



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI FOGGIA



COMUNE DI ORTA NOVA



COMUNE DI STORNARA

## AGROVOLTAICO "LA PADULETTA"

Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare e delle relative opere ed infrastrutture connesse, della potenza elettrica di 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC, con contestuale utilizzo del terreno ad attività agricole di qualità e apicoltura, da realizzare nel territorio dei Comuni di Orta Nova (FG) e Stornara (FG), in località "La Paduletta"

### STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Proponente del progetto:

**ILOS**

**INE CERIGNOLA 1 S.R.L.**

A Company of ILOS New Energy Italy

**INE CERIGNOLA 1 S.r.l.**

Piazza di Sant'Anastasia n. 7, 00186, Roma (RM)

PEC: inecerignola1sr@legalmail.it

**CHIERICONI SERGIO**

Documento firmato digitalmente, ai sensi del  
D.Lgs. 28.12.2000 n. 445 s.m.i. e del D.Lgs.  
07.03.2005 n. 82 s.m.i.

Gruppo di progettazione:

Ing. Salvatore Di Croce - progettazione generale, studio d'impatto ambientale, studi e indagini idrologiche e idrauliche

Dott. Geologo Baldassarre F. La Tessa - studi e indagini geologiche, geotecniche e sismiche

Geom. Donato Lensi - progettazione generale e rilievi topografici

Ing. Giovanni Montanarella - progettazione generale e progettazione elettrica

Arch. Giuseppe Pulizzi - progettazione generale, studio d'impatto ambientale e coordinamento gruppo di lavoro

Dott. Archeologo Antonio Saponara - studi e indagini archeologiche

Dott. Alfonso Tortora - studio d'impatto ambientale e analisi territoriali

Dott. Arturo Urso - studi e progettazione agronomica

Partner del progetto agronomico e  
Coordinatore generale e progettazione:



**M2 ENERGIA S.r.l.**

Via C. D'Ambrosio n. 6, 71016, San Severo (FG)

m2energia@gmail.com - m2energia@pec.it

+39 0882.600963 - 340.8533113

**GIANCARLO FRANCESCO DIMAURO**

Documento firmato digitalmente, ai sensi del  
D.Lgs. 28.12.2000 n. 445 s.m.i. e del D.Lgs.  
07.03.2005 n. 82 s.m.i.

Elaborato redatto da:

dott. for. Alfonso Tortora

Ordine Agronomi e Forestali - Provincia di Potenza -



Spazio riservato agli uffici:

<b>SIA</b>	Titolo elaborato:			Codice elaborato	
	<b>STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE</b>			<b>SIA_01</b>	
N. progetto: FG00S01	Codice identificativo MASE - ID:	Codice A.U.:	Protocollo:	Scala:	Formato di stampa: A4
Redatto il: 06/05/2024	Revisione del:		Nome_file o Identificatore: FG00S01_SIA_01_StudiolmpAmbientale		

1.	INTRODUZIONE.....	6
1.1.	<b>DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE.....</b>	<b>11</b>
1.2.	<b>LA PROPOSTA DI PROGETTO .....</b>	<b>12</b>
1.3.	<b>MOTIVAZIONE DELL’OPERA.....</b>	<b>13</b>
1.4.	<b>DATI DELLA PRODUCIBILITÀ DEL SITO.....</b>	<b>15</b>
2.	OBIETTIVI DEL SIA.....	18
3.	IL PANORAMA ENERGETICO .....	19
3.1.	<b>LO SCENARIO MONDIALE.....</b>	<b>19</b>
3.2.	<b>LO SCENARIO EUROPEO .....</b>	<b>23</b>
3.2.1.	SET-PLAN .....	27
3.2.2.	PROGRAMMA “HORIZON EUROPE” .....	28
3.2.3.	DIRETTIVA RED III.....	28
3.3.	<b>LO SCENARIO NAZIONALE.....</b>	<b>30</b>
3.3.1.	OBIETTIVI E TRAGUARDI NAZIONALI.....	32
3.4.	<b>LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER) .....</b>	<b>34</b>
3.4.1.	Le fonti rinnovabili in Europa.....	35
3.4.2.	Le fonti rinnovabili in Italia .....	36
3.4.3.	Le fonti energetiche in Puglia .....	40
3.4.4.	L’energia fotovoltaica.....	44
4.	GLI STRUMENTI DI RIFERIMENTO PER IL SETTORE ENERGETICO E ambientale .....	47
4.1.	<b>NORMATIVA ENERGETICA.....</b>	<b>47</b>
4.1.1.	IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE .....	47
4.1.2.	PIANO DI AZIONE ANNUALE SULL’EFFICIENZA ENERGETICA.....	48
4.1.3.	NORMATIVA REGIONALE.....	49
4.2.	<b>NORMATIVA AMBIENTALE .....</b>	<b>50</b>
4.2.1.	Normativa Comunitaria .....	50
4.2.2.	Normativa Nazionale .....	50
4.2.3.	Normativa Regionale .....	53
4.3.	<b>Aree Idonee ai sensi del D. Lgs. 199/2021.....</b>	<b>54</b>

<b>4.4. Linee Guida per l’Autorizzazione degli Impianti da Fonti Rinnovabili e L.R. n.24 del 30/12/2010</b> .....	55
5. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.....	59
<b>5.1. D. LGS. 42/2004 – “Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio”</b> .....	59
5.1.1. Verifica compatibilità progetto con il D. Lgs. 42/2004 .....	60
<b>5.2. Piano Paesistico Territoriale Regionale (PPTR)</b> .....	65
5.2.1. Ambiti e Figure Territoriali .....	71
5.2.2. Figura Territoriale 3.3 “Il mosaico di Cerignola” .....	74
5.2.3. Verifica compatibilità progetto con il PPTR .....	75
5.3. Il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) .....	84
5.3.1 Verifica compatibilità progetto PAI .....	85
5.4. Aree Naturali Protette .....	87
5.4.1 Verifica di compatibilità del progetto .....	89
5.5. Piano Faunistico Venatorio 2018 – 2023 .....	89
5.5.1 Verifica di compatibilità del progetto .....	91
5.6. Piano Tutela delle Acque (PTA) .....	92
5.6.1 Verifica di compatibilità del progetto .....	93
5.7. Piano Regionale di Qualità dell’Aria (PRQA).....	94
5.7.1 Verifica di compatibilità del progetto.....	96
5.8. Aree Non Idonee .....	97
5.8.1 Verifica di compatibilità del Progetto .....	98
5.9. Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) .....	99
5.10. Aree percorse dal fuoco .....	101
5.10.1 Verifica di compatibilità del Progetto.....	101
<b>5.11. Studio Inserimento urbanistico impianto agrovoltaico</b> .....	105
5.11.1 Criteri di Inserimento .....	105
5.11.1.1 CRITERI TERRITORIALI .....	105
5.11.1.2 CRITERI TECNICI .....	108
5.11.1.3 CONCLUSIONI.....	109
<b>5.12 Considerazioni finali</b> .....	110

6. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE .....	111
<b>6.1 Inquadramento Territoriale</b> .....	111
<b>6.2 Specifiche tecniche generali dell’impianto fotovoltaico</b> .....	112
6.2.1 Il generatore fotovoltaico .....	114
6.2.1.1 I moduli fotovoltaici.....	114
6.2.1.2. Le strutture di sostegno.....	115
6.2.1.3. La gestione dei tracker e la movimentazione .....	118
6.2.2. Inverter di stringa.....	118
6.2.3. Le cabine di trasformazione .....	120
6.2.4. Il locale di servizio .....	120
6.2.5. La viabilità esterna, la viabilità di servizio ed i piazzali.....	121
6.2.6. La recinzione ed il cancello.....	122
6.2.7. L’impianto di videosorveglianza .....	123
6.2.8. Impianto d’illuminazione esterna del campo fotovoltaico .....	124
6.2.19. L’impianto generale di terra.....	125
6.2.10. I cavidotti BT ed MT .....	125
<b>6.3. Opere per la connessione alla RTN</b> .....	127
6.3.1. La sottostazione di consegna 30/36 kV .....	128
<b>6.3.2. Il cavidotto AT 36 kV</b> .....	129
<b>6.3.3. La cabina di sezionamento</b> .....	131
<b>6.3.4. La cabina di consegna 36 kV</b> .....	131
<b>6.4. Analisi delle ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell’intervento</b> .....	131
<b>6.5. Rispondenza del progetto ai requisiti richiamati nelle “Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici” - MiTE</b> .....	132
7. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE.....	136
<b>7.1. Premessa</b> .....	136
<b>7.2. Inquadramento generale dell’area di studio</b> .....	137
<b>7.3. Metodologia di valutazione degli impatti</b> .....	139
<b>7.4. Atmosfera e Clima</b> .....	143
7.4.1. Caratterizzazione meteorologica.....	144

7.4.2. Valutazione degli Impatti.....	147
<b>7.5. Suolo e sottosuolo .....</b>	<b>148</b>
7.5.1. Inquadramento Geologico.....	148
7.5.3. Idrogeologia .....	152
7.5.4. Sismica .....	157
7.5.5. Considerazioni Conclusive .....	158
7.5.6. Valutazione degli Impatti.....	160
<b>7.6. Vegetazione, Flora e fauna .....</b>	<b>162</b>
7.6.1. Vegetazione e Flora .....	162
7.6.2. Avifauna e Fauna .....	163
7.6.3. Valutazione degli Impatti.....	164
<b>7.7. Ecosistemi e Habitat.....</b>	<b>167</b>
7.7.1. Aspetti generali.....	167
7.7.2. Valutazione degli impatti .....	169
<b>7.8. Effetti Acustici .....</b>	<b>169</b>
7.8.1 Verifica di compatibilità del progetto .....	172
<b>7.9. Effetti Elettromagnetici.....</b>	<b>172</b>
7.9.1. Considerazioni.....	173
7.9.2. Conclusioni .....	174
<b>7.10. Paesaggio.....</b>	<b>174</b>
7.10.1. Valutazione degli Impatti .....	176
<b>7.11. Inquinamento luminoso .....</b>	<b>177</b>
<b>8. MISURE DI PREVENZIONE E MITIGAZIONE.....</b>	<b>180</b>
<b>8.1. Premessa .....</b>	<b>180</b>
<b>8.2. Misure di prevenzione e mitigazione in fase di costruzione .....</b>	<b>181</b>
8.2.1. Emissioni in atmosfera .....	181
8.2.2. Emissioni di rumore .....	181
8.2.3. Misure durante la movimentazione e la manipolazione di sostanze chimiche .....	182
8.2.4. Misure di prevenzione per escludere il rischio di contaminazione di suolo e sottosuolo.	183
8.2.5. Impatto visivo e inquinamento luminoso.....	183

8.2.6. Impatto su flora, fauna ed ecosistemi .....	183
<b>8.3. Misure di mitigazione in fase di esercizio dell'opera .....</b>	<b>184</b>
8.3.1 Contenimento delle emissioni sonore .....	184
8.3.2. Contenimento dell'impatto visivo .....	184
8.3.3. Interferenze elettromagnetiche .....	184
8.3.4. Tutela della fertilità del suolo, componente agricola e biodiversità.....	185
8.3.4.1. Capacità d'uso del suolo delle aree d'impianto (Land Capability Classification) .....	185
8.3.4.2. Stato dei luoghi e colture praticate .....	187
8.3.4.3. Risorse Idriche.....	191
8.3.4.4. Colture praticabili nell'area di intervento e superfici dedicate .....	191
8.3.4.5. Fasce di mitigazione .....	196
8.3.4.6. Ortive da pieno campo praticabili nell'area di impianto.....	197
8.3.4.7. Colture intercalari da sovescio.....	198
8.3.4.8. Colture arbustive autoctone .....	199
8.3.4.9. Attività apistica e produzione mellifera .....	200
<b>8.4. Impatto delle opere sulla biodiversità .....</b>	<b>200</b>
<b>8.5. Considerazioni finali .....</b>	<b>201</b>
<b>8.6. Dismissione impianto e ripristino dei luoghi.....</b>	<b>202</b>
8.6.1. Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione.....	203
8.6.2. Ripristino dello stato dei luoghi: dettagli e stima dei relativi costi.....	205
8.6.3. Cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione.....	206
9. ALTERNATIVE PROGETTUALI .....	207
<b>9.1. Impianto fotovoltaico su strutture fisse.....</b>	<b>207</b>
<b>9.2. Impianto fotovoltaico su tracker mobili .....</b>	<b>207</b>
<b>9.3. Impianti agrivoltaici su tracker mobili .....</b>	<b>208</b>
9.4. ALTERNATIVA "ZERO" .....	208
10. CONCLUSIONI .....	210

## 1. INTRODUZIONE

Obiettivo dell'iniziativa imprenditoriale è la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare a conversione fotovoltaica, della società proponente "INE CERIGNOLA 1 S.r.l." che intende realizzare nell'agro del Comune di Orta Nova (FG) e del Comune di Stornara (FG), in località "La Paduletta", un impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare della potenza complessiva pari a 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC, con contestuale utilizzo del terreno ad attività agricole di qualità e apicoltura, e le opere necessarie per la sua connessione alla rete RTN.

L'ambito territoriale di riferimento interessato dal progetto fotovoltaico è rappresentato nelle seguenti figure 1.1. e 1.2.:



Figura 1.1. – Inquadramento regionale area di progetto in rosso.



Figura 1.2. – Ortofoto con l’indicazione delle aree che costituiscono l’impianto agrovoltaico in progetto (in verde), dei cavidotti MT di collegamento tra le aree (in blu), del cavidotto AT di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV, la cabina di consegna 36 kV e la SSE 380/150/36 kV di TERNA S.p.A. in costruzione.

Le principali direttrici stradali nei pressi dell’impianto sono, oltre alla strada statale “SS16 Adriatica”, la strada provinciale “SP68” e la strada provinciale “SP72”.

L’estensione complessiva dei terreni interessati dal progetto dell’impianto agrovoltaico è pari a 474.354 m<sup>2</sup>; tale superficie verrà suddivisa in aree aventi differenti utilizzi, come di seguito specificato:

- Area recintata = 349.543 m<sup>2</sup>. Area interessata dall’impianto fotovoltaico e dalle colture tra i tracker, nelle aree libere e sotto di essi, comprensiva delle superfici occupate dalla viabilità, dalle strutture di servizio o libera e non coltivata;
- Aree non recintate = 124.811 m<sup>2</sup>. Aree interessate dalle opere di inserimento ambientale, di mitigazione e dalle colture arboree, nonché dalle aree dedicate all’apicoltura, comprensiva delle superfici occupate dalla viabilità, dalle strutture di servizio o libera e non coltivata.

L’impianto è composto da n. 9 distinte aree recintate; complessivamente l’impianto è suddiviso in 8 sottocampi connessi tra loro, realizzati seguendo la naturale orografia del terreno.

Inoltre il progetto prevede la realizzazione di cavidotti interrati BT, all’esterno delle aree recintate; precisamente saranno realizzati:

- cavidotti dall’ AREA 5 all’ AREA 6 il cui tracciato si svilupperà all’esterno delle aree recintate, per una lunghezza di circa 35 metri, al di sotto della viabilità di servizio da realizzare, attraversando (tramite T.O.C.) il canale esistente;

- cavidotti dall' AREA 6 all' AREA 7 il cui tracciato si svilupperà all'esterno delle aree recintate, per una lunghezza di circa 10 metri, al di sotto della viabilità di servizio da realizzare;

I tracciati dei cavidotti suddetti interesseranno il territorio dei Comuni di Orta Nova (FG) e del Comune di Stornara (FG).

Come previsto nella STMG di Terna, codice pratica 202203988, l'impianto in progetto sarà collegato, tramite cavidotto interrato, in antenna a 36 kV con la Stazione Elettrica a 380/150/36 kV di Terna S.p.A. in costruzione, a sua volta da collegare in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Foggia - Palo del Colle".

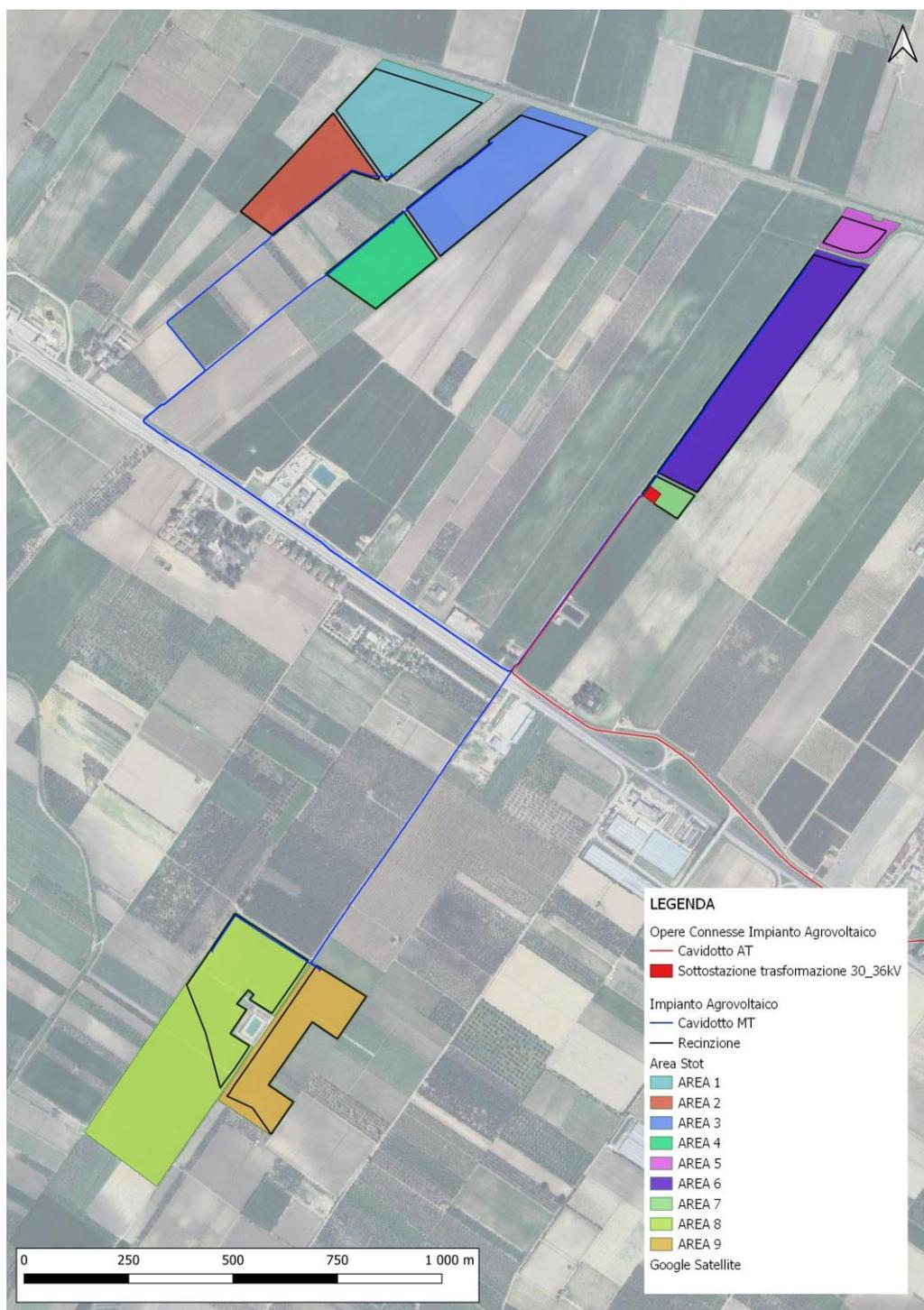


Figura 1.3. – Ortofoto con la rappresentazione schematica delle n. 9 aree che compongono l'impianto agrovoltaiico.

### **Sito di progetto dell'impianto agrovoltaiico**

Comune di Orta Nova (FG)

Comune di Stornara (FG)

Località: "La Paduletta"

### **Coordinate Impianto Agrovoltaiico (WGS84 UTM Zone 33N – centro approssimato):**

- AREA 1: 564866 m E, 4576301 m N;
- AREA 2: 564632 m E, 4576138 m N;
- AREA 3: 565086 m E, 4576141 m N;
- AREA 4: 564836 m E, 4575941 m N;
- AREA 5: 565961 m E, 4576008 m N;
- AREA 6: 565723 m E, 4575677 m N;
- AREA 7: 565506 m E, 4575379 m N;
- AREA 8: 564360 m E, 4574024 m N;
- AREA 9: 564587 m E, 4574073 m N;
- Sottostazione di trasformazione 30/36 kV (centro approssimato): 565470 m E, 4575383 m N.

**Comuni interessati dalle opere di connessione** (sia dai cavidotti MT di collegamento delle aree dell'impianto, sia dal cavidotto AT di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV, la cabina di consegna 36 kV e la SSE 380/150/36 kV di TERNA S.p.A. in costruzione):

- Comune di Orta Nova (FG);
- Comune di Stornara (FG);
- Comune di Cerignola (FG).

### **Particelle Catastali Impianto Agrovoltaiico:**

- Impianto agrovoltaiico:
- **AREA 1:** N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particelle 226 (parte), 227 (parte), 228 (parte), 239, 343 (parte), 841 (parte), 851 (parte);
- **AREA 2:** N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particelle 226 (parte), 227 (parte), 228 (parte), 343 (parte), 841 (parte), 851 (parte);
- **AREA 3:** N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particelle 77, 222, 895 (parte), 896 (parte), 897 (parte);
- **AREA 4:** N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particelle 895 (parte), 896 (parte), 897 (parte);
- **AREA 5:** N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particella 409;
- **AREA 6:** N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particella 701 (parte);
- **AREA 7:** N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particella 701 (parte);
- **AREA 8:** N.C.T. Comune di Stornara, Foglio 4, particelle 2 (parte), 29;
- **AREA 9:** N.C.T. Comune di Stornara, Foglio 4, particella 26 (parte).
- Cavidotti MT di collegamento tra le diverse aree dell'impianto (di seguito vengono elencate solamente le particelle su cui si sviluppano i tracciati dei cavidotti esterni alle aree recintate; le particelle sono elencate seguendo il percorso dalla prima area alla seconda area):

- Da AREA 1 ad AREA 2: N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particella 226;
- Da AREA 2 a cabina di trasformazione 36 kV: N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particelle 841, 84, 895, 82, 22, 682, 683, 685, 687, 689, 691, 693, 695, 696, 595, 596, 408, 701;
- Da AREA 3 ad AREA 4: N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particella 895;
- Da AREA 4 a cabina di trasformazione 36 kV: N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particelle 895, 82, 22, 682, 683, 685, 687, 689, 691, 693, 695, 696, 595, 596, 408, 701;
- Da AREA 6 a cabina di trasformazione 36 kV: N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particella 701;
- Da AREA 8 ad AREA 9: N.C.T. Comune di Stornara, Foglio 4, strada;
- Da AREA 9 a cabina di trasformazione 36 kV:
  - N.C.T. Comune di Stornara, Foglio 4, strada;
  - N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particelle 542, 641, 70, SS16 (attraversamento), 595, 596, 408, 701;
- Si precisa che:
  - dall'AREA 5 verranno realizzati dei cavidotti interrati BT che la collegheranno all'AREA 6 ed i cui tracciati interesseranno il terreno catastalmente individuato al N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, canale acque;
  - dall'AREA 6 verranno realizzati dei cavidotti interrati BT che la collegheranno all'AREA 7 ed i cui tracciati interesseranno il terreno catastalmente individuato al N.C.T. Comune di Orta Nova, Foglio 37, particella 701.
- Cavidotto AT di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV (le particelle sono elencate seguendo il percorso del cavidotto dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV alla cabina di consegna 36 kV):
  - N.C.T. Comune di Orta Nova:
    - Foglio 37, particelle 701, 408, 596, 595, 602, 604, 606, 608, 610, 612, 614, 598, 593;
  - N.C.T. Comune di Stornara:
    - Foglio 5, particella 51;
  - N.C.T. Comune di Stornara:
    - Foglio 9, particella 23;
  - N.C.T. Comune di Orta Nova:
    - Foglio 35, particelle 702, 704...

La sottostazione di trasformazione 30/36 kV sarà realizzata sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Orta Nova, Foglio 37, particella 701.

La cabina di sezionamento, posta lungo il percorso del cavidotto AT, tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV, sarà realizzata sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Cerignola (FG), al Foglio 105, particella 6.

La cabina di consegna 36 kV sarà realizzata sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Cerignola (FG), al Foglio 91, particella 190.

Il cavidotto AT di collegamento tra la cabina di consegna 36 kV e la SSE a 380/150/36 kV di TERNA S.p.A. interesserà il terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Cerignola (FG), Foglio 91, particella 177.

#### **1.1. DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE**

##### **Società Proponente del Progetto**

Ragione Sociale: INE CERIGNOLA 1 S.r.l.

Partita IVA: 17206001004

Sede: Piazza Sant'Anastasia N° 7

CAP/Luogo: 00186 – ROMA (RM)

Rappresentante dell'Impresa: Chiericoni Sergio

Mail: chiericoni@ilos-energy.com

P.e.c.: inecerignola1srl@legalmail.it

Il soggetto proponente INE CERIGNOLA 1 S.r.l. è una SPV del gruppo ILOS New Energy S.r.l., società che opera nei principali settori economici e industriali della “Green Economy”, specializzata nella produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili sul mercato libero dell'energia.

Il gruppo è attivo nella realizzazione di importanti progetti in diversi settori, realizzando impianti fotovoltaici ad elevato valore aggiunto per famiglie, per aziende e grandi strutture, realizzando e connettendo alla rete impianti fotovoltaici per una potenza di diverse decine di MW. Il Gruppo ILOS New Energy S.r.l. si pone l'obiettivo di investire ulteriormente nel settore delle energie rinnovabili in Italia e con particolare focus alle iniziative sul territorio della Regione Puglia coerentemente con gli indirizzi e gli obiettivi del Piano Energetico Ambientale Regionale. Per il conseguimento del proprio obiettivo predilige lo sviluppo di progetti miranti al raggiungimento della produzione di energia rinnovabile mediante impiego di tecnologie, materiali e metodologie in grado di salvaguardare e tutelare l'ambiente, avvalendosi anche di una fitta rete di collaborazioni con partner industriali e finanziari, nazionali ed internazionali.

##### **Società Partner del Progetto Agronomico**

Ragione Sociale: M2 ENERGIA S.R.L.

Partita IVA: 03894230717

Sede: Via La Marmora N° 3

CAP/Luogo: 71016 – San Severo (FG)

Legale Rappresentante: Dimauro Giancarlo Francesco

Tel. – Fax: +39 0882600963 (+39 3408533113)

Mail: m2energia@gmail.com

P.e.c.: m2energia@pec.it

## 1.2. LA PROPOSTA DI PROGETTO

La società INE CERIGNOLA 1 S.r.l. intende realizzare nell'agro del Comune di Orta Nova (FG) e del Comune di Stornara (FG), in località "La Paduletta", un impianto agrovoltaiico per la produzione di energia elettrica da fonte solare della potenza complessiva pari a 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC, con contestuale utilizzo del terreno ad attività agricole di qualità e apicoltura, e le opere necessarie per la sua connessione alla rete RTN.

Un impianto agrivoltaiico consente un utilizzo "ibrido" dei terreni agricoli fatto di produzioni agricole e produzione di energia elettrica.

A differenza di quanto accade con gli impianti fotovoltaici "tradizionali", la sua particolare conformazione permette di continuare a coltivare i terreni agricoli mentre su di essi si produce energia pulita e rinnovabile attraverso l'impianto fotovoltaico.

L'impianto agrivoltaiico proposto è costituito da un impianto fotovoltaico, i cui moduli sono installati su inseguitori fotovoltaici monoassiali (denominati tracker) montati su strutture ad asse orizzontale in acciaio a sistema ad inseguimento, auto configurante, con GPS integrato e controllo remoto in tempo reale, da installare su un appezzamento di terreno, di superficie totale pari a circa **47,43 ettari**, che verrà contemporaneamente con differenti tipi di colture. La proposta progettuale, inoltre, per migliorare l'inserimento ambientale e mitigare l'impatto visivo dell'impianto fotovoltaico, prevede la realizzazione di aree esterne alle aree recintate da destinare alla coltivazione di prative, di piante mellifere quali la ginestra, il corniolo ed il prugnolo.

Il progetto prevede altresì la realizzazione di due aree, esterne a quelle recintate, destinata all'attività di apicoltura.

Nella tabella seguente vengono indicate schematicamente le superfici che compongono l'impianto:

DESCRIZIONE	U. M.	AREA 1	AREA 2	AREA 3	AREA 4	AREA 5	AREA 6	AREA 7	AREA 8	AREA 9	TOTALE
Area catastale IMPIANTO AGROVOLTAICO - Area ricadente in area idonea D. lgs. 199/21 smi (Stat)	(mq)	56 457	38 683	62 863	31 647	13 728	79 243	6 194	135 784	49 755	474 354
Area recintata	(mq)	47 548	36 436	55 654	29 908	7 898	73 424	5 623	53 123	39 931	349 543
Area recintata occupata dalla viabilità, dalle strutture di servizio o libera e non coltivata	(mq)	4 484	4 604	5 538	3 561	1 735	7 790	1 629	6 149	6 018	41 508
Area recintata occupata dai moduli fotovoltaici (inclinazione 0°) - Sov	(mq)	16 265	10 437	17 917	9 828	2 000	23 919	1 305	18 091	12 786	112 549
Area recintata coltivata (colture ortive)	(mq)	43 064	31 832	50 116	26 347	6 161	65 634	3 994	46 974	33 913	308 036
Area non recintata coltivata - aree di mitigazione, per apicoltura o coltivate	(mq)	8 894	2 211	7 193	1 724	5 772	5 749	571	82 634	9 765	124 513
Area non recintata occupata dalla viabilità, dalle strutture di servizio o libera e non coltivata	(mq)	15	36	16	15	60	70	0	27	59	298

Tabella 1.1. – Riepilogo delle dimensioni delle aree componenti l'impianto agrovoltaiico.

Al fine di ottimizzare le operazioni di valorizzazione ambientale ed agricola dell'area a completamento di un indirizzo programmatico gestionale che mira alla conservazione e protezione dell'ambiente nonché all'implementazione delle caratterizzazioni legate alla biodiversità, si intende avviare un allevamento di api stanziale. La messa a coltura del prato stabile e le caratteristiche dell'areale in cui si colloca il parco agrovoltaiico, crea le condizioni ambientali idonee affinché l'apicoltura possa essere considerata una attività "zootecnica" economicamente sostenibile.

L'impianto fotovoltaico sarà composto da 8 sottocampi distinti, interconnessi tra loro e realizzati seguendo la naturale orografia del sito di progetto, per un numero pari a 36.232 pannelli fotovoltaici bifacciali, ognuno di potenza pari a 710 Wp.

Nello specifico, i sottocampi saranno collegati tra loro, e in ultimo alla futura sottostazione di trasformazione e consegna 30/36 kV presente nel perimetro dell'impianto fotovoltaico, tramite un cavidotto in media tensione di lunghezza pari a circa 7,8 Km.

### **1.3. MOTIVAZIONE DELL'OPERA**

L'iniziativa in progetto si inserisce nel contesto delle iniziative intraprese dalla società "INE CERIGNOLA 1 S.r.l." mirate alla produzione energetica da fonti rinnovabili a basso impatto ambientale e inserite in un più ampio quadro di attività rientranti nell'ambito delle iniziative promosse a livello comunitario, nazionale e regionale finalizzate a:

1. Limitare le emissioni inquinanti ed a effetto serra (in termini di CO<sub>2</sub> equivalenti) con rispetto al protocollo di Kyoto e alle decisioni del Consiglio d'Europa;
2. Rafforzare la sicurezza per l'approvvigionamento energetico, in accordo alla Strategia Comunitaria "Europa 2020" così come recepita dal Piano Energetico Nazionale (PEN);
3. Promuovere le fonti energetiche rinnovabili in accordo con gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale, recentemente aggiornata nel 2019.

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

La Strategia si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

1. Competitivo: 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. Sostenibile: raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
3. Sicuro: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

A tal proposito il progetto di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica ha degli evidenti effetti positivi sull'ambiente e sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> se si suppone che questa sostituisca delle fonti energetiche convenzionali.

I vantaggi dei sistemi fotovoltaici sono la modularità, le esigenze di manutenzione ridotte, la semplicità d'utilizzo, e, soprattutto, un impatto ambientale estremamente basso rappresentato fondamentalmente dall'occupazione di ampie superfici agricole che per tutta la durata d'esercizio dell'impianto non possono essere coltivate. La realizzazione dell'impianto agrivoltaico invece permette la contemporanea coltivazione del suolo, per tutta la durata d'esercizio dell'impianto fotovoltaico, riducendo quasi a zero la perdita temporanea della disponibilità delle superfici agricole coltivate. Il progetto di studio, inoltre, si inserisce in un contesto e in un momento in cui il settore del fotovoltaico rappresenta una delle principali forme di produzione di energia rinnovabile.

Alla luce dei recenti indirizzi programmatici a livello nazionale in tema di energia, contenuti nella sopracitata Strategia Energetica Nazionale (SEN), la Società ha ritenuto opportuno proporre un progetto innovativo che consenta di coniugare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con l'attività di coltivazione agricola, perseguendo così due obiettivi prioritari: il contenimento del consumo del suolo e la tutela del paesaggio. L'impianto in progetto si inserisce infatti all'interno di un'area a destinazione d'uso agricola, area compatibile all'ubicazione di impianti fotovoltaici secondo l'art. 12 comma 7 del D. Lgs. n. 387 del 2003, che prevede che gli impianti di cui all'art.2, comma 1, lettere b) e c) del suddetto Decreto, possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici.

Il suddetto decreto precisa che nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale.

**Si evidenzia che l'impianto in progetto è del tipo agrovoltaico e differisce per molti aspetti da un impianto fotovoltaico "tradizionale"**, come del resto si evince dai contenuti delle *"Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici"* suddette pubblicate dal MASE e come riconosciuto nelle molteplici e diverse recenti sentenze quali, per citarne solo alcune, la sentenza del Consiglio di Stato n. 8029/2023 nonché le sentenze del TAR di Bari n. 568/2022 e del Tar di Lecce n. 248/2022, n. 586/2022, n. 1267/2022, n.1583/2022, n. 1584/2022, n. 1585/2022, n. 1586/2022, n. 1799/2022.

Inoltre si sottolinea che, alla luce dei recenti aggiornamenti normativi in merito alla definizione delle aree idonee all'istallazione degli impianti FER, **le aree interessate dall'impianto agrovoltaico sono aree idonee, poiché rientrano nella definizione di cui all'art. 20, comma 8, lett. c-quater) del D.lgs. 8 novembre 2021, n. 199 e ss.mm.ii.**

Le aree suddette, infatti:

- Non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 e ss.mm.ii.;
- Non ricadono nella fascia di rispetto, determinata considerando una distanza di cinquecento metri dal perimetro di beni sottoposti a tutela ai sensi della Parte seconda oppure dell'articolo 136 del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 e ss.mm.ii., dei beni sottoposti a tutela. Il bene più vicino ai terreni interessati dal progetto dell'impianto agrovoltaico è il *"Regio tratturo Foggia – Ofanto"* che dista da essi 500 metri.

**Si evidenzia infatti che in fase progettuale le aree sulle quali verrà realizzato l'impianto agrovoltaico, inteso come sistema composto dalle aree recintate e dalle aree di mitigazione o coltivate esterne alle recinzioni, ovvero la Superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ ) come definita nelle *"Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici"* (Giugno 2022), elaborate dal gruppo di lavoro coordinato dal MASE (ex MITE), sono state selezionate e perimetrate in modo da rispettare i requisiti richiesti per la definizione di aree idonee dall'art. 20, comma 8, lett. c-quater) del D.lgs. 8 novembre 2021, n. 199 e ss.mm.ii.**

L'intervento proposto ricade nella definizione di "impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza complessiva superiore a 1 MW", di cui al punto 2, lettera b) dell'allegato IV alla Parte Seconda del D.lgs. 03/04/2006, n. 152 e ss.mm.ii.

Alla luce delle modifiche introdotte con il D.L. del 31/05/2021, n. 77 (convertito nella L. del 29/07/2021, n. 108), del all'allegato II alla Parte Seconda del D.lgs. 03/04/2006, n. 152 e ss.mm.ii. l'intervento proposto ricadente altresì nella definizione di "Impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW".

Il progetto è stato redatto nel rispetto della normativa vigente di riferimento nazionale e regionale.

#### 1.4. DATI DELLA PRODUCIBILITÀ DEL SITO

Il fattore determinante per la sostenibilità di un campo fotovoltaico è la disponibilità di sole, ovvero l'irradiazione misurata in kWh/mq\*giorno (Irradiazione Giornaliera Media Anua). Questo valore dipende da diversi parametri quali la latitudine, l'altitudine, l'esposizione, la pendenza e la nuvolosità.

Il sito interessato dal progetto dell'impianto agrivoltaico, e più in generale l'intero territorio lucano, presenta condizioni di irraggiamento favorevoli; la Regione Puglia, infatti, è tra le regioni con maggiore producibilità, così come tutte le regioni del sud Italia e delle isole maggiori. A tal proposito si riporta di seguito la carta tematica riferita all'intero territorio nazionale dalla quale si evince che il sito di progetto presenta una producibilità fotovoltaica compresa tra 1.300 kWh/kWp e 1.400 kWh/kWp.

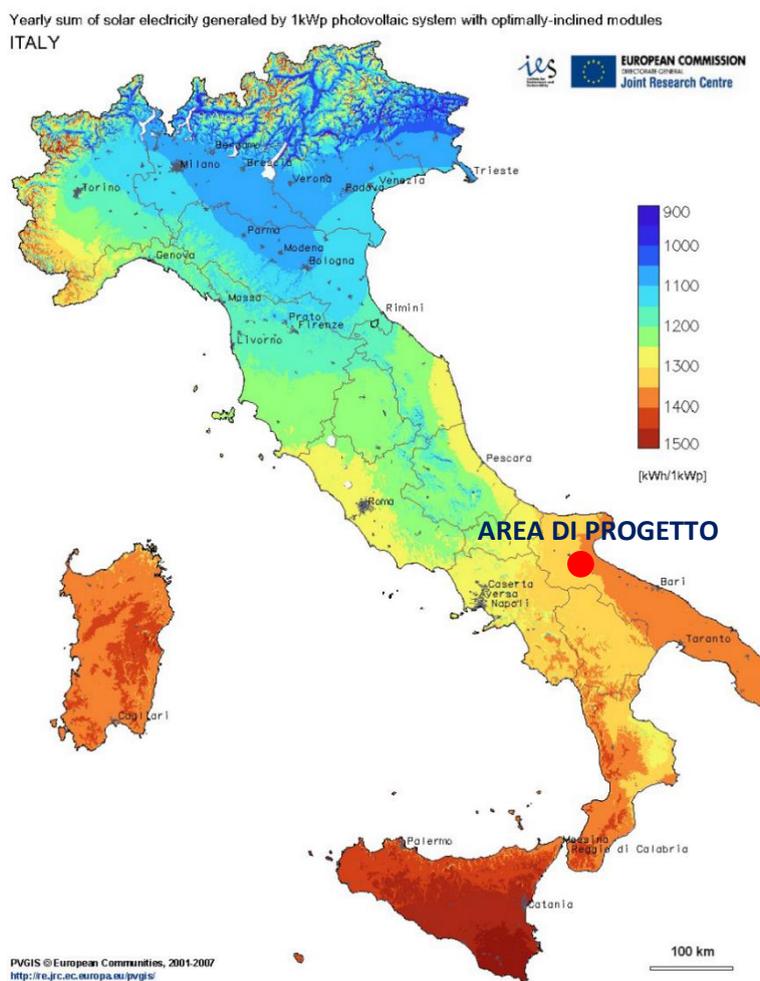


Figura 1.3. – Atlante della producibilità fotovoltaica in Italia: in rosso l'area di impianto.

Per stimare la quantità di energia che può essere prodotta annualmente dall'impianto agrovoltaico di progetto è stata eseguita una simulazione con il software PVSYST 7.4.6. i cui risultati si riportano di seguito e da cui si evince che il sito di progetto presenta un valore di irraggiamento orizzontale globale annuo (GlobHor) pari a 1.546,5 kWh/m<sup>2</sup>.

Opportuni rilievi effettuati sul sito non hanno evidenziato importanti ombreggiamenti dei moduli che possano influire sulla producibilità annua dell'impianto; quelli residui saranno valutati ed eventualmente risolti nella fase di progettazione esecutiva.

Si riportano di seguito i risultati della simulazione svolta per determinare la producibilità di massima dell'impianto agrovoltaico di progetto, eseguita con il software PVSYST 7.4.6.

**Il risultato ottenuto è che l'impianto in oggetto, di potenza nominale pari a 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC produrrà 48.680,98 MWh/anno.**

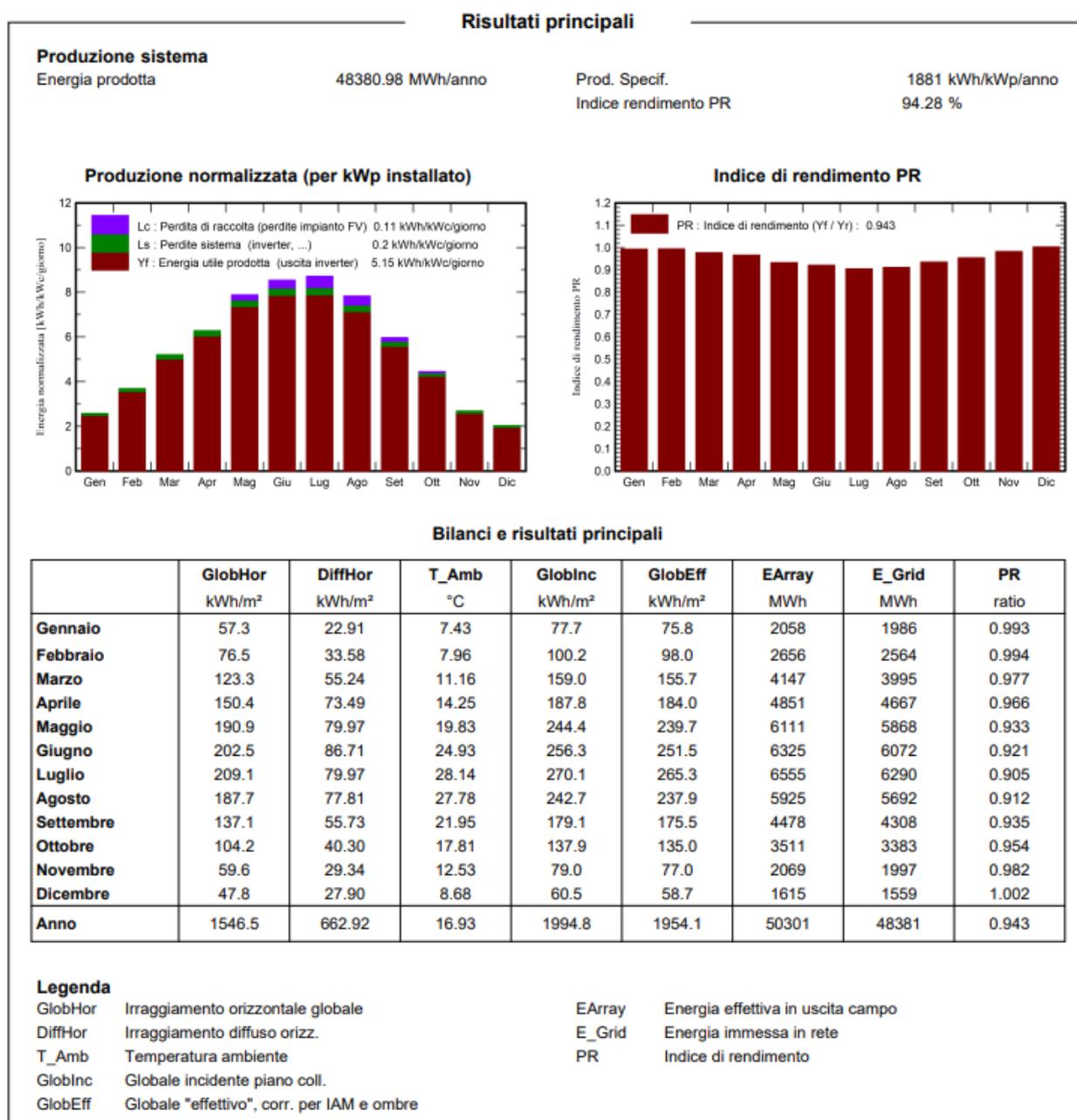


Figura 1.4. – Risultati elaborazioni PVSYST 7.4.6. per l'impianto in progetto.

Il progetto rientra nelle categorie d'opera elencate al punto 2 lettera b) dell'Allegato II alla parte seconda del D. Lgs. 152/2006 "Impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW". (fattispecie aggiunta dall'art. 31, comma 6, della legge n.108 del 2021)".

Il presente Studio di Impatto Ambientale inerente al progetto sopra menzionato è redatto ai sensi del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., dell'Allegato VII alla Parte Seconda (come sostituito dall'art.22 D. Lgs. 104/2017), nonché seguendo le linee guida SNPA 28/2020 "Norme tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale".

Il documento si articola secondo i seguenti i Quadri di Riferimento:

- Quadro di Riferimento **PROGRAMMATICO**: fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale;
- Quadro di Riferimento **PROGETTUALE**: descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento nel territorio, inteso come sito e come area vasta interessata;
- Quadro di Riferimento **AMBIENTALE**: definisce l'ambito territoriale ed i sistemi ambientali interessati dal progetto, sia direttamente che indirettamente, entro cui è da presumere che possano manifestarsi perturbazioni significative sulla qualità degli stessi.

Nella stesura dello studio sono state utilizzate le relazioni specialistiche appositamente redatte, allegare al progetto. Queste ultime sono costituite da:

- FGoOS01\_PD01\_01\_RelazDescrittiva;
- FGoOS01\_PD01\_02\_RelazTecnica;
- FGoOS01\_PD02\_01\_RelazioneGeologica;
- FGoOS01\_PD02\_02\_RelazioneGeotecnica;
- FGoOS01\_PD03\_01\_RelazIdraulica;
- FGoOS01\_PD05\_01\_RelazArcheologica;
- FGoOS01\_PD01\_37\_RelazImpElettromagn;
- FGoOS01\_PD04\_03\_RelazPedoAgronomica;
- FGoOS01\_PD01\_22\_RelazInquinLuminoso;
- FGoOS01\_PD01\_08\_InsUrbanistico.

In questa relazione, inoltre, sono riportate tutte le misure di mitigazione adottate, nonché i benefici che ne deriverebbero dall'installazione dell'impianto nei Comuni interessati.

## **2. OBIETTIVI DEL SIA**

L'obiettivo del presente Studio di Impatto Ambientale, è quello di esprimere un giudizio *“sulle opere e sugli interventi proposti, in relazione alle modificazioni e ai processi di trasformazione che la loro realizzazione potrebbe determinare direttamente o indirettamente, a breve o a lungo termine, temporaneamente o permanentemente, positivamente o negativamente nell'ambiente naturale e nella realtà sociale ed economica”* (art. 1, comma 2). In particolare, lo Studio si pone l'obiettivo di:

Per gli aspetti progettuali più dettagliati si farà riferimento agli elaborati specifici, richiamando nel presente documento solo le caratteristiche utili alla valutazione complessiva di compatibilità ambientale.

In particolare, lo Studio si pone l'obiettivo di:

- Definire e descrivere le relazioni tra l'opera da realizzare e gli strumenti di pianificazione vigenti, considerando i rapporti di coerenza e lo stato di attuazione di tali strumenti;
- Descrivere i vincoli di varia natura esistenti nell'area prescelta e nell'intera zona di studio;
- Descrivere le caratteristiche fisiche del progetto e le esigenze di utilizzazione del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;
- Descrivere le principali fasi del processo di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica;
- Descrivere la tecnica definita, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e le altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti o per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali confrontando le tecniche prescelte con le migliori disponibili;
- Valutare la tipologia e la quantità delle emissioni previste, risultanti dalla realizzazione e dall'attività di progetto;
- Descrivere le principali alternative possibili, inclusa quella zero, indicando i motivi che hanno sostenuto la scelta, tenendo conto dell'impatto sull'ambiente;
- Analizzare la qualità ambientale, facendo riferimento alle componenti dell'ambiente potenzialmente soggette ad un impatto rilevante del progetto proposto, con particolare attenzione verso la popolazione, la fauna, la flora, il suolo, il sottosuolo, l'aria, l'acqua, i fattori climatici, i beni materiali compreso il patrimonio architettonico ed archeologico, il paesaggio;
- Identificare e valutare la natura e l'intensità degli effetti positivi e negativi originati dall'esistenza del progetto, dall'utilizzazione delle risorse naturali, dalle emissioni di inquinanti e dallo smaltimento dei rifiuti;
- Stabilire metodi di previsione, attraverso i quali valutare gli effetti sull'ambiente;
- Stabilire e definire una proposta base delle misure correttive che, essendo percorribili tecnicamente ed economicamente, minimizzano gli impatti negativi identificati.

In definitiva, con il presente documento si intendono stabilire, stimare e valutare gli impatti associati sia alla costruzione sia al funzionamento del progetto, sulla base di una conoscenza esaustiva dell'ambiente interessato, proponendo al contempo le idonee misure di mitigazione e/o compensazione qualora possibile.

### 3. IL PANORAMA ENERGETICO

#### 3.1. LO SCENARIO MONDIALE

La pandemia di Covid-19 ha causato più sconvolgimenti nel settore energetico di qualsiasi altro evento della storia recente, lasciando un impatto che si farà sentire per gli anni a venire.

Il World Energy Outlook 2020 (WEO, Panoramica dell'energia mondiale) dell'Agenzia Internazionale dell'Energia esamina in dettaglio gli effetti della pandemia e in particolare il modo in cui essa influisce sulle prospettive di una rapida transizione energetica.

L'analisi prevede per il 2020 un calo della domanda globale di energia del 5%, delle emissioni di CO<sub>2</sub> legate all'energia del 7% e degli investimenti energetici del 18%. L'impatto varia a seconda delle fonti energetiche. Il calo stimato dell'8% della domanda di petrolio e del 7% del consumo di carbone è in netto contrasto con un leggero aumento del contributo delle energie rinnovabili.

La riduzione della domanda di gas naturale si aggira intorno al 3%, mentre la domanda globale di elettricità sembra destinata a diminuire di un modesto 2% per l'anno. Il calo di 2,4 gigatonnellate (Gt) porta le emissioni annuali di CO<sub>2</sub> ai numeri di dieci anni fa. Tuttavia, i primi segnali dicono che potrebbe non esserci nel 2020 una simile riduzione delle emissioni di metano (un potente gas serra) provenienti dal settore energetico, nonostante la minore produzione di petrolio e gas.

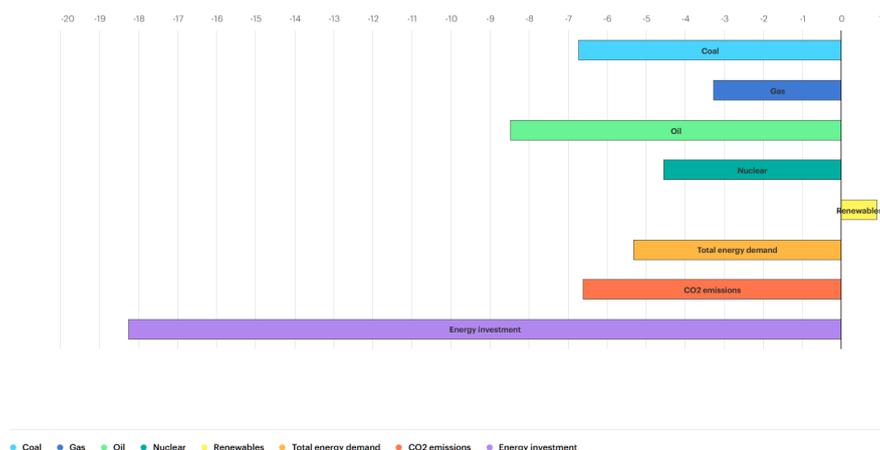


Figura 3.1. – Indicatori chiave per la stima della domanda di energia, delle emissioni di CO<sub>2</sub> e degli investimenti, 2020 rispetto al 2019 – Fonte IEA.

L'incertezza sulla durata della pandemia, sui suoi impatti economici e sociali e sulle risposte politiche apre un'ampia gamma di possibili scenari energetici futuri. Considerando diverse ipotesi per queste principali incognite, insieme ai dati più recenti sul mercato dell'energia e ad una rappresentazione dinamica delle tecnologie, il WEO-2020 individua quattro scenari:

1. scenario STEPS (**Stated Policies Scenario**): gli impatti del Covid-19 vengono gradualmente controllati nel corso del 2021 e l'economia globale torna ai livelli precedenti alla crisi nello stesso anno.
2. scenario DRS (**Delayed Recovery Scenario**): concepito con gli stessi criteri dello STEPS, ma una pandemia prolungata causa danni duraturi alle prospettive economiche. L'economia globale ritorna alle dimensioni precedenti alla crisi solo nel 2023 e la pandemia inaugura un decennio con il tasso di crescita della domanda di energia più basso dagli anni '30.

3. scenario SDS (**Sustainable Development Scenario**): un'impennata nelle politiche e negli investimenti per l'energia pulita mette il sistema energetico sulla buona strada per raggiungere pienamente gli obiettivi di sostenibilità, incluso l'Accordo di Parigi, l'accesso all'energia e gli obiettivi di qualità dell'aria. Le assunzioni sulla salute pubblica e sull'economia sono gli stessi dello scenario STEPS.
4. nuovo scenario NZE2050 (**Net Zero Emissions by 2050**): estende l'analisi dello scenario SDS. Un numero crescente di paesi e aziende punta a emissioni nette zero, idealmente entro la metà del secolo in corso. Tutti questi risultati vengono raggiunti nello scenario SDS, mettendo le emissioni globali sulla buona strada per il raggiungimento dello zero netto entro il 2070. Il caso NZE2050 include la prima modellazione IEA dettagliata di ciò che sarebbe necessario nei prossimi dieci anni per portare le emissioni di CO<sub>2</sub> sulla strada per lo zero netto entro il 2050.

La domanda globale di energia rimbalza ai livelli precedenti la crisi all'inizio del 2023 nello scenario STEPS, ma questo recupero viene ritardato fino al 2025 in caso di una pandemia prolungata e di una recessione più profonda, come nello scenario DRS. Prima della crisi, si prevedeva che la domanda di energia sarebbe cresciuta del 12% tra il 2019 e il 2030. La previsione di crescita in questo stesso periodo è ora del 9% nello scenario STEPS e solo del 4% nello scenario DRS. Una minore crescita dei redditi riduce le attività di costruzione e riduce gli acquisti di nuovi elettrodomestici e automobili, con effetti sui mezzi di sostentamento concentrati nelle economie in via di sviluppo. Nello scenario DRS, la superficie abitativa si riduce del 5% entro il 2040, sono in uso 150 milioni di frigoriferi in meno e ci sono 50 milioni di auto in meno rispetto allo scenario STEPS.

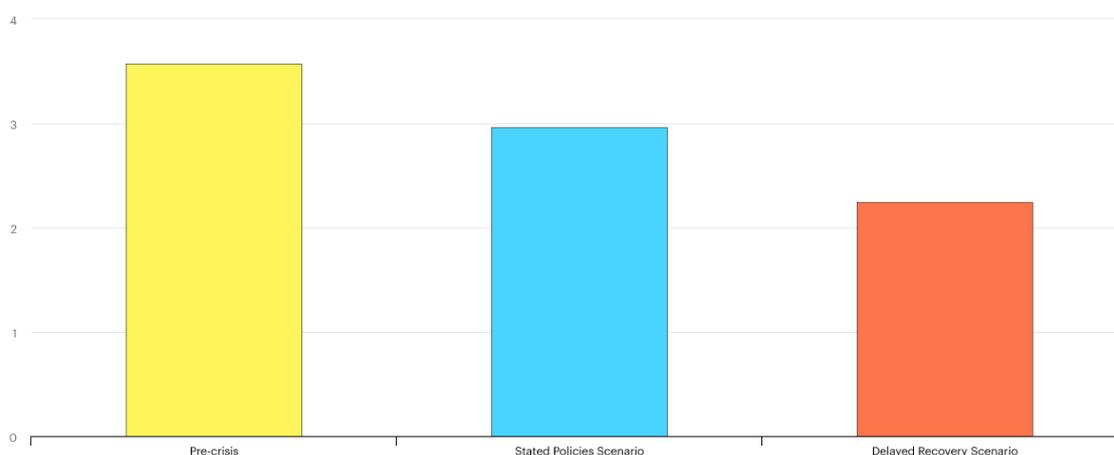


Figura 3.2. – Crescita media annua del PIL per scenario – Fonte IEA.

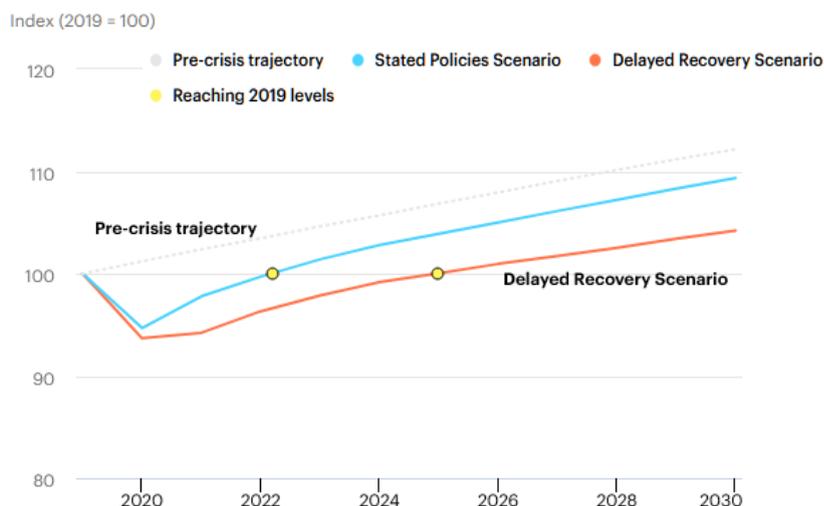


Figura 3.3. – Crescita della domanda globale di energia primaria per scenario – Fonte IEA.

Le energie rinnovabili crescono rapidamente in tutti i gli scenari, con il solare al centro di questa nuova costellazione di tecnologie per la generazione di elettricità. Politiche di sostegno e tecnologie mature consentono un accesso economico a capitali nei principali mercati per il finanziamento. Con le nette riduzioni dei costi nell'ultimo decennio, il solare fotovoltaico continua ad essere più economico delle nuove centrali elettriche a carbone o a gas nella maggior parte dei paesi e i progetti solari ora offrono l'elettricità al costo più basso di sempre. Nello scenario STEPS, le rinnovabili soddisfano l'80% della crescita della domanda globale di elettricità fino al 2030. L'energia idroelettrica rimane la più grande fonte rinnovabile di elettricità, ma il solare è il principale motore della crescita poiché stabilisce nuovi record di capacità installata ogni anno dopo il 2022, seguito dall'eolico onshore e offshore.

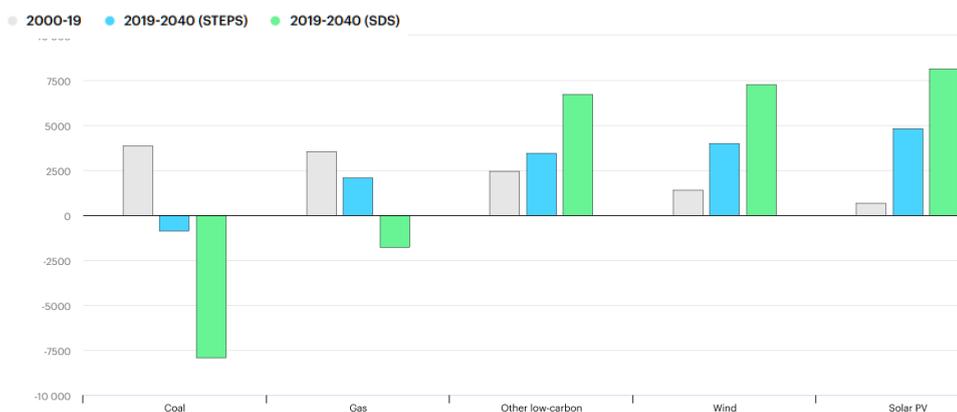


Figura 3.4. – Variazione della produzione globale di elettricità per fonte e scenario - Fonte IEA.

L'avanzamento delle fonti rinnovabili di generazione, e dell'energia solare in particolare, così come il contributo dell'energia nucleare, è molto più forte nello scenario SDS e nel caso NZE2050. La velocità del cambiamento del settore elettrico attribuisce un'ulteriore importanza a reti robuste e ad altre fonti di flessibilità, nonché a forniture affidabili di minerali e metalli importanti che sono vitali per la transizione energetica. I sistemi di accumulo giocano un ruolo sempre più vitale nel garantire il funzionamento flessibile dei sistemi di alimentazione, con l'India che diventa il più grande mercato di batterie su scala industriale.

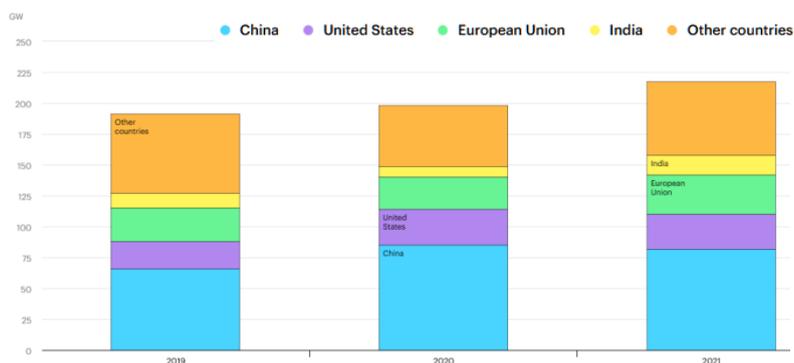


Figura 3.5. – Aumento capacità energia rinnovabile per paese/regione 2019-2021 – Fonte IEA.

La domanda di carbone non torna ai livelli pre-crisi nello scenario STEPS e la sua quota nel mix energetico 2040 scende al di sotto del 20% per la prima volta dalla rivoluzione industriale. L'utilizzo del carbone per la produzione di energia elettrica è fortemente influenzato dalle revisioni al ribasso della domanda di elettricità e il suo utilizzo nell'industria è mitigato dalla minore attività economica.

Le politiche di eliminazione graduale del carbone, l'aumento delle energie rinnovabili e la concorrenza del gas naturale portano al ritiro di 275 gigawatt (GW) di capacità a carbone in tutto il mondo entro il 2025 (13% del totale 2019), di cui 100 GW negli Stati Uniti e 75 GW nell'Unione Europea. Gli aumenti previsti nella domanda di carbone nelle economie in via di sviluppo in Asia sono nettamente inferiori rispetto alle precedenti edizioni del WEO: la quota di carbone nel mix globale di generazione elettrica scende dal 37% nel 2019 al 28% nel 2030 nello scenario STEPS e al 15% nello scenario SDS.

Una delle opzioni identificate per evitare l'emissione di CO<sub>2</sub> legata all'utilizzo di combustibili fossili è il Carbon Capture and Storage (CCS). Con questa tecnologia, la CO<sub>2</sub> emessa con la combustione di fossili viene catturata, compressa e stoccata permanentemente in reservoir sotterranei.

L'OPEC pronostica altresì che nel 2040 il contributo del petrolio al mix energetico diminuirà dall'attuale 31 al 28%.

Secondo l'IEA, la domanda di petrolio per i paesi OPEC+ verrà ridotta passando dal 53% dello scorso decennio al 47% nel 2030. In ogni caso, tali paesi continueranno a fornire quasi la metà del fabbisogno petrolifero globale. Il ruolo dell'OPEC+ e in particolare della Russia e dell'Arabia Saudita rimarrà quindi fondamentale nel panorama energetico dei prossimi decenni. Si può quindi concludere che i tre cambiamenti energetici strutturali dell'ultimo decennio, cioè lotta al cambiamento climatico, shale oil and gas revolutions e la nascita dell'OPEC+, continueranno a essere fondamentali nei prossimi anni.

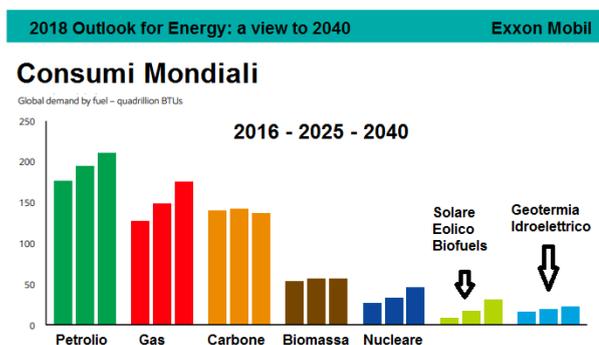


Figura 3.6. – Consumi mondiali di energia.

### 3.2. LO SCENARIO EUROPEO

L'UE ha fissato i suoi obiettivi per ridurre progressivamente le emissioni di gas a effetto serra fino al 2050.

Gli obiettivi fondamentali in materia di clima e di energia sono stabiliti nel:

- pacchetto per il clima e l'energia 2020;
- quadro per le politiche dell'energia e del clima 2030.

La definizione di questi obiettivi aiuterà l'UE a compiere il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio.

Nell'ambito del **Green Deal europeo**, nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Ha preso in considerazione tutte le azioni necessarie in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili, e avvierà il processo per formulare proposte legislative dettagliate nel giugno 2021 al fine di mettere in atto e realizzare questa maggiore ambizione.

Ciò consentirà all'UE di progredire verso un'*economia climaticamente neutra* e di rispettare gli impegni assunti nel quadro dell'*accordo di Parigi* aggiornando il suo contributo determinato a livello nazionale

Il quadro 2030 per il clima e l'energia comprende traguardi e obiettivi strategici a livello dell'UE per il periodo dal 2021 al 2030:

- Una riduzione almeno del 40% delle **emissioni di gas a effetto serra** (rispetto ai livelli del 1990);
- Una quota almeno del 32% di **energia rinnovabile**;
- Un miglioramento almeno del 32,5% dell'**efficienza energetica**.

L'obiettivo della riduzione del 40% dei gas serra è attuato mediante il sistema di scambio di quote di emissione dell'UE, il regolamento sulla condivisione degli sforzi con gli obiettivi di riduzione delle emissioni degli Stati membri, e il regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura. In tal modo tutti i settori contribuiranno al conseguimento dell'obiettivo del 40% riducendo le emissioni e aumentando gli assorbimenti. Tutti e tre gli atti legislativi riguardanti il clima verranno ora aggiornati allo scopo di mettere in atto la proposta di portare l'obiettivo della riduzione netta delle emissioni di gas serra ad almeno il 55%. La Commissione presenterà le proposte nel giugno 2021.

Le ambizioni del **Green Deal europeo** - tra le quali rientrano anche proposte per un'economia blu e per la riduzione di pesticidi chimici e di fertilizzanti antibiotici - comportano un ingente fabbisogno di investimenti: secondo le stime della Commissione, per conseguire gli obiettivi 2030 in materia di clima ed energia serviranno investimenti supplementari dell'ordine di 260 miliardi di euro l'anno, equivalenti a circa l'1,5 % del PIL 2018 a regime.

Almeno il 30 % del Fondo "**InvestEU**" sarà destinato alla lotta contro i cambiamenti climatici. La Commissione collaborerà inoltre con il gruppo Banca europea per gli investimenti (BEI), con le banche e gli istituti nazionali di promozione e con altre istituzioni finanziarie internazionali. La BEI si è prefissata

di raddoppiare il proprio obiettivo climatico, portandolo dal 25 % al 50 % entro il 2025 e diventando così la banca europea per il clima.

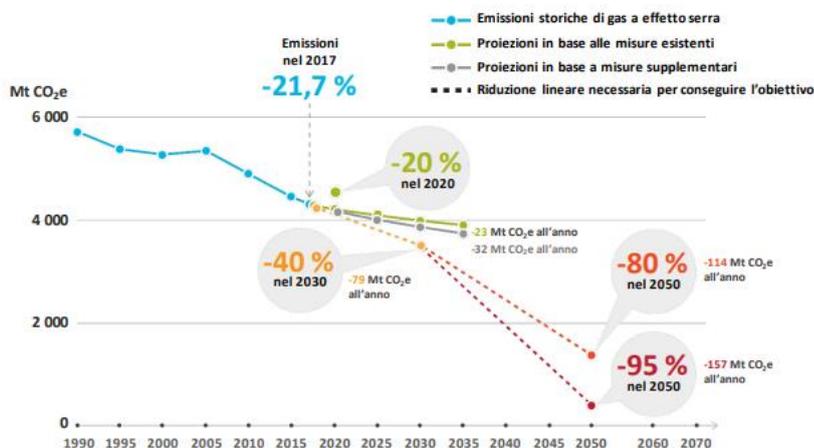


Figura 3.7. – Trends emissioni di gas serra sulla base della relazione sull’inventario UE del 2019.

L’UE, in quanto parte del protocollo di Kyoto (1997) e dell’accordo di Parigi (2015), si è impegnata a partecipare allo sforzo a livello mondiale per ridurre le emissioni di gas a effetto serra. In linea con tali accordi, l’UE punta a una riduzione dei gas a effetto serra del 20 % entro il 2020, del 40 % entro il 2030 e dell’80-95 % entro il 2050. Per verificare il progresso verso il raggiungimento di tali valori-obiettivo, la Commissione ha bisogno delle stime delle emissioni passate e di quelle previste, nonché degli effetti delle politiche e delle misure per ridurre le emissioni.

Le fonti di energia rinnovabili avranno un ruolo essenziale nella realizzazione del **Green Deal europeo**, come pure l’aumento della produzione eolica offshore. L’integrazione intelligente delle energie rinnovabili, l’efficienza energetica e altre soluzioni sostenibili in tutti i settori contribuiranno a conseguire la decarbonizzazione al minor costo possibile. Tra gli obiettivi anche quello di un aumento della produzione e la diffusione di combustibili alternativi sostenibili per il settore dei trasporti. Contestualmente, sarà facilitata la decarbonizzazione del settore del gas, per affrontare il problema delle emissioni di metano connesse all’energia.

Nel 2018, in Europa, il 49% dell’energia da FER è utilizzata nel settore termico (103 Mtep), il 42% in quello elettrico (88 Mtep) e il 9% nei trasporti. Tra il 2004 e il 2018, la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER è passata dall’8,5% al 18%.

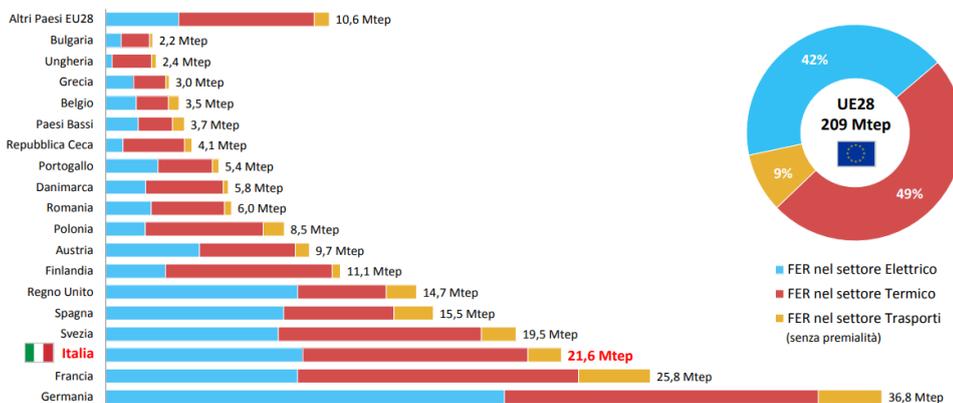


Figura 3.8. – Composizione dei consumi di energia FER: settori Elettrico, Termico e Trasporti.

Nel 2018, in Europa, su un totale di circa 1.163 Mtep di energia consumati, il 18,0% (209 Mtep) proviene da FER.

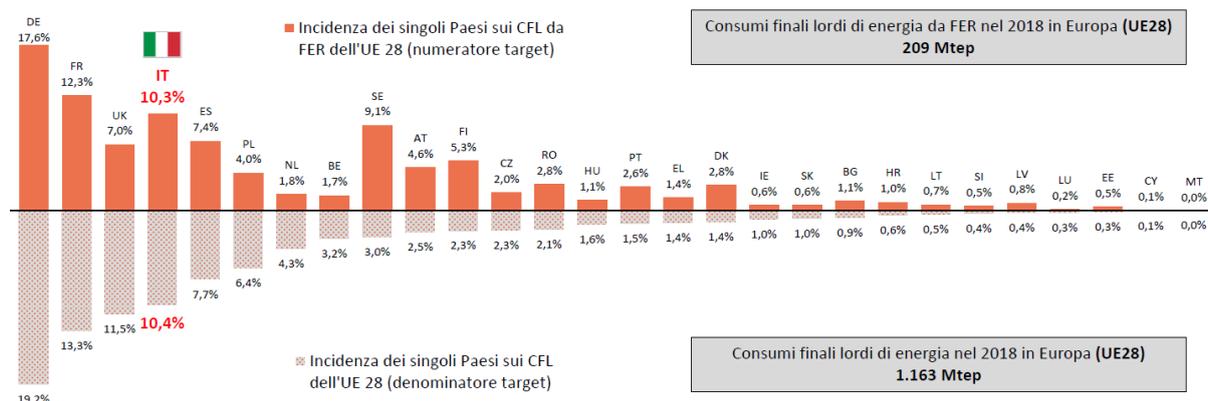


Figura 3.9. – Contributo dei Paesi UE ai consumi complessivi di energia nel 2018 – Fonte GSE.

Il grafico illustra l'incidenza dei singoli Paesi sul totale dei consumi da FER (parte alta del grafico) e complessivi (parte bassa) dell'UE28: la somma dei consumi finali lordi di Germania, Francia, Regno Unito e Italia supera la metà dei consumi complessivi UE28.

L'Italia nel 2018 ha avuto un ruolo da leader, occupando il quarto posto in termini di consumi energetici complessivi e il terzo posto in termini di consumi di energia da FER.

Il grafico seguente illustra la percentuale dei consumi finali lordi di energia coperta da FER sul totale dei consumi nazionali per tutti i Paesi UE28:

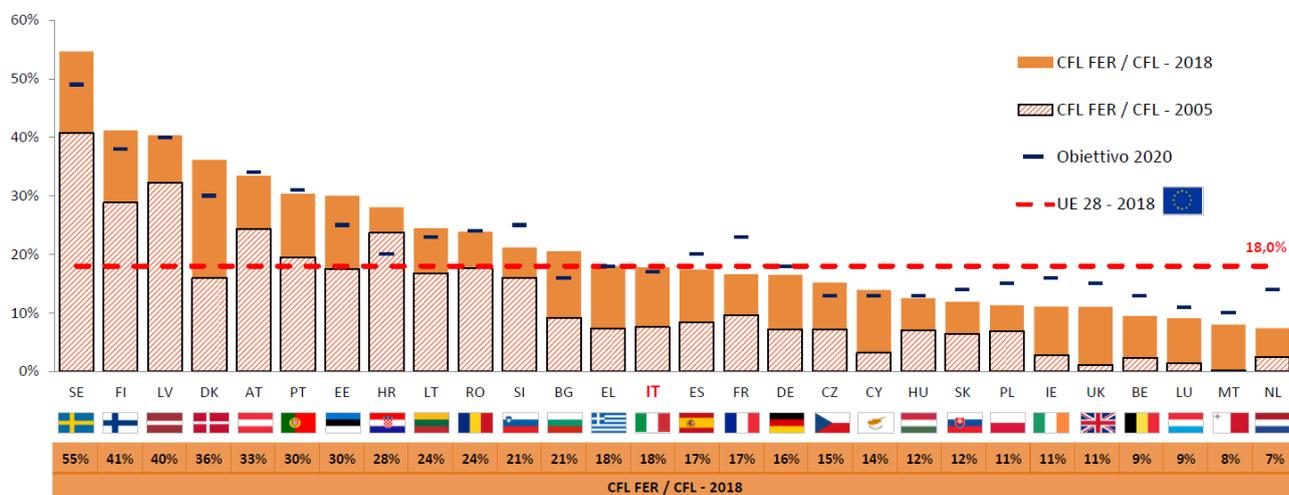


Figura 3.10. – Quota FER sui consumi complessivi – Dati 2018 e obiettivi al 2020 – Fonte GSE.

Nel 2018, 12 Paesi su 28 hanno superato gli obiettivi fissati per il 2020: l'Italia occupa una posizione di rilievo essendo il primo, tra i Paesi con consumi complessivi consistenti, ad aver raggiunto – nel 2014 – il proprio obiettivo sulle rinnovabili.

Per quanto riguarda il contributo dei paesi ai consumi di energia nel settore elettrico, nel 2018 su un totale di circa 282 Mtep di energia consumati nel settore elettrico, oltre 90 Mtep provengono dall'uso delle energie rinnovabili (32,1%). L'Italia si posiziona al 2° posto per contributo nazionale alle FER elettriche

dell'Unione Europea, con un consumo di 9,7 Mtep che rappresenta il 10,7% dell'energia elettrica complessiva da FER nell'UE28.

