

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNE DI APRICENA

LOCALITÀ INCORONATA - SAN SABINO

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO EOLICO AVENTE POTENZA PARI A 99,2 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE - 16 AEROGENERATORI

Sezione:

SEZIONE SIA- SIA ED ALLEGATI

Elaborato:

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE-QUADRO PROGRAMMATICO
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

Nome file sorgente: SEZIONE SIA/EO.APR01.PD.SIA.01.docx	Numero elaborato: EO.APR01.PD.SIA.01	Scala:	Formato di stampa: A4
Nome file stampa: EO.APR01.PD.SIA.01.pdf	Tipologia: R		

Proponente:

E-WAY FINANCE S.p.A.
Via Po, 23
00198 ROMA (RM)
P.IVA. 15773121007



Progettista:

E-WAY FINANCE S.p.A.
Via Po, 23
00198 ROMA (RM)
P.IVA. 15773121007



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
EO.APR01.PD.SIA.01	00	12/2021	L.D'Elia	A.Bottone	A.Bottone

INDICE

1	PREMESSA.....	10
2	INTRODUZIONE	11
2.1	Lo studio di Impatto Ambientale.....	13
3	DESCRIZIONE E UBICAZIONE DEL PROGETTO	14
3.1	Area di progetto.....	14
3.2	Ubicazione delle opere	19
3.3	Inquadramento a scala vasta	22
3.4	Inquadramento storico-paesaggistico dell’area di progetto	28
4	RELAZIONE DI STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE-QUADRO PROGRAMMATICO-PARTE I.....	33
4.1	LA VIA IN EUROPA, IN ITALIA E IN PUGLIA.	33
4.1.1	La Valutazione d’Impatto Ambientale (V.I.A.). Principi ed evoluzione della normativa della comunità europea.....	33
4.1.2	Il quadro normativo nazionale per la V.I.A.....	36
4.1.3	La normativa regionale	38
4.1.4	La procedura di valutazione ambientale per l’impianto eolico di progetto	39
5	LA POLITICA E LA PIANIFICAZIONE ENERGETICA	41
5.1	Gli accordi internazionali	41
5.1.1	Il Protocollo di Kyoto	42
5.1.2	L’accordo di Parigi sul Clima.....	43
5.2	L’unione europea e le politiche energetiche	45
5.2.1	Winter Package.....	46
5.2.2	Strategie dell’Unione Europea rispetto all’Accordo globale sul Clima (Parigi 2015)	47
5.2.3	Pacchetto Clima-Energia 20-20-20	49
5.2.4	Quadro per le politiche dell’energia e del clima al 2030.....	49
5.2.5	Direttiva Energie Rinnovabili	51
5.2.6	Azioni Future nel campo delle Energie Rinnovabili	52
5.2.7	Il Green New Deal Europeo COM(2019)640	54

5.2.8	Rapporto di coerenza della proposta in progetto.....	58
5.3	La normativa italiana nel settore energetico	59
5.3.1	Piano Energetico Nazionale	60
5.3.2	Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente	60
5.3.3	Legge n. 239 del 23 agosto 2004	61
5.3.4	Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017	62
5.3.5	Atti normativi di recepimento delle Direttive Europee	63
5.3.6	Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima.....	65
5.3.7	Il <i>Green New Deal italiano, la pandemia e il PNRR</i>	68
5.3.8	Normativa specifica in materia energetica.....	72
5.3.8.1	Il D.lgs 387/2003.....	73
5.3.8.2	Le Linee Guida nazionali e il D.Lgs. 28/2011	73
5.3.8.3	Rapporto di coerenza della proposta in progetto	77
5.4	Ambito tematico del progetto: Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Puglia.....	77
5.4.1	Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR).....	78
5.4.1.1	Rapporto di coerenza della proposta di progetto	81
5.5	Strumenti di Pianificazione energetica	82
5.5.1	Individuazione delle aree non idonee in recepimento del DM 10/09/2010.....	82
5.5.1.1	“Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Puglia”, Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24.	83
6	QUADRO PIANIFICATORIO DI RIFERIMENTO: ANALISI DELLE TUTELE	86
6.1	Strumenti di governo del territorio	86
6.1.1	La Legge Quadro Regionale n. 20 del 07/10/2001	86
6.1.2	Il Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG)	87
6.1.2.1	Rapporto di coerenza tra il progetto ed il piano	88
6.1.3	Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)	88
6.1.3.1	Rapporto di compatibilità con le prescrizioni del PPTR.....	90
6.1.4	D.G.R n 2122 del 23/10/2012.....	95
6.1.5	Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Foggia.....	96
6.1.6	Piano Urbanistico Generale del Comune di Apricena	100
6.1.7	Piano Urbanistico Generale del Comune di San Severo.....	103
6.1.8	Piano Urbanistico Generale del Comune di Torremaggiore.....	106

