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima, che emissioni nocive.

La mancata realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico comporterebbe un mancato beneficio valutabile in termini di:

- ✓ Mancanza di produzione dell'energia verde istantaneamente messa in rete;



- ✓ Svantaggi ambientali, aumento delle emissioni inquinanti con altre fonti di energia, conseguente ripercussione sulla salute per la collettività;
- ✓ Generazione non distribuita sul territorio: aumento delle dispersioni energetiche derivanti dal trasporto delle materie prime e dal trasporto della stessa energia elettrica;
- ✓ Dipendenza energetica dall'estero: il solare riduce le importazioni delle materie prime a fini energetici; dovendo approvvigionare in luogo dell'energia rinnovabile non ritirata una equivalente quantità di energia da fonte convenzionale.

Quindi "l'Alternativa Zero" risulta senza ombra di dubbio notevolmente più impattante rispetto "all'Alternativa di Progetto".

15 CONCLUSIONI

Alla luce delle considerazioni sopra esposte in relazione alla conformità delle opere in progetto agli strumenti programmatici vigenti sul territorio interessato, possono di seguito riassumersi le seguenti valutazioni:

- ☺ La realizzazione dell'impianto non interferisce con il patrimonio storico, archeologico ed architettonico presente nell'area;
- ☺ Inoltre, come illustrato, le scelte progettuali e la realizzazione degli interventi di mitigazione e/o compensazione previsti rendono gli impatti presenti sulla fauna, flora, unità ecosistemiche e paesaggio, di entità pienamente compatibile con l'insieme delle componenti ambientali;
- ☺ L'intervento risulta conforme agli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti ed i principali effetti sono compatibili con le esigenze di tutela igienico-sanitaria e di salvaguardia dell'ambiente.
- ☺ L'intervento è localizzato in un'area agricola, in conformità al D.Lgs. n. 387/2003;



- ☺ L'intervento è localizzato in un'area già ben infrastrutturata dal punto di visto della Rete Elettrica Nazionale che, pertanto, dispone di ampia riserva di potenza disponibile per l'immissione in rete dell'energia prodotta da fonte rinnovabile;
- ☺ Il progetto consiste in un intervento integrato di agricoltura biologica, con diversi tipi di colture.

Pertanto, sulla base delle valutazioni effettuate, si può concludere che l'intervento, nella sua globalità, risulta compatibile con gli strumenti di pianificazione e programmazione ed è coerente con i vincoli territoriali esistenti.