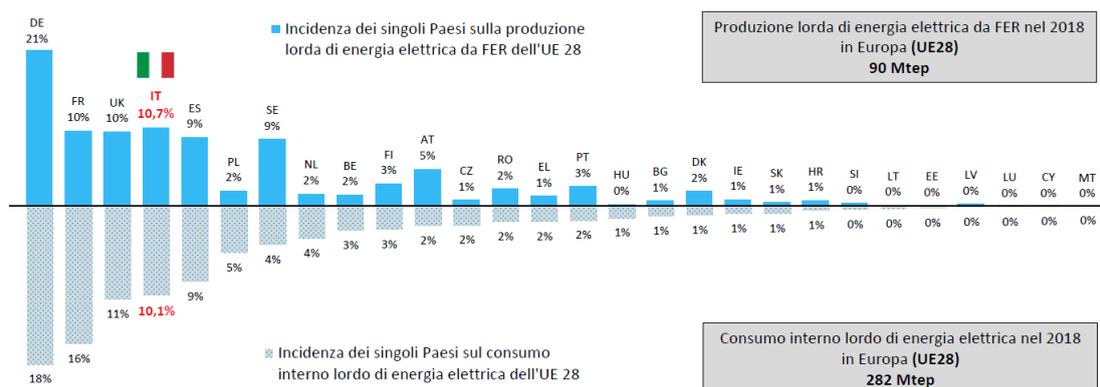


Figura 3.11. – Contributi Paesi UE ai consumi di energia nel settore elettrico nel 2018 – Fonte GSE.

In merito alla quota FER sul totale dei consumi del settore elettrico:

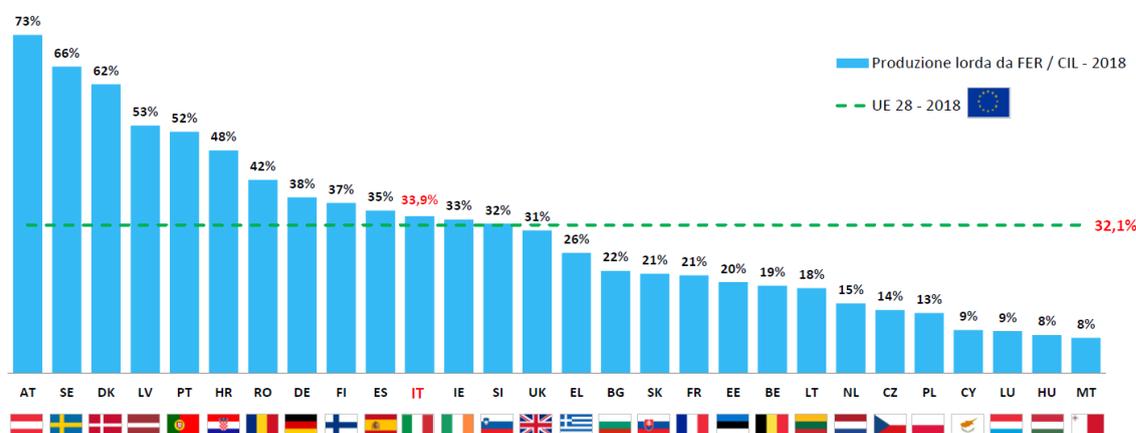


Figura 3.12. – Quota FER sul totale dei consumi del settore elettrico – Anno 2018 – Fonte GSE

Il grafico mostra il rapporto tra la produzione lorda da FER e il consumo interno lordo (CIL) di energia elettrica di ogni Paese UE. La linea verde tratteggiata indica la media complessiva UE28: a livello europeo non è previsto un obiettivo vincolante di quota FER nel settore elettrico.

Complessivamente nel 2018, il 32,1% dell'energia elettrica proviene da fonti rinnovabili: l'Italia, con il 33,9%, si attesta all'11° posto tra i Paesi con la più alta quota FER nel settore elettrico.

Il dato relativo ai consumi del settore trasporti mostra che solo Svezia e Finlandia, rispettivamente con il 29,7% e 17,7%, hanno raggiunto gli obiettivi fissati per il 2020.

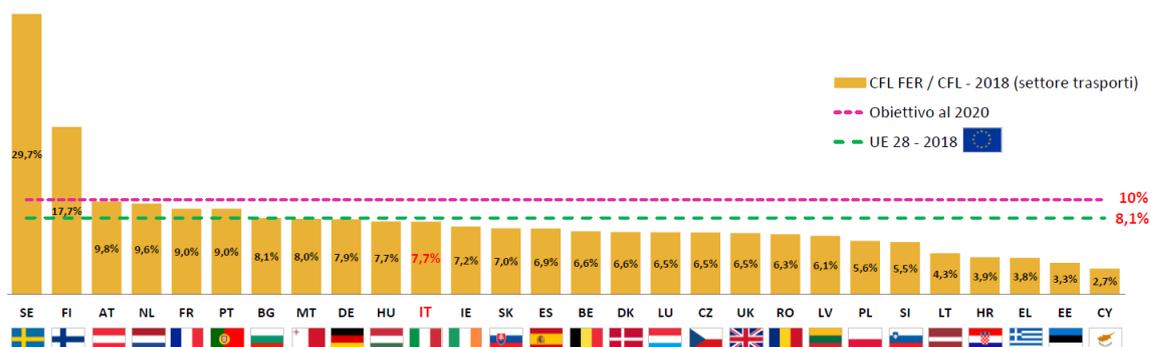


Figura 3.13. – Quota FER sul totale dei consumi del settore trasporti riferiti al 2018 – Fonte GSE.

Il grafico illustra la percentuale dei consumi finali lordi di energia coperta da FER nel settore trasporti così come definito dall'articolo 3, comma 4, della Direttiva 2009/28/CE: per tutti i Paesi è fissato il medesimo obiettivo al 2020, ovvero il raggiungimento di una quota del 10% di energia utilizzata nei trasporti proveniente da fonti rinnovabili. L'Italia, con il 7,7%, si attesta all'11° posto: a livello comunitario la quota di consumi coperta da FER è pari all'8.1% (linea verde tratteggiata).

Il 18 maggio 2022, a seguito dell'invasione russa dell'Ucraina, il **pacchetto legislativo in materia di energia**, inclusa la direttiva sull'efficienza energetica riveduta, è stato modificato dal piano "**REPowerEU**" per eliminare gradualmente la dipendenza dai combustibili fossili russi. La nuova modifica ha proposto di innalzare al 45 % l'obiettivo vincolante per la quota di energie rinnovabili nel mix energetico dell'UE entro il 2030 e di allineare tutti gli obiettivi secondari alle nuove ambizioni di "REPowerEU", tra cui:

- un obbligo graduale di installare pannelli solari sui nuovi edifici;
- un obiettivo di 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile prodotte internamente e 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile importate entro il 2030;
- il raddoppio dell'attuale tasso di diffusione delle pompe di calore negli edifici individuali;
- un obiettivo per i combustibili rinnovabili di origine non biologica (75 % per l'industria e 5 % per i trasporti);
- un incremento della produzione di biometano fino a 35 miliardi di metri cubi entro il 2030.

In riferimento all'energia solare, il piano "**REPowerEU**" ha introdotto una strategia per raddoppiare la capacità solare fotovoltaica fino a 320 GW entro il 2025 e installare 600 GW entro il 2030. Il piano prevede inoltre l'obbligo giuridico graduale di installare pannelli solari sui nuovi edifici pubblici, commerciali e residenziali e una strategia volta a raddoppiare il tasso di diffusione delle pompe di calore nei sistemi di teleriscaldamento e riscaldamento collettivo. Nell'ambito del piano, gli Stati membri sono inoltre tenuti a individuare e adottare piani per "zone di riferimento" specifiche per le energie rinnovabili, con procedure di autorizzazione abbreviate e semplificate.

In tale contesto sarà cruciale l'apporto della ricerca allo sviluppo di tecnologie innovative, attualmente principali beneficiarie degli strumenti di sostegno in ambito europeo quali: lo "**Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)**" e il "**Programma Quadro europeo per la Ricerca e l'Innovazione 2021-2027 Horizon Europe**".

### ***3.2.1. SET-PLAN***

Il SET-Plan è stato istituito dalla Commissione europea in concomitanza con il "Pacchetto 20-20-20" come strumento di "spinta della tecnologia" nell'ambito delle politiche energetiche e climatiche e come "*pilastro strategico dell'UE per favorire lo sviluppo di tecnologie innovative nei settori energetici con la costituzione di joint partnership tra la ricerca, l'industria, la Commissione europea e gli Stati membri*". A seguito dell'istituzione dell'Unione per l'energia, tale programma è stato articolato in dieci "azioni-chiave" che rappresentano le filiere tecnologiche prioritarie della ricerca energetica europea, che a loro volta hanno generato la costituzione di quattordici Implementation Working Group (IWG) con il compito di definire le linee prioritarie di ricerca per ciascun ambito tecnologico e le previsioni di fabbisogno finan-

ziario. L'Italia presidia ciascuno dei IWG con esperti del settore provenienti da enti di ricerca e università, che hanno costituito gruppi di consultazione permanenti con imprese e organismi di ricerca nazionali, intrattenendo rapporti di collaborazione con altri Stati membri che spesso si sono tradotti in partecipazioni congiunte a progetti Horizon (CETP, DUT, CHP in particolare).

L'Italia continua a ritenere il SET Plan lo strumento fondamentale per affrontare le nuove sfide poste dalla decarbonizzazione e ne condivide le linee guida proposte dalla Commissione per il suo “revamping” in corso di discussione nell’ambito dello Steering Group, alla luce dei nuovi obiettivi comunitari su energia e clima. L'Italia proseguirà il progressivo allineamento degli obiettivi e delle priorità degli investimenti pubblici in ricerca e innovazione nel settore energetico a quelli del SET Plan. L'Italia ha, inoltre, assicurato fin dall’inizio la sua adesione al nuovo IWG sull’idrogeno in via di costituzione.

### **3.2.2. PROGRAMMA “HORIZON EUROPE”**

Horizon Europe è il programma del sistema di finanziamento integrato destinato alle attività di ricerca della Commissione europea per il periodo 2021-2027. L’obiettivo generale di Horizon Europe è generare un impatto scientifico, tecnologico, economico e sociale attraverso investimenti dell’UE in ricerca e innovazione, in modo da:

- rafforzare le basi scientifiche e tecnologiche così da promuovere la competitività negli Stati membri;
- attuare le priorità strategiche dell’Unione e concorrere alla realizzazione delle politiche europee, enunciate dagli obiettivi di sviluppo sostenibile (SDGs) dell’Agenda 2030 delle Nazioni Unite e dall’Accordo di Parigi sul clima;
- rafforzare lo spazio europeo della ricerca.
- Le attività di ricerca e innovazione finanziate da Horizon Europe devono concentrarsi esclusivamente su applicazioni civili.

### **3.2.3. DIRETTIVA RED III**

Le nuove norme UE sulle energie rinnovabili prevedono che entro il 2030 gli Stati membri devono provvedere che la quota di energia da **fonti rinnovabili** nel consumo finale lordo di energia sia “almeno” pari al **42,5%**, ma impegnandosi collettivamente a raggiungere il 45%. Questo il punto di partenza della nuova **Direttiva RED III** (Renewable Energy Directive), il provvedimento di modifica della Direttiva europea sulle energie rinnovabili 2018/2001 (RED II).

L’elemento cardine è ovviamente il **nuovo target per le rinnovabili 2030** sul consumo finale di energia dell’UE. La direttiva RED III porta l’obiettivo al 42,5% dal 32% richiesto dalla RED II. Chiedendo nello stesso tempo un impegno per il 45% da implementare attraverso ulteriori contributi volontari nazionali o attraverso misure paneuropee. E fissando **un target indicativo per le “tecnologie innovative”** delle rinnovabili pari ad almeno il **5%** della nuova capacità verde installata entro la fine del decennio. In altre parole il 5 per cento di ogni aggiunta annuale dovrà appartenere ad una tecnologia che migliori, “*almeno in un modo, una tecnologia rinnovabile di punta comparabile*” o che ne rende sfruttabile una “*non pienamente commercializzata o che comporta un chiaro livello di rischio*”.

Parte dell'attenzione è rivolta anche alla **collaborazione**. Ecco perché entro il 31 dicembre 2025 ciascuno Paese UE dovrà concordare l'istituzione di un quadro di cooperazione su progetti comuni con uno o più Stati membri per la produzione di energia da FER. Recita il testo: *“entro il 31 dicembre 2030 gli Stati membri si adoperano per concordare l'istituzione di almeno due progetti comuni; entro il 31 dicembre 2033 gli Stati membri con un consumo annuo di energia elettrica superiore a 100 TWh si adoperano per concordare l'istituzione di un terzo progetto comune”*.

### **Target di Settore**

Nel settore dei **trasporti**, la RED III stabilisce una quota di energia rinnovabile nel consumo finale pari ad almeno il **29%** entro il 2030; o in alternativa una **riduzione dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra del 14,5%** entro la stessa data. In questo contesto, ogni Stato membro dovrà fissare un obbligo in capo ai fornitori di combustibili per assicurare che la quota combinata di biocarburanti avanzati e biogas e di combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO) nell'energia del comparto sia pari ad almeno l'1% nel 2025 e al 5,5% nel 2030. Inoltre i Paesi UE con porti marittimi dovrebbero garantire che a partire dal 2030 la quota di RFNBO sulla quantità totale di energia fornita al settore del trasporto navale sia almeno pari all'1,2%. Per la prima volta il provvedimento definisce un **obiettivo rinnovabile vincolante per il settore del riscaldamento e raffrescamento**: un aumento annuo di 0,8 punti percentuali della quota verde nei consumi fino al 2026 e di 1,1 punti percentuali dal 2026 al 2030. Il testo della RED III comprende anche obiettivi per diversi settori dell'economia:

- Energie rinnovabili nel teleriscaldamento e teleraffreddamento: +2,2 punti percentuali tra il 2021 e il 2030 (indicativo);
- Energie rinnovabili negli edifici: 49% (indicativo);
- Rinnovabili nell'industria: 1,6 punti percentuali all'anno fino al 2030 (indicativo).

### **Iter autorizzativi semplificati per le rinnovabili 2030**

Per non mancare il bersaglio, il provvedimento tenta di accelerare le procedure autorizzative. Secondo la nuova direttiva rinnovabili 2030, le autorità nazionali non potranno impiegare più di 12 mesi per autorizzare la costruzione di nuovi impianti eolici e fotovoltaici situati nelle cosiddette **“aree di riferimento per le rinnovabili”**. Per il repowering, la realizzazione di nuovi impianti sotto i 150 kWp o sistemi di stoccaggio co-ubicati la deadline si abbassa a 6 mesi (sempre se collocati in tale aree). La tempistica si allunga, invece, fino ai due anni per i progetti offshore. E al di fuori di tali zone, il processo non potrà superare i 2 anni, tre nel caso di impianti rinnovabili offshore.

Per gli **impianti solari con capacità pari o inferiore a 100 kW**, la direttiva RED 3 prevede che il processo di autorizzazione non duri più di **un mese**, anche per gli autoconsumatori e le comunità di energia rinnovabile. *“In caso di mancata risposta da parte delle autorità o degli enti competenti entro il termine stabilito, a seguito della presentazione di una domanda completa, l'autorizzazione è considerata concessa, a condizione che la capacità delle apparecchiature per l'energia solare non superi la capacità esistente della connessione alla rete di distribuzione”*. Per l'installazione di pompe di calore la procedura di rilascio delle autorizzazioni non può richiedere più di un mese, se l'impianto ha una potenza inferiore a 50 MW, tre mesi del caso di pompe di calore geotermiche.

### 3.3. LO SCENARIO NAZIONALE

Con l'approvazione della Strategia energetica nazionale (SEN), adottata dal Governo a novembre 2017 (decreto interministeriale 10 novembre 2017), l'Italia si dota di un documento di programmazione e indirizzo nel settore energetico. La SEN 2017 si muove nel quadro degli obiettivi di politica energetica delineati a livello europeo, poi ulteriormente implementati con l'approvazione da parte della Commissione UE, a novembre 2016, del Clean Energy Package (noto come Winter package).

La SEN 2017 ha previsto i seguenti macro-obiettivi di politica energetica:

- migliorare la competitività del Paese, al fine di ridurre il gap di prezzo e il costo dell'energia rispetto alla UE, assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE;
- raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile. A livello nazionale, lo scenario che si propone prevede il phase out degli impianti termoelettrici italiani a carbone entro il 2030, in condizioni di sicurezza;
- continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture.

Gli obiettivi delineati nella SEN, sono stati in qualche modo "superati" dagli obiettivi, più ambiziosi, contenuti nel **Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) per gli anni 2021-2030** aggiornato a giugno 2023: il MASE ha inviato la proposta di aggiornamento alla Commissione Europea, il cui iter di approvazione definitiva dovrà concludersi entro giugno 2024.

Esaminando gli scenari in termini di emissioni e di raggiungimento dei target globali e settoriali per il 2030 delineati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) del 2019, si nota una distanza nel loro raggiungimento, dovuta sia al fatto che fossero notevolmente sfidanti in relazione alle effettive possibilità di conseguirli in termini di investimenti e tempi realizzativi, sia agli ostacoli che si sono incontrati per la loro realizzazione, legati alle difficoltà autorizzative per i nuovi impianti a fonti rinnovabili, e infine per il rallentamento delle attività nei recenti periodi di crisi. Ciò determina un maggiore sforzo nel traguardare i nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni fissati a livello comunitario al 2030, che dovranno essere fissati in modo pragmatico ed effettivamente conseguibile.

Nell'aggiornamento del PNIEC, l'Italia intende perciò sfruttare i notevoli benefici insiti nella vasta diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, connessi alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, al miglioramento della sicurezza energetica e alle opportunità economiche e occupazionali per le famiglie e per il sistema produttivo, e intende proseguire con convinzione su tale strada, attraverso un approccio maggiormente volto alla diversificazione delle soluzioni tecnologiche disponibili per la de-carbonizzazione, continuando a finanziare lo sviluppo di nuove tecnologie energetiche per la transizione e il loro trasferimento al mondo delle imprese.

Per supportare e fornire una robusta base analitica al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) sono stati realizzati:

- uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano.

Nella tabella seguente 3.14. sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano.

	Obiettivi 2020	Obiettivi 2030 (PNIEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>		
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	17%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento		+1,3% annuo (indicativo)
<b>Efficienza energetica</b>		
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-24%	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni gas serra</b>		
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS		
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-13%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990		
<b>Interconnettività elettrica</b>		
Livello di interconnettività elettrica	8%	10%
Capacità di interconnessione elettrica (MW)	9.285	14.375

Figura 3.14. – Obiettivi principali su energia e clima dell’Italia al 2020 e al 2030.

Dall’ultima analisi realizzata da ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile) emerge che nella prima metà dell’anno le emissioni di CO<sub>2</sub> sono stimate sostanzialmente sugli stessi livelli del I semestre 2018, circa 165 Mt di anidride carbonica. La forte riduzione stimata per i primi tre mesi dell’anno (circa il 3% in meno dello stesso periodo dello scorso anno), risulterebbe di fatto compensata dall’aumento del II trimestre.

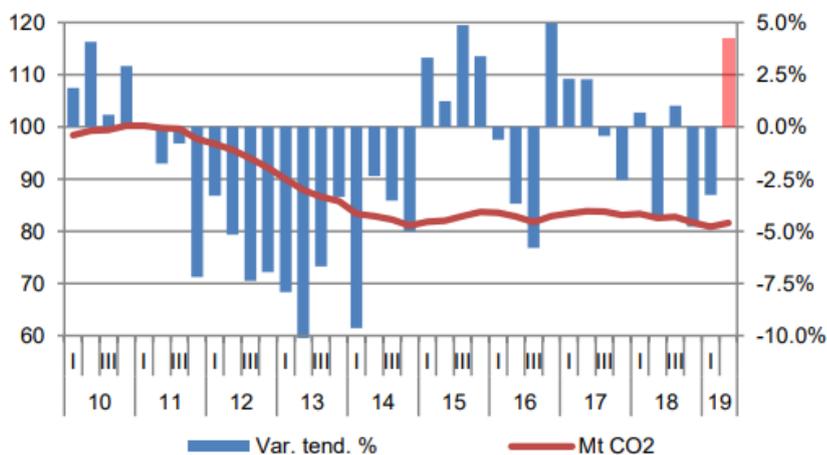


Figura 3.15. – Emissioni di CO<sub>2</sub> e variazione tendenziale.

Infatti, a fronte di emissioni stabili, il fabbisogno di energia primaria risulta in calo di circa l'1,5% rispetto allo stesso periodo di un anno fa a causa di minori importazioni e calo delle rinnovabili, mentre le fossili nel complesso sarebbero invariate sui livelli del 2018.

In Italia, in materia di energia ed ambiente, sussiste una concorrenza tra il ruolo dello Stato e quello delle Regioni.

Infatti, mentre le competenze in materia di sicurezza energetica, tutela della concorrenza e tutela dell'ambiente restano a livello centrale, con il Decreto 112/98 le Regioni hanno assunto nuove e impegnative responsabilità nell'attuazione dei processi di decentramento.

Le competenze regionali in materia energetica riguardano principalmente:

- Localizzazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- Sviluppo e valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili;
- Rilascio delle concessioni idroelettriche;
- Certificazione energetica degli edifici;
- Garanzia delle condizioni di sicurezza e compatibilità ambientale e territoriale;
- Sicurezza, affidabilità e continuità degli approvvigionamenti Regionali.

Pur essendo il coordinamento tra i diversi soggetti istituzionali ancora carente appare evidente che il decentramento energetico sia fonte di una serie di contraddizioni che inevitabilmente si creano vista la molteplicità dei soggetti (Regioni) chiamati a legiferare in materia energetica ed ambientale. Le Regioni infatti sono obbligate a redigere ciascuna un Piano Energetico Ambientale Regionale (PIEAR).

Obiettivo principale dei PEAR è quello di determinare le condizioni più favorevoli di incontro della domanda e dell'offerta di energia ottimizzando l'efficienza energetica e l'impiego delle fonti rinnovabili, attraverso il ricorso a tecnologie innovative di produzione energetica talvolta anche promuovendo la sperimentazione di sistemi locali di produzione-consumo.

### **3.3.1. OBIETTIVI E TRAGUARDI NAZIONALI**

Il Consiglio Europeo del 10-11 dicembre 2020 ha adottato l'obiettivo di riduzione UE delle emissioni nette pari ad almeno il 55% entro il 2030 rispetto al 1990. Il 29 luglio 2021 è entrata in vigore la Legge europea sul clima (Regolamento (UE) 2021/1119) che rende coerente l'obiettivo UE al 2030, "stabilisce l'obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione entro il 2050" e "istituisce un quadro per progredire nel perseguimento dell'obiettivo globale di adattamento".

L'obiettivo europeo di riduzione interna delle emissioni nette di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 55% rispetto al 1990, che include anche gli assorbimenti e le emissioni di gas a effetto serra del settore LULUCF (uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura), è ripartito tra emissioni soggette al sistema c.d. Emissions Trading - ETS (prodotte da industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non soggette al suddetto schema, più brevemente indicate come non-ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti). Gli assorbimenti di CO<sub>2</sub> e le emissioni di gas a effetto serra di CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O risultanti dal settore LULUCF sono normate dal Regolamento (UE) 2018/841.

Le recenti revisioni della pertinente legislazione incluse nel pacchetto “**Fit for 55**” prevedono per le emissioni soggette ad ETS una maggiore riduzione a livello collettivo europeo che passa dal -43% al -62% e per le emissioni non soggette ad ETS dal -30% al -40% rispetto all’anno 2005. Le emissioni non soggette ad ETS (e quelle risultanti dall’attività “trasporto marittimo” e dalle attività incluse in ETS solo ai fini degli articoli 14 e 15 di tale direttiva) ricadono nell’ambito di applicazione del Regolamento (UE) 2018/842, noto come Regolamento Effort Sharing.

Nel pacchetto *Fit for 55* sono previste anche delle disposizioni che ridisegnano l’ambito di applicazione del sistema ETS che andrà da subito ad integrare le emissioni provenienti dalla navigazione e, dal 2027, quelle provenienti dal riscaldamento degli edifici e dal traffico stradale che, sebbene regolate con lo strumento ETS rimarranno comunque incluse nell’Effort Sharing.

Inoltre, con riferimento al settore LULUCF, la revisione del Regolamento (UE) 2018/841 prevede sia raggiunto l’obiettivo di neutralità emissiva al 2025, con riferimento al periodo di contabilizzazione 2021-2025, e un ulteriore obiettivo di assorbimento collettivo delle emissioni al 2030, pari a 310 MtCO<sub>2</sub>eq, con obiettivo italiano pari ad un assorbimento netto di -35,8 MtCO<sub>2</sub> eq.al 2030.

Le emissioni di gas a effetto serra (GHG) da usi energetici rappresentano l’80% del totale nazionale pari, nel 2021, a circa 418 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente [Mt CO<sub>2</sub>eq] (inventario nazionale delle emissioni di gas a effetto serra, escluso il saldo emissioni/assorbimenti del settore LULUCF). La restante quota di emissioni deriva da fonti non energetiche, essenzialmente connesse a processi industriali, gas fluorurati, agricoltura e rifiuti.

La tabella seguente fornisce un quadro sintetico del peso di ciascun settore in termini di emissioni di GHG (Mt CO<sub>2</sub>eq) nel periodo 1990-2021:

	1990	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>DA USI ENERGETICI, di cui:</b>	<b>426</b>	<b>488</b>	<b>430</b>	<b>360</b>	<b>356</b>	<b>351</b>	<b>347</b>	<b>336</b>	<b>300</b>	<b>333</b>
Industrie energetiche	138	160	137	106	105	105	96	92	82	86
Industrie manifatturiere e costruzioni	92	92	70	56	54	53	54	50	46	54
Trasporti	102	128	116	107	106	102	105	106	87	103
Civile	78	96	96	82	83	83	84	81	79	83
Altro	15	12	10	9	8	8	8	7	7	6
<b>DA ALTRE FONTI, di cui:</b>	<b>97</b>	<b>106</b>	<b>94</b>	<b>86</b>	<b>87</b>	<b>86</b>	<b>87</b>	<b>86</b>	<b>85</b>	<b>85</b>
Processi industriali e f-gas	41	47	39	33	34	34	35	34	31	32
Agricoltura (allevamenti e coltivazioni)	38	35	32	32	33	33	32	32	33	33
Rifiuti	19	24	22	20	20	20	20	20	20	20
<b>TOTALE</b>	<b>523</b>	<b>594</b>	<b>523</b>	<b>446</b>	<b>443</b>	<b>437</b>	<b>434</b>	<b>422</b>	<b>385</b>	<b>418</b>

Tabella 3.1. – Evoluzione delle emissioni per settore nel periodo 1990-2021 (Emissioni di GHG, Mt di CO<sub>2</sub>eq) – Fonte ISPRA.

Mentre per le emissioni soggette ad ETS l’obiettivo è a livello europeo, essendo il sistema applicato a tutti gli Stati membri in maniera armonizzata e centralizzata, per le altre emissioni (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) l’obiettivo di riduzione di gas a effetto serra viene suddiviso tra i vari Stati membri.

Tali emissioni sono disciplinate dal Regolamento (UE) 2023/857 (c.d. Regolamento Effort Sharing-ESR), relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030, recentemente adottato, che ha fissato un obiettivo per l’Italia ancor più ambizioso, prevedendo una riduzione entro il 2030 del 43,7% rispetto ai livelli del 2005. Tale obiettivo dovrà essere

raggiunto secondo una traiettoria di riduzione che determinerà ogni anno un cap alle emissioni (AEA, allocazione di emissione annuale).

Per il raggiungimento dei target ESR, gli Stati membri potranno avvalersi, entro certi limiti, di meccanismi di flessibilità che consentono di gestire la traiettoria di riduzione (operazioni di banking e borrowing intra-periodo) ed effettuare trasferimenti di quote di emissione con altri Stati membri. A questi strumenti si aggiunge una ulteriore flessibilità legata alla contabilizzazione degli assorbimenti e delle emissioni di gas serra del settore LULUCF. Tale operazione è consentita solo a condizione che vengano rispettati gli impegni ai sensi del Regolamento (UE) 2023/839 (Regolamento LULUCF). In ogni caso, la flessibilità LULUCF fissa a 5.75 MtCO<sub>2</sub>eq la quantità cumulata di assorbimenti per il periodo 2021-2025 e 5.75 MtCO<sub>2</sub>eq per il successivo periodo 2026-2030. Infine, il Regolamento “*Effort sharing*” stabilisce la c.d. Riserva di sicurezza. Tale riserva costituita da un volume di quote pari a 105 Mt, è destinata ai Paesi con PIL pro capite 2013 inferiore alla media EU che, al 2020, avranno effettuato maggiori riduzioni oltrepassando il proprio target (“*overachievement*”). Tuttavia, l’accesso alla riserva è consentito “solo” alla fine del periodo di compliance 2026-2030 in quanto comunque subordinato al “raggiungimento” dell’obiettivo EU di riduzione al 2030. La tabella riportata di seguito 3.2. fornisce una indicazione quantitativa sulla collocazione nazionale rispetto agli obiettivi concordati in sede europea al 2030 (vecchio e nuovo obiettivo):

	Scenario di riferimento al 2030	Obiettivo 2030 (PNIEC 2019)	Obiettivo 2030
Emissioni ETS	-55%	---	-62%*
Emissioni ESR	-28,6%	- 33%	-43,7%
Assorbimenti LULUCF	34,9 MtCO <sub>2</sub> eq		35,8 MtCO <sub>2</sub> eq

\* Obiettivo europeo

Tabella 3.2. – Obiettivi emissioni ETS, ESR e LULUCF.

### 3.4. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)

Si definiscono Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) quelle fonti che, a differenza dei combustibili fossili e nucleari, possono essere considerate virtualmente inesauribili: questo perché il loro ciclo di produzione ha tempi caratteristici al minimo comparabili con quelli del loro consumo da parte degli utenti. Il Decreto Legislativo n. 387 del 2003 definisce all’art 2 lettera a) le fonti energetiche rinnovabili come: le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, mareomotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). In Italia, il consumo di energia per unità di PIL si riduce del 16% dal 2005 al 2021, mentre le emissioni di gas serra per unità di PIL si riducono del 27,2%. Analogamente, diminuiscono dal 2005 le emissioni di gas serra per unità di energia consumata in tutti i principali settori produttivi: da un -6,6% per l’agricoltura a -14,1% per l’industria.

Sul fronte delle fonti rinnovabili l’Italia è seconda solo alla Svezia tra i principali Paesi Europei, in termini di quota di consumo interno lordo di energia da fonti rinnovabili. La quota nazionale di energia rinnovabile rispetto al consumo interno lordo è pari a 19,4% nel 2021, mentre la media Europea è pari a 17,7%. (Fonte ISPRA – 2023).

### 3.4.1. Le fonti rinnovabili in Europa

Negli ultimi due decenni, la quota di energia rinnovabile dell'UE è aumentata costantemente a livello dell'Unione e nella maggior parte degli Stati membri grazie a:

- Politiche dedicate per il clima e l'energia, in particolare gli obiettivi del 2020 per le fonti energetiche rinnovabili ai sensi della **direttiva sulle energie rinnovabili** del 2009;
- Aumento della competitività, a seguito di rapidi progressi tecnologici e significative riduzioni dei costi.

Secondo le stime preliminari dell'EEA (Agenzia Europea per l'Ambiente), la quota di energia da fonti rinnovabili è aumentata dall'8,5% al 18,0% del consumo finale lordo di energia nell'UE nel 2018, il doppio rispetto al 2005: la crescita della quota FER è imputabile sia alla tendenziale contrazione dei consumi complessivi (in diminuzione dello 0,3% medio annuo nel periodo) sia alla crescita progressiva dei consumi di energia da FER (+5,1% medio annuo).

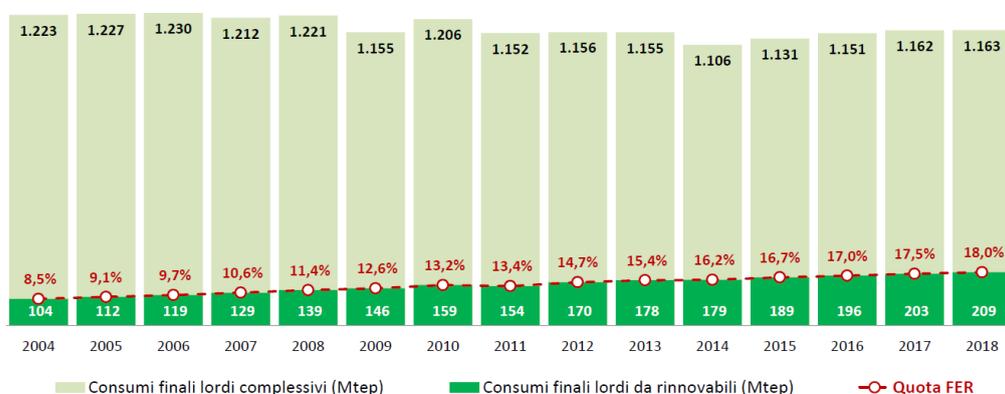


Figura 3.16. – Andamento FER e consumi complessivi in Europa – Fonte GSE.

Oggi, le quote di energia rinnovabile continuano a variare ampiamente tra i paesi dell'UE, passando da oltre il 30% del consumo finale lordo di energia in Austria, Danimarca, Finlandia, Lettonia e Svezia al 10% o meno in Belgio, Cipro, Lussemburgo, Malta e Paesi Bassi. I primi sei mesi del 2020 hanno evidenziato che la produzione di energia da fonti rinnovabili in Europa ha superato quella da combustibili fossili. Nei 27 paesi dell'Unione europea le fonti alternative hanno coperto il 40 per cento della produzione, quelle tradizionali solo il 34 per cento. In cinque anni il distacco si è dimezzato. I benefici per l'ambiente? Il 23 per cento in meno di emissioni di gas serra.

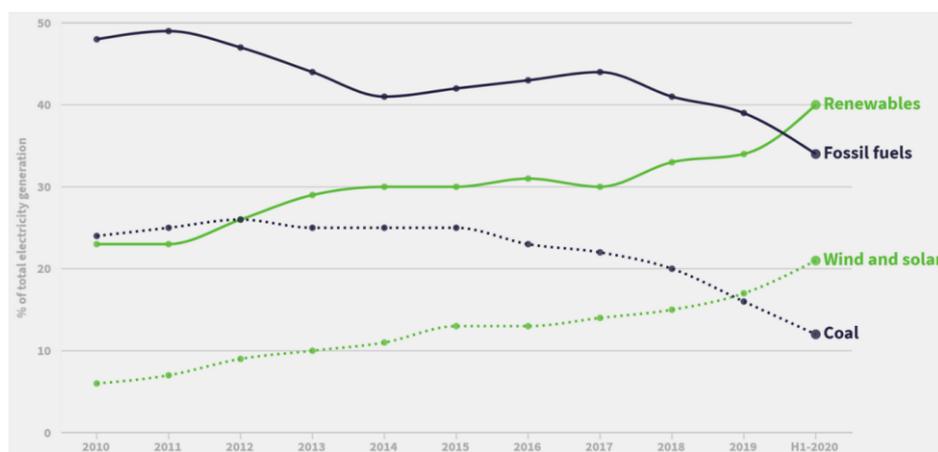


Figura 3.17. – Variazione produzione energetica 2010 – 2020.

La produzione di energia rinnovabile è cresciuta in media dell'11 per cento rispetto al primo semestre del 2019 favorita da un inizio anno mite e ventoso. Per il solare si registra un +16 per cento, per l'eolico +11 per cento e per l'idroelettrico +12 per cento. Questo grazie alle nuove installazioni di eolico e solare in Ue che hanno coperto il 21 per cento della produzione. La maggior concentrazione è stata registrata in Danimarca (64 per cento), Irlanda (49) e Germania (42). L'UE attraverso il Regolamento 2018/99 ha fissato un obiettivo vincolante: nel 2030, la quota dei consumi di energia coperta FER deve essere pari almeno al 32%.

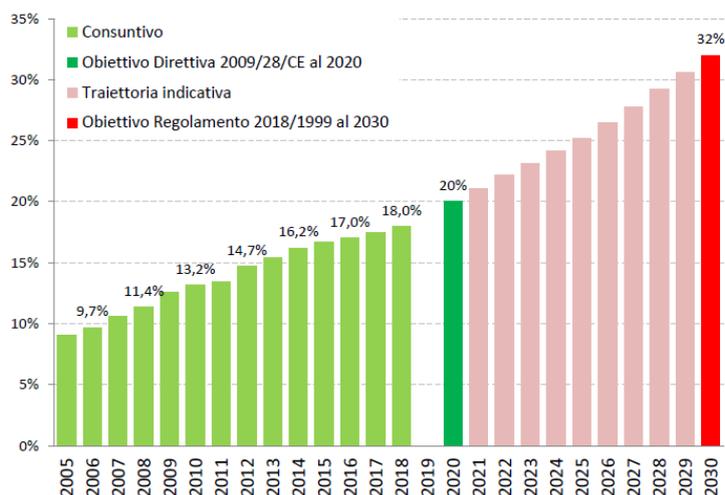


Figura 3.18. – Traiettoria quota FER sui consumi complessivi di energia al 2020 e al 2030 in UE.

### 3.4.2. Le fonti rinnovabili in Italia

Gli impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili installati in Italia risultano, a fine 2021, poco meno di 1.030.000; si tratta principalmente di impianti fotovoltaici (98,7% del totale), aumentati di oltre 80.000 unità rispetto al 2020 (+8,6%).

La potenza efficiente lorda<sup>1</sup> degli impianti installati è pari a 57.979 MW, con un aumento di circa 1.394 MW rispetto al 2020 (+2,5%); tale dinamica è generata principalmente dalle dinamiche di crescita rilevate nei comparti solare (+944 MW) ed eolico (+383 MW).

	2020		2021		Variazione assoluta 2021/2020		Variazione % 2021/2020	
	Numero impianti	Potenza (kW)	Numero impianti	Potenza (kW)	Numero impianti	Potenza (kW)	Numero impianti	Potenza (kW)
<b>Idraulica</b>	<b>4.503</b>	<b>19.105.910</b>	<b>4.646</b>	<b>19.172.262</b>	<b>143</b>	<b>66.352</b>	<b>3,2</b>	<b>0,3</b>
0 – 1 (MW)	3.271	902.074	3.408	933.049	137	30.975	4,2	3,4
1 – 10 (MW)	922	2.746.302	928	2.749.751	6	3.449	0,7	0,1
> 10 (MW)	310	15.457.534	310	15.489.462	0	31.928	0,0	0,2
<b>Eolica</b>	<b>5.660</b>	<b>10.906.856</b>	<b>5.731</b>	<b>11.289.805</b>	<b>71</b>	<b>382.949</b>	<b>1,3</b>	<b>3,5</b>
<b>Solare</b>	<b>935.838</b>	<b>21.650.040</b>	<b>1.016.083</b>	<b>22.594.259</b>	<b>80.245</b>	<b>944.219</b>	<b>8,6</b>	<b>4,4</b>
<b>Geotermica</b>	<b>34</b>	<b>817.090</b>	<b>34</b>	<b>817.090</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Bioenergie</b>	<b>2.944</b>	<b>4.105.931</b>	<b>2.985</b>	<b>4.106.025</b>	<b>41</b>	<b>94</b>	<b>1,4</b>	<b>0,0</b>
Biomasse solide	464	1.688.187	448	1.699.555	-16	11.368	-3,4	0,7
– rifiuti urbani	61	907.291	60	919.691	-1	12.400	-1,6	1,4
– altre biomasse	403	780.896	394	779.864	-9	-1.032	-2,2	-0,1
Biogas	2.201	1.452.205	2.122	1.455.113	-79	2.908	-3,6	0,2
– da rifiuti	386	392.690	386	382.863	0	-9.827	0,0	-2,5
– da fanghi	81	44.643	82	46.717	1	2.074	1,2	4,6
– da deiezioni animali	656	245.119	688	249.422	32	4.304	4,9	1,8
– da attività agricole e forestali	1.078	769.754	1.105	776.111	27	6.357	2,5	0,8
Bioliquidi	465	965.538	446	951.357	-19	-14.181	-4,1	-1,5
– oli vegetali grezzi	371	826.359	358	812.296	-13	-14.063	-3,5	-1,7
– altri bioliquidi	94	139.179	96	139.061	2	-118	2,1	-0,1
<b>Totale</b>	<b>948.979</b>	<b>56.585.827</b>	<b>1.029.479</b>	<b>57.979.441</b>	<b>80.500</b>	<b>1.393.614</b>	<b>8,5</b>	<b>2,5</b>

Tabella 3.3. – Numero e potenza degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER – Fonte: GSE e Terna per la fonte solare; Terna per le altre fonti.

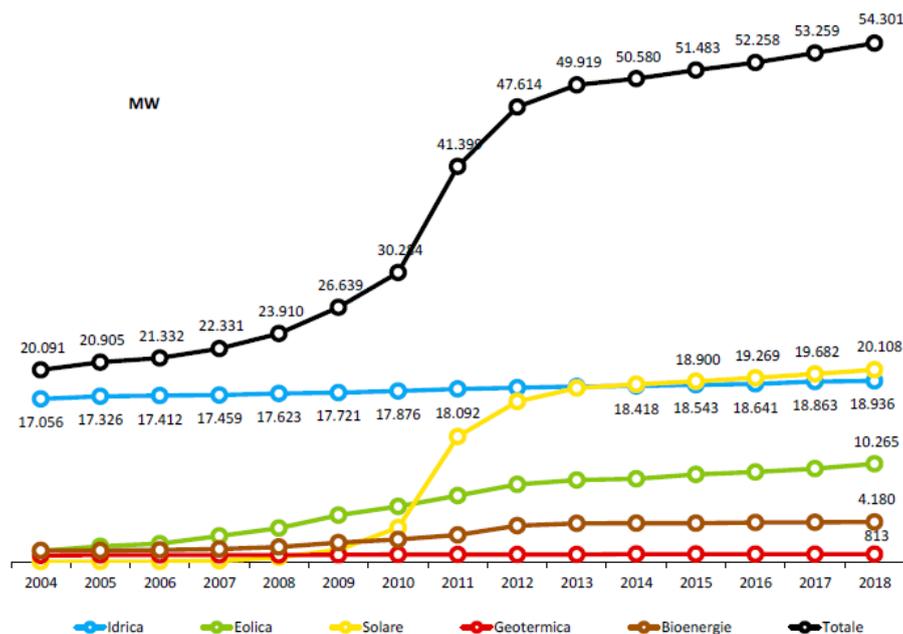


Figura 3.19. – Potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER – Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna e GSE.

Tra il 2007 e il 2021 la potenza efficiente lorda degli impianti di produzione elettrica da FER installati in Italia è aumentata da 22.331 MW a 57.979 MW, per una variazione complessiva di 35.649 MW e un tasso di crescita medio annuo pari al 7,1%; gli anni caratterizzati da incrementi maggiori sono il 2011 e il 2012. La potenza installata complessiva degli impianti entrati in esercizio nel corso del 2021 è pari a 1.394 MW.

Il parco elettrico nazionale è storicamente caratterizzato da una notevole diffusione di impianti idroelettrici; mentre tuttavia, negli anni più recenti, la potenza installata di tali impianti è rimasta pressoché costante (+0,7% medio annuo), quella delle altre fonti rinnovabili – in particolare l'eolica e la solare – è cresciuta con ritmi molto sostenuti, favorita dai diversi sistemi pubblici di incentivazione.

La dimensione e la potenza degli impianti FER variano significativamente al variare della fonte che li alimenta.

Per gli impianti idroelettrici, ad esempio, la classe che concentra il maggior numero di impianti è quella con potenza tra 200 kW e 1 MW (31,5%). Il 93% circa degli impianti fotovoltaici installati in Italia ha potenza inferiore a 50 kW, mentre il 94% di quelli geotermoelettrici supera i 10 MW. Gli impianti alimentati con biogas e con bioliquidi, invece, hanno in genere una potenza compresa tra 200 kW e 1 MW (circa il 70% degli impianti). Oltre l'85% degli impianti eolici, infine, ha potenza inferiore a 200 kW; il 59,3% si concentra, in particolare, nella classe compresa tra i 50 kW e 200 kW.

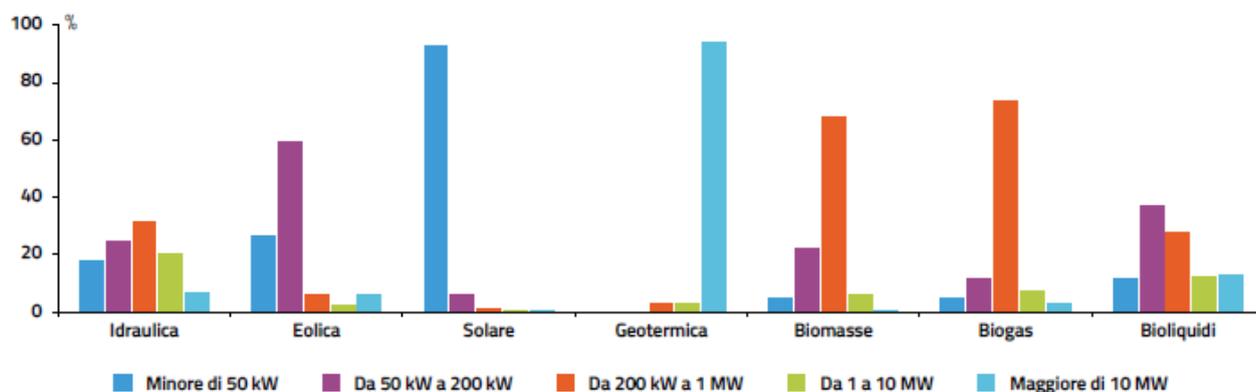


Figura 3.20. – Distribuzione % del numero di impianti per fonte rinnovabile, secondo classe di potenza – Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna e GSE.

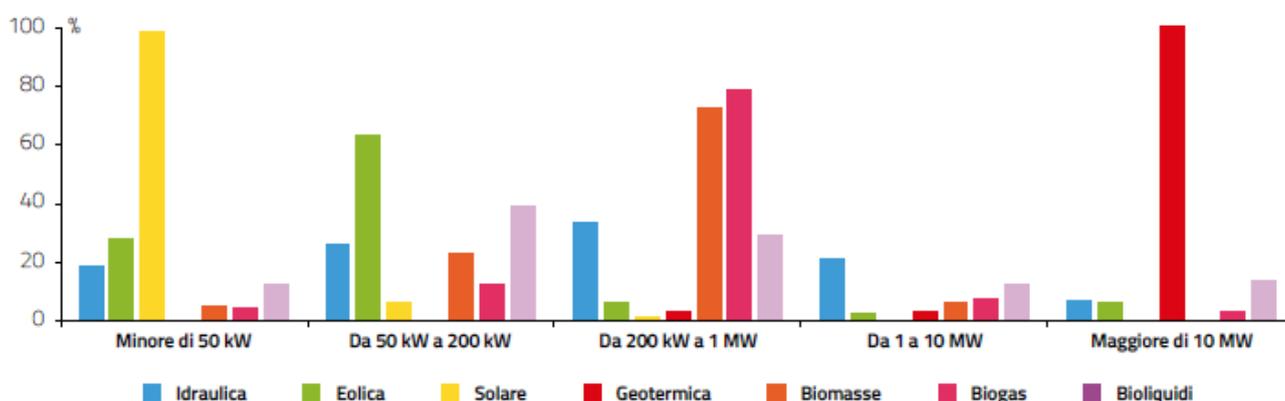


Figura 3.21. – Distribuzione % del numero di impianti per classe di potenza secondo fonte rinnovabile – Fonte: elaborazioni GSE su dati Terna e GSE.

La regione con la più elevata concentrazione di potenza installata di impianti FER per la produzione elettrica (15,3% della potenza complessiva a livello nazionale) risulta, nel 2021, la Lombardia; tra le regioni settentrionali, seguono Piemonte (8,5%) e Veneto (6,5%).

La Toscana, grazie principalmente allo sfruttamento della risorsa geotermica, è invece la regione con maggior potenza installata nel Centro Italia (4,2%). Nel Mezzogiorno la prima regione per potenza installata è la Puglia (10,4% della potenza nazionale); seguono a distanza Sicilia (6,5%) e Campania (5,7%).

L'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel 2021, pari a 116.339 GWh, rappresenta il 40,2% della produzione lorda complessiva del Paese, in calo rispetto al 41,7% rilevato nel 2020. La fonte principale si conferma quella idroelettrica (39% della produzione complessiva); seguono solare (22%), eolica (18%), bioenergie (16%) e geotermia (5%).

La produzione di energia elettrica calcolata applicando i criteri fissati dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio dei target UE – che prevedono la normalizzazione della produzione idroelettrica ed eolica e la contabilizzazione dei soli bioliquidi sostenibili – è pari invece a 118.702 GWh; il dato, sostanzialmente stabile rispetto al 2020 (+0,3%), rappresenta il 36,0% del Consumo Interno Lordo di energia elettrica (nel 2020 era 38,1%).

GWh	2020		2021		Variazione % 2021/2020	
	Effettiva	da RED I - Dir. 2009/28/CE	Effettiva	da RED II - Dir. (UE) 2018/2001	Effettiva	Direttive RED
<b>Idraulica (*)</b>	<b>47.551,8</b>	<b>47.987,6</b>	<b>45.388,2</b>	<b>48.450,2</b>	<b>-4,6</b>	<b>1,0</b>
<b>Eolica (*)</b>	<b>18.761,6</b>	<b>19.836,5</b>	<b>20.927,3</b>	<b>20.348,3</b>	<b>11,5</b>	<b>2,6</b>
<b>Solare</b>	<b>24.941,5</b>	<b>24.941,5</b>	<b>25.039,0</b>	<b>25.039,0</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>
<b>Geotermica</b>	<b>6.026,1</b>	<b>6.026,1</b>	<b>5.913,8</b>	<b>5.913,8</b>	<b>-1,9</b>	<b>-1,9</b>
<b>Bioenergie</b>	<b>19.633,8</b>	<b>19.558,5</b>	<b>19.070,8</b>	<b>18.951,2</b>	<b>-2,9</b>	<b>-3,1</b>
<b>Biomasse solide</b>	6.800,0	6.800,0	6.837,8	6.837,8	0,6	0,6
– frazione biodegradabile RSU (**)	2.379,5	2.379,5	2.308,3	2.308,3	-3,0	-3,0
– altre biomasse	4.420,5	4.420,5	4.529,5	4.529,5	2,5	2,5
<b>Biogas</b>	8.166,4	8.166,4	8.124,2	8.124,2	-0,5	-0,5
– da rifiuti	1.143,5	1.143,5	1.058,6	1.058,6	-7,4	-7,4
– da fanghi	130,7	130,7	124,0	124,0	-5,1	-5,1
– da deiezioni animali	1.293,6	1.293,6	1.296,9	1.296,9	0,3	0,3
– da attività agricole e forestali	5.598,6	5.598,6	5.644,6	5.644,6	0,8	0,8
<b>Bioliquidi (***)</b>	4.667,3	4.592,1	4.108,8	3.989,2	-12,0	-13,1
<b>Totale FER</b>	<b>116.915</b>	<b>118.350</b>	<b>116.339</b>	<b>118.702</b>	<b>-0,5</b>	<b>0,3</b>
<b>Produzione lorda complessiva</b>	<b>280.531</b>	<b>280.531</b>	<b>289.070</b>	<b>289.070</b>	<b>3,0</b>	<b>3,0</b>
<b>Totale FER/Produzione complessiva</b>	41,7%	42,2%	40,2%	41,1%		
<b>Consumo Interno Lordo (CIL)</b>	<b>310.787</b>	<b>310.787</b>	<b>329.769</b>	<b>329.769</b>	<b>6,1</b>	<b>6,1</b>
Totale FER/CIL	37,6%	38,1%	35,3%	36,0%		

Fonte: Terna, GSE

(\*) Nella colonna "da Direttiva 2009/28/CE" i valori della produzione idroelettrica ed eolica riportati sono normalizzati.

(\*\*) La frazione biodegradabile dei rifiuti solidi urbani è assunta pari al 50% del contenuto energetico totale, come previsto dalle regole statistiche IEA/Eurostat.

(\*\*\*) La produzione lorda effettiva da bioliquidi si differenzia da quella calcolata ai sensi della Direttiva 2009/28/CE perché quest'ultima tiene conto dei soli bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità stabiliti dalla Direttiva 2009/28/CE.

Tabella 3.4. – Produzione da fonti rinnovabili.

Nel 2021 la produzione di energia elettrica a fonti rinnovabili risulta pari a 116.339 GWh, in leggera diminuzione rispetto al 2020 (-0,5%). Il valore osservato è condizionato principalmente dall'andamento delle produzioni idroelettriche e delle bioenergie, in entrambi i casi in diminuzione. Il dato relativo alla fonte eolica, in crescita dell'11,5% rispetto al 2020, è invece collegato anche alle condizioni di ventosità mediamente più favorevoli che hanno caratterizzato il 2021.

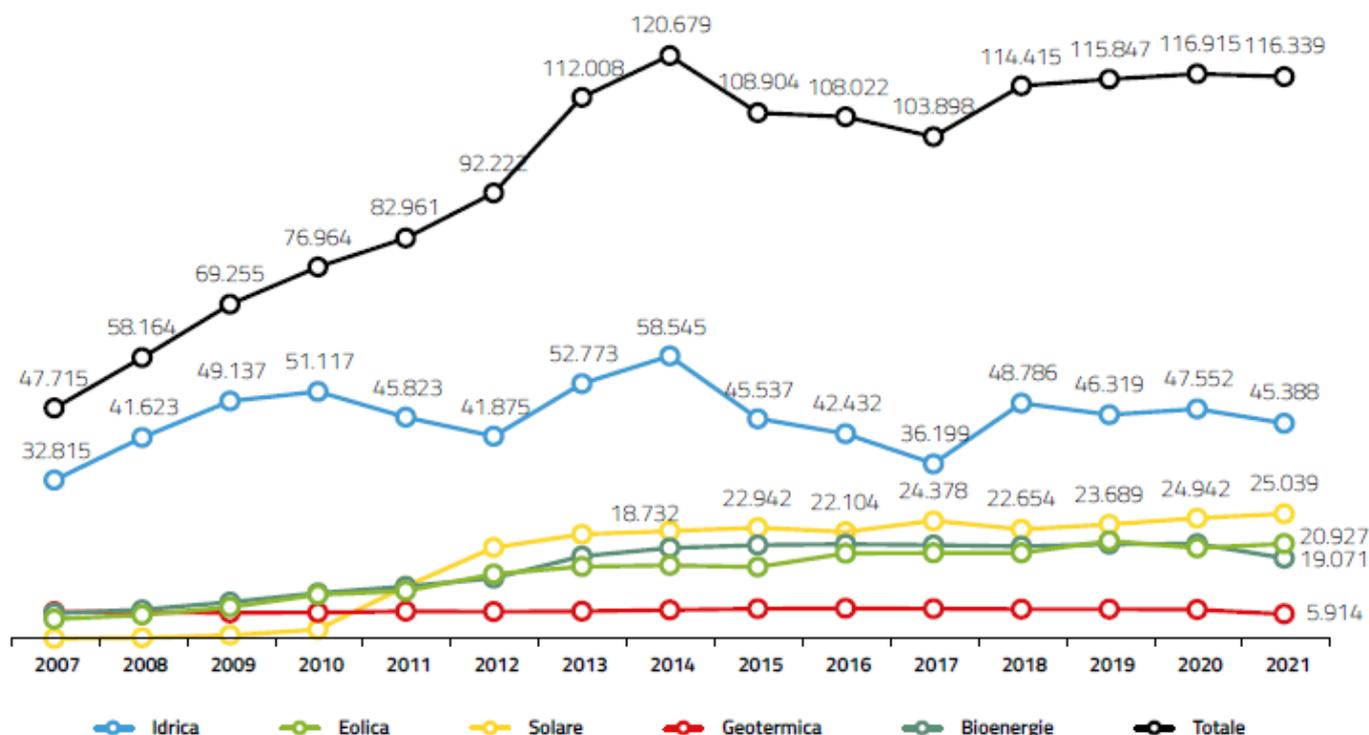


Figura 3.22. – Evoluzione della produzione da fonti rinnovabili – Fonte: Terna, GSE.

Risulta invece pressoché invariata, nel 2021, la performance degli impianti solari (25.039 GWh di energia, per una variazione rispetto al 2020 pari a +0,4%).

### 3.4.3. Le fonti energetiche in Puglia

Sulla base delle potenzialità offerte dal proprio territorio, la Regione Puglia intende puntare al soddisfacimento dei fabbisogni interni di energia elettrica quasi esclusivamente attraverso il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Più nel dettaglio, con l'approvazione del PEAR, la Regione Puglia si propone di colmare il deficit tra produzione e fabbisogno di energia elettrica stimato al 2020, indirizzando significativamente verso le rinnovabili il mix di fonti utilizzato.

In Puglia, nel 2018 le Fonti Rinnovabili di Energia (FER) hanno confermato il proprio ruolo di primo piano nel panorama energetico regionale, trovando impiego diffuso sia per la produzione di energia elettrica, sia per la produzione di calore, grazie ai **43.737 impianti diffusi in tutti i Comuni**.

È il solare fotovoltaico la tecnologia più diffusa in termini numerici, con il 97,9% degli impianti, seguiti dall'eolico con l'1,9% e da impianti idroelettrici e alimentati a biomasse.

La potenza efficiente netta degli impianti a fonti rinnovabili installati si attesta a **5.505,9 MW** rappresentando circa il 44% della potenza netta disponibile nella Regione.

Tra questa, è il **fotovoltaico** la tecnologia con maggior potenza installata pari a **2.652,1 MW** (48,2%), seguito da **eolico** con **2.517,3 MW** (45,73%) e da **idrico** con **3,6 MW** (0,06%).

MW Tipologia di impianto	Potenza Efficiente Lorda			Potenza Efficiente Netta		
	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale
Idrico	3,7	-	3,7	3,6	-	3,6
Termoelettrico	346,7	7.465,3	7.812,0	332,8	7.132,2	7.464,9
Celle a combustibile	-	0,1	0,1	-	0,1	0,1
Geotermoelettrico	-	-	-	-	-	-
Eolico	2.525,3	-	2.525,3	2.517,3	-	2.517,3
Fotovoltaico	2.652,1	-	2.652,1	2.652,1	-	2.652,1
<b>Totale</b>	<b>5.527,7</b>	<b>7.465,4</b>	<b>12.993,1</b>	<b>5.505,9</b>	<b>7.132,3</b>	<b>12.638,0</b>

Figura 3.23. – Potenza efficiente impianti di produzione di energia elettrica per fonte (MW) – Fonte: Dati Terna.

La maggior potenza da fonti rinnovabili installata è presente nella provincia di Foggia con **2.541,2 MW** complessivi, seguita da Lecce con **790,6 MW** e Bari con **767 MW**.

MW	Potenza Efficiente Lorda	Potenza Efficiente Netta
<b>Province</b>		
BARI	1.598,7	1.581,1
<i>di cui fonti rinnovabili</i>	<i>771,8</i>	<i>767,0</i>
BARILETTA-ANDRIA-TRANI	287,9	287,6
<i>di cui fonti rinnovabili</i>	<i>287,9</i>	<i>287,6</i>
BRINDISI	5.221,4	4.964,0
<i>di cui fonti rinnovabili</i>	<i>598,9</i>	<i>596,6</i>
FOGGIA	3.363,6	3.338,3
<i>di cui fonti rinnovabili</i>	<i>2.552,6</i>	<i>2.541,2</i>
LECCE	791,1	790,6
<i>di cui fonti rinnovabili</i>	<i>789,7</i>	<i>789,3</i>
TARANTO	1.730,3	1.676,3
<i>di cui fonti rinnovabili</i>	<i>526,8</i>	<i>524,2</i>
<b>PUGLIA</b>	<b>12.993,1</b>	<b>12.638,0</b>
<i>di cui fonti rinnovabili</i>	<i>5.527,7</i>	<i>5.505,9</i>

Figura 3.24. – Potenza efficiente impianti di produzione di energia elettrica per provincia (MW) – Fonte: Dati Terna.

La produzione netta di energia elettrica complessiva in Puglia è di **28.541,2 GWh/anno** di cui **9.343,7 GWh/anno** da fonte rinnovabile, pari al 32,7% del totale.

Il maggior contributo arriva dall'**energia Eolica** con **4.548,7 GWh/anno** seguita dall'**energia Fotovoltaica** con **3.369,1 GWh/anno** che ricoprono insieme circa l'85% della produzione totale di energia da fonti rinnovabili.

GWh Tipologia Impianto	Produzione Lorda			Produzione Netta		
	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale	Fonte rinnovabile	Fonte tradizionale	Totale
Idrica	4,6	-	4,6	4,5	-	4,5
Termoelettrica	1.503,8	20.348,9	21.852,7	1.421,3	19.197,6	20.618,9
Geotermoelettrica	-	-	-	-	-	-
Eolica	4.594,2	-	4.594,2	4.548,7	-	4.548,7
Fotovoltaica	3.438,2	-	3.438,2	3.369,1	-	3.369,1
<b>TOTALE</b>	<b>9.540,8</b>	<b>20.348,9</b>	<b>29.889,8</b>	<b>9.343,7</b>	<b>19.197,6</b>	<b>28.541,2</b>

Figura 3.25. – Produzione Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili (GWh/anno) – Fonte: Dati Terna.

In Puglia, la crescita delle rinnovabili è stata inesorabile negli ultimi anni sia per la potenza installata sia per la produzione di energia: di seguito viene illustrato il trend evolutivo che la produzione lorda rinnovabile ha seguito a partire dal 2000 fino ad arrivare al 2018.

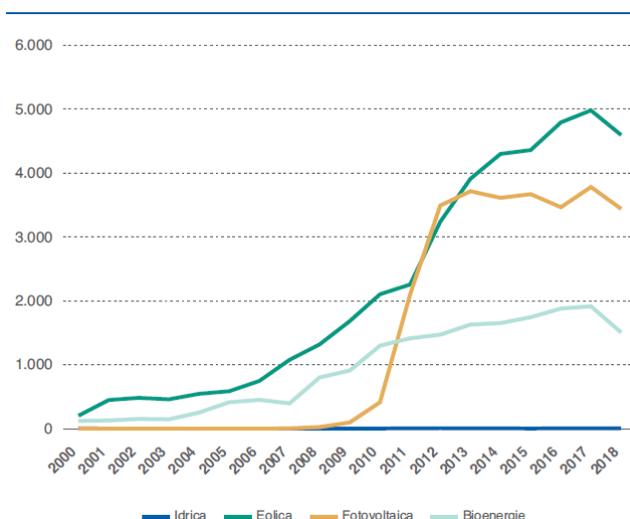


Figura 3.26. – Serie storica produzione lorda rinnovabile per fonte, Anni 2000 -2018 (GWh) – Fonte: Dati Terna.

In termini di produzione di energia elettrica è la provincia di Brindisi (**12.667,6 GWh/anno**) a fornire il maggior contributo, seguita da Foggia con **7.527,2 GWh/anno** e Taranto con **4.473 GWh/anno**.

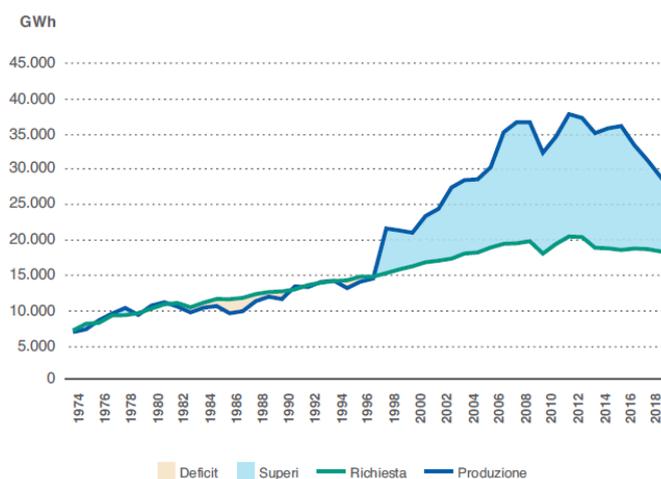
GWh	Produzione Lorda	Servizi Ausiliari	Produzione Netta
<b>Province</b>			
Bari	2.473,9	69,3	2.404,6
Barletta-Andria-Trani	412,5	5,2	407,3
Brindisi	13.557,1	889,6	12.667,6
Foggia	7.696,4	169,2	7.527,2
Lecce	1.081,0	19,5	1.061,5
Taranto	4.668,8	195,8	4.473,0
<b>Puglia</b>	<b>29.889,8</b>	<b>1.348,5</b>	<b>28.541,2</b>

Figura 3.27. – Produzione di energia elettrica per provincia – Anno 2018 – Fonte: Dati Terna.

In netto contrasto con i dati precedenti è la produzione lorda rinnovabile per fonte: qui è la provincia di Foggia a rappresentare il comune virtuoso (**4.621,5 GWh/anno**), con l'eolico a giocare il ruolo da protagonista con **3.722,4 GWh/anno**, seguita da Bari con **1.549,9 GWh/anno**, Lecce con **1.080,5 GWh/anno** e Brindisi con **1.049,9 GWh/anno**.

Dagli ultimi dati forniti da TERNA relativi all'anno 2018 sulle fonti rinnovabili è possibile osservare l'andamento dell'intero settore energetico e quello delle FER.

Energia richiesta in Puglia nel 2018 GWh 18.325,0  
 Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta GWh +10.216,3 (+55,8%)



Consumi anno 2018: complessivi 16.731,5 GWh; per abitante 4.145 kWh

Figura 3.28. – Serie storica superi (+) e deficit (-) della produzione rispetto alla richiesta, Anni 1973-2018 – Fonte: Dati Terna

GWh	Operatori del mercato elettrico		Puglia
	Autoproduttori		
<b>Produzione lorda</b>			
- idroelettrica	4,6	-	4,6
- termoelettrica tradizionale	18.188,5	3.664,3	21.852,7
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	4.594,2	-	4.594,2
- fotovoltaica	3.438,2	-	3.438,2
<b>Totale produzione lorda</b>	<b>26.225,5</b>	<b>3.664,3</b>	<b>29.889,8</b>
<b>Servizi ausiliari della Produzione</b>	<b>1.179,7</b>	<b>168,8</b>	<b>1.348,5</b>
<b>Produzione netta</b>			
- idroelettrica	4,5	-	4,5
- termoelettrica tradizionale	17.123,4	3.495,5	20.618,9
- geotermoelettrica	-	-	-
- eolica	4.548,7	-	4.548,7
- fotovoltaica	3.369,1	-	3.369,1
<b>Totale produzione netta</b>	<b>25.045,8</b>	<b>3.495,5</b>	<b>28.541,2</b>
<b>Energia destinata ai pompaggi</b>	-	-	-
<b>Produzione destinata al consumo</b>	<b>25.045,8</b>	<b>3.495,5</b>	<b>28.541,2</b>
<b>Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori</b>	<b>+237,0</b>	<b>-237,0</b>	-
<b>Saldo import/export con l'estero</b>	<b>+467,1</b>	-	<b>+467,1</b>
<b>Saldo con le altre regioni</b>	<b>-10.683,4</b>	-	<b>-10.683,4</b>
<b>Energia richiesta</b>	<b>15.066,5</b>	<b>3.258,5</b>	<b>18.325,0</b>
<b>Perdite</b>	<b>1.593,4</b>	<b>0,1</b>	<b>1.593,5</b>
<b>Consumi</b>			
Autoconsumo	884,5	3.258,4	4.142,9
Mercato libero	9.117,6	-	9.117,6
Mercato tutelato	3.471,0	-	3.471,0
<b>Totale Consumi</b>	<b>13.473,1</b>	<b>3.258,4</b>	<b>16.731,5</b>

Figura 3.29. – Bilancio dell'energia elettrica in Puglia (Anno 2018).

### **3.4.4.L'energia fotovoltaica**

L'energia fotovoltaica trasforma direttamente l'irradiazione solare in elettricità, a livello locale come in grandi strutture industriali. Il fotovoltaico trasforma direttamente la luce del sole in elettricità grazie a pannelli formati da cellule di semi-conduttori.

Ne derivano due tipi di impianti, molto diversi tra loro:

- Impianti individuali per privati o piccole collettività in cui i pannelli fotovoltaici permettono di alimentare impianti elettrici;
- Grandi complessi o “centrali solari”, che si dispiegano su decine di ettari e producono a larga scala elettricità che può alimentare la rete elettrica.

La notevole duttilità dell'energia solare, ovvero la grande potenza capace di fornire elettricità a città ed industrie, ma anche l'offrire autonomia a zone rurali o di difficile accesso sono una delle sue principali attrattive tra le altre energie rinnovabili. L'effetto fotovoltaico (o fotoelettrico) consiste nel convertire la luce in elettricità. È stato scoperto dal fisico Edmond Becquerel (1839) e trova un'applicazione industriale nel 1954. Si basa sul principio che la corrente elettrica nasce dallo spostamento degli elettroni. Per provocare questo spostamento, i fotoni (particelle costitutive della luce, che impiegano 1 milione di anni per nascere ed 8 minuti per arrivare sulla terra) vanno ad eccitare gli elettroni periferici di alcuni atomi di elementi semiconduttori, prevalentemente il silicio.

In pratica, una cellula fotovoltaica riceve la luce solare e la trasforma in elettricità per via di un semiconduttore (ovvero di un materiale la cui capacità a condurre elettricità, la cosiddetta conduttività), inizialmente debole, può aumentare in virtù di alcuni fattori: temperatura, luminosità, presenza di impurità. Il silicio utilizzato nelle cellule dei pannelli fotovoltaici è un semiconduttore: l'esposizione alla luce lo rende conduttore di elettricità. Varie cellule costituiscono un modulo fotovoltaico che produce corrente continua, poi trasformata in corrente alternativa, da un ondulatore.

La diffusione dell'energia fotovoltaica in Europa e nel Mondo

Nel 2019 la potenza fotovoltaica cumulativa installata nel mondo ha raggiunto i 627 GW, più 115 GW rispetto all'anno precedente. È questo uno dei dati preliminari contenuti nel report **Snapshot of Global PV Markets 2020**, pubblicato dall'International Energy Agency per fare il punto sulla potenza fotovoltaica installata a livello mondiale.

Nel 2019, il mercato fotovoltaico ha superato la soglia dei 100 GW per la terza volta consecutiva e il mercato ha avuto un incremento del 12% su base annua. Questa crescita è spiegata dal significativo aumento in tutti i continenti. In termini di nuovi impianti solari, la Cina è rimasta leader per il terzo anno consecutivo con 204,7 GW, anche se ha visto diminuire la potenza annuale installata da 43,4 GW a 30,01 GW. Dopo Cina e Ue troviamo Giappone (7 GW), Vietnam (4,8 GW), Australia (3,7 GW), Ucraina (3,5 GW) e Corea (3,1 GW).

In totale, il contributo del fotovoltaico ammonta a quasi il 3% della domanda di elettricità nel mondo. Sale così il contributo alla decarbonizzazione del mix energetico, con un risparmio fino a 720 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> in base alla capacità installata alla fine del 2019, pari all'1,7% delle emissioni globali.

Il 2019 è stato l'anno con la crescita più significativa del fotovoltaico europeo dal 2010: 16,7 GW di nuove installazioni in aumento del 104% rispetto agli 8,2 GW del 2018. Si tratta dello sviluppo più significativo dal 2010. Il mercato solare più grande d'Europa nel 2019 è la Spagna, con un aumento di 4,7 GW, il dato più importante dal 2008. Seguono la Germania (4 GW), i Paesi Bassi (2,5 GW), la Francia (1,1 GW) e la Polonia, che ha quasi quadruplicato la propria capacità installata a 784 MW.

Questa tendenza all'aumento degli impianti solari è stata osservata in tutta l'UE, con 26 dei 28 Stati membri che hanno installato più energia solare nel 2019 rispetto all'anno precedente. Entro la fine del 2019, l'UE avrà un totale di 131,9 GW, che rappresenta un aumento del 14% rispetto ai 115,2 GW dell'anno precedente. Una crescita percentuale così "aggressiva" per il fotovoltaico europeo non si vedeva da parecchi anni, più precisamente dal 2010-2011 quando il mercato si era immerso nel primo boom di nuove installazioni trainate da Germania e Italia, grazie soprattutto agli incentivi feed-in in conto energia.

Nel 2019, infatti, secondo le stime preliminari di, nei 28 Stati membri Ue si sono aggiunti in totale 16,7 GW di nuova potenza FV, +104% rispetto al 2018 che si era fermato a 8,2 GW di capacità realizzata in un anno.

Il grafico seguente, tratto dal primo rapporto di **SolarPower Europe (SPE)** interamente dedicato alle prospettive per il fotovoltaico in Europa (**EU Market Outlook 2019-2023**), evidenzia l'apertura di una fase espansiva con il contributo di diversi mercati emergenti (nel caso della Spagna, un "vecchio" mercato che dopo anni di stagnazione è tornato a correre).

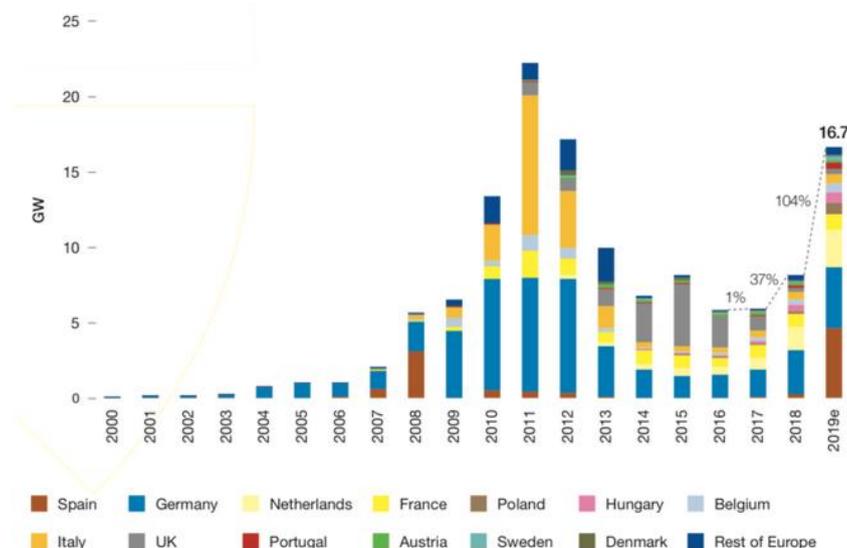


Figura 3.30. – Andamento del Fotovoltaico in Europa.

La Spagna, infatti, ha guadagnato nuovamente il primo posto in Europa con 4,7 GW installati nel 2019, undici anni dopo aver conquistato il gradino più alto del podio (era il 2008).

A seguire troviamo Germania, Olanda e Francia, con rispettivamente 4-2,5-1,1 GW di nuova capacità installata quest'anno; e la top-5 del 2019 si chiude a sorpresa con i 784 MW della Polonia, il quadruplo in confronto ai dodici mesi precedenti.

### 3.4.4.1. L'energia fotovoltaica in Italia

Il fotovoltaico italiano continua a crescere, seppur lentamente, sotto la spinta delle piccole installazioni. Nel corso del 2019 sono stati installati in Italia circa 750 MW di impianti fotovoltaici, in gran parte aderenti al meccanismo di promozione denominato Scambio sul Posto (63% circa); alla fine dell'anno la potenza installata complessiva ammonta a 20.865 MW (+3,8% rispetto al 2018). La produzione dell'anno risulta pari a 23.689 GWh, in aumento rispetto al 2018 (+4,6%) principalmente per migliori condizioni di irraggiamento. A spingere sulla crescita del fotovoltaico italiano sono soprattutto le piccole installazioni a livello residenziale e commerciale: il segmento relativo alla classe di potenza tra 3 e 20 kW è quello che ha subito infatti l'aumento più considerevole seguito dalla classe tra 1 e 3 kW. E oggi l'81% circa degli 820mila impianti installati in Italia afferiscono al settore domestico.

Regione	2018			2019		
	Numero	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Numero	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)
Lombardia	125.250	2.303	2.252	135.479	2.399	2.359
Veneto	114.264	1.913	1.990	124.085	1.996	1.999
Emilia Romagna	85.156	2.031	2.187	91.502	2.100	2.312
Piemonte	57.362	1.605	1.695	61.273	1.643	1.808
Lazio	54.296	1.353	1.619	58.775	1.385	1.692
Sicilia	52.701	1.400	1.788	56.193	1.433	1.827
<b>Puglia</b>	<b>48.366</b>	<b>2.652</b>	<b>3.438</b>	<b>51.209</b>	<b>2.826</b>	<b>3.621</b>
Toscana	43.257	812	876	46.041	838	920
Sardegna	36.071	787	907	38.014	873	993
Friuli Venezia Giulia	33.648	532	562	35.490	545	557
Campania	32.504	805	878	34.939	833	907
Marche	27.752	1.081	1.237	29.401	1.100	1.311
Calabria	24.625	525	617	25.975	536	649
Abruzzo	20.138	732	857	21.380	742	911
Umbria	18.698	479	527	19.745	488	553
Provincia Autonoma di Trento	16.594	185	182	17.268	192	187
Liguria	8.783	108	106	9.470	113	113
Provincia Autonoma di Bolzano	8.353	244	252	8.622	250	251
Basilicata	8.087	364	445	8.537	371	467
Molise	4.041	174	214	4.228	176	224
Valle D'Aosta	2.355	24	25	2.464	25	27
<b>ITALIA</b>	<b>822.301</b>	<b>20.108</b>	<b>22.654</b>	<b>880.090</b>	<b>20.865</b>	<b>23.689</b>

Classe di potenza	2018			2019		
	Numero	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)	Numero	Potenza (MW)	Produzione Lorda (GWh)
1<=P<=3	279.681	760	806	297.410	804	866
3<P<=20	476.396	3.445	3.636	514.162	3.675	3.895
20<P<=200	54.209	4.244	4.375	56.302	4.403	4.534
200<P<=1.000	10.878	7.413	8.548	11.066	7.504	8.879
1.000<P<=5.000	948	2.328	2.813	953	2.347	2.879
P>5.000	189	1.917	2.476	197	2.131	2.636
<b>Totale</b>	<b>822.301</b>	<b>20.108</b>	<b>22.654</b>	<b>880.090</b>	<b>20.865</b>	<b>23.689</b>

Figura 3.31. – Dati di sintesi e confronto per potenza installata di impianti fotovoltaici.