6.2	Strumenti di tutela delle aree naturali protette	109
6.2.1	Il sistema delle aree naturali protette.....	109
6.3	Strumenti di tutela paesaggistica	112
6.3.1	Il Codice dei Beni Culturali D.Lgs n°42 del 22 gennaio 2004.....	112
6.3.2	Piano paesaggistico regionale della regione Puglia (PPTR).....	115
6.4	Strumenti di settore sovraordinati ed operativi, di tutela del suolo, delle acque, del patrimonio forestale e dell’aria.....	117
6.4.1	Vincolo Idrogeologico	117
6.4.2	Piano stralcio per l’Assetto Idrogeologico	118
6.4.3	Piano di Tutela delle Acque (PTA)	126
6.4.4	Piano Regionale per la Qualità dell’Aria (PRQA)	128
6.4.5	Piano Regionale Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023	132
6.4.6	Aree percorse dal fuoco	134
6.4.7	Concessioni minerarie.....	136
6.4.8	Note su altri strumenti di pianificazione con valenza territoriale a scala regionale	137
7	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	138



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	5 di 138

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1-Area di sviluppo progettuale su base ortofoto (Google Earth).....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2- vista area impianto "Incoronata" da Sud verso Nord in corrispondenza dell'area di installazione delle torri AP04-AP05-AP06. Visibile, sullo sfondo, l'area delle cave di Apricena</i>	<i>15</i>
<i>Figura 3- Vista area impianto "San Sabino" da SSE verso NNE in corrispondenza dell'area di installazione della torre AP08. Visibile, sullo sfondo, il centro urbano di Apricena.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 4-Inquadramento aerogeneratori di progetto su base ortofoto (Google Earth)</i>	<i>16</i>
<i>Figura 5- Inquadramento aerogeneratori di progetto su carta IGM 1:2500</i>	<i>17</i>
<i>Figura 6-Inquadramento aerogeneratori ed opere annesse su carta IGM 1:2500.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 7- Inquadramento su base catastale turbine in località Incoronata.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 8- Inquadramento su base catastale turbine AP10-AP16.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 9-Inquadramento su base catastale turbine AP07-AP09.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 10- Ambiti di paesaggio della provincia di Foggia (Fonte: PTCP della provincia di Foggia)</i>	<i>24</i>
<i>Figura 11- Ambiti di paesaggio della Regione Puglia</i>	<i>24</i>
<i>Figura 12- Paesaggio del grano nel Tavoliere.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 13- Ricostruzione delle locazioni, masserie, poste ed altro contenute nell'atlante delle locazioni di N.e A. Michele 1686.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 14- Basolato di pavimentazione della via Herdonitana.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 15 - Quota dell'elettricità nello scenario attuale e negli scenari di decarbonizzazione (Fonte: COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI Tabella di marcia per l'energia 2050)</i>	<i>53</i>
<i>Figura 16 - Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO₂ equivalente</i>	<i>59</i>
<i>Figura 17- Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili Fonte: D.M.15/3/2012, Tabella A.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 18 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 19- Definizione degli obiettivi del PNIEC al 2030</i>	<i>67</i>
<i>Figura 20-Inquadramento su IGM 25000 delle aree non idonee</i>	<i>85</i>
<i>Figura 21- Particolare sottostazione utente su IGM 25.000</i>	<i>85</i>
<i>Figura 22- Stralcio PPTR: Componenti geomorfologiche (Rif.EO. APR01.PD. C.01).....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 23 -Stralcio PPTR: Componenti idrologiche (Rif.EO.APR01.PD. C.01)</i>	<i>91</i>
<i>Figura 24 - Stralcio PPTR: Componenti botanico-vegetazionali (Rif.EO.APR.01.PD. C.01).....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 25– Stralcio PPTR: Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici (Rif.EO. APR01.PD. C.01).....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 26 – Stralcio PPTR: Componenti culturali ed insediative (Rif.EO. APR01.PD. C.01)</i>	<i>93</i>
<i>Figura 27 -Stralcio PPTR: Componenti dei valori percettivi (Rif.EO. APR01.PD. C.01).....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 28-Stralcio PTCP: Assetto territoriale e tutela dell'identità culturale (Rif. EO. APR01.PD. C.02)</i>	<i>98</i>

<i>Figura 29- Stralcio PTCP: Tutela dell'integrità fisica e vulnerabilità degli acquiferi (Rif. EO. APR01.PD. C.02)</i>	<i>99</i>
<i>Figura 30 - Stralcio PTCP: tutela dell'identità culturale, elementi di matrice naturale (Rif. EO. APR01.PD. C.02).....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 31 – Stralcio Piano Regolatore Generale Apricena (Rif. Inquadramento rispetto alo strumento comunale vigente- EO. APR01.PD. C.05)</i>	<i>102</i>
<i>Figura 32- Stralcio Piano Urbanistico Generale di San Severo (Rif. Inquadramento rispetto al PUG d San Severo- EO. APR01.PD. C.05.3.1).....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 33- Stralcio Piano Urbanistico Generale di San Severo (Rif. Inquadramento rispetto al PUG d San Severo- EO. APR01.PD. C.05.3.2).....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 34- Stralcio Piano Urbanistico Generale di San Severo (Rif. Inquadramento rispetto al PUG d San Severo- EO. APR01.PD. C.05.3.3).....</i>	<i>106</i>
<i>Figura 35- Piano Stralcio Documento Programmatico Preliminare del comune di Torremaggiore (Rif. EO. APR01.PD.05.2.1).....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 36- Piano Stralcio Documento Programmatico Preliminare del comune di Torremaggiore (Rif. EO. APR01.PD.05.2.2).....</i>	<i>108</i>
<i>Figura 37- Distanza rispetto alle aree protette (Rif. EO. APR01.PD. C.07).....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 38- Inquadramento rispetto al vincolo idrogeologico (Rif. EO. APR01.PD. C.04).....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 39- Inquadramento rispetto al PAI (AdB Puglia).....</i>	<i>120</i>
<i>Figura 40 -Inquadramento rispetto al PAI (AdB del Fortore)</i>	<i>123</i>
<i>Figura 42 – Inquadramento rispetto al PTA PUGLIA (Fonte: Consultazione Piano Tutela Acque 2019 Adottato (sit.puglia.it))</i>	<i>127</i>
<i>Figura 43 – PRQA: zonizzazione del territorio regionale.....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 44- Inquadramento rispetto al piano faunistico venatorio.....</i>	<i>134</i>
<i>Figura 45 - Inquadramento del progetto rispetto alle aree di coltivazione censite dall'UNMIG (Fonte: Ministero dello sviluppo economico)</i>	<i>136</i>
<i>Figura 48-Inquadramento su ortofoto delle cave autorizzate nel territorio comunale di Apricena</i>	<i>137</i>



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	8 di 138

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1- Coordinate aerogeneratori di progetto.....</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 2- Inquadramento Catastale Opere di Progetto.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 3-Elenco delle aree non idonee ai sensi della LR 30 dicembre 2010, n.24.....</i>	<i>84</i>



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	9 di 138

1 PREMESSA

Il presente elaborato è riferito al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, ed opere di connessione annesse, denominato "Incoronata - San Sabino", sito in agro di Apricena (FG).

In particolare, il progetto è relativo ad un impianto eolico avente potenza nominale pari a 99,2 MW e costituito da:

- N° 16 aerogeneratori aventi diametro 162 m e altezza al mozzo pari a 119 m (per un'altezza complessiva di 200 m), ciascuno avente potenza nominale pari a 6,2 MW (aerogeneratore tipo modello Vestas V162);
- Due Cabine di Raccolta e Misura in MT a 30 kV;
- Linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione di 6 aerogeneratori alla prima Cabina di Raccolta e Misura;
- Linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione di 10 aerogeneratori alla seconda Cabina di Raccolta e Misura;
- Una Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 150/30 kV Utente;
- Linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessari per l'interconnessione delle due Cabine di Raccolta e Misura alla SE Utente di cui sopra;
- Una sezione di impianto elettrico comune con due impianti fotovoltaico in sviluppo (altro operatore), necessaria per la condivisione dello Stallo AT a 150 kV, assegnato dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) all'interno della futura SE della RTN denominata "Torremaggiore". Tale sezione è localizzata in una zona adiacente alla SE Utente e contiene tutte le apparecchiature elettromeccaniche in AT necessarie per la condivisione della connessione.
- Tutte le apparecchiature elettromeccaniche in AT di competenza dell'Utente da installare all'interno della futura SE Terna "Torremaggiore", in corrispondenza dello stallo assegnato;
- Una linea elettrica in AT a 150 kV in cavo interrato di interconnessione tra la sezione di impianto comune e la futura SE RTN "Torremaggiore".

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way Finance S.p.A., avente sede legale in Via Po 23, 00198 Roma, P.IVA 15773121007.

2 INTRODUZIONE

Lo Studio di Impatto Ambientale (SIA) si pone come strumento necessario nell’ottica di prevedere e prevenire tutti i fattori che potrebbero arrecare un danno ambientale, correlati in relazione alla realizzazione di un progetto, piano o programma di intervento.

Nello specifico per il progetto in esame, vengono analizzate e valutate le interferenze tra le opere e i vincoli territoriali, urbanistici ed ambientali, che potrebbero limitarne la fattibilità; si valuta, inoltre, la possibilità di realizzare il presente progetto nell’ottica di un più ampio sviluppo della zona interessata dall’intervento, sia sotto il profilo di qualificazione delle risorse del territorio, sia a livello di ricadute occupazionali.

Lo Studio di Impatto Ambientale illustra le caratteristiche salienti del proposto impianto fotovoltaico, analizza i possibili effetti ambientali derivanti dalla sua realizzazione, definisce il quadro delle relazioni che si stabiliscono tra l’opera e il contesto territoriale e paesaggistico ed individua le soluzioni tecniche mirate alla mitigazione e alla minimizzazione degli impatti dei possibili effetti negativi sull’ambiente.

In sintesi, ponendo a confronto le condizioni ambientali che sussistono prima dell’intervento con quelle che si definiscono in fase di cantiere, esercizio e in fase di dismissione del progetto, è possibile individuare gli effetti diretti e indiretti della realizzazione dell’opera, nelle sue molteplici e diverse relazioni con il contesto paesaggistico ed ambientale.