L'Italia, secondo le stime di SPE, con 598 MW si è piazzata all'ottavo posto complessivo in Europa, dietro anche Ungheria e Belgio, in crescita rispetto al 2018 (+100 MW circa).

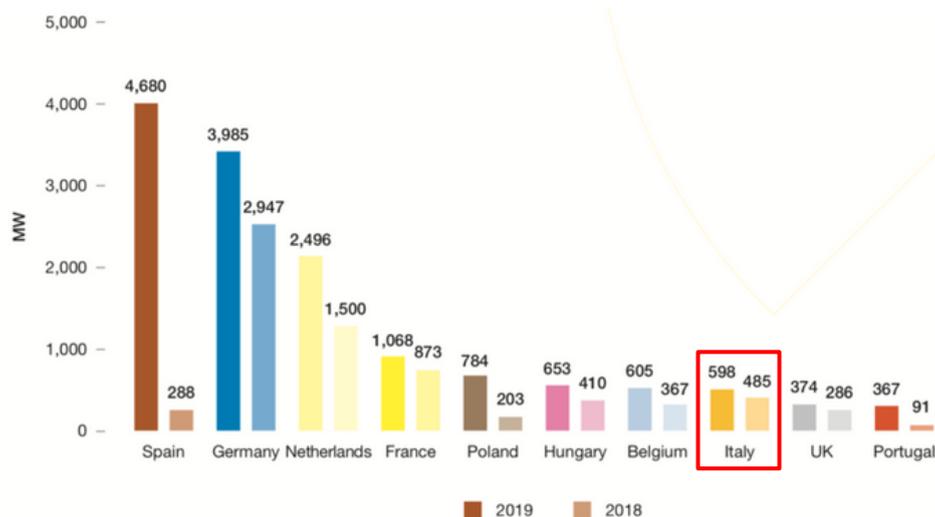


Figura 3.32. – Andamento del Fotovoltaico in ITALIA 2018 – 2019.

In Italia nei primi dieci mesi del 2019 si sono costruiti impianti fotovoltaici per circa 500 MW, portando così il totale cumulato a 20,6 GW.

Tuttavia, per rimanere in linea con l'obiettivo fissato dal Piano nazionale sull'energia e il clima (PNIEC), pari a 26,8 GW di fotovoltaico nel 2025, la crescita italiana dovrebbe andare molto più veloce e si dovrebbe installare in media 1 GW ogni anno.

## 4. GLI STRUMENTI DI RIFERIMENTO PER IL SETTORE ENERGETICO E AMBIENTALE

I principali strumenti di programmazione riguardanti il settore energetico e ambientale sono:

- Atti legislativi di livello nazionale con funzione di indirizzo generale in materia di programmazione nel settore;
- Atti di programmazione regionale con funzione di indirizzo e programmazione operativa;
- Normativa nel settore della pianificazione e della tutela del territorio e dell'ambiente a livello nazionale, regionale e comunale.

### 4.1. NORMATIVA ENERGETICA

#### 4.1.1. IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE

Il primo strumento di rilievo a sostegno delle fonti rinnovabili è stato il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato il 10 agosto 1988.

Gli obiettivi contenuti nel PEN sono:

- Promozione dell'uso razionale dell'energia e del risparmio energetico;
- Adozione di norme per gli autoproduttori;
- Sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile.

Le leggi n. 9 e n. 10 del 9 gennaio 1991 hanno attuato il Piano Energetico Nazionale. Il successivo provvedimento CIP 6/92 che ha stabilito prezzi incentivanti per la cessione all'Enel di energia elettrica

prodotta con impianti a fonti rinnovabili o simili, pur con le sue limitazioni, ha rappresentato il principale strumento sino ad ora utilizzato per le fonti rinnovabili in Italia.

La legge 9 gennaio 1991 n. 9 dal titolo “Norme per l’attuazione del nuovo Piano Energetico Nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali” ha introdotto una parziale liberalizzazione della produzione dell’energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate.

La legge ha in pratica esteso a tutti gli impianti utilizzanti fonti rinnovabili il regime di liberalizzazione previsto dalla L. 382/82 per gli impianti fino a 3 MW ed ha concesso l’utilizzo di tale energia all’interno di consorzi di autoconsumatori (non è invece possibile distribuire o vendere l’energia a terzi).

L’art. 20, modificando la legge n. 1643 del 6 dicembre 1962, ha consentito alle imprese di produrre energia elettrica per autoconsumo o per la cessione all’ENEL.

La Legge 9/1991 ha introdotto incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabili o assimilate e in particolare da impianti combinati di energia e calore.

La stessa Legge ha dedicato un articolo anche al problema della circolazione dell’energia elettrica prodotta da impianti che usano fonti rinnovabili e assimilate. All’interno di consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, consorzi per le aree e i nuclei di sviluppo industriale o aziende speciali degli enti locali e a società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti” l’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate può circolare liberamente.

La legge 10/91 dal titolo “Norme in materia di uso razionale dell’energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia” ha posto come principali obiettivi gli stessi pronunciati in ambito Europeo: uso razionale dell’energia, contenimento dei consumi nella produzione e nell’utilizzo di manufatti, impiego di fonti rinnovabili, una più rapida sostituzione degli impianti nei settori a più elevata intensità energetica. In particolare, in sede europea, sono stati fissati due obiettivi: il raddoppio del contributo in fonti rinnovabili sui fabbisogni, e la riduzione dei consumi del 20% al 2010.

La Legge in esame ha previsto inoltre che i comuni di oltre 50.000 abitanti disponessero di un proprio Piano Energetico Locale per il risparmio e la diffusione delle fonti rinnovabili.

Ancora gli art. 11, 12 e 14 della 10/91 prevedono contributi per studi e realizzazioni nel campo delle energie rinnovabili.

#### **4.1.2. PIANO DI AZIONE ANNUALE SULL’EFFICIENZA ENERGETICA**

Il PAEE 2017, elaborato su proposta dell’Enea ai sensi dell’articolo 17, comma 1 del D.lgs. 102/2014, a seguito di un sintetico richiamo agli obiettivi di efficienza energetica al 2020 fissati dall’Italia, illustra i risultati conseguiti al 2016 e le principali misure attivate e in cantiere per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020. In particolare, il Piano, coerentemente con le linee guida della Commissione Europea per la compilazione, riporta nel secondo capitolo gli obiettivi nazionali di riduzione dei consumi di energia primaria e finale, specificando i risparmi negli usi finali di energia attesi al 2020 per singolo settore economico e per principale strumento di promozione dell’efficienza energetica. Il capitolo 2, inoltre, illustra i risultati conseguiti al 31 dicembre 2016 per effetto delle misure di policy già operative nel nostro Paese.

Gli obiettivi nazionali di efficienza energetica al 2020, già indicati nel PAEE 2014, prevedono un programma di miglioramento dell'efficienza energetica che si propone di risparmiare 20 Mtep/anno di energia primaria, pari a 15,5 Mtep/anno di energia finale. Nella tabella sottostante sono indicati i risparmi attesi al 2020 in energia finale e primaria suddivisi per settore e misure di intervento.

Settore	Misure previste nel periodo 2011-2020					Risparmio atteso al 2020	
	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali	Conto Termico	Standard Normativi	Investimenti mobilità	Energia Finale	Energia Primaria
Residenziale	0,15	1,38	0,54	1,60		3,67	5,14
Terziario	0,10		0,93	0,20		1,23	1,72
PA	0,04		0,43	0,10		0,57	0,80
Privato	0,06		0,50	0,10		0,66	0,92
Industria	5,10					5,10	7,14
Trasporti	0,10			3,43	1,97	5,50	6,05
<b>Totale</b>	<b>5,45</b>	<b>1,38</b>	<b>1,47</b>	<b>5,23</b>	<b>1,97</b>	<b>15,50</b>	<b>20,05</b>

Fonte: PAEE 2014

Tab. 4.1. – Risparmi attesi in energia primaria e finale per il 2020.

Come noto, per il raggiungimento di tali obiettivi è stato emanato il Decreto Legislativo 4 Luglio 2014 n.1021 che recepisce tutte le prescrizioni della Direttiva 2012/27/UE non già previste nell'ordinamento giuridico nazionale e in coerenza con le indicazioni della Strategia energetica nazionale. A questo obiettivo si aggiunge quello vincolante di cui all'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE che prevede, per il periodo 2014-2020, una riduzione cumulata dei consumi di energia pari a 25,8 Mtep con misure attive per l'efficienza energetica.

#### **4.1.3. NORMATIVA REGIONALE**

Ai sensi del D. Lgs. n. 387/03, la Regione Puglia ha emanato la D.G.R. n. 35 del 23 gennaio 2007, recante "Procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione unica ai sensi del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e per l'adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle Infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio", che ha sostituito le due precedenti D.G.R. nn. 716/2005 e 1550/2006.

Successivamente, con D.G.R. n. 827 del 8 giugno 2007, è stato adottato il Piano Energetico Ambientale Regionale, quale documento strategico che definisce le linee di una politica di governo della Regione Puglia in merito alla domanda ed alla offerta di energia, incrociandosi con gli obiettivi della politica energetica nazionale e comunitaria, in termini di rispetto degli impegni presi con il Protocollo di Kyoto, e differenziazione delle risorse energetiche. Nel 2014 la Regione Puglia ha avviato un percorso di aggiornamento del PEAR.

Il 30/12/2010 è stata approvata la D.G.R. 3029 "Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili", al fine di adeguare la disciplina del procedimento unico di autorizzazione, già adottata con D.G.R. n. 35/2007, a quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali.

Nella stessa data, è entrato in vigore il Regolamento Regionale n. 24 del 30 dicembre 2010 "Regolamento Attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 Settembre 2010 «Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili», recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel terri-

torio della Regione Puglia”, dichiarato successivamente illegittimo dalla sentenza del TAR di Lecce n. 2156/2011, laddove prevede un divieto assoluto di realizzare impianti a fonti rinnovabili nelle aree individuate come non idonee.

Infine, in data 25 settembre 2012 è entrata in vigore la L.R. n. 25 del 24 settembre 2012 (dichiarata urgente ai sensi e per gli effetti dell’art. 53 della L.R. n. 7/2004), successivamente integrata e modificata dalle LL.RR. n. 38/2018 e 44/2018. Tale legge recante “Regolazione dell’Uso dell’Energia da Fonti Rinnovabili”, dà indicazione in merito alla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, all’aggiornamento del PEAR, ed all’adeguamento del R.R. n. 24/2010 a seguito dell’aggiornamento del PEAR.

## **4.2.    NORMATIVA AMBIENTALE**

### **4.2.1. Normativa Comunitaria**

La normativa comunitaria in materia di Valutazione di Impatto Ambientale consta delle seguenti direttive:

- Direttiva 85/337/CEE del 27 giugno 1985, concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati;
- Direttiva 97/11/CE del 3 marzo 1997, che modifica la direttiva 85/337/CEE ampliando l’ambito di applicazione della VIA ad un numero maggiore di tipologie di progetto, e rafforzando l’iter procedurale;
- Direttiva 2003/35/CE del 26 maggio 2003, che prevede la partecipazione del pubblico nell’elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale e modifica le direttive del Consiglio 85/337/CEE e 96/61/CE relativamente alla partecipazione del pubblico e all’accesso alla giustizia;
- Direttiva 2011/92/UE del 13 dicembre 2011, concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, che abroga la direttiva 85/337/CE;
- Direttiva 2014/52/UE del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE;
- Direttiva 92/43/CEE del 21 maggio 1992, “Direttiva del Consiglio relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche”;
- Direttiva 79/409/CEE del 2 aprile 1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici.

### **4.2.2. Normativa Nazionale**

Successivamente all’emanazione del Testo Unico Ambiente, la Parte II° venne riformulata integralmente dal D.lgs. 16 gennaio 2008 n.4, subendo ulteriori modifiche ad opera del D.lgs. 128/2010 e dal D.lgs. 46 del 2014. Ad oggi la disciplina della VIA è stata ancora rinnovata in termini sostanziali con il recente D.lgs. 104/2017 che ne ha in parte stravolto la fisionomia strutturale. È da considerare, che in termini di tutela, le finalità del processo di valutazione ambientale codificate nel 2008 non sono state ritoccate dal correttivo 2017 del Testo Unico Ambiente.

L’intervento in progetto è disciplinato dalla Normativa in materia ambientale, in specie dal D. Lgs 152 del 3 aprile 2006 e s.m.i., così come modificato in particolare dal D. Lgs. 4 del 16 gennaio 2008 e da ultimo, dal D. Lgs. 104 del 16 giugno 2017. Esso ricade nell’elenco di cui all’**Allegato IV** della **Parte II** del

Codice dell'Ambiente, dove al comma 2, recante "industria energetica ed estrattiva", lett. b) si legge: "impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda di potenza complessivamente superiore a 1 MW".

Ai sensi dell'Art. 6, lett. d) del Codice, il progetto di detti impianti, ai sensi e per gli effetti della classificazione di cui al capoverso precedente, risulta essere sottoposto alla verifica di assoggettabilità a VIA di competenza regionale. Tuttavia, data l'estensione significativa dell'impianto previsto, si è ritenuto opportuno, procedere direttamente alla Valutazione d'Impatto Ambientale, senza passare per la preventiva verifica di assoggettabilità.

La Valutazione d'Impatto Ambientale è una procedura tecnico-amministrativa di verifica della compatibilità di un progetto, introdotta a livello europeo e finalizzata all'individuazione, descrizione e quantificazione degli effetti che un determinato progetto, opera o azione, potrebbe avere sull'ambiente.

Nell'art. 4, comma 4, lettera b) del Codice, è indicato che: "la valutazione ambientale dei progetti ha la finalità di proteggere la salute umana, contribuire con un migliore ambiente alla qualità della vita, provvedere al mantenimento delle specie e conservare la capacità di riproduzione dell'ecosistema in quanto risorsa essenziale per la vita. A questo scopo, essa individua, descrive e valuta, in modo appropriato per ciascun caso particolare" gli impatti diretti e indiretti di un progetto sui seguenti fattori:

- L'uomo, la fauna e la flora;
- Il suolo, l'acqua, l'aria e il clima;
- I beni materiali e il patrimonio culturale;
- L'interazione tra i fattori di cui sopra.

L'art. 5, comma 1, lettera b), definisce la valutazione di impatto ambientale (VIA) come il processo che comprende [...] l'elaborazione e la presentazione dello studio di impatto ambientale da parte del proponente, lo svolgimento delle consultazioni, la valutazione dello studio di impatto ambientale, delle eventuali informazioni supplementari fornite dal proponente e degli esiti delle consultazioni, l'adozione del provvedimento di VIA in merito agli impatti ambientali del progetto, l'integrazione del provvedimento di VIA nel provvedimento di approvazione o autorizzazione del progetto.

L'articolo 22 stabilisce le modalità e i contenuti dello Studio di Impatto Ambientale (SIA), disponendo che esso contenga:

- Una descrizione del progetto;
- Una descrizione dei probabili effetti significativi sull'ambiente;
- Una descrizione delle misure previste per evitare, prevenire o ridurre e, possibilmente compensare i probabili impatti ambientali significativi e negativi;
- Una descrizione delle alternative di progetto;
- Il progetto di monitoraggio dei potenziali impatti ambientali negativi.

Il DPCM 27 dicembre 1988, successivamente integrato e modificato, per talune categorie di opere, dal DPR 2 settembre 1999, n. 348, introduce, secondo quanto disposto dall'articolo 3 del DPCM 377/88, norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale (SIA). Esso stabilisce, per le varie cate-

gorie di opere interessate, le informazioni, i dati e le metodologie di analisi da considerare nella stesura di un SIA.

In particolare, stabilisce che uno studio di impatto ambientale sia strutturato secondo tre quadri: programmatico, progettuale e ambientale.

Il *quadro di riferimento programmatico* comprende, in particolare, la descrizione del progetto e delle sue relazioni con gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale nei quali è inquadrabile. Il *quadro di riferimento progettuale* descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché il suo inquadramento nel territorio, inteso come area vasta e come sito interessati. Il *quadro di riferimento ambientale* descrive, tra l'altro, la qualità ambientale del sito e dell'area vasta prima della realizzazione del progetto e dopo, con particolari riferimenti alle tecnologie adottate, agli impatti generati e alla capacità di carico dell'ambiente coinvolto.

Con l'entrata in vigore del D. Lgs. 104 del 16 giugno 2017, è stata introdotta un'importante innovazione nella disciplina della procedura di VIA con l'introduzione nel testo normativo dell'Art. 27 bis, recante Provvedimento autorizzatorio unico regionale, il quale ora consente di assorbire in un solo procedimento, lo stesso di quello relativo alla VIA, l'esame necessario per il rilascio di tutte le autorizzazioni, intese, concessioni, permessi, pareri, licenze, nulla osta e assensi, comunque denominati, necessari all'approvazione e all'esercizio del progetto. Con l'ottenimento del provvedimento di VIA, da parte dell'autorità competente, in esito alla Conferenza dei Servizi convocata in modalità sincrona ai sensi dell'Art. 14 ter della L. 241 del 7 agosto 1990, si intendono contestualmente rilasciati anche gli altri provvedimenti autorizzatori, compresi quelli per l'esercizio dell'attività.

Di seguito un elenco informativo ma non esaustivo della Normativa Nazionale cui si è fatto riferimento per la stesura del progetto in esame (eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, verranno comunque applicate):

- R.D. dell'11 dicembre 1933 n° 1775, "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici".
- L. del 29 giugno 1939 n. 1497, "Protezione delle bellezze naturali";
- L. dell'8 agosto 1985 n° 431 (Galasso), "Conversione in legge con modificazioni del decreto-legge 27 giugno 1985, n. 312 concernente disposizioni urgenti per la tutela delle zone di particolare interesse ambientale;
- D.P.R. del 24/05/1988 n° 236, "Attuazione della direttiva 80/778/CEE concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano";
- D.P.R. 12 aprile 1996, "Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della L. 22 febbraio 1994, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale";
- D. Lgs. 30/04/1992 n°285, "Nuovo codice della strada";
- D. L. dell'11 giugno 1998, n. 180, "Misure urgenti per la prevenzione del rischio idrogeologico ed a favore delle zone colpite da disastri franosi nella regione Campania";

- D. Lgs. del 29 ottobre 1999, n. 490, "Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre, n. 352";
- L. del 3 agosto 1998 n° 267, "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 11 giugno 1998, n. 180, recante misure urgenti per la prevenzione del rischio idrogeologico ed a favore delle zone colpite da disastri franosi nella regione Campania";
- D. Lgs. dell'11 maggio 1999, n. 152, "Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento e recepimento della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva 91/676/CEE relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole";
- D. Lgs. del 29 dicembre 2003, n. 387, "Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- Ordinanza Presidente del Consiglio del 20/03/2003 n° 3274, "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica";
- D. Lgs. del 22 gennaio 2004 n° 42, "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137";
- D. Lgs. del 3 aprile 2006, n. 152, "Norme in materia ambientale";
- D. Lgs. 16/01/2008 n°4, "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D. Lgs. 3 aprile 2006, n° 152, recante norme in materia ambientale";
- Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- D. Lgs. del 3 marzo 2011, n. 28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE";
- D. Lgs. del 16 giugno 2017, n. 104 "Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.
- D. Lgs. (c.d. Legge Madia 127/2016), "la nuova disciplina della conferenza di servizi".

#### **4.2.3. Normativa Regionale**

In Puglia la legge di riferimento in materia di valutazione di impatto ambientale è la L.R. n. 11 del 12 aprile 2001 e s.m.i. L'art. 4 di tale legge, rimandando agli allegati A e B in essa contenuti, definisce le tipologie di progetti da sottoporre a VIA ovvero a Verifica di Assoggettabilità a VIA.

In attuazione del D. Lgs. n. 152/2006 la Regione Puglia ha poi approvato la L.R. n. 17 del 14 giugno 2007, modificativa della precedente L.R. n. 11/2001, con la quale avvia il processo di decentramento di alcune funzioni amministrative in materia ambientale, in particolare trasferendo alle Provincie il ruolo di Autorità Competente per alcune tipologie di progetto.

Tra le successive leggi regionali che hanno apportato modifiche ed integrazioni alla L.R. n. 11/2001, per il caso in esame è importante ricordare la L.R. n. 13 del 18/10/2010 che modifica la lettera B.2.g/5-bis dell'elenco B.2 dell'allegato B (introdotta dall'art. 10, comma 1, lett. b, numero 2, della L.R. n. 25/2007), sostituendola con la seguente: "B.2.g/5 - bis) impianti industriali per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda, diversi da quelli di cui alle lettere B.2.g, B.2.g/3 e B.2.g/4, con potenza elettrica nominale uguale o superiore a 1 MW.

Regolamento Regionale n. 24 Regolamento attuativo del Decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia".

#### **4.3. Aree Idonee ai sensi del D. Lgs. 199/2021**

Il presente decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili e definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030.

In particolare, l'articolo 20 del presente decreto disciplina la determinazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonte rinnovabili, le quali devono essere individuate rispettando i principi di minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio, sul patrimonio culturale e sul paesaggio.

In particolare, il "Comma 8" definisce che "nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, sono considerate **aree idonee**, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

- a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28;
  - b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
  - c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale";
  - c-bis.1) i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori, di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC);
  - c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:
1. le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;

2. le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;
3. le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri. (8)

c-quater) fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di sette chilometri per gli impianti eolici e di un chilometro per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma l'applicazione dell'articolo 30 del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108.

**Si sottolinea che, alla luce dei recenti aggiornamenti normativi in merito alla definizione delle aree idonee, le aree interessate dall'impianto agrovoltaico sono aree idonee, poiché rientrano nella definizione di cui all'art. 20, comma 8, lett. c-quater) del D.lgs. 8 novembre 2021, n. 199 e s.m.i.**

Le aree suddette, infatti:

- Non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del D. Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i.;
- Non ricadono nella fascia di rispetto, determinata considerando una distanza di cinquecento metri dal perimetro di beni sottoposti a tutela ai sensi della Parte seconda oppure dell'articolo 136 del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 e s.m.i., dei beni sottoposti a tutela.

#### **4.4. Linee Guida per l'Autorizzazione degli Impianti da Fonti Rinnovabili e L.R. n.24 del 30/12/2010**

Con DM dello Sviluppo economico del 10 settembre 2010 (G.U. 18 settembre 2010 n. 219) sono state approvate le “*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*”. All'Allegato 3 (paragrafo 17) vengono elencati i criteri per l'individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti che dovranno essere seguiti dalle Regioni al fine di identificare sul territorio di propria competenza le aree non idonee, tenendo anche di conto degli strumenti di pianificazione ambientale, territoriale e paesaggistica. Sono poche le regioni che, ad oggi, si sono dotate di una normativa che chiarisce quale sia l'iter autorizzativo e/o burocratico per lo sviluppo di un determinato numero di MW di energia prodotta da fonti rinnovabili. La Conferenza Stato – Regioni del 10 settembre 2010 ha emanato delle Linee Guida utili a tal scopo. Con il Regolamento 30 dicembre 2010 n.24, l'Amministrazione Regionale ha attuato quanto disposto con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.

L'individuazione della non idoneità dell'area è il risultato della ricognizione delle disposizioni volte alla tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale che identificano obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti, i quali determinerebbero, pertanto, una elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni, in sede di autorizzazione.

In particolare, il presente Regolamento Regionale è così strutturato:

- *Allegato 1*: contiene i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'inidoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili e le ragioni che evidenziano una elevata probabilità di esito negativo delle autorizzazioni.
- *Allegato 2*: contiene una classificazione delle diverse tipologie di impianti per fonte energetica rinnovabile, potenza e tipologia di connessione, elaborata sulla base della Tabella 1 delle Linee Guida nazionali, funzionale alla definizione dell'inidoneità delle aree a specifiche tipologie di impianti.
- *Allegato 3*: contiene l'elenco delle aree e siti dove non è consentita la localizzazione delle specifiche tipologie di impianti da fonti energetiche rinnovabili.

In particolare, in relazione alle specifiche di cui all'art. 17 ed allegato 3 delle Linee Guida Nazionali, la Regione Puglia ha individuato le seguenti aree non idonee all'installazione di Impianti da Fonti Rinnovabili:

- Aree Naturali Protette Nazionali;
- Aree Naturali Protette Regionali;
- Zone Umide RAMSAR;
- Siti d'Importanza Comunitaria – SIC;
- Zone Protezione Speciale – ZPS;
- Important Birds Area – I.B.A.
- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità;
- Siti Unesco;
- Beni Culturali + 100 m (parte II D.Lgs. 42/2004) (Vincolo L.1089/1939);
- Immobili ed Aree Dichiarati di Notevole Interesse Pubblico (art. 136 del D.Lgs. 42/2004) (Vincolo L.1497/1939);
- Aree Tutelate per Legge (art. 142 D.Lgs. 42/2004):
  - ✓ Territori costieri fino a 300m;
  - ✓ Laghi e territori contermini fino a 300m;
  - ✓ Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150m;
    - ✓ Boschi + buffer 100m;
    - ✓ Zone archeologiche + buffer di 100m;
    - ✓ Tratturi + buffer di 100m;
- Aree a Pericolosità Idraulica;

- Aree a Pericolosità Geomorfologica;
- Ambito A (PUTT);
- Ambito B (PUTT);
- Area Edificabile Urbana + buffer di 1km;
- Segnalazioni Carta dei Beni + buffer di 100m;
- Coni visuali;
- Grotte + buffer di 100m;
- Lame e Gravine;
- Versanti;
- Aree Agricole interessate da Produzioni Agro-Alimentari di Qualità.

A livello nazionale, l'ex art. 12 del Decreto Legislativo 387/2003 e s.m. e i. “razionalizza e semplifica la procedura autorizzativa” per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, stabilendo che:

- la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili;
- gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione;
- le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una *autorizzazione unica*, rilasciata dalla Regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla Regione.

Di seguito si riportano degli schemi semplificativi che delineano le fasi e le tempistiche, minime e massime, del Provvedimento Unico in Materia Ambientale (art.27 D. Lgs. 152/2006) ante e post Decreto Semplificazioni D.L. 76/2020.

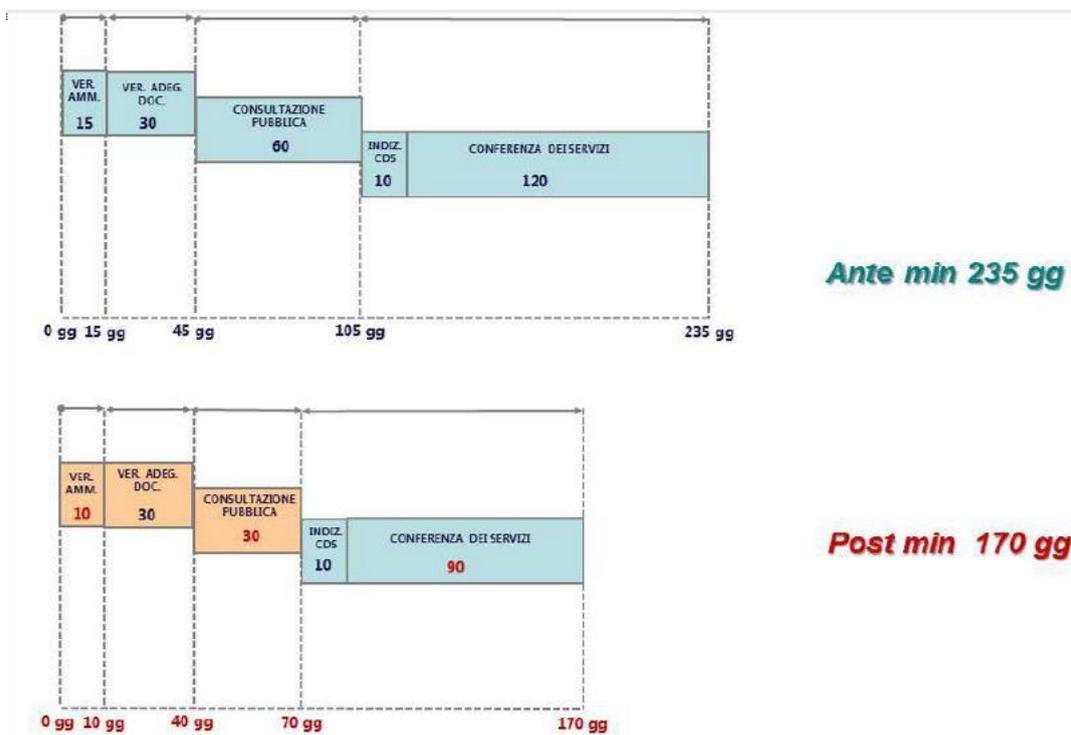


Figura 4.1 – Provvedimento Unico in Materia Ambientale (art.27-bis D. Lgs.152/2006) – Tempistiche minime ante e post D.L. 76/2020.

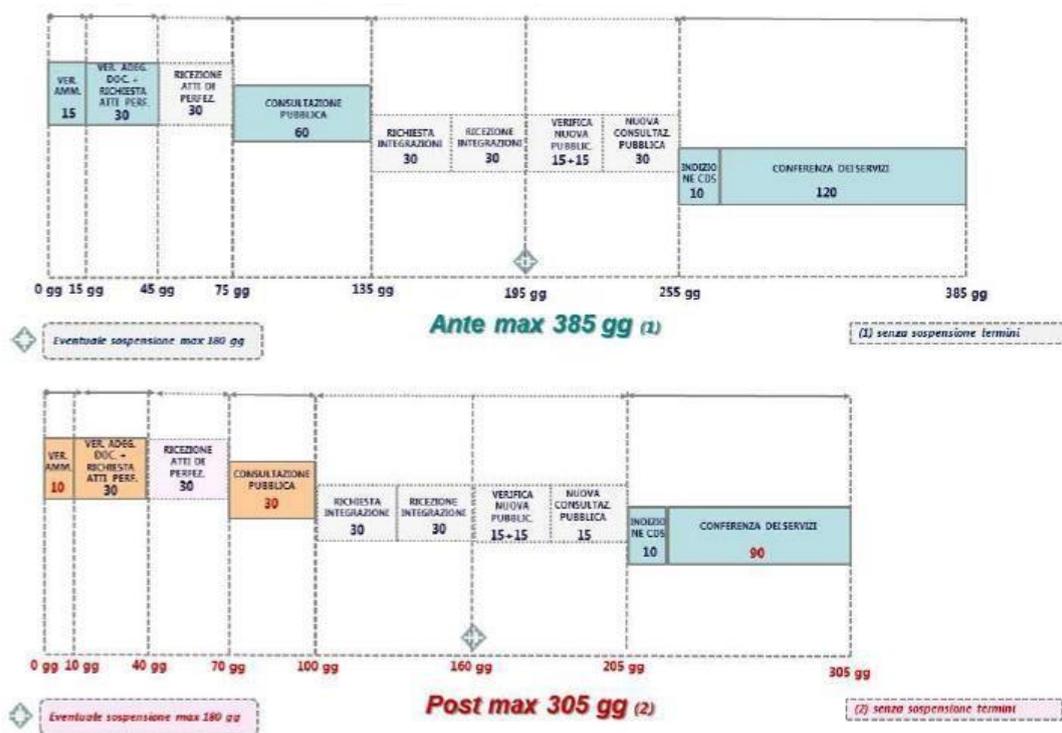


Figura 4.2 - Provvedimento Unico in Materia Ambientale (art.27-bis D. Lgs.152/2006) – Tempistiche massime ante e post D.L. 76/2020.

Il D.lgs. 30 giugno 2016, n. 127, entrato in vigore il 28 luglio, attua la delega contenuta nell’art. 2 della legge 7 agosto 2015, n. 124, “*Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche*”, relativo al riordino della disciplina della conferenza di servizi. Il Titolo I del decreto opera, una completa riformulazione della disciplina generale della conferenza di servizi (articoli da 14 a 14 – *quinquies* della Legge 7 agosto 1990, n. 241). Il Titolo II contiene, invece, le disposizioni di coordinamento fra tale disciplina generale e le varie normative settoriali che regolano lo svolgimento della conferenza di servizi. L’intento è ridurre quanto più possibile le differenziazioni oggi esistenti tra il modello di conferenza tracciato nella disciplina generale e quello definito in alcune discipline di settore (edilizia, sportello unico per le attività produttive, autorizzazione unica ambientale, codice dell’ambiente, autorizzazione paesaggistica). I contenuti minimi dell’istanza per l’autorizzazione unica sono stabiliti dal D.M. del 10 settembre 2010, recepito dalla Regione Puglia, dal Regolamento attuativo n°24 del 30 dicembre, ovvero:

- Progetto definitivo;
- Documentazione giuridica di disponibilità dell’area;
- Preventivo per la connessione redatto dal gestore della rete elettrica nazionale o della rete di distribuzione e relativa accettazione;
- Certificato di destinazione urbanistica;
- Impegno alla corresponsione di una cauzione a garanzia della esecuzione degli interventi di dismissione e delle opere di messa in pristino;
- Copia della comunicazione effettuata a tutti gli enti partecipanti alla conferenza dei servizi;
- Dichiarazione con la quale il richiedente assume nei confronti dell’Amministrazione l’obbligo della realizzazione diretta dell’impianto fino alla fase dell’avvio dello stesso.

Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto. Ovviamente, prima di dare inizio ai lavori, è opportuno lasciare decorrere il termine entro il quale qualsiasi soggetto interessato, e quindi non favorevole alla realizzazione dell'impianto, ha la facoltà di impugnare il provvedimento amministrativo dinanzi al TAR regionale competente per bloccare la realizzazione. Si tratta di un iter piuttosto complesso, soprattutto quando si ha a che fare con la realizzazione di grandi impianti. Infatti, il progetto necessita di essere approvato da diversi enti competenti, stabiliti dall'Assessorato all'Energia. Il nodo problematico è costituito, in genere, dai Gestori dell'energia, all'atto della richiesta di allaccio alla rete. I loro impianti, infatti, sono stati concepiti per l'erogazione dell'energia, e non per l'immissione in rete di quest'ultima. In questo caso l'iter autorizzativo per l'allaccio alla rete elettrica di distribuzione è normato dal R.D. 1775/33 e tale autorizzazione risulta un parere endoprocedimentale alla conferenza dei servizi. Per quanto sopra esposto ne consegue che i tempi necessari per l'intero iter autorizzativo, dalla progettazione alla realizzazione, risultano dunque essere piuttosto lunghi.

La fase commerciale invece, distinta nel sopralluogo dei tecnici, la stipula del contratto e la progettazione, dura mediamente 30 giorni.

## **5. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO**

Il Quadro Programmatico fornisce gli elementi conoscitivi necessari all'individuazione delle possibili relazioni del Progetto con gli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. Scopo della presente sezione è quello di effettuare un'analisi dei principali strumenti di pianificazione disponibili aventi attinenza con il Progetto in esame, al fine di valutarne lo stato di compatibilità rispetto ai principali indirizzi/obiettivi stabiliti dai piani stessi. Gli strumenti di pianificazione consultati e confrontati con il Progetto si riferiscono ai livelli di programmazione comunitaria europea, nazionale, regionale e locale (provinciale e comunale). L'analisi degli strumenti di pianificazione è stata preceduta dall'identificazione della normativa di riferimento per il Progetto in esame.

### **5.1. D. LGS. 42/2004 – “Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio”**

Il riferimento normativo principale in materia di tutela del paesaggio è costituito dal D.lgs. 22/01/2004, n. 42 e ss.mm.ii. "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della L. 06/07/2002, n. 137". Il D.lgs. 22/01/2004, n. 42 e ss.mm.ii. tutela sia i beni culturali, comprendenti le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico, sia quelli paesaggistici, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio. Sono Beni Culturali (art. 10) “le cose immobili e mobili che, ai sensi degli artt. 10 e 11, presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico e le altre cose individuate dalla legge o in base alle quali testimonianze aventi valore di civiltà”. Alcuni beni vengono riconosciuti oggetto di tutela ai sensi dell'art. 10 del D.lgs. 22/01/2004, n. 42 e ss.mm.ii. solo in seguito ad un'apposita dichiarazione da parte del soprintendente (apposizione del vincolo).

Sono Beni Paesaggistici (art. 134) “gli immobili e le aree indicate all’articolo 136, costituente espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio, e gli altri beni individuati dalla legge o in base alla legge”.

Sono altresì beni paesaggistici “le aree di cui all’art. 142 e gli ulteriori immobili ad aree specificatamente individuati a termini dell’art. 136 e sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli artt. 143 e 156”.

L’ubicazione dei beni culturali e paesaggistici è riportata anche in questo caso principalmente all’interno della pianificazione regionale e provinciale.

I piani paesaggistici definiscono, ai sensi dell’art. 135 del D.lgs. 22/01/2004, n. 42 e ss.mm.ii., le trasformazioni compatibili con i valori paesaggistici, le azioni di recupero e riqualificazione degli immobili e delle aree sottoposti a tutela, nonché gli interventi di valorizzazione del paesaggio, anche in relazione alle prospettive di sviluppo sostenibile.

L’art. 142 del Codice elenca come sottoposte in ogni caso a vincolo paesaggistico ambientale le seguenti categorie di beni:

- I territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare;
- I territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi;
- I fiumi, i torrenti ed i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con R.D. 11/12/1933, n. 1775, e le relative sponde o piede degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;
- Le montagne per la parte eccedente 1.600 metri sul livello del mare per la catena alpina e 1.200 metri sul livello del mare per la catena appenninica e per le isole;
- I ghiacciai ed i circhi glaciali;
- I parchi e le riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi;
- I territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento;
- Le aree assegnate alle Università agrarie e le zone gravate da usi civici;
- Le zone umide incluse nell'elenco previsto dal D.P.R. 13/03/1976, n. 448;
- I vulcani;
- Le zone di interesse archeologico.

#### **5.1.1. Verifica compatibilità progetto con il D. Lgs. 42/2004**

Come risulta dalle verifiche effettuate e riportate graficamente negli elaborati del progetto definitivo denominati “Aree e beni tutelati D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. su CTR” e “Aree e beni tutelati D.lgs. 42/2004 e ss.mm.ii. su Ortofoto”, **i terreni interessati dall’impianto agrovoltaiico e dalle opere connesse ricadono in parte nelle aree tutelate dal D.lgs. 22/01/2004, n. 42 e ss.mm.ii.**

**Nello specifico per quanto riguarda i terreni interessati dall’impianto agrovoltaico risulta che:**

- **le aree che compongono l’Area  $S_{tot}$  non ricadono tra le aree tutelate;**
- **i cavidotti MT interrati, di collegamento tra le aree dell’impianto agrovoltaico, interessano in parte la viabilità esistente e complanare alla SS16 Adriatica, ovvero ricadono in parte nell’area tutelata e rappresentata dal “Regio Tratturo Foggia Ofanto”.**

Come evidenziato nella figura 5.1. e nelle immagini che seguono (Foto 1 a Foto 6), si fa presente che l’area di sedime del “Regio Tratturo Foggia Ofanto” è stata quasi interamente utilizzata per la realizzazione della SS16 Adriatica, strada asfaltata a quattro corsie (due per senso di marcia più barriere spartitraffico), nonché dalle due strade, asfaltate e a due corsie (una per senso di marcia), che costituiscono la viabilità complanare alla strada statale.



Figura 5.1. Ortofoto con l’indicazione del cavidotto MT in progetto (in blu) e dell’area tutelata e rappresentata dal “Regio Tratturo Foggia Ofanto” (in arancio) quasi interamente interessata dalla SS16 Adriatica e dalla viabilità complanare esistente ai lati della strada statale.



Foto 1 – Vista in direzione Sud – Est della strada complanare sulla quale verrà realizzato il cavidotto MT di collegamento tra le aree dell’impianto agrovoltaico (linea tratteggiata in rosso); sulla sinistra sono visibili due delle quattro corsie che compongono la carreggiata della strada statale SS16 Adriatica. Tutta l’infrastruttura viaria è stata realizzata sull’area di sedime tutelata del “*Regio Tratturo Foggia Ofanto*”. Coordinate scatto (WGS84/UTM 33N): 564554 m E, 4575352 m N.



Foto 2 – Vista in direzione Sud – Est di due delle quattro corsie che compongono la carreggiata della strada statale SS16 Adriatica; sulla destra la strada complanare sulla quale verrà realizzato il cavidotto MT di collegamento tra le aree dell’impianto agrovoltaico (linea tratteggiata in rosso). Tutta l’infrastruttura viaria è stata realizzata sull’area di sedime tutelata del “*Regio Tratturo Foggia Ofanto*”.



Foto 3 – Vista in direzione Sud – Est di due delle quattro corsie che compongono la carreggiata della strada statale SS16 Adriatica; sulla sinistra (oltre la barriera) è presente un’altra strada a due corsie complanare alla SS16 Adriatica. Tutta l’infrastruttura viaria è stata realizzata sull’area di sedime tutelata del “*Regio Tratturo Foggia Ofanto*”.

**Per quanto invece riguarda i terreni interessati dalle opere connesse risulta che il cavidotto AT, di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV:**

- **interessa in parte la viabilità esistente e complanare alla SS16 Adriatica, ovvero ricade in parte nell'area tutelata e rappresentata dal "Regio Tratturo Foggia Ofanto".**

Per questo tratto di cavidotto valgono le considerazioni fatte al punto precedente e relative ai cavidotti MT interrati, di collegamento tra le aree dell'impianto agrovoltaiico.

- **interessa in parte la strada provinciale SP68, in parte la strada provinciale SP72, in parte la viabilità comunale asfaltata ed esistente che dalla SP72 si dirama e porta alla SP77, ovvero ricade in parte nell'area tutelata e rappresentata dal "Regio Trattarello Salpitello di Tonti Trinitapoli".**

Il cavidotto sarà realizzato totalmente interrato e sulla sede stradale asfaltata ed esistente.

Si riportano, di seguito, per meglio comprendere lo stato attuale dell'area tutelata, delle immagini che mostrano i su citati tratti di viabilità asfaltata ed esistente:



Foto 4 – Vista in direzione Nord – Est della strada provinciale SP68 sulla quale verrà realizzato il cavidotto AT, di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV (linea tratteggiata in rosso). La strada asfaltata è stata realizzata sull'area di sedime tutelata del "Regio Trattarello Salpitello di Tonti Trinitapoli". Coordinate scatto (WGS84/UTM 33N): 568709 m E, 4576204 m N.



Foto 5 – Vista in direzione Nord – Est della strada comunale, che dalla SP72 si dirama e porta alla SP77, sulla quale verrà realizzato il cavidotto AT, di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV (linea tratteggiata in rosso). La strada asfaltata è stata realizzata sull'area di sedime tutelata del "Regio Trattarello Salpitello di Tonti Trinitapoli". Coordinate scatto (WGS84/UTM 33N): 573053 m E, 4577464 m N.



Foto 6 – Vista in direzione Sud – Est della strada provinciale SP72 sulla quale verrà realizzato il cavidotto AT, di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV. La strada asfaltata è stata realizzata sull'area di sedime tutelata del "Regio Trattarello Salpitello di Tonti Trinitapoli". Coordinate scatto (WGS84/UTM 33N): 569018 m E, 4576248 m N.

- **interferisce con il canale “Pedicletta di Zezza” e con il canale “Marana Castello” nonché con le relative fasce di rispetto da essi.**

Le due aree suddette sono tutelate dall'art. 142, comma 1 lett. c) del D.lgs. 22/01/2004, n. 42 ss.mm.ii. *“fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;”*.

**Si evidenzia che il cavidotto AT suddetto sarà realizzato totalmente interrato e che le interferenze con i due canali saranno risolte tramite la posa del cavidotto mediante l'esecuzione di trivellazione orizzontale controllata (TOC).**

## **5.2. Piano Paesistico Territoriale Regionale (PPTR)**

Fino all'approvazione del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale, avvenuta con D.G.R. n. 176 del 26 gennaio 2015 e ss.mm.ii., la Regione Puglia era dotata di un Piano Urbanistico Territoriale Tematico del Paesaggio (PUTT/p), successivamente superato dallo stesso PPTR.

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), adeguato al “Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio” di cui al D. Lgs. n. 42 del 22 gennaio 2004 (di seguito denominato Codice), approvato dalla Giunta Regionale con Delibera n.176 del 16 febbraio 2015, pubblicato sul BURP n. 39 del 23/03/2015 è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del Codice in attuazione dell'articolo 1 della L.R. n. 20 del 7 ottobre 2009 “Norme per la pianificazione paesaggistica”.

Il P.P.T.R. persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei paesaggi di Puglia. Esso è finalizzato alla programmazione, pianificazione e gestione del territorio e del paesaggio. In particolare, mira alla promozione e alla realizzazione di uno sviluppo socioeconomico, auto-sostenibile e durevole, e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione ed il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari dell'identità sociale, culturale e ambientale, la tutela della biodiversità, la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati, coerenti e rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità.

In particolare, il PPTR comprende, conformemente alle disposizioni del Codice:

- a) la ricognizione del territorio regionale, mediante l'analisi delle sue caratteristiche paesaggistiche impresse dalla natura, dalla storia e dalle loro interrelazioni;
- b) la ricognizione degli immobili e delle aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136 del Codice, loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso ai sensi dell'art. 138, comma 1, del Codice;
- c) la ricognizione delle aree tutelate per legge, di cui all'articolo 142, comma 1, del Codice, la loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione di prescrizioni d'uso intese ad assicurare la conservazione dei caratteri distintivi di dette aree e, compatibilmente con essi, la valorizzazione;
- d) la individuazione degli ulteriori contesti paesaggistici, da ora in poi denominati ulteriori

contesti, diversi da quelli indicati all'art. 134 del Codice, sottoposti a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione;

- e) l'individuazione e delimitazione dei diversi ambiti di paesaggio, per ciascuno dei quali il PPTR detta specifiche normative d'uso ed attribuisce adeguati obiettivi di qualità;
- f) l'analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell'individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio, nonché la comparazione con gli altri atti di programmazione, di pianificazione e di difesa del suolo;
- g) la individuazione delle aree gravemente compromesse o degradate, perimetrare ai sensi dell'art. 93, nelle quali la realizzazione degli interventi effettivamente volti al recupero e alla riqualificazione non richiede il rilascio dell'autorizzazione di cui all'articolo 146 del Codice;
- h) la individuazione delle misure necessarie per il corretto inserimento, nel contesto paesaggistico, degli interventi di trasformazione del territorio, al fine di realizzare uno sviluppo sostenibile delle aree interessate;
- i) le linee-guida prioritarie per progetti di conservazione, recupero, riqualificazione, valorizzazione e gestione di aree regionali, indicandone gli strumenti di attuazione, comprese le misure incentivanti;
- j) le misure di coordinamento con gli strumenti di pianificazione territoriale e di settore, nonché con gli altri piani, programmi e progetti nazionali e regionali di sviluppo economico.

Il PPTR si compone dei seguenti elaborati:

1. Relazione generale;
2. Norme Tecniche di Attuazione;
3. Atlante del Patrimonio Ambientale, Territoriale e Paesaggistico;
4. Lo Scenario strategico;
5. Schede degli Ambiti Paesaggistici;
6. Il sistema delle tutele: beni paesaggistici e ulteriori contesti paesaggistici a sua volta suddiviso in struttura idrogeomorfologica, struttura ecosistema e ambiente e struttura antropica e storico-culturale;
7. Il rapporto ambientale.

Le strategie territoriali di fondo del piano ruotano attorno allo scenario di uno sviluppo locale auto sostenibile, cioè un modello di sviluppo in grado di produrre beni scambiabili in forma durevole sul mercato mondiale, a partire dalla sovranità alimentare, energetica, produttiva e riproduttiva delle risorse. Fra queste risorse i paesaggi della Puglia costituiscono un importante patrimonio da valorizzare.

I capisaldi del Piano paesaggistico sono:

- a) L'aver assunto la centralità del patrimonio territoriale (ambientale, infrastrutturale, urbano, paesistico, socioculturale) nella promozione di forme di sviluppo socioeconomico fondate sulla valorizzazione sostenibile e durevole del patrimonio stesso attraverso modalità di produzione sociale del paesaggio;

- b) L'aver applicato il dettato del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio che attribuisce un ruolo di cogenza al piano paesaggistico nei confronti dei piani di settore, territoriali e urbanistici, anche avvalendosi del ruolo di piano territoriale del PPTR; portando il piano a strutturarsi nella forma di un piano multisettoriale integrato attraverso processi di copianificazione;
- c) L'aver assunto la complessità e multisettorialità di obiettivi proposti dal Codice stesso, laddove investe, trattando l'intero territorio regionale problemi di conservazione, valorizzazione, riqualificazione, ricostruzione di paesaggi; paesaggi intesi, secondo la Convenzione Europea, come mondi di vita delle popolazioni; attribuendo dunque al Piano una funzione progettuale e strategica.

### Le competenze del Piano paesaggistico

Ai sensi dei principi stabiliti dalla Convenzione europea del paesaggio la pianificazione paesaggistica ha innanzitutto il compito di tutelare il paesaggio (non soltanto “il bel paesaggio”) quale contesto di vita quotidiana delle popolazioni, e fondamento della loro identità; oltre alla tutela, deve tuttavia garantire la gestione attiva dei paesaggi, garantendo l'integrazione degli aspetti paesaggistici nelle diverse politiche territoriali e urbanistiche, ma anche in quelle settoriali. Se la Costituzione italiana enuncia nell'articolo 9 il principio di tutela del paesaggio, e la Convenzione europea i compiti prestazionali che devono essere garantiti dalle politiche per il paesaggio, e fra queste in modo specifico dalla pianificazione paesaggistica, riferimenti puntuali alle competenze istituzionali del Piano paesaggistico si trovano invece in due successive leggi nazionali. Piani regionali per il paesaggio sono stati previsti per la prima volta in Italia dalla cosiddetta legge Galasso (L. 431/85), e più di recente con nuovi contenuti e nuove attribuzioni di competenza dal vigente Codice dei beni culturali e del paesaggio.

Il decreto legislativo 22 Gennaio 2004, n. 42, successivamente modificato con i D. lgs. 156 e 157 del 2006, e 97/2008, all'art. 135 prevede infatti che “le Regioni, anche in collaborazione con lo Stato, nelle forme previste dall'articolo 143, sottopongono a specifica normativa d'uso il territorio, approvando piani paesaggistici, ovvero strumenti urbanistico-territoriali con specifica considerazione dei valori paesaggistici, concernenti l'intero territorio regionale, entrambi di seguito denominati “piani paesaggistici”.

Al medesimo articolo si prevede che i piani paesaggistici, al fine di tutelare e migliorare la qualità del paesaggio, definiscano previsioni e prescrizioni atte:

- al mantenimento delle caratteristiche, degli elementi costitutivi e delle morfologie dei beni sottoposti a tutela, tenuto conto anche delle tipologie architettoniche, nonché delle tecniche edei materiali costruttivi;
- all'individuazione delle linee di sviluppo urbanistico ed edilizio compatibili con i diversi livelli di valore riconosciuti e con il principio del minor consumo del territorio, e comunque tali da non diminuire il pregio paesaggistico di ciascun ambito;
- al recupero e alla riqualificazione degli immobili e delle aree compromessi o degradati, al fine di reintegrare i valori preesistenti, nonché alla realizzazione di nuovi valori paesaggistici coerenti ed integrati;

- all'individuazione di altri interventi di valorizzazione del paesaggio, anche in relazione ai principi dello sviluppo sostenibile.

Il Piano Paesaggistico previsto dal Codice si configura quindi come uno strumento avente finalità complesse (ancorché affidate a strumenti esclusivamente normativi), non più soltanto di tutela e mantenimento dei valori paesistici esistenti ma altresì di valorizzazione di questi paesaggi, di recupero e riqualificazione dei paesaggi compromessi, di realizzazione di nuovi valori paesistici. Il Codice non si limita però a indicare le finalità del Piano, ma ne dettaglia altresì le fasi e i relativi compiti conoscitivi e previsionali (al già richiamato art.143), prevedendo nel caso di elaborazione congiunta con il Ministero, una ridefinizione delle procedure di autorizzazione paesaggistica con trasformazione del parere delle Soprintendenze da vincolante a consultivo. A fronte di contenuti così impegnativi, il Codice definisce le previsioni dei piani paesaggistici cogenti per gli strumenti urbanistici, immediatamente prevalenti sulle disposizioni difformi eventualmente contenute negli stessi, vincolanti per gli interventi settoriali (art.145). Esso prevede, inoltre, che si stabiliscano norme di salvaguardia applicabili in attesa dell'adeguamento degli strumenti urbanistici, e che detto termine di adeguamento sia fissato comunque non oltre due anni dalla sua approvazione. Dall'insieme delle disposizioni contenute nel Codice il Piano paesaggistico regionale assume un ruolo di tutto rilievo, per i compiti che gli sono attribuiti e per il ruolo prevalente che esso assume nei confronti di tutti gli atti di pianificazione urbanistica eventualmente difformi, compresi gli atti degli enti gestori delle aree naturali protette, nonché vincolante per gli interventi settoriali.

#### *Beni Paesaggistici e Ulteriori Contesti Paesaggistici*

Il sistema delle tutele dello schema del Piano è articolato in *Beni Paesaggistici* (ex art. 134 del D. Lgs. 42/2004) e *Ulteriori Contesti Paesaggistici* tutelati (ex art. 143 comma 1 lettera e. del D. Lgs. 42/2004) attraverso la seguente classificazione:

##### *1. Struttura idro-geo-morfologica:*

###### ➤ *Componenti geo-morfologiche:*

- Versanti (art. 143, co. 1, lett. e);
- Lame e Gravine (art. 143, co. 1, lett. e);
- Doline (art. 143, co. 1, lett. e);
- Inghiottitoi (art. 143, co. 1, lett. e);
- Cordoni dunari (art. 143, co. 1, lett. e);
- Grotte (art. 143, co. 1, lett. e);
- Geositi (art. 143, co. 1, lett. e).

###### ➤ *Componenti idrologiche:*

- Fiumi, torrenti e acque pubbliche (art 142, co. 1, lett. c);
- Territori contermini ai laghi (art 142, co. 1, lett. b);
- Zone umide Ramsar (art 142, co. 1, lett. i);
- Territori costieri (art. 142, co. 1, lett. a);
- Reticolo idrografico di connessione della R.E.R. (art. 143, co. 1, lett. e);

- Sorgenti (art. 143, co. 1, lett. e);
- Vincolo idrogeologico (art. 143, co. 1, lett. e).

## 2. *Struttura ecosistemica e ambientale:*

### ➤ *Componenti Botanico-vegetazionali:*

- Boschi e macchie (art 142, co. 1, lett. g);
- Area di rispetto dei boschi (art. 143, co. 1, lett. e);
- Prati e pascoli naturali (art. 143, co. 1, lett. e);
- Formazioni arbustive in evoluzione naturale (art. 143, co. 1, lett. e);
- Zone umide di Ramsar (art. 142, co. 1, lett. i);
- Aree umide (art. 143, co. 1, lett. e);

### ➤ *Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici*

- Parchi Nazionali (art 142, co.1, lett. f);
- Riserve Naturali Statali (art 142, co.1, lett. f);
- Aree Marine Protette (art 142, co.1, lett. f);
- Riserve Naturali Marine (art 142, co.1, lett. f);
- Parchi Naturali Regionali (art 142, co.1, lett. f);
- Riserve Naturali Orientate Regionali (art 142, co.1, lett. f);
- Area di rispetto dei parchi e delle riserve regionali (art. 143, co. 1, lett. e);
- ZPS (Rete Natura 2000) - (art. 143, co. 1, lett. e);
- SIC (Rete Natura 2000) - (art. 143, co. 1, lett. e);
- SIC Mare (Rete Natura 2000) - (art. 143, co. 1, lett. e).

## 3. *Struttura antropica e storico-culturale*

### ➤ *Componenti culturali*

- Immobili ed aree di notevole interesse pubblico (ex 1497/39 e Galasso) (art 136);
- Zone gravate da usi civici (art 142, co. 1, lett. h) - Zone di interesse archeologico (art 142, co. 1, lett. m);
- Testimonianze della stratificazione insediativa (art. 143, co. 1, lett. e);
- Area di rispetto delle componenti culturali ed insediative (art. 143, co. 1, lett. e);
- Città consolidata (art. 143, co. 1, lett. e);
- Paesaggi rurali (art. 143, co. 1, lett. e).

### ➤ *Componenti dei valori percettivi*

- Strade a valenza paesistica (art. 143, co. 1, lett. e);
- Strade panoramiche (art. 143, co. 1, lett. e);
- Luoghi panoramici (art. 143, co. 1, lett. e);
- Coni visuali (art. 143, co. 1, lett. e).

### *Ambiti Paesaggistici*

L'ambito paesaggistico rappresenta una articolazione del territorio regionale ai sensi dell'art. 135, comma 2, del Codice. La parte quinta di Piano Paesaggistico Territoriale Regione riguarda "Le schede degli Ambiti Paesaggistici".

L'individuazione degli Ambiti (sistemi territoriali complessi) è il risultato dell'analisi di fattori fisico-naturali e storico culturali che ha consentito di definire delle aree territoriali distinte dal punto di vista paesaggistico.

I paesaggi individuati grazie al lavoro di analisi (morfotipologica e storico-strutturale) e sintesi interpretativa sono distinguibili in base a caratteristiche dominanti più o meno nette, a volte difficilmente perimetrabili. Tra i vari fattori considerati, la morfologia del territorio, associata alla litologia, è la caratteristica che di solito meglio descrive, alla scala regionale, l'assetto generale dei paesaggi.

Il territorio regionale è articolato in undici ambiti paesaggistici; a ciascun ambito corrisponde la relativa scheda nella quale, ai sensi dell'art. 135, commi 2, 3 e 4, del Codice, sono individuate le caratteristiche paesaggistiche dell'ambito di riferimento, gli obiettivi di qualità paesaggistica e le specifiche normative d'uso:

1. Ambito Gargano;
2. Ambito Monti Dauni;
3. Ambito Tavoliere;
4. Ambito Ofanto;
5. Ambito Puglia Centrale;
6. Ambito Alta Murgia;
7. Ambito Murgia dei Trulli;
8. Ambito Arco Ionico Tarantino;
9. Ambito Piana Brindisina;
10. Ambito Tavoliere Salentino;
11. Ambito Salento delle Serre.

I suddetti Ambiti sono stati individuati attraverso le particolari relazioni tra le componenti fisico-ambientali, storico-insediative e culturali (conformazione storica delle regioni geografiche, caratteri dell'assetto idrogeomorfologico, caratteri ambientali ed ecosistemici, tipologie insediative, figure territoriali costitutive dei caratteri morfotipologici dei paesaggi, articolazione delle identità percettive dei paesaggi). Ogni ambito è suddiviso in "figure territoriali e paesaggistiche" che rappresentano le unità minime in cui il territorio regionale viene scomposto ai fini della valutazione del P.P.T.R.

Nel caso della Puglia, però, a causa della sua relativa uniformità orografica, tale analisi non è risultata, in alcuni Ambiti, sufficiente e sono risultati determinanti altri fattori di tipo antropico (reti di città, trame agrarie, insediamenti rurali, ecc.) o addirittura amministrativo (confini comunali, provinciali) ed è stato necessario seguire delimitazioni meno evidenti e significative. In generale, comunque, nella delimitazione degli ambiti si è cercato di seguire sempre segni certi di tipo orografico, idrogeomorfologico, an-

tropico o amministrativo. L'operazione è stata eseguita attribuendo un criterio di priorità alle dominanti fisico-ambientali (ad esempio orli morfologici, elementi idrologici quali lame e fiumi, limiti di bosco), seguite dalle dominanti storico-antropiche (limiti di usi del suolo, viabilità principale e secondaria) e, quando i caratteri fisiografici non sembravano sufficienti a delimitare parti di paesaggio riconoscibili, si è cercato, a meno di forti difformità con la visione paesaggistica, di seguire confini amministrativi e altre perimetrazioni (confini comunali e provinciali, delimitazioni catastali, perimetrazioni riguardanti Parchi, Riserve e Siti di interesse naturalistico nazionale e regionale).

**Si evidenzia che l'impianto proposto è di tipo agrovoltaico e che il PPTR Puglia contempla la realizzazione di impianti fotovoltaici ma non degli impianti agrovoltaici**, come definiti dalla normativa vigente e nello specifico dalle "Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici – Giugno 2022", elaborate dal gruppo di lavoro coordinato dal MITE e composto da CREA, GSE, ENEA, RSE.

### 5.2.1. Ambiti e Figure Territoriali

L'area interessata dal progetto del futuro impianto agrovoltaico ricade nella regione geografica storica "Puglia Grande (Tavoliere 2° livello)",



Figura 5.2. – Regione geografica storica "Puglia grande (Tavoliere 2° livello)": in blu l'area di progetto.

Ambito di paesaggio 3. “Tavoliere”

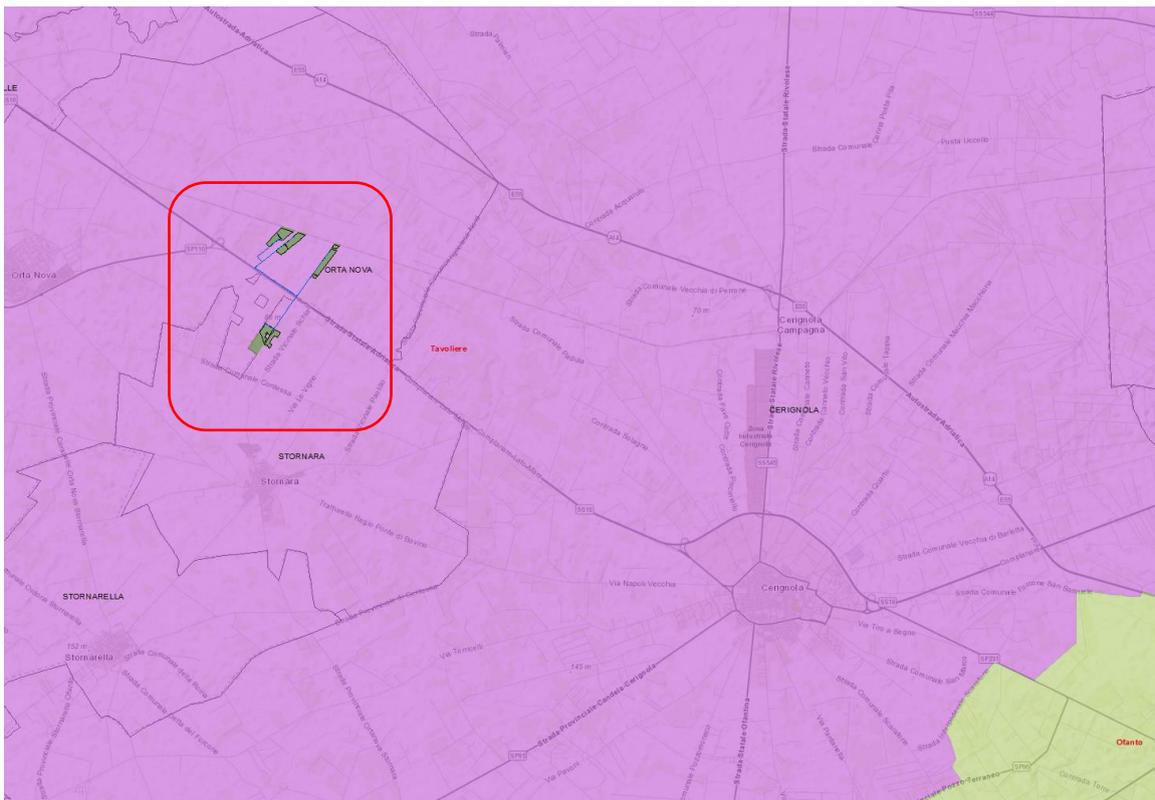


Figura 5.2a. – Ambito di Paesaggio 3. “Tavoliere”: dettaglio area di progetto (in rosso).

Figura Territoriale 3.3 “Il mosaico di Cerignola”

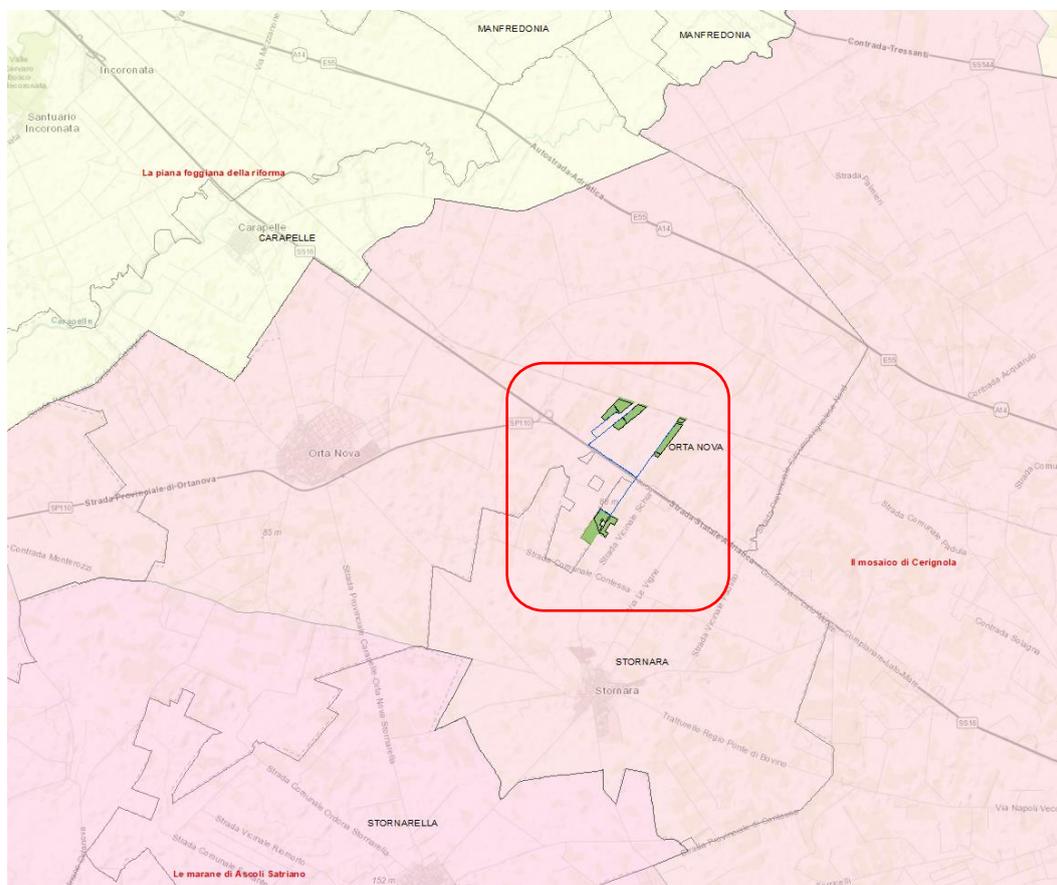


Figura 5.3. – Figura Territoriale 3.3 “Il mosaico di Cerignola”: dettaglio area di progetto (in rosso).

Come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata, l'ambito del Tavoliere è caratterizzato dalla dominanza di vaste superfici pianeggianti coltivate prevalentemente a seminativo che si spingono fino alle propaggini collinari dei Monti Dauni.

La delimitazione dell'ambito si è attestata sui confini naturali rappresentati dal costone garganico, dalla catena montuosa appenninica, dalla linea di costa e dalla valle dell'Ofanto. Questi confini morfologici rappresentano la linea di demarcazione tra il paesaggio del Tavoliere e quello degli ambiti limitrofi (Monti Dauni, Gargano e Ofanto) sia da un punto di vista geolitologico (tra i depositi marini terrazzati della piana e il massiccio calcareo del Gargano o le formazioni appenniniche dei Monti Dauni), sia di uso del suolo (tra il seminativo prevalente della piana e il mosaico bosco/pascolo dei Monti Dauni, o i pascoli del Gargano, o i vigneti della Valle dell'Ofanto), sia della struttura insediativa (tra il sistema di centri della pentapoli e il sistema lineare della Valle dell'Ofanto, o quello a ventaglio dei Monti Dauni). L'ambito del Tavoliere è costituito dalla più ampia pianura del Mezzogiorno. Essa è originata dall'emersione di un fondale marino ed è caratterizzata da terrazzi di modesta altitudine che degradano quasi impercettibilmente verso il mare attraverso modeste scarpate parallele alla costa. L'omogeneità della pianura del Tavoliere è interrotta dalle incisioni dei corsi d'acqua provenienti dai Monti Dauni che attraversano la pianura e sfociano in estese aree paludose costiere solo di recente parzialmente bonificate. La presenza di numerosi corsi d'acqua perenni è senz'altro un carattere peculiare dell'ambito. L'alveo dei torrenti incide in modo differente le aree attraversate: le lievi incisioni alle quote più alte si approfondiscono con notevoli ripe di erosione ai piedi dei Monti Dauni per poi addolcirsi nel tratto centrale della pianura.

Il valore ambientale dei corsi d'acqua, limitato dalle coltivazioni agricole che invadono sovente anche gli alvei, è legato alle diverse associazioni vegetazionali che interessano i diversi tratti incisi, per scomparire quasi del tutto nei pressi del mare dove i torrenti sono frequentemente canalizzati e la vegetazione ripariale assente.

Le aree naturali occupano solo il 4% dell'intera superficie dell'ambito. Queste appaiono molto frammentate, con la sola eccezione delle aree umide che risultano concentrate lungo la costa tra Manfredonia e Margherita di Savoia. Con oltre il 2% della superficie naturale le aree umide caratterizzano fortemente la struttura eco sistemica dell'area costiera dell'ambito ed in particolare della figura territoriale "Saline di Margherita di Savoia". Le aree umide costiere rivestono un'eccezionale importanza ambientale sia per la presenza di particolari associazioni faunistiche e floristiche che per la massiccia presenza di avifauna nidificante o migratrice. Il sistema delle zone umide del golfo di Manfredonia rappresenta un sito di rilevanza internazionale per la presenza di popolazioni nidificanti di specie di elevato interesse conservazionistico. Esse svolgono inoltre una fondamentale azione regolatrice dell'equilibrio idraulico dei corsi d'acqua che in esse confluiscono. I boschi rappresentano circa lo 0,4% della superficie naturale e la loro distribuzione è legata strettamente al corso dei torrenti, trattandosi per la gran parte di formazioni ripariali a salice bianco (*Salix alba*), salice rosso (*Salix purpurea*), olmo (*Ulmus campestris*), pioppo bianco (*Populus alba*). Tra le residue aree boschive assume particolare rilevanza ambientale il Bosco dell'Incoronata vegetante su alcune anse del fiume Cervaro a pochi chilometri dall'abitato di Foggia.

Le aree a pascolo con formazioni erbacee e arbustive sono ormai ridottissime occupando appena meno dell'1% della superficie dell'ambito. La testimonianza più significativa degli antichi pascoli del Tavoliere è attualmente rappresentata dalle poche decine di ettari dell'Ovile Nazionale.

Il paesaggio rurale del Tavoliere centrale è dominato dalla coltivazione monocolturale ed estensiva del seminativo nudo costellato da masserie cerealicole, mentre nelle aree settentrionali e meridionali è presente un paesaggio variegato dove prevalgono le colture legnose a maglia più fitta definita soprattutto dal vigneto e dall'oliveto. Gli orti costieri sugli arenili dalla caratteristica maglia stretta perpendicolare alla costa sono la testimonianza lasciata dai lavoratori delle saline che caratterizzano tutt'oggi il litorale del Tavoliere e che nel corso dei secoli hanno costituito la principale forma di sfruttamento delle aree umide costiere.

Il sistema insediativo è dominato dalla rete degli insediamenti maggiori che costituiscono la cosiddetta pentapoli della Capitanata (Foggia, Cerignola, Lucera, Manfredonia e San Severo) che, anche attraverso una rete di masserie e borghi, controllano il paesaggio rurale. Sulla costa invece gli insediamenti più recenti di Margherita di Savoia e Zapponeta presidiano il territorio conquistato dalle bonifiche. L'articolata rete viaria di attraversamento ovest-est e sud-est – nordovest che ripercorre in gran parte i tracciati romani costituisce una fitta trama polarizzata da centri di interessi economici (Manfredonia, Napoli), religiosi (Monte Sant'Angelo), politici (Benevento, ancora Napoli) e attraversata da intensi flussi di uomini, merci, in passato anche da animali transumanti, in un rapporto funzionale con altre macro-aree subregionali del Mezzogiorno e del bacino adriatico (l'alta Murgia, la costa olivicola di Terra di Bari).

### **5.2.2. Figura Territoriale 3.3 “Il mosaico di Cerignola”**

Il paesaggio del mosaico agrario del Tavoliere meridionale si sviluppa sul territorio compreso tra il fiume Ofanto e il torrente Carapelle, attorno al grosso centro agricolo di Cerignola, che con la raggiera di strade che si dipartono dal centro, organizza la figura territoriale. Alcuni di questi assi si prolungano divenendo importanti collegamenti territoriali (ad esempio l'asse con Canosa, che attraversa l'Ofanto). Lungo la direttrice da Foggia il paesaggio monotono della piana bassa e piatta del tavoliere centrale si movimentava progressivamente, dando origine a lievissime colline vitate punteggiate di masserie, che rappresentano i capisaldi del sistema agrario storico.

I punti di riferimento visivi mutano in questa figura: lasciato alle spalle l'altopiano del Gargano si intravedono a sud i rialti delle Murge e, sugli estesi orizzonti di viti e olivi, spicca il centro compatto di Cerignola, attorno al quale il mosaico agricolo è caratterizzato dalla geometria della trama agraria che si struttura a raggiera, con una maglia sempre più fitta man mano che ci si avvicina al margine urbano.

#### *Trasformazioni in atto e vulnerabilità della figura territoriale*

Nelle adiacenze delle urbanizzazioni periferiche sorte intorno al centro di Cerignola, l'ampio e strutturato tessuto rurale periurbano si indebolisce.

La funzione ecologica del territorio rurale diminuisce in seguito alla progressiva scomparsa delle isole di bosco, dei filari di siepi e degli alberi. Inoltre si ha una sensibile alterazione dei caratteri tradizionali dell'insediamento rurale sparso.

### 5.2.3. Verifica compatibilità progetto con il PPTR

Ai fini dell'analisi di idoneità delle aree oggetto della realizzazione del progetto in esame sono state attenzionate le carte relative alle strutture in cui è suddiviso il Sistema delle Tutele, sopra elencate, nelle loro due componenti.

Come risulta dalle verifiche effettuate e riportate graficamente negli elaborati del progetto definitivo denominati “Aree PPTR Puglia - Componenti delle Aree Protette e dei Siti Naturalistici su CTR” e “Aree PPTR Puglia - Componenti delle Aree Protette e dei Siti Naturalistici su Ortofoto”, **i terreni interessati dall'impianto agrovoltaico e dalle opere connesse non ricadono in aree caratterizzate da Componenti delle Aree Protette e dei Siti Naturalistici** come definite dal PPTR Puglia.

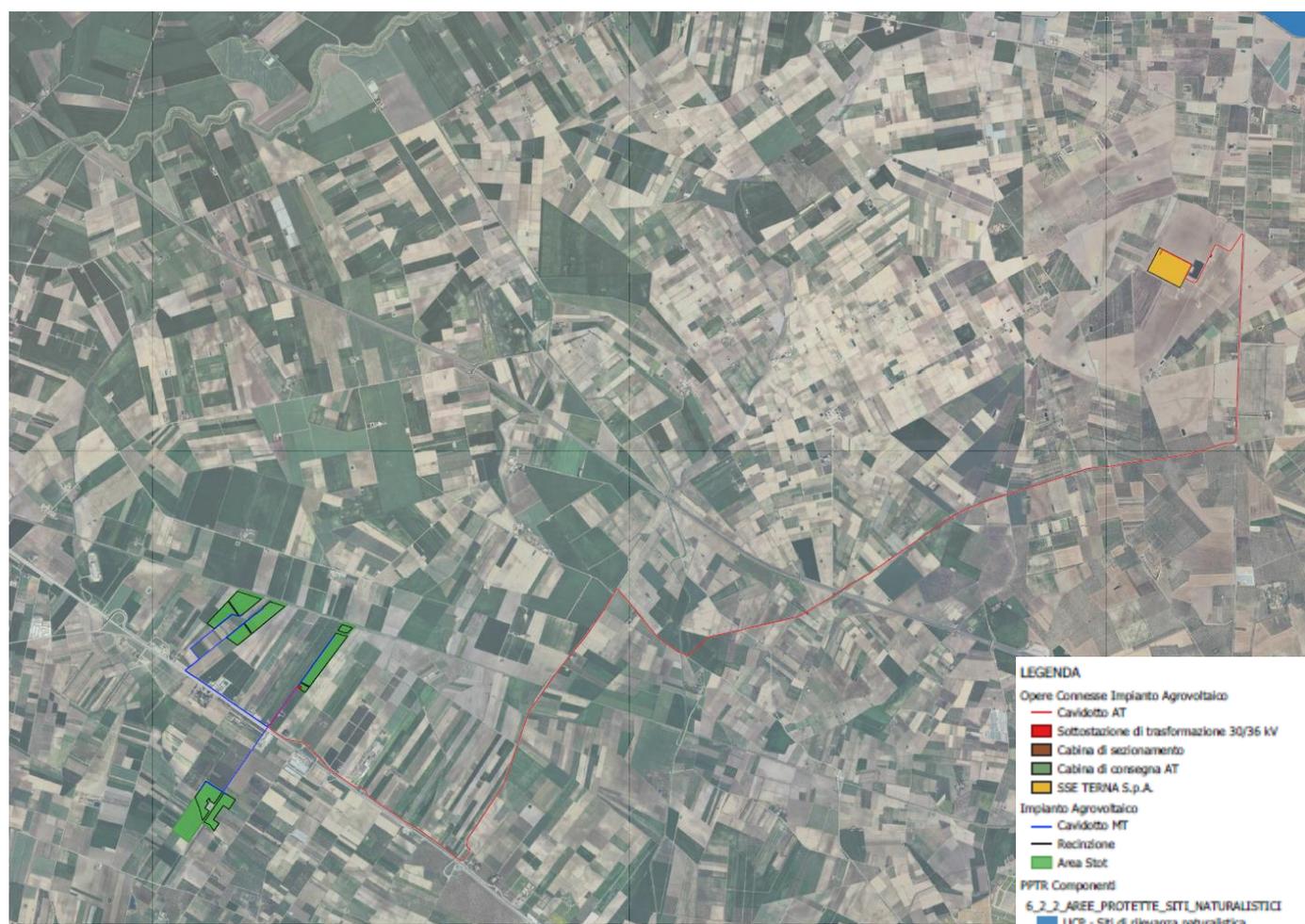


Figura 5.4. –Stralcio Carta della Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici.

Come risulta dalle verifiche effettuate e riportate graficamente negli elaborati del progetto definitivo denominati “Aree PPTR Puglia - Componenti Botanico Vegetazionali su CTR” e “Aree PPTR Puglia - Componenti Botanico Vegetazionali su Ortofoto”, **i terreni interessati dall'impianto agrovoltaico e dalle opere connesse non ricadono in aree caratterizzate da Componenti Botanico Vegetazionali** come definite dal PPTR Puglia.

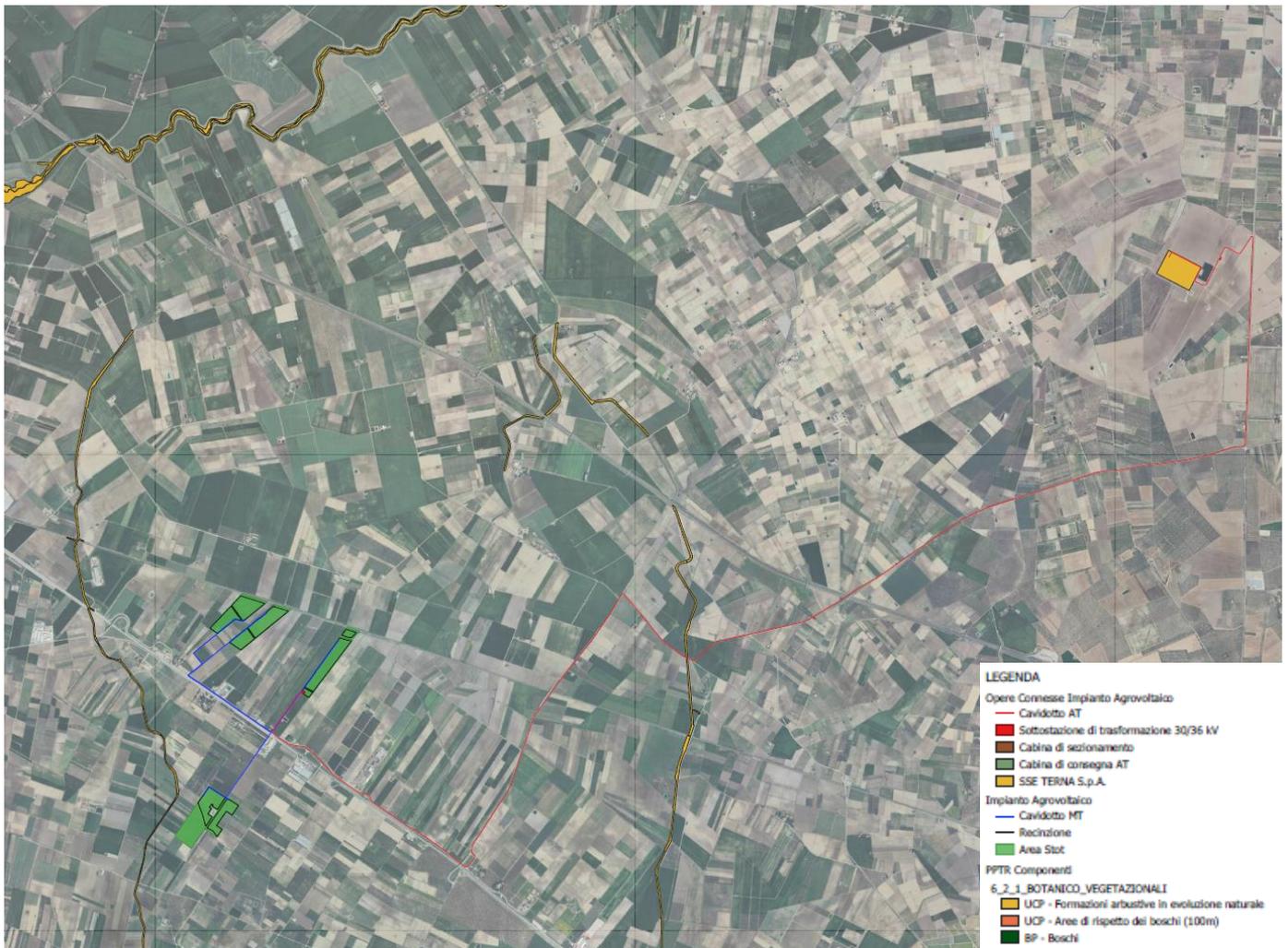


Figura 5.5. – Stralcio Carta della Struttura ecosistemica e ambientale – Componenti botanico-vegetazionali.

Come risulta dalle verifiche effettuate e riportate graficamente negli elaborati del progetto definitivo denominati “Aree PPTR Puglia - Componenti Culturali su CTR” e “Aree PPTR Puglia - Componenti Culturali su Ortofoto”, **i terreni interessati dall’impianto agrovoltaico e dalle opere connesse ricadono in parte in aree caratterizzate da Componenti Culturali** come definite dal PPTR Puglia.



Figura 5.6. – Stralcio Carta della Struttura antropica e storico-culturale – Componenti culturali.

**Nello specifico per quanto riguarda i terreni interessati dall’impianto agrovoltaico risulta che:**

- **parte dell’Area 8 e parte dell’Area 9 ricadono nell’area classificata come “UCP - area di rispetto - siti storico culturali”** e precisamente nell’area di rispetto dalla “Posta di Torre”.

Dal sopralluogo effettuato, però, **sul sito non è stato rinvenuto nell’area alcun edificio** mentre si segnala che **il vincolo riportato in cartografia si riferisce ad una vasca per l’irrigazione di costruzione recente e non storica.**

**Si evidenzia inoltre che tale area non è riportata nella cartografia** di riferimento del S.I.T. Puglia (Sistema Informativo Territoriale della Regione Puglia) **relativa alle aree individuate come non idonee all’installazione di impianti FER come definite dal Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010 “Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della regione Puglia”.**



Figura 5.6a – Ortofoto con l'indicazione delle aree interessate dal progetto, ovvero delle aree recintate (linea verde), nonché delle aree classificate come "UCP - area di rispetto - siti storico culturali" (in beige) e come "UCP - siti storico culturali" (in arancio). Il sito in questione è denominato "Posta di Torre".



Figura 5.6b – Ortofoto con l’ingrandimento della vasca per l’irrigazione di costruzione recente e non storica, classificata come e “UCP - siti storico culturali”. Il sito in questione è denominato “Posta di Torre”.

- **i cavidotti MT interrati, di collegamento tra le aree dell’impianto agrovoltico, interessano in parte la viabilità esistente e complanare alla SS16 Adriatica, ovvero ricadono in parte nell’area classificata “UCP - stratificazione insediativa - rete tratturi” e nella relativa area di rispetto classificata come “UCP – area di rispetto - rete tratturi”.**

Il tratturo a cui si fa riferimento è il “Regio Tratturo Foggia Ofanto” ed il tratto interessato è lo stesso già trattato ed illustrato nel precedente paragrafo “D.LGS. 22/01/2004, N. 42 S.M.I. “CODICE DEI BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO”” a cui si rimanda.

**Per quanto invece riguarda i terreni interessati dalle opere connesse risulta che il cavidotto AT, di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV, oltre che la cabina di sezionamento della linea elettrica 36 kV:**

- **interessano in parte la viabilità esistente e complanare alla SS16 Adriatica, ovvero ricadono in parte nell’area classificata “UCP - stratificazione insediativa - rete tratturi” e nella relativa area di rispetto classificata come “UCP – area di rispetto - rete tratturi”.**

Il tratturo a cui si fa riferimento è il “Regio Tratturo Foggia Ofanto” ed il tratto interessato è lo stesso già trattato ed illustrato nel precedente paragrafo “D. LGS. 22/01/2004, N. 42 S.M.I. “CODICE DEI BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO”” a cui si rimanda.

- **interessano in parte la strada provinciale SP68, in parte la strada provinciale SP72, in parte la viabilità comunale asfaltata ed esistente che dalla SP72 si dirama e porta alla SP77, ovvero ricadono in parte nell’area classificata “UCP - stratificazione insediativa - rete tratturi” e nella relativa area di rispetto classificata come “UCP – area di rispetto - rete tratturi”.**

Il tratturo a cui si fa riferimento è il “*Regio Tratturello Salpitello di Tonti Trinitapoli*” ed il tratto interessato è lo stesso già trattato ed illustrato nel precedente paragrafo “*D.LGS. 22/01/2004, N. 42 S.M.I. “CODICE DEI BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO”*” a cui si rimanda.

**Si sottolinea, infine, che il P.P.T.R. Puglia non prevede misure prescrittive per gli Ulteriori Contesti Paesaggistici ma solo misure di tutela e salvaguardia dei beni interessati.**

In merito all’archeologia, attraverso l’analisi incrociata di tutti i dati raccolti è stato definito il grado di Rischio Archeologico in relazione al progetto all’interno di un buffer di km 5.

Tutte le evidenze rilevate durante il lavoro di verifica preventiva dell’interesse archeologico non interferiscono con le aree di progetto, ad esclusione, delle anomalie da foto aeree rilevate in località la “*Paduletta*” e della rete tratturale, come riportato dal SIT Puglia:

- Dal km 3 al km 14 del cavidotto, esso si sovrappone al “*regio Tratturello Salpitello di Tonti - Trinitapoli*”;
- Dal km 14 al km 20 il cavidotto si sovrappone al “*Regio Tratturo Foggia-Ofanto*”.

Lo studio condotto nelle aree di impianto e di connessione, considerati i buffer, **non** ha portato all’individuazione di alcuna area di concentrazione di frammenti fittili. In questo contesto è da prendere atto che, al momento delle ricognizioni di superficie, effettuate nel Febbraio 2024, la visibilità del lotto fotovoltaico con un’evidenza archeologica edita da bibliografia nelle vicinanze era pressoché nulla.

**Considerati i dati sopra esposti, si attribuisce all’area di progetto un grado basso/ medio-basso di rischio archeologico in virtù del fatto che la maggior parte delle aree di progetto restituisce un grado basso di rischio ad esclusione del lotto fotovoltaico 1 (RCG\_63) in corrispondenza del sito neolitico in località “*Masseria Paduletta*” a cui si attribuisce un rischio alto e dei km 5-7 (insediamento di età contemporanea in località Posta Viro); km 10-12 (“*Masseria Parcone*” – tracce di fossati di un villaggio neolitico) del cavidotto con un grado medio.**

L’ipotesi del rischio non deve considerarsi un dato incontrovertibile, ma va interpretato come una particolare attenzione da rivolgere a quei territori durante tutte le fasi di lavoro. Preme, in ultimo ricordare, che l’attribuzione di un rischio basso non va considerato come una sicura assenza di contesti archeologici, ma come una minore probabilità di individuare aree archeologiche, che comunque potrebbero rinvenirsi al momento dei lavori.

Per maggiori dettagli, si rimanda all’apposita relazione allegata al progetto.

Come risulta dalle verifiche effettuate e riportate graficamente negli elaborati del progetto definitivo denominati “Aree PPTR Puglia - Componenti Geomorfologiche su CTR” e “Aree PPTR Puglia - Componenti Geomorfologiche su Ortofoto”, **i terreni interessati dall’impianto agrovoltaiico e dalle opere connesse non ricadono in aree caratterizzate da Componenti Geomorfologiche** come definite dal PPTR Puglia.



Figura 5.7. – Stralcio Carta della Struttura Idrogeomorfologica – Componenti geomorfologiche.

Come risulta dalle verifiche effettuate e riportate graficamente negli elaborati del progetto definitivo denominati “Aree PPTR Puglia - Componenti Idrologiche su CTR” e “Aree PPTR Puglia - Componenti Idrologiche su Ortofoto”, **i terreni interessati dall’impianto agrovoltaico non ricadono in aree caratterizzate da Componenti Idrologiche** come definite dal PPTR Puglia.

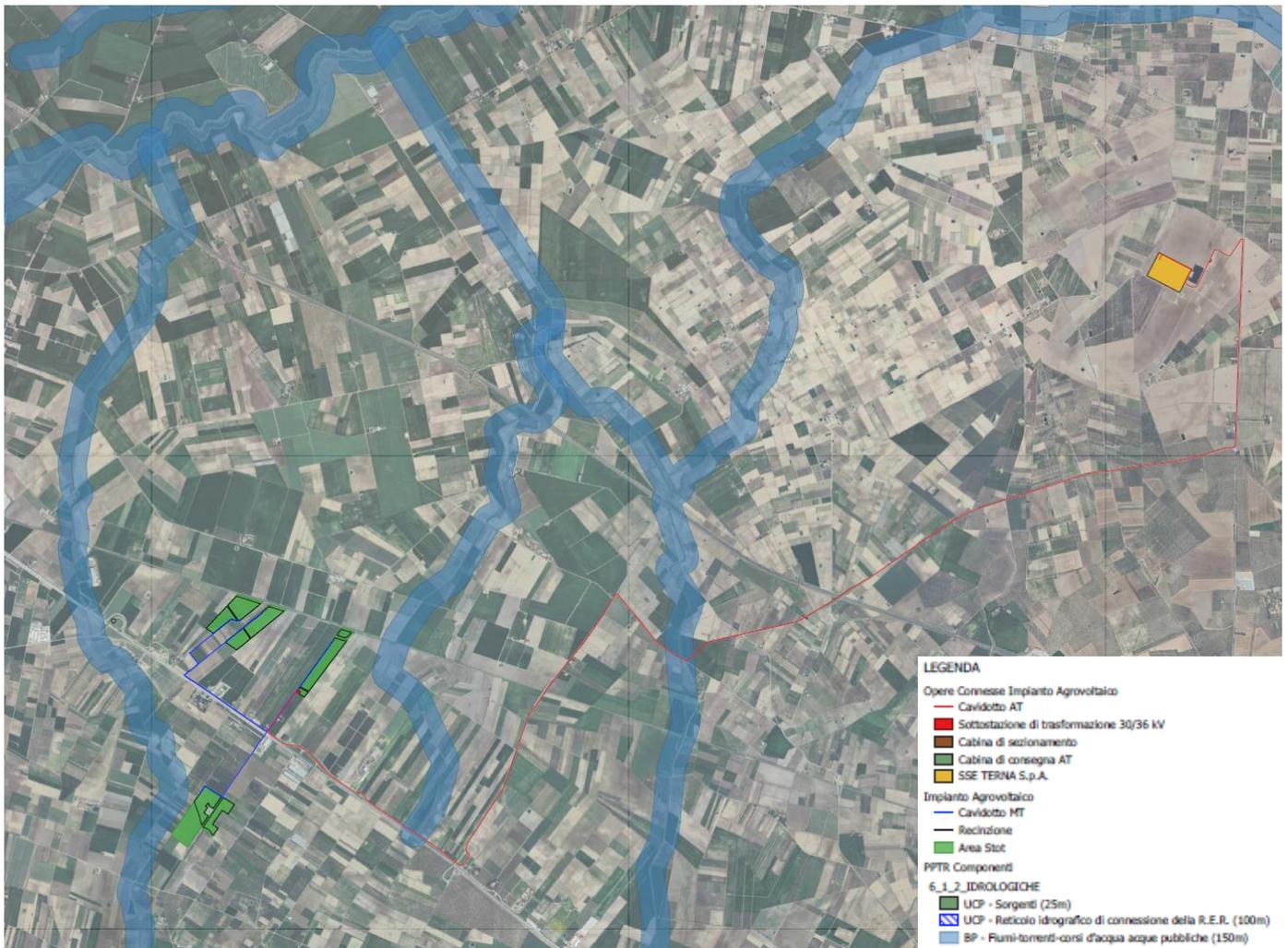


Figura 5.8. – Stralcio Carta della Struttura Idrogeomorfologica – Componenti idrologiche.

**Per quanto riguarda le opere connesse**, come già trattato nel precedente paragrafo “D.LGS. 22/01/2004, N. 42 S.M.I. “CODICE DEI BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO””, **risulta invece che il cavidotto AT interrato, che collega la sottostazione di trasformazione 30/36 kV alla cabina di consegna 36 kV, interferisce con il canale “Pedicletta di Zezza” e con il canale “Marana Castello” nonché con le relative fasce di rispetto da essi.**



Figura 5.8a – Ortofoto con l’indicazione del cavidotto AT interrato (in rosso), che collega la sottostazione di trasformazione 30/36 kV alla cabina di consegna 36 kV, che interferisce con il canale “Pedicletta di Zezza” e con il canale “Marana Castello”. In verde sono indicati i tratti di cavidotto da realizzare in T.O.C.

Le due aree suddette sono tutelate dall’art. 142, comma 1 lett. c) del D.lgs. 22/01/2004, n. 42 s.m.i. “fiumi, i torrenti, i corsi d’acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;”.

Si evidenzia che **il cavidotto AT suddetto sarà realizzato totalmente interrato e che le interferenze con i due canali saranno risolte tramite la posa del cavidotto mediante l’esecuzione di trivellazione orizzontale controllata (TOC).**

Tutte le altre opere connesse non ricadono in aree caratterizzate da Componenti Idrologiche come definite dal PPTR Puglia.

Come risulta dalle verifiche effettuate e riportate graficamente negli elaborati del progetto definitivo denominati “Aree PPTR Puglia - Componenti dei Valori Percettivi su CTR” e “Aree PPTR Puglia - Componenti dei Valori Percettivi su Ortofoto”, **i terreni interessati dall’impianto agrovoltaiico e dalle opere connesse non ricadono in aree caratterizzate da Componenti dei Valori Percettivi come definite dal PPTR Puglia.**

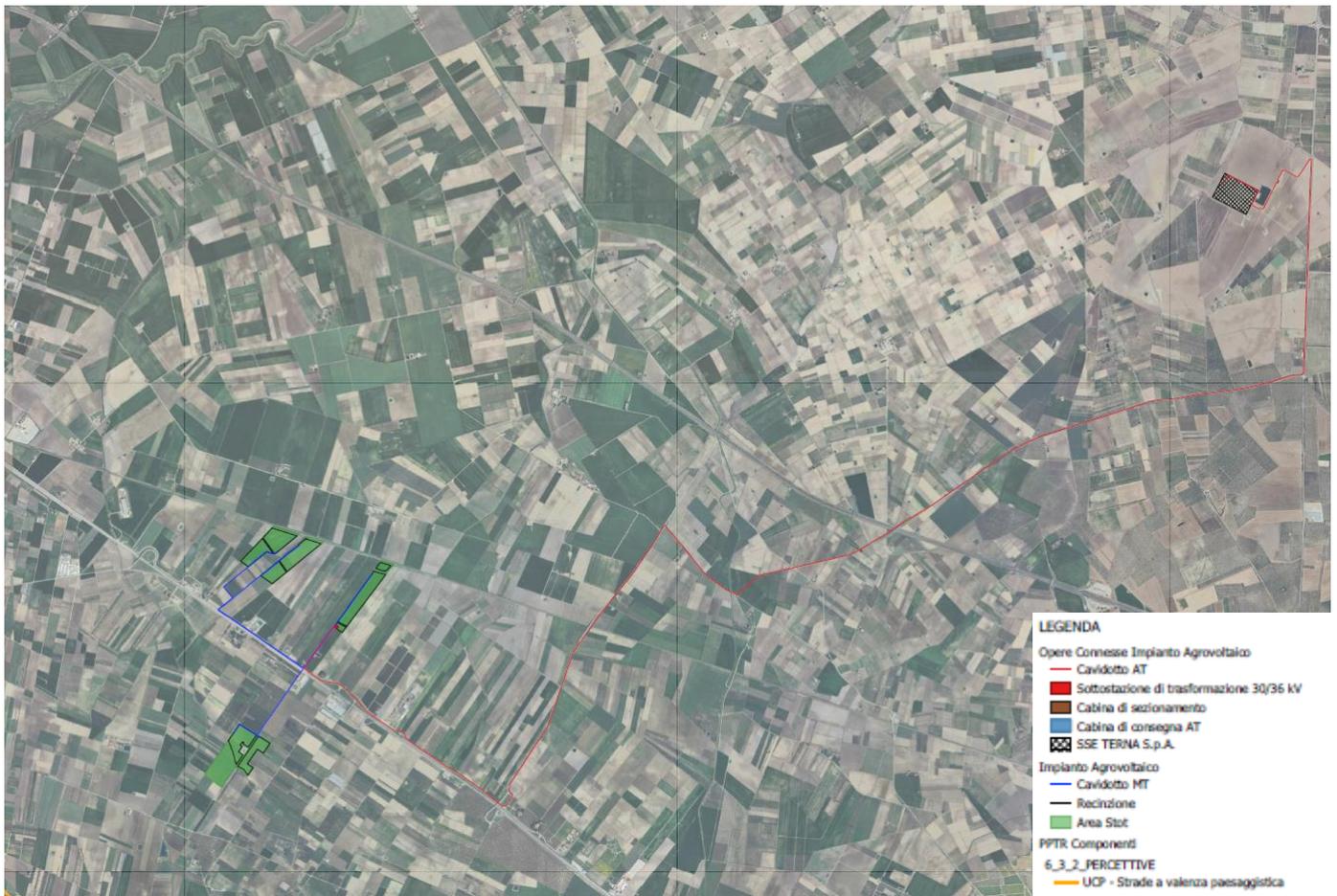


Figura 5.9. – Stralcio Carta della Struttura antropica e storico-culturale – Componenti dei valori percettivi.

### 5.3. *Il Piano di Assetto Idrogeologico (PAI)*

Il Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo attraverso il quale sono pianificate, programmate e gestite le azioni e le norme d'uso finalizzate alla tutela, alla difesa ed alla valorizzazione del suolo ed alla corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche e ambientali del territorio preso in considerazione. Il Piano Stralcio per la Difesa dal Rischio Idrogeologico (PAI), definisce le azioni, le norme e gli interventi concernenti l'assetto idrogeologico del territorio di competenza. Esso:

- a) Individua le aree a rischio idrogeologico molto elevato, elevato, medio e moderato, ne determina la perimetrazione, stabilisce le relative norme tecniche di attuazione;
- b) Delimita le aree di pericolo idrogeologico quali oggetto di azione organiche per prevenire la formazione e l'estensione di condizioni di rischio;
- c) Indica gli strumenti per assicurare coerenza tra la pianificazione stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico e la pianificazione territoriale in ambito regionale ed anche a scala provinciale e comunale;
- d) Individua le tipologie, la programmazione degli interventi di mitigazione o eliminazione delle condizioni di rischio e delle relative priorità, anche a completamento e integrazione dei sistemi di difesa esistenti.

Nel dicembre 2016 è stato adottato dal Comitato Istituzionale il 22° aggiornamento che ha implementato il quadro conoscitivo relativo:

- alle aree di inondazione fluviale per piene con tempi di ritorno pari a 30, 200 e 500 anni nel comune di Matera (MT) in Basilicata e nei comuni di Gravina in Puglia (BA) e Poggiorsini (BA) nella Regione Puglia relativamente ai torrenti Gravina di Picciano, Pentecchia, Capodacqua, Guirro, Chiatamura, ai valloni Jazzo Dragoni e Masseria Dragoni e a tratti di confluenza di elementi minori del reticolo idrografico tributari di alcuni dei corsi d'acqua sopra citati, a ridosso di infrastrutture, strutture ed edificato di varia tipologia;
- alle aree a rischio idrogeologico nei settori di versante nell'ambito urbano ed extraurbano del Comune di Montalbano Jonico. L'aggiornamento adottato ha considerato inoltre segnalazioni e/o istanze di revisione/classificazione del rischio idrogeologico nelle aree di versante pervenute all'Autorità di Bacino nei comuni di Altamura (BA), Marsico Nuovo (PZ), Lauria (PZ), Oriolo (CS), Gravina in Puglia (BA), Potenza (PZ), Albano di Lucania (PZ), Cersosimo (PZ), Grassano (MT).

I territori comunali di Orta Nova (FG) e Stornara (FG) rientrano nel comprensorio dell'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale – UoM Puglia.

### **5.3.1 Verifica compatibilità progetto PAI**

Nella seguente figura 5.10. è riportato l'inquadramento dell'area di intervento su Piano per l'Assetto Idrogeologico:

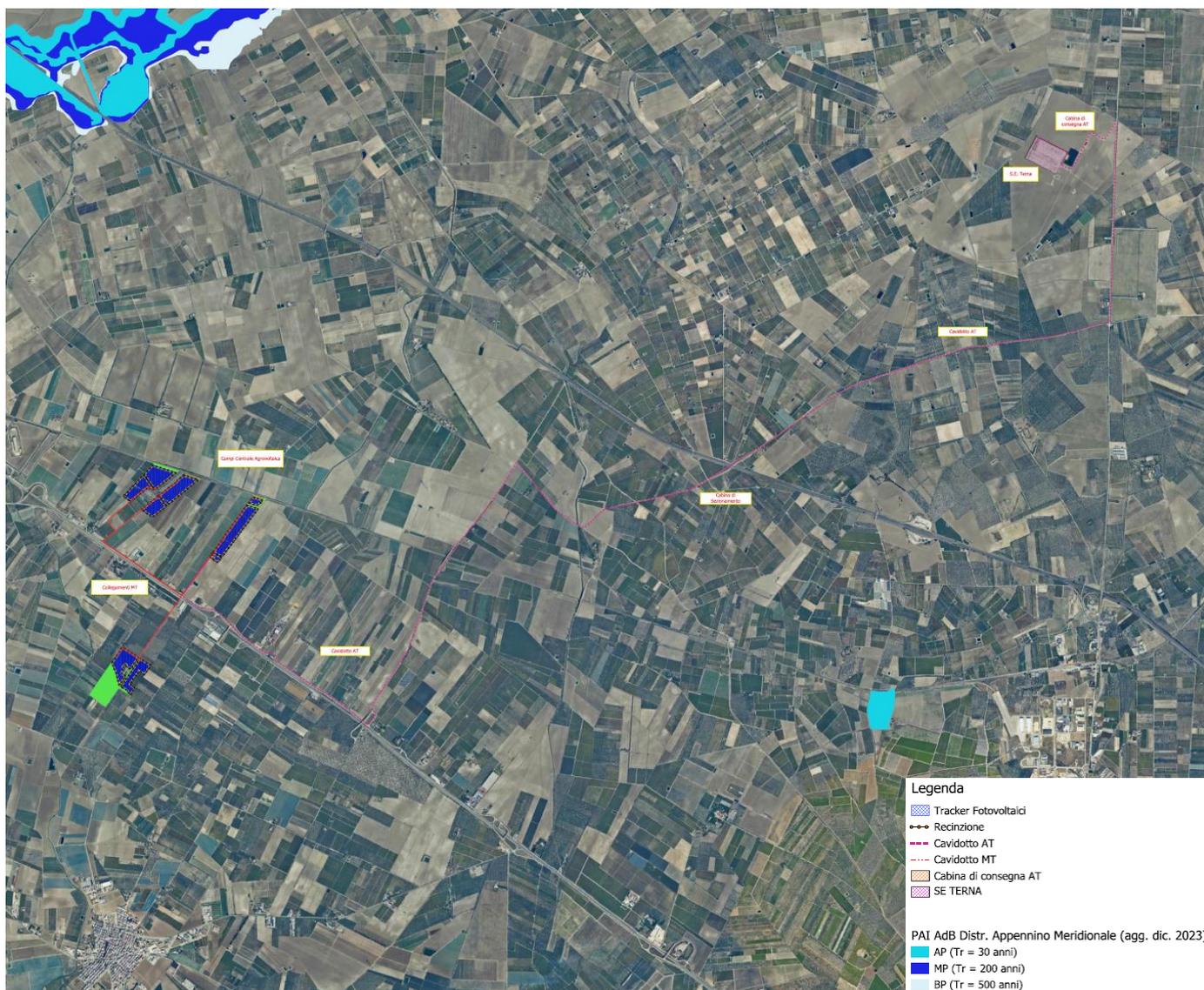


Figura 5.10. – Stralcio Carta delle Aree a Rischio PAI.

Le aree interessate dalle opere in progetto sono state sottoposte di analisi di compatibilità idraulica con riferimento alle Norme Tecniche attuative del Piano Stralcio per la Difesa dal Rischio Idrogeologico dell’Autorità di Bacino Distrettuale dell’Appennino Meridionale – UoM Puglia (ex Autorità Interregionale di Bacino della Basilicata), in modo da analizzare compiutamente:

- a) Le interferenze delle opere con il regime idraulico dei corsi d’acqua e dei canali limitrofi, in modo da evitare di provocare l’aumento dei livelli di pericolosità idraulica ad essi correlati;
- b) La sicurezza idraulica delle opere in modo da evitare che al verificarsi di eventi di piena le stesse possano subire danni con la conseguente uscita di esercizio dell’impianto in progetto.

In particolare sono stati analizzati tutti gli elementi costituenti la centrale agrovoltaica, ovvero:

1. Le aree occupate dai campi agrovoltaici, contenente tutte le attrezzature meccaniche ed elettromeccaniche, le cabine di trasformazione, per il funzionamento della stessa centrale, nonché tutte le piantumazioni agricole finalizzate alla valorizzazione agricola dell’area ed alla mitigazione degli aspetti di natura visiva;

2. L'area interessata dalla realizzazione della sottostazione di trasformazione 30/36 kV;
3. Il cavidotto AT, della lunghezza complessiva di circa 16.800 metri, che collegherà la sottostazione di trasformazione 30/36 kV alla cabina di consegna 36 Kv, compreso l'area della cabina di sezionamento;
4. L'area interessata dalla realizzazione della cabina di consegna 36 kV;
5. Il cavidotto AT, della lunghezza complessiva di circa 1.030 metri, la cabina di consegna 36 Kv alla SSE 380/150/36 kV di TERNA S.p.A. in costruzione.

La posizione delle opere succitate è stata determinata in modo da risultare esterna alle fasce di pericolosità idraulica perimetrate dal PAI Puglia e con la finalità di escludere interferenze con la rete idrografica esistente.

Con riferimento al cavidotto di collegamento dell'impianto FV alla sottostazione di consegna e trasformazione 30/36 kV, sono state individuate diverse interferenze con il reticolo idrografico presente nell'area e sono state definite le soluzioni tecniche per la loro risoluzione (rif. Relazione Idrologica e idraulica).

Le conclusioni delle ricognizioni e degli studi eseguiti mostrano che **le opere in progetto sono compatibili con i contenuti e con le prescrizioni del Piano Stralcio per la Difesa dal Rischio Idrogeologico vigente.**

#### **5.4. Aree Naturali Protette**

La Rete Natura 2000 costituisce la più importante strategia d'intervento dell'Unione Europea per la salvaguardia degli habitat e delle specie di flora e fauna. Tale Rete è formata da un insieme di aree, che si distinguono come Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS), individuate dagli Stati membri in base alla presenza di habitat e specie vegetali e animali d'interesse europeo.

I siti della Rete Natura 2000 sono regolamentati dalla Direttiva Europea 79/409/CEE (e successive modifiche), concernente la conservazione degli uccelli selvatici, e dalla Direttiva Europea 92/43/CEE (e successive modifiche), relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali della flora e della fauna selvatiche.

La Direttiva 79/409/CEE, la cosiddetta Direttiva "Uccelli" impone la designazione come ZPS dei territori più idonei alla conservazione delle specie presenti nell'allegato I e delle specie migratrici. La Direttiva non contiene, tuttavia, una descrizione di criteri omogenei per l'individuazione e designazione delle ZPS. Per colmare questa lacuna, la Commissione Europea ha incaricato l'ICBP (oggi Bird Life International) di mettere a punto uno strumento tecnico che permettesse la corretta applicazione della Direttiva.

Nasce così l'inventario delle aree IBA (Important Bird Area) che ha incluso le specie dell'allegato I della Direttiva "Uccelli" tra i criteri per la designazione delle aree.

Le IBA sono quindi dei luoghi che sono stati identificati in tutto il mondo, sulla base di criteri omogenei, dalle varie associazioni che fanno parte di Bird Life International. Ogni stato della Comunità Europea dovrà quindi proporre alla Commissione la perimetrazione di ZPS individuate sulla base delle aree IBA.

La Direttiva 92/43/CEE, cosiddetta Direttiva “Habitat”, è stata recepita dallo stato italiano con il D.P.R. 8 settembre 1997, n.357 ss.mm.ii., “Regolamento recante attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche”.

Attualmente sul territorio pugliese sono stati individuati 92 siti Natura 2000, di questi:

- 24 sono Siti di Importanza Comunitaria (SIC);
- 56 sono Zone Speciali di Conservazione (ZSC). Le ZSC sono state designate con il DM 10 luglio 2015 e il DM 21 marzo 2018;
- 12 sono Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Tre dei suddetti SIC sono esclusivamente marini (pertanto non inclusi nel calcolo delle superfici a terra). Molti dei siti hanno un’ubicazione interprovinciale. Complessivamente la Rete Natura 2000 in Puglia si estende su una superficie di 402.899 ettari, pari al 20,81% della superficie amministrativa regionale; è rappresentata da una grande variabilità di habitat e specie, anche se tutti i siti di interesse comunitario (SIC e ZPS) presenti rientrano nella Regione Biogeografica Mediterranea e Marino Mediterranea.

La legge n. 394/91 Legge Quadro sulle aree Protette definisce la classificazione delle aree naturali protette ed istituisce l’Elenco ufficiale delle aree protette. La tutela delle specie e degli habitat in Puglia è garantita da un sistema di aree protette regionali e nazionali che possiamo riassumere, secondo una scala gerarchica, come segue:

- *Parchi Nazionali*: sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici; una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di rilievo internazionale o nazionale per valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi tali da richiedere l’intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future;
- *Parchi Regionali*: sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell’ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali;
- *Riserve Naturali Statali e Regionali*: sono costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie naturalisticamente rilevanti della flora e della fauna, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere statali o regionali in base alla rilevanza degli elementi naturalistici in esse rappresentati;
- *Zone umide di interesse internazionale*: sono costituite da aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d’acqua, permanenti o transitorie comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c’è bassa marea, non superi i sei metri e che, per le loro caratteristiche, possono essere considerate di importanza internazionale ai sensi della convenzione di Ramsar;

- *Altre aree naturali protette*: sono aree (oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani ecc.) che non rientrano nelle precedenti classi. Si dividono in aree di gestione pubblica, istituite cioè con leggi regionali o provvedimenti equivalenti, e aree a gestione privata, istituite con provvedimenti formali pubblici o con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti.

Le aree protette sono quei territori sottoposti ad uno speciale regime di tutela e di gestione, nei quali si presenta un patrimonio naturale e culturale di valore rilevante. La legge quadro sulle aree protette n. 394/91, prevede l'istituzione e la gestione di dette aree con il fine di garantire e promuovere, in forma coordinata, la conservazione la valorizzazione del patrimonio naturale del paese.

Con la L.R. n. 29/1997 (Norme in materia di aree naturali protette regionali) la Regione Puglia, nell'ambito dei principi della legge 6 dicembre 1991, n. 394 (Legge quadro sulle aree protette) e delle norme della Comunità Europea in materia ambientale e di sviluppo durevole e sostenibile, detta norme per l'istituzione e la gestione delle aree naturali protette nonché dei monumenti naturali e dei Siti di Interesse Comunitario (SIC).

#### **5.4.1 Verifica di compatibilità del progetto**

In base alla consultazione della cartografia relativa al progetto Rete Natura 2000 riportata sul sito del Ministero dell'Ambiente, risulta che le aree interessate dall'impianto agrovoltico, ovvero le superfici che compongono l'Area *Stot*, distano:

- Circa 11,65 km dalla ZSC - IT9110005 "Zone Umide della Capitanata";
- Circa 11,57 km dalla SIC - IT9110032 "Valle del Cervaro, Bosco dell'incoronata";

e risulta che le opere connesse distano:

- Circa 2,51 km (cabina di consegna 36 kV) dalla ZSC - IT9110005 "Zone Umide della Capitanata";
- Circa 12,75 km (sottostazione di trasformazione 30/36 kV) dalla SIC - IT9110032 "Valle del Cervaro, Bosco dell'incoronata".

**I terreni interessati dall'impianto agrovoltico e dalle opere connesse non ricadono quindi all'interno dei territori individuati dal progetto Natura 2000 e dalla Direttiva Uccelli;** inoltre la natura dell'impianto agrovoltico non è tale da generare particolari interferenze.

#### **5.5. Piano Faunistico Venatorio 2018 – 2023**

Il Piano Faunistico Venatorio, come evidenziato nell'art.9 della L.R. n.27/1998, "*costituisce lo strumento tecnico attraverso il quale la Regione Puglia assoggetta il proprio territorio Agro-Silvo- Pastorale, mediante destinazione differenziata, a pianificazione faunistico-venatoria finalizzata, per quanto attiene le specie carnivore, alla conservazione delle effettive capacità riproduttive della loro popolazione e, per le altre specie, al conseguimento delle densità ottimali e alla loro conservazione*". La stessa L.R. n. 27/1998 all'art. 9 comma 9 recita: "Sulla base della individuazione dei Piani faunistici venatori provinciali, la Regione istituisce con il Piano faunistico venatorio regionale le oasi di protezione, le zone di ripopolamento e cattura, i centri pubblici e privati di riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale, le zone addestramento cani, nonché gli ATC".

Si ritiene utile richiamare nel seguito la principale normativa di settore:

- ✓ Legge 11 febbraio 1992, n. 157 “*Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio*” – che sancisce l’obbligo per le Regioni di dotarsi del Piano faunistico venatorio regionale e del Regolamento d’Attuazione;
- ✓ L.R. N. 27 del 13 agosto 1998 “*Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma, per la tutela e programmazione delle risorse faunistico – venatorie e per la regolamentazione dell’attività venatoria*” - che prescrive (art. 9) termini e modalità per l’adozione del Piano (che coordina i Piani provinciali).

In particolare, la Legge nazionale che fissa i principi fondamentali in materia di “Caccia” è la n. 157 dell’11.2.1992. La Regione Puglia con la L.R. n. 27/1998 e ss.mm.ii., ha stabilito norme in materia di protezione della fauna selvatica, di tutela e di programmazione delle risorse faunistico- ambientali e di regolamentazione dell’attività venatoria. Alle Province è attribuita la competenza ad esercitare funzioni amministrative in materia di caccia e di protezione della fauna. Come già specificato in premessa, con l’assestamento e variazione al bilancio di previsione per l’esercizio finanziario 2016 e pluriennale 2016 -2018 della Regione Puglia, le funzioni amministrative esercitate dalle province e dalla Città metropolitana in materia di caccia e pesca vengono trasferite alla regione.

Il territorio agro-silvo-pastorale regionale viene assoggettato a pianificazione faunistico venatoria finalizzata, per quanto attiene le specie carnivore, alla conservazione delle effettive capacità riproduttive della loro popolazione e, per le altre specie, al conseguimento delle densità ottimali e alla loro conservazione, mediante la riqualificazione delle risorse ambientali e la regolamentazione del prelievo venatorio. Da ciò scaturisce una suddivisione e destinazione dell’uso dell’ambito territoriale in una quota non inferiore al 20% e non superiore al 30% a protezione della fauna e nella percentuale massima del 15% a caccia riservata a gestione privata; sul rimanente territorio la Regione promuove forme di gestione programmata dell’attività venatoria (A.T.C.- Ambiti Territoriali di Caccia).

Tali revisioni per il Piano Faunistico Venatorio Regionale 2009-2014 venivano emanate sulla base dei piani elaborati da ogni singola Provincia.

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale (PFVR), al di là di quanto deriverà dall’applicazione delle previsioni dell’art. 20 della L.R. 23/2016, nasce per rappresentare uno strumento di coordinamento dei Piani Faunistico-Venatori Provinciali ed è lo strumento tecnico attraverso cui la Regione Puglia assoggetta il proprio territorio Agro-Silvo-Pastorale a pianificazione faunistico-venatoria finalizzata. Il Piano, di durata quinquennale, recepisce gli studi ambientali effettuati dalle singole Province necessari all’individuazione dei territori destinati alla protezione, alla riproduzione della fauna selvatica, a zone a gestione privata della caccia e a territori destinati a caccia programmata. Inoltre, il PFVR, nella parte di natura regolamentare, traccia i criteri e gli indirizzi per l’attuazione di quanto previsto dalla normativa vigente in materia venatoria - L.R. 27/98.

La Regione Puglia con la stesura del Piano ribadisce l’esclusiva competenza nella gestione dei seguenti Istituti, come riportato nel seguito:

- a) Oasi di protezione: Province;
- b) Zone di ripopolamento e cattura: Province;
- c) Centri pubblici di riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale: Province;
- d) Centri privati di riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale: impresa agricola singola, consortile o cooperativa.;
- e) Zone addestramento cani: associazioni venatorie, cinofile ovvero imprenditori agricoli singoli o associati;
- f) Ambiti Territoriali di Caccia (ATC): Province;
- g) Aziende faunistico-venatorie e agri-turistico-venatorie: gestione privata;

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale pluriennale (come previsto dalla L.R. 27/2016) stabilisce inoltre:

- 1) criteri per l'attività di vigilanza, coordinata dalle Province competenti per territorio;
- 2) misure di salvaguardia dei boschi e pulizia degli stessi al fine di prevenire gli incendi e di favorire la sosta e l'accoglienza della fauna selvatica;
- 3) misure di salvaguardia della fauna e relative adozioni di forma di lotta integrata e guidata per specie, per ricreare giusti equilibri, sentito l'ISPRA;
- 4) modalità per l'assegnazione dei contributi regionali rivenienti dalle tasse di concessione regionali, dovute ai proprietari e/o conduttori agricoli dei fondi rustici compresi negli ambiti territoriali per la caccia programmata, in relazione all'estensione, alle condizioni agronomiche, alle misure dirette alla valorizzazione dell'ambiente;
- 5) criteri di gestione per la riproduzione della fauna allo stato naturale nelle zone di ripopolamento e cattura;
- 6) criteri di gestione delle oasi di protezione;
- 7) criteri, modalità e fini dei vari tipi di ripopolamento.

#### **5.5.1 Verifica di compatibilità del progetto**

Per quanto riguarda l'area in analisi, come si evince dalla seguente figura 5.11., il territorio di progetto non ricade all'interno di alcuna delle aree istituite dal Piano Faunistico Venatorio:

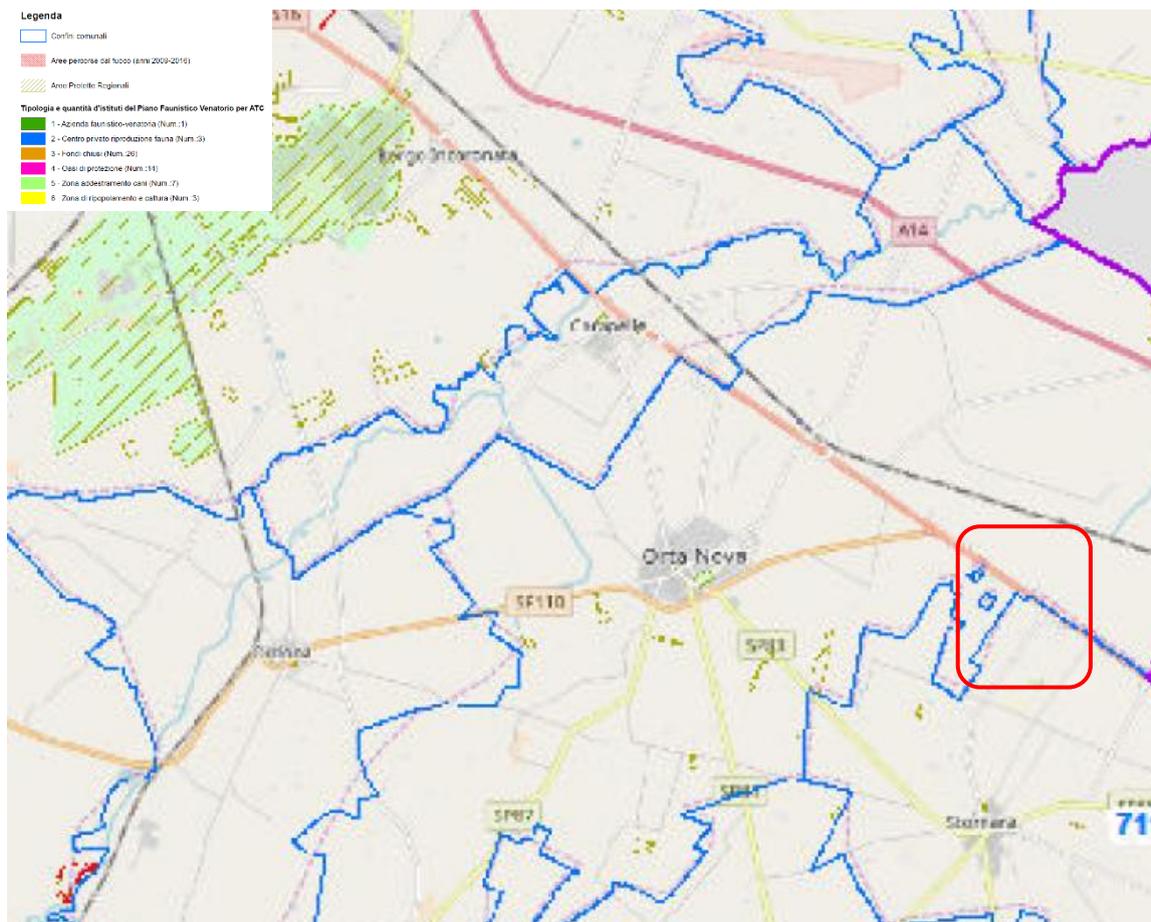


Figura 5.11. – Stralcio Piano Faunistico Venatorio – Ambito Territoriale di Caccia “Murgiano”: in rosso l’ara di progetto

## 5.6. Piano Tutela delle Acque (PTA)

Il D. Lgs. 152/2006 ha introdotto il Piano di Tutela delle Acque (PTA), strumento dinamico di conoscenza e pianificazione, che ha come obiettivo la tutela integrata degli aspetti qualitativi e quantitativi delle risorse idriche, al fine di perseguirne un utilizzo sano e sostenibile.

In particolare, il Piano di Tutela censisce i corpi idrici e le aree protette, lo stato di questi, gli obiettivi di qualità ambientale e gli interventi finalizzati al loro raggiungimento o mantenimento, oltre alle misure necessarie alla tutela complessiva dell'intero sistema idrico.

L'unità minima alla quale vanno riferiti gli obiettivi di qualità, secondo la Direttiva 2000/60, è il corpo idrico individuato attraverso: l'analisi delle caratteristiche fisiche, cioè di tipo idro- morfologico e idraulico (tipizzazione); l'analisi delle caratteristiche quali-quantitative, riferite cioè allo stato di qualità biologica e chimica oltre che alla quantità e alla natura degli impatti prodotti dalle pressioni antropiche (identificazione dei corpi idrici) e l'analisi delle caratteristiche di scala (classificazione).

La Direttiva 2000/60 ha introdotto un approccio innovativo nella legislazione europea in materia di acque, tanto dal punto di vista ambientale, quanto amministrativo-gestionale. L'obiettivo della direttiva è quello di prevenire il deterioramento qualitativo e quantitativo, migliorare lo stato delle acque e assicurare un utilizzo sostenibile, basato sulla protezione a lungo termine delle risorse idriche disponibili. La tutela delle acque viene affrontata a livello di “bacino idrografico”, mentre la gestione del bacino a livello di “distretto idrografico” (area di terra e di mare, costituita da uno o più bacini idrografici limitrofi e dalle ri-

spettive acque sotterranee e costiere). A livello di distretto vengono effettuate le analisi delle caratteristiche, esami per determinare l'impatto provocato dalle attività antropiche sulle acque superficiali e sotterranee e un'analisi economica dell'utilizzo idrico. Relativamente ad ogni distretto viene predisposto un programma di misure (che tiene conto delle analisi effettuate e degli obiettivi ambientali fissati dalla Direttiva, con lo scopo ultimo di raggiungere uno "stato buono" di tutte le acque) indicato nel Piano di Gestione (strumento di programmazione/attuazione per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla direttiva).

### 5.6.1 Verifica di compatibilità del progetto

Ai fini dell'analisi di idoneità delle aree oggetto della realizzazione del progetto in esame, relativamente al PTA, sono stati consultati gli appositi elaborati del piano, ponendo particolare attenzione alle eventuali interferenze con le "zone di protezione speciale idrologica" e con le "aree per l'approvvigionamento idrico di emergenza" poiché risultano di strategica importanza per l'alimentazione dei corpi idrici sotterranei. Si riporta di seguito, figura 5.12., lo stralcio relativo al PTA per l'analisi delle eventuali interferenze del progetto con eventuali aree vincolate o oggetto di tutela, sottolineando in ogni caso che la consultazione delle carte è resa più agevole ed a scala adeguata attraverso appositi elaborati grafici specifici relativi al progetto:

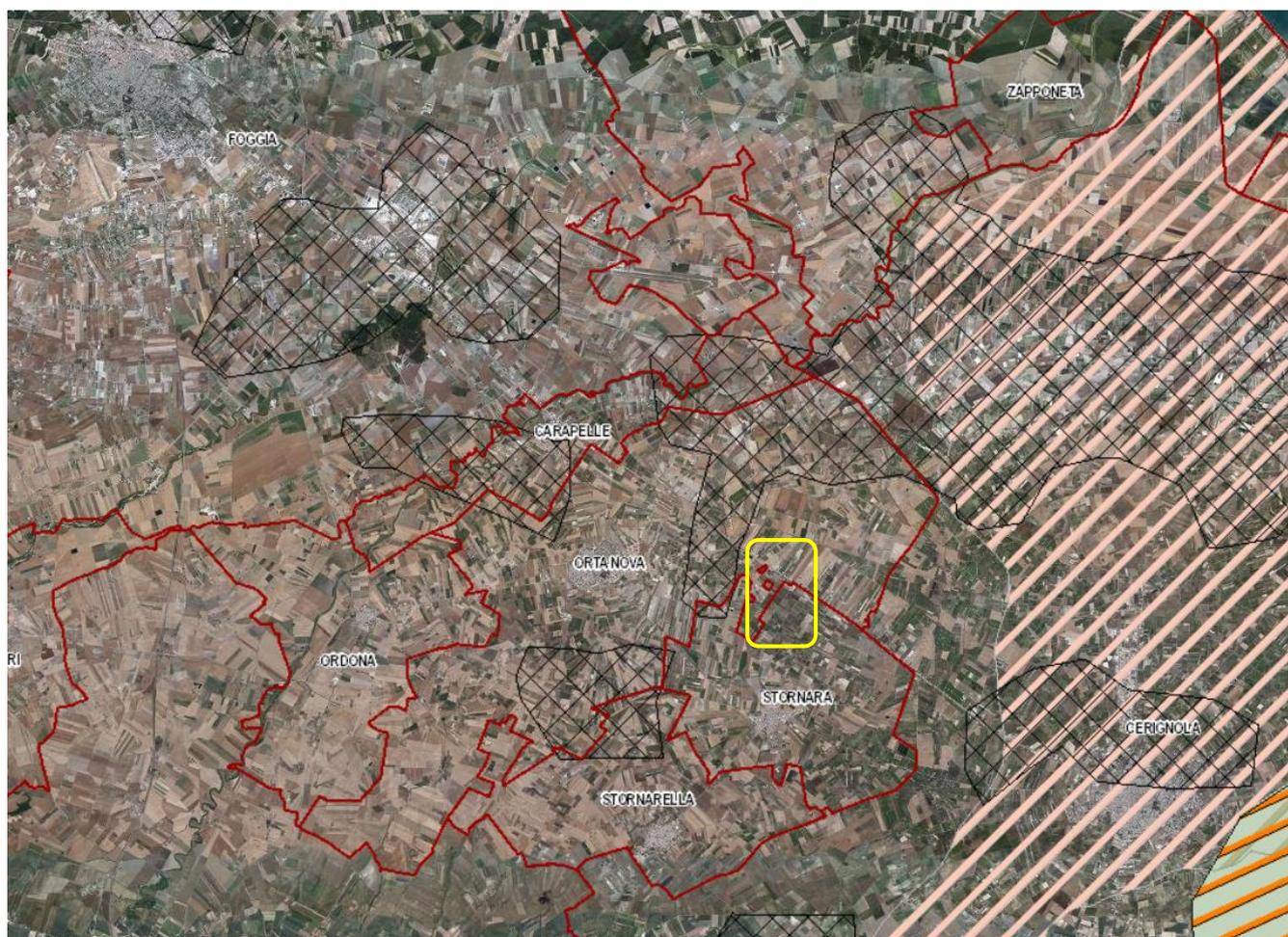


Figura 5.12. – Bacini regionali e relativa codifica con indicazione dell'area di installazione del parco agrovoltaico (in giallo).

Come si rileva dallo stralcio, l'area del progetto proposto non interferisce in alcun modo con le zone tutelate.

### 5.7. **Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA)**

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

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

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

Sulla base dei dati a disposizione è stata effettuata la zonizzazione del territorio regionale e sono state individuate "misure di mantenimento" per le zone che non mostrano particolari criticità (Zona D) e "misure di risanamento" per quelle che, invece, presentano situazioni di inquinamento dovuto al traffico veicolare (Zona A), alla presenza di impianti industriali soggetti alla normativa IPPC (Zona B) o ad entrambi (Zona C). Le "misure di risanamento" prevedono interventi mirati sulla mobilità da applicare nelle Zone A e C, interventi per il comparto industriale nelle Zone B ed interventi per la conoscenza e per l'educazione ambientale nelle zone A e C. La nuova normativa in materia di qualità dell'aria, introdotta in attuazione della direttiva 2008/50/CE, tiene conto dell'esame e l'analisi integrate delle caratteristiche demografiche, orografiche e meteorologiche regionali, nonché della distribuzione dei carichi emissivi. Pertanto, la Regione Puglia in collaborazione con ARPA ha avviato una proposta di modifica ed ha effettuato un progetto preliminare di "Zonizzazione del territorio regionale della Puglia" ai sensi del D.lgs. 155/2010, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale N. 2979 del 29/12/2011.

Tale zonizzazione e classificazione, successivamente integrata con le osservazioni trasmesse nel merito dal Ministero dell'Ambiente con nota DVA 2012-8273 del 05/04/2012, è stata definitivamente approvata da quest'ultimo con nota DVA-2012-0027950 del 19/11/2012.

La Regione Puglia ha individuato 4 zone:

- **ZONA IT1611:** zona collinare;
- **ZONA IT1612:** zona di pianura;
- **ZONA IT1613:** zona industriale, costituita da Brindisi, Taranto e dai Comuni di Statte, Massafra, Cellino S. Marco e San Pietro Vernotico, che risentono maggiormente delle emissioni industriali dei due poli produttivi;
- **ZONA IT1614:** agglomerato di Bari, comprendente l'area del Comune di Bari e dei Comuni limitrofi di Modugno, Bitritto, Valenzano, Capurso e Triggiano.

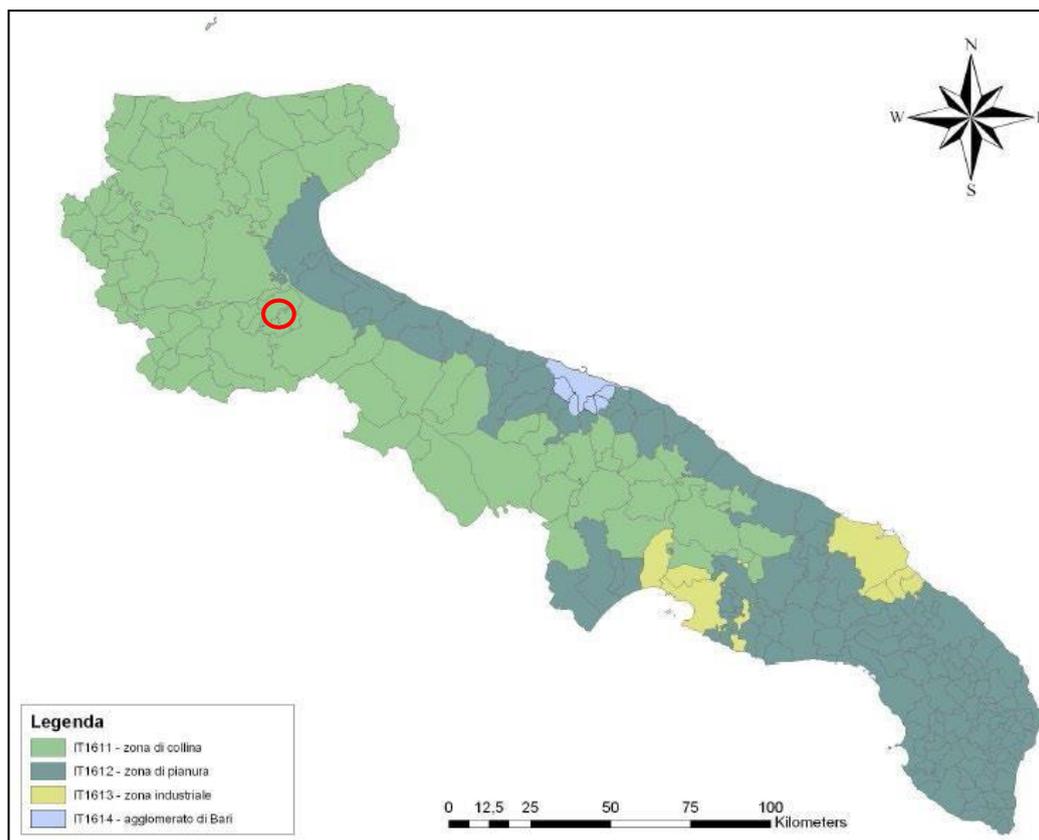


Figura 5.13. – Zonizzazione del territorio regionale: in rosso l’area di progetto.

L’area di progetto dell’impianto fotovoltaico e dell’impianto di rete per la connessione ricade nei comuni di Orta Nova (FG) e Stornara (FG). In tali zone, le caratteristiche orografiche e meteo-climatiche costituiscono i fattori predominanti nella determinazione dei livelli di inquinamento: il comune, invece, ricade all’interno della **Zona IT1611 – Zona collinare**.

La zona “IT1611” è la macroarea di omogeneità orografica e meteorologica collinare, comprendente la Murgia e il promontorio del Gargano. La superficie è pari a circa 11.103 km<sup>2</sup>.

Le criticità riscontrate riguardano l’ozono per il quale è stato superato l’obiettivo a lungo termine e, in misura inferiore, per il PM<sub>10</sub> e gli NO<sub>x</sub> con concentrazioni comprese tra la SVI (Soglia Valutazione Inferiore) e la SVS (Soglia Valutazione Superiore). Per il Benzene, il CO e l’S<sub>2</sub>O le concentrazioni sono inferiori alla SVI. Per il B(a)P e i metalli pesanti non ci sono dati disponibili.

La Regione Puglia ha redatto il suo Programma di Valutazione, revisionato nel giugno 2012. Tale Programma indica le stazioni di misurazione della rete di misura utilizzata per le misurazioni in siti fissi e per le misurazioni indicative, le tecniche di modellizzazione e le tecniche di stima obiettiva da applicare e prevede le stazioni di misurazione - utilizzate insieme a quelle della rete di misura - alle quali fare riferimento nei casi in cui i dati rilevati dalle stazioni della rete di misura (anche a causa di fattori esterni) non risultino conformi alle disposizioni del D.lgs. 155/2010, con particolare riferimento agli obiettivi di qualità dei dati ed ai criteri di ubicazione.

Gli inquinanti monitorati sono:

- PM10, PM2.5
- B(a)P, Benzene, Piombo
- SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, Nox
- CO, Ozono, Arsenico, Cadmio, Nichel

Infine, la Regione Puglia, con Legge Regionale n. 52 del 30.11.2019, all'art. 31 "Piano regionale per la qualità dell'aria", ha stabilito che "*Il Piano regionale per la qualità dell'aria (PRQA) è lo strumento con il quale la Regione Puglia persegue una strategia regionale integrata ai fini della tutela della qualità dell'aria nonché ai fini della riduzione delle emissioni dei gas climalteranti*". Il medesimo articolo 31 della L.R. n. 52/2019 ha enucleato i contenuti del Piano Regionale per la Qualità dell'aria prevedendo che detto piano contenga l'individuazione e la classificazione delle zone e degli agglomerati di cui al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 e successive modifiche e integrazioni (Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa) nonché la valutazione della qualità dell'aria ambiente nel rispetto dei criteri, delle modalità e delle tecniche di misurazione stabiliti dal d.lgs. 155/2010 e ss.mm.ii.

#### **5.7.1 Verifica di compatibilità del progetto**

L'area oggetto di studio (indicata in rosso nella figura 5.14.) ricade nei comuni di Orta Nova (FG) e Stornara (FG), i cui territori, dai rilevamenti di qualità dell'aria effettuati, rientrano nella "*Zona D – Mantenimento*".

La "*Zona D*" comprende i comuni non rientranti nelle precedenti zone: in questi comuni si applicano Piani di Mantenimento dei livelli di qualità dell'aria attraverso monitoraggio con stazioni fisse di tutti gli inquinanti normati.

Di seguito si riporta la zonizzazione operata ai sensi del D. Lgs. 155/10, in rosso è individuata l'area di intervento:

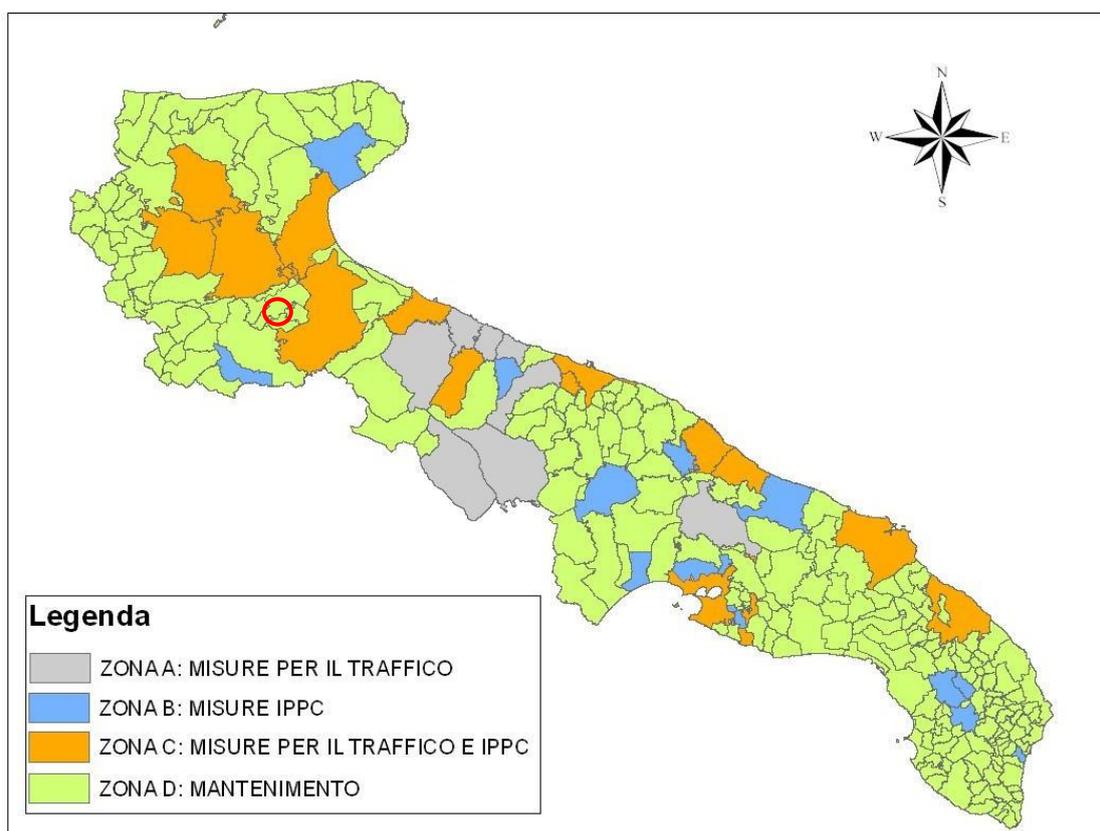


Figura 5.14. – Localizzazione dell'area dell'Impianto sulla Zonizzazione operata ai sensi del D. Lgs. 155/10.

Le misure per il miglioramento della mobilità previste dal PRQA hanno l'obiettivo principale di ridurre le emissioni inquinanti da traffico nelle aree urbane diminuendo il traffico autoveicolare a favore del trasporto pubblico (misure di carattere finanziario). Ad esempio, il PRQA finanzia l'introduzione o l'incremento dei parcheggi di scambio mezzi privati-mezzi pubblici. Le misure di carattere prescrittivo mirano invece a limitare la circolazione dei mezzi più inquinanti, attraverso strumenti quali la limitazione della circolazione, il pedaggio di accesso ad alcune aree delle città o l'allargamento delle aree di sosta a pagamento. Nel caso in esame, trattandosi di un impianto agrovoltaioco, **il progetto non risulta in contrasto con quanto definito dalla Regione Puglia in materia di pianificazione per la tutela ed il risanamento della qualità dell'aria**. Al contrario, la produzione di energia con fonti rinnovabili consente di risparmiare in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero, di fatto, emessi da un altro impianto di tipo convenzionale.

### 5.8. Aree Non Idonee

La Regione Puglia, con Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della regione Puglia" si è dotato di uno strumento efficace per identificare le aree ritenute non idonee per l'installazione degli impianti da fonti rinnovabili.

La Regione Puglia si è anche dotata di uno strumento Informatico "Webgis Regionale" ove sono indicate graficamente le Aree definite non Idonee.

### 5.8.1 Verifica di compatibilità del Progetto

Nella Figura 5.15. è visibile l'inquadratura dell'Impianto di Produzione e dell'elettrodotto di connessione su base Ortofoto che identifica le Aree non idonee FER.

Come risulta dalle verifiche effettuate e riportate graficamente negli elaborati del progetto definitivo denominati "Aree non idonee - Regolamento Regionale n. 24/2010 su CTR" e "Aree non idonee - Regolamento Regionale n. 24/2010 su Ortofoto", **i terreni interessati dall'impianto agrovoltaiico dalle opere connesse non ricadono all'interno delle aree individuate come non idonee all'istallazione di impianti FER come definite dal Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010 e come riportate nella relativa cartografia di riferimento del S.I.T. Puglia (Sistema Informativo Territoriale della Regione Puglia).**

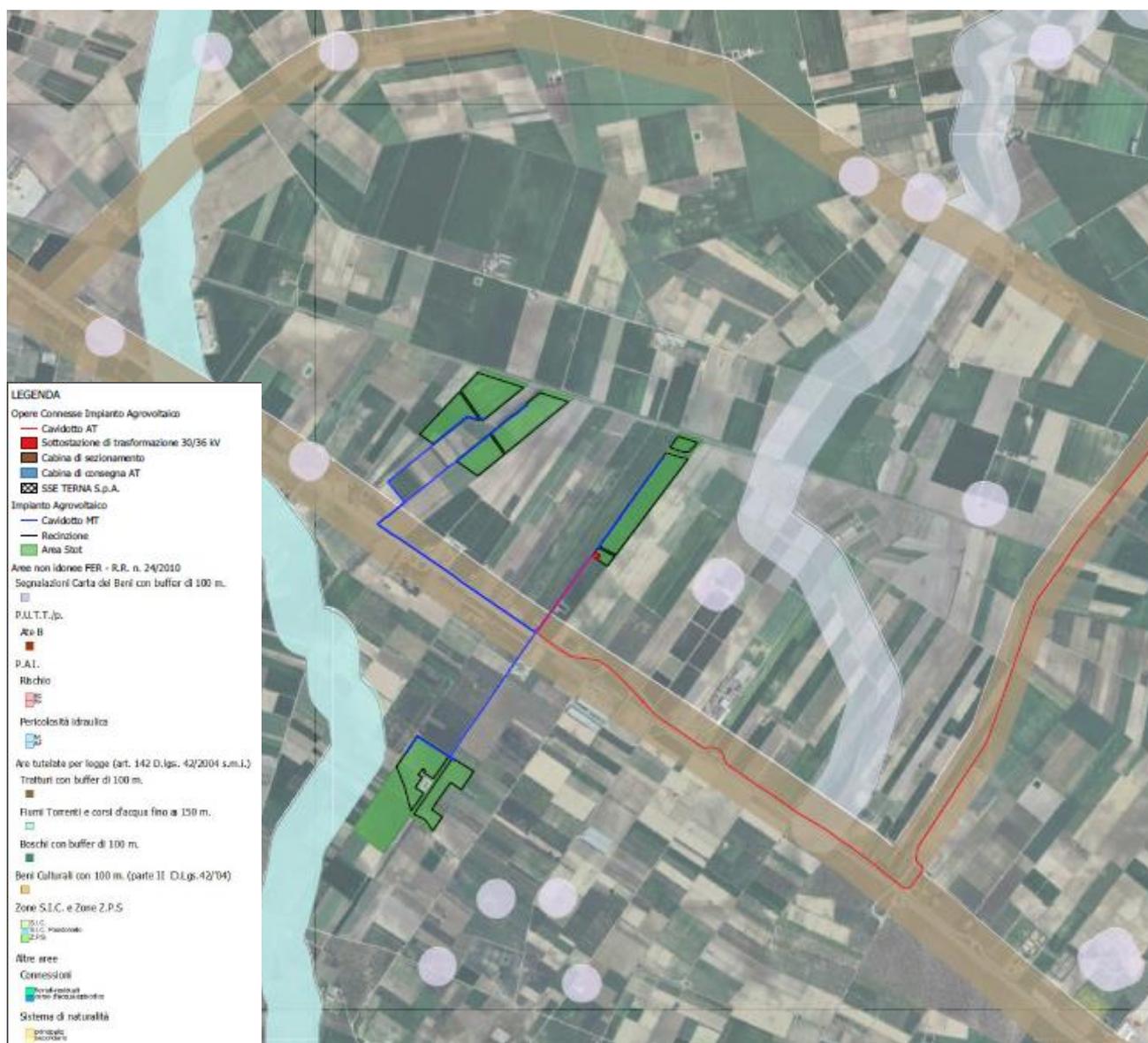


Figura 5.15. – Inquadratura area di impianto su Ortofoto: Aree non Idonee FER.

**Per quanto invece riguarda i terreni interessati dalle opere connesse risulta che il cavidotto AT, di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV, oltre che la cabina di sezionamento della linea elettrica 36 kV:**

- **interferisce con il canale “*Pedicletta di Zezza*” e con il canale “*Marana Castello*” nonché con le relative fasce di rispetto da essi.**

Le due aree suddette sono tutelate dall’art. 142, comma 1 lett. c) del D.lgs. 22/01/2004, n. 42 ss.mm.ii. “*fiumi, i torrenti, i corsi d’acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;*”.

**Inoltre il canale “*Marana Castello*” è classificato anche come “*Connessioni*”.**

**Si evidenzia che il cavidotto AT suddetto sarà realizzato totalmente interrato e che le interferenze con i due canali saranno risolte tramite la posa del cavidotto mediante l’esecuzione di trivellazione orizzontale controllata (TOC).**



Figura 5.15a. – Inquadramento opere connesse all’impianto su Ortofoto – Aree non Idonee FER.

### **5.9. Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)**

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

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

Diversi sono i fattori su cui si inserisce questo processo di pianificazione:

- ✓ il nuovo assetto normativo che fornisce alle Regioni e agli enti locali nuovi strumenti e possibilità di azione in campo energetico;
- ✓ l'entrata di nuovi operatori nel tradizionale mercato dell'offerta di energia a seguito del processo di liberalizzazione;
- ✓ lo sviluppo di nuove opportunità e di nuovi operatori nel campo dei servizi sul fronte della domanda di energia;
- ✓ la necessità di sostituire le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica alle tradizionali fonti energetiche primarie (a causa del progressivo esaurimento di queste ultime);
- ✓ la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto dell'impatto sull'ambiente delle tradizionali fonti energetiche primarie, con particolare riferimento alle emissioni delle sostanze climalteranti.
- ✓ Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia è strutturato in tre parti:
- ✓ *Il contesto energetico regionale e la sua evoluzione*: analizza i bilanci energetici regionali per il periodo 1990-2004 così da stimare come potranno evolvere i consumi energetici in un orizzonte temporale di una decina d'anni;
- ✓ *Gli obiettivi e gli strumenti*: delinea le linee di indirizzo che la Regione intende porre per definire una politica di governo sul tema dell'energia, sia per quanto riguarda la domanda sia per quanto riguarda l'offerta. Tali linee di indirizzo prendono in considerazione il contesto internazionale, nazionale e locale e si sviluppano attraverso il coinvolgimento della comunità locale nel processo di elaborazione del Piano stesso definendo così degli obiettivi generali e, per ogni settore, degli obiettivi specifici.
- ✓ *La valutazione ambientale strategica VAS*: riporta la valutazione ambientale strategica del Piano con l'obiettivo di verificare il livello di protezione dell'ambiente a questo associato integrando considerazioni di carattere ambientale nelle varie fasi di elaborazione e di adozione. Lo sviluppo della VAS è avvenuto secondo cinque fasi. La prima fase individua e valuta criticamente le informazioni sullo stato dell'ambiente regionale mediante indicatori. La seconda fase illustra gli obiettivi di tutela ambientale definiti nell'ambito di accordi e politiche internazionali e comunitarie, delle leggi e degli indirizzi nazionali e delle varie forme pianificatorie o legislative, anche settoriali, regionali e locali nell'ambito della pianificazione energetica. La terza fase definisce gli scenari significativi a seguito degli effetti di piano. La quarta fase valuta le implicazioni dal punto di vista ambientale e il grado di integrazione delle problematiche ambientali nell'ambito degli obiettivi, finalità e strategie del Piano, definendo le eccellenze e le problematiche e la quinta fase descrive le misure e gli strumenti atti al controllo e al monitoraggio degli effetti significativi sugli assetti ambientali derivanti dall'attuazione del Piano.

L'obiettivo generale del PEAR è la riduzione dei consumi di fonti fossili e delle emissioni di CO<sub>2</sub> in accordo con gli impegni di Kyoto e la differenziazione delle risorse energetiche da intendersi sia come fonti che come provenienze.

Il progetto in esame risulta compatibile con il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), in quanto consente la produzione di energia da fonti rinnovabili, limitando i consumi di fonti fossili e le emissioni di CO<sub>2</sub>.

#### **5.10. Aree percorse dal fuoco**

La Legge Quadro in materia di incendi boschivi n. 353/2000 definisce divieti, prescrizioni e sanzioni sulle zone boschive e sui pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco prevedendo la possibilità da parte dei comuni di apporre, a seconda dei casi, vincoli di diversa natura sulle zone interessate.

Incendio boschivo viene definito: *“Un fuoco con suscettività ad espandersi su aree boscate, cespugliate o arborate, comprese eventuali strutture ed infrastrutture antropizzate poste all'interno delle predette aree, oppure su terreni coltivati o incolti e pascoli limitrofi a dette aree”*.

In particolare, la suddetta Legge stabilisce vincoli temporali che regolano l'utilizzo dell'area interessata dall'incendio: un vincolo quindicennale, un vincolo decennale ed un ulteriore vincolo di cinque anni. Le zone boschive ed i pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco non possono avere una destinazione diversa da quella preesistente all'incendio per almeno quindici anni, è comunque consentita la costruzione di opere pubbliche necessarie alla salvaguardia della pubblica incolumità e dell'ambiente. Sulle zone boschive e sui pascoli i cui soprassuoli siano stati percorsi dal fuoco, è vietata per dieci anni la realizzazione di edifici nonché di strutture e infrastrutture finalizzate ad insediamenti civili ed attività produttive, fatti salvi i casi in cui per detta realizzazione sia stata già rilasciata, in data precedente l'incendio e sulla base degli strumenti urbanistici vigenti a tale data, la relativa autorizzazione o concessione. Infine, sono vietate per cinque anni, sui predetti soprassuoli, le attività di rimboschimento e di ingegneria ambientale sostenute con risorse finanziarie pubbliche, salvo specifica autorizzazione concessa dal Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, per le aree naturali protette statali, o dalla regione competente, negli altri casi, per documentate situazioni di dissesto idrogeologico e nelle situazioni in cui sia urgente un intervento per la tutela di particolari valori ambientali e paesaggistici.

##### **5.10.1 Verifica di compatibilità del Progetto**

Per quanto riguarda i territori di Orta Nova (FG) e Stornara (FG), nonostante accurate analisi e ricerche, non si è avuto riscontro dettagliato sulla presenza e sull'ubicazione di aree percorse dal fuoco. Sul sito della Protezione Civile della Regione Puglia è stato possibile consultare un elenco tabellare dei comuni della Provincia di Foggia – Catasto Incendi, che indica le superfici soggette a vincolo ex art.10 l.353/2000 (bosco e pascolo) e di cui si riporta un estratto in cui si evidenzia l'assenza di dati riferiti ai comuni interessati dal progetto agrovoltico.