Lo strumento normativo di riferimento in materia ambientale e in particolare anche per la redazione dello Studio d’impatto ambientale è Il D.Lgs n.152/2006 (concernente disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, VAS, difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque e della qualità dell’aria, gestione dei rifiuti).

Tale strumento è stato più volte aggiornato e modificato, in particolare il Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104 introduce importanti modifiche alla Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. n. 152/2006 al fine di adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE.

Il Dlgs. n.104/2017 introduce di fatto all’art.27 bis il procedimento autorizzatorio unico regionale (PAUR).

Successivamente, con legge 29 luglio 2021, n. 108 (“**Legge di conversione**”), è stato convertito in legge il D.L. 31 maggio 2021, n. 77 (c.d. “**Decreto Semplificazioni bis**”), con l’introduzione di alcune modifiche al testo vigente. Il testo della Legge di conversione, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 181 del 30 luglio 2021, è entrato in vigore il 31 luglio 2021.

Il Decreto Semplificazioni bis, come modificato dalla Legge di Conversione, ha introdotto rilevanti novità in materia di energia, al fine espresso del *"raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica contenuti nel PNIEC e nel PNRR con particolare riguardo all'incremento del ricorso alle fonti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili"*; le norme in approfondimento sono contenute al Capo VI rubricato *"Accelerazione delle procedure per le fonti rinnovabili"* e al Capo VII recante *"Disposizioni in materia di efficienza energetica"*.

Il progetto è stato redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente, nazionale e regionale in materia ambientale, con particolare riferimento **D.Lgs. n. 104/2017** che ha innovato il **D.Lgs. 152/2006**, introducendo importanti modifiche alla Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. n. 152/2006, al fine di adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE.

Il progetto rientra, inoltre, nella tipologia elencata **nell'Allegato II alla Parte Seconda del D. Lgs.152/2006: Progetti di competenza statale**, al punto **2 "Istallazioni relative a: Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW"**, come disposto dall'*art. 22 del d.lgs. n. 104 /2017*.

In tal caso, ai sensi dell'**art.27 del D.Lgs.152/2006**, *"il proponente può richiedere all'autorità competente che il provvedimento di VIA sia rilasciato nell'ambito di un **Provvedimento Unico** comprensivo di ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale, richiesto dalla normativa vigente per la realizzazione e l'esercizio del progetto"*.

Il Provvedimento Unico in materia ambientale (**PUA**), può essere richiesto per tutti i progetti di competenza statale sottoposti a procedura di Via, esso ha la finalità di riunire in un unico provvedimento il provvedimento di VIA e il rilascio di ogni altra autorizzazione, compresa **L' Autorizzazione paesaggistica di cui all'articolo 146 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n.42**. L'autorità competente in sede statale è il Ministero dell'ambiente, Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (DVA).

Il presente progetto fa parte dunque degli interventi previsti dall'Allegato II alla Parte Seconda del d.lgs n.152 del 2006 e ss.mm.ii, pertanto verrà sottoposto a VIA di competenza statale. In particolare verrà richiesto il Procedimento Unico Ambientale (PUA), il quale riunisce in un unico atto il rilascio di ogni altra autorizzazione, intesa, parere, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale.

2.1 Lo studio di Impatto Ambientale

Il presente studio è stato redatto seguendo le indicazioni contenute nella normativa vigente a livello nazionale (Allegato VII – Parte II – d.lgs. n. 152/2006), ed è stato organizzato nel seguente modo:

- PARTE PRIMA, nella quale vengono elencati i principali strumenti di programmazione, pianificazione territoriale ed ambientale vigenti, viene verificata la coerenza dell'opera e la compatibilità dell'intervento con specifiche norme e prescrizioni;
- PARTE SECONDA, nella quale, partendo da una lettura e da un'analisi delle caratteristiche e peculiarità del contesto territoriale in cui si inserisce l'opera, vengono descritte le scelte progettuali e le caratteristiche fisiche e tecniche delle componenti progettuali, nonché le ragionevoli alternative considerate, con l'obiettivo di determinare i potenziali fattori di impatto su tutte le componenti ambientali;
- PARTE TERZA, nella quale, sono individuati e valutati tutti i possibili impatti, sia negativi che positivi, conseguenti alla realizzazione dell'opera, anche in termini di impatti cumulativi, in termini di ricadute occupazionali individuando le opportune misure di mitigazione e compensazione previste per l'attenuazione degli impatti potenziali negativi.
- La SINTESI NON TECNICA delle informazioni contenute nelle parti precedenti, predisposta al fine di consentirne un'agevole comprensione da parte del pubblico.

La presente relazione costituisce la Parte Prima dello Studio di Impatto Ambientale e si concentra principalmente sulla descrizione dei principali strumenti di programmazione, pianificazione generale e settoriale e strumenti di tutele e vincoli relativi alla fonte rinnovabile eolica in generale e più specificatamente sulle aree oggetto di intervento, rispetto a cui si sono operate le scelte d'inserimento progettuale.