CATASTO INCENDI SUPERFICIE SOGGETTA A VINCOLO EX ART.10 L.353/2000 (BOSCO E PASCOLO) Provincia di BARI																
n. Progr.	Comune	Prov.	Data e n. delibera aggiornamento 2008	Data e n. delibera aggiornamento 2009	Data e n. delibera aggiornamento 2010	Data e n. delibera aggiornamento 2011	Data e n. delibera aggiornamento 2012	Data e n. delibera aggiornamento 2013	Superficie incendi (ha) 2008 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2009 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2010 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2011 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2012 rilevato da C.F.S.	Superficie incendi (ha) 2013 rilevato da C.F.S.	Note di Aggiornamento Catasto Aree Percolse dal Fuoco	
1	Acquaviva Delle Fonti	BA	Det. Dir. n.176 del 08/04/11	Det. Dir. n.176 del 08/04/11	Det. Dir. n.176 del 08/04/11	Det. Dir. n.457 del 25/07/12	Det. Dir. N. 451 del 27/08/2013	Det. Dir. N. 509 del 24/08/2014	15,5042	7,1419	9,8781	14,8383	34,1050	8,2776	Aggiornato al 2013	
2	Adelfa	BA														
3	Alberobello	BA	DCC n. 57 del 30/11/10	DCC n. 57 del 30/11/10					0,5941	0,2611	1,3232	0,7443	0,2083		Aggiornato al 2009	
4	Altamura	BA	Det. Dir. N.203 del 24/02/11	Det. Dir. N.203 del 24/02/11	Det. Dir. N.1070 del 24/08/12	Det. Dir. N.1070 del 24/08/12			897,3077	72,7740	220,8736	43,7372	496,8450	81,5679	Aggiornato al 2011	
5	Bari	BA							11,2478	0,7360	13,8718	0,3357	20,1208	0,1931	Aggiornamento provvisorio 2007-2013	
6	Bimetto	BA														
7	Bisetto	BA														
8	Silvino	BA							22,9052	424,1818	214,5637	265,6364	5,7778	0,6278	Dati non pervenuti	
9	Silvino	BA														
10	Capurso	BA														
11	Casamassima	BA	Del. Com. Str. N.6 del 8/03/11	Del. Com. Str. N.4 del 17/02/11					2,7007	2,1697	42,4262	4,0306	8,5535		Aggiornato al 2009	
12	Cassano delle Murge	BA	Det. Dir. N.223 del 02/03/10	Det. Dir. N.223 del 02/03/10	Det. Dir. N. 1225 del 29/12/2011				28,7261	20,3252	7,1590	24,8200	29,9918	11,7525	Aggiornamento 2008-2009-2010-2012-2013	
13	Castellana Grotte	BA									10,6552	0,5733	0,6284		Dati non pervenuti	
14	Cellamare	BA														
15	Conversano	BA							8,7358	0,3553	0,6718				Dati non pervenuti	
16	Corato	BA	DCC n. 72 del 27/11/09	DCC n. 35 del 28/07/10	DCC n.40 del 09/09/11	DCC n. 55 del 29/09/2012			20,8147	65,0059	197,4419	2,5206	0,5688	85,9634	Aggiornato al 2011	
17	Gioia del Colle	BA	DGC n.176 del 11/09/09	DCC n.144 del 03/08/10	DGC n. 111 del 11/08/11	DCC n. 55 del 29/09/2012	DGC n. 210 del 28/11/2014	DGC n. 210 del 28/11/2014	14,8880	2,1103	5,5028	5,4501	7,9124	0,1467	Aggiornamento 2008-09-10-12-13	
18	Giovinazzo	BA														
19	Gravina in Puglia	BA	DGCn. 22 del 09/02/2010	DGCn. 22 del 09/02/2010	DGC n. 88 del 28/09/11	DGC n. 145 del 16/11/2012	DGC n. 188 del 05/12/2013	DGC n. 213 del 11/12/2014	68,9082	1023,9519	53,1241	68,4660	1257,2128	9,4016	Aggiornato al 2013	
20	Grumo Appula	BA	Det. Dir. N. 108 del 27/04/10		Det. Dir. N.142 del 14/07/11				3,3189		9,4279		4,1089	2,6979	Aggiornato al 2013	
21	Locorotondo	BA	DCC n.10 del 28/01/2010	DCC n.85 del 09/09/10					0,7288	1,0748			0,6783		Aggiornato al 2012	
22	Modugno	BA								0,5330					Dati non pervenuti	
23	Mottola	BA														
24	Molfetta	BA														
25	Monopoli	BA	Det. Dir. n.0513 del 09/03/10	Det. Dir. n.0514 del 09/03/10	Det. Dir. n.226 del 04/02/11	Det. Dir. n. 430 del 12/03/13	Det. Dir. N. 373 del 25/03/2014	Det. Dir. N. 179 del 17/02/2015	6,6745	35,2804	1,2066	2,0836	1,0811	0,1541	Aggiornato al 2013	
26	Noci	BA								0,4851		0,9838	0,7475	0,6933	Dati non pervenuti	
27	Noicattaro	BA									0,6564				Dati non pervenuti	
28	Palo Del Colle	BA														
29	Poggiorsini	BA														
30	Polignano A Mare	BA											0,5282		Dati non pervenuti	
31	Putignano	BA	DCC n.15 del 31/03/2010			DCC n. 48 del 29/10/2012	DCC n. 30 del 02/10/2013	DCC n. 4 del 19/02/2015	0,3782	0,0002		2,7160	0,0979	0,1780	Aggiornamento 2008-2011-2012-2013	
32	Rutigliano	BA	DCC n.50 del 18/07/11	DCC n.50 del 18/07/11	DCC n.50 del 18/07/11	DCC n. 59 del 18/12/2013	DCC n. 59 del 18/12/2013	DCC n. 54 del 19/12/2014	3,7555	4,8757	15,1233	13,8758	19,0960	1,0510	Aggiornato al 2013	
33	Ruvo di Puglia	BA	DGC n. 161 del 14/07/11	DGC n. 161 del 14/07/11	DGC n. 161 del 14/07/11	DGC n. 232 del 31/08/2012	DGC n. 17 del 30/01/2014	DGC n.294 del 05/11/2014	474,9299	50,2100	101,7760	31,3811	7,5301	18,8088	Aggiornato al 2013	
34	Sannicchiale Di Bari	BA							0,784	3,9132	2,0478				Aggiornamento provvisorio 2008-2009	
35	Sannicandro Di Bari	BA														
36	Santeramo in Colle	BA	DCC n. 24 del 28/07/2010	DCS n. 37 del 05/04/2012	DCS n. 37 del 05/04/2012				69,7911	30,5413	150,7894	45,4843	476,3590	14,0452	Aggiornato al 2010	
37	Terlizzi	BA													Aggiornato al 2010	
38	Toritto	BA	DCC n.81 del 21/11/09	DCC n.81 del 21/11/09	DCC n. 37 del 14/12/2011				161,7719	54,6547	360,3930	248,7589	8,4896	0,3892	Aggiornato al 2010	
39	Tiggiano	BA														
40	Turi	BA	DCC n. 18 del 05/07/10						1,0054		2,5762		1,4562		Aggiornato al 2008	
41	Valenzano	BA														

- Catasto non aggiornato
- Catasto in corso di aggiornamento
- Catasto aggiornato al 2013

Tabella 5.2. – Catasto Incendi: superfici soggette a vincolo ex art. 10 L. 353/2000.

Inoltre, è stato possibile trovare un riscontro relativo alle aree percorse dal fuoco nel Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023 descritto al paragrafo 5.5. e di cui si riporta uno stralcio.

Come si evince in figura 5.16., nell'area oggetto di installazione (cerchio rosso) non sono presenti aree percorse dal fuoco (indicate in rosso) negli anni 2009-2016.

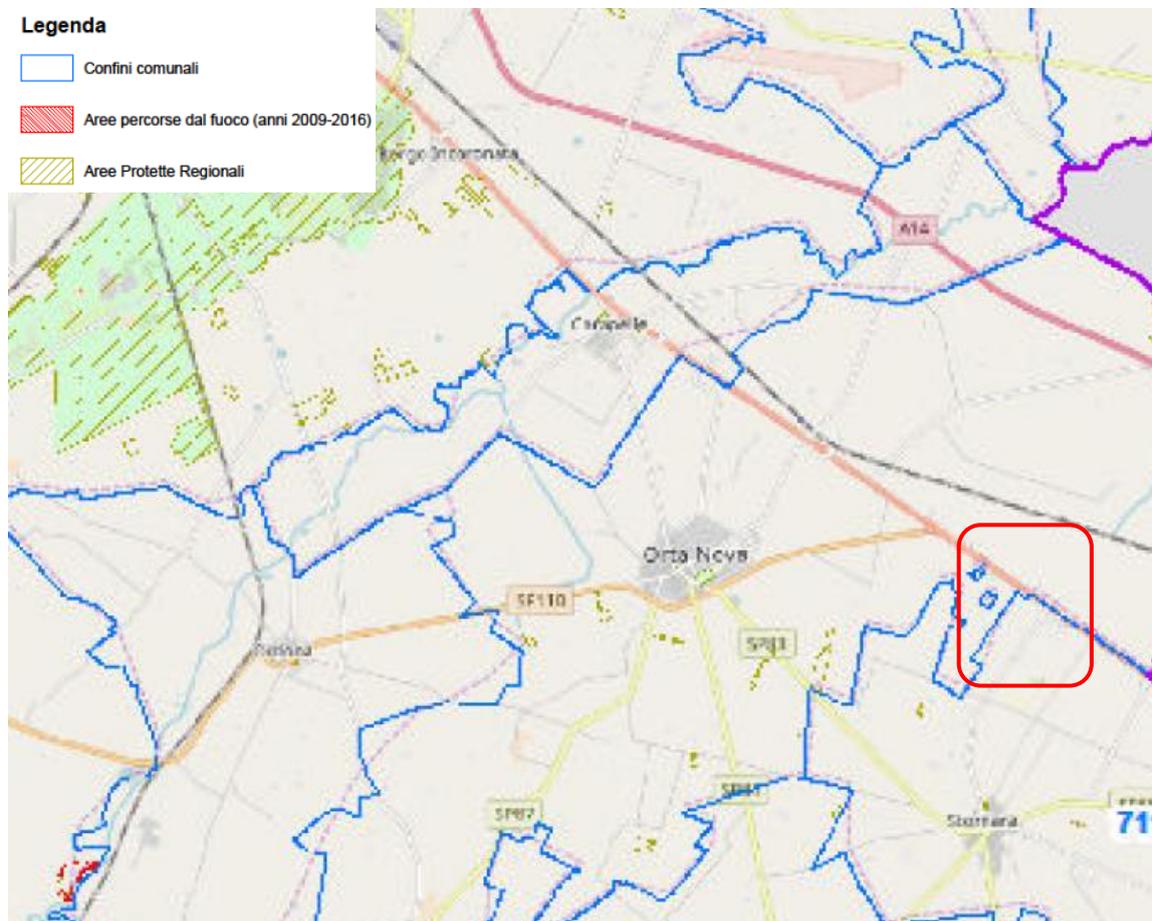


Figura 5.16. – Stralcio Piano Faunistico Venatorio 2018 – 2023: Aree Percorse dal Fuoco.

Un aggiornamento dei dati al 2021 è stato effettuato grazie ad un elaborato prodotto dal Comando Carabinieri Tutela Forestale (Nucleo informativo antincendio boschivo): esso è stato sviluppato tenendo conto dei dati relativi agli incendi boschivi, secondo la definizione dell'art. 2 della Legge n.353/2000.

La seguente tabella 5.3. mostra dati relativi al numero degli incendi boschivi per regione e per superficie percorsa dal fuoco:

Regione	Numero Incendi Boschivi	Superficie boscata perimetrata (ha)	Superficie non boscata perimetrata (ha)	Superficie TOTALE perimetrata (ha)
ABRUZZO	90	1129,5	1932,1	3061,6
BASILICATA	238	1555,6	2293,7	3849,3
BOLZANO	20	3,5	7,8	11,3
CALABRIA	739	24796,4	3685,3	28481,7
CAMPANIA	559	5372,6	1628	7000,6
EMILIA ROMAGNA	162	104,4	100,8	205,2
FRIULI VENEZIA G.	40	59,5	43,5	103
LAZIO	341	6429,9	1110,9	7540,8
LIGURIA	171	659,5	51,9	711,4
LOMBARDIA	168	222,2	25,5	247,7
MARCHE	84	111,2	255,4	366,6
MOLISE	101	499,1	2061,4	2560,5
PIEMONTE	139	752	221	973
<b>PUGLIA</b>	<b>476</b>	<b>3552,5</b>	<b>6227,5</b>	<b>9780</b>
SARDEGNA	1.108	6202,5	19603,2	25805,7
SICILIA	978	24947	34925	59872
TOSCANA	405	361,6	533,1	894,7
TRENTO	21	1,8	0,1	1,9
UMBRIA	95	248,4	214,9	463,3
VALLE D'AOSTA	4	4,3	0,7	5
VENETO	50	13,6	15,5	29,1
<b>TOTALE</b>	<b>5989</b>	<b>77027,1</b>	<b>74937,3</b>	<b>151964,4</b>

Tabella 5.3. – Incendi boschivi per Regione – Anno 2021: in rosso i dati per la Puglia.

In merito agli incendi avvenuti nelle province, la tabella seguente mostra il numero di eventi rapportati alla superficie percorsa dal fuoco:

<b>PUGLIA</b>				
provincia	Numero Eventi	Boscata (in ha)	Non Boscata (in ha)	Totale Superficie (in ha)
BARI	103	1012,9	1586,7	2599,6
BARLETTA - ANDRIA - TRANI	30	165,7	832,2	997,9
BRINDISI	12	87,3	53,6	140,9
<b>FOGGIA</b>	<b>126</b>	<b>903,1</b>	<b>1586,4</b>	<b>2489,5</b>
LECCE	109	297,2	1509,5	1806,7
TARANTO	96	1086,3	659,1	1745,4
<b>TOTALE</b>	<b>476</b>	<b>3552,5</b>	<b>6227,5</b>	<b>9780,0</b>

Tabella 5.4. – Incendi boschivi per Provincia – Anno 2021: in rosso i dati relativi alla città di Bari (provincia in cui ricade l'area di impianto).

## **5.11. Studio Inserimento urbanistico impianto agrovoltaico**

Nella presente relazione viene analizzato, dal punto di vista urbanistico, l'inserimento del progetto dell'impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare della potenza elettrica di 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC, con contestuale utilizzo del terreno ad attività agricole di qualità e apicoltura, e le opere necessarie per la sua connessione alla rete RTN, che la società INE CERIGNOLA 1 S.r.l. intende realizzare nel territorio dei Comuni di Orta Nova (FG) e Stornara (FG), in località "La Paduletta".

**Si evidenzia che l'impianto in progetto è del tipo agrovoltaico e differisce per molti aspetti da un impianto fotovoltaico "tradizionale"**, come del resto si evince dai contenuti delle "Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici" suddette pubblicate dal MASE e come riconosciuto nelle molteplici e diverse recenti sentenze quali, per citarne solo alcune, la sentenza del Consiglio di Stato n. 8029/2023 nonché le sentenze del TAR di Bari n. 568/2022 e del Tar di Lecce n. 248/2022, n. 586/2022, n. 1267/2022, n.1583/2022, n. 1584/2022, n. 1585/2022, n. 1586/2022, n. 1799/2022.

**Il progetto proposto**, anche ai fini della presente trattazione, **può essere sinteticamente suddiviso in:**

- **aree che compongono l'impianto agrovoltaico**, ovvero le n. 9 aree che compongono l'Area *Stot*;
- **opere connesse**, costituite:
  - dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV;
  - dal cavidotto AT di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e a cabina di consegna 36 kV;
  - dalla cabina di sezionamento della linea elettrica 36 kV;
  - dalla cabina di consegna 36 kV;
  - dal cavidotto AT di collegamento tra la cabina di consegna 36 kV e la SSE 380/150/36 kV di TERNA S.p.A. in costruzione.

### **5.11.1 Criteri di Inserimento**

L'ubicazione del campo fotovoltaico prescinde dall'analisi di alcuni criteri presi in considerazione, utili per una corretta progettazione ed un valido inserimento urbanistico:

- criteri territoriali;
- criteri tecnici.

#### **5.11.1.1 CRITERI TERRITORIALI**

I criteri territoriali a cui ci si è attenuti per l'ubicazione dell'impianto agrovoltaico sono innanzitutto quelli indicati dal ottenibili Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della regione Puglia".

Uno dei requisiti fondamentali considerato in fase progettuale è stato quello di collocarsi al di fuori delle aree non idonee, trattandosi di aree definite in base a precisi criteri urbanistici e di salvaguardia territoriale, al fine di porre il progetto in “condizioni di sicurezza” per quel che riguarda l’inserimento urbanistico.

Inoltre, dalle verifiche effettuate, risulta che le particelle interessate dal progetto dell’impianto agrovoltaiico sono classificate dai vigenti Piani Regolatore Generale, sia del Comune di Orta Nova che del Comune di Stornara, come ricadenti in zona agricola, ovvero in aree destinate prevalentemente alla pratica dell’agricoltura, della zootecnia e alla trasformazione dei prodotti agricoli.

I terreni interessati dal progetto dell’impianto agrovoltaiico, pertanto, vista anche la loro distanza dai centri abitati, non rientrano in eventuali e future ipotesi di ampliamenti dei nuclei urbani stessi.

### **Aree non idonee all’installazione di impianti FER**

Con Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010 “Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, Linee Guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della regione Puglia” la Puglia si è dotata di uno strumento efficace per identificare le aree ritenute non idonee per l’installazione degli impianti da fonti rinnovabili.

Oltre a fornire indicazioni circa gli impianti rinnovabili già esistenti, all’interno delle Aree Non Idonee all’installazione di impianti FER sono raggruppate tutte le aree sensibili, sulle quali è vietata ogni installazione, ossia: Aree protette nazionali e regionali, Zone Ramsar, Zone S.I.C. e Z.P.S., Zone I.B.A., Altre aree di interesse naturalistico, Siti Unesco, Immobili e aree di notevole interesse pubblico, Beni culturali con 100 metri di buffer, Aree tutelate per legge (D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 e ss.mm.ii.), Aree P.A.I. - AdB Distrettuale dell’Appennino Meridionale UoM Basilicata, P.U.T.T./p., Segnalazioni carta dei beni con buffer di 100m, Coni Visuali, Interazioni con P/P – I Paduli, Grotte con buffer di 100m, Lame e gravine, Versanti.

Come risulta dalle verifiche effettuate e riportate graficamente negli elaborati del progetto definitivo denominati “Aree non idonee - Regolamento Regionale n. 24/2010 su CTR” e “Aree non idonee - Regolamento Regionale n. 24/2010 su Ortofoto”, **i terreni interessati dall’impianto agrovoltaiico dalle opere connesse non ricadono all’interno delle aree individuate come non idonee all’installazione di impianti FER come definite dal Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010 e come riportate nella relativa cartografia** di riferimento del S.I.T. Puglia (Sistema Informativo Territoriale della Regione Puglia).

**Per quanto invece riguarda i terreni interessati dalle opere connesse risulta che il cavidotto AT, di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV, oltre che la cabina di sezionamento della linea elettrica 36 kV:**

- **interferisce con il canale “Pedicletta di Zezza” e con il canale “Marana Castello” nonché con le relative fasce di rispetto da essi.**

Le due aree suddette sono tutelate dall'art. 142, comma 1 lett. c) del D.lgs. 22/01/2004, n. 42 s.m.i. *“fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;”*.

**Inoltre il canale “Marana Castello” è classificato anche come “Connessioni”.**

**Si evidenzia che il cavidotto AT suddetto sarà realizzato totalmente interrato e che le interferenze con i due canali saranno risolte tramite la posa del cavidotto mediante l'esecuzione di trivellazione orizzontale controllata (TOC).**

### **Strumento Urbanistico Vigente**

Il Comune di Orta Nova è normato dal Piano Regolatore Generale (PRG) del Comune di Orta Nova, approvato con Delibera di Giunta Regionale n. 2012 del 10/12/2002.

Il Comune di Stornara è normato dal Piano Regolatore Generale (PRG) del Comune di Stornara, approvato con Delibera di Giunta Regionale n. 5538 del 06/12/1995.

Gli strumenti urbanistici suddetti sono adeguati alla legge regionale della Regione Puglia n. 56/80 e suddivide il territorio comunale in zone omogenee.

Come riportato nei Certificati di destinazione Urbanistica relativi, risulta che le aree interessate dall'impianto agrovoltico, ovvero le superfici che compongono l'Area *Stot*, ricadono in area a destinazione agricola.

In fase progettuale sono state recepite le prescrizioni imposte per le zone agricole, mantenendo le distanze indicate da strade, confini catastali ed edifici.

Riguardo l'uso agricolo del territorio, l'impianto agrovoltico assicura la coltivazione del terreno sottostante i pannelli e quindi non verrà meno la destinazione agricola dell'area.

### **Impatto visivo**

I terreni interessati dal progetto dell'impianto agrovoltico sono ubicati a Nord Est rispetto all'abitato di Orta Nova, da cui distano circa 4,1 chilometri in linea d'aria, e a Nord rispetto all'abitato di Stornara da cui distano circa 2,5 chilometri in linea d'aria.

La morfologia del territorio in cui verrà inserito l'impianto è prettamente pianeggiante.

L'area vasta analizzata è caratterizzata, oltre che da coltivazioni di ortive da pieno campo, da estese piantagioni di ulivo, vigneti (condotti prevalentemente a tendone) e frutteti che si interpongono visivamente tra le aree interessate dall'impianto agrovoltico proposto e l'intorno; ne risulta che le aree dell'impianto non sono visibili o sono poco percettibili già a poche centinaia di metri di distanza.

Le strade complanari alla strada statale SS16 Adriatica che conducono, tramite strade private e interpoderali, direttamente ai terreni interessati dal progetto, costituiscono la viabilità più vicina all'impianto agrovoltico.

Le principali direttrici stradali nei pressi dell'impianto sono, oltre alla strada statale “SS16 Adriatica”, la strada provinciale “SP68” e la strada provinciale “SP72”.

### **5.11.1.2 CRITERI TECNICI**

Per quanto concerne i criteri di natura tecnica presi in considerazione, si è fatto riferimento alla capacità produttiva dell'impianto in funzione della localizzazione dello stesso. È stata inoltre valutata l'accessibilità del sito e l'utilizzo di cavi particolarmente performanti in modo da ridurre le perdite di tensione lungo il percorso di collegamento con la Stazione Terna.

#### **La questione energetica**

La questione energetica, comprendente l'introduzione di modalità di produzione energetica da fonti alternative, riveste un ruolo significativo nella pianificazione e non trascurabile in un ambito territoriale in cui da un lato le caratteristiche climatiche e morfologiche del suolo rendono appetibile l'insediamento di impianti di produzione energetica e, dall'altro, la permanenza e/o il mutamento dei sistemi agricolo ed industriale "tradizionale" offrono differenti possibilità di trasformazione, con conseguente consumo energetico e modifica del paesaggio.

L'installazione di un impianto agrovoltaiico rappresenta quindi un ottimo compromesso tra produzione di energia verde da fonti rinnovabili e mantenimento delle caratteristiche agricole del suolo, avendo la possibilità di coltivare ortaggi al di sotto dei pannelli.

#### **Utilizzazione del suolo**

L'impianto proposto è un agrovoltaiico che coniuga cioè la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con l'attività di coltivazione agricola, perseguendo così due obiettivi prioritari: il contenimento del consumo del suolo e la tutela del paesaggio.

Il progetto si inserisce all'interno di un'area a destinazione d'uso agricola, compatibile con l'ubicazione di impianti fotovoltaici ai sensi D.lgs. 29/12/2003, n. 387.

Il suddetto Decreto precisa che nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale.

L'impianto agrovoltaiico proposto è costituito da un impianto fotovoltaico, i cui moduli sono installati su inseguitori fotovoltaici monoassiali (tracker), da posizionare in maniera tale che l'appezzamento di terreno potrà essere contemporaneamente coltivato con differenti tipi di colture.

Inoltre, tutt'intorno alle aree recintate, il progetto prevede delle aree coltivate (fasce di mitigazione visiva costituite da essenze arboree e arbustive quali l'ulivo, la ginestra, il corniolo ed il prugnolo) e delle aree per l'attività di apicoltura.

#### **Il sistema della mobilità**

Nel corso degli ultimi anni sono state attuate molteplici azioni per ridurre l'impatto ambientale attraverso l'incentivazione delle politiche di "mobility management", dell'intermodalità, il rinnovo del parco circolante e dei carburanti, ecc. Questo, ed una maggiore attenzione all'ambiente ed alla tutela del territorio nelle realizzazioni di nuove infrastrutture, può comportare un miglioramento della qualità della vita nel rispetto del principio dello sviluppo sostenibile.

Come detto in precedenza, la zona interessata dal progetto risulta servita da una fitta rete viaria costituita da strade comunali, statali e provinciali che consentono l'accesso alle diverse aree che com-

pongono l'impianto agrovoltaiico; le aree suddette sono e saranno accessibili dalle strade complanari alla "SS16 Adriatica".

Le caratteristiche dimensionali della viabilità esistente sono quindi tali da consentire il transito dei mezzi sia durante la fase di cantiere che durante la fase di esercizio dell'impianto agrovoltaiico per cui non sarà necessario realizzare nuova viabilità, esterna alle aree dell'impianto, per la realizzazione del progetto fatta eccezione per tre tratti di viabilità necessaria all'accesso alle aree d'impianto denominate Area 2, Area 4 ed Area 7 e da realizzare su tracciati che attualmente vengono utilizzati per la conduzione dei fondi.

Inoltre il progetto prevede, all'interno delle aree recintate, la realizzazione della viabilità di servizio necessaria per le attività dell'impianto agrovoltaiico. La viabilità da realizzare sarà di tipo permeabile, ossia composta da un cassonetto di circa 30cm in pietrame di varia pezzatura e ghiaia e chiusura in pietrisco misto a stabilizzato di cava, in modo da renderlo resistente al passaggio dei mezzi ma anche permeabile in caso di pioggia come un terreno naturale.

Non si farà quindi ricorso né ad asfalto, né a cemento per non alterare gli equilibri di falda superficiali e sotterranei e la viabilità interna verrà smantellata in fase di dismissione dell'impianto, e previa caratterizzazione del materiale, questo verrà riutilizzato dall'impresa edile per ulteriori cantieri o eventualmente portato a discarica.

### **5.11.1.3 CONCLUSIONI**

L'analisi effettuata per lo studio di inserimento urbanistico ha condotto a risultati positivi relativamente alla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico in progetto.

Non esistono infatti vincoli di natura ambientale, paesaggistica, insediativa o infrastrutturale che ne impediscano la realizzazione. Nello specifico:

- Dal punto di vista urbanistico, l'impianto agrovoltaiico non ostacola un'eventuale espansione dei nuclei urbani essendo localizzato in aperta campagna, in una zona a destinazione agricola sita a distanza dai centri abitati tale da rendere escludibili future ipotesi di ampliamenti, nella zona interessata dall'impianto, dei nuclei urbani stessi.
- L'installazione inoltre offre nuovi sbocchi occupazionali per la popolazione locale sia per le attività di cantierizzazione, installazione e manutenzione in un periodo medio – lungo, che per le attività di conduzione dei terreni da coltivare tra le file di pannelli.
- La realizzazione dell'impianto agrovoltaiico non avrà impatti significativi sull'ambiente in relazione alla componente suolo e sottosuolo, in quanto i pali di supporto dei pannelli non necessitano di fondazioni in cemento, essendo presso infissi nel terreno.

Per le strade interne si prevede l'utilizzo di materiale ghiaioso e quindi esse non costituiranno superfici impermeabili e verranno smantellate alla fine del ciclo produttivo dell'impianto.

- In merito alle problematiche sismiche, la parte impiantistica non necessita di approfondimenti mentre le uniche opere edili sono rappresentate dalle solette di fondazione delle cabine elettriche prefabbricate (cabine di trasformazione (o cabine di campo), sottostazione di trasformazione 30/36 kV, cabina di sezionamento della linea elettrica AT, cabina di consegna 36 KV) e dal locale di servizio che dovranno rispettare le specifiche normative di settore.

- Per quel che riguarda la viabilità di accesso all'area interessata dal progetto la presenza di una fitta rete viaria esistente, costituita dalla vicina strada statale SS16 Adriatica, dalle numerose strade provinciali e dalla viabilità comunale, garantisce percorsi aventi caratteristiche dimensionali / funzionali compatibili con le esigenze di trasporto dei componenti per la realizzazione e per l'esercizio dell'impianto agrovoltaico.
- Per tale ragione in fase progettuale non sono state previste, rispetto a quanto esistente, ulteriori infrastrutture viarie da realizzare di significativa entità in termini di impatti sull'ambiente circostante dovuti alla rete infrastrutturale di supporto.
- Lo sviluppo dei cavidotti interrati seguirà parallelamente la rete stradale esistente senza creare ulteriori impatti e si farà ricorso alla TOC in presenza di rilevanti interferenze.
- In merito al rumore, l'impianto non produce di per sé rumore, salvo nel periodo di cantierizzazione, il cui impatto può essere considerato al pari dell'attività agricola presente nell'area.
- L'installazione dell'impianto agrovoltaico consente di ottenere sugli stessi terreni sia una produzione agricola di pregio (biologico) che la produzione di energia da fonte rinnovabile, realizzando una vera e propria sinergia tra tradizione agricola e innovazione energetica.

Dalle considerazioni fin qui espresse, quindi, per l'impianto che si intende realizzare, considerato anche che può essere classificato quale opera di pubblica utilità avente caratteristiche indifferibili ed urgenti, non si ravvisano motivi ostativi alla sua realizzazione.

### **5.12 Considerazioni finali**

Si ritiene, che il progetto per la realizzazione dell'Impianto agrovoltaico, rispetto a quanto disposto dal comma 1 dell'art. 10 della Legge 21 novembre 2000 n. 353, può essere annoverato fra le opere pubbliche necessarie alla salvaguardia dell'ambiente, in quanto comporta una notevole diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica, portando quindi ad una riduzione dell'inquinamento atmosferico. La realizzazione dell'Impianto Fotovoltaico determinerà ricadute nettamente positive sulla componente ambientale sia ad una scala locale che ad una scala più vasta come meglio argomentato nel Quadro Ambientale.

Inoltre, si rende noto che ai sensi dell'art 12 del Decreto Legislativo n° 387/ 03:

1. *Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti;*
2. *Gli impianti di produzione di energia elettrica <<omissis>> possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale <<omissis>>.*

Pertanto l'area è idonea all'installazione di impianti fotovoltaici e più in generale di impianti da fonti rinnovabili, ai sensi dell'art 12 comma 1 e 7 del Decreto Legislativo n° 387/ 03.

## 6. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

### 6.1 Inquadramento Territoriale

L'area d'intervento è situata a est dell'abitato di Orta Nova in località "La Paduletta". Le aree di impianto ubicate nel comune di Orta Nova distano circa 4 Km dalla prima linea edificata (periferia esterna) del centro abitato e circa 4,2 Km dalla prima linea edificata (periferia esterna) del centro abitato di Stornara (FG), mentre le ultime due, a sud delle precedenti, distano circa 4,4 km dalla prima linea edificata (periferia esterna) del centro abitato di Orta Nova e circa 2,7 Km dalla prima linea edificata (periferia esterna) del centro abitato di Stornara. Morfologicamente si tratta di un pianoro, digradante a nord-est verso il Torrente *Carapelle* e a sud verso il Fiume *Ofanto*, con quote che oscillano tra 76 e 55 m s.l.m. per l'area di impianto agrovoltaiico e 25 m s.l.m. per la zona della SE con una pendenza media del 1%.

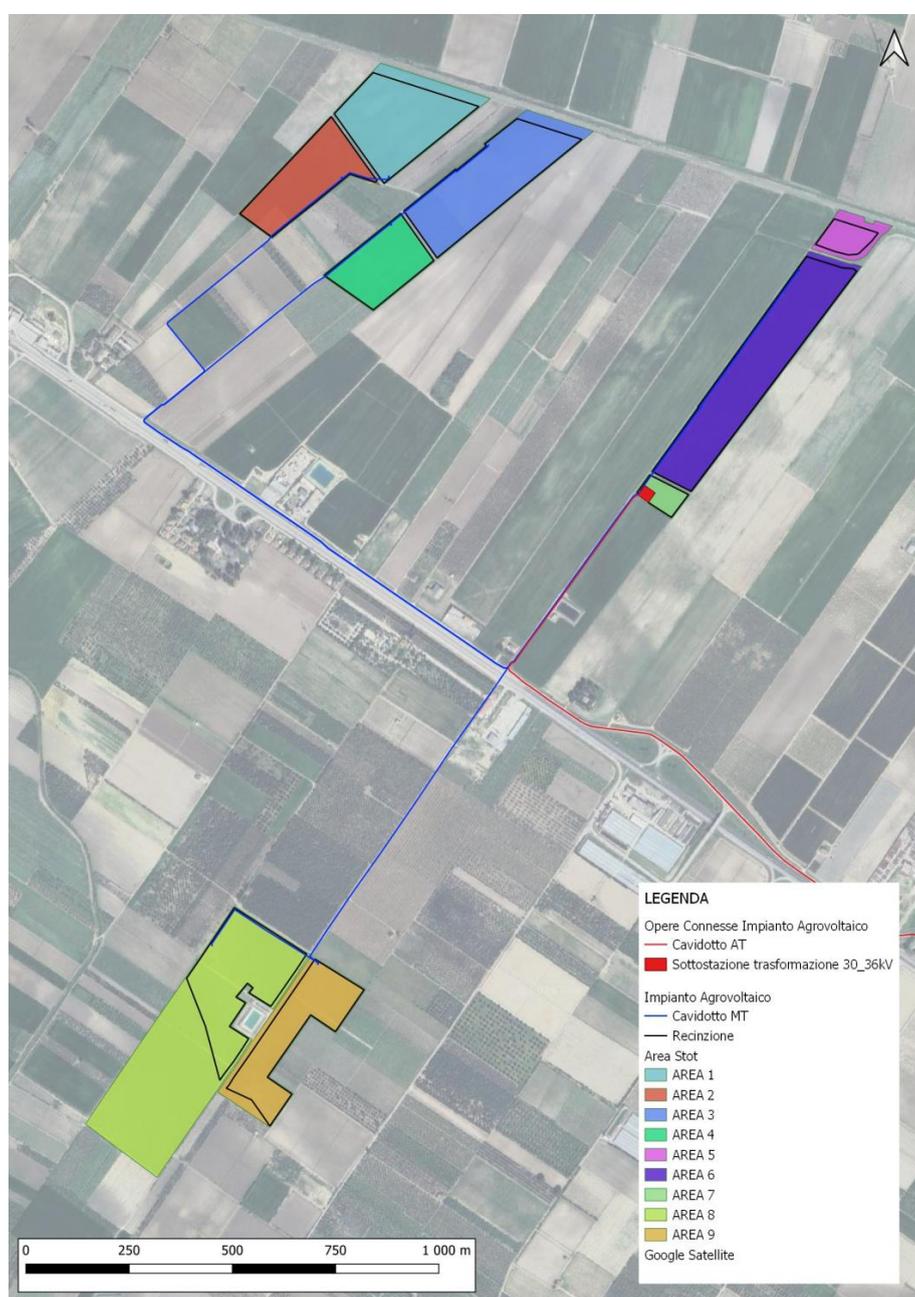


Figura 6.1. – Ortofoto con la rappresentazione schematica delle n. 9 aree che compongono l'impianto agrovoltaiico.

Le principali direttrici stradali nei pressi dell'impianto sono, oltre alla strada statale "SS16 Adriatica", la strada provinciale "SP68" e la strada provinciale "SP72".



Figura 6.2. – Viabilità di accesso sede impianto agrovoltaico (in giallo) in ambiente Google Earth.

## 6.2 Specifiche tecniche generali dell'impianto fotovoltaico

La progettazione dell'impianto è stata sviluppata utilizzando le tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati. Come già detto, l'impianto fotovoltaico verrà realizzato utilizzando inseguitori monoassiali, al fine di massimizzare la produzione e le ore di produzione, su cui saranno posizionati i pannelli fotovoltaici.

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in 8 sottocampi connessi tra loro, realizzati seguendo la naturale orografia del terreno. L'impianto fotovoltaico si compone complessivamente di 36.232 pannelli fotovoltaici bifacciali, ognuno di potenza pari a 710 Wp, per una potenza complessiva pari a 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC.

Come si evince dal layout dell'impianto, la disposizione dei pannelli e delle strutture di sostegno è stata ottimizzata considerando:

- La morfologia, l'orientamento e l'esposizione solare del terreno interessato dall'intervento;

- I vincoli e le relative aree di rispetto che a vario titolo insistono nell'area circostante l'impianto e che di conseguenza determinano le aree interessate dal progetto sulle quali non è ammessa oppure è sconsigliata l'installazione dei moduli fotovoltaici;
- La presenza delle reti infrastrutturali che sono presenti sul sito di progetto, nelle immediate vicinanze o di cui è prevista la realizzazione futura, e che potrebbero generare possibili interferenze.

Nel caso in esame si segnala che all'interno dei terreni interessati dal progetto sono state rilevate le seguenti reti infrastrutturali:

- condotte idriche a servizio dell'attività agricola attuale, per cui la recinzione dell'impianto relativa all'Area 8 e all'Area 9 è stata posta ad una distanza minima di 2 metri dall'asse della condotta;
- elettrodotti aerei BT, per cui la recinzione dell'impianto relativa all'Area 1, all'Area 2, all'Area 4 e all'Area 7 è stata posta ad una distanza minima di 3 metri dall'asse della linea elettrica esistente; inoltre nell'Area 6 i tracker sono stati posizionati ad una distanza minima di 3 metri per lato dalla linea elettrica esistente;
- elettrodotti aerei MT, per cui la recinzione dell'impianto relativa all'Area 6 e all'Area 7 è stata posta ad una distanza minima di 7,5 metri dall'asse della linea elettrica esistente; inoltre nell'Area 2, nell'Area 3 e nell'Area 4 i tracker sono stati posizionati ad una distanza minima di 7,5 metri per lato dalla linea elettrica esistente;

Si segnala inoltre:

- che è prevista la realizzazione di una condotta dell'acquedotto il cui tracciato attraversa i terreni interessati dal progetto, per cui la recinzione dell'impianto relativa all'Area 1, all'Area 2, all'Area 3, all'Area 4, all'Area 6 e all'Area 7 è stata posta ad una distanza minima di 5 metri per lato dal tracciato della condotta che sarà realizzata;
- la presenza della linea ferroviaria limitrofa ai terreni interessati dal progetto, sul confine Nord, per cui la recinzione dell'impianto relativa all'Area 1, all'Area 3 e all'Area 5 è stata posta ad una distanza minima di 30 metri dalla suddetta linea ferroviaria.

Il progetto prevede, inoltre, la realizzazione di cabine elettriche di raccolta e trasformazione dell'energia elettrica interne alle aree di centrale ubicate in prossimità dei percorsi della viabilità interna all'impianto; precisamente è prevista la realizzazione di n. 8 cabine di trasformazione (o cabine di campo). La viabilità interna all'impianto, da realizzare per le opere di costruzione e manutenzione dello stesso, sarà utilizzata anche per il passaggio dei cavidotti interrati per la:

- Rete elettrica interna alle aree di centrale a 30 kV tra le cabine elettriche e da queste alla sottostazione esternamente alle aree di centrale;
- Rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica per il controllo dell'impianto fotovoltaico mediante trasmissione dati via modem o satellitare;
- Rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (movimentazione tracker, controllo, illuminazione, ecc.).

### **6.2.1 Il generatore fotovoltaico**

Il generatore fotovoltaico sarà composto da moduli fotovoltaici installati su strutture con inseguitore monoassiale, denominate “tracker”, dotati di una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione.

Le strutture in oggetto saranno disposte secondo file parallele sul terreno; la distanza tra le file è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.

I tracker sono stati opportunamente dimensionati per consentire la coltivazione del terreno al di sotto degli stessi.

#### **6.2.1.1 I moduli fotovoltaici**

I moduli ipotizzati per definire layout e producibilità dell'impianto sono prodotti dalla Trinasolar, modello Vertex N TSM-NEG21C.20, bifacciali e realizzati in silicio monocristallino.

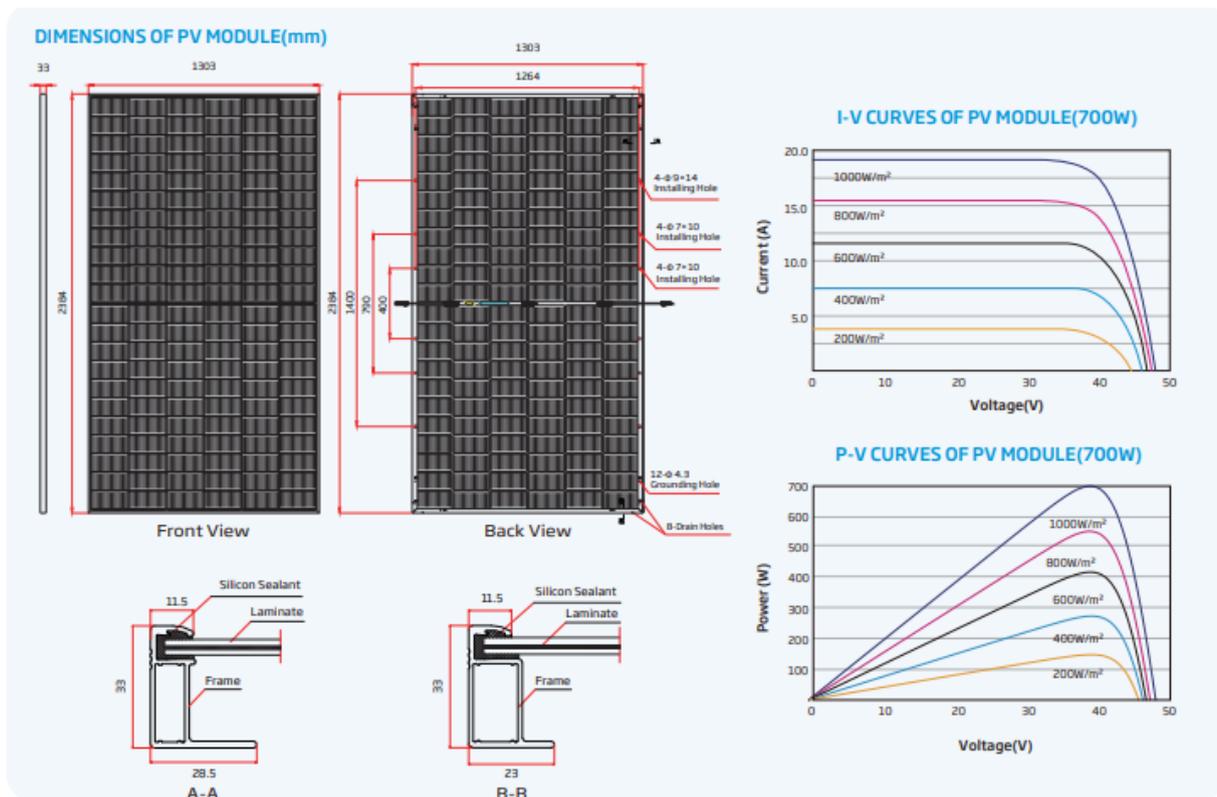
I moduli fotovoltaici hanno ciascuno potenza nominale pari a 710 Wp, sono composti da 132 celle ed hanno dimensioni pari a 2384 mm x 1303 mm x 35 mm.

In caso di indisponibilità degli stessi sul mercato, o sulla base di altre valutazioni di convenienza tecnico-economica, si stabilisce fin da adesso la possibilità di sostituire i moduli con altri con simili per caratteristiche elettriche e meccaniche.

Ciascun modulo fotovoltaico sarà dotato di diodi di by-pass, così da escludere la parte di modulo contenente una o più celle guaste e/o ombreggiate al fine di evitarne la contro alimentazione e conseguente danneggiamento (tali diodi saranno inclusi nella scatola di giunzione abbinata al modulo fotovoltaico stesso).

I moduli fotovoltaici verranno installati su 1.294 stringhe composte ciascuna da 28 moduli collegati in serie e montati su un'unica struttura, denominata “*tracker*”, avente asse di rotazione orizzontale.

Si riporta di seguito la scheda tecnica del modulo fotovoltaico, fornita dal fornitore, contenente le sue caratteristiche tecniche:



#### ELECTRICAL DATA (STC)

	685	690	695	700	705	710
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	685	690	695	700	705	710
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- $V_{MP}$ (V)	39.8	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9
Maximum Power Current- $I_{MP}$ (A)	17.19	17.23	17.25	17.29	17.33	17.36
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	47.7	47.9	48.3	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.21	18.25	18.28	18.32	18.36	18.40
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	22.1	22.2	22.4	22.5	22.7	22.9

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

#### Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

	740	745	751	756	761	767
Total Equivalent power - $P_{MAX}$ (Wp)	740	745	751	756	761	767
Maximum Power Voltage- $V_{MP}$ (V)	39.8	40.1	40.3	40.5	40.7	40.9
Maximum Power Current- $I_{MP}$ (A)	18.57	18.61	18.63	18.67	18.72	18.76
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	47.7	47.9	48.3	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	19.67	19.71	19.74	19.79	19.83	19.87
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Product Bifaciality: 80±5%

#### ELECTRICAL DATA (NOCT)

	522	526	530	534	538	542
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	522	526	530	534	538	542
Maximum Power Voltage- $V_{MP}$ (V)	37.4	37.7	37.8	38.0	38.2	38.4
Maximum Power Current- $I_{MP}$ (A)	13.97	13.96	14.02	14.05	14.08	14.12
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	45.2	45.4	45.8	46.0	46.2	46.4
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	14.68	14.71	14.73	14.76	14.80	14.83

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

#### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*33 mm (93.86*51.30*1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4 Plus / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

#### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	- 0.30%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	- 0.24%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C

#### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

#### WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

#### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

Figura 6.3. – Scheda tecnica del modulo fotovoltaico della Trinasolar, modello Vertex N TSM-NEG21C.20 da 710 Wp.

### 6.2.1.2. Le strutture di sostegno

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato su strutture portanti mobili, i tracker, che hanno asse di rotazione orizzontale ed un solo grado di libertà, ovvero la capacità di ruotare lungo l'asse nord-sud, realizzando così un movimento basculante, con rotazione di 110° (da -55° a +55° rispetto alla posizione orizzontale "di riposo") da est verso ovest, per poi ritornare nella posizione "di riposo" a fine giornata.

I tracker sono stati opportunamente dimensionati per consentire la coltivazione del terreno al di sotto degli stessi; muovendosi durante le ore della giornata, garantiranno costantemente l'orientamento ottimale dei moduli fotovoltaici nella direzione della radiazione solare, ottimizzandone l'incidenza sugli stessi e determinando un incremento di produzione di energia elettrica fino al 20% rispetto agli impianti fotovoltaici fissi.

I tracker suddetti verranno installati disposti sul terreno in file parallele in tre differenti configurazioni, indicate 1Px28 (n. 1.179 tracker), 1Px14 (n. 230 tracker) ove 1P sta ad indicare che su ciascuna struttura verrà installata una fila di moduli e X28 o X14, sta ad indicare che ogni fila sarà composta rispettivamente da 28 o 14 moduli fotovoltaici.

I tracker, su cui verranno installati i moduli fotovoltaici saranno costituiti da una struttura fissa, ancorata al terreno ed una mobile in grado di ruotare intorno ad un asse.

La struttura fissa di sostegno di ogni singolo tracker, ha il compito di sorreggere il peso del sistema dei tracker sovrastante oltre ai carichi derivanti dalle condizioni ambientali (vento e neve); sarà realizzata in differenti configurazioni con montanti in acciaio zincato a caldo, infissi nel terreno ad altezza variabile (a seconda della pendenza del terreno) mediante l'impiego di attrezzature battipalo, per una profondità variabile da 150 cm fino ad un massimo di 250 cm, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno, alle prove penetrometriche ed alle verifiche di tenuta allo sfilamento che verranno effettuate in fase esecutiva.

Nelle figure seguenti si riportano i disegni che mostrano le caratteristiche geometriche e strutturali dei tracker; in esame viene considerato il tracker nella configurazione 1Px28 avente una lunghezza di 37,48 m e sorretto da 5 montanti.

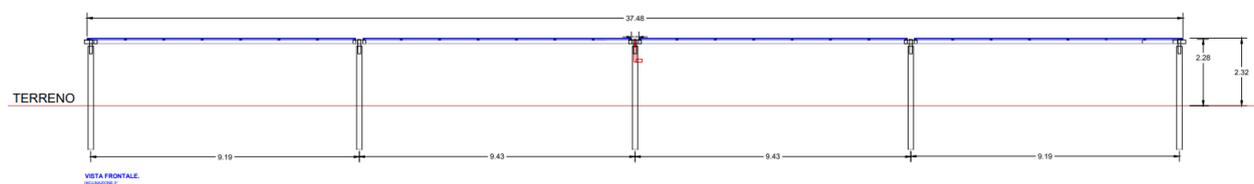


Figura 6.4a. – Vista frontale: inclinazione 0°.

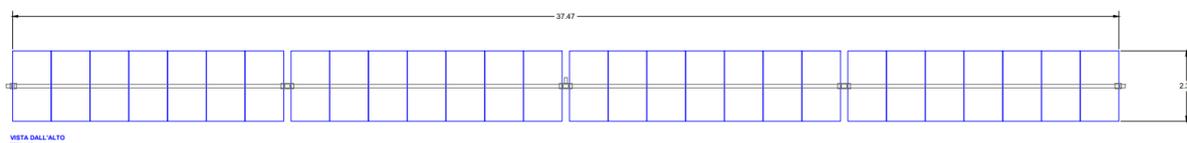


Figura 6.4b – Vista dall'alto: inclinazione 0°.

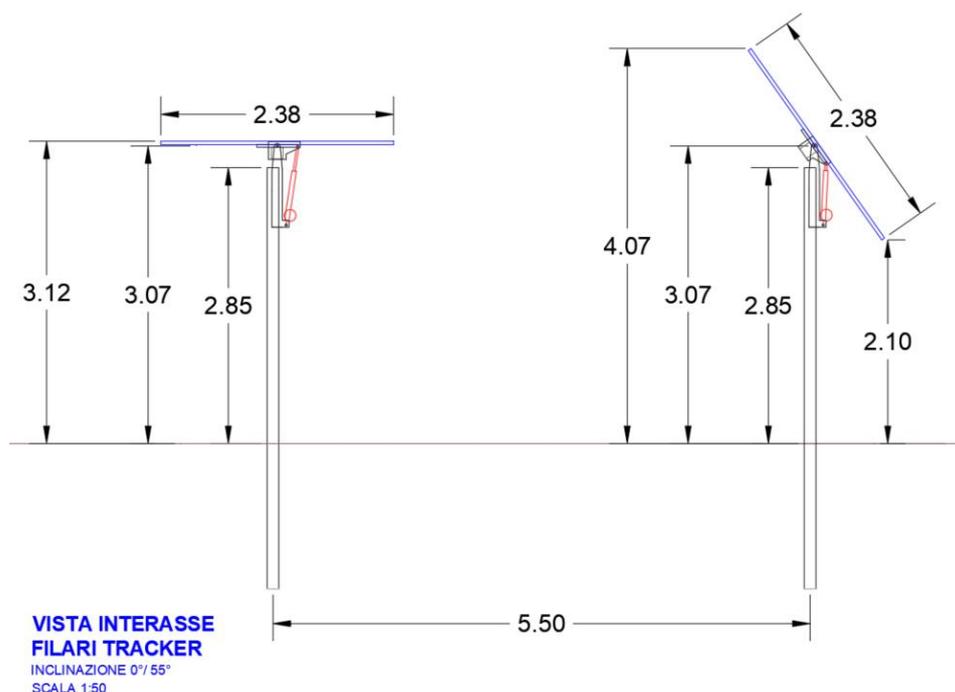


Figura 6.4c – Vista laterale: inclinazione 0° (a sinistra) e Vista laterale: inclinazione 55° (a destra).

Si evidenzia che la soluzione scelta dei montanti infissi nel terreno esclude a priori l'utilizzo di basamenti in cemento o la realizzazione di fondazioni in calcestruzzo armato o di altro tipo; tale soluzione ed è stata scelta allo scopo di ridurre al minimo possibile l'impatto sul terreno semplificando, inoltre, le operazioni di rimozione dei sostegni durante la fase di dismissione dell'impianto.

La struttura mobile sarà costituita da un sistema di supporto modulare costituito da una griglia metallica realizzata con profili in acciaio zincati a caldo, di sezione ad omega, sui quali verranno incorniciati ed ancorati i moduli fotovoltaici con viti in acciaio del tipo "antirapina".

Il sistema di supporto modulare è stato sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica oltre ad un'elevata facilità di installazione.

In fase di progetto, per il posizionamento dei tracker in file parallele, distanti reciprocamente 9,5 metri (di interasse), si è tenuto conto della distanza necessaria per consentire il corretto svolgimento dell'attività agricola, della distanza necessaria ad evitare l'ombreggiamento reciproco dei moduli, della morfologia e della pendenza media del terreno, oltre che dello spazio necessario per poter eseguire le periodiche operazioni di pulizia e manutenzione dell'impianto.

I tracker, in esercizio, avrà una distanza minima dal terreno pari a circa 210 cm ed un'altezza massima pari a circa 407 cm.

Il sistema di movimentazione, che ha il compito di predisporre in maniera ottimale l'inclinazione della vela nella direzione della radiazione solare, sarà gestito mediante un automatismo con programmazione annuale realizzata mediante programmatore a logica controllata (P.L.C.), in grado di descrivere giornalmente la traiettoria del sole e, come conseguenza, la movimentazione del tracker.

Per approfondimenti si rimanda all'elaborato "Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici".

### **6.2.1.3. La gestione dei tracker e la movimentazione**

Ogni fila è dotata di un attuatore lineare ed un inclinometro elettronico.

La movimentazione del sistema è ottenuta mediante un motore in corrente continua, ad alta efficienza, basso riscaldamento, alimentato dalla rete elettrica.

Ogni tracker è dotato di una scheda elettronica alimentata direttamente dai pannelli delle stringhe. L'algoritmo Sun tracker è un algoritmo astronomico con strategia di backtracking e calendario perpetuo.

Il controllo dell'algoritmo fornisce una fase di backtracking mattutino da  $0^\circ$  a  $+55^\circ$  e analogamente una fase pomeridiana di backtrack da  $-55^\circ$  a  $0^\circ$ ; in questa fase il sistema calcola l'angolo ottimale evitando l'ombreggiatura dei pannelli.

Durante la fase centrale "tracking diretto" da  $+55^\circ$  a  $-55^\circ$ , il sistema insegue l'angolo ottimale per il localizzatore con un errore massimo pari al valore impostato. Più piccolo è l'errore di tracciamento, maggiore è il numero di stop and go dell'attuatore durante il giorno.

Il programma riguarda la funzione di localizzazione, ogni singola unità di controllo può funzionare autonomamente senza essere connessa allo SCADA.

### **6.2.2. Inverter di stringa**

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter distribuiti da 200 kW nominali.

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello SUN2000-215KTL-H3 della Huawei, stabilendo fin da adesso la possibilità di sostituire gli stessi con altri simili per caratteristiche elettriche e dimensionali, in caso di indisponibilità sul mercato e/o in base a valutazioni di convenienza tecnico-economica al momento della realizzazione della centrale.

Si riportano di seguito l'immagine e la scheda tecnica dell'inverter utilizzato:



Figura 6.5. – Inverter di stringa modello SUN2000-215KTL-H3.

SUN2000-215KTL-H3  
**Technical Specifications**

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 6.5a – Scheda tecnica del modello SUN2000-215KTL-H3.

### **6.2.3. Le cabine di trasformazione**

All'interno dell'impianto saranno distribuite n. 8 cabine di trasformazione in cui verrà raccolta l'energia, prodotta dai moduli e trasformata dagli inverter; qui la tensione verrà innalzata dal valore dell'inverter al valore 30 kV.

I locali tecnici delle Cabine di trasformazione conterranno:

- La protezione del trasformatore con interruttore, il sezionamento e la messa a terra della linea MT;
- Il trasformatore MT/BT 30/0,800 kV, di potenza nominale 3200 kVA (cabine n. 1, 2, 4 e 6), 3500 kVA (cabine n. 3 e 5), 3600 kVA (cabina n. 8), 3800 kVA (cabina n. 7);
- Quadro di parallelo inverter interruttori di protezione inverter e il dispositivo di generatore;
- Il trasformatore BT/BT 0.800/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;
- Il quadro ausiliari (condizionamento, illuminazione e prese di servizio, ecc.)
- Un gruppo di continuità (UPS) per alimentazione di servizi ausiliari e protezioni di cabina elettrica.

Il dispositivo generale per la protezione del trasformatore sarà costituito da un interruttore MT automatico, equipaggiato con circuito di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui agisce la protezione generale (PG); l'interruttore sarà di tipo fisso, abbinato ad un sezionatore tripolare lato rete.

Le cabine di trasformazione saranno del tipo preassemblato, da posizionare su una soletta di sottofondazione in cls armato che garantirà un piano di posa idoneo all'installazione delle stesse.

Per i disegni architettonici delle cabine di trasformazione si rimanda alla Relazione Tecnica allegata (FGOOSo1\_PD01\_02\_RelazTecnica).

### **6.2.4. Il locale di servizio**

Il progetto prevede, inoltre, la realizzazione di un locale di servizio, costituito da un manufatto realizzato con struttura portante in calcestruzzo armato gettato in opera delle dimensioni in pianta di 12,00 m x 4,30 m x 3,00 m (lunghezza x larghezza x altezza).

Il fabbricato sarà internamente suddiviso in ufficio, spogliatoio e servizi igienici; all'interno dell'ufficio saranno installati il quadro di distribuzione, la centralina antintrusione, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione.

La copertura sarà costituita da un solaio piano, isolato con pannelli coibentanti ed impermeabilizzato con guaina bituminosa a doppio strato e ardesiata.

La compagnatura perimetrale verrà realizzata con muratura in laterizio a cassa vuota con interposti elementi coibenti. I tramezzi verranno realizzati con mattoni forati in laterizio.

Il fabbricato internamente ed esternamente sarà intonacato e successivamente pitturato con colori chiari.

I serramenti esterni saranno del tipo antisfondamento.

I servizi igienici presenti nel fabbricato saranno del tipo "chimico"; data la modesta entità del loro utilizzo non è prevista la realizzazione di un sistema di scarico dei reflui che, per il loro smaltimento, verranno raccolti e ritirati da ditta specializzata.

### **6.2.5. La viabilità esterna, la viabilità di servizio ed i piazzali**

La zona interessata dal progetto risulta servita da una fitta rete viaria costituita da strade comunali, statali e provinciali che consentono l'accesso alle diverse aree che compongono l'impianto agrovoltaiico; le aree suddette sono e saranno accessibili dalle strade complanari alla "SS16 Adriatica".

Le caratteristiche dimensionali della viabilità esistente sono quindi tali da consentire il transito dei mezzi sia durante la fase di cantiere che durante la fase di esercizio dell'impianto agrovoltaiico per cui non sarà necessario realizzare nuova viabilità per la realizzazione del progetto fatta eccezione per tre tratti di viabilità necessaria all'accesso alle aree d'impianto denominate Area 2, Area 4 ed Area 7 e da realizzare su tracciati che attualmente vengono utilizzati per la conduzione dei fondi.

Il progetto prevede, per ciò che concerne la viabilità esterna alle aree recintate:

- la sistemazione dei tratti di viabilità esistente che risulteranno sconnessi o in cattive condizioni;
- il ripristino dei tratti della viabilità interessata dal passaggio dei cavidotti MT per il collegamento dell'impianto fotovoltaico alla sottostazione di trasformazione 30/36kV;
- la realizzazione di tratti di viabilità di servizio interni ai terreni su cui verrà realizzato l'impianto, ma non facenti parte dell'area  $S_{tot}$  per poter accedere alle aree recintate o a quelle coltivate e per collegare le varie aree che compongono l'intero impianto agrovoltaiico.

All'interno delle aree recintate è prevista la realizzazione della viabilità di servizio necessaria per le attività dell'impianto agrovoltaiico, avente una larghezza pari a 4,0 metri.

La viabilità di servizio da realizzare (sia quella esterna che quella interna alle aree recintate) sarà del tipo "permeabile", ovvero realizzata con materiali naturali drenanti e sottostante tessuto geo filtrante; essa avrà un pacchetto di fondazione di spessore differente a seconda dei carichi che si prevede transiteranno durante la fase di cantiere e di esercizio e sarà ridefinito in fase di progettazione esecutiva a seguito degli approfondimenti che verranno effettuati sulla portanza del terreno e sui carichi in transito.

Le operazioni che verranno eseguite per la realizzazione della viabilità di servizio sono le seguenti:

- Tracciamento stradale: pulizia del terreno consistente nello scoticamento per uno spessore di 30 o 40 cm a secondo del pacchetto previsto;
- Posa di eventuale geotessuto e/o geogriglia da valutare in base alle caratteristiche geomeccaniche dei terreni in fase di progettazione esecutiva;
- Realizzazione dello strato di fondazione: è il primo livello della sovrastruttura, ed ha la funzione di distribuire i carichi sul sottofondo. Lo strato di fondazione, costituito da un opportuno misto granulare di pezzatura fino a 15 cm, deve essere messo in opera in modo tale da ottenere a costipamento avvenuto uno spessore di circa 20 o 30 cm a seconda del pacchetto previsto.
- Realizzazione dello strato di finitura: costituisce lo strato a diretto contatto con le ruote dei veicoli e avrà uno spessore finito di circa 10 cm, che si distingue dallo strato di base in quanto caratterizzato da una pezzatura con diametro massimo di 3 cm, mentre natura e caratteristiche del misto, modalità di stesa e di costipamento, rimangono gli stessi definiti per lo strato di fondazione.

La realizzazione della viabilità di tipo “permeabile” ridurrà l’impatto negativo che superfici impermeabilizzate hanno sulla componente suolo.

A complemento della viabilità interna alle aree recintate il progetto prevede la realizzazione di piccoli piazzali, in prossimità degli accessi e delle cabine di trasformazione (o di campo), per consentire la manovra ai mezzi di servizio. Come precedentemente detto, al termine dei lavori, e quindi del transito dei mezzi di cantiere, si prevede il ripristino della situazione ante operam di tutte le aree esterne e della viabilità pubblica e/o privata utilizzate in fase di cantiere nonché la sistemazione degli inerti eventualmente stoccati provvisoriamente per la realizzazione delle strade.

### 6.2.6. La recinzione ed il cancello

Perimetralmente alle aree di installazione dell’impianto fotovoltaico è prevista la realizzazione di una recinzione con lo scopo di proteggere l’impianto.

La recinzione sarà realizzata con pali metallici, infissi direttamente nel terreno per una profondità di circa 60 cm, con altezza pari a 2,1 metri dal piano di campagna. L’infissione dei pali nel terreno consente di realizzare la recinzione senza alcuna opera in calcestruzzo (cordoli o plinti), riduce al minimo l’impatto sul terreno e semplifica le operazioni durante la fase di dismissione. Ai pali verrà fissata una rete metallica di altezza pari a 1,90 metri, installata in posizione sollevata di 20 centimetri da terra per consentire il passaggio della fauna locale di piccola taglia (microfauna locale). Come detto in precedenza la parte esterna alla recinzione verrà coltivata con piante arbustive mellifere che, oltre a produrre i frutti ed a mitigare l’impatto visivo, contribuiranno a proteggere l’impianto. L’accesso alle aree recintate avverrà attraverso cancelli a due ante, avente larghezza di 5 metri, disposti secondo le planimetrie di progetto.

Di seguito si riportano i disegni architettonici del cancello e della recinzione:

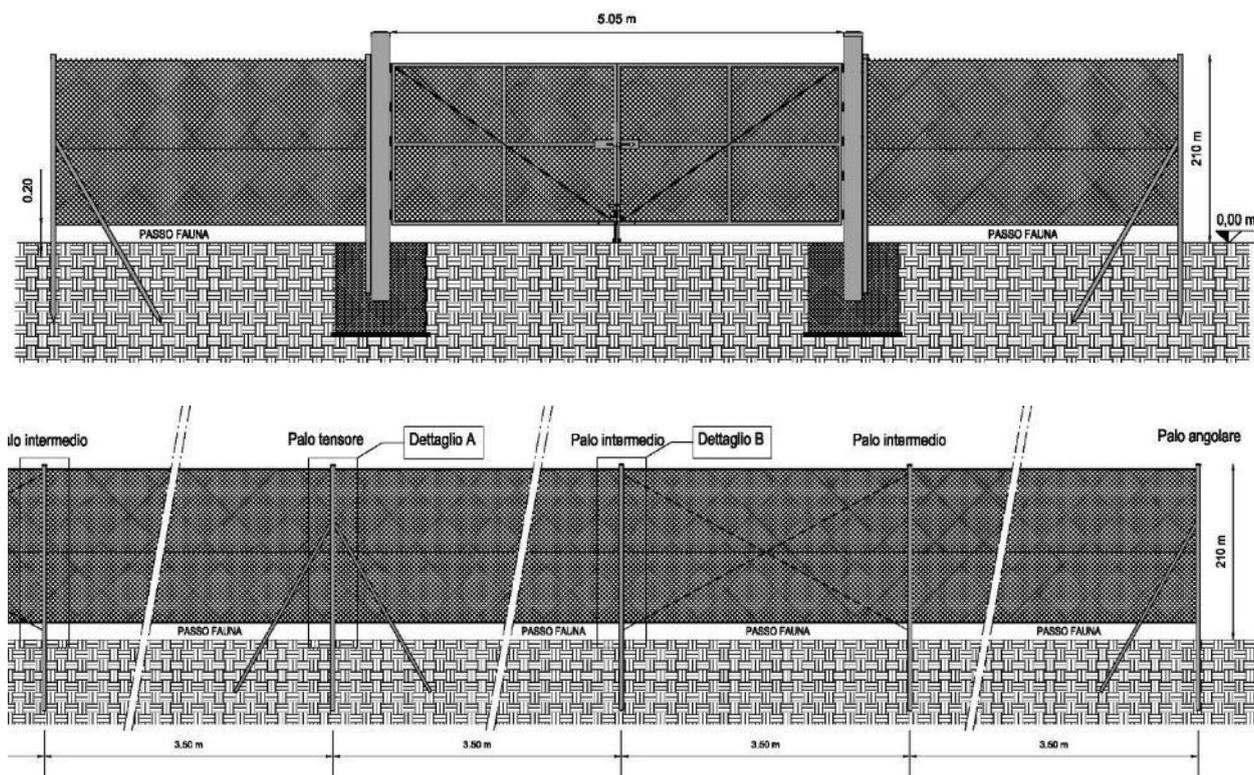


Figura 6.6. – Disegni architettonici del cancello (in alto) e della recinzione (in basso).

### **6.2.7. L'impianto di videosorveglianza**

Gli impianti di videosorveglianza, uno per ognuno dei campi che costituiscono la centrale, saranno dimensionati per coprire l'intera area perimetrale. Utilizzando le telecamere installate sarà possibile rilevare le seguenti situazioni:

- Passaggio di persone;
- Scavalco o intrusione in aree definite;
- Segnalazione di perdita segnale video, oscuramento, sfocatura e perdita di inquadratura.

Il sistema di videosorveglianza progettato si propone di realizzare un sistema di alta qualità e innovativo rispetto all'attuale panorama degli impianti in questo momento commercializzati.

Grazie anche all'infrastruttura in fibra ottica, è possibile utilizzare elementi di ripresa in alta definizione di ultima generazione, completamente in tecnologia IP e con logiche di scalabilità che garantiscono l'investimento nel tempo.

Tutte le telecamere adottate utilizzano sensori da 5 Mpix che garantiscono elevato dettaglio di ripresa e registrazione.

Il software di controllo è dotato di soluzioni uniche per l'analisi delle immagini, gli interventi correttivi post registrazione per la verifica dei dettagli, sistemi di regolazione delle immagini in funzione della luce d'ambiente e altre particolarità che rendono l'intero sistema, un reale passo in avanti tecnologico.

Il sistema di archiviazione è dimensionato in modo che la capacità d'immagazzinamento possa essere ben oltre le 72 ore standard, ciò garantisce che pur restando nei limiti di legge, il sistema disponga di risorse aggiuntive tali da non creare stress alle macchine di registrazione.

La capacità di calcolo del sistema di archiviazione attorno ai 1000 MB al secondo garantisce la possibilità di registrare tutti i flussi in alta definizione senza perdita di dati.

La videosorveglianza dovrà coprire tutta la viabilità perimetrale degli impianti fotovoltaici, le telecamere IP avranno un raggio di copertura di almeno 50 m e saranno installate a 40 m di interasse per permettere l'inseguimento e la sicurezza intrinseca di atti vandalici sul sistema di video sorveglianza andando a coprire l'angolo vuoto di visualizzazione di ogni telecamera.

Non sarà prevista illuminazione per la visualizzazione notturna, ma si utilizzeranno telecamere con la funzione notturna e l'ausilio di illuminatori ad infrarossi che permettono la visualizzazione.

Di seguito indicazione dell'installazione tipo:

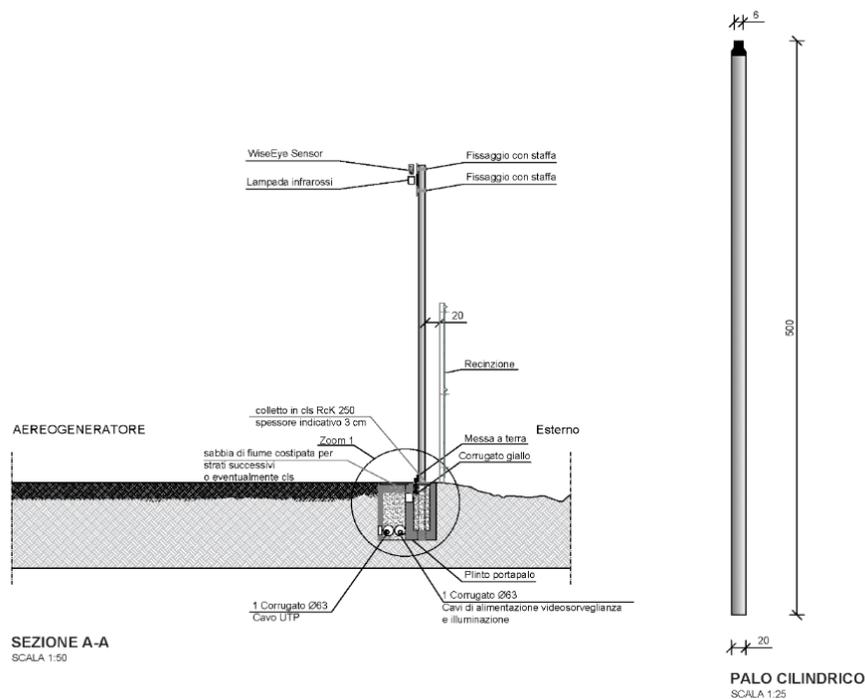


Figura 6.7. – Installazione tipo di impianto di videosorveglianza.

### 6.2.8. Impianto d'illuminazione esterna del campo fotovoltaico

Il progetto dell'impianto per l'illuminazione esterna prevede unicamente l'installazione di elementi puntuali in corrispondenza di:

- n. 15 cancelli di ingresso alle aree recintate;
- n. 8 cabine di campo interne all'impianto agrovoltaico;
- n. 1 locale servizi interno all'impianto agrovoltaico.

L'impianto d'illuminazione sarà quindi composto da un totale di n. 13 corpi illuminanti; questi saranno alimentati dal circuito ausiliario distribuito nell'impianto e avranno un comando di accensione in prossimità delle cabine.

Ogni corpo illuminante sarà composto da un'armatura con tecnologia LED da 60W di tipo stradale, posizionata su un palo in acciaio.

I pali saranno del tipo conico rastremato con un diametro sommitale pari a 60 mm ed uno spessore di 4 mm, avranno un'altezza fuori terra pari a 4,0 metri e saranno sorretti da fondazioni interrate, in cls e prefabbricate, di dimensioni 70 cm x 80 cm x 80 cm.

L'armatura prevista è del tipo stradale con tecnologia LED da 60W - 140lm/W, con un flusso luminoso di 8.400 lumen.

L'armatura indicata monta chip LED Bidgelux ad elevata efficienza e un alimentatore GXTRONIX, l'apparecchio è dotato inoltre di uno scaricatore di sovratensione da 6K.

L'armatura è a doppio isolamento, il corpo della lampada ha un isolamento di Classe II, che ne aumenta la sicurezza elettrica.

L'armatura ha grado di protezione all'acqua e alla polvere IP65 ed elevata protezione agli urti IK10.

L'armatura ha un angolo di illuminazione di 150° su piano laterale e 70° sul piano frontale.

### 6.2.19. L'impianto generale di terra

Le cabine di trasformazione saranno dotate di un impianto generale di terra di protezione, costituito da un sistema di dispersori a corda nuda in rame interrati e collegati ad un collettore generale.

Tutti i dispositivi e le apparecchiature verranno collegate al sistema suddetto con conduttori di terra posati in cavidotto.

Per approfondimenti si rimanda all'elaborato "Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici".

### 6.2.10. I cavidotti BT ed MT

#### Cavidotti BT interni all'impianto fotovoltaico

All'interno dell'impianto fotovoltaico i collegamenti tra gli inverter e le cabine di campo, saranno realizzati in cavo interrato, con tensione di esercizio di 800 V, seguendo le modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17. La posa del cavidotto interno all'impianto verrà eseguita al di sotto della viabilità di servizio e contemporaneamente alla realizzazione della stessa. Il cavidotto BT verrà posato in uno scavo realizzato a sezione obbligata di larghezza variabile (da un minimo di 0,50 m ad un massimo di 1,00 m) in base al numero di conduttori presenti, ad una profondità di circa 1,00 metro dal piano di campagna, come mostrato nella figura 6.8.:

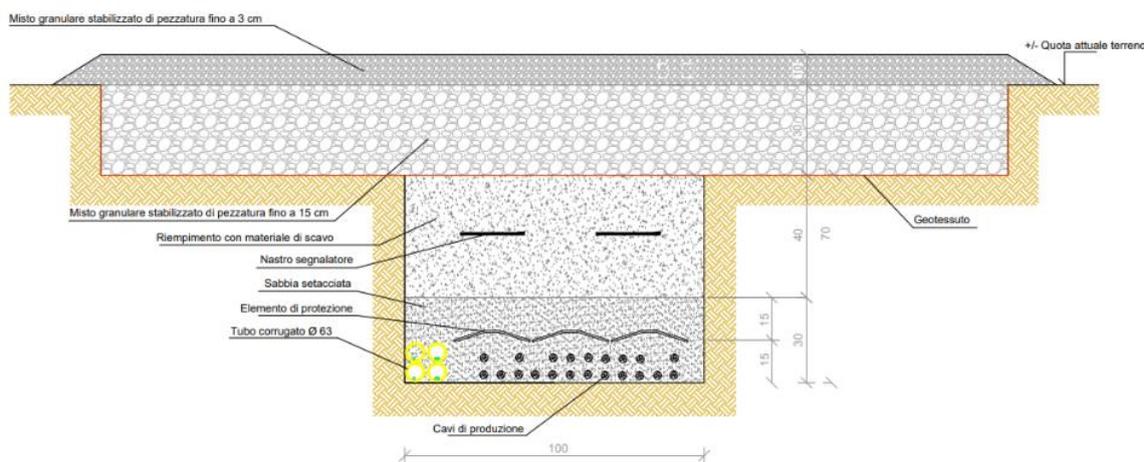


Figura 6.8. – Sezione della viabilità di servizio e del sottostante cavidotto BT.

La sequenza di posa dei vari materiali all'interno dello scavo sarà la seguente (a partire dal fondo dello scavo fino in superficie):

- Strato di sabbia di 10 cm;
- Cavi posati direttamente sullo strato di sabbia;
- Lastra di protezione supplementare (tegolo);
- Ulteriore strato di sabbia per complessivi 30 cm;
- Tubo/i PE corrugato da 63 mm di diametro esterno per l'alloggiamento della linea in cavo di telecomunicazione (fibra ottica) e per i servizi;
- Materiale di risulta dello scavo di 20 - 30 cm;
- Nastro segnalatore "cavi elettrici" (posato a non meno di 20 cm dai cavi);
- Materiale di risulta dello scavo (riempimento finale).

Infine si procederà con la realizzazione della viabilità con geo tessuto e materiali stabilizzati e permeabili, per uno spessore complessivo di 30 - 40 cm secondo le specifiche di progetto.

### **Cavidotti MT interni all'impianto fotovoltaico**

All'interno dell'impianto fotovoltaico le cabine di trasformazione (o di campo) saranno collegate tra loro e con il locale di raccolta, presente nella sottostazione di trasformazione 30/36 kV, tramite la realizzazione di cavidotti realizzati in cavo interrato, con tensione di esercizio di 30kV, seguendo le modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17.

Le n. 8 cabine di trasformazione dell'impianto saranno collegate a due a due tra loro e successivamente con la cabina di consegna tramite n. 4 linee ad antenna; la sezione utilizzabile per tali linee sarà di un cavo per fase da 120 mm<sup>2</sup> o da 50 mm<sup>2</sup>; La posa del cavidotto interno all'impianto verrà eseguita al di sotto della viabilità di servizio e contemporaneamente alla realizzazione della stessa.