3 DESCRIZIONE E UBICAZIONE DEL PROGETTO

3.1 Area di progetto

L'alternativa progettuale prevede la realizzazione di un parco eolico costituito da 16 aerogeneratori (successivamente denominati da AP01 a AP16) sito in agro del Comune di Apricena (FG), in due località denominate "Incoronata" e "San Sabino" rispettivamente a Ovest e ad Est del centro abitato. Le aree in esame, riportate in Figura 1 presentano una morfologia pressoché pianeggiante, dunque ottimale all'installazione di aerogeneratori di grossa taglia. Il territorio è caratterizzato a Ovest da rilievi pedegarganici che si estendono per circa 15 km in direzione Sud-Est.



Figura 1-Area di sviluppo progettuale su base ortofoto (Google Earth)

Le turbine poste in località "Incoronata" sono localizzate a Ovest del centro abitato di Apricena (da cui la turbina più vicina dista più di 5 km) e a Sud del centro abitato di Poggio Imperiale (da cui la turbina più vicina dista quasi 3 km). L'area è costeggiata a Nord-Est dal territorio del bacino marmifero delle cave di pietra di Apricena, esteso più di 800 ettari, che rappresenta uno degli elementi costitutivi del territorio pedegarganico apricenesi.

Le turbine situate in località "San Sabino", invece, sono localizzate immediatamente a Sud del centro abitato di Apricena, che si estende sino al confine comunale con San Severo.

Il percorso del cavidotto (le cui scelte progettuali e di tracciato saranno discusse nei capitoli successivi), interamente su strada esistente, attraversa un territorio pianeggiante, ad eccezione del tratto a Nord-Ovest del centro abitato di San Paolo di Civitate (in località "Inverse tristi") che attraversa una zona di versante di altitudine media 130 m s.l.t.

L'area ipotizzata per la localizzazione della sottostazione utente è anch'essa pianeggiante, sebbene il territorio presenti in questa zona una morfologia variabile, con piccoli rilievi collinari e zone di versante intervallati da aree di pianura. A ovest, l'area della sottostazione degrada verso il Fiume Fortore, dal cui greto le opere distano circa 1,2 km. Ancora più ad Ovest, ad una distanza di circa 3 km, è presente il confine territoriale Puglia-Molise. Il contesto in cui è inserita la sottostazione utente è denso di infrastrutture, vista la presenza della stazione Terna di progetto, di diverse ipotesi di sottostazione e di fitte linee elettriche aeree a diversa tensione.

L'uso agricolo del suolo è prevalentemente seminativo nella zona delle turbine; nei comuni attraversati dal percorso del cavidotto, invece, si alternano anche uliveti e frutteti. Il territorio è caratterizzato dalla presenza di altri impianti eolici esistenti e in iter autorizzativo. In Figura 2 e Figura 3 si riportano due viste dell'area di impianto.



Figura 2- vista area impianto "Incoronata" da Sud verso Nord in corrispondenza dell'area di installazione delle torri AP04-AP05-AP06. Visibile, sullo sfondo, l'area delle cave di Apricena



Figura 3- Vista area impianto "San Sabino" da SSE verso NNE in corrispondenza dell'area di installazione della torre AP08. Visibile, sullo sfondo, il centro urbano di Apricena

Il layout di progetto è riportato su base ortofoto e su carta IGM 1:25000 Regione Puglia nelle figure seguenti. Si rimanda agli elaborati *EO.APR01.PD.B.01* e *EO.APR01.PD.B.02* per una visione delle opere di maggior dettaglio.



Figura 4-Inquadramento aerogeneratori di progetto su base ortofoto (Google Earth)