Il cavidotto verrà posato in uno scavo realizzato a sezione obbligata di larghezza pari a 35 cm, ad una profondità di 1,20 - 1,50 m, come mostrato nella figura 6.9.:

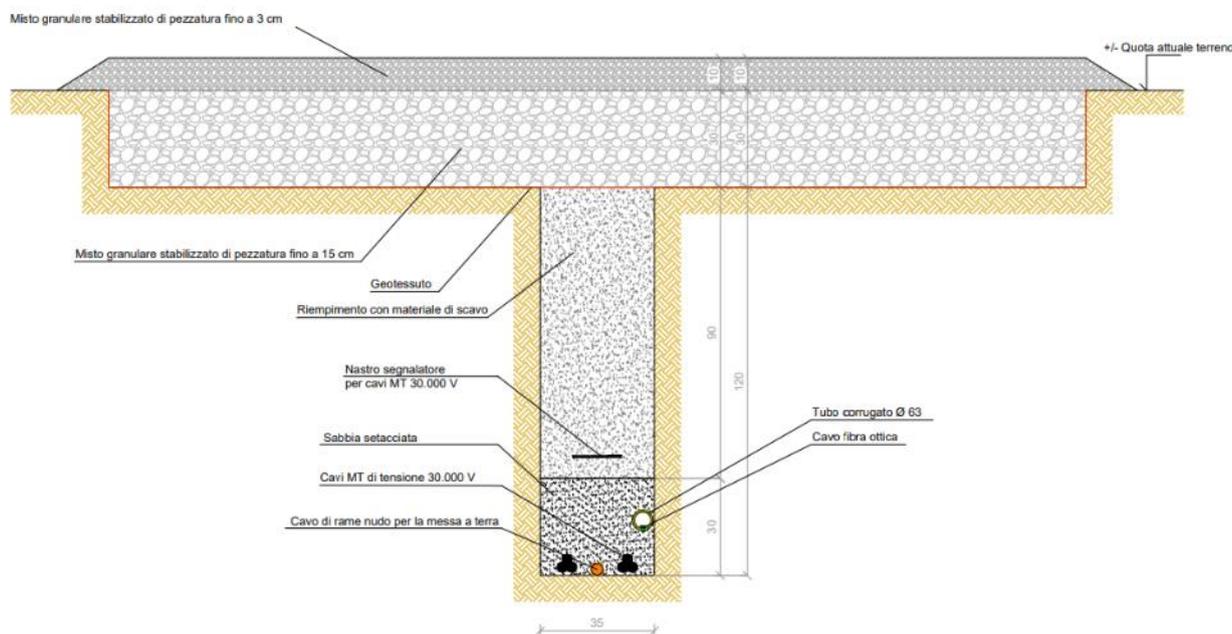


Figura 6.9. – Sezione della viabilità di servizio e del sottostante cavidotto MT.

Ove, per particolari esigenze, non fosse possibile posizionare il cavidotto alla profondità suddetta, lo stesso verrà posto a profondità inferiore prevedendo, in tal caso, la realizzazione di un bauletto in calcestruzzo di protezione.

La sequenza di posa dei vari materiali all'interno dello scavo sarà la seguente (a partire dal fondo dello scavo fino in superficie):

- Strato di sabbia di 10 cm;
- Cavi posati a trifoglio direttamente sullo strato di sabbia;
- Corda nuda in rame (messa a terra);
- Lastra di protezione supplementare (tegolo);
- Ulteriore strato di sabbia per complessivi 30 cm;

- Tubo/i PE corrugato da 63 mm di diametro esterno per l'alloggiamento della linea in cavo di telecomunicazione (fibra ottica) e per i servizi;
- Materiale di risulta dello scavo di 20 - 30 cm;
- Nastro segnalatore "cavi elettrici" (posato a non meno di 20 cm dai cavi);
- Materiale di risulta dello scavo (riempimento finale).

Infine, dove previsto, si procederà con la realizzazione della viabilità con geotessuto e materiali stabilizzati e permeabili, per uno spessore complessivo di 30 - 40 cm secondo le specifiche di progetto.

### **6.3. Opere per la connessione alla RTN**

Come previsto nella STMG di Terna, codice pratica 202203988, l'impianto in progetto sarà collegato, tramite cavidotto interrato, in antenna a 36 kV con la Stazione Elettrica a 380/150/36 kV di Terna S.p.A. in costruzione, a sua volta da collegare in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Foggia - Palo del Colle".

A tal fine le opere per la connessione dell'impianto alla RTN previste dal progetto sono:

- La realizzazione di una sottostazione di trasformazione 30/36 kV in prossimità dell'Area 7 che occuperà un'area di circa 880 m<sup>2</sup> sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Orta Nova (FG), al Foglio 37, particella 701;
- La realizzazione di un cavidotto AT che collegherà la sottostazione di trasformazione 30/36 kV alla cabina di consegna 36 kV.

Il cavidotto AT suddetto, della lunghezza complessiva di circa 16.800 metri, sarà realizzato in cavo interrato alla tensione di 36 kV ed interesserà il territorio del Comune di Orta Nova (FG), del Comune di Stornara (FG) e del Comune di Cerignola (FG).

Lungo il percorso del cavidotto AT, in considerazione della sua lunghezza, sarà posizionata una cabina di sezionamento della linea elettrica 36 kV, a circa 9.010 metri dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV; la cabina occuperà un'area di circa 150 m<sup>2</sup> sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Cerignola (FG), al Foglio 105, particella 6.

- La realizzazione di una cabina di consegna 36 Kv a circa 200 metri di distanza (in linea d'aria) dalla Stazione Elettrica a 380/150/36 kV di Terna S.p.A. in costruzione; la cabina occuperà un'area di circa 610 m<sup>2</sup> sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Cerignola (FG), al Foglio 91, particella 190.
- La realizzazione di un cavidotto AT che collegherà la cabina di consegna 36 Kv alla SSE 380/150/36 kV di TERNA S.p.A. in costruzione.

Il cavidotto AT suddetto, della lunghezza complessiva di circa 1.030 metri, sarà realizzato in cavo interrato alla tensione di 36 kV ed interesserà unicamente il territorio del Comune di Cerignola (FG).

### **6.3.1. La sottostazione di consegna 30/36 kV**

Il collegamento alla RTN necessita della realizzazione di una stazione AT di utenza che serve ad elevare la tensione di impianto al livello di 36 kV, per il successivo smistamento alla nuova Cabina Primaria, che sarà realizzato con connessione in cavo.

La sottostazione di consegna 30/36 kV, che occuperà un'area di 880 m<sup>2</sup> (28,50 m x 30,90 m), verrà realizzata nel perimetro dell'impianto fotovoltaico.

L'accesso alla stazione è previsto da un ingresso posto in adiacenza ad un breve tratto di viabilità di servizio da realizzare e che si collega alla viabilità comunale esistente.

La stazione sarà costituita da una sezione a 36 kV con isolamento in aria.

I servizi ausiliari in c.a. saranno alimentati da un trasformatore MT/BT alimentati mediante cella MT dedicata su sbarra MT.

La sezione in alta tensione a 36 kV è composta da:

- Sezione sbarre in AT;
- n. 1 montante linea 36 kV completo;
- n. 1 montanti macchina completo con n. 1 TR 36/30 kV da 30 MVA;
- Sistema di Protezione Comando e Controllo – SPCC.

Lo stallo è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni e le misure fiscali, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

La sezione in media tensione è composta dal quadro MT a 30 kV, che prevede:

- Quattro montanti arrivo linea da campo fotovoltaico
- Montante partenza trasformatore
- Montante alimentazione trasformatore ausiliari

Nella stazione di utenza verrà installato un cabinato, suddiviso come da tavole allegate, per contenere sezioni MT e sezioni AT, si prevede di posizionare un trasformatore in aria.

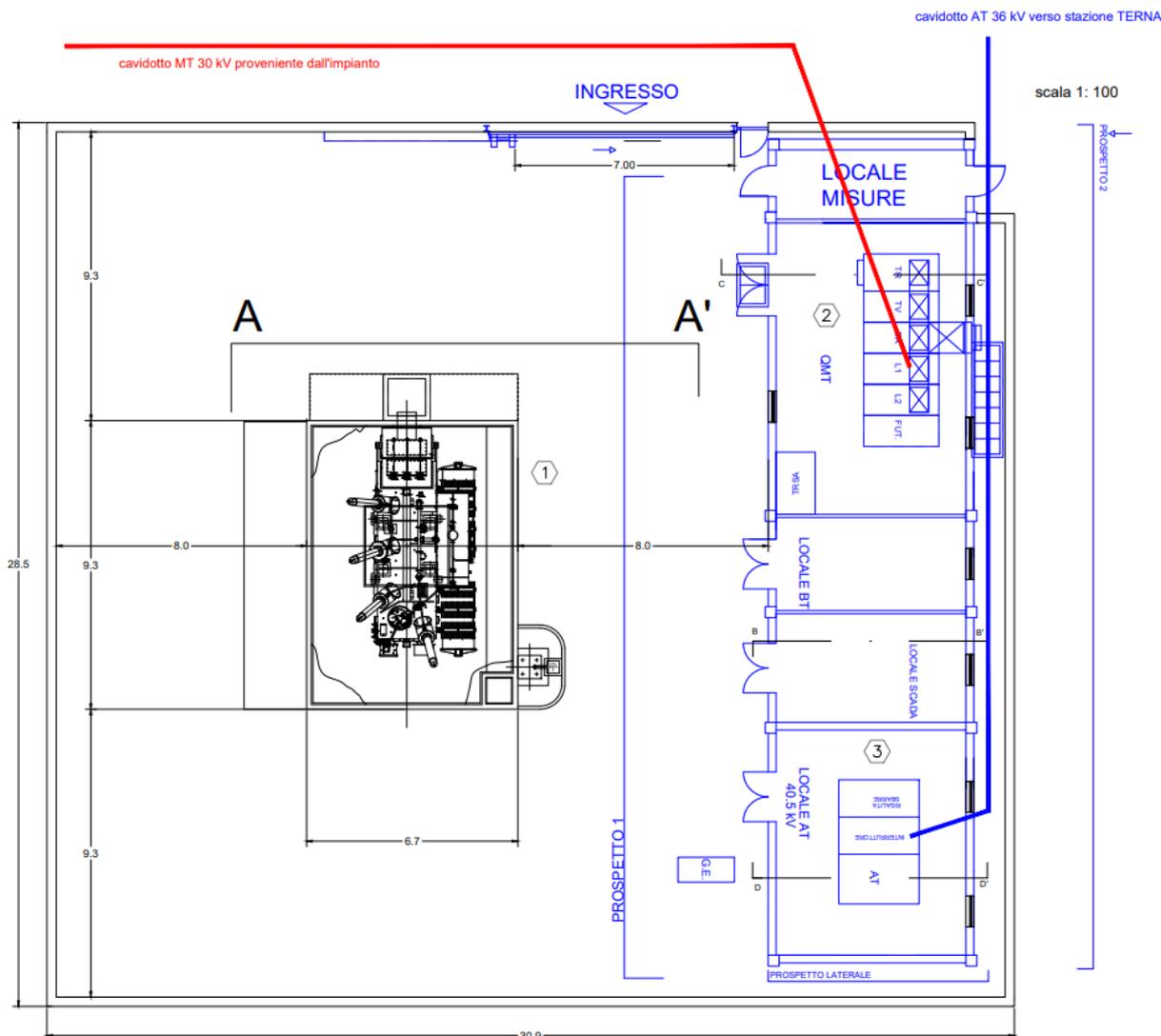


Figura 6.10. – Planimetria della sottostazione di trasformazione e consegna 30/36 kV.

### 6.3.2. Il cavidotto AT 36 kV

Il progetto prevede, per la connessione dell'impianto alla RTN, la realizzazione di un cavidotto AT interrato alla tensione di 36 kV ed interrato dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV, posta in prossimità dell'impianto agrolvoltaico, alla SSE di Terna S.p.A. in costruzione.

Il cavidotto AT suddetto, il cui percorso viene dettagliatamente descritto nell'elaborato "Planimetria del tracciato dell'elettrodotto", può essere schematicamente suddiviso in due tratti:

1. Cavidotto AT 36 kV di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 KV, suddivisibile in due ulteriori tratti, ovvero:
  - Primo tratto, della lunghezza pari a circa 9.010 metri, dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV alla cabina di sezionamento;
  - Secondo tratto, della lunghezza pari a circa 7.790 metri, dalla cabina di sezionamento alla cabina di consegna 36 KV.
2. Cavidotto AT 36 kV di collegamento tra cabina di consegna 36 kV e la SSE Terna S.p.A. in costruzione, della lunghezza pari a circa 1.030 metri.

I cavidotti AT suddetti saranno posati in uno scavo realizzato a sezione obbligata di larghezza pari a 35 cm, ad una profondità di 1,20 - 1,50 m.

La sequenza di posa dei vari materiali all'interno dello scavo sarà la seguente (a partire dal fondo dello scavo fino in superficie):

- Strato di sabbia di 10 cm;
- Cavi posati a trifoglio direttamente sullo strato di sabbia;
- Corda nuda in rame (messa a terra);
- Tubo PE corrugato da 63 mm di diametro esterno per l'alloggiamento della linea in cavo di telecomunicazione (fibra ottica);
- Ulteriore strato di sabbia per complessivi 30 cm;
- Materiale di risulta dello scavo di 20 - 30 cm;
- Nastro segnalatore "cavi elettrici" (posato a non meno di 20 cm dai cavi);
- Materiale di risulta dello scavo (riempimento finale).

Infine si procederà al ripristino dello strato superficiale (terreno, viabilità in terra battuta o asfaltata) secondo le specifiche di progetto e secondo le indicazioni riportate nelle concessioni degli enti proprietari.

Si precisa che sui tratti di cavidotto per i quali non è prevista la realizzazione della viabilità soprastante verranno apposti, ad una distanza di circa 50 metri l'uno d'altro, dei paletti segnalatori riportanti la dicitura "attenzione, presenza di linea interrata AT".

Per i tratti di cavidotto sui quali è prevista la realizzazione della viabilità "permeabile" la composizione della stessa seguirà lo schema e la descrizione riportati nei precedenti paragrafi e relativi ai cavidotti MT interni all'impianto fotovoltaico.

Per tutta la lunghezza del cavidotto il progetto prevede la realizzazione di giunti ispezionabili, posti a distanza di circa 600 metri l'uno dall'altro, la cui posizione sarà definita in fase esecutiva ed in relazione alle interferenze in sottosuolo.

In corrispondenza dell'intersezione tra il cavidotto ed il reticolo idrografico o le infrastrutture esistenti (rete idrica, rete gas, etc.) o in caso di eventuali attraversamenti stradali, ferroviari, fluviali o di altra natura richiesti dagli enti concessionari, il cavidotto verrà posato mediante l'uso della tecnica con trivellazione orizzontale controllata (TOC).

Per la realizzazione di eventuali incroci e parallelismi con altri servizi (cavi di telecomunicazione, tubazioni, etc.) saranno rispettate le distanze previste dalle norme, tenendo conto delle prescrizioni che saranno dettate dagli enti proprietari delle opere interessate.

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

Per le caratteristiche tecniche dei cavi utilizzati si rimanda allo specifico elaborato di progetto "Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici".

### **6.3.3. La cabina di sezionamento**

In considerazione della lunghezza del cavidotto AT di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV e la cabina di consegna 36 kV, di lunghezza pari a 16.800 metri, il progetto prevede l'installazione di n. 1 cabina di sezionamento della linea elettrica AT di utenza.

La cabina di sezionamento sarà posizionata a circa 9.010 metri dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV e occuperà un'area di circa 150 m<sup>2</sup> (area catastale).

La cabina di sezionamento avrà dimensioni 7,90 x 6,70 x 4,60 m (lunghezza x larghezza x altezza), costituita da una struttura prefabbricata in cls precompresso.

La cabina verrà posizionata su una soletta di sottofondazione in cls armato che garantirà un piano di posa idoneo all'installazione del monoblocco.

La parte sottostante della cabina, denominata vasca, sarà adibita per il passaggio dei cavi provenienti dalla sottostazione di trasformazione 30/36 kV posta in prossimità dell'impianto e quelli in uscita per la cabina di consegna 36 kV. All'interno della cabina, saranno posizionate le celle di AT, una in ingresso ed una in uscita, per permettere il sezionamento della linea elettrica.

Per maggiori approfondimenti si rimanda agli elaborati grafici di progetto.

### **6.3.4. La cabina di consegna 36 kV**

Il progetto prevede, in prossimità della Stazione Elettrica a 380/150/36 kV di Terna S.p.A. in costruzione, la realizzazione di una cabina di consegna 36 Kv. La cabina di consegna 36 Kv sarà posizionata circa 200 metri di distanza (in linea d'aria) dalla SSE di Terna S.p.A. e occuperà un'area di circa 610 m<sup>2</sup> (area catastale).

La cabina di consegna 36 kV avrà dimensioni 26,60 x 6,70 x 4,30 m (lunghezza x larghezza x altezza), costituita da una struttura prefabbricata in cls precompresso. La cabina verrà posizionata su una soletta di sottofondazione in cls armato che garantirà un piano di posa idoneo all'installazione del monoblocco. La parte sottostante della cabina, denominata vasca, sarà adibita per il passaggio dei cavi provenienti dalla cabina di sezionamento e quelli in uscita verso la connessione alla SSE di Terna.

Per maggiori approfondimenti si rimanda agli elaborati grafici di progetto.

## **6.4. Analisi delle ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento**

La costruzione dell'impianto agrovoltaiico avrebbe effetti positivi sul piano socio-economico con la creazione di nuove opportunità occupazionali sia nella fase di cantiere (per le attività di costruzione e installazione dell'impianto fotovoltaico e per le attività agricole di primo impianto) che nella fase di esercizio (per le attività di gestione e manutenzione dell'impianto fotovoltaico e per la conduzione del fondo).

L'iniziativa, con i suoi occupati, sia in fase di cantiere che successivamente con la gestione dell'impianto fotovoltaico e dell'agrovoltaiico, costituirà un'importante occasione per la creazione e lo sviluppo di società e ditte che graviteranno attorno allo stesso impianto (sviluppo della filiera per la lavorazione dei prodotti agricoli, ditte di carpenteria, edili, imprese agricole, etc.).

Le attività suddette saranno svolte prevalentemente ricorrendo a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti richiesti per ciascuna operazione e/o lavorazione.

## 6.5. Rispondenza del progetto ai requisiti richiamati nelle “Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici” - MiTE

Il paragrafo 2.2. delle “Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici – Giugno 2022”, elaborate dal gruppo di lavoro coordinato dal MITE e composto da CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria), GSE (Gestore dei servizi energetici S.p.A.), ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile), RSE (Ricerca sul sistema energetico S.p.A.), prescrive che un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola:

- per poter essere definito “impianto agrovoltaico” debba avere determinate caratteristiche e rispondere ai requisiti A, B e D.2;
- per poter essere definito “impianto agrovoltaico avanzato” debba avere determinate caratteristiche e rispondere ai requisiti A, B, C e D (sia D.1 che D.2).

Si riportano di seguito i requisiti sopra richiamati:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l’integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

Tale requisito viene soddisfatto se l’impianto in progetto verifica i seguenti parametri:

- A.1) la Superficie minima coltivata ( $S_{agricola}$ ), intesa come superficie minima dedicata alla coltivazione, dev’essere maggiore o uguale al 70% della Superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ );
- A.2) il LAOR (*Land Area Occupation Ratio*), cioè il rapporto tra la superficie totale di ingombro dell’impianto agrovoltaico ( $S_{pv}$ ) e la superficie totale occupata dal sistema agrovoltaico ( $S_{tot}$ ), dev’essere minore o uguale al 40%. Si precisa che la  $S_{pv}$  è definita come la somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l’impianto (superficie attiva compresa la cornice).
- **REQUISITO B:** Il sistema agrovoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell’attività agricola e pastorale.

Tale requisito viene soddisfatto se l’impianto in progetto verifica i seguenti parametri:

- B.1) la continuità dell’attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell’intervento. Gli elementi da valutare nel corso dell’esercizio dell’impianto, volti a comprovare la continuità dell’attività agricola, sono:
  - a) L’esistenza e la resa della coltivazione;
  - b) Il mantenimento dell’indirizzo produttivo.
- B.2) la producibilità elettrica dell’impianto agrovoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa. In particolare è richiesto che la produzione elettrica specifica di un impianto agrovoltaico (FVagri in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FVstandard in GWh/ha/anno), non sia inferiore al 60% di quest’ultima.

- **REQUISITO C:** L'impianto agrovoltaiico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaiico sia in termini energetici che agricoli.

La configurazione spaziale del sistema agrivoltaiico, e segnatamente l'altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l'area occupata dall'impianto agrovoltaiico o solo sulla porzione che risulti libera dai moduli fotovoltaici.

In sintesi, l'area destinata a coltura oppure ad attività zootecniche può coincidere con l'intera area del sistema agrivoltaiico oppure essere ridotta ad una parte di essa, per effetto delle scelte di configurazione spaziale dell'impianto agrivoltaiico.

L'altezza dei moduli e/o la loro configurazione spaziale determinano differenti tipologie che si possono esemplificare nei seguenti casi:

- TIPO 1) l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo, ed una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaiico e la coltura, e cioè i moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento, grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici. In questa condizione la superficie occupata dalle colture e quella del sistema agrivoltaiico coincidono, fatti salvi gli elementi costruttivi dell'impianto che poggiano a terra e che inibiscono l'attività in zone circoscritte del suolo;
- TIPO 2) l'altezza dei moduli da terra non è progettata in modo da consentire lo svolgimento delle attività agricole al di sotto dei moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un uso combinato del suolo, con un grado di integrazione tra l'impianto fotovoltaico e la coltura più basso rispetto al precedente (poiché i moduli fotovoltaici non svolgono alcuna funzione sinergica alla coltura).
- TIPO 3) i moduli fotovoltaici sono disposti in posizione verticale. L'altezza minima dei moduli da terra non incide significativamente sulle possibilità di coltivazione (se non per l'ombreggiamento in determinate ore del giorno), ma può influenzare il grado di connessione dell'area, e cioè il possibile passaggio degli animali, con implicazioni sull'uso dell'area per attività legate alla zootecnia. Per contro, l'integrazione tra l'impianto agrivoltaiico e la coltura si può esplicare nella protezione della coltura compiuta dai moduli fotovoltaici che operano come barriere frangivento.

Considerata l'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, si possono fissare come valori di riferimento per rientrare nel tipo 1) e 3):

- 1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- 2,1 metri nel caso di attività colturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione).

Gli impianti di tipo 1) e 3) sono identificabili come impianti agrivoltaici avanzati che rispondono al REQUISITO C, mentre gli impianti agrivoltaici di tipo 2), invece, non comportano alcuna integrazione fra la produzione energetica ed agricola, ma esclusivamente un uso combinato della porzione di suolo interessata.

- **REQUISITO D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Tale requisito è soddisfatto se l'impianto in progetto verifica i seguenti parametri:

- D.1) il monitoraggio del risparmio idrico;
- D.2) il monitoraggio della continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

**Da quanto fin qui esposto circa le caratteristiche dell'impianto in progetto è possibile affermare che lo stesso può essere definito "impianto agrovoltaico" poiché rispetta i requisiti A (sia A.1 che A.2), B (sia B.1 che B.2), e D.2.**

Infatti risulta che rispetto al requisito:

- A.1) la Superficie minima coltivata ( $S_{agricola}$ ) pari a 432.548 m<sup>2</sup>, costituita dalla somma delle aree recintate coltivate, delle aree non recintate coltivate o destinate all'attività di apicoltura e delle aree di mitigazione esterne alle recinzioni, rappresenta il 91,16% della Superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ ).
- A.2) il LAOR è pari al 23,73 %, poiché la superficie totale di ingombro dell'impianto fotovoltaico ( $S_{pv}$ ) è pari a 112.549 m<sup>2</sup> e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ ) è pari a 474.354 m<sup>2</sup>. La  $S_{pv}$  è calcolata come prodotto tra il numero di moduli fotovoltaici installati per la superficie di massimo ingombro del modulo stesso.

Risulta quindi soddisfatto il requisito per cui la  $S_{pv} \leq 40\% S_{tot}$ .

- B.1) punto a) – L'esistenza e la resa della coltivazione. il valore della produzione agricola prevista dal progetto con la coltivazione differenziata delle ortive, delle prative, delle piante mellifere (con l'attività di apicoltura) e dell'ulivo, è maggiore rispetto a quello della produzione agricola attuale, con i terreni coltivati per lo più a seminativo.
- B.1) punto b) – Il mantenimento dell'indirizzo produttivo. I terreni coltivati e interessati dall'impianto agrovoltaico continueranno ad essere destinati a seminativo e ad ortive da pieno campo. Solamente le aree su cui è prevista la realizzazione della mitigazione visiva dell'impianto, esterne e perimetrali alle aree recintate, saranno coltivate con piante arbustive mellifere (ginestra, corniolo e prugnolo).
- B.2) dalle verifiche effettuate risulta che la produzione elettrica specifica dell'impianto in progetto è maggiore del 60% della produzione elettrica specifica di un impianto fotovoltaico standard.

- C) come detto in precedenza i tracker, in esercizio, avranno una distanza minima dal terreno pari a 210 cm ed un'altezza massima pari a circa 407 cm, ovvero un'altezza media pari a circa 308,5 cm, superiore all'altezza minima richiesta (pari a 210 cm) e necessaria per consentire l'utilizzo sotto i tracker di macchinari funzionali alla coltivazione.
- D.2) per il monitoraggio della continuità dell'attività agricola è prevista, durante tutta la fase d'esercizio dell'impianto agrovoltaico, la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo, con una cadenza stabilita, alla quale potranno essere allegati i 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), etc.

## 7. QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

### 7.1. Premessa

Il quadro di riferimento ambientale ha come finalità quella di individuare i possibili effetti del Progetto sulle diverse componenti ambientali, in relazione allo stato attuale delle stesse:

- Atmosfera e Clima: qualità dell'aria e caratterizzazione meteorologica;
- Ambiente Idrico: acque sotterranee e acque superficiali (dolci, salmastre e marine), considerate come componenti, come ambienti e come risorse;
- Suolo e Sottosuolo: intesi sotto il profilo geologico, geomorfologico e pedologico, nel quadro dell'ambiente in esame, ed anche come risorse non rinnovabili;
- Flora e Fauna: formazioni vegetali ed associazioni animali, emergenze più significative, specie protette ed equilibri naturali;
- Ecosistemi: complessi di componenti e fattori fisici, chimici e biologici tra loro interagenti ed interdipendenti, che formano un sistema unitario e identificabile per propria struttura, funzionamento ed evoluzione temporale salute pubblica: come individui e comunità;
- Elettromagnetismo: considerato in rapporto all'ambiente sia naturale che umano;
- Effetti Acustici: considerati in rapporto all'ambiente sia naturale, che umano;
- Paesaggio: un elemento che deve essere valutato facendo riferimento a criteri oggettivi e/o soggettivi.

Come meglio dettagliato di seguito, la realizzazione dell'impianto agrovoltaiico in località "La Paduletta", genererà delle modifiche modeste al suolo, al territorio e al paesaggio e non introdurrà interazioni con la flora e la fauna suscettibili di svolgere potenzialmente un'azione alterante equilibri.

Al fine di preservare e minimizzare lo stato attuale dell'ambiente oggetto d'intervento, si ritiene necessario definire i possibili impatti ambientali nell'area all'interno della quale si interverrà con la realizzazione dell'impianto e le eventuali misure compensative necessarie stabilite.

Il presente Capitolo riporta:

- l'analisi della qualità ambientale con riferimento alle componenti dell'ambiente potenzialmente soggette ad un impatto importante dal progetto proposto, con particolare riferimento alla popolazione e salute umana; biodiversità; territorio, suolo, acqua, aria e clima; beni materiali, patrimonio culturale, paesaggio; interazione tra i fattori elencati;
- la valutazione quali-quantitativa degli impatti potenziali tra le componenti ambientali sopra elencate e le opere in progetto, nella fase di cantiere, d'esercizio e di dismissione;
- descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare rilevanti effetti negativi del progetto sull'ambiente, laddove presenti;
- le indicazioni sul progetto di monitoraggio ambientale.

## 7.2. Inquadramento generale dell'area di studio

L'ambito territoriale interessato dal progetto agrolvoltaico, con riferimento all'intero territorio della regione Puglia, è rappresentato in figura 7.1.



Figura 7.1. – Inquadramento regionale area di progetto (in rosso).

L'impianto proposto, con un maggior dettaglio localizzato su base Ortofoto, è illustrato in figura 7.2.



Figura 7.2. – Ortofoto con l'indicazione delle aree che costituiscono l'impianto agrovoltaico in progetto (in verde), dei cavidotti MT di collegamento tra le aree (in blu), del cavidotto AT di collegamento tra la sottostazione di trasformazione 30/36 kV, la cabina di consegna 36 kV e la SSE 380/150/36 kV di TERNA S.p.A. in costruzione.

Per la definizione dell'area in cui indagare le diverse matrici ambientali potenzialmente interferite dal progetto (e di seguito presentate) sono state introdotte le seguenti definizioni:

- *Area di Progetto*: che corrisponde all'area presso la quale sarà installato il parco solare fotovoltaico;
- *Area Vasta*: che è definita in funzione della magnitudo degli impatti generati e della sensibilità delle componenti ambientali interessate.

L'area vasta corrisponde all'estensione massima di territorio entro cui, allontanandosi gradualmente dall'opera progettata, gli effetti sull'ambiente si affievoliscono fino a diventare, via via, meno percettibili. Peraltro, è importante precisare, a tal proposito, che i contorni territoriali di influenza dell'opera variano in funzione della componente ambientale considerata e raramente sono riconducibili ad estensioni di territorio geometricamente regolari.

In generale, l'area vasta comprende l'area del progetto includendo le linee di connessione elettrica fino al punto di connessione con la rete elettrica principale. Fanno eccezione:

- la componente faunistica, con particolare riferimento alla avifauna, la cui area vasta è definita sull'intero contesto del comune di Mesagne e di Brindisi, data la presenza di aree protette importanti per la conservazione di diverse specie;
- la componente socio-economica e salute pubblica, per le quali l'Area Vasta è estesa fino alla scala provinciale-regionale;

- la componente paesaggio, per la quale l'Area Vasta è estesa ad un intorno di circa 5 km di raggio centrato sull'Area di Progetto, così da includere i potenziali punti panoramici.

In linea generale, l'area vasta di riferimento risulta essere soggetta ad utilizzo agricolo. Immersa in una matrice antropizzata costituita, nello specifico, da strutture rurali a cui seguono impianti produttivi agricoli arborei ed erbacei.

### **7.3. Metodologia di valutazione degli impatti**

Per valutare la significatività di un impatto in fase di costruzione, esercizio e dismissione del progetto, è stato preso come riferimento quanto riportato sulle Linee Guida *Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on Scoping (Directive 2011/92/EU as amended by 2014/52/EU) European Union, 2017*.

La valutazione di significatività si basa su giudizi di esperti informati su ciò che è importante, desiderabile o accettabile in relazione ai cambiamenti innescati dal progetto in questione. Questi giudizi sono relativi e devono essere sempre compresi nel loro contesto. Al momento, non esiste un consenso internazionale tra i professionisti su un approccio singolo o comune per valutare il significato degli impatti. Questo ha senso considerando che il concetto di significatività differisce tra i vari contesti: politici, sociali e culturali che i progetti affrontano. Tuttavia, la determinazione della rilevanza degli impatti può variare notevolmente, a seconda dell'approccio e dei metodi selezionati per la valutazione. La scelta delle procedure e dei metodi appropriati per ciascun giudizio varia a seconda delle caratteristiche del progetto.

Diversi metodi, siano essi quantitativi o qualitativi, possono essere utilizzati per identificare, prevedere e valutare il significato di un impatto. Le soglie possono aiutare a determinare il significato degli effetti ambientali, ma non sono necessariamente certe. Mentre per alcuni effetti (come cambiamenti nei volumi di traffico o livelli di rumore) è facile quantificare come si comportano rispetto a uno standard legislativo o scientifico, per altri, come gli habitat della fauna selvatica, la quantificazione è difficile e le descrizioni qualitative devono essere considerate. In ogni caso, le soglie dovrebbero essere basate su requisiti legali o standard scientifici che indicano un punto in cui un determinato effetto ambientale diventa significativo. Se non sono disponibili norme legislative o scientifiche, i professionisti della VIA possono quindi valutare la significatività dell'impatto in modo più soggettivo utilizzando il metodo di analisi multicriterio. Tale metodo di analisi è stato quindi utilizzato per la classificazione degli impatti generati dal progetto in questione sui fattori ambientali sia in fase di realizzazione, di esercizio che di dismissione dell'opera.

Di seguito si riportano le principali tipologie di impatti:

- *diretto*: impatto derivante da un'interazione diretta tra il progetto e una risorsa/recettore;
- *indiretto*: impatto che non deriva da un'interazione diretta tra il progetto ed il suo contesto di riferimento naturale e socio-economico, come risultato di una successiva interazione che si verifica nell'ambito del suo contesto naturale ed umano;
- *cumulativo*: impatto risultato dell'effetto aggiuntivo, su aree o risorse usate o direttamente impattate dal progetto, derivanti da altri progetti di sviluppo esistenti, pianificati o ragionevolmente definiti nel momento in cui il processo di identificazione degli impatti e del rischio viene condotto.

La determinazione della significatività degli impatti si basa su una matrice di valutazione che combina la “magnitudo” degli impatti potenziali (pressioni del progetto) e la sensibilità dei recettori/risorse.

La significatività degli impatti può essere categorizzata secondo le seguenti classi:

- ✓ **Bassa;**
- ✓ **Media;**
- ✓ **Alta;**
- ✓ **Critica.**

		Sensibilità della Risorsa/Recettore		
		Bassa	Media	Alta
Magnitudo del Progetto	Trascurabile	Bassa	Bassa	Bassa
	Bassa	Bassa	Media	Alta
	Media	Media	Alta	Critica
	Alta	Alta	Critica	Critica

Tabella 7.1 – Significatività degli impatti.

In particolare, la classe di significatività sarà:

- *bassa*, quando, a prescindere dalla sensibilità della risorsa, la magnitudo è trascurabile oppure quando magnitudo e sensibilità sono basse;
- *media*, quando la magnitudo dell’impatto è bassa/media e la sensibilità del recettore è rispettivamente media/bassa;
- *alta*, quando la magnitudo dell’impatto è bassa/media/alta e la sensibilità del recettore è rispettivamente alta/media/bassa;
- *critica*, quando la magnitudo dell’impatto è media/alta e la sensibilità del recettore è rispettivamente alta/media.

Nel caso in cui la risorsa/recettore sia essenzialmente non impattata oppure l’effetto sia assimilabile ad una variazione del contesto naturale, nessun impatto potenziale è atteso e pertanto non deve essere riportato.

La **sensibilità** delle componenti ambientali potenzialmente soggette ad un impatto (risorse/recettori) è funzione del contesto iniziale di realizzazione del Progetto. In particolare, è data dalla combinazione di:

- *importanza/valore* della componente ambientale che è generalmente valutata sulla base della sua protezione legale, del suo valore ecologico, storico o culturale;
- *vulnerabilità/resilienza* della componente ambientale ovvero capacità di adattamento ai cambiamenti prodotti dal Progetto e/o di ripristinare lo stato *ante-operam*.

Come menzionato in precedenza, la sensibilità è caratterizzabile secondo tre classi:

- bassa;
- media;
- alta.

La **magnitudo** descrive il cambiamento che l'impatto di un'attività di Progetto può generare su una componente ambientale. Come visto, è caratterizzabile secondo quattro classi:

- trascurabile;
- bassa;
- media;
- alta.

La sua valutazione è funzione dei seguenti parametri:

- Durata: periodo di tempo per il quale ci si aspetta il perdurare dell'impatto prima del ripristino della risorsa/recettore; è possibile distinguere un periodo:
  - *temporaneo*: l'effetto è limitato nel tempo, risultante in cambiamenti non continuativi dello stato quali/quantitativo della risorsa/recettore. La/il risorsa/recettore è in grado di ripristinare rapidamente le condizioni iniziali. In assenza di altri strumenti per la determinazione esatta dell'intervallo di tempo, può essere assunto come riferimento per la durata temporanea un periodo approssimativo pari o inferiore a 1 anno;
  - *breve termine*: l'effetto è limitato nel tempo e la risorsa/recettore è in grado di ripristinare le condizioni iniziali entro un breve periodo di tempo. In assenza di altri strumenti per la determinazione esatta dell'intervallo temporale, si può considerare come durata a breve termine dell'impatto un periodo approssimativo da 1 a 5 anni;
  - *lungo termine*: l'effetto è limitato nel tempo e la risorsa/recettore è in grado di ritornare alla condizione precedente entro un lungo arco di tempo. In assenza di altri strumenti per la determinazione esatta del periodo temporale, si consideri come durata a lungo termine dell'impatto un periodo approssimativo da 5 a 30anni;
  - *permanente*: l'effetto non è limitato nel tempo, la risorsa/recettore non è in grado di ritornare alle condizioni iniziali e/o il danno/i cambiamenti sono irreversibili. In assenza di altri strumenti per la determinazione esatta del periodo temporale, si consideri come durata permanente dell'impatto un periodo di oltre 30 anni.
- Estensione: area interessata dall'impatto. Essa può essere:
  - *locale*: gli impatti sono limitati ad un'area contenuta che varia in funzione della componente specifica;
  - *regionale*: gli impatti riguardano un'area che può interessare diverse provincie fino ad un'area più vasta, non necessariamente corrispondente ad un confine amministrativo;
  - *nazionale*: gli impatti interessano più regioni e sono delimitati dai confini nazionali;
  - *transfrontaliero*: gli impatti interessano più paesi, oltre i confini del paese ospitante il progetto.
- Entità: grado di cambiamento delle componenti ambientali rispetto alla loro condizione iniziale *ante* – *operam*. In particolare, si ha:

- *non riconoscibile* o variazione difficilmente misurabile rispetto alle condizioni iniziali o impatti che interessano una porzione limitata della specifica componente o impatti che rientrano ampiamente nei limiti applicabili o nell'intervallo di variazione stagionale;
- *riconoscibile* cambiamento rispetto alle condizioni iniziali o impatti che interessano una porzione limitata di una specifica componente o impatti che sono entro/molto prossimi ai limiti applicabili o nell'intervallo di variazione stagionale;
- *evidente differenza* dalle condizioni iniziali o impatti che interessano una porzione sostanziale di una specifica componente o impatti che possono determinare occasionali superamenti dei limiti applicabili o dell'intervallo di variazione stagionale (per periodi di tempo limitati);
- *maggior variazione* rispetto alle condizioni iniziali o impatti che interessano una specifica componente completamente o una sua porzione significativa o impatti che possono determinare superamenti ricorrenti dei limiti applicabili o dell'intervallo di variazione stagionale (per periodi di tempo lunghi).

Dalla combinazione di durata, estensione ed entità si ottiene la magnitudo degli impatti. In particolare:

Durata	Estensione	Entità	Magnitudo
Temporaneo	Locale	Non riconoscibile	Trascurabile
Breve termine	Regionale	Riconoscibile	Bassa
Lungo termine	Nazionale	Evidente	Media
Permanente	Transfrontaliero	Maggiore	Alta

Durata	Estensione	Entità	Magnitudo
1	1	1	3-4
2	2	2	5-7
3	3	3	8-10
4	4	4	11-12

Tabella 7.2. – Magnitudo degli impatti.

In merito alla durata (uno dei parametri che definisce la magnitudo dell'impatto) si precisa che nelle valutazioni degli impatti che interessano l'intera fase di costruzione/dismissione, nonostante tale fase duri al massimo circa sei mesi, si considererà "a vantaggio di sicurezza" una durata cosiddetta a breve termine.

Descrivere gli impatti in termini dei criteri di cui sopra fornisce una base coerente e sistematica per il confronto e l'applicazione di un giudizio.

L'impatto ambientale dei Moduli Solari Fotovoltaici può essere distinto in diverse fasi:

1. Fase di produzione;
2. Fase di fine vita del prodotto;
3. Fase di esercizio (impatto sul paesaggio).

Nella *fase di produzione* dei pannelli solari l'impatto ambientale è assimilabile a quello di qualsiasi industria o stabilimento chimico. Nel processo produttivo sono utilizzate sostanze tossiche o esplosive che richiedono la presenza di sistemi di sicurezza e attrezzature adeguate alla tutela della salute dei lavoratori.

In caso di guasti l'impatto sull'ambiente può essere forte ma pur sempre locale. L'inquinamento prodotto in caso di malfunzionamento della produzione incide soprattutto sul sito in cui è localizzata la produzione. A seconda della tipologia di pannello solare fotovoltaico si avranno differenti rischi. La produzione del pannello solare cristallino implica la lavorazione di sostanze chimiche come il triclorosilano, il fosforo ossicloridrico e l'acido cloridrico.

Un Modulo Solare Fotovoltaico è garantito per almeno 25 anni ma può avere una durata di molto superiore, ben più lunga di qualsiasi bene mobile di consumo o di investimento. Durante la *fase di esercizio*, si può affermare che gli impianti fotovoltaici non causano inquinamento ambientale: dal punto di vista chimico non producono emissioni, residui o scorie; dal punto di vista termico le temperature massime in gioco raggiungono valori non superiori a 60°C, inoltre non producono inquinamento acustico.

La fonte fotovoltaica è l'unica che non richiede organi in movimento né circolazione di fluidi a temperature elevate o in pressione, e questo è un vantaggio tecnico determinante per la sicurezza dell'ambiente. Possiamo considerare una vita media di un pannello intorno ai 30 anni, senza considerare eventuali guasti. Essendo il fotovoltaico un prodotto relativamente nuovo, ci troviamo oggi ad affrontare una prima fase di sviluppo dell'industria del riciclo del fotovoltaico, che potrebbe riuscire a trasformare questi rifiuti in una risorsa. È chiaro che un primo passo da fare è a monte della filiera: importante sarebbe utilizzare meno materiali per la realizzazione dei pannelli, grazie ad una progettazione consapevole della necessità di riciclare il prodotto al termine della sua vita.

In un pannello fotovoltaico ci sono diversi materiali, nella maggior parte non pericolosi, come vetro, polimeri e alluminio. Le sostanze potenzialmente pericolose per la salute sono in piccola percentuale rispetto al totale e principalmente sono cadmio, selenio e gallio. Non è difficile comprendere che un corretto riciclaggio dei pannelli fotovoltaici potrebbe diventare una ricca risorsa per la produzione di materie da reimmettere nelle filiere produttive, di pannelli e non solo. Per fare ciò è necessario smontare il pannello e separare correttamente i materiali che lo compongono. Interessante sarebbe anche lo sviluppo di un mercato di pannelli solari usati, soprattutto in quei paesi in via di sviluppo in cui il potere d'acquisto è limitato.

#### **7.4. Atmosfera e Clima**

La componente ambientale "atmosfera" viene valutata attraverso i suoi due elementi caratterizzanti: *qualità dell'aria e condizioni meteorologiche*. Il sole, in particolare, costituisce ovviamente elemento fondamentale per la tecnologia fotovoltaica.

L'**aria** determina alcune condizioni necessarie al mantenimento della vita, quali la fornitura dei gas necessari alla respirazione (o direttamente o attraverso scambi con gli ambienti idrici), l'attenuazione di valori estremi di temperatura, la protezione (attraverso uno strato di ozono) dalle radiazioni ultraviolette provenienti dall'esterno. Ne consegue che il suo inquinamento può comportare effetti fortemente indesiderati sulla salute umana e sulla vita nella biosfera in generale.

Ai fini delle valutazioni di impatto ambientale, è necessario distinguere tra le "emissioni" in atmosfera di aria contaminata da parte delle attività in progetto e l'aria a livello del suolo, dove avvengono gli scambi con le altre componenti ambientali (popolazione umana, vegetazione, fauna). Il **clima** può essere

definito come l'effetto congiunto di fenomeni meteorologici che determinano lo stato medio del tempo atmosferico. Esso è innanzitutto legato alla posizione geografica di un'area (latitudine, distanza dal mare, ecc.) ed alla sua altitudine rispetto al livello del mare. I fattori meteorologici che influenzano direttamente il clima sono innanzitutto la temperatura e l'umidità dell'aria, la nuvolosità e la radiazione solare, le precipitazioni, la pressione atmosferica e le sue variazioni, il regime dei venti regnanti e dominanti. Ai fini degli studi di impatto il clima rappresenta un fattore determinante in quanto fattore di modificazione dell'inquinamento atmosferico, ed in quanto bersaglio esso stesso di possibili impatti.

La conoscenza delle caratteristiche climatiche è di fondamentale importanza per la comprensione della struttura del paesaggio vegetale a valere sull'influenza che, il clima, esercita su tutte le componenti degli ecosistemi. In termini operativi, la caratterizzazione del clima è stata effettuata prendendo in esame: l'altitudine ed i dati termo – pluviometrici; nonché passando in esame le carte regionali di rappresentazione grafica dei principali indici bioclimatici.

#### ***7.4.1. Caratterizzazione meteoclimatica***

La Regione Puglia presenta un clima tipicamente mediterraneo, con inverni miti ed estati lunghe e calde, spesso secche. Le fasce costiere risentono dell'azione mitigatrice del mare, caratterizzandosi per un clima con ridotte escursioni termiche stagionali. Le caratteristiche climatiche delle aree interne sono invece più prettamente continentali, con maggiore variazione delle temperature tra l'estate e l'inverno. Alcune zone della regione presentano di conseguenza inverni rigidi. Le precipitazioni piovose, che si concentrano nei mesi freddi, sono piuttosto scarse: la media regionale è di 500-600 mm annui, con piovosità più accentuate solo nelle aree come il Gargano, dove i rilievi esercitano un'azione di cattura dei venti.

L'unica vera costante climatica è rappresentata dalla presenza di un periodo arido, caratterizzato dalla concorrenza di precipitazioni scarse, temperature elevate e lungo irraggiamento solare: nel corso di tale periodo, vegetazione si trova molto spesso a far ricorso alle proprie riserve idriche. L'inizio del periodo di aridità varia molto a seconda delle annate (da marzo/aprile a maggio/giugno), concludendosi, generalmente, fra settembre ed ottobre. L'aridità climatica va a sua volta a sovrapporsi alla aridità pedologica, dovuta alla natura calcarea del territorio.

#### ***Temperatura e piovosità***

Il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali (MIPAAFT), attraverso l'Osservatorio Agroclimatico, mette a disposizione la serie storica degli ultimi 10 anni delle temperature medie annuali (minima e massima) e delle precipitazioni a livello provinciale. In particolare, le statistiche meteoclimatiche, riportate di seguito, sono stimate con i dati delle serie storiche meteorologiche giornaliere delle stazioni della Rete Agrometeorologica nazionale (RAN), del Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare e dei servizi regionali italiani.

La stima delle statistiche meteoclimatiche delle zone o domini geografici d'interesse è eseguita con un modello geostatistico non stazionario che tiene conto sia della localizzazione delle stazioni sia della tendenza e della correlazione geografica delle grandezze meteorologiche. Le statistiche meteorologiche e climatiche sono archiviate nella Banca Dati Agrometeorologica Nazionale.

Come larga parte del territorio Pugliese, l'area presenta un clima tipicamente Mediterraneo.

La piovosità media annua è di circa 550 mm, mentre le temperature massime raggiungono anche punte di 40°C nei mesi più caldi. Per quanto riguarda la nuvolosità, i mesi meno nuvolosi risultano essere luglio e agosto, i più nuvolosi dicembre e gennaio. L'evapotraspirazione potenziale è stata calcolata con valori oscillanti tra 800 e 850 mm. I venti prevalenti nella zona sono di provenienza dai quadranti NW e NNW, i quali, spesso, spirano piuttosto impetuosi.

	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre
Medie Temperatura (°C)	7.2	7.8	10.8	14.6	19.5	24.7	27.3	27.1	21.9	17.4	12.6	8.4
Temperatura minima (°C)	3.2	3.3	5.9	9	13.2	17.8	20.4	20.5	16.7	12.8	8.5	4.5
Temperatura massima (°C)	11.7	12.5	16	20.2	25.4	30.9	33.7	33.6	27.4	22.8	17.4	12.8
Precipitazioni (mm)	54	46	54	55	38	29	23	21	39	47	56	60
Umidità (%)	78%	75%	71%	65%	57%	48%	44%	48%	60%	70%	75%	79%
Giorni di pioggia (g.)	7	7	6	7	5	4	3	3	5	5	6	7
Ore di sole (ore)	5.6	6.3	8.0	9.8	11.6	12.8	12.8	11.8	9.7	7.5	6.3	5.5

Tabella 7.3. – Dati meteo e medie stagionali (medie dal 1911 al 2021 – fonte dati: climatedata.org).

Come si evince dalla Tabella 7.3, la differenza tra le piogge del mese più secco e quelle del mese più piovoso è 39 mm. Le temperature medie hanno una variazione di 20.1 °C nel corso dell'anno.

### Irraggiamento

Nel foggiano, il mese con il maggior numero di ore di sole giornaliere è giugno con una durata media di 12,76 ore giornaliere, per un totale di 395,56 ore di sole. Il mese con il minor numero di ore di sole giornaliere è gennaio, con una media di 5,5 ore giornaliere, per un totale di 170,43 ore di sole.

Nel corso dell'anno le ore di sole nella zona del foggiano, sono circa 3.280,95, con una durata media mensile di 107,69 ore.

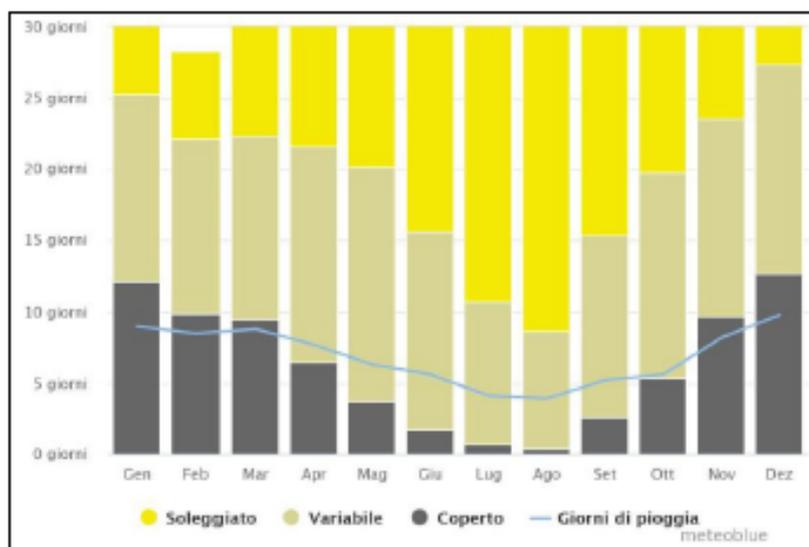


Figura 7.3. – Andamento climatico delle medie mensili (Fonte dati: Mteoblu.it).

Le aree oggetto di intervento ricadono in zona tra le più produttive d'Italia in termini di irraggiamento (circa 1400 kWh/1kWp). Ne consegue l'ottimizzazione della radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli che verranno installati presso l'impianto agrivoltaico.

Specificamente l'inclinazione e l'orientamento dei moduli, sono calcolati in modo da massimizzare la resa e in grado di assorbire, lungo l'arco della giornata, la maggior quantità di radiazione emessa dal sole.

Per meglio comprendere la radiazione incidente nella regione oggetto di studio si riporta la cartographic thematic redatta da Joint Research Centre-Commissione Europea (Photovoltaic Geographical Information System). Ovviamente, per le caratteristiche dei pannelli solari, il valore tabulato rappresenta stima approssimativa calcolata su scala nazionale. Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si colloca nella regione del territorio italiano caratterizzato da livelli di irraggiamento orizzontale annuo pari a circa 1.546,5 kWh/m<sup>2</sup> per un valore orientativo di producibilità fotovoltaica compresa tra 1.300 kWh/kWp e 1.400 kWh/kWp.

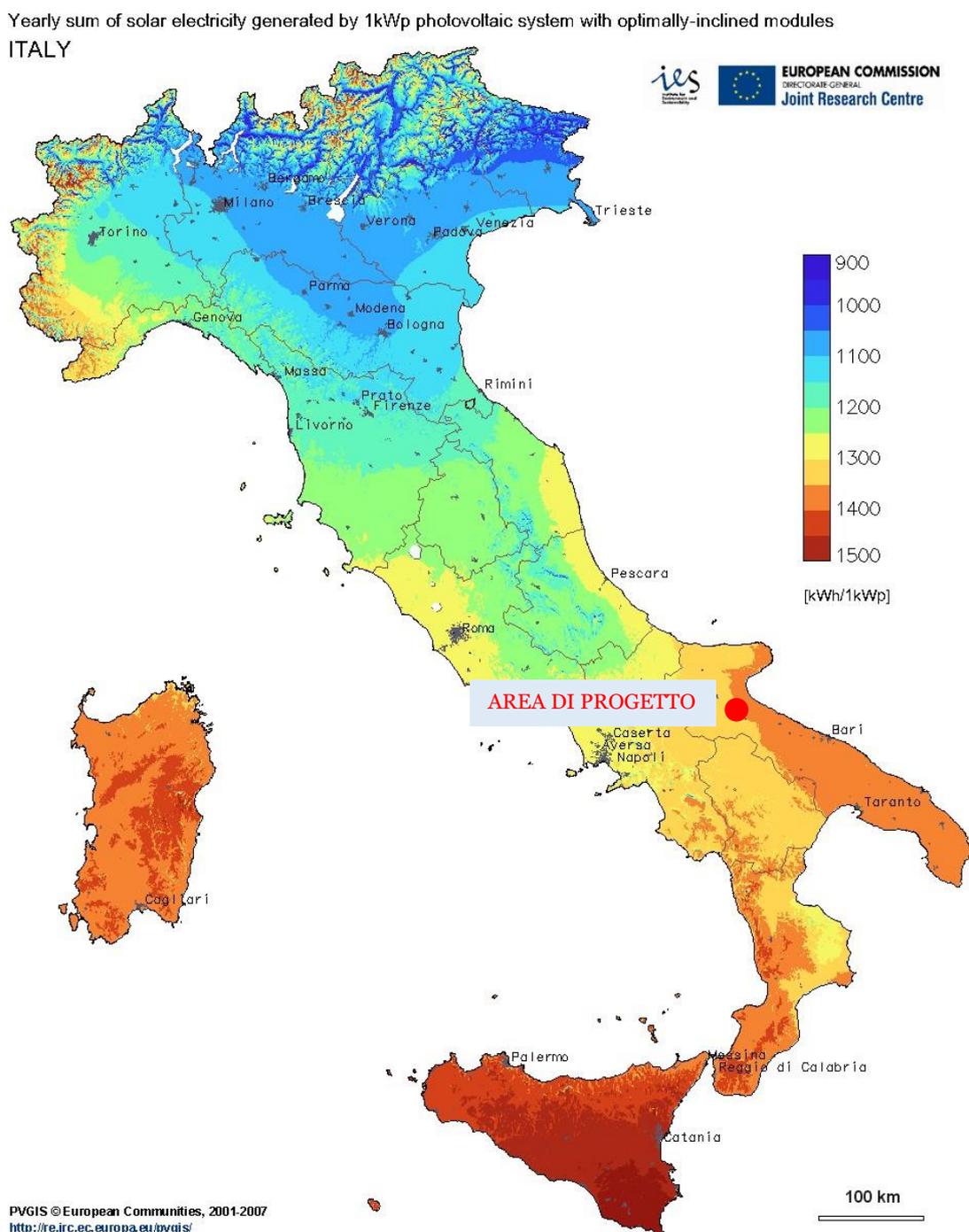


Figura 7.4. – Radiazione solare sul Territorio Italiano.

### 7.4.2. Valutazione degli Impatti

Come già precedentemente accennato gli unici impatti attesi nei confronti dell'atmosfera e/o del clima circostante l'area di intervento, sono dovuti essenzialmente ai seguenti fattori:

- emissioni in atmosfera di polveri in atmosfera e loro ricaduta;
- emissioni di inquinanti organici ed inorganici in atmosfera e loro ricaduta.

Durante la fase di costruzione dell'impianto e delle opere connesse l'emissione di polveri sarà dovuta al transito dei mezzi pesanti per la fornitura di materiali e dei mezzi d'opera per la realizzazione delle attività di preparazione del sito e per l'adeguamento della viabilità interna. Il sollevamento di polveri da parte dei mezzi potrà essere minimizzato attraverso una idonea pulizia dei mezzi ed eventuale bagnatura delle superfici più esposte. Emissioni di polveri potranno, inoltre, essere generate durante la realizzazione dei tratti di cavo interrato per il collegamento dell'impianto alle cabine di consegna e da queste alla Stazione Elettrica lato Utente.

Tali attività saranno di lieve entità, di durata complessiva contenuta e con scavi superficiali di profondità non superiore a 120 cm e determineranno i volumi di scavo meglio quantificati nell'elaborato "Relazione Terre e Rocce da Scavo". In relazione alle emissioni di inquinanti organici e inorganici in atmosfera e alla loro ricaduta, queste potranno essere dovute esclusivamente agli scarichi dei pochi mezzi meccanici impiegati per le attività e per il trasporto di personale e materiali. I mezzi utilizzati saranno verificati secondo la normativa sulle emissioni gassose.

La tabella 7.4. riporta la valutazione degli impatti in fase di cantiere:

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Transito mezzi pesanti	Emissione di polveri in Atmosfera e loro ricaduta	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Adeguamento viabilità		breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Scavo e posa in opera cavidotto		breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Transito dei mezzi pesanti	Emissione di inquinanti organici e inorganici in atmosfera e loro ricaduta	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.4. – Valutazione degli impatti sulla componente atmosfera in fase di cantiere.

Sulla base di quanto sopra riportato, ed in particolare del ridotto numero di mezzi impiegati e di viaggi effettuati, della temporaneità di ciascuna attività e della loro breve durata, nonché delle caratteristiche dell'area in cui si inseriranno le indagini, si ritiene che l'impatto sulla componente atmosfera in **fase di cantiere** possa essere considerato **trascurabile**.

Durante la **fase di esercizio** non saranno generate emissioni gassose (a meno di quelle degli autoveicoli per il trasporto delle poche unità di personale di manutenzione e controllo dell'impianto, che possono essere considerati trascurabili, così come quelle prodotte dai mezzi agricoli durante le fasi di coltivazione dei terreni), né di polveri in atmosfera.

D'altro canto, la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica determinerà un **impatto positivo** di lunga durata in termini di mancato apporto di gas ad effetto serra da attività di produzione energetica.

Durante la **fase di fine esercizio** gli impatti potenziali sulla componente atmosfera, nonché gli accorgimenti adottabili per la loro minimizzazione, sono assimilabili a quelli già valutati per la fase di cantiere, essendo principalmente legati al transito dei mezzi meccanici e alle attività di scavo superficiale per la rimozione del cavo interrato. L'impatto sulla qualità dell'aria in fase di fine esercizio viene valutato come **trascurabile**.

## **7.5. Suolo e sottosuolo**

### **7.5.1. Inquadramento Geologico**

L'area oggetto di studio rientra nel Foglio 175 "Cerignola" (IGM 1:100.000) e al Foglio 422 "Cerignola" del Progetto CARG (1:50.000) ed è occupata per lo più da sedimenti plio-quadernari che hanno colmato la parte orientale dell'avanfossa appenninica compresa tra i monti della Daunia ad ovest, il Promontorio del Gargano ad est, il fiume "Fortore" a nord e il fiume "Ofanto" a sud.

Gli studi geologici più importanti sono quelli del "Checchia Rispoli" dell'inizio del 1900 e principalmente le osservazioni geologiche sull'Appennino e sulla Capitanata dove l'autore descrive le formazioni geologiche affioranti nella zona del foglio di Cerignola accennando al complesso del flysch (da lui designato come argille scagliose policrome) dei dintorni di Rocchetta S. Antonio e di Candela fornendone anche una sezione. Tratta successivamente delle formazioni arillo-sabbiose e conglomeratiche che ricoprono vaste zone del circondario di Candela ed Ascoli Satriano specificando che tali sedimenti ascrivibili al Pliocene superiore sono ricoperti verso la pianura del Tavoliere da depositi ciottolosi del Quaternario.

Successivamente sempre di carattere generale è da ricordare il lavoro effettuato da "G. D'erasmo" nel quale l'autore, nel trattare le formazioni sedimentarie del Tavoliere, distingue una successione stratigrafica di quattro complessi: argille inferiori, sabbie inferiori, argille superiori, sabbie superiori frammiste a depositi ciottolosi, confermando i riferimenti cronologici dati in precedenza dal "Checchia-Rispoli" e comprendendo nel Pliocene la zona collinare tra le quote 400 e 200 metri interposta fra i depositi mar-noargillosi del flysch, ad occidente, e i sedimenti marino salmastri del Quaternario, ad oriente.

Nel complesso le formazioni mesozoiche di retro scogliera formano due gruppi con facies distinta. Nella parte più orientale si trovano formazioni caratterizzate da calcari detritico-organogeni ed oolitici che sono verosimilmente legati ad una vicina scogliera, mentre nella parte più occidentale si trovano calcari generalmente a grana fine che non hanno ricevuto un significativo apporto detritico dalla scogliera stessa.

Sopra ai calcari mesozoici giacciono in discordanza calcari a Briozoi di facies litorale che sono in tutta l'area gli unici testimoni del ciclo sedimentario miocenico. Per quanto concerne i sedimenti plio-pleistocenici, l'area di intervento presenta affinità con le vicine aree di Ascoli Satriano ad ovest, e di Foggia

a nord. Nel territorio i terreni plio-calabrieri appaiono solo in esigui lembi localizzati a sud-ovest mentre i sedimenti pleistocenici post calabrieri sono largamente rappresentati e non si differenziano da quelli di facies marina che affiorano nell'area dei fogli contigui.



Figura 7.5. – Stralcio Carta Geologica d'Italia – Foglio 175 "Cerignola": in rosso l'area di progetto.

Tra le formazioni si evidenziano:

- **Complesso indifferenziato (i)**: caratterizzato da una serie di sedimenti entro al quale e sul quale giacciono tutti i tipi litologici che verranno descritti di seguito;
- **Complesso (co)**: formato da innumerevoli piccoli affioramenti che si trovano un po' ovunque nella regione che è ubicata nella zona sud-occidentale del foglio; essi sono intercalati entro il complesso indifferenziato "i" e la formazione "Mm" caratterizzata da marne calcaree e argille rossastre;
- **Formazione (Mm)**: caratterizzata da marne calcaree, marne ed argille siltose, di colore rossastro e deboli intercalazioni di brecciole calcaree, calcareniti, calcari biancastri, arenarie giallo-ocracee e livelli di diaspri;
- **Formazione della Daunia (bcD)**: I componenti della formazione sono relativamente numerosi e sono: calcari microgranulari biancastri o giallastri, calcareniti e brecciole calcaree di colore chiaro, calcari marnosi biancastri, marne ed argilloscisti bianco-giallastri, calcari pulverulenti, organogeni (tipo «craie»), arenarie giallastre, livelli di puddinghe poligeniche ed orizzonti di diaspro rosato;
- **Formazione (Ms)**: arenarie quarzose, micacee, di colore ocraceo e bruno, talora in grossi banchi, associate a livelli di sabbie e sabbie argillose;
- **Formazione (Msa)**: questo complesso, che porrebbe anche denominarsi «formazione arenacea superiore», presenta caratteri nettamente regressivi in contrasto con quelli degli altri com-

plessi sino ad ora descritti. Msa chiuderebbe pertanto il ciclo sedimentario di rutro quell'insieme di sedimenti che va sotto il nome di "*flysch*";

- ***Formazione Qm<sub>2</sub> Qc<sub>2</sub>***: trattasi di sabbie giallastre stratificate con livelli e lenti di argilla e ciottoli e concrezioni calcaree per la Qm<sub>2</sub> e ciottoli e conglomerati poligenici ed eterometrici per la Qc<sub>2</sub>.

Di seguito, lo stralcio della Carta geologica relativa all'area di progetto:

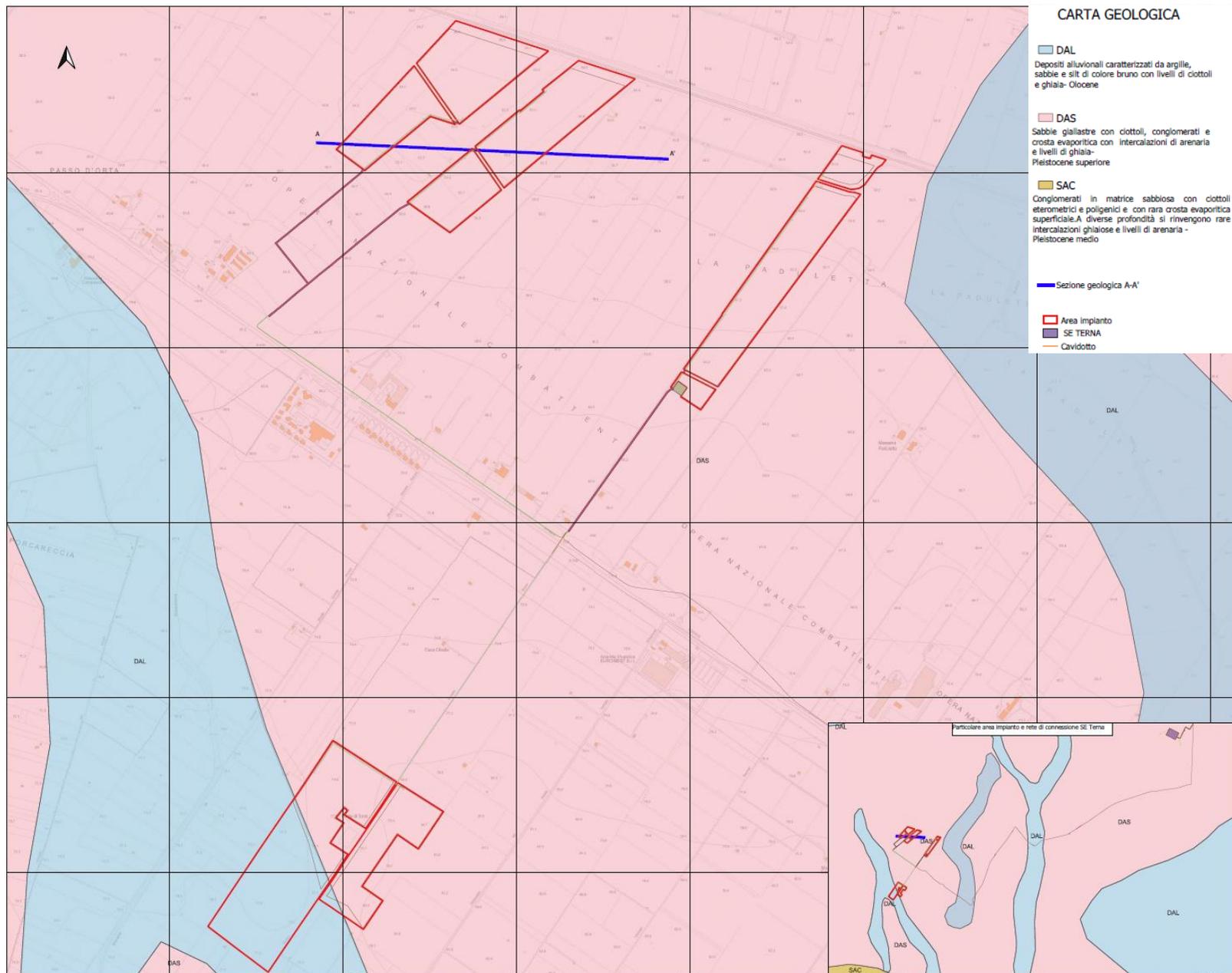


Figura 7.6. – Stralcio carta geologica area di progetto.

### **7.5.3. Idrogeologia**

Il territorio, dal punto di vista geologico, corrisponde alla parte meridionale della capitanata e centro settentrionale della fossa Bradanica, dove affiorano litotipi di diversa natura. Le unità sono costituite da depositi di riempimento di età plio-pleistocenica dell'avanfossa appenninica e da depositi marini e alluvionali pleistoceniche superiore ed oloceniche.

Per quanto riguarda l'idrologia superficiale essa è rappresentata dal Fiume Ofanto a sud e dai torrenti Carapelle e Cervaro a nord, quest'ultimi ad andamento torrentizio e stagionale. Essi sono stati regimentati e sfruttati per buona parte del loro corso. La particolare situazione stratigrafica e strutturale porta a riconoscere tre unità acquifere principali situate a differenti profondità e si possono distinguere in carsiche, artesiane e freatiche.

Nella zona, data la dominante estensione delle formazioni argillose, la maggior parte delle rocce affioranti è praticamente impermeabile. Infatti, nelle aree ricoperte dai sedimenti pre-pliocenici rari sono le sorgenti di sufficiente portata per alimentare un approvvigionamento anche modesto. Le possibilità idriche sono pertanto ridotte all'emungimento, operato in prevalenza con pozzi, di qualche piccola falda locale, racchiusa in lenti di arenarie, di sabbie o di calcare fessurato e brecciato. I termini alti della serie plio-pleistocenica sono di natura permeabile (sabbie e conglomerati) e quindi adatti ad immagazzinare acqua. Modeste sorgenti, che danno luogo a piccoli corsi d'acqua (marane o canali), sgorgano al contatto delle formazioni ciottolose e sabbiose della parte alta della serie plio-pleistocenica con le argille marnose sottostanti.

Le risorse idriche dei numerosi pozzi d'acqua, sparsi un po' ovunque, sono legate alla falda acquifera delle formazioni ciottolose e sabbiose della serie pleistocenica, nonché alle coperture alluvionali dei fondovalle. L'acquifero carsico profondo è costituito da calcari fratturati e carsificati del substrato pre-pliocenico dell'avanfossa appenninica. L'esteso corpo idrico è collegato lateralmente alle falde del Gargano e delle Murge.

La circolazione idrica è condizionata dalle numerose faglie che caratterizzano le direttrici di flusso.

L'acquifero artesiano profondo è costituito da strati porosi di sabbie limose e ghiaie presenti a diverse profondità; i livelli sono costituiti da corpi di forma lenticolare posti a profondità variabile tra i 200 e 500 metri dal piano campagna con spessore di poche decine di metri. L'acquifero freatico superficiale si rinviene nei depositi plio-quadernari sabbioso-ghiaiosi-ciottolosi permeabili intercalati da limo-argilloso-sabbioso meno permeabile che ricoprono con continuità laterale la formazione sottostante delle argille azzurre subappenniniche. In generale i diversi livelli in cui l'acqua fluisce non costituiscono corpi separati ma danno luogo ad un unico corpo idrico interconnesso.

In linea generale, si può affermare che i sedimenti a granulometria grossolana che prevalgono verso monte costituiscono l'acquifero mentre, procedendo verso la costa, aumentano i sedimenti limo argilloso-sabbiosi che sono meno permeabili e quindi svolgono il ruolo di acquitardo. L'acquifero freatico superficiale circola in condizioni freatiche nella fascia pedemontana ed in pressione nella fascia medio bassa. Le caratteristiche del potenziale di alimentazione della falda sono strettamente legate a fattori di ordine morfologico e stratigrafico e sono variabili da zona a zona. Infatti le acque tendono ad accumularsi lì dove il

tetto delle argille azzurre forma dei veri e propri impluvi oppure lì dove è maggiore lo spessore degli strati ghiaiosi. Un contributo importante circa le modalità di alimentazione della falda lo rivestono le precipitazioni stagionali. Oltre alle acque di infiltrazione a causa delle precipitazioni, anche i corsi d'acqua che solcano il tavoliere svolgono un ruolo importante, infatti cedono alla falda una buona parte delle loro portate di piena.

Per concludere tutta la porzione del Tavoliere racchiusa tra il promontorio del Gargano, il Golfo di Manfredonia e il fiume Ofanto è interessata da acque freatiche dolci e da acque salmastre distribuite in modo saltuario e di difficile delimitazione. Si può dire, grosso modo, che le acque dolci sono legate ai terreni sabbiosi e ciottolosi antichi, mentre le salmastre si riscontrano più facilmente nelle formazioni dell'olocene. La superficie freatica viene incontrata da pochi metri sotto il piano di campagna fino a circa 20 metri. Le acque artesiane sono generalmente dolci, con portate che variano dai 2 ai 3 l/s e sono comprese entro sedimenti clastici, limitati alla base dalle argille plioceniche e al tetto dai sedimenti argillosi quaternari. Le sorgenti sono distribuite in numero esiguo su un allineamento nord-sud, hanno portata minima e non rivestono notevole importanza.

L'area d'intervento è caratterizzata da sabbia con ciottoli, conglomerati poligenici e crosta evaporitica superficiale che rappresentano l'aquifero produttivo sovrastanti le argille marnose grigio azzurre (aquicludo) poste a circa 20 metri dal p.c., pertanto la falda freatica è legata soprattutto agli eventi meteorici. La misurazione del livello di falda è stata effettuata nelle aree limitrofe verificando i diversi pozzi (archivio nazionale delle indagini nel sottosuolo L.464/84 sito web ISPRA) e quelli realizzati dagli anni 50 in poi sia dall'Ente irrigazione di Bari sia da privati e da quanto noto dalla letteratura tecnico scientifica (carta isopieze della falda freatica del Tavoliere-Cotecchia 2003).

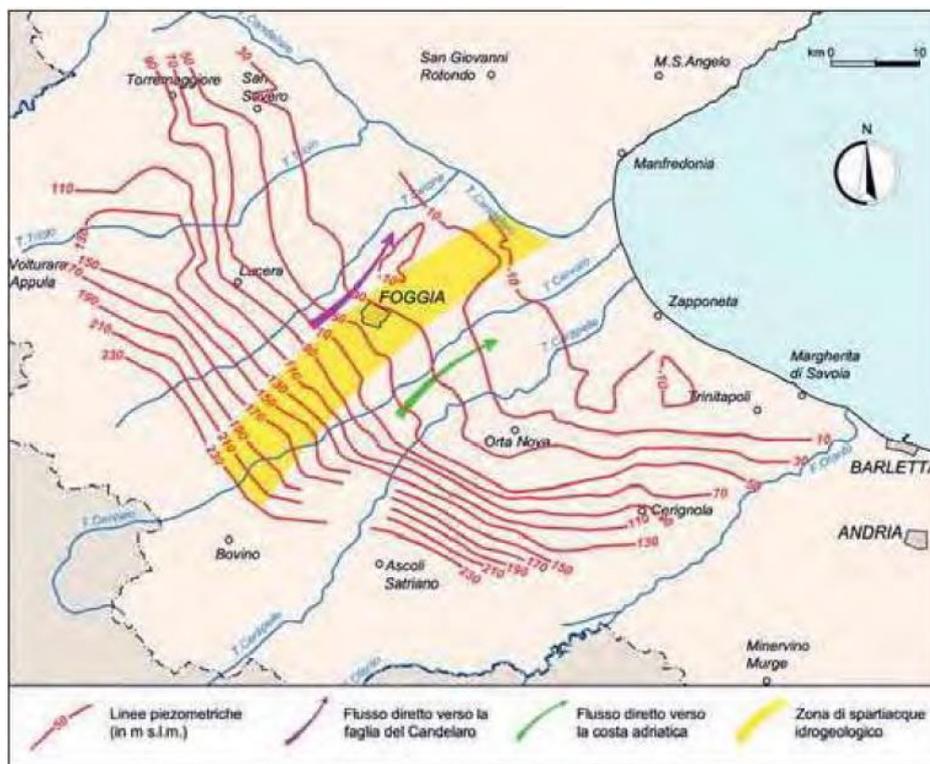


Figura 7.7. – Stralcio carta geologica area di progetto

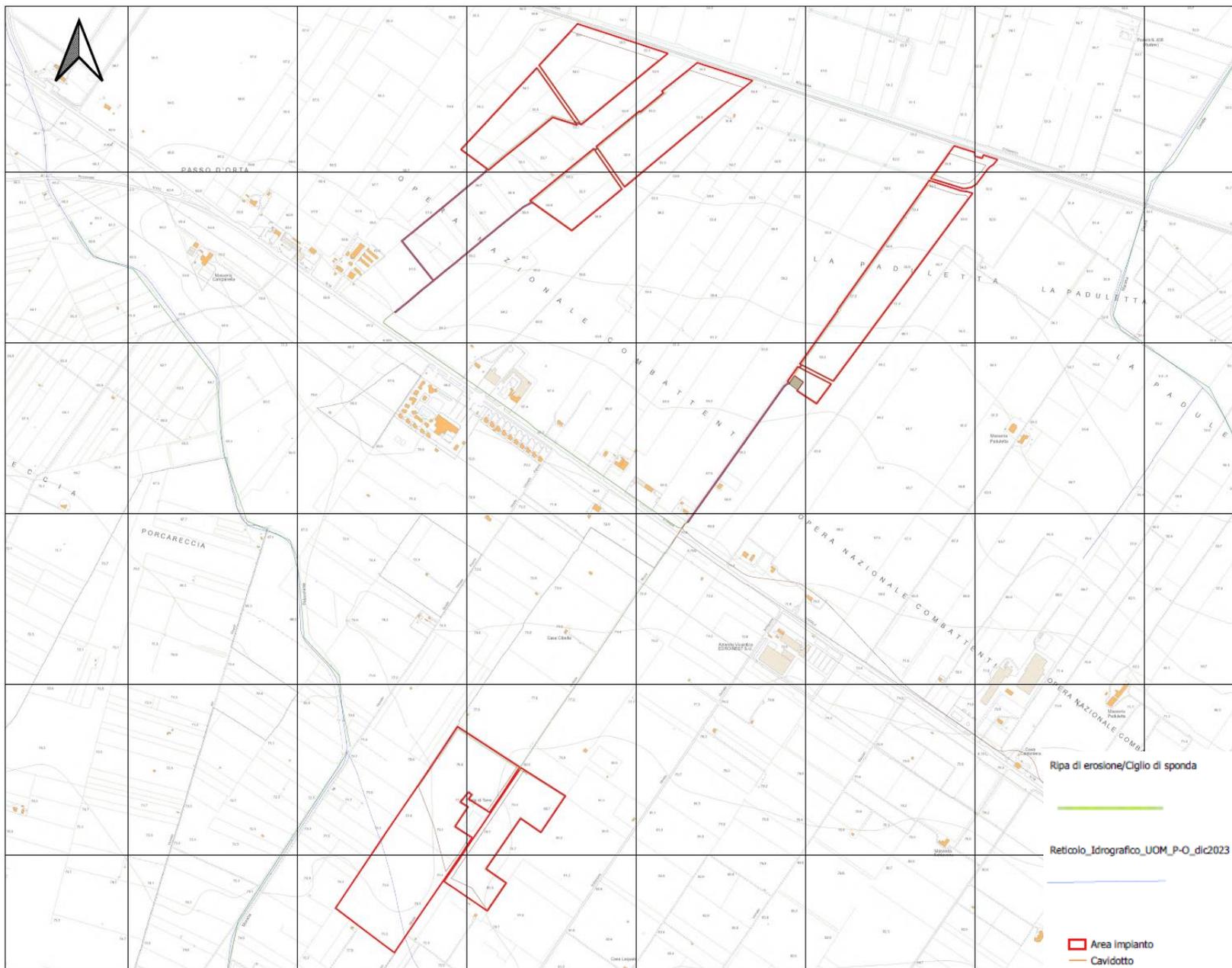


Figura 7.8. – Stralcio carta geomorfologica area di progetto.

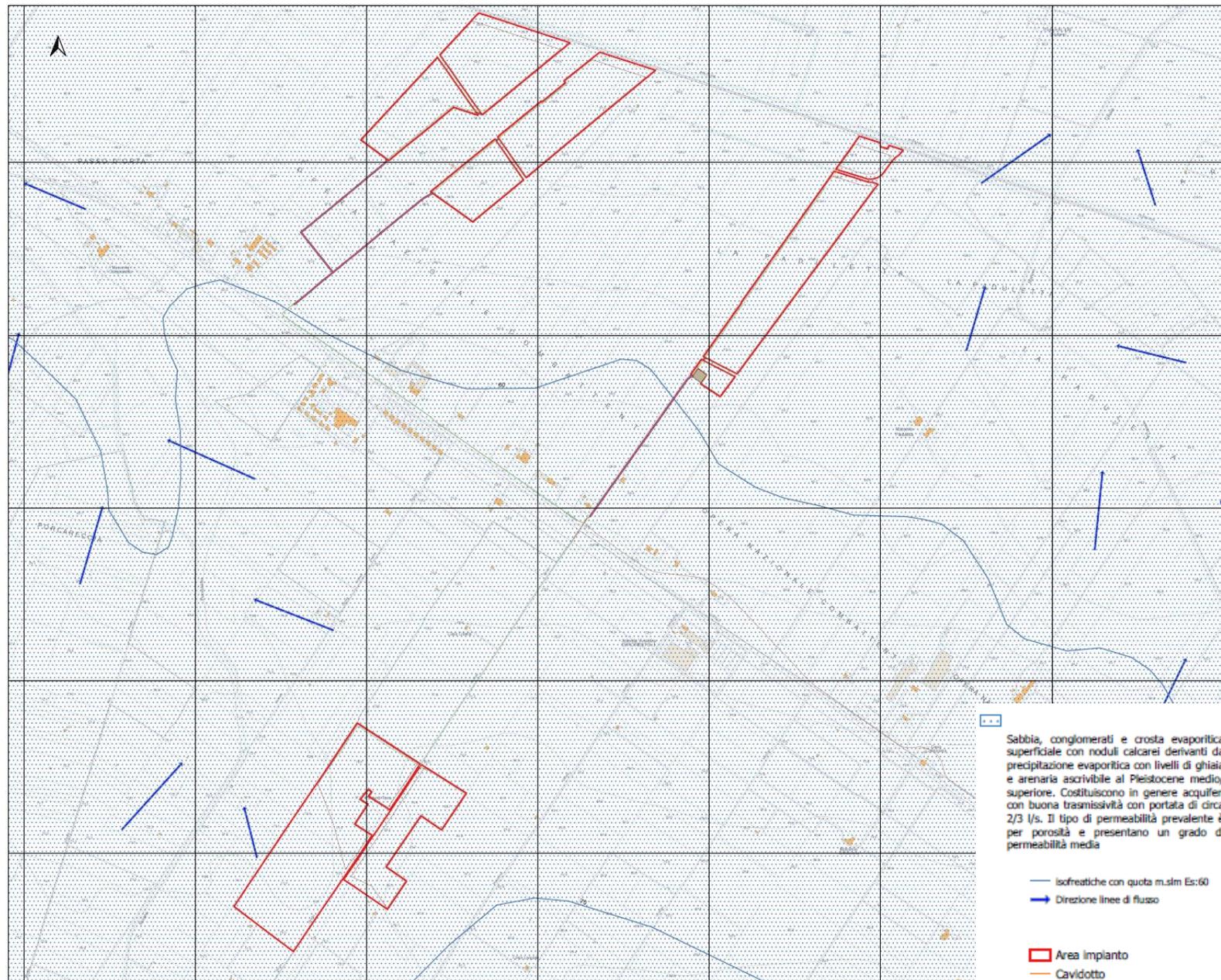


Figura 7.9. – Stralcio carta idrogeologica area di progetto.

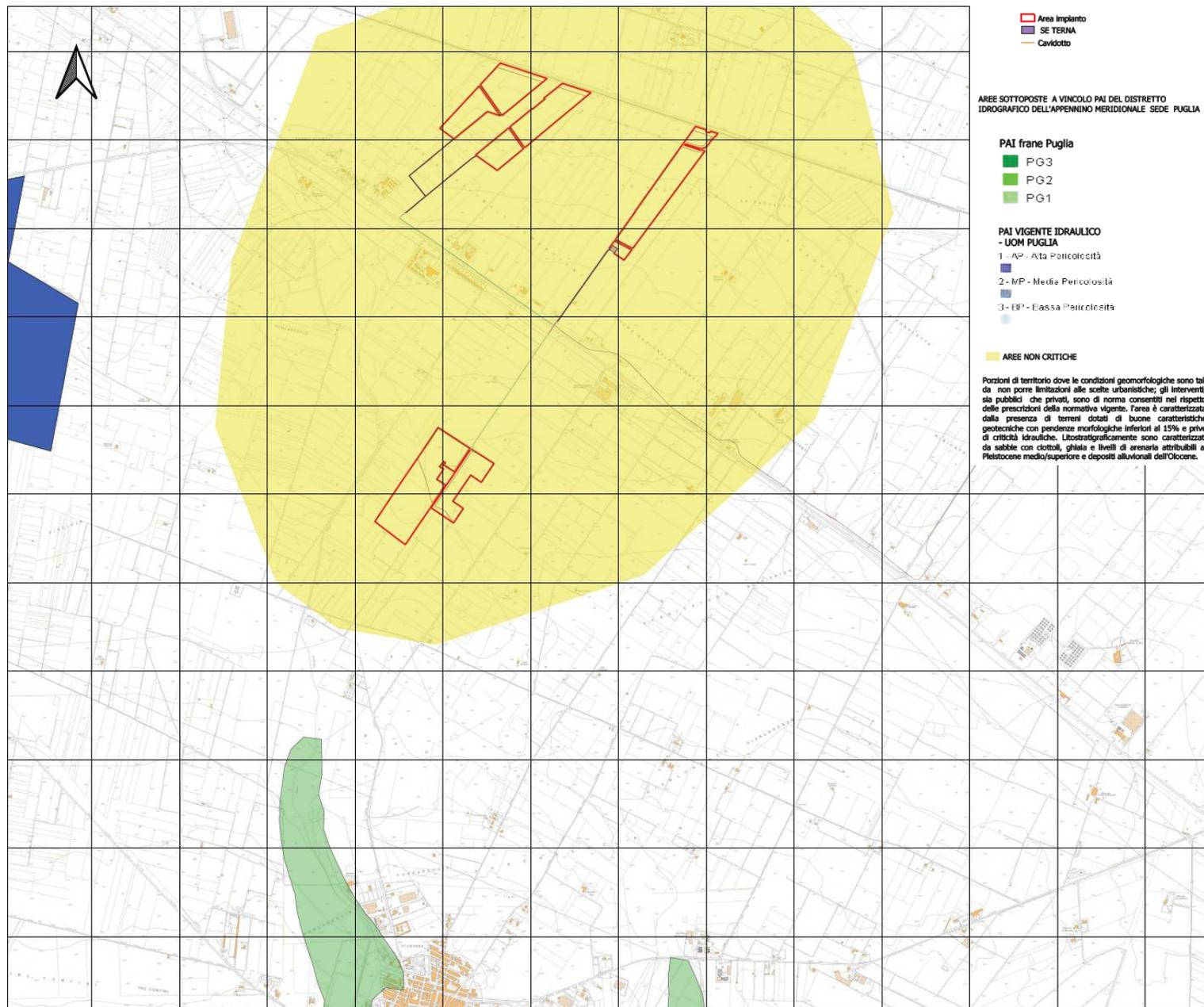


Figura 7.10. – Stralci cartina di sintesi finale della Pericolosità e Criticità Geologica e Geomorfológica area di progetto.

#### 7.5.4. Sismica

Tutto il territorio è caratterizzato da elevata sismicità. L'area nel passato ha risentito dei terremoti localizzati nell'Alto Tavoliere Pugliese, nel Gargano (faglia di Mattinata e del Candelaro) e della confinante Basilicata e Campania (Irpinia). Lo studio dei meccanismi focali suggerisce l'esistenza di movimenti disgiuntivi da porre in relazione con il sollevamento che interessa l'area dalla fine del Pleistocene. Con l'Ordinanza del PCM n. 3274 del 20/03/2003 e ss.mm.ii., il territorio nazionale viene suddiviso in 4 zone sismiche, con valori di accelerazione orizzontale massima ( $a_g$ ) su suolo di categoria A (formazioni litoidi o suoli omogenei molto rigidi con valori di  $V_{s30}$  superiori a 800 m/s).

Con il Decreto del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti del 17 gennaio 2018 pubblicato sulla G.U. - Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale", n. 42 del 20 febbraio 2018 - Serie generale.), e la Circolare Ministeriale n.7 del 21/01/2019 del C.S. L.L. P.P., sono approvate le nuove Norme Tecniche per le Costruzioni che eliminano completamente la divisione in zone sismiche. Di conseguenza il metodo agli Stati Limite sarà applicato in tutta Italia e limitatamente alle zone caratterizzate da  $a_{gs} < 0.075$  si semplifica la verifica sismica richiedendo la sola verifica allo Stato Limite di salvaguardia della vita (SLV) con una combinazione di carichi semplificata. Per quanto riguarda la classificazione sismica del territorio italiano, secondo l'Ordinanza (O.P.C.M. 20.3.2003, n° 3274) "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica" ed alle relative modifiche ed integrazioni, il Comune di Orta Nova (FG) è classificato come zona sismica inserita nella "Zona 2", contrassegnata da un'accelerazione orizzontale massima su suolo di categoria A ( $a_g$ ) pari a 0,25 g (dove  $g$  = accelerazione di gravità).

zona	accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni [ $a_g$ ]	accelerazione orizzontale massima convenzionale di ancoraggio dello spettro di risposta elastico [ $a_g$ ]
1	$0,25 < a_g \leq 0,35$ g	0,35 g
2	$0,15 < a_g \leq 0,25$ g	0,25 g
3	$0,05 < a_g \leq 0,15$ g	0,15 g
4	$\leq 0,05$ g	0,05 g

Tabella 7.5. – Classificazione Zone sismiche: in rosso l'area di progetto.

In base alle Norme Tecniche per valutare l'azione sismica di riferimento non si parte più dalla zona sismica. La pericolosità sismica di base in un generico sito viene valutata in corrispondenza dei punti di un reticolo di riferimento sulla base delle sue coordinate (Vedi Tabella 7.6.) per diverse probabilità di superamento in 50 anni e/o diversi periodi di ritorno TR.

Le zone sismiche hanno significato da un punto di vista amministrativo. Le nuove Norme Tecniche per le Costruzioni, negli allegati A e B, descrivono la procedura da seguire per la definizione dell'azione sismica. Secondo gli allegati A e B l'azione sismica sulle costruzioni è valutata a partire da una "pericolosità sismica di base", in condizioni ideali di sito di riferimento rigido con

superficie topografica orizzontale (di categoria A nelle NTC). La "pericolosità sismica di base costituisce l'elemento di conoscenza primario per la determinazione delle azioni sismiche. L'azione sismica così individuata viene successivamente variata, nei modi chiaramente precisati dalle NTC, per tener conto delle modifiche prodotte dalle condizioni locali stratigrafiche del sottosuolo effettivamente presente nel sito di costruzione e dalla morfologia della superficie. Tali modifiche caratterizzano la risposta sismica locale. Allo stato attuale la pericolosità sismica su reticolo di riferimento nell'intervallo di riferimento è fornita dai dati pubblicati dall'INGV.

Parametri sismici	$T_R$ anni	$a_g$ m/s <sup>2</sup>	$F_o$	$T^*c$
SLO	30	0,429	2,490	0,285
SLD	50	0,541	2,564	0,322
SLV	475	1,437	2,570	0,432
SLC	975	1,924	2,542	0,441

Tabella 7.6. – Parametri sismici: coordinate punto – Lat. 41.324000° Long. 15.779018°.

Da dati scientifici rilevati dal CNR per il programma Geodinamica si è constatato che tutta l'area del Tavoliere e fino al Mare Adriatico dalla fine del Pleistocene è stata interessata da un sollevamento generale. I movimenti, di natura disgiuntiva, sono avvenuti anche in tempi recenti. Si è constatato che i terremoti dal xv secolo sono di intensità decrescente.

I dati sismici riguardanti l'area del territorio di Orta nova sono stati desunti dal database DBMI15, consultabile liberamente all'indirizzo <http://emidius.mi.ingv.it/CPTI15-DBMI15> e attraverso il "web service" dell'Archivio Storico Macrosismico Italiano (ASMI) all'indirizzo <https://emidius.mi.ingv.it/ASMI/services/>.

#### **7.5.5. Considerazioni Conclusive**

Lo studio eseguito nell'area di lavoro ha fornito un quadro dettagliato e chiaro della situazione geomorfologica, idrogeologica e geomeccanica dell'area in esame e, pertanto, si può affermare quanto segue:

- non vi sono contatti tettonici o altre discontinuità superficiali;
- il livello attuale della falda freatica superficiale si attesta a circa 5/6 m dal p. c. con modestissima portata circa 1/2l/s e con oscillazioni stagionali dovute agli eventi meteorologici e con risalita fino a circa 4 metri dal p.c.;
- nell'area interessata dall'impianto non sono presenti forme ed elementi legati all'idrografia superficiale;
- la pericolosità preminente presente in tale area è quella dovuta ai processi di dilavamento superficiali e sotterranei che potrebbero essere innescati da fenomeni naturali, quindi, dovrà essere posta particolare attenzione nella regimazione delle acque dilavanti affinché non ristagnino o non si spandano nel sottosuolo in modo da peggiorare le caratteristiche geomeccaniche dei terreni sottostanti;

- secondo la normativa per l'Assetto Idrogeologico (PAI) dell'Autorità di Bacino Distretto Appennino Meridionale sede Puglia e del PPTR, l'area non è sottoposta a nessun vincolo fatta eccezione per la connessione che interseca reticoli idrografici;
- nell'area non sono stati riscontrati elementi di morfologia, quali cavità, legati sia a eventi naturali che di origine antropica. L'assenza in superficie è stata verificata mediante rilevamento diretto e consultazione del catasto grotte regionali;
- L'area di intervento, come tutto il territorio, è soggetta a Rischio Sismico Medio-Alto con sequenza sismostratigrafica avente valori delle  $V_{seq}$  compresi nel range di circa  $300 \leq V_{seq} \leq 600$  a cui corrisponde un sottosuolo con categorie di fondazione fra il tipo Ce B (D.M. 17/01/2018 Norme tecniche per le costruzioni in zona sismica e ss.mm.ii. Circolare M. 21/01/2019, n.7 C.S.LL.PP. Le prove sismiche (Masw) effettuate in situ si trovano in perfetto accordo con altre prove sismiche eseguite nelle vicinanze prendendo come riferimento il valore delle prove Masw più basso:  **$V_{seq}=248\text{m/s}$** . Pertanto il sito in esame rientra nella **categoria di suolo di fondazione tipo C**; è bene evidenziare che dagli elaborati delle prove sismiche i terreni non presentano inversioni di velocità e sono caratterizzati da un aumento delle velocità delle  $V_s$  di taglio;
- Per l'area d'intervento la verifica a liquefazione può essere omessa in quanto il sito è caratterizzato da conglomerati poligenici ed eterometrici, con velocità media delle onde di taglio di circa 350m/s e con caratteristiche del terreno a comportamento rigido. Pertanto, dal punto di vista geotecnico, i terreni presentano delle buone caratteristiche geomeccaniche;
- A livello stratigrafico, l'area è caratterizzata prevalentemente da depositi alluvionali con conglomerati poligenici in matrice sabbiosa poggianti su sabbie argillose e sulle argille marnose grigio-azzurre plioceniche;
- In fase di sbancamento si consiglia preventivamente la realizzazione di opere di sostegno con la duplice funzione di assicurare la stabilità delle strutture che si andranno a realizzare e di garantire condizioni di sicurezza alle maestranze durante le fasi di scavo e per sbancamenti con profondità > 2 metri. È consigliabile adottare un angolo di scarpa compreso fra 30° e 35°;
- *In riferimento al capitolo fattibilità di opere su grandi aree 6.12.1 - indagini specifiche del DM 2018 e ss.mm.ii.*, lo studio geologico e geotecnico è stato esteso su tutta la zona di possibile influenza dell'intervento previsto, al fine di accertare eventuali fenomeni di incompatibilità con i terreni circostanti in termini di pericolosità geologica, stabilità dei versanti, erosione e subsidenza. Lo studio eseguito nell'area ha fornito un quadro dettagliato e chiaro della situazione geomorfologica, idrogeologica e geotecnica dell'area in esame e, pertanto, si può affermare quanto segue: l'area d'intervento non subirà, a lavori ultimati, modifiche di livellamento del terreno (morfologiche). Visti i risultati delle inda-

gini eseguite si può affermare che l'intervento che si andrà realizzare non determinerà nessuna condizione di instabilità dell'area in esame ed anche delle aree limitrofe e non sussistono le condizioni per il verificarsi di dissesti; quindi **l'area è da ritenersi stabile**.

#### **7.5.6. Valutazione degli Impatti**

A seguito della schematizzazione delle azioni di Progetto e relativi fattori di impatto, sono stati identificati per la componente suolo e sottosuolo i seguenti fattori:

- occupazione di suolo;
- asportazione di suolo superficiale;
- rilascio inquinanti al suolo;
- modifiche morfologia del terreno;
- produzione di terre e rocce da scavo.

Al fine di eliminare qualsiasi rischio di rilascio accidentale e di interazione con la componente suolo, non saranno utilizzati erbicidi o altre sostanze potenzialmente contaminanti, per inibire la crescita di specie erbacee e arbustive incontrollate che potrebbero impedire di massimizzare l'efficienza dell'impianto fotovoltaico. Pertanto, il rilascio di inquinanti al suolo potrà solo essere correlato a sversamenti accidentali dai mezzi meccanici; si ritiene che tale rischio possa essere efficacemente gestito con l'applicazione delle corrette misure gestionali e di manutenzione dei mezzi.

Alla luce delle precedenti considerazioni si ritiene che il fattore "rilascio di inquinanti al suolo" possa essere trascurato nella valutazione dell'impatto sulla componente in esame.

Per quanto riguarda l'asportazione di suolo superficiale, questo sarà legato alla regolarizzazione delle superfici del piano di posa delle strutture e della viabilità interna necessaria al passaggio di mezzi per la manutenzione.

La realizzazione dell'impianto non richiederà l'esecuzione di interventi tali da comportare sostanziali modificazioni del terreno, in quanto sono state privilegiate soluzioni che minimizzano le operazioni di scavo e riporto, volte a rispettare l'attuale morfologia del sito. Sarà, inoltre, sostanzialmente esclusa qualsiasi interferenza con il sottosuolo in quanto gli scavi più profondi risultano pari a 1,2 mt. La predisposizione delle aree di intervento e la realizzazione delle platee sulle quali poggeranno le cabine prefabbricate previste non comporteranno sensibili modificazioni della morfologia originaria dei luoghi in quanto si tratta di un'area pressoché pianeggiante.

Per quanto riguarda le modificazioni a carattere temporaneo, lo scavo necessario per l'interramento dei cavidotti comporterà lievi modificazioni della morfologia del terreno, che sarà ripristinata dalle operazioni di rinterro.

La produzione di terre e rocce sarà limitata a quantitativi modesti in funzione della tipologia di opere. Come detto il materiale movimentato verrà reimpiegato totalmente all'interno del sito, previa caratterizzazione analitica. La sintesi delle valutazioni per ciascun fattore di impatto nelle diverse fasi di Progetto è schematizzata nelle tabelle che seguono.

<b>Attività/azioni di Progetto</b>	<b>Fattori di impatto</b>	<b>Durata nel tempo</b>	<b>Distribuzione temporale</b>	<b>Reversibilità</b>	<b>Magnitudine</b>	<b>Area di influenza</b>	<b>Sensibilità componente</b>
Regolarizzazione delle superfici e adeguamento viabilità di cantiere	Modifiche morfologia del terreno	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Scavo e posa in opera cavidotto	Asportazione di suolo superficiale	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
	Produzione di terre e rocce da scavo	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.7. – Valutazione degli impatti sulle componenti suolo e sottosuolo nella fase di cantiere.

<b>Attività/azioni di Progetto</b>	<b>Fattori di impatto</b>	<b>Durata nel tempo</b>	<b>Distribuzione temporale</b>	<b>Reversibilità</b>	<b>Magnitudine</b>	<b>Area di influenza</b>	<b>Sensibilità componente</b>
Presenza impianto e strutture	Occupazione di suolo	lunga	continua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.8. – Valutazione degli impatti sulle componenti suolo e sottosuolo nella fase di esercizio.

<b>Attività/azioni di Progetto</b>	<b>Fattori di impatto</b>	<b>Durata nel tempo</b>	<b>Distribuzione temporale</b>	<b>Reversibilità</b>	<b>Magnitudine</b>	<b>Area di influenza</b>	<b>Sensibilità componente</b>
Rimozione impianto e strutture	Occupazione di suolo	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa
Rimozione cavo interrato	Produzione di terre e rocce da scavo	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.9. – Valutazione degli impatti sulle componenti suolo e sottosuolo nella fase di fine esercizio.

In fase di costruzione, le attività connesse alla regolarizzazione del piano di campagna saranno di durata stimata in 30 gg. Di conseguenza l'impatto indotto sarà di entità bassa.

La fase di esercizio dell'impianto determinerà un'occupazione permanente di suolo.

La valutazione globale dell'impatto viene definita di **basso grado** in relazione alle superfici in gioco e alle caratteristiche specifiche dell'area e del contesto.

Nella fase di fine esercizio, la rimozione delle strutture e dei moduli fotovoltaici determinerà un **impatto positivo** in termini di occupazione di suolo restituendo l'area all'uso produttivo.

## **7.6. Vegetazione, Flora e fauna**

### **7.6.1. Vegetazione e Flora**

L'area di intervento rientra nell'ambito di paesaggio "Tavoliere", caratterizzato dalla dominanza di vaste superfici pianeggianti coltivate prevalentemente a seminativo che si spingono fino alle propaggini collinari dei Monte Dauni.

L'ambito del Tavoliere racchiude l'intero sistema delle pianure alluvionali comprese tra il Subappennino Dauno, il Gargano, la valle dell'Ofanto e l'Adriatico. Rappresenta la seconda pianura più vasta d'Italia, ed è caratterizzata da una serie di ripiani degradanti che dal sistema dell'Appennino Dauno arrivano verso l'Adriatico. Presenta un ricco sistema fluviale che si sviluppa in direzione ovest-est con valli inizialmente strette e incassate che si allargano verso la foce a formare ampie aree umide. Il paesaggio del Tavoliere fino alla metà del secolo scorso si caratterizzava per la presenza di un paesaggio dalle ampie visuali, ad elevata naturalità e biodiversità e fortemente legato alla pastorizia. Le aree più interne presentavano estese formazioni a seminativo a cui si inframmezzavano le marane, piccoli stagni temporanei che si formavano con il ristagno delle piogge invernali e le mezzane, ampi pascoli, spesso arborati. Era un ambiente ricco di fauna selvatica che resisteva immutato da centinaia di anni, intimamente collegato alla pastorizia e alla transumanza.

La presenza di numerosi corsi d'acqua, la natura pianeggiante dei suoli e la loro fertilità hanno reso attualmente il Tavoliere una vastissima area rurale ad agricoltura intensiva e specializzata, in cui gli le aree naturali occupano solo il 4% dell'intera superficie dell'ambito. Queste appaiono molto frammentate, con la sola eccezione delle aree umide che risultano concentrate lungo la costa tra Manfredonia e Margherita di Savoia. Con oltre il 2% della superficie naturale le aree umide caratterizzano fortemente la struttura ecosistemica dell'area costiera dell'ambito ed in particolare della figura territoriale "Saline di Margherita di Savoia".

I boschi rappresentano circa lo 0,4% della superficie naturale e la loro distribuzione è legata strettamente al corso dei torrenti, trattandosi per la gran parte di formazioni ripariali a salice bianco (*Salix alba*), salice rosso (*Salix purpurea*), olmo (*Ulmus campestris*), pioppo bianco (*Populus alba*). Tra le residue aree boschive assume particolare rilevanza ambientale il Bosco dell'Incoronata vegetante su alcune anse del fiume *Cervaro* a pochi chilometri dall'abitato di Foggia.

Le aree a pascolo con formazioni erbacee e arbustive sono ormai ridottissime occupando appena meno dell'1% della superficie dell'ambito. La testimonianza più significativa degli antichi pascoli del tavoliere è attualmente rappresentata dalle poche decine di ettari dell'Ovile Nazionale.

Pur essendo la Puglia una regione con flora spontanea stimata in 2075 specie di piante vascolari nella zona esaminata non esiste tale ricchezza floristica.

### 7.6.2. Avifauna e Fauna

L'ecosistema dell'ambito paesaggistico è rappresentato da una scarsa significatività di pascolo e bosco mentre risultano di un certo interesse quello agricolo e quello fluviale e delle aree lacustri.

Questo ecosistema è tuttavia spesso attraversato da fauna gravitante sulle zone più integre nei loro passaggi da una zona ad un'altra. Soprattutto nel periodo invernale e primaverile, ossia quando il grano è basso, tutte le aree a seminativo posso essere equiparate, dal punto di vista di funzione ecologica, ai pascoli, assistendo ad una loro parziale colonizzazione da parte della componente faunistica meno sensibile ai cambiamenti degli ecosistemi.

La fauna ha saputo colonizzare con le specie meno esigenti gli ambienti pur artificiali dei coltivi oppure con quelle che hanno trovato, in questi ambienti artificiali, il sostituto ecologico del loro originario ambiente naturale. Stesso discorso per le aree pur naturali ma limitrofe ad aree fortemente caratterizzate della presenza dall'uomo.

I rettili appaiono presenti sul territorio con buone popolazioni. Numerose sono le specie di serpenti: il colubro nero o bianco è forse il più diffuso degli ofidi del Subappennino e della provincia. Accanto a questo sono rilevate le presenze del *cervone* o *pasturavacche* e del *colubro di esculapio* o *saettone*.

Più legati all'acqua per le riserve trofiche, le due specie di natricidi presenti: la biscia dal collare e la biscia tassellata. Meno frequente è invece la vipera comune.

Piuttosto frequenti appaiono i sauri fra cui spiccano per diffusione il ramarro e la lucertola dei campi. Ancora sufficientemente diffusi i geconidi, con due specie: il gecko verrucoso ed il gecko comune che, introdotto passivamente in tempi passati, si è acclimatato quasi esclusivamente nelle case.

Tra gli uccelli, la cappellaccia e lo strillozzo nidificano nelle colture cerealicole, orticole, nei pascoli e nei vigneti. Sui mandorli e sugli altri alberi da frutto nidificano quasi tutti i fringillidi pugliesi, verdone, cardellino, verzellino, fringuello. Negli oliveti dell'area circostante nidificano le cince, il gufo comune, l'upupa e la gazza.

Grande e diffusa è la famiglia dei passeriformi che appare rappresentata in modo sufficiente nell'ambito del Subappennino dauno. Frequenti gli appartenenti alla famiglia degli irundinidi fra cui la rondine ed il balestruccio. Di buona consistenza le popolazioni di alcuni corvidi, in particolare la gazza e la cornacchia grigia. Molti altri uccelli migratori o svernanti frequentano a scopi trofici gli ambienti coltivati. D'inverno tordi e storni sono comunissimi negli uliveti, mentre allodole e fringuelli si riuniscono in grandi stormi nelle colture cerealicole.

Non è raro incontrare diversi rapaci. Stazionari e discretamente diffusi sono il gheppio e la poiana, mentre rarissimi, ma presenti sul Subappennino Dauno come nidificanti sono il falco lanario e il falco cuculo.

Non trascurabile la presenza dei rapaci notturni, fra i quali sono da citare il barbagianni, il gufo comune, l'allocco e la civetta.

Le ulteriori specie di maggior importanza conservazionistica non risultano nidificanti nelle aree naturali dell'area vasta di studio e tanto meno nel sito di intervento dove gli habitat naturali boschivi e prativi sono quasi del tutto assenti o di scarsa estensione.

Si esclude, quindi, che durante la fase di cantiere si verifichino impatti diretti e indiretti (disturbo e allontanamento) nei confronti dei potenziali siti di rifugio e riproduzione delle specie più sensibili e di maggior grado di conservazione.

Il potenziale rischio di collisione contro i rotori durante la fase di esercizio, delle specie di uccelli sopraccitati che potenzialmente frequentano le aree boschive sopraccitate, e che potrebbero frequentare il sito di intervento per l'alimentazione, risulta trascurabile.

Anche mammiferi come volpi, ricci, talpe, topi selvatici, donnole, faine utilizzano gli ambienti agricoli che, in forma più semplificata, riproducono le catene trofiche degli ambienti naturali più evoluti.

Poco si sa sui pipistrelli sui quali mancano notizie certe. È comunque documentata la presenza dei vespertilionidi quali il comune pipistrello.

Fra gli artiodattili, il cinghiale è presente solo nell'area montana del comprensorio, tra l'altro non più appartenente al ceppo autoctono, ma riccamente con lanci per i ripopolamenti a scopo venatorio.

Facendo stretto riferimento al sito in esame, si rileva come la stragrande maggioranza delle specie presenti sia da attribuire alla cosiddetta "fauna banale" costituita da taxa caratterizzati da elevata adattabilità e distribuzione ubiquitaria sul territorio.

Altre specie utilizzano ancora l'area come sito riproduttivo, ma in genere si tratta di animali che interagiscono scarsamente con gli impianti eolici e comunque non verrebbero disturbati dalla presenza della torre.

Il sito oggetto di studio, in particolare, non rientra all'interno di alcuna ZPS, SIC o altra zona naturale protetta. Non risulta essere interessata da aree di divieto di caccia e, in linea generale, si può affermare che l'insieme degli aspetti ecologici territoriali sono rilevabili anche negli ambienti circostanti. Nell'area di intervento e nelle zone circostanti, l'entità dei mammiferi, degli uccelli e dell'insieme dei vertebrati risulta essere bassa. L'entità delle specie minacciate (specie che assumono un significato critico per la conservazione della biodiversità), inoltre, risulta essere molto bassa.

Per la distanza dalle sorgenti di naturalità, il sito, presenta specie ubiquitarie e ad ampia valenza ecologica, legate ad habitat agricoli ed urbanizzati e, di conseguenza, non minacciate.

### **7.6.3. Valutazione degli Impatti**

A seguito della schematizzazione delle azioni di Progetto e relativi fattori di impatto, sono stati identificati, per le componenti in esame, i seguenti fattori:

- sfalcio/danneggiamento di vegetazione;
- disturbo alla fauna;
- perdita/modificazione di habitat.

Durante la fase di costruzione dell'impianto e delle opere connesse, i fattori di impatto sopra elencati saranno imputabili alla realizzazione delle attività di preparazione del sito e per l'adeguamento della viabilità interna ai lotti. Le attività di cantiere genereranno inoltre emissioni di rumore che potrebbero arrecare disturbo alla fauna. Tuttavia, tali attività saranno di lieve entità, di durata complessiva contenuta e pertanto l'impatto associato sulla componente faunistica sarà trascurabile in quanto le specie qui presenti sono già largamente abituate al rumore di fondo delle lavorazioni antropiche. Le emissioni acustiche generate dal transito dei mezzi pesanti in ingresso e in uscita dal cantiere per l'approvvigionamento dei materiali, limitati a poche unità al giorno, genereranno anche esse un impatto trascurabile su tutti i taxa considerati. Si segnala inoltre che sarà opportuno rivolgere particolare attenzione al movimento dei mezzi in fase di cantiere per evitare schiacciamenti di anfibi o rettili. Sarà infine opportuno prevedere le attività di preparazione del sito in un periodo compreso tra settembre e marzo per evitare di arrecare disturbo alla fauna nei momenti di massima attività biologica. La tabella che segue riporta la valutazione degli impatti in fase di cantiere.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Regolarizzazione delle superfici e adeguamento viabilità	Sfalcio/ danneggiamento di vegetazione	breve	discontinua	medio termine	bassa	locale	media
	Perdita/ modificazione di habitat	breve	discontinua	medio termine	bassa	locale	bassa
	Disturbo alla fauna	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.10. – Valutazione degli impatti sulle componenti vegetazione, fauna, ecosistemi e habitat nella fase di cantiere.

Sulla base di quanto sopra riportato, ed in particolare del ridotto numero di mezzi impiegati giornalmente e di viaggi effettuati, della tempistica di ciascuna attività e della loro breve durata, nonché delle caratteristiche dell'area in cui si inseriranno le indagini, si ritiene che l'impatto sulla componente flora, vegetazione, habitat ed ecosistemi in **fase di cantiere** possa essere considerato **basso**.

Durante la **fase di esercizio** non saranno previsti danneggiamenti né riduzione degli habitat e non sarà previsto disturbo alla fauna riconducibile alle emissioni in atmosfera o alle emissioni di rumore. Infatti, non saranno generate emissioni gassose (a meno di quelle degli autoveicoli per il trasporto delle poche unità di personale di manutenzione e controllo dell'impianto, che possono essere considerati trascurabili e dei mezzi agricoli utilizzati per la coltivazione delle aree destinate ad attività agricola), né polveri in atmosfera; in aggiunta la fase di esercizio dell'impianto non comporterà incremento delle emissioni sonore nell'area.

Le attività di Progetto che potrebbero generare un impatto sulla fauna sono riferibili alla presenza dell'impianto e delle strutture ed alla presenza di luci. Le strutture non intralceranno il volo degli uccelli e non costituiranno un ulteriore limite spaziale per gli altri taxa.

Per quanto concerne il sistema di illuminazione, che spesso costituisce un disturbo per le specie soprattutto in fase di riproduzione, si segnala che sarà limitato all'area di gestione dell'impianto, contenuto al minimo indispensabile e mirato alle aree e fasce sottoposte a controllo e vigilanza per l'intercettazione degli accessi impropri.

L'impatto sulla componente in esame in fase di esercizio viene pertanto valutato come **trascurabile**.

La tabella 7.11. riporta la valutazione degli impatti in fase di esercizio:

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Presenza impianto e strutture	Disturbo alla fauna	lunga	lunga	lungo termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.11. – Valutazione degli impatti sulle componenti vegetazione, fauna, ecosistemi e habitat nella fase di esercizio.

Durante la **fase di fine esercizio** gli impatti potenziali sulla componente, nonché gli accorgimenti adottabili per la loro minimizzazione, sono assimilabili a quelli già valutati per la fase di cantiere, essendo principalmente legati al transito dei mezzi meccanici e alle attività di scavo superficiale per la rimozione del cavo interrato.

Le caratteristiche in termini di durata, distribuzione temporale, reversibilità, magnitudine, area di influenza, oltre naturalmente alla sensibilità della componente, possono essere considerate analoghe a quelle riportate nella tabella successiva. Inoltre, il ripristino dell'area potrebbe tradursi, in tempi medi, in una ricolonizzazione vegetazionale dell'area probabilmente a macchia bassa. L'impatto sulla componente in fase di fine esercizio viene valutato come **trascurabile**. La tabella 7.12. riporta la valutazione degli impatti in fase di fine esercizio.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Ripristino ambientale dell'area	Sfalcio/danneggiamento di vegetazione	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	media
	Disturbo alla fauna	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	media
	Perdita/modificazione di habitat	breve	discontinua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.12. – Valutazione degli impatti sulle componenti vegetazione, fauna, ecosistemi e habitat nella fase di fine esercizio.

In conclusione, è importante sottolineare che, in ogni caso, la posa in opera di un sistema fotovoltaico non determina cambiamenti del territorio che non siano reversibili, dunque a seguito delle operazioni di dismissione l'area interessata tornerà al suo stato di fatto attuale e quindi precedente alla realizzazione dell'impianto. Per quanto riguarda l'impatto con le popolazioni animali, nei numerosi impianti presenti nel mondo, non si è mai registrata una vera e propria interferenza, dal momento che in alcun modo vengono apportate significative modifiche o disturbi all'habitat, decessi di animali o variazione nella densità della popolazione nei pressi di un sito che ospita un impianto. Per quanto riguarda le modifiche dell'habitat, tutti gli studi effettuati sugli impianti esistenti mostrano una buona tollerabilità da parte della fauna locale. I pannelli sono sollevati da terra per cui non c'è la possibilità che animali possano accidentalmente urtare contro gli stessi. Inoltre, gli impianti non interferiscono con la presenza di uccelli o rettili. Inoltre, la mancata esistenza di vincoli inerenti alla presenza di Parchi e Riserve, SIC (Siti di Importanza Comunitaria) e ZPS (Zone Di Protezione Speciale), è l'ulteriore dimostrazione che a livello di biocenosi, l'area interessata mostra una certa carenza di specie e quindi l'impianto non rappresenterebbe, visto anche il modello costruttivo, una minaccia per questa.

## **7.7. Ecosistemi e Habitat**

### **7.7.1. Aspetti generali**

Il termine ecosistema, indica l'insieme delle componenti biotiche ed abiotiche di una determinata area, delle loro interazioni e dinamiche evolutive.

La Puglia rientra in quella regione della terra definita come “*bioma mediterraneo*”, che corrisponde ad una vasta area geografica il cui clima risulta fortemente influenzato dal bacino del Mediterraneo: della notevole varietà vegetazionale che comprende circa 20.000 specie, ben il 38% sono endemiche. Situata nella zona centrale del bioma mediterraneo, la Puglia rappresenta un territorio tra i più ricchi da un punto di vista vegetale. Basti pensare che sul totale di 6000 taxa vegetali noti in Italia, ben 2500 (oltre il 41%), sono presenti in Puglia: ha contribuito notevolmente alla ricchezza biologica della regione la sua posizione geografica, che la pone come ponte di unione tra l'oriente e l'occidente. Rivestono pertanto una scarsa significatività gli ecosistemi del pascolo e del bosco, mentre risultano di un certo interesse l'ecosistema agricolo e quello fluviale e delle aree lacustri rappresentate dall'invaso sul Celone.

Ad eccezione di ristretti lembi di bosco, è pressoché privo di vegetazione selvatica spontanea.

Molto più estesa è, invece, la vegetazione sinantropica a terofite infestanti le colture cereali-cole estive, data da specie caratteristiche come *Stellaria media*, *Chenopodium album*, *Lamium amplexicaule*, *Senecio vulgaris*, *Solanum nigrum*, terofite nitrofile di suoli aridi calpestati in ambienti rurali come *Poa annua*, *Polygonum aviculare*, *Spergularia rubra*, ed emicriptofite nitrofilo-ruderali a macrofite xerofile, spesso spinose, con *Eryngium campestre*, *Eryngium amethystinum*, *Marrubium vulgare*, *Verbascum thapsus*, *Centaurea calcitrapa*, *Dipsacus fullonum*, *Cardus nutans*, *Cardus pycnocephalus*, *Onopordon acanthium*, *Cirsium vulgare*.

La natura pianeggiante del territorio e le caratteristiche pedoclimatiche, hanno avuto una notevole influenza sull'utilizzazione del suolo. L'uso agricolo è quello prevalente, mentre sono marginali le aree a vegetazione naturale, soprattutto presenti lungo canali torrentizi.

La coltivazione prevalente nell'agro del comune di Foggia e in quello di Troia, è la coltivazione del frumento di grano duro che prevale per il numero di ettari di terreno coltivati annualmente.

Le rappresentazioni cartografiche ISPRA, così come quelle estratte dal Piano Paesaggistico Territoriale Regionale, di fatto, evidenziano un basso valore ecologico delle superfici interessate, una bassa sensibilità ecologica ed ambientale contrapposta da un valore elevato della pressione antropica.

Si tratta di aree poste in coltivo caratterizzate da sistemi di coltivazioni intensivi di olivo e vite tra le specie arboree e di frumento duro per ciò che concerne le specie erbacee.

La carta degli Habitat e le caratterizzazioni del paesaggio agrario confermano il classamento ecologico ed ambientale evidenziato.

La direttiva 92/43/CEE, meglio nota come "Direttiva Habitat" riporta in un allegato l'elenco degli habitat considerati a rischio e pertanto meritevoli di tutela nell'ambito del territorio comunitario. Al primo gruppo appartengono habitat scarsamente diffusi nell'ambito del territorio comunitario, intrinsecamente fragili e localizzati generalmente in aree soggette a modificazioni di natura antropica.

Questi habitat sono quelli che hanno urgente bisogno di interventi finalizzati alla loro tutela. I secondi sono habitat ugualmente rappresentativi della biodiversità del territorio comunitario, sono anch'essi meritevoli di tutela, ma risultano più diffusi e meno a rischio dei precedenti. Per quanto riguarda gli habitat prioritari è stato effettuato un apposito censimento su scala nazionale ad opera della Società Botanica Italiana nel periodo 1994-1997.

Pertanto, per quanto riguarda gli habitat a rischio e meritevoli di tutela è stata riscontrata la presenza in Puglia di 43 habitat della Direttiva 92/43/CEE suddivisi in 13 habitat prioritari e di 30 habitat di interesse comunitario.

A questi sono stati aggiunti altri 13 habitat non contemplati dalla Direttiva, ma giudicati comunque meritevoli di tutela almeno a livello nazionale o regionale e definiti "habitat integrativi" per i quali è stato chiesto l'inserimento nei futuri aggiornamenti dell'allegato della Direttiva.

Le estrapolazioni del PPTR, infine, consolidano gli aspetti e le considerazioni sopra indicate. L'area di riferimento non risulta interessata da aree di particolare pregio naturalistico e/o ambientale. Le interferenze ambientali, conseguenti alla realizzazione degli interventi di costruzione, non presentano particolari aspetti gestionali e, nel dettaglio, in linea con le normali metodiche operative di selvicoltura e/o di agricoltura.

### **7.7.2. Valutazione degli impatti**

La realizzazione dell'Impianto Fotovoltaico determina la formazione di un nuovo ecosistema antropizzato immerso nella matrice agricola.

In linea di principio la sua realizzazione non determina un peggioramento dello stato ambientale dei luoghi in quanto:

- l'impianto non interferisce con i corridoi ecologici naturali eventualmente presenti;
- l'iniziativa consente l'aumento della biodiversità dell'areale di riferimento mediante la realizzazione, al margine di un ecosistema agricolo intensamente coltivato e, in particolare, povero di elementi diffusi del paesaggio agrario e di biodiversità, un'area di vegetazione arborea, arbustiva (linee di frangivento) ed erbacea (prato permanente di copertura del substrato) differenziata che, nella fattispecie, costituisce nuovi habitat di nidificazione e di alimentazione della fauna selvatica;
- l'iniziativa consentirà un ridimensionamento dell'impatto dell'ambiente con riguardo ai trattamenti fitosanitari, agli interventi diserbo ed alle fertilizzazioni in quanto:
  - o si avrà una riduzione del consumo di prodotti fitosanitari visti nel loro complesso e dei fertilizzanti;
  - o le linee di frangivento saranno gestite con limitati interventi fitosanitari ed un appropriato programma di potatura necessario per il contenimento della crescita delle essenze vegetali e, al contempo, per il controllo della loro struttura spaziale così da favorire la circolazione dell'aria, limitare la formazione di sacche stagnanti di umidità e, in definitiva, evitare ovvero limitare la formazione di fitopatie viste nel loro complesso.

### **7.8. Effetti Acustici**

Lo studio delle problematiche connesse con l'inquinamento acustico è stato sviluppato solo di recente. La Legge Quadro sull'Inquinamento Acustico, Legge n.447 del 26/10/1995 all'art. 2 definisce l'inquinamento acustico come segue: *“introduzione di rumore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno, tale da provocare fastidio o disturbo al riposo e alle attività umane, pericolo per la salute umana deterioramento degli ecosistemi, dei beni materiali, dei monumenti, dell'ambiente abitativo o dell'ambiente esterno o tale da interferire con le normali funzioni degli ambienti stessi”*. L'inquinamento acustico può causare nel tempo problemi psicologici, di pressione e di stress alle persone che ne sono continuamente sottoposte. Le cause dell'inquinamento acustico possono essere: stabilimenti industriali, cantieri, aeroporti, autostrade, manifestazioni sonore condotte all'aperto. Gli effetti del rumore sull'uomo sono molteplici e possono essere distinti in:

- effetti di danno (alterazione non reversibile o solo parzialmente reversibile di un organo o di un sistema, obiettivabile da un punto di vista clinico e/o anatomopatologico);
- effetti di disturbo, associati all'alterazione temporanea di un organo o di un sistema;
- *annoyance* (sensazione di scontento o di fastidio generico, spesso influenzata oltre

che dalla specifica sensibilità del soggetto, da altri fattori esterni quali esposizione, ecc.).

L'esigenza di tutelare il benessere pubblico dallo stress acustico urbano è stata garantita da una legge dello Stato (Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 1° marzo 1991), che impone ai Comuni di suddividere il proprio territorio in classi acustiche, in funzione della destinazione d'uso delle varie aree (residenziali, industriali, ecc.) stabilendo, per ciascuna classe, i limiti delle emissioni sonore tollerabili. Il DPCM 14/11/97, in attuazione dell'art. 3, comma 1, lettera a) della legge 26 ottobre 1995, n. 447, ha poi determinato i valori limite di emissione, i valori limite di immissione, i valori di attenzione ed i valori di qualità, di cui all'art. 2, comma 1, lettere e), f), g) ed h); comma 2; comma 3, lettere a) e b), della stessa legge. I valori limite di emissione, assoluti di immissione e di qualità delle sorgenti sonore sono indicati rispettivamente nelle tabelle B, C e D del D.P.C.M. 14.11.1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore" e dipendono dalle classi di destinazione d'uso del territorio.

CLASSE DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO		TEMPI DI RIFERIMENTO	
		Diurno (06.00-22.00)	Notturmo (22.00-06.00)
I	Aree particolarmente protette	45	35
II	Aree prevalente residenziali	50	40
III	Aree di tipo misto	55	45
IV	Aree di intensa attività umana	60	50
V	Aree prevalentemente industriali	65	55
VI	Aree esclusivamente industriali	65	65

Tabella 7.13. – Tabella B - Valori limite di emissione – Leq in dB(A).

CLASSE DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO		TEMPI DI RIFERIMENTO	
		Diurno (06.00-22.00)	Notturmo (22.00-06.00)
I	Aree particolarmente protette	50	40
I	Aree prevalente residenziali	55	45
II	Aree di tipo misto	60	50
V	Aree di intensa attività umana	65	55
V	Aree prevalentemente industriali	70	60
I	Aree esclusivamente industriali	70	70

Tabella 7.14. – Tabella C - Valori limite assoluti di immissione – Leq in dB(A).

CLASSE DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO		TEMPI DI RIFERIMENTO	
		Diurno (06.00-22.00)	Notturno (22.00-06.00)
I	Aree particolarmente protette	47	37
II	Aree prevalente residenziali	52	42
III	Aree di tipo misto	57	47
IV	Aree di intensa attività umana	62	52
V	Aree prevalentemente industriali	67	57
VI	Aree esclusivamente industriali	70	70

Tabella 7.15. – Tabella D - Valori di qualità – Leq in dB(A).

Di seguito i principali caratteri tipologici di ciascuna area come definiti dal D.P.C.M. 14.11.1997 (Tabella A).

**CLASSE I - aree particolarmente protette:** rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc.

**CLASSE II - aree destinate ad uso prevalentemente residenziale:** rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali e artigianali.

**CLASSE III - aree di tipo misto:** rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali, uffici, con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici.

**CLASSE IV - aree di intensa attività umana:** rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali, le aree con limitata presenza di piccole industrie.

**CLASSE V - aree prevalentemente industriali:** rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.

**CLASSE VI - aree esclusivamente industriali:** rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi. Con la legge n.3 del 12/02/2002 la regione Puglia ha definito i criteri che i comuni debbano seguire per l'esecuzione

della zonizzazione acustica dei territori comunali, attraverso la suddivisione in aree omogenee e la relativa classificazione in base alla destinazione d'uso, secondo quanto disposto dal DPCM del 1991.

### 7.8.1 Verifica di compatibilità del progetto

Nel caso specifico, la zona di installazione dell'impianto fotovoltaico ricade nel territorio comunale di Gravina in Puglia (BA).

Nel caso specifico della presente valutazione, il comune di Gravina in Puglia non è dotato di Piano Comunale di Classificazione Acustica (P.C.C.A.).

Pertanto, in attesa di tale adempimento, vale l'applicazione dei limiti previsti dal DPCM del 1/03/1991 e quindi, per quanto riguarda i valori assoluti, in base all'art. 15 (regime transitorio) della Legge 447/95, in mancanza di zonizzazione acustica del territorio si applicano i limiti assoluti di cui alla tabella 1, art. 6 del D.P.C.M. del 01 marzo 1991.

Zonizzazione	Limite diurno Leq [dB(A)]	Limite notturno Leq [dB(A)]
Tutto il territorio nazionale	70	60
Zona A (decreto ministeriale n. 1444/68)	65	55
Zona B (decreto ministeriale n. 1444/68)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Tabella 7.16. – Valori dei limiti di accettabilità per le sorgenti sonore fisse.

Nell'ambito dell'Impianto Agrovoltaiico, le sole apparecchiature che possono determinare un rilevabile impatto acustico sul contesto ambientale sono gli inverter e i trasformatori alloggiati nelle Cabine di Trasformazione.

**Il livello di emissione di rumore è in ogni caso in accordo ai limiti fissati dal D.P.C.M. 01 marzo 1991, dal D.P.C.M. 14 novembre 1997 e secondo le indicazioni della legge quadro sull'inquinamento acustico (Legge n. 477 del 26/10/1995), in corrispondenza dei recettori sensibili.**

In base alle considerazioni fin qui svolte è possibile affermare che **l'impatto da rumore dell'impianto può considerarsi nullo.**

### 7.9. Effetti Elettromagnetici

Per le centrali fotovoltaiche, l'impatto elettromagnetico è legato alla presenza di campi elettrici e campi magnetici. I primi sono prodotti dalle cariche elettriche la cui intensità è massima vicino al dispositivo e diminuisce con la distanza; i secondi, invece, sono prodotti dalla corrente e la loro intensità è massima vicino alla sorgente e minima al diminuire della distanza. Per tutto ciò che attiene la valutazione dei campi magnetici ed elettrici all'interno dell'impianto fotovoltaico, essendo l'accesso alla centrale ammesso esclusivamente a personale lavoratore autorizzato, non trova applicazione il DPCM 8 luglio 2003. Essendo le zone direttamente confinanti con l'impianto di rete non adibite né ad una permanenza giornaliera non inferiore alle 4 ore né a zone gioco per l'infanzia/abitazioni scuole, vanno verificati esclusivamente i limiti di esposizione. Non trovano applicazione, per le stesse motivazioni, gli obiettivi di qualità del DPCM 8 luglio 2003.

Rimane comunque inteso che i limiti esposti dal DPCM si applicano esclusivamente alla parte esterna della centrale e relativamente ai campi magnetici prodotti da correnti di frequenza 50 Hz. Per la valutazione dei campi magnetici statici prodotti dalla sezione in corrente continua, se necessario, si farà riferimento alla raccomandazione del Consiglio dell'Unione Europea del 12 luglio 1999.

Nella fase di cantierizzazione e di dismissione dell'impianto, poiché le apparecchiature sono disalimentate, non vi sono campi elettromagnetici e quindi non vi è esposizione: i possibili rischi sono limitati alla sola fase di esercizio.

Al contrario delle linee elettriche, per le quali è ormai consolidato un metodo di calcolo preventivo dei campi magnetici ed elettrici, per le cabine elettriche e per tutti i sistemi non assimilabili alle linee elettriche, a causa delle geometrie complesse, non è agevole determinare gli andamenti dei campi elettrici e magnetici con modelli matematici, ma a valle di considerazioni preventive di massima, in caso di dubbio si deve procedere direttamente alle misure in campo.

Considerando che la grossa parte dell'impianto è a bassa tensione, che la massima tensione elettrica all'interno ed all'esterno è di 36.000 V e che i campi elettrici sono schermati dal suolo, dalle recinzioni, dalle murature del fabbricato, dagli alberi, dalle strutture metalliche portamoduli, dalle guaine metalliche dei cavi a media tensione, ecc., si può trascurare completamente la valutazione dei campi elettrici che, si ricorda, sono generati dalla tensione elettrica.

In particolare, è stato più volte dimostrato da misure sperimentali condotte in tutta Italia dal sistema agenziale ARPA sulle cabine MT/BT della Distribuzione, che i campi elettrici all'esterno delle cabine a media tensione risultano essere abbondantemente inferiori ai limiti di legge.

In merito alla valutazione analitica dei campi generati dagli elettrodotti, si evidenzia che i campi elettrici sono trascurabili grazie allo schermo dei cavi atterrato ad entrambe le estremità e all'effetto schermante del terreno stesso; per quanto riguarda la generazione di campi magnetici, si trova che la disposizione a trifoglio dei cavi unipolari consente di avere valori di induzione assai ridotti, grazie alla possibilità di avvicinare i conduttori. Infatti, i campi magnetici, interagendo tra loro, si attenuano a vicenda.

#### ***7.9.1. Considerazioni***

Si ribadisce che le correnti utilizzate nei calcoli per il nuovo impianto, ai sensi della normativa vigente, sono ben maggiori delle correnti di impiego valutate in condizioni di potenza nominale dell'impianto. Inoltre la scelta di sezioni dei cavi (e quindi portate) elevate ha anche lo scopo di ridurre le cadute di tensione sulle linee, a fronte di correnti di esercizio ridotte rispetto alla portata del cavo stesso.

A seguito dei sopralluoghi effettuati su impianti esistenti, si è riscontrato che le fasce di rispetto calcolate sono sempre rispettate, considerando il fatto che sono del tutto assenti edifici ad uso residenziale o similare vicini alla viabilità lungo la quale saranno interrato le linee a MT. Anche la zona di installazione della sottostazione di consegna, in prossimità della futura stazione Terna,

interessano solo terreni ad uso agricolo, che non prevedono la permanenza di persone per più di 4 ore giornaliere, garantendo il rispetto di norme e leggi vigenti, oltre che la salvaguardia della salute umana.

Nell'analisi condotta, si è verificato che i limiti di esposizione sono sempre verificati, così come sono sempre verificati gli obiettivi di qualità. Inoltre, considerando che la mediana sulle 24 ore dei valori di corrente che percorrono tutte le sezioni di impianto sono pressoché nulle e mai sopra il 20% del valore nominale, l'impatto elettromagnetico ai sensi della legge italiana è da considerare nullo.

Nella sottostazione elettrica di utenza la tensione viene innalzata da 30 kV a 36 kV.

La Stazione di elevazione 30/36 kV è da considerarsi simile alle attuali stazioni di elevazione MT di E-distribuzione, con trasformatori situati in locali chiusi e celle MT e AT a 36 kV in locali chiusi, tutte le cabine posizionate in luoghi non adibiti a permanenza di persone, nelle immediate vicinanze della cabina di consegna di Terna. La stazione ad alta tensione, quindi, è caratterizzata da valori di induzione magnetica e di campo elettrico inferiori ai limiti normativi vigenti.

Inoltre, considerando che la mediana sulle 24 ore dei valori di corrente che percorrono tutte le sezioni di impianto sono pressoché nulle e mai sopra il 20% del valore nominale, **l'impatto elettromagnetico, ai sensi della legge italiana, è da considerarsi nullo.**

### **7.9.2. Conclusioni**

A seguito delle valutazioni preventive eseguite, tenendo sempre presente le dovute approssimazioni conseguenti alla complessità geometrica della sorgente emissiva e precisando che le simulazioni dei paragrafi precedenti riguardano solo le opere elettriche di progetto, si presume che l'opera proposta, per le sue caratteristiche emissive e per l'ubicazione scelta, sarà conforme alla normativa italiana in tema di protezione della popolazione dagli effetti dei campi elettromagnetici, magnetici ed elettrici. Successivamente alla realizzazione ed entrata in esercizio dell'impianto, il rispetto dei limiti di esposizione, se necessario, potrà essere verificato e confermato con misure dirette in campo.

**Inoltre, considerando che la mediana sulle 24 ore dei valori di corrente che percorrono tutte le sezioni di impianto sono circa il 19% del valore massimo dell'impianto, variando dall'8% nei periodi invernali al 20% un solo giorno del mese di maggio, passando da 0.58 ore di lavoro in media nella giornata estiva a 0.38 ore di lavoro in media nella giornata invernale, l'impatto elettromagnetico ai sensi della legge italiana è da considerarsi nullo.**

### **7.10. Paesaggio**

La ricchezza del patrimonio e dei paesaggi culturali di un territorio, rappresentano l'espressione della sua identità e rivestono un'importanza universale.

Gli impianti fotovoltaici possono divenire degli strumenti in grado di invertire la tendenza all'abbandono e al degrado di talune aree territoriali.

Un insieme di interventi che, oltre a consentire di moderare, compensare od annullare le interferenze cagionate, possono dare luogo ad un processo di miglioramento tale da supportare lo sviluppo del patrimonio ambientale, culturale e paesaggistico in favore delle "generazioni future"

In un tale scenario, diventa di fondamentale importanza ripristinare la connettività attraverso il paesaggio, ossia la possibilità per gli organismi di spostarsi tra porzioni di habitat idoneo. Tale obiettivo è raggiungibile tramite un aumento generalizzato della permeabilità del paesaggio ai movimenti, congiuntamente, tramite l'implementazione di una rete ecologica le aree interessate ed il territorio di riferimento.

È indispensabile un approccio creativo nell'ambito di un contesto strategico integrato finalizzato, per l'appunto, alla tutela e, per quanto possibile, alla valorizzazione del paesaggio e del patrimonio naturale presente nelle aree di riferimento e, ovviamente, nella buffer zone di prossimità.

La connettività di un paesaggio dipende dalla distribuzione dei diversi habitat ma anche dalle caratteristiche intrinseche a ciascuna specie. Dalle caratteristiche ecologiche e comportamentali ed ancora dalle scale spaziali con le quali "utilizza" il paesaggio. Ogni specie "legge" il paesaggio nel modo che le è peculiare. La scelta degli interventi tiene conto del contesto ecologico di riferimento e, nel dettaglio, mira alla definizione di un habitat integrato ed in equilibrio con le esigenze di più specie.

L'area interessata dal progetto del parco agrovoltale ricade nella regione geografica storica "*Puglia grande (Tavoliere 2° liv.)*", ambito di paesaggio "*3. Tavoliere*" e figura territoriale "*3.3 Il mosaico di Cerignola*".

Come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata, tale territorio è caratterizzato dalla dominanza di vaste superfici pianeggianti coltivate prevalentemente a seminativo che si spingono fino alle propaggini collinari dei Monti Dauni.

La delimitazione dell'ambito si è attestata sui confini naturali rappresentati dal costone garganico, dalla catena montuosa appenninica, dalla linea di costa e dalla valle dell'Ofanto.

Questi confini morfologici rappresentano la linea di demarcazione tra il paesaggio del Tavoliere e quello degli ambiti limitrofi (Monti Dauni, Gargano e Ofanto) sia da un punto di vista geologico (tra i depositi marini terrazzati della piana e il massiccio calcareo del Gargano o le formazioni appenniniche dei Monti Dauni), sia di uso del suolo (tra il seminativo prevalente della piana e il mosaico bosco/pascolo dei Monti Dauni, o i pascoli del Gargano, o i vigneti della Valle dell'Ofanto), sia della struttura insediativa (tra il sistema di centri della pentapoli e il sistema lineare della Valle dell'Ofanto, o quello a ventaglio dei Monti Dauni).

Il perimetro che delimita l'ambito segue ad Ovest, la viabilità interpodereale che circonda il mosaico agrario di San Severo e la viabilità secondaria che si sviluppa lungo il versante appenninico (all'altezza dei 400 m s.l.m.), a Sud la viabilità provinciale (SP95 e SP96) che circonda i vigneti della valle dell'Ofanto fino alla foce, a Nord-Est, la linea di costa fino a Manfredonia e la viabilità

provinciale che si sviluppa ai piedi del costone garganico lungo il fiume *Candelaro*, a Nord, la viabilità interpodereale che cinge il lago di Lesina e il sistema di affluenti che confluiscono in esso.

#### **7.10.1. Valutazione degli Impatti**

La realizzazione di un impianto fotovoltaico ha un impatto sul territorio circostante limitato ad un impatto di tipo visivo sull'ambiente, e che tale impatto visivo resta circoscritto ai passanti che possono eventualmente trovarsi nella zona.

In generale si tratta, comunque, di una leggera variazione dello scenario naturale circoscritto all'area interessata dalla realizzazione del progetto, soprattutto perché le strutture che vengono installate non si sviluppano essenzialmente in altezza.

Ad ogni modo, al fine di ridurre al minimo l'impatto e migliorare l'inserimento ambientale dei pannelli solari, verrà posta particolare attenzione alla scelta del colore delle componenti principali dell'impianto, introducendo accorgimenti per evitare effetti di riflessione della luce da parte delle superfici metalliche.

Pertanto, si provvederà a creare, nella parte perimetrale dell'impianto e comunque nell'area recintata interessata dall'impianto ma non coperta dai pannelli o dalla viabilità interna, una barriera alberata costituita da vegetazione autoctona o storicizzata che mimetizzi l'impianto col verde circostante con funzione di "*fascia cuscinetto*".

Le suddette misure di mitigazione verranno messe in atto nell'area prima della messa in opera di pannelli fotovoltaici e saranno inoltre mantenute in stato ottimale per tutto il periodo di vita dell'impianto.

L'area in cui si localizza il Progetto è un'area agricola nella disponibilità della società Proponente.

L'intervento si inserisce in un sistema paesaggistico già fortemente antropizzato connotato dalla presenza di impianti fotovoltaici, oltre che dalle altre infrastrutture stradali, contribuendo al miglioramento dell'accessibilità dei luoghi e rafforzandone l'identità.

Pertanto, non si può parlare di alcuna interferenza con l'attuale trama del territorio.

A seguito della schematizzazione delle azioni di Progetto e relativi fattori di impatto, sono stati identificati per la componente in esame il seguente fattore:

- Intrusione visiva

Per quanto riguarda il disturbo visivo dovuto alla presenza delle attività connesse alle fasi di cantiere si evidenziano i seguenti aspetti:

- In fase di costruzione la presenza del cantiere sarà limitata al periodo strettamente necessario all'installazione dei moduli e delle opere civili costituite da cabine prefabbricate, la cui durata è stimata di 18/24 mesi circa;
- La realizzanda recinzione costituirà uno schermo rispetto alle attività interne, così come la vegetazione perimetrale da collocare.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Transito mezzi pesanti	Intrusione visiva	breve	discontinua	a breve termine	bassa	locale	bassa
Installazione moduli fotovoltaici	Intrusione visiva	breve	discontinua	a breve termine	bassa	locale	bassa
Installazione prefabbricati	Intrusione visiva	breve	discontinua	a breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.17. – Valutazione degli impatti sulla componente paesaggio nella fase di cantiere.

Dall’analisi del sistema paesaggistico e della percezione visiva, effettuata precedentemente, emerge che sull’area di intervento sono presenti punti di vista con carattere dinamico, costituiti dalle principali infrastrutture caratterizzanti l’area.

La percezione dell’impianto fotovoltaico avviene per la maggior parte in movimento, in posizione sfavorevole per l’osservatore e in alcuni casi risulta impedita per la presenza di strutture industriali o da formazioni arboree e arbustive lungo il bordo viario.

La potenziale alterazione della percezione visiva può essere considerata di **livello basso**.

Attività/azioni di Progetto	Fattori di impatto	Durata nel tempo	Distribuzione temporale	Reversibilità	Magnitudine	Area di influenza	Sensibilità componente
Presenza impianto e strutture	Intrusione visiva	lunga	continua	breve termine	bassa	locale	bassa

Tabella 7.18. – Valutazione degli impatti sulla componente paesaggio nella fase di esercizio.

Nella fase di fine esercizio, la realizzazione di fasce arboree con caratteristiche differenti lungo tutto il perimetro del sito di impianto mitigheranno l’impatto paesaggistico determinando un **impatto** di bassa entità in termini di intrusione visiva. Nella fase di fine dismissione, la rimozione delle strutture e dei moduli fotovoltaici determinerà un **impatto positivo** di bassa entità in termini di assenza di intrusione visiva.

### 7.11. Inquinamento luminoso

L’impianto d’illuminazione previsto dal progetto è stato sviluppato nel rispetto delle normative vigenti in materia di contenimento dell’inquinamento luminoso e di risparmio energetico, ed in particolare tenendo conto delle prescrizioni contenute:

- Nella LEGGE REGIONALE 23 novembre 2005, n. 15 - “Misure urgenti per il contenimento dell’inquinamento luminoso e per il risparmio energetico”;
- Nel REGOLAMENTO REGIONALE 22 agosto 2006, n. 13 - “Misure urgenti per il contenimento dell’inquinamento luminoso e per il risparmio energetico”.

Il progetto dell'impianto per l'illuminazione esterna è stato sviluppato ed ottimizzato al fine di perseguire i seguenti obiettivi:

- Ridurre l'inquinamento luminoso per conservare e proteggere l'ambiente naturale, limitando al minimo i possibili impatti dell'impianto soprattutto sulla fauna locale;
- Minimizzare i consumi energetici tramite la realizzazione di un sistema di ridotte dimensioni e ad alta efficienza energetica in modo da ridurre gli oneri di gestione e quelli di manutenzione;
- Minimizzare i possibili fenomeni di abbagliamento derivanti dal suo funzionamento.

A tal fine, è stata esclusa la soluzione più comunemente adottata che consiste nell'illuminare l'intero perimetro delle aree recintate dell'impianto agrovoltico poiché:

- L'impianto di videosorveglianza previsto in progetto, installato perimetralmente alle aree recintate, non necessita d'illuminazione in quanto le telecamere sono dotate di infrarossi notturni;
- Si riduce, ad eventuali intrusi, la capacità di individuare e manomettere le telecamere costituenti il sistema di videosorveglianza;
- Non è previsto di effettuare manutenzioni degli impianti di produzione nelle ore notturne.

Inoltre, anche al fine di ridurre i consumi dei servizi ausiliari degli impianti e di minimizzare gli eventuali ombreggiamenti dei corpi illuminanti sui pannelli riducendone la produzione di energia, il progetto per l'illuminazione esterna delle aree recintate dell'impianto agrovoltico prevede unicamente l'installazione di elementi puntuali in corrispondenza di:

- n. 15 cancelli di ingresso alle aree recintate;
- n. 8 cabine di campo interne all'impianto agrovoltico;
- n. 1 locale servizi interno all'impianto agrovoltico.

L'impianto d'illuminazione sarà quindi composto da un totale di n. 24 corpi illuminanti; questi saranno alimentati dal circuito ausiliario distribuito nell'impianto e avranno un comando di accensione in prossimità delle cabine.

Nel caso del progetto in esame, gli impatti con l'ambiente circostante, sia pur di modesta entità, potrebbero essere determinati dagli impianti di illuminazione del campo, cioè dalle lampade, che posizionate lungo il perimetro consentono la vigilanza notturna del campo durante la fase di esercizio.

L'impianto d'illuminazione esterna rispetta le prescrizioni di cui all'art. 8 della L.R. 23/11/2005, n. 15, che individua le aree di particolare tutela e protezione; esso non ricade:

- Nelle aree individuate entro un buffer di 30 km dagli Osservatori astronomici professionali o nelle aree individuate entro un buffer di 15 km dagli Osservatori astronomici non professionali di rilevanza regionale e provinciale;

L'osservatorio astronomico professionale più prossimo all'impianto agrovoltaico è l'Osservatorio Astronomico "A. DE Gasparis" sito in Basilicata, nel territorio del Comune di Castelgrande (PZ), che dista circa 60 km in linea d'aria;

L'osservatorio astronomico non professionale più prossimo all'impianto agrovoltaico è l'Osservatorio Astronomico "L. Dehon" sito in Puglia, nel territorio del Comune di Andria (BT), che dista circa 44 km in linea d'aria;

- Nelle aree naturali protette o nei parchi naturali.

L'impianto d'illuminazione, inoltre, sarà realizzato nel rispetto delle prescrizioni relative ai requisiti minimi richiesti, di cui all'art. 5 della L.R. 23/11/2005, n. 15 e dell'art. 5 del Regolamento regionale 22/08/2006, n. 13, quindi:

- Sarà corredato di certificazione di conformità alla L.R. 23/11/2005, n. 15;
- Sarà realizzato rispettando i seguenti requisiti tecnici, le lampade:
  - Saranno ad avanzata tecnologia ed elevata efficienza luminosa, quali quelle con tecnologia LED;
  - Avranno indice di resa cromatica pari a 75 Ra, superiore al requisito richiesto > 65 Ra;
  - Avranno efficienza pari a 165 lm/w, superiore al requisito richiesto > 90 lm/w;
  - Saranno recessive nel vano ottico superiore dell'apparecchio stesso e non proietteranno luce diretta verso l'alto;
  - Avranno potenza luminosa pari a 60W, inferiore al requisito richiesto < 75w.

L'impianto d'illuminazione, come fin qui descritto, si configura come un impianto di tipo "non a funzionamento continuo" poiché non sarà sempre in funzione ma verrà utilizzato sporadicamente, come già detto, esclusivamente in caso di guasti improvvisi o accesso all'impianto durante le ore notturne.

Per tale motivo si può ritenere che l'impianto d'illuminazione, pur rispettando i requisiti fissati dalla normativa regionale richiamata, rientri:

- nel caso di cui all'art.6, comma 1, lett. f) della L.R. 23/11/2005, n. 15, ovvero "*impianti con funzionamento inferiore a duecentocinquanta ore all'anno*";
- nel caso di cui all'art.9, comma 1, lett. c) del Regolamento regionale 22/08/2006, n. 13, ovvero "*... sorgenti luminose, non a funzionamento continuo, che risultino, comunque, attive oltre due ore dal tramonto del sole*";

**e per questo possa essere considerato in deroga alla normativa regionale richiamata.**

## **8. MISURE DI PREVENZIONE E MITIGAZIONE**

### **8.1. Premessa**

Come è facile immaginare la principale problematica di questo tipo di impianto è legata alla possibilità di poterlo connettere alla rete elettrica nazionale senza dover realizzare cavidotti con percorsi lunghi ed articolati. Questa “particolarità” fa sì che i punti in cui è possibile realizzare questo tipo d’impianto siano relativamente pochi e, spesso, non idonei allo scopo (disponibilità dei siti, morfologia non idonea, esposizione sfavorevole, ecc.). Partendo da questo assunto, e individuato un luogo idoneo, si è potuto intraprendere la fase di organizzazione preliminare del progetto di realizzazione dell’impianto. In questa fase è stata posta particolare attenzione all’adozione di idonee misure per ridurre la visibilità delle opere civili (cabine di campo e moduli fotovoltaici.).

L’impatto visivo, che non può essere eliminato, sarà comunque di natura transitoria e reversibile, infatti le caratteristiche tecniche di tale impianto permettono di stimare la vita utile dello stesso in circa 30 anni, trascorsi i quali il sistema fotovoltaico verrà dismesso e il proponente rimuoverà tutte le opere con ripristino delle condizioni originarie antecedenti l’installazione.

Per minimizzare l’impatto visivo, o addirittura annullarlo, è stata prevista l’adozione di una fascia arborea perimetrale, sia interna che esterna alla recinzione, con densità ottimizzata con funzione di schermo visivo e frangivento. La presenza sul territorio di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica, può costituirsi quale emblema rappresentativo di “sviluppo sostenibile” concretizzando una garanzia del rispetto delle risorse ambientali nel loro complesso.

Gli interventi di “mitigazione”, visti nel loro complesso, connessi con la costruzione dell’impianto fotovoltaico consistono in una serie di interventi volti a ridurre l’impatto sulle diverse matrici ambientali analizzate nei capitoli precedenti. Le “Opere di Mitigazione Ambientale” nell’ambito dei piani di sviluppo dei sistemi di produzione di energia fonti rinnovabili, hanno lo scopo di ridurre e compensare le interferenze cagionate dallo componente abiotica degli impianti.

Nell’ambito degli impianti fotovoltaici “non integrati”, le Opere di Mitigazione Ambientale, interagiscono con il sistema territoriale di riferimento nel rispetto delle caratteristiche dettate dal paesaggio, dagli aspetti vegetazionali e faunistici nonché dal tessuto rurale con il quale avranno modo di interagire. Gli interventi, in termini operativi, a valere sugli aspetti e le considerazioni descritte nei punti precedenti, mirano alla costituzione di una rete ecologica in grado di migliorare la connettività ecologica nell’ambito degli habitat rilevabili in ambito territoriale. Le opere di mitigazione previste, tenuto conto delle peculiarità territoriali e delle caratteristiche in capo alle diverse componenti analizzate, risultano in linea con le specifiche ambientali ed in relazione della contiguità delle aree di impianto. Gli interventi, in definitiva e per la gran parte, risultano tra di loro connessi nell’ambito di un sistema in grado di dare luogo ad una rete ecologica in grado moderare ed equilibrare le interferenze cagionate, ognuno per la propria parte, dagli impianti fotovoltaici sulle diverse componenti. In particolare, il Proponente darà particolare importanza alle opere di rinaturalizzazione, destinando aree interne ed esterne al sito ad opere verdi di mitigazione.

## **8.2. Misure di prevenzione e mitigazione in fase di costruzione**

### **8.2.1. Emissioni in atmosfera**

Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera verranno adottate le seguenti misure di mitigazione e prevenzione:

- i mezzi di cantiere saranno sottoposti, a cura di ciascun appaltatore, a regolare manutenzione come da libretto d'uso e manutenzione;
- nel caso di carico e/o scarico di materiali o rifiuti, ogni autista limiterà le emissioni di gas di scarico degli automezzi, evitando di mantenere acceso il motore inutilmente;
- manutenzioni periodiche e regolari delle apparecchiature contenenti gas ad effetto serra (impianti di condizionamento e refrigerazione delle baracche di cantiere), avvalendosi di personale abilitato.

Al fine di ridurre il sollevamento polveri derivante dalle attività di cantiere, verranno adottate le seguenti misure di mitigazione e prevenzione:

- circolazione degli automezzi a bassa velocità per evitare il sollevamento di polveri;
- nella stagione secca, eventuale bagnatura con acqua delle strade e dei cumuli di scavo stoccati, per evitare la dispersione di polveri;
- lavaggio delle ruote dei mezzi pesanti, prima dell'immissione sulla viabilità pubblica, per limitare il sollevamento e la dispersione di polveri, con approntamento di specifiche aree di lavaggio ruote.

### **8.2.2. Emissioni di rumore**

Al fine della mitigazione dell'impatto acustico in fase di cantiere sono previste le seguenti azioni:

- il rispetto degli orari imposti dai regolamenti comunali e dalle normative vigenti per lo svolgimento delle attività rumorose;
- la riduzione dei tempi di esecuzione delle attività rumorose utilizzando eventualmente più attrezzature e più personale per periodi brevi;
- la scelta di attrezzature meno rumorose e insonorizzate rispetto a quelle che producono livelli sonori molto elevati (ad es. apparecchiature dotate di silenziatori);
- attenta manutenzione dei mezzi e delle attrezzature (eliminare gli attriti mediante operazioni periodiche di lubrificazione, sostituire i pezzi usurati, serrare le giunzioni, porre attenzione alla bilanciatura delle parti rotanti delle apparecchiature per evitare vibrazioni eccessive, verificare la tenuta dei pannelli di chiusura dei motori), prevedendo una specifica procedura di manutenzione programmata;
- divieto di utilizzo in cantiere dei macchinari senza opportuna dichiarazione CE di conformità e l'indicazione del livello di potenza sonora garantito, secondo quanto stabilito dal D. lgs. 262/02.

### **8.2.3. Misure durante la movimentazione e la manipolazione di sostanze chimiche**

L'attività di cantiere può comportare l'utilizzo di prodotti chimici sia per l'esecuzione delle attività direttamente connesse alla realizzazione dell'opera, opere di cantiere (acceleranti e ritardanti di presa, disarmanti, prodotti vernicianti), sia per le attività trasversali, attività di officina, manutenzione e pulizia mezzi d'opera (oli idraulici, sbloccanti, detergenti, prodotti vernicianti, ecc.).

Prima di iniziare la fase di cantiere, al fine di minimizzare gli impatti, la Società Proponente si occuperà di:

- verificare l'elenco di tutti i prodotti chimici che si prevede di utilizzare;
- valutare le schede di sicurezza degli stessi e verificare che il loro utilizzo sia compatibile con i requisiti di sicurezza sul lavoro e di compatibilità con le componenti ambientali;
- valutare eventuali possibili alternative di prodotti caratterizzati da rischi più accettabili;
- in funzione delle frasi di rischio, delle caratteristiche chimico – fisiche del prodotto e delle modalità operative di utilizzo, individuare l'area più idonea al loro deposito (ad esempio in caso di prodotti che tendano a formare gas, evitare il deposito in zona soggetta a forte insolazione);
- nell'area di deposito, verificare con regolarità l'integrità dei contenitori e l'assenza di dispersioni.

Inoltre, durante la movimentazione e manipolazione dei prodotti chimici, la Società Proponente si accerterà che:

- si evitino percorsi accidentati per presenza di lavori di sistemazione stradale e/o scavi;
- i contenitori siano integri e dotati di tappo di chiusura;
- i mezzi di movimentazione siano idonei e/o dotati di pianale adeguatamente attrezzato;
- i contenitori siano accuratamente fissati ai veicoli in modo da non rischiare la caduta anche in caso di urto o frenata;
- si adotti una condotta di guida particolarmente attenta e con velocità commisurata al tipo di carico e alle condizioni di viabilità presenti in cantiere;
- vengano indossati, se previsti, gli idonei Dispositivi di Protezione Individuale (DPI);
- gli imballi vuoti siano ritirati dai luoghi di lavorazione e trasportati nelle apposite aree di deposito temporaneo;
- i prodotti siano utilizzati solo per gli usi previsti e solo nelle aree previste.