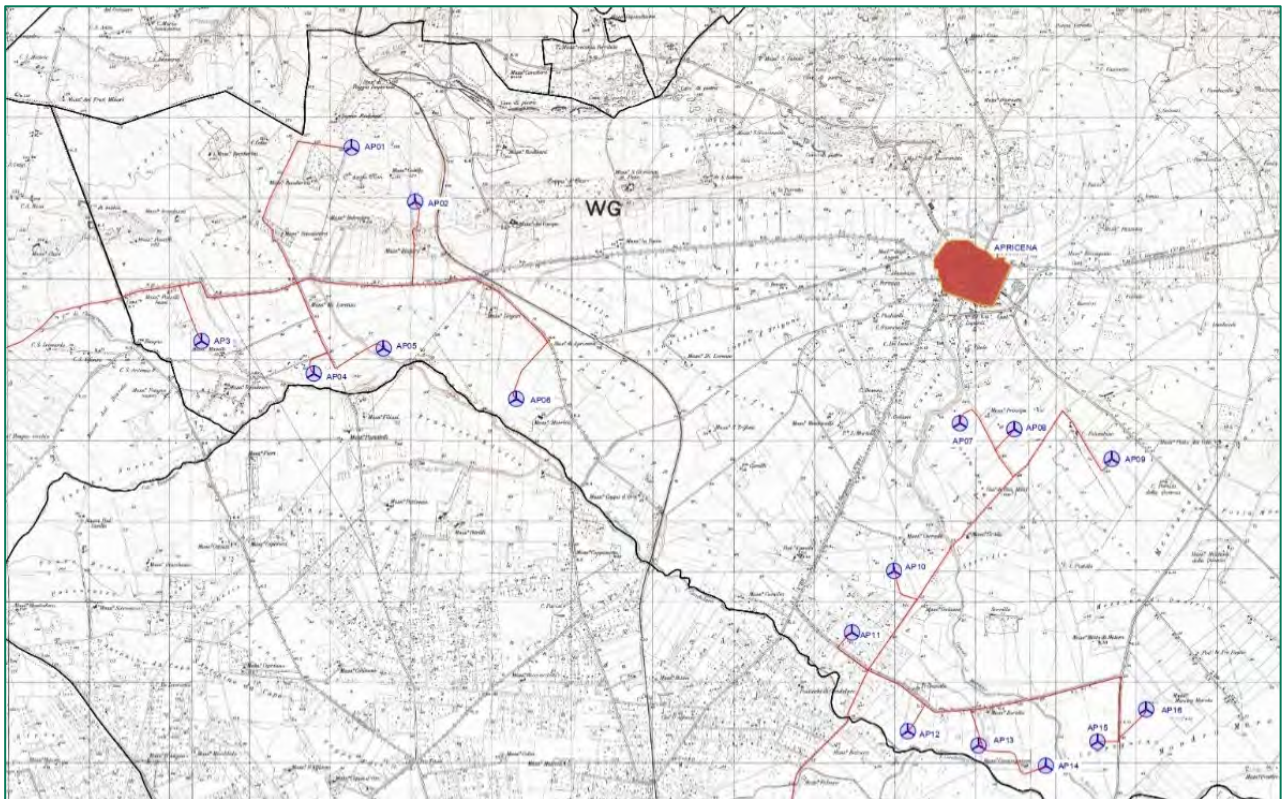


Figura 5- Inquadramento aerogeneratori di progetto su carta IGM 1:2500

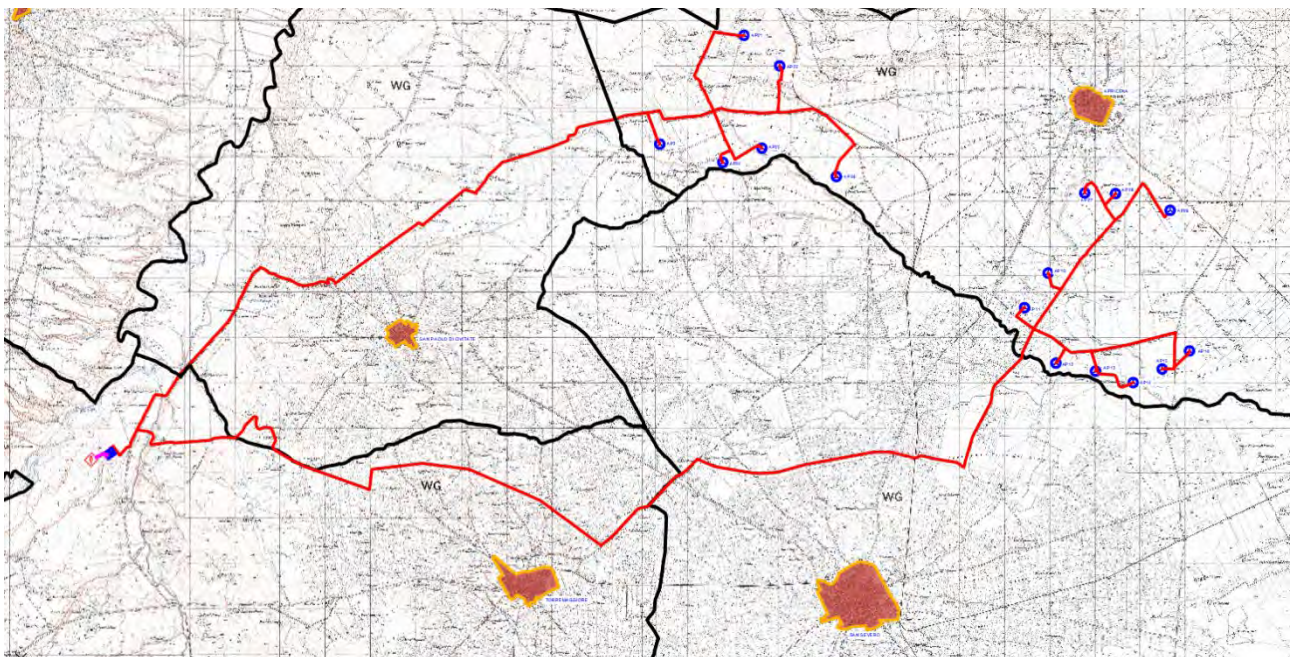


Figura 6- Inquadramento aerogeneratori ed opere annesse su carta IGM 1:2500

Le coordinate degli aerogeneratori di progetto e della sottostazione utente sono riportate in tabella:

Tabella 1- Coordinate aerogeneratori di progetto

ID WTG	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]
AP01	529208	4627453
AP02	529995	4626779
AP03	527347	4625052
AP04	528738	4624648
AP05	529602	4624962
AP06	531250	4624334
AP07	536745	4623972
AP08	537427	4623958
AP09	538636	4623589
AP10	535936	4622202
AP11	535413	4621439
AP12	536107	4620215
AP13	536984	4620039
AP14	537818	4619786
AP15	538459	4620085
AP16	539063	4620485
Sottostazione Utente	515194	4618194

I sei aerogeneratori di località *"Incoronata"*, da AP01 a AP06, sono localizzati in un'area compresa tra la SS16 a Ovest e la Strada Europea E55 a Est. Il parco è attraversato dalle strade provinciali SP36 e SP33, da cui si diramano cinque tratti di viabilità esistente per raggiungere i singoli punti turbina. A Est delle turbine AP01 e AP02 sono presenti due tratte ferroviarie appartenenti alla linea Adriatica Pescara-Foggia. La prima è a singolo binario ed è stata dismessa nel 2003 a seguito dell'attivazione della seconda tratta, a doppio binario, che prosegue quasi parallela alla E55 in direzione San Severo a Sud e Poggio Imperiale a Nord.

I dieci aerogeneratori di località *"San Sabino"*, invece, sono localizzati in un'area compresa tra la zona industriale di Apricena a Ovest (attraversata dalla strada statale SS89 Garganica, arteria principale di accesso al centro abitato) e la strada provinciale SP28 a Est. Le turbine sono facilmente raggiungibili da: SP28 (AP07-AP08 e AP09), SP34 (da AP10 a AP14) e SP27 (AP15 e AP16). A Est delle turbine AP10 e AP11 è presente la tratta ferroviaria di nuova realizzazione che collega il centro abitato di Apricena (e i paesi garganici più a Nord) con il comune di San Severo.

Scopo primario è la massimizzazione della produzione energetica delle turbine di progetto, ottenuta garantendo un'adeguata distanza tra gli stessi (almeno pari a 3 diametri dell'elica in direzione

perpendicolare al vento dominante e 5 in direzione parallela) e minimizzando le interferenze con i parchi eolici esistenti sul territorio. Non di minore importanza è l'insieme di tutti i fattori legati alla presenza di vincoli ostativi, alla natura del sito, all'orografia e alla viabilità esistente, presi in considerazione con una particolare attenzione rivolta verso l'impatto paesaggistico e la visibilità del nuovo impianto e di quelli già esistenti. Le scelte sono state condotte tutte rispettando le indicazioni normative provenienti dalla pianificazione territoriale ed urbanistica, concependo un layout quanto più regolare possibile, massimizzato sia dal punto di vista produttivo che vincolistico, orografico e visivo.

La localizzazione delle turbine di progetto e la loro disposizione sul territorio è stata scelta adottando i criteri progettuali sopra descritti.

3.2 Ubicazione delle opere

Gli aerogeneratori di progetto ricadono tutti nel territorio comunale di Apricena (FG). Il cavidotto interno, invece, attraversa i territori comunali di Apricena, San Severo, San Paolo di Civitate e Torremaggiore, tutti in provincia di Foggia. Nel Comune di Torremaggiore è previsto l'allacciamento alla RTN.

L'opera nel complesso è individuabile sulla Cartografia Tecnica Regionale – Regione Puglia in scala 1:5000.

I riferimenti catastali delle opere di progetto sono riportati nella tabella seguente:

Tabella 2- Inquadramento Catastale Opere di Progetto

ID WTG	Comune	Foglio	Particella	Classamento	Estensione
AP01	Apricena (FG)	15	14	Sem. Irr. + Sem.	12,8049
AP02		16	295	Sem.	2,6504
AP03		34	199	Sem.	34,6425
AP04		34	239	Sem.	2,3019
AP05		35	176	Sem.	7,4861
AP06		49	163	Sem. Irr.	7,4362
AP07		60	68	Sem. Irr.	2,0179
AP08		61	303	Sem. Irr.	5,0059
AP09		62	101	Sem. Irr.	4,4023
AP10		68	236	Sem. Irr.	2,9220
AP11		68	141	Sem. Irr.	1,2780
AP12		70	322	Sem.	12,0623
AP13		70	24	Sem. Irr.	6,5618
AP14		71	40	Sem. Irr. + Sem.	25,4830
AP15		71	82	Sem.	4,0000
AP16	76	148	Sem. Irr.	3,6045	
Sottostazione	Torremaggiore (FG)	7	50	Sem. Irr. + Sem.	6,3041
		7	48	Sem. Irr. + Sem.	16,6915

A seguire, nelle figure successive, è visibile un inquadramento su planimetria catastale degli aerogeneratori di progetto. Si rimanda al piano particellare di asservimento ("*EO.APR01.PD.L.06 – Piano particella di Asservimento di Esproprio, Grafico e Descrittivo*") per consultare l'elenco di tutte le aree da espropriare ed asservire ai fini della corretta messa in servizio del parco eolico di progetto, del cavidotto e della Stazione Utente.