#### **8.2.4. Misure di prevenzione per escludere il rischio di contaminazione di suolo e sottosuolo**

La Società Proponente prevedrà che le attività quali manutenzione e ricovero mezzi e attività varie di officina, nonché depositi di prodotti chimici o combustibili liquidi, siano effettuate in aree pavimentate e coperte, dotate di opportuna pendenza che convogli eventuali sversamenti in pozzetti ciechi a tenuta.

Analogamente, sia in fase di cantiere che in fase di esercizio dell'opera, sarà individuata un'adeguata area adibita ad operazioni di deposito temporaneo di rifiuti; gli stessi saranno raccolti in appositi contenitori consoni alla tipologia stessa di rifiuto e alle relative eventuali caratteristiche di pericolo.

#### **8.2.5. Impatto visivo e inquinamento luminoso**

La Società Proponente metterà in atto tutte le misure necessarie per ridurre al minimo l'impatto visivo del cantiere, prevedendo in particolare di:

- mantenere l'ordine e la pulizia quotidiana nel cantiere, stabilendo chiare regole comportamentali;
- depositare i materiali esclusivamente nelle aree a tal fine destinate, scelte anche in base a criteri di basso impatto visivo: qualora sia necessario l'accumulo di materiale, garantire la formazione di cumuli contenuti, confinati ed omogenei. In caso di mal tempo, prevedere la copertura degli stessi;
- ricavare le aree di carico/scarico dei materiali e stazionamento dei mezzi all'interno del cantiere.

Per quanto concerne l'impatto luminoso, si avrà cura di ridurre, ove possibile, l'emissione di luce nelle ore crepuscolari invernali, nelle fasi in cui tale misura non comprometta la sicurezza dei lavoratori, ed in ogni caso eventuali lampade presenti nell'area di cantiere, vanno orientate verso il basso e tenute spente qualora non utilizzate.

#### **8.2.6. Impatto su flora, fauna ed ecosistemi**

Le aree interessate dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico e delle opere necessarie per la connessione alla RTN ricadono all'interno di aree agricole o interessano la viabilità esistente.

**L'impatto è pertanto da considerarsi trascurabile e limitato nel tempo.**

Il disturbo arrecato alle specie faunistiche dai lavori di realizzazione dell'impianto è poco significativo, soprattutto se paragonato a quello normalmente provocato dai macchinari agricoli utilizzati per la lavorazione dei campi.

**Pertanto si ritiene che gli impatti derivanti dalla fase di cantiere su tali componenti ambientali possano essere ritenuti trascurabili e non significativi.**

### **8.3. Misure di mitigazione in fase di esercizio dell'opera**

#### **8.3.1 Contenimento delle emissioni sonore**

Come già specificato in precedenza, la fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico comporterà unicamente emissioni di rumore limitatamente al funzionamento dei macchinari elettrici, progettati e realizzati nel rispetto dei più recenti standard normativi ed il cui alloggiamento è previsto all'interno di apposite cabine tali da attenuare ulteriormente il livello di pressione sonora in prossimità della sorgente stessa.

Occorre inoltre considerare che tutte le strutture in Progetto risultano inserite in un contesto di area agricola all'interno del quale non risultano presenti nelle immediate vicinanze recettori sensibili o ambienti abitativi adibiti alla permanenza di persone.

Analoghe considerazioni valgono per le opere di connessione alla RTN, anch'esse previste lungo la viabilità esistente e nei pressi della quale (tratto interessato) non risultano ubicati recettori sensibili.

Allo stato attuale non risulta pertanto necessario prevedere l'impiego di misure di mitigazione: specifiche indagini verranno comunque effettuate a valle della messa in esercizio dell'impianto, al fine di valutare il rispetto dei valori limite applicabili.

#### **8.3.2. Contenimento dell'impatto visivo**

Come già più volte specificato nel documento, per il contenimento dell'impatto visivo è stata prevista la predisposizione di una fascia arborea perimetrale della larghezza di 3 m costituita da n. 1 filare di piante arbustive mellifere, alternate tra ginestra, corniolo e prugnolo

La valutazione delle specie arboree da utilizzare è stata dettata dalla volontà di conciliare l'azione di mitigazione/riqualificazione paesaggistica con la valorizzazione della vocazione agricola dell'area di inserimento dell'impianto.

Si evidenzia, quindi, che l'impatto visivo ante e post operam rimarrà invariato, anche grazie alla fascia arborea perimetrale che verrà impiantata lungo il perimetro dell'impianto.

#### **8.3.3. Interferenze elettromagnetiche**

Gli impianti fotovoltaici, essendo costituiti fondamentalmente da elementi per la produzione ed il trasporto di energia elettrica, sono interessati dalla presenza di campi elettromagnetici. Per l'impianto in esame e per la componente, le eventuali interferenze sono limitate alla sola fase di esercizio, mentre in fase di cantiere l'elettromagnetismo è quello preesistente relativo alle linee presenti (in corrispondenza del punto di immissione in rete). Dai valori di induzione magnetica e campo elettrico riportati in tali studi e dal loro raffronto con i limiti normativi si può ritenere trascurabile il rischio di esposizione per la popolazione a campi elettromagnetici legato all'esercizio dell'intera opera proposta.

### **8.3.4. Tutela della fertilità del suolo, componente agricola e biodiversità**

La realizzazione dell'impianto agrovoltaico comporterà indubbiamente un cambiamento rispetto all'attuale condizione del suolo e del soprasuolo; l'attività agricola attualmente condotta per la coltivazione dei seminativi e delle colture ortive verrà sostituita dalle attività agricole previste dal progetto (colture ortive biologiche e aree alberate produttive). La scelta di realizzare un impianto agrovoltaico consente il prosieguo dell'attività agricola sui terreni occupati, seppur in maniera differente rispetto allo stato attuale, a differenza di quanto accade nella realizzazione di un impianto fotovoltaico ove si genera inevitabilmente una perdita di suolo.

L'installazione dei pannelli fotovoltaici in posizione sopraelevata (sopra i tracker) consente, oltre che di continuare la coltivazione dei terreni, di proteggere il suolo preservandolo da dilavamenti di nutrienti e mineralizzazione della sostanza organica. Un altro aspetto migliorativo rispetto allo stato di fatto è costituito dalla sostituzione delle colture attuali, che prevedono l'uso di fertilizzanti e pesticidi, con coltivazioni biologiche di colture ortive e arboree produttive.

#### **8.3.4.1. Capacità d'uso del suolo delle aree d'impianto (Land Capability Classification)**

La classificazione della capacità d'uso del suolo LCC (*Land Capability Classification*), descritta più in dettaglio alla Relazione Pedo-Agronomica, prevede tre livelli di definizione:

1. la classe;
2. la sottoclasse;
3. l'unità.

Le classi di capacità d'uso raggruppano sottoclassi che possiedono lo stesso grado di limitazione o rischio. Sono designate con numeri romani da *I* a *VIII* in base al numero ed alla severità delle limitazioni e sono definite come segue, ovvero:

##### Suoli arabili

- Classe I: Suoli senza o con poche limitazioni all'utilizzazione agricola. Non richiedono particolari pratiche di conservazione e consentono un'ampia scelta tra le colture diffuse nell'ambiente.
- Classe II: Suoli con moderate limitazioni, che riducono la scelta colturale o che richiedono alcune pratiche di conservazione, quali un'efficiente rete di affossature e di drenaggi.
- Classe III: Suoli con notevoli limitazioni, che riducono la scelta colturale o che richiedono un'accurata e continua manutenzione delle sistemazioni idrauliche agrarie e forestali.
- Classe IV: Suoli con limitazioni molto forti all'utilizzazione agricola. Consentono solo una limitata possibilità di scelta. Suoli non arabili.
- Classe V: Suoli che presentano limitazioni ineliminabili non dovute a fenomeni di erosione e che ne riducono il loro uso alla forestazione, alla produzione di foraggi, al pascolo o al mantenimento dell'ambiente naturale (ad esempio, suoli molto pietrosi, suoli delle aree golenali).

- Classe VI: Suoli con limitazioni permanenti tali da restringere l'uso alla produzione forestale, al pascolo o alla produzione di foraggi su bassi volumi.
- Classe VII: Suoli con limitazioni permanenti tali da richiedere pratiche di conservazione anche per l'utilizzazione forestale o per il pascolo.
- Classe VIII: Suoli inadatti a qualsiasi tipo di utilizzazione agricola e forestale. Da destinare esclusivamente a riserve naturali o ad usi ricreativi, prevedendo gli interventi necessari a conservare il suolo e a favorire la vegetazione.

All'interno della classe di capacità d'uso è possibile raggruppare i suoli per tipo di limitazione all'uso agricolo e forestale. Con una o più lettere minuscole, apposte dopo il numero romano che indica la classe, si segnala immediatamente all'utilizzatore se la limitazione, la cui intensità ha determinato la classe d'appartenenza, è dovuta a proprietà del suolo (*s*), ad eccesso idrico (*w*), al rischio di erosione (*e*) o ad aspetti climatici (*c*). Le proprietà dei suoli e delle terre adottate per valutarne la LCC vengono così raggruppate:

- s: limitazioni dovute al suolo, con riduzione della profondità utile per le radici (tessitura, scheletro, pietrosità superficiale, rocciosità, fertilità chimica dell'orizzonte superficiale, salinità, drenaggio interno eccessivo);
- w: limitazioni dovute all'eccesso idrico (drenaggio interno mediocre, rischio di inondazione);
- e: limitazioni dovute al rischio di erosione e di ribaltamento delle macchine agricole (pendenza, erosione idrica superficiale, erosione di massa);
- c: limitazioni dovute al clima (tutte le interferenze climatiche).

In base alla cartografia consultata (vedi figura 8.1.), l'area di impianto presenta per la totalità una classe **IV** e sottoclasse **c**, ovvero:

- classe IV: Suoli con limitazioni molto forti all'utilizzazione agricola. Consentono solo una limitata possibilità di scelta. Suoli non arabili;
- sottoclasse c: limitazioni dovute al clima (tutte le interferenze climatiche).;

quindi suoli con “notevoli limitazioni, che riducono la scelta colturale o che richiedono un'accurata e continua manutenzione delle sistemazioni idrauliche agrarie e forestali”. Dall'osservazione dei luoghi di impianto e delle aree limitrofe, nonché dalla raccolta di informazioni inerenti alla disponibilità di risorse idriche per l'irrigazione, è possibile affermare che tale classificazione risulti coerente.

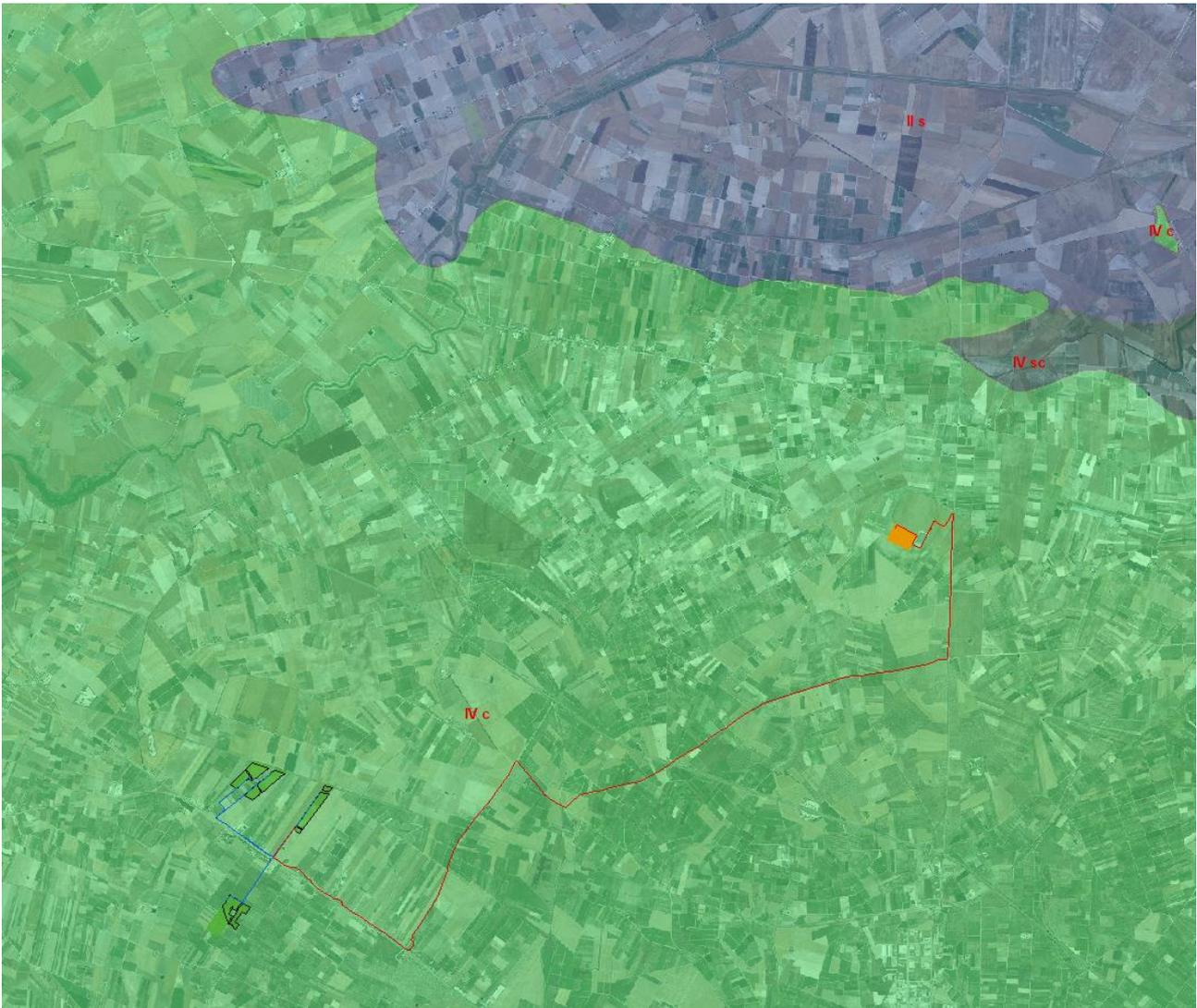


Tabella 8.1. – Capacità d’Uso del Suolo (LCC senza Irrigazione) dell’area di impianto.

Il sito, pertanto, presenta caratteristiche adatte all’uso agricolo e consente una progettazione agronomica senza particolari limitazioni.

#### **8.3.4.2. Stato dei luoghi e colture praticate**

L’appezzamento si presenta totalmente pianeggiante. Alla data del sopralluogo (novembre 2023) risultava coltivato per metà a carciofo e per metà a riposo.

Di seguito, le immagini relative allo stato di fatto delle aree di impianto:



Foto 1 – Area nord-est: terreno lasciato in parte coltivato a carciofo e in parte a riposo.



Foto 2 – Area nord-est: terreno lasciato a riposo.



Foto 3 – Area nord-est: terreno lasciato a riposo.



Foto 4 – Area nord-ovest: terreno coltivato a carciofo.



Foto 5 – Area nord-ovest: terreno a riposo.



Foto 6 – Area nord-est: terreno lasciato in parte coltivato a carciofo e in parte a riposo.

### **8.3.4.3. Risorse Idriche**

L'area risulta regolarmente servita dal Consorzio per la Bonifica della Capitanata, il più grande d'Italia, pertanto dispone, a seconda delle capacità degli invasi, di elevate quantità d'acqua per uso irriguo (al 2020 si è avuta una disponibilità idrica pari a 2.500 mc/ha per le ortive): la progettazione agronomica è stata pertanto svolta considerando colture irrigue.

Premesso che, ad oggi, non risulta esservi la necessità di compiere una ricerca idrica nel sottosuolo, nel caso in cui si intenda sfruttare anche questa risorsa si dovrà chiaramente effettuare una prova di portata ed avviare l'iter presso gli enti di competenza.

### **8.3.4.4. Colture praticabili nell'area di intervento e superfici dedicate**

Sulla base dei dati disponibili sulle attitudini delle colture e delle caratteristiche pedoclimatiche del sito, sono state selezionate le specie da utilizzare per l'impianto. In tutti i casi è stata posta una certa attenzione sull'opportunità di coltivare sempre essenze mellifere.

Per una corretta gestione agronomica dell'impianto, ci si è orientati pertanto verso le seguenti attività:

- a) Colture ortive da pieno campo;
- b) Colture aromatiche ed officinali;
- c) Copertura con manto erboso (intercalare con le colture ortive);
- d) Piante arbustive mellifere (fasce di mitigazione visiva).

Le superfici occupate dalle varie colture, e le relative sagome in pianta una volta realizzato il piano di miglioramento fondiario, sono indicate alle seguenti tabelle 8.1. e 8.2. ed alle successive figure 8.2., 8.3. e 8.4:

DESCRIZIONE	U. M.	AREA 1	AREA 2	AREA 3	AREA 4	AREA 5	AREA 6	AREA 7	AREA 8	AREA 9	TOTALE
Area catastale IMPIANTO AGROVOLTAICO - Area ricadente in area idonea D.lgs. 199/21 smi (Stot)	(mq)	56.457	38.683	62.863	31.647	13.728	79.243	6.194	135.784	49.755	474.354
Area recintata	(mq)	47.548	36.436	55.654	29.908	7.896	73.424	5.623	53.123	39.931	349.543
Area recintata occupata dalla viabilità, dalle strutture di servizio o libera e non coltivata	(mq)	4.484	4.604	5.538	3.561	1.735	7.790	1.629	6.149	6.018	41.508
Area recintata occupata dai moduli fotovoltaici (inclinazione 0°) - Spv	(mq)	16.265	10.437	17.917	9.828	2.000	23.919	1.305	18.091	12.786	112.549
Area recintata coltivata (colture ortive)	(mq)	43.064	31.832	50.116	26.347	6.161	65.634	3.994	46.974	33.913	308.035
Area non recintata coltivata - aree di mitigazione, per apicoltura o coltivate	(mq)	8.894	2.211	7.193	1.724	5.772	5.749	571	82.634	9.765	124.513
Area non recintata occupata dalla viabilità, dalle strutture di servizio o libera e non coltivata	(mq)	15	36	16	15	60	70	0	27	59	298
DESCRIZIONE	U. M.	AREA 1	AREA 2	AREA 3	AREA 4	AREA 5	AREA 6	AREA 7	AREA 8	AREA 9	TOTALE
Lunghezza recinzione impianto	(m)	911	925	1.123	713	367	1.548	294	1.246	1.213	8.340

Tabella 8.1. – Riepilogo delle dimensioni e delle aree componenti l'impianto agrovoltaico.

DESCRIZIONE	U. M.	AREA 1	AREA 2	AREA 3	AREA 4	AREA 5	AREA 6	AREA 7	AREA 8	AREA 9	TOTALE
Area occupata dalla viabilità, dalle strutture di servizio o libera e non coltivata	(mq)	4.484	4.604	5.538	3.561	1.735	7.790	1.629	6.149	6.018	41.508
Area colture ortive - AREA A area recintata coltivata sotto i tracker, tra le interfile o scoperta	(mq)	ORT_1.1 43.064	ORT_2.1 31.832	ORT_3.1 50.116	ORT_4.1 26.347	ORT_5.1 6.161	ORT_6.1 65.634	ORT_7.1 3.994	ORT_8.1 46.974	ORT_9.1 33.913	308.035
Area mitigazione - AREA B (fascia largh. 3 m) 1 filare di piante arbustive mellifere (alternate tra ginestra, comiolo e prugnolo) distanza tra le piante = 2 m	(mq)	MIT_B.1.1 1.697	MIT_B.2.1 1.254	MIT_B.3.1 1.100	MIT_B.4.1 731	MIT_B.5.1 1.122	MIT_B.6.1 2.385	MIT_B.7.1 410	MIT_B.8.1 2.051	MIT_B.9.1 3.663	20.744
		MIT_B.1.2 419	MIT_B.2.2 957	MIT_B.3.2 1.857	MIT_B.4.2 993		MIT_B.6.2 1.944	MIT_B.7.2 161			
	n. piante	MIT_B.1.1 283	MIT_B.2.1 209	MIT_B.3.1 183	MIT_B.4.1 122	MIT_B.5.1 187	MIT_B.6.1 398	MIT_B.7.1 68	MIT_B.8.1 342	MIT_B.9.1 611	3.457
		MIT_B.1.2 70	MIT_B.2.2 160	MIT_B.3.2 310	MIT_B.4.2 166		MIT_B.6.2 324	MIT_B.7.2 27			
Area colture prative - AREA C (aree non recintate)	(mq)	PRA_1.1 6.778				PRA_5.1 2.128	PRA_6.1 1.420		PRA_8.1 80.583	PRA_9.1 6.102	97.011
Area colture arbustive mellifere con attività di apicoltura - AREA D 1 o più filari di piante arbustive mellifere (alternate tra ginestra, comiolo e prugnolo) distanza tra le piante = 2 m, distanza tra i filari = 4m	(mq)			API_3.1 4.236		API_5.1 2.522					6.758
	n. piante			API_3.1 530		API_5.1 315					845

Tabella 8.2. – Analisi delle aree e delle tipologie di colture previste.

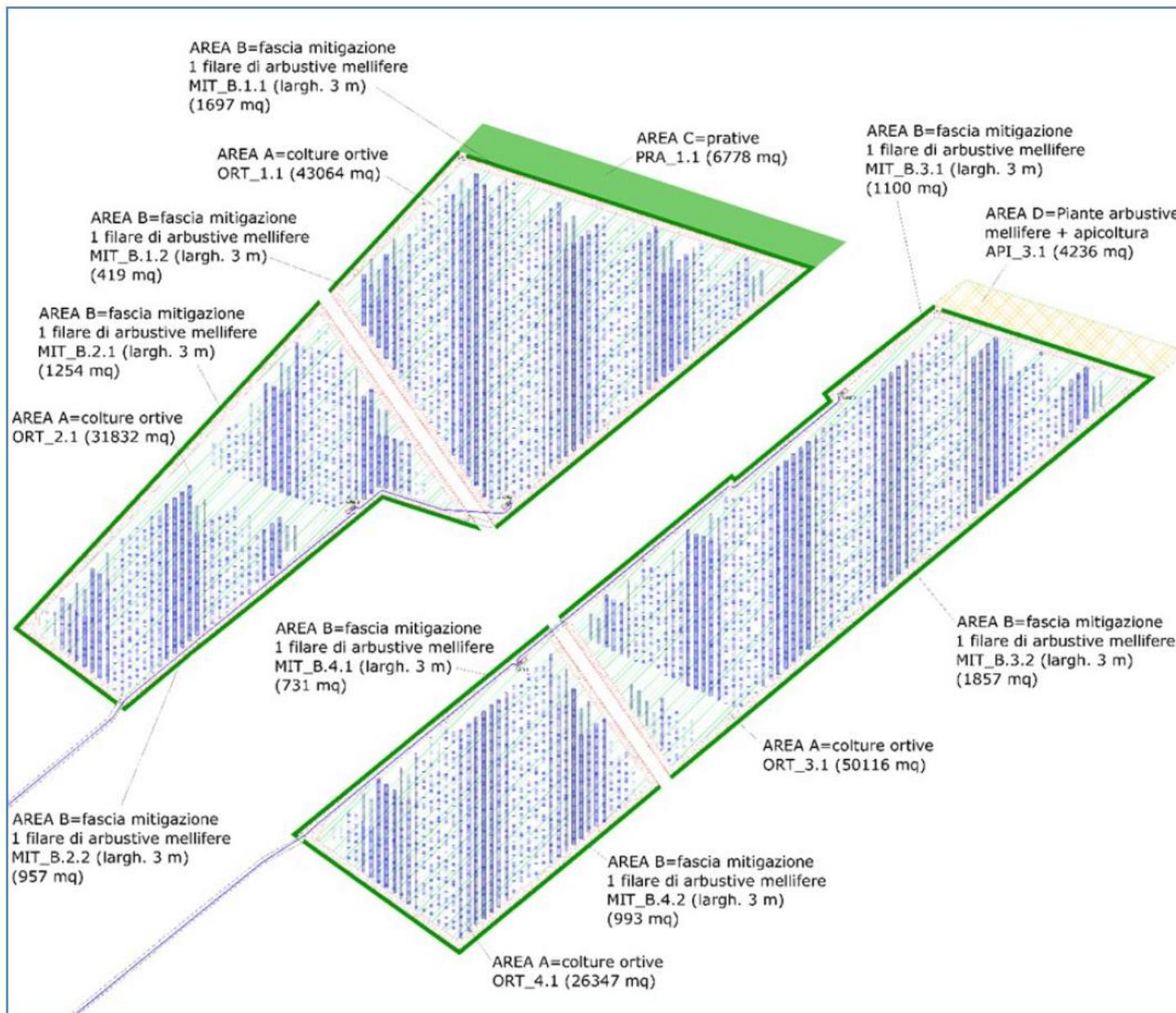


Figura 8.2. – Sagome degli appezzamenti di nord-ovest.

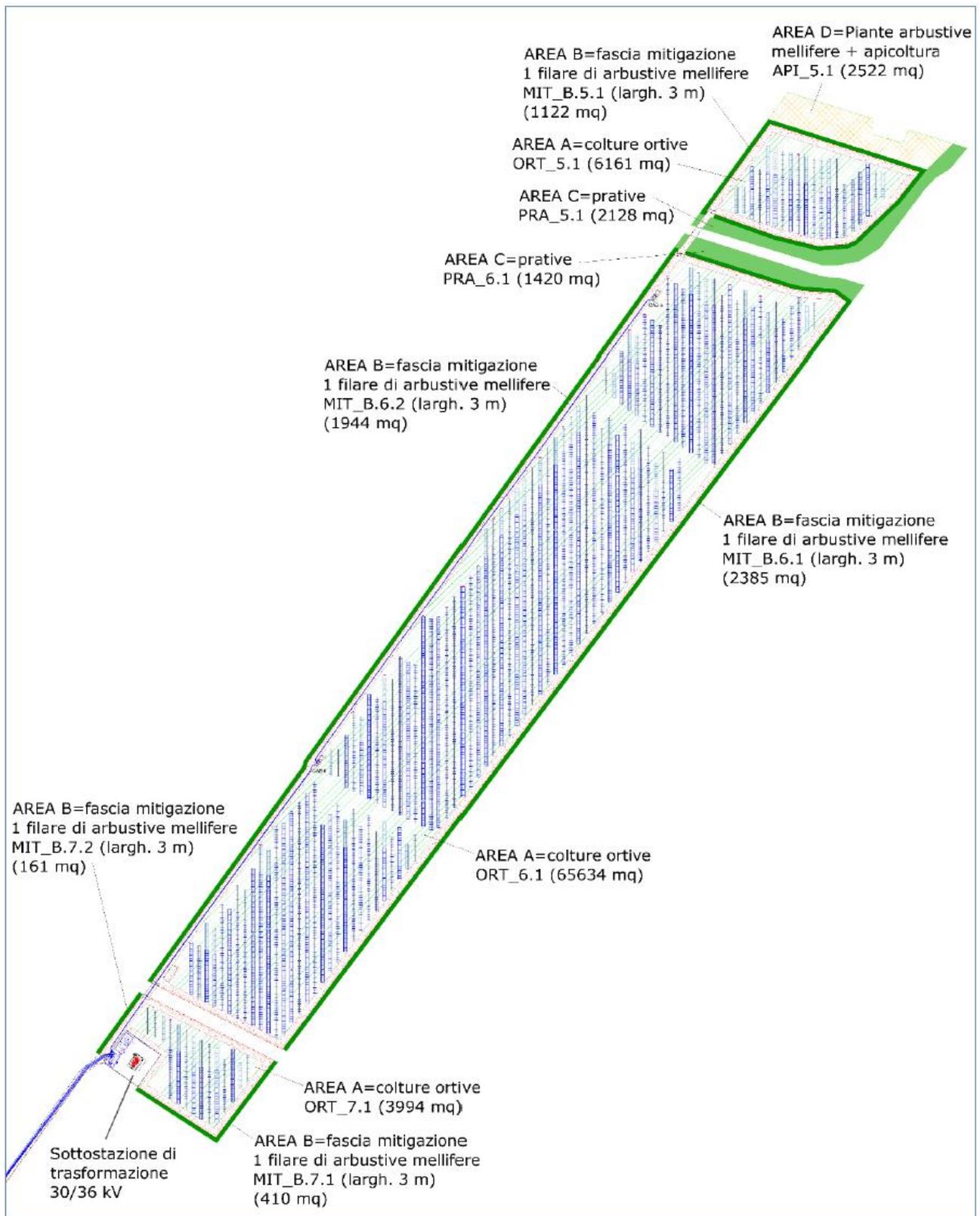


Figura 8.3. – Sagoma dell'appezzamento di nord-est.

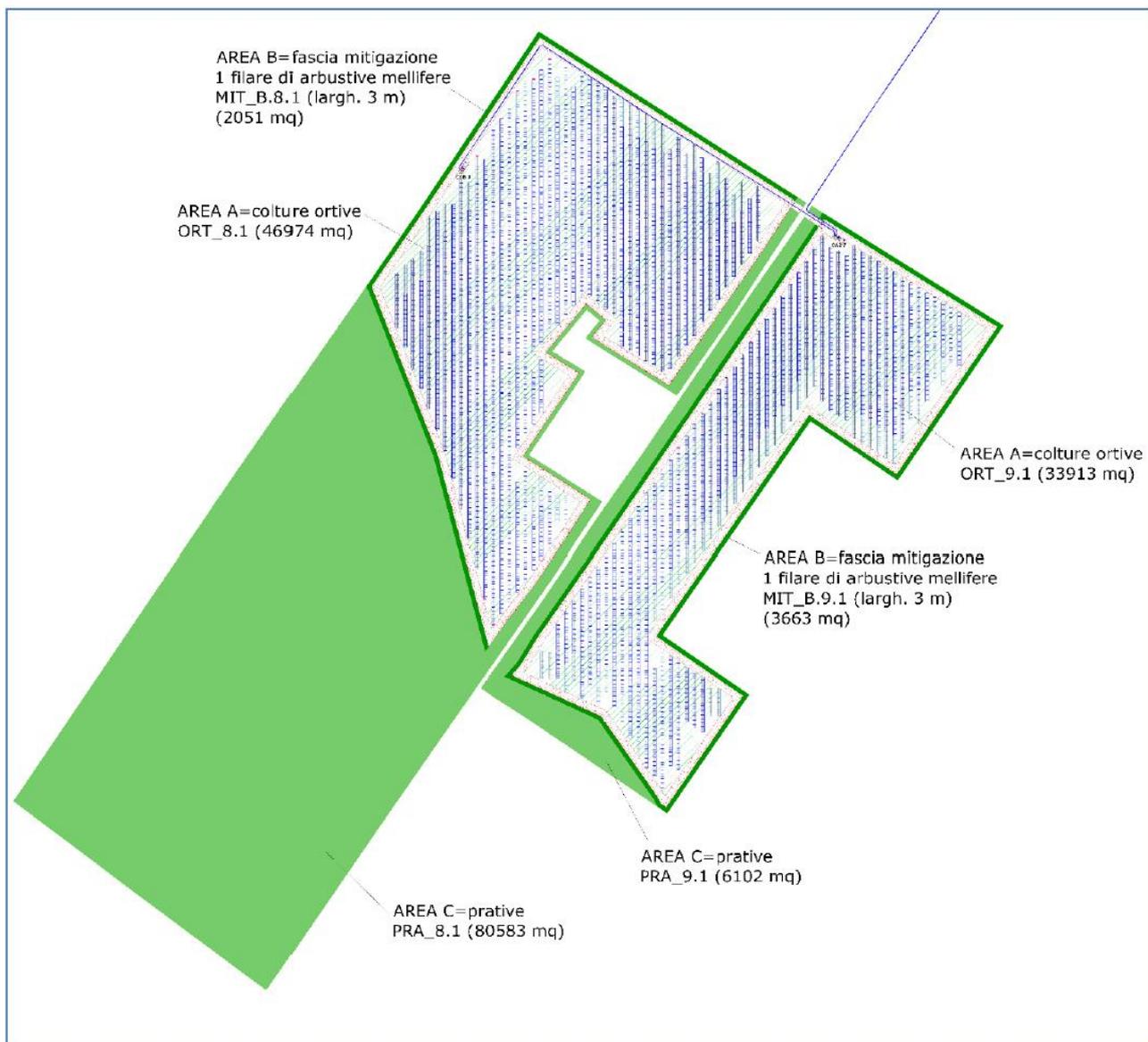


Figura 8.3. – Sagoma dell'appezzamento a sud.

Avremo pertanto:

- Un'area destinata alla coltivazione agricola, comprensiva dell'area destinata all'attività di apicoltura, pari complessivamente a 432.548 m<sup>2</sup>, che rappresenta il 91,19% della superficie dei terreni interessati dal progetto;
- Un'area recintata destinata alle colture tra i tracker, nelle aree libere e sotto di essi, pari complessivamente a 308.035 m<sup>2</sup>, che rappresenta l'88,12% della superficie recintata dell'impianto agrolvoltaico.

### 8.3.4.5. Fasce di mitigazione

Al fine di mitigare l'impatto paesaggistico, anche sulla base delle vigenti normative, è prevista la realizzazione di fasce arboree con caratteristiche differenti lungo tutto il perimetro del sito dove sarà realizzato l'impianto fotovoltaico.

Dopo una valutazione preliminare su quali specie utilizzare per la realizzazione della fascia arborea, si è scelto di impiantare n. 1 fila di piante arbustive mellifere a ridosso della recinzione, con piante distanziate m 2,00. In presenza di ampiezze maggiori, vi sarà anche un inerbimento.

La fascia di mitigazione e i filari di colture ortive tra le file dei pannelli fotovoltaici presenteranno gli schemi delle seguenti figure 8.4. e 8.4a:

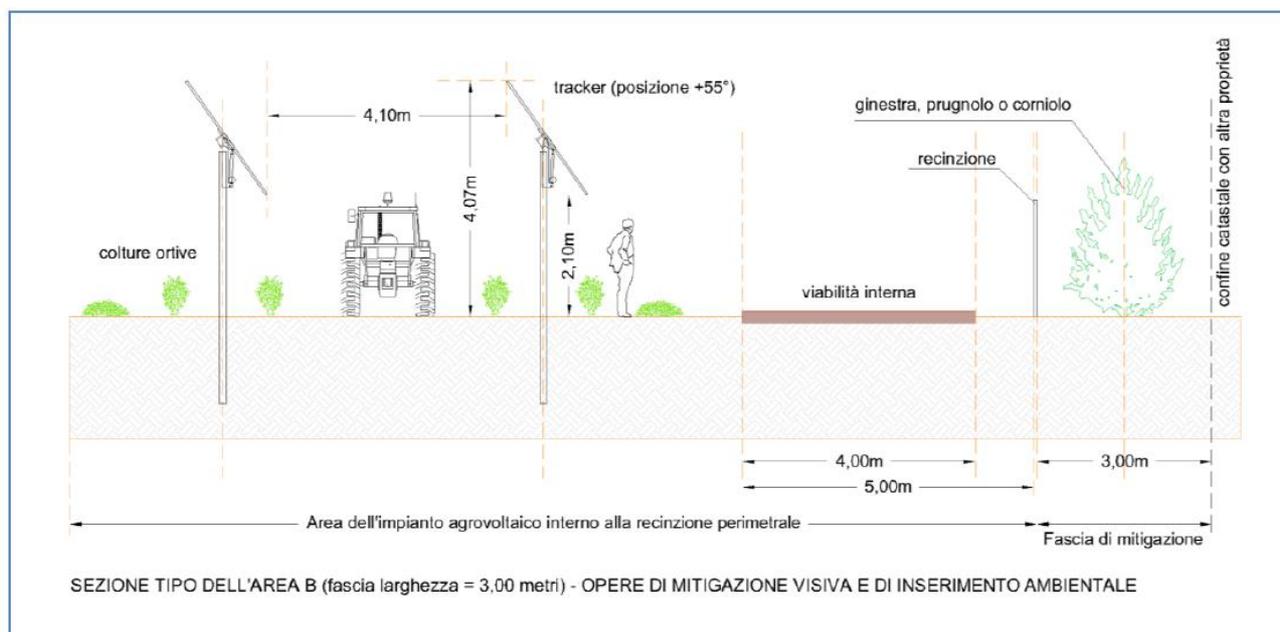


Figura 8.4. – Fascia di mitigazione di ampiezze differenti.

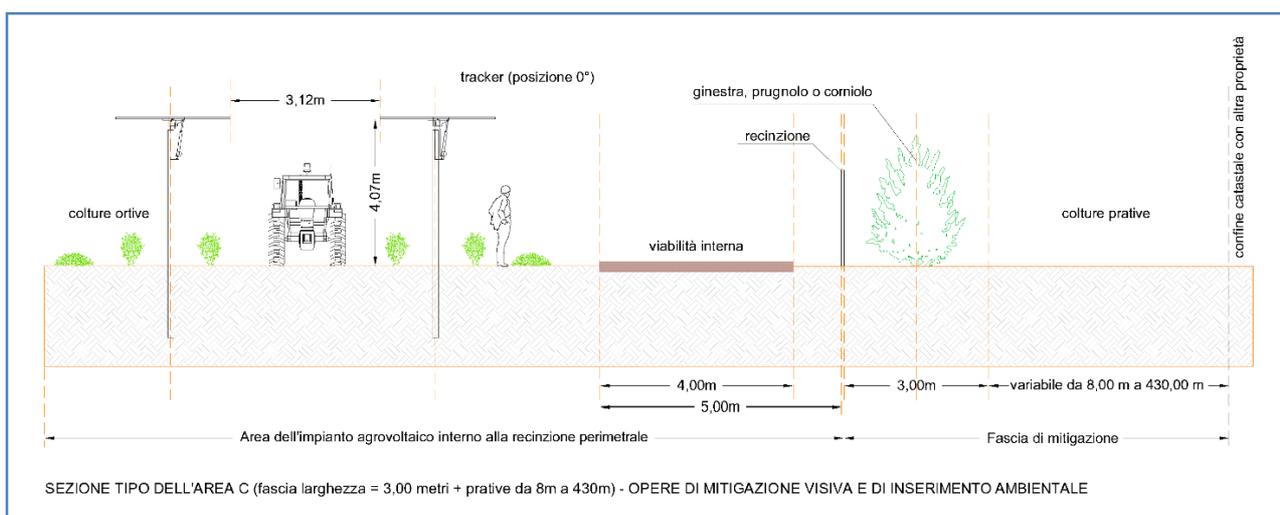


Figura 8.4a. – Fascia di mitigazione di ampiezze differenti.

### **8.3.4.6. Ortive da pieno campo praticabili nell'area di impianto**

#### Scelta delle specie idonee

L'area di impianto coltivabile con ortive da pieno campo risulta avere una superficie pari a circa 28,00 ha, e costituisce da sola circa l'86,80% dell'intera superficie di intervento. È stata eseguita una valutazione in merito alle variabili sopra considerate (fabbisogno in ore luce, fabbisogno idrico, fabbisogno in pH del suolo), giungendo alle seguenti colture:

#### Apiaceae

- Prezzemolo (*Petroselinum sativum*);
- Finocchio (*Foeniculum vulgare*);
- Sedano (*Apium graveolens*);
- Carota (*Daucus carota*).

#### Asteraceae

- Cicoria e radicchio (*Cichorium intybus* var. *filosum*);
- Lattuga (*Lactuca sativa*);
- Indivia e scarola (*Cichorium endivia* var. *crispum* e *latifolium*);
- Carciofo (*Cynara cardunculus scolymus*).

#### Brassicaceae

- Rucola (*Eruca vesicaria*);
- Ravanello (*Raphanus sativus*);
- Cavolo broccolo e cavolfiore (*Brassica oleracea* var. *italica* e var. *botrytis*);
- Broccoletto o cima di rapa (*Brassica rapa* var. *sylvestris*).

#### Chenopodiaceae

- Spinacio (*Spinacia oleracea*);
- Bietola da coste (*Beta vulgaris* var. *cicla*).

#### Liliaceae

- Aglio (*Allium sativum*);
- Cipolla (*Allium cepa*);
- Porro (*Allium porrum*);
- Asparago (*Asparagus officinalis*).

#### Solanaceae

- Patata (*Solanum tuberosum*)

Premesso che non vi sarebbe alcun impedimento nella coltivazione di ciascuna delle specie qui elencate, è bene considerare l'elevata superficie disponibile e pertanto, per ragioni pratiche, quelle che meglio si prestano ad una coltivazione più estensiva.

Di queste, le colture che, per le loro caratteristiche e per le caratteristiche del sito verranno considerate maggiormente prese in considerazione sono le seguenti:

- carciofo;

- finocchio
- sedano;
- bietola da coste;
- cavolo broccolo e cavolfiore;
- cima di rapa;
- asparago;
- aglio, cipolla, porro;
- cicoria e radicchio;
- lattuga;
- invidia e scarola.

Le altre colture possono essere comunque praticate, su superfici minori, anche a seguito degli studi dell'Università di Foggia, ma presentano alcune problematiche che le renderebbero inadatte al nostro ambiente: la rucola, ad esempio, per la delicatezza della pianta viene ormai quasi del tutto coltivata in serra, lo spinacio da industria richiede superfici molto ampie ed aperte per via degli ingombranti mezzi di raccolta, così come la carota.

#### **8.3.4.7. Colture intercalari da sovescio**

La coltivazione tra filari con essenze da manto erboso è da sempre praticata in arboricoltura e in viticoltura, al fine di compiere una gestione del terreno che riduca al minimo il depauperamento di questa risorsa “non rinnovabile” e, al tempo stesso, offre alcuni vantaggi pratici agli operatori. Una delle tecniche di gestione del suolo ecocompatibile è rappresentata dall'inerbimento, che consiste nella semplice copertura del terreno con un cotico erboso.

La coltivazione del manto erboso viene praticata con successo non solo in arboricoltura, ma anche come coltura intercalare in avvicendamento con diversi cicli di colture orticole. L'avvicendamento è infatti una pratica fondamentale in questi casi, senza la quale sarebbe del tutto impossibile raggiungere alti livelli di produzione in orticoltura.

L'inerbimento tra le interfile sarà chiaramente di tipo **temporaneo**, ovvero sarà mantenuto solo in brevi periodi dell'anno (e non tutto l'anno), considerato che i periodi e le successioni più favorevoli per le colture orticole. Pertanto, quando sarà il momento di procedere con l'impianto delle colture ortive, si provvederà alla rimozione mediante interrimento del manto erboso.

L'inerbimento inoltre sarà di tipo artificiale (non naturale, costituito da specie spontanee), ottenuto dalla semina di miscugli di 2-3 specie ben selezionate, che richiedono pochi interventi per la gestione. In particolare si opterà per le seguenti specie:

- *Trifolium subterraneum* (comunemente detto trifoglio), *Vicia sativa* (veccia), *Hedysarum coronatum* (sulla minore), per quanto riguarda le leguminose;
- *Hordeum vulgare L.* (orzo) e *Avena sativa L.*, per quanto riguarda le graminacee.

Il ciclo di lavorazione del manto erboso prevederà pertanto le seguenti fasi:

- 1) A fine ciclo delle ortive si praticheranno una o due lavorazioni a profondità ordinaria del suolo. Questa operazione, compiuta con piante ancora allo stato fresco, viene detta “*sovescio*” ed è di fondamentale importanza per l’apporto di sostanza organica al suolo;
- 2) Semina, eseguita con macchine agricole convenzionali, nel periodo autunno-vernino. La semina delle colture da inerbimento viene in genere fatta a spaglio, mediante uno spandiconcime, ma date le caratteristiche del sito nel nostro caso si utilizzerà una seminatrice di precisione avente una larghezza massima di 4,0 m, dotata di un serbatoio per il concime che viene distribuito in fase di semina;
- 3) Fase di sviluppo del cotico erboso. La crescita del manto erboso permette di beneficiare del suo effetto protettivo nei confronti dell’azione battente della pioggia e dei processi erosivi e nel contempo consente la transitabilità nell’impianto anche in caso di pioggia (nel caso vi fosse necessità del passaggio di mezzi per lo svolgimento delle attività di manutenzione dell’impianto fotovoltaico e di pulitura dei moduli);
- 4) Ad inizio primavera si procederà con la trinciatura del cotico erboso.

La copertura con manto erboso tra le interfile non è sicuramente da vedersi come una coltura “da reddito”, ma è una pratica che permetterà di **mantenere la fertilità del suolo** alternandosi con le colture ortive.

#### **8.3.4.8. Colture arbustive autoctone**

Il progetto prevede la coltivazione di arbustive mellifere in diverse aree esterne a quelle recintate dell’impianto, e precisamente:

- nelle aree denominate “*Area B*”, ovvero nelle fasce di mitigazione visiva, costituite da aree di larghezza pari a 3,0 metri e adiacenti alla recinzione (sul lato esterno), coltivate con piante arbustive mellifere quali la ginestra, il corniolo ed il prugnolo (disposte ad un filare ed a distanza di 2,0 metri). La loro superficie complessiva è pari a 20.744 m<sup>2</sup>;
- nelle aree denominate “*Area D*”, limitrofe alla linea ferroviaria presente sul confine Nord di alcune aree dell’impianto agrovoltico. Queste aree sono destinate all’attività di apicoltura ed hanno superficie complessiva pari a 6.758 m<sup>2</sup>.

Come detto in precedenza, le aree suddette hanno funzione di inserimento ambientale oltre che di mitigazione visiva dell’impianto; sulle loro superfici si prevede la piantumazione di circa n. 4302 piante disposte in maniera alternata tra la ginestra, il prugnolo selvatico ed il corniolo.

Per maggiori dettagli sulle caratteristiche delle arbustive, si rimanda alla Relazione Pedo-Agronomica allegata al progetto.

#### **8.3.4.9. Attività apistica e produzione mellifera**

Gli spazi disponibili e le colture scelte, in particolare quelle arboree, consentono lo sfruttamento dell'area anche per l'attività apistica.

Larga parte delle colture (circa l'80% delle specie arboree ed ortive coltivate) si affida all'impollinazione entomofila, tanto che in orticoltura (in particolare in serra) comunemente si acquistano e utilizzano numerose (e costosissime) colonie di bombi (*Bombus* spp.) in scatola prodotte da aziende specializzate, che hanno una durata limitata ad una sola annata.

In molte aziende frutticole è invece piuttosto comune ospitare le arnie di un apicoltore solo durante il periodo di fioritura (la c.d. *apicoltura nomade*), proprio al fine di ottenere una maggiore impollinazione e di conseguenza un maggior tasso di allegagione dei fiori.

Da ciò si intuisce che l'attività apistica in azienda, se ben gestita, consente di ottenere un importante e costante vantaggio nell'impollinazione dei fiori oltre, chiaramente, all'ottenimento dei prodotti dell'alveare: miele, propoli, pappa reale, cera.

L'attività apistica è programmata per essere avviata a partire dal 3°- 4° anno dalla realizzazione delle opere di miglioramento fondiario, in quanto è consigliabile attendere lo sviluppo, almeno parziale, delle piante arboree da frutto presenti.

Quest'attività si inserisce in un più ampio progetto sociale, in particolare sotto l'aspetto didattico con il coinvolgimento di Istituti Tecnici e Università, per l'inserimento nel mondo del lavoro di soggetti con problematiche pregresse o, più semplicemente, di chiunque desideri apprendere una tecnica per poi avviare una propria attività imprenditoriale.

#### **8.4. Impatto delle opere sulla biodiversità**

La biodiversità è stata definita dalla Convenzione sulla Diversità Biologica (CBD) come la variabilità di tutti gli organismi viventi inclusi negli ecosistemi acquatici, terrestri e marini e nei complessi ecologici di cui essi sono parte. Le azioni a tutela della biodiversità possono essere attuate solo attraverso un percorso strategico di partecipazione e condivisione tra i diversi attori istituzionali, sociali ed economici interessati affinché se ne eviti il declino e se ne rafforzi ed aumenti la consistenza.

Le opere di valorizzazione agricola e mitigazione ambientale previste nel presente progetto, tendono ad impiegarlo ed implementare il livello della biodiversità dell'area. In un sistema territoriale di tipo agricolo estensivo semplificato, la progettualità descritta nel presente lavoro consente di:

- diversificare la consistenza floristica;
- aumentare il livello di stabilizzazione del suolo attraverso la prevenzione di fenomeni erosivi superficiali;
- consentire un aumento della fertilità del suolo;
- contribuire al sostentamento e rifugio della fauna selvatica;
- contribuire alla conservazione della biodiversità agraria e zootecnica.

Nel suo complesso le opere previste avranno un effetto “potente” a supporto degli insetti pronubi e cioè che favoriscono l’impollinazione. In modo particolare saranno favoriti gli imenotteri quali le api (*Apis mellifera L.*). Il ruolo delle api è fondamentale per la produzione alimentare e per l’ambiente. E in questo, sono aiutate anche da altri insetti come bombi o farfalle.

In base a quanto detto l’impatto delle opere previste nella realizzazione del parco agrivoltaico avrà un sicuro effetto di supporto, sviluppo e sostentamento degli insetti pronubi in un raggio di 3 Km.

### **8.5. Considerazioni finali**

Gli interventi di valorizzazione agricola descritti nei capitoli precedenti sono da considerarsi a tutti gli effetti opere di mitigazione ambientale. Nello specifico si cerca di creare un vero e proprio ecotono e cioè un ambiente di transizione tra due ecosistemi differenti come quello agricolo e quello prettamente naturale. Così facendo si crea un sistema “naturalizzato” intermedio che rende l’impatto dell’opera compatibile con le caratteristiche agro-ambientali dell’area in cui si colloca, adeguandosi perfettamente a quelli che sono gli aspetti socioeconomici e culturali.

Con la presente opera di mitigazione ambientale si vuole dimostrare come sia possibile svolgere attività produttive diverse ed economicamente valide che per le proprie peculiarità svolgono una incisiva azione di tutela e miglioramento dell’ambiente e della biodiversità. L’idea di realizzare un impianto “AGROVOLTAICO” è senz’altro un’occasione di sviluppo e di recupero per quelle aree marginali che presentano criticità ambientali destinate ormai ad un oblio irreversibile.

Il progetto nel suo insieme (fotovoltaico-agricoltura-zootecnia e mantenimento della biodiversità) ha una sostenibilità ambientale ed economica in perfetta concordanza con le direttive programmatiche de “*Il Green Deal europeo*”. Infatti, in linea con quanto disposto dalle attuali direttive europee, si può affermare che con lo sviluppo dell’idea progettuale di “fattoria solare” vengano perseguiti due elementi costruttivi del GREEN DEAL:

1. Costruire e ristrutturare in modo efficiente sotto il profilo energetico e delle risorse;
2. Preservare e ripristinare gli ecosistemi e la biodiversità.

È importante rimarcare l’importanza che le opere previste possono avere sul territorio ricadute positive sia in termini economici che sociali.

La scelta del sito per la realizzazione dell’impianto agrivoltaico è stata determinata, in sede progettuale, considerando molteplici fattori al fine di ottenere un impatto quanto più contenuto sulle componenti ambientali.

La scelta di un terreno pianeggiante, direttamente accessibile dalla prospiciente viabilità esistente, distante da fabbricati o insediamenti residenziali, nonché da aree o immobili vincolati, è scaturita prendendo in considerazione molteplici alternative ed alla fine ha consentito di ottenere come risultato la migliore soluzione progettuale, caratterizzata da un elevato rapporto tra la produttività dell’impianto, produzione agricola dei terreni e gli impatti che l’impianto genererà sulle componenti ambientali del territorio circostante.

In definitiva le opere di mitigazione comunque previste sono:

- *in fase di cantiere:*
  - Inumidire con acqua le piste, le aree di lavoro e di stoccaggio ed il materiale accumulato;
  - Limitare la velocità dei mezzi di cantiere;
  - Coprire con teli i materiali che potrebbero produrre polveri;
  - Coprire con teli i cassoni degli automezzi adibiti al trasporto dei materiali che potrebbero produrre polveri.
- *in fase di esercizio:*
  - Disporre le componenti dell'impianto assecondando la morfologia regolare del sito, rendendo necessari unicamente ripristini vegetazionali naturali;
  - Utilizzare materiali drenanti e naturali per la realizzazione della viabilità interna all'impianto;
  - Realizzare tutti i cavidotti interrati;
  - Coltivare i terreni interessati dall'impianto evitando la perdita di superficie e di habitat;
  - Realizzare una "barriera verde arborea" lungo tutto il perimetro della recinzione così da mitigare l'impatto visivo dell'impianto a distanza ravvicinata; la predetta fascia arborea costituirà anche un "corridoio verde" per la fauna presente;
  - Realizzare la recinzione sollevata da terra in modo da consentire il passaggio della piccola fauna presente;
- *in fase di dismissione:*
  - oltre alle misure previste per la fase di cantiere, si prevede di ripristinare integralmente lo stato dei luoghi, tramite la rimozione totale di tutto quanto previsto in progetto ed il livellamento delle superfici dell'impianto, al fine di consentire al terreno interessato di poter ritornare al suo stato ante operam in tempi brevi, stimati in un anno dall'inizio della fase di dismissione.

Per ulteriori dettagli si rimanda agli elaborati progettuali.

### **8.6. Dismissione impianto e ripristino dei luoghi**

Al termine della fase di esercizio del campo fotovoltaico, della durata stimata di circa 30 anni, in caso non risulti opportuno un adeguamento con le nuove tecnologie che saranno disponibili, il terreno interessato dall'impianto sarà ripristinato integralmente alle sue condizioni originarie attraverso gli opportuni interventi di dismissione e rimozione di tutte le componenti costituenti l'opera.

Considerando l'ipotesi della dismissione dell'impianto, al termine dell'esercizio ci sarà una fase di rimozione del generatore fotovoltaico e di tutte le sue componenti e la restituzione delle aree occupate dall'impianto al loro stato originario, preesistente al progetto, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D.lgs. 387/2003.

Lo smantellamento dell'impianto alla fine della sua vita utile avverrà nel rispetto della normativa sulla sicurezza, attraverso la seguente sequenza di operazioni:

- Disconnessione dell'impianto dalla rete elettrica e messa in sicurezza di tutte le sue componenti elettriche;
- Smontaggio e rimozione delle apparecchiature elettriche;
- Demolizione delle cabine di campo e del locale servizi;
- Smontaggio, rimozione e trasporto presso i centri autorizzati per il recupero, dei moduli fotovoltaici dalle strutture di supporto (tracker);
- Smontaggio, rimozione e trasporto presso i centri autorizzati per il recupero, delle apparecchiature elettriche (inverter, trasformatori, quadri elettrici, ecc.);
- Smontaggio, rimozione e trasporto presso i centri autorizzati per il recupero, delle strutture metalliche (tracker);
- Rimozione e trasporto presso i centri autorizzati per il recupero, dei cavi elettrici BT ed MT di collegamento tra i moduli, i quadri parallelo stringa e le cabine di campo;
- Rimozione dei cavidotti corrugati interrati;
- Demolizione delle solette di sottofondazione delle cabine di campo;
- Trasporto e conferimento presso impianto autorizzato delle macerie derivanti dalle opere di demolizione;
- Ripristino allo stato ante operam delle superfici precedentemente interessate dalle demolizioni e dalle rimozioni suddette, nonché di quelle interessate dalla viabilità di servizio dell'impianto.

La recinzione salvo richiesta del proprietario del terreno, verrà rimossa.

#### ***8.6.1. Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione***

Le azioni da intraprendersi sono le seguenti:

##### ***1. Rimozione dei pannelli fotovoltaici.***

Nella prassi consolidata dei produttori dei moduli fotovoltaici classificano il “modulo fotovoltaico” come rifiuto speciale non pericoloso, con il codice C.E.R. 16.02.14 (Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi). Del modulo fotovoltaico possono essere recuperati i componenti che costituiscono circa il 95% del suo peso quali il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio ed il rame dei cavi.

Dei componenti di un modulo fotovoltaico si possono riciclare, attraverso operazioni di separazione e lavaggio, i seguenti materiali: silicio, componenti elettrici, metalli e 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;

## 2. Rimozione delle strutture di sostegno – tracker.

Le strutture costituenti gli inseguitori solari verranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno, con l'ausilio di mezzi meccanici, dei profilati di fondazione infissi.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio autorizzati. 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.

## 3. Impianto ed apparecchiature elettriche

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

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

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio mentre le guaine verranno recuperate in mescole di gomme e plastiche. I pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

## 4. Locali di servizio, cabine di trasformazione (o cabine di campo) e soletta di fondazione

Per quanto attiene alla struttura prefabbricata delle cabine di trasformazione ed al locale di servizio si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Per le solette di appoggio 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.

## 5. Recinzione dell'area

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

## 6. Viabilità interna

La pavimentazione della viabilità di servizio all'impianto, realizzata in pietrisco o altro materiale inerte, incoerente e permeabile, verrà rimossa tramite scavo superficiale e successivo smaltimento del materiale rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione.

La superficie dello scavo viene raccordata e livellata col terreno circostante, e lasciata rinverdire naturalmente.

#### 7. Fascia arborea perimetrale

Al momento della dismissione dell'impianto, salvo diversi e futuri accordi con i proprietari dei terreni interessati dal progetto, in funzione delle future esigenze di conduzione e dello stato di vita delle singole piante costituenti sia le aree arborate coltivate che le fasce perimetrali (arboree e arbustive) adiacenti alla recinzione, esse potranno essere mantenute in sito o cedute ad appositi vivai della zona per il loro reimpianto.

#### **8.6.2. Ripristino dello stato dei luoghi: dettagli e stima dei relativi costi**

Alla fine delle operazioni di smantellamento dell'impianto, il sito risulterà libero da qualsiasi struttura o materiale.

La morfologia dei luoghi, che per le caratteristiche del progetto non ha avuto particolari modificazioni ma solo aggiustamenti puntuali, livellamenti locali del terreno, sarà alterata in fase di dismissione solo localmente, e principalmente in corrispondenza delle cabine di campo e del locale di servizio, dove saranno effettuati scavi di modesta entità necessari alla rimozione dei basamenti in cls delle cabine e delle fondazioni del locale di servizio.

Una volta livellate le parti di terreno interessate dallo smantellamento si procederà all'aratura ed alla successiva fresatura, con mezzi meccanici, di tutte le aree recintate al fine di garantire una buona aerazione del soprassuolo, e per fornire una maggiore superficie specifica per la successiva fase di seminazione.

Pertanto, dopo le operazioni di ripristino descritte, si prevede che il sito tornerà completamente allo stato ante operam nel giro di una stagione, ritrovando le stesse capacità e potenzialità di utilizzo e di coltura che aveva prima dell'installazione dell'impianto.

I costi da sostenere e le lavorazioni da eseguire per la dismissione dell'impianto e per il ripristino dello stato dei luoghi sono riportati nell'elaborato del progetto definitivo denominato "*Computo metrico – dismissione dell'impianto e ripristino dello stato dei luoghi*": il costo complessivo è pari a € 2.419.379,04 escluso IVA.

### 8.6.3. Cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione

La dismissione dell'impianto ed il ripristino dello stato dei luoghi allo stato ante operam avverrà in 20 settimane da 5 a 10 squadre operative composte da personale specializzato e dotato di mezzi meccanici.

Ogni squadra opererà su una porzione predefinita dell'impianto e lavorerà in maniera consequenziale in modo da evitare interferenze tra le differenti lavorazioni e tra le differenti squadre.

FASI ATTUATIVE		SETTIMANE																				
N.	DESCRIZIONE DELLE MACRO LAVORAZIONI	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1	Smontaggio pannelli fotovoltaici	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■									
2	Smontaggio strutture in acciaio "tracker".				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■							
3	Smontaggio e smaltimento parti elettriche		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
4	Demolizione delle cabine di campo, della control room e delle sollette di sottofondazione							■	■	■	■	■	■									
5	Sfilaggio dei cavi, rimozione dei cavidotti BT e MT interni ed esterni all'impianto e reinterro degli scavi					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
6	Demolizione dei pozzetti in cls e di tutti i manufatti accessori ancora presenti								■	■	■	■	■									
7	Smontaggio e rimozione della recinzione, del cancello e dei pali per la videosorveglianza										■	■	■	■	■	■	■	■				
8	Demolizione della viabilità interna all'impianto e livellamento del sito													■	■	■	■	■	■			
9	Ripristino del terreno allo stato ante operam: aratura e fresatura															■	■	■	■	■	■	■

Tabella 8.3. – Cronoprogramma fasi attuative di dismissione.

## **9. ALTERNATIVE PROGETTUALI**

### **9.1. Impianto fotovoltaico su strutture fisse**

L'impianto fotovoltaico è la tecnologia che permette la conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica. La prima ipotesi progettuale ipotizzata, ha riguardato un impianto formato da pannelli in silicio cristallino e da inverter (dispositivi in grado di convertire la corrente continua prodotta dai pannelli solari in corrente alternata) montati su strutture fisse.

I vantaggi di questa tipologia di impianto sono quelli di abbattere i costi di realizzazione e avere comunque vantaggi ambientali e tecnici – semplicità costruttiva (non inquina, modularità in base al fabbisogno e ridotta manutenzione). Questa soluzione ha però un intrinseco svantaggio, evidenziato nello studio delle alternative progettuali analizzate, ovvero che le strutture sostegno dei moduli fotovoltaici di tipo fisso, non consentono un orientamento in funzione della direzione del sole durante l'arco della giornata. Tale condizione induce una limitazione sull'efficienza energetica dell'impianto stesso nel lungo periodo. In funzione di quanto appena considerato si è analizzato l'utilizzo di strutture di sostegno di tipo mobile (tracker).

### **9.2. Impianto fotovoltaico su tracker mobili**

Negli ultimi anni il mercato italiano del settore fotovoltaico ha avuto una forte spinta grazie agli incentivi promossi dai Decreti Ministeriali. Si comprende il perché gli stakeholder sono incentivati a richiedere sistemi fotovoltaici sempre più efficienti e che permettono di aumentare la produzione di energia elettrica per unità di superficie.

Una delle innovazioni che ha dato una forte spinta è stata la messa in commercio di strutture ad inseguimento, anche detti "Tracker". Sul mercato si trova un'ampia gamma di sistemi ad inseguimento solare. Una prima distinzione può essere fatta in base al numero di assi di rotazione, quello maggiormente utilizzato è quello monoassiale che permette di far ruotare l'intera superficie captante seguendo esclusivamente il moto diurno del sole.

Una seconda classificazione viene effettuata in base alla tecnologia impiegata per il movimento. Si definiscono inseguitori attivi quelli dotati di appositi circuiti elettrici che modificano il posizionamento del pannello in base a delle coordinate preimpostate o mediante la presenza di sensori fotosensibili. I sistemi ad inseguimento passivo, invece, hanno al loro interno dei fluidi che, sottoposti alla radiazione solare, si surriscaldano e, generando pressioni differenziali, modificando l'orientamento della superficie captante.

Sulla base delle precedenti considerazioni il vantaggio ottenuto da tale soluzione progettuale è sicuramente preferibile alla precedente pur aumentando i costi di realizzazione. Nonostante i vantaggi sopra esposti anche questo tipo di soluzione induce degli impatti negativi, i più significativi dei quali sono senza dubbio la pressione sul contesto paesaggistico e la sottrazione di suolo. La prima di queste alterazioni può in qualche modo essere efficientemente mitigata con una "barriera verde" che al contempo svolge anche funzioni frangivento, mentre nulla si può contro la sottrazione di suolo.

### **9.3. Impianti agrivoltaici su tracker mobili**

L'agrivoltaico è un settore ancora poco diffuso che ha una natura ibrida, ovvero la consociazione tra agricoltura e fonti rinnovabili. Concretamente si tratta di produrre energia rinnovabile con pannelli solari senza sottrazione di terreno agricolo o all'allevamento, ma bensì integrando le due attività. Questo sistema rappresenta una soluzione per limitare i conflitti tra la produzione agricola e quella di energia elettrica, quindi può garantire il connubio Cibo-Energia-Acqua incrementando l'efficienza d'uso del suolo.

L'agrivoltaico prevede l'installazione dei pannelli su pali d'acciaio alti diversi metri permettendo di intercettare la luce del sole e al contempo di coltivare il suolo sottostante.

#### **I vantaggi dell'agrofotovoltaico.**

L'agrivoltaico produce dei vantaggi sia per i campi agricoli che per il clima.

Gli investitori energetici possono usufruire di terreni coltivabili senza che questi ultimi siano sottratti alle normali pratiche agricole, risparmiando sui costi grazie alla manutenzione condivisa degli impianti, riducendo l'impatto ambientale.

D'altro canto gli agricoltori possono rifinanziare le proprie attività rilanciandole economicamente e progettualmente, aumentandone la produttività. Hanno, inoltre, la possibilità di sviluppare nuove competenze professionali e nuovi servizi al partner energetico (ad esempio lavaggio moduli, taglio erba, guardiania, ecc.).

Al pari della precedente soluzione l'impatto sul paesaggio può essere mitigato con barriere verdi che al contempo svolgono anche funzioni frangivento mentre con la soluzione agrivoltaico con tracker si annulla la problematica legata alla sottrazione di suolo.

Il sistema agrivoltaico influenza anche la distribuzione dell'acqua durante le precipitazioni e la temperatura del suolo. In primavera e in estate, la temperatura del suolo risulta inferiore rispetto a un campo che non utilizza tale tecnica, a parità di temperatura dell'aria. Quindi le colture sotto i pannelli affrontano meglio le condizioni calde e secche.

Sicuramente l'agrivoltaico sta attirando l'interesse di molti studiosi in tutto il mondo, dato che questa soluzione sembra la più idonea per gli agricoltori e/o produttori che vogliono produrre energia e continuare a coltivare i campi.

### **9.4. ALTERNATIVA “ZERO”**

L'analisi ambientale dell'alternativa 0 (nessuna opera realizzata) porta a concludere che, ove venisse perseguita, non si genererebbero gli impatti ambientali stimati nel presente documento.

Questi ultimi, come è emerso nel corso della presente trattazione, sono per la maggior parte di magnitudo “bassa” ad esclusione dell'impatto sulla componente visiva che, inevitabilmente, sarà perturbata dalla presenza del l'impianto agro-fotovoltaico in esame.

Come ampiamente dibattuto, l'area di progetto è priva di vincoli ambientali di rilievo quali SIC, ZPS, zone naturali, parchi regionali e nazionali.

In sostanza sarà possibile sfruttare correttamente le risorse del territorio e apportare contemporaneamente sia un beneficio ambientale (in misura delle minori emissioni di CO<sub>2</sub>) sia un beneficio al fabbisogno elettrico della Regione Puglia. La mancata realizzazione dell'opera in esame inficerebbe in maniera significativa la programmazione energetica regionale tesa ad un ricorso sempre maggiore alle fonti energetiche rinnovabili disponibili a livello locale e, data la "Bassa" magnitudo degli impatti stimati, non sarebbe configurabile come una situazione di significativo miglioramento ambientale.

Infine, il progetto proposto, costituisce un'opportunità di valorizzazione del contesto agricolo e di riqualificazione dell'area.

Come ampiamente trattato, infatti, il progetto prevede importanti miglioramenti fondiari rispetto lo stato di fatto che prevedono la realizzazione di una fascia di vegetazione, perimetrale all'impianto, costituita da piante arbustive mellifere, ortive da pieno campo, colture da sovescio, e la realizzazione di un allevamento di api.

L'appezzamento scelto, per collocazione, caratteristiche e dimensioni potrà essere utilizzato senza particolari problemi a tale scopo, mettendo in atto alcuni accorgimenti per pratiche agricole più complesse rispetto alle attuali che potrebbero anche migliorare, se applicati correttamente, le caratteristiche del suolo della superficie in esame.

La costruzione dell'impianto agrovoltaico avrebbe inoltre effetti positivi non solo sul piano ambientale, ma anche sul piano socio-economico, creando nuove opportunità occupazionali sia nella fase di cantiere (per le attività di costruzione e installazione dell'impianto) che nella fase di esercizio (per le attività di gestione e manutenzione).

L'iniziativa, con i suoi occupati, sia in fase di cantiere che successivamente con la gestione dell'impianto fotovoltaico e dell'agrovoltaico, costituirà un'importante occasione per la creazione e lo sviluppo di società e ditte che graviteranno attorno allo stesso impianto (sviluppo della filiera per la lavorazione dei prodotti agricoli, ditte di carpenteria, edili, imprese agricole, etc.).

Le attività suddette saranno svolte prevalentemente ricorrendo a manodopera locale, per quanto compatibile con i necessari requisiti richiesti per ciascuna operazione e/o lavorazione.

## 10. CONCLUSIONI

La società INE CERIGNOLA 1 S.r.l. intende realizzare nell'agro dei comuni di Orta Nova (FG) e Stornara (FG), in località "La Paduletta", un impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza complessiva pari a 25,72472 MW DC e 25,40 MW AC, con contestuale utilizzo del terreno ad attività agricole di qualità e apicoltura, e le opere necessarie per la sua connessione alla rete RTN.

La metodologia adottata per la redazione del presente Studio segue le indicazioni della legislazione di settore richiamata nei precedenti paragrafi. Il livello di approfondimento dei singoli aspetti trattati è stato dettato dalla significatività attribuita agli impatti previsti in conseguenza della realizzazione del Progetto.

Il Progetto si inserisce in un contesto che impegna gli esperti del settore allo scopo di raggiungere un costo di produzione dell'energia da fotovoltaico che eguaglia quello dell'energia prodotta dalle fonti convenzionali indicando questo obiettivo come "*grid parity*". Tale obiettivo segna un traguardo importante per lo sviluppo autonomo del solare come fonte di energia realmente alternativa alle fonti inquinanti fonti fossili.

Nel presente Studio, accanto ad una descrizione qualitativa della tipologia delle opere, delle ragioni per le quali esse sono necessarie, dei vincoli riguardanti l'ubicazione, delle alternative prese in esame, compresa l'alternativa zero, si è cercato di individuare in maniera quali-quantitativa la natura, l'entità e la tipologia dei potenziali impatti da queste generate sull'ambiente circostante inteso nella sua più ampia accezione. Per tutte le componenti ambientali considerate è stata effettuata una stima delle potenziali interferenze, sia positive che negative, nella fase di cantiere, d'esercizio e di dismissione, con la descrizione delle misure previste per evitare, ridurre e se possibile compensare gli eventuali impatti negativi.

Lo Studio ha pertanto inizialmente valutato quali caratteristiche del Progetto possano costituire elementi di interferenza sulle diverse componenti ambientali e si è quindi proceduto con l'analisi della qualità delle componenti ambientali interferite e con la valutazione degli impatti, distinguendone la significatività e approfondendo lo studio in base ad essa.

L'analisi della qualità delle componenti ambientali interferite e la valutazione degli impatti sulle medesime è stata effettuata prendendo in considerazione le caratteristiche del territorio nel quale è collocato il Progetto.

Sono stati affrontati gli aspetti programmatici e ambientali e descritti con maggior dettaglio possibile le singole attività per fornire tutti gli elementi necessari agli enti preposti per poter esprimere il parere in merito alla V.I.A. del Progetto.

Il contesto generale in cui si inserisce la centrale fotovoltaica presenta le caratteristiche di un'area antropizzata per la presenza di numerose attività agricole con relative infrastrutture.

L'analisi degli impatti ha sottolineato come in virtù della durata e tipologia delle attività gli impatti siano trascurabili o bassi per specifiche componenti, in ogni caso mitigabili con accorgimenti progettuali.

Nella tabella che segue, vengono sintetizzate le principali interazioni con l'ambiente potenzialmente generate nella fase di *cantiere/commissioning* e nella *fase di esercizio*, e vengono individuate le componenti ambientali interessate la cui analisi è stata approfondita nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SFA.

Come già specificato in precedenza, la valutazione relativa alla fase di cantiere/commissioning è da intendersi cautelativamente rappresentativa anche della fase di *decommissioning*.

Parametro di interazione		Tipo di Interazione e componenti/fattori ambientali potenzialmente interessati	Fase
Emissioni in atmosfera	Emissione di gas di scarico dei mezzi di cantiere e sollevamento polveri da aree di cantiere.	Diretta: Atmosfera Indiretta: Assetto antropico- salute pubblica	Cantiere/decommissioning
	Mancate emissioni di inquinanti (CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> ) e risparmio di combustibile		Esercizio
Scarichi idrici	Impiego di bagni chimici, nessuna produzione di scarichi idrici	Diretta: Ambiente idrico	Cantiere/decommissioning
	Scarico acque meteoriche		Esercizio
Produzione e rifiuti	Rifiuti da attività di scavo e altre tipologie di rifiuti da cantiere	Diretta: Suolo e sottosuolo Diretta: Assetto antropico- infrastrutture (movimentazione rifiuti prodotti)	Cantiere/decommissioning
	Rifiuti da attività di manutenzione e gestione dell'impianto fotovoltaico	Indiretta: Suolo e sottosuolo Diretta: Assetto antropico- infrastrutture (movimentazione rifiuti prodotti)	Esercizio

Parametro di Interazione		Tipo di Interazione e componenti/fattori ambientali potenzialmente interessati	Fase
<b>Emissioni sonore</b>	Emissione di rumore connesso con l'utilizzo dei macchinari nelle diverse fasi di realizzazione	Diretta: Ambiente fisico Diretta: Fauna Indiretta: Assetto antropico-salute pubblica	Cantiere/ decommissioning
	Emissioni di rumore apparecchiature elettriche, sottostazione di trasformazione, elettrodotto		Esercizio
<b>Emissioni elettromagnetiche</b>	---	---	Cantiere/ decommissioning
	Presenza di sorgenti di CEM (cavidotti, sottostazione trasformazione 220/35 kV elettrodotto)	Diretta: Ambiente fisico Indiretta: Assetto antropico-salute pubblica	Esercizio
<b>Uso di risorse</b>	Prelievi idrici per usi civili, attività di cantiere	Diretta: Ambiente idrico	Cantiere/ decommissioning
			Esercizio
	Uso di energia elettrica, combustibili	Diretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Cantiere/ decommissioning
	Uso di combustibile per mezzi di cantiere	Indiretta: atmosfera	Esercizio
	Consumi di sostanze per attività di cantiere	Indiretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Cantiere/ decommissioning
	Consumi di sostanze per attività di manutenzione e gestione impianto	Indiretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Esercizio
	Occupazione temporanea di suolo con aree di cantiere	Diretta: Suolo e sottosuolo, Flora Indiretta: Fauna, ecosistemi	Cantiere/ decommissioning
	Occupazione di suolo e sottosuolo moduli fotovoltaici, viabilità di servizio, sottostazioni elettriche	Diretta: Suolo e Sottosuolo, Flora Indiretta: Fauna, ecosistemi	Esercizio
<b>Effetti sul contesto socio-economico</b>	Addetti impiegati nelle attività di cantiere	Diretta: assetto antropico-aspetti socio economici	Cantiere/ decommissioning
	Sviluppo delle energie rinnovabili Addetti attività di gestione e manutenzione impianto	Diretta: assetto antropico- aspetti socio-economici/salute pubblica (mancate emissioni inquinanti)	Esercizio
<b>Impatto visivo</b>	Volumetrie e ingombro delle strutture di cantiere	Diretta: Paesaggio	Cantiere/ decommissioning
	Inserimento strutture di Progetto	Diretta: Paesaggio	Esercizio

Tabella 10.1. – Sintesi delle interazioni di Progetto in fase di cantiere/commissioning e di esercizio.

Lo Studio condotto ha, inoltre, permesso di evidenziare le motivazioni che spingono verso una decisione favorevole alla realizzazione del progetto in esame. Infatti, il ricorso ad una fonte energetica rinnovabile, quale quella solare, per la produzione di energia elettrica permette di andare incontro all'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con le norme paesaggistiche e di tutela ambientale;
- la necessità di non generare il minimo se non nullo impatto con l'ambiente;
- il risparmio di fonti non rinnovabili (quali i combustibili fossili);
- la produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti e gas serra (tipica delle fonti convenzionali).

Inoltre, dall'analisi degli impatti dell'opera emerge che:

- il Progetto interessa ambiti di naturalità debole rappresentati da superfici agricole (semi-nativi attivi o aree in abbandono colturale);
- l'effetto delle opere sugli habitat di specie vegetali e animali è stato considerato sempre basso in quanto la realizzazione del Progetto non andrà a modificare in modo significativo gli equilibri attualmente esistenti; la zona è inoltre lontana da parchi ed aree protette;
- Il Progetto verrà realizzato in aree poco frequentate e con l'assenza di punti panoramici potenziali, posti in posizione orografica dominante ed accessibili al pubblico, strade panoramiche o di interesse paesaggistico, che attraversano paesaggi naturali o antropici di alta rilevanza paesaggistica. Dunque, la percezione visiva dello stesso è trascurabile.
- l'impatto acustico prodotto dal normale funzionamento dell'impianto fotovoltaico di progetto non è significativo, in quanto il progetto nella sua interezza non costituisce un elemento di disturbo rispetto alle quotidiane emissioni sonore del luogo;
- nell'area in esame non sussistono condizioni tali da lasciar presupporre la presenza di radiazioni elettromagnetiche al di fuori della norma. L'analisi degli impatti ha infatti concluso questi essere non significativi sulla popolazione;
- la realizzazione del Progetto, comportando creazione di lavoro, ha un effetto positivo sulla componente sociale.

Per tutto quanto suddetto e argomentato, è possibile affermare che l'attività antropica proposta sia compatibile con la capacità di carico dell'ambiente e con le condizioni per uno sviluppo sostenibile, e quindi nel rispetto della capacità rigenerativa degli ecosistemi e delle risorse, della salvaguardia della biodiversità e di un'equa distribuzione dei vantaggi connessi all'attività economica, così come riportato dall'art. 4 comma 3 del D. Lgs. 152/2006. Infine, gli impatti positivi attesi dalle misure migliorative, risultano superiori a quelli negativi, rendendo l'opera nel suo complesso sostenibile.