Figura 7- Inquadramento su base catastale turbine in località Incoronata



Figura 8- Inquadramento su base catastale turbine AP10-AP16



Figura 9-Inquadramento su base catastale turbine AP07-AP09

3.3 Inquadramento a scala vasta

Un inquadramento a vasta scala colloca l'area di progetto all'interno del' ambito territoriale della Capitanata. Il termine Capitanata deriva da una descrizione che già nel Cinquecento veniva proposta per il territorio di Foggia: "Provincia assai giovevole alle altre del Regno, ma in quanto a sé la più inutile che vi sia". Tale descrizione alludeva soprattutto all'imponente produzione granaria del luogo e al suo ruolo nel sistema della grande transumanza meridionale.

La Capitanata nasce come ripartizione amministrativa in età normanna, ma i suoi confini, non appoggiati, tra l'altro, ad indiscutibili elementi geografici, restano a lungo mutevoli. Il sinonimo spesso usato di Daunia si riferisce in realtà ad un ambito sostanzialmente diverso comprendente anche il Melfese ed una parte della Terra di Bari, fino al comune di Minervino Murge.

Passando alla ripartizione interna della provincia, nel 1525 Leandro Alberti descrive l'intera provincia chiamandola Apulia Daunia o Puglia Piana: "...comincia al fiume Lofante...e trascorre al fiume Fortore", distinguendovi al suo interno il Mont di Sant'Angelo o Gargano e la Capitanata che comprende anche i "luoghi intorno i lati dell'Appennino", tranne i centri del basso Fortore e il lago di Lesina che invece colloca nella regione di Campobasso.

In effetti, considerando lo stato naturale della Capitanata, questa provincia può essere divisa in tre regioni: la parte delle colline, la parte bassa e piana e il Gargano. Le forme del rilievo, le caratteristiche morfologiche, l'idrografia consentono di individuare nettamente il Gargano come entità quasi "insulare", sia pure articolata al proprio interno, ma senza un unico centro di riferimento. La parte subappenninica, ad esempio, non è facilmente leggibile unitariamente: se la scarsa profondità delle valli fluviali non fraziona nettamente lo spazio, l'orientamento delle stesse favorisce una certa gravitazione verso valle, verso le polarità urbane minori quali Cerignola, Lucera e San Severo.

Un'articolazione del territorio provinciale dal punto di vista delle forme storiche del paesaggio e degli assetti colturali può consentire di individuare ambiti dotati di tratti identitari più forti. La carta dell'utilizzazione del suolo che è possibile ricostruire dalle collettive del catasto provvisorio realizzato nel decennio francese segnala l'eredità della Dogana su buona parte del Gargano e i territori di Ascoli, Sannicandro, Apricena e Vieste, costituisce l'area di maggiore diffusione dei pascoli permanenti, prevalentemente nudi in pianura, arborati nel Gargano.

Il seminativo copre una quota maggiore di territorio a San Severo e sulle alte colline del Subappennino, dove in alcuni casi supera il 90% della superficie agraria e forestale: il carico demografico ha portato in quest'ultima area, precocemente, ad estesi dissodamenti e disboscamenti. Anche il seminativo, eccetto che in alcune zone collinari e montane, si presenta prevalentemente nudo.

Il bosco, probabilmente sottostimato, copre in percentuale significativa soprattutto l'area del Gargano settentrionale e meridionale, alcune zone del Subappennino e quella del basso Fortore. Limitata è la presenza delle colture legnose specializzate, confinate, come i vigneti, di norma in prossimità dei centri abitati. Distribuito in tutta la provincia con deboli percentuali, ma con qualche addensamento significativo sul Gargano, è invece l'oliveto.

Poco più di cento anni dopo, in occasione del catasto agrario del 1929, è possibile cogliere un altro fotogramma delle forme del paesaggio e delle modalità di utilizzazione del suolo. Mentre il bosco mantiene sostanzialmente le sue tradizionali aree di insediamento, ma perdendo quote significative nel basso Fortore e nel Subappennino meridionale, il pascolo viene fortemente ridimensionato ma mantiene superfici consistenti nell'area pedegarganica o garganica tra Manfredonia e San Giovanni Rotondo. Il seminativo ormai dilaga in tutto il subappennino e nelle zone agrarie di pianura. Il dato nuovo è il delinearsi di due grandi aree di specializzazione produttiva nelle colture legnose, si tratta soprattutto del vigneto nel Tavoliere meridionale e nella zona di San Severo. Si mantiene inoltre il rilievo dell'oliveto e dell'agrumeto garganico. Le forme del paesaggio e le modalità di utilizzazione del suolo strutturano e rispecchiano la società locale: indubbia è la diversità tra le forme sociali delle zone del vigneto e dell'oliveto specializzato e quelle della cerealicoltura estensiva del Tavoliere centrale che spinge verso mare. Altro è il Gargano silvo-pastorale.

Più complessa è la definizione degli ambiti del Subappennino, non solo per le ragioni cui dinanzi si è accennato: se la presenza del bosco identifica in qualche misura l'area, non si può in questo caso parlare di economia montana, neanche in riferimento ai tratti specifici della montagna meridionale, seminata anche

ad alte quote. In questo caso, la morfologia dei territori- dislocati a differenti livelli altimetrici- enfatizza l'economia agricola di pianura e delle basse colline.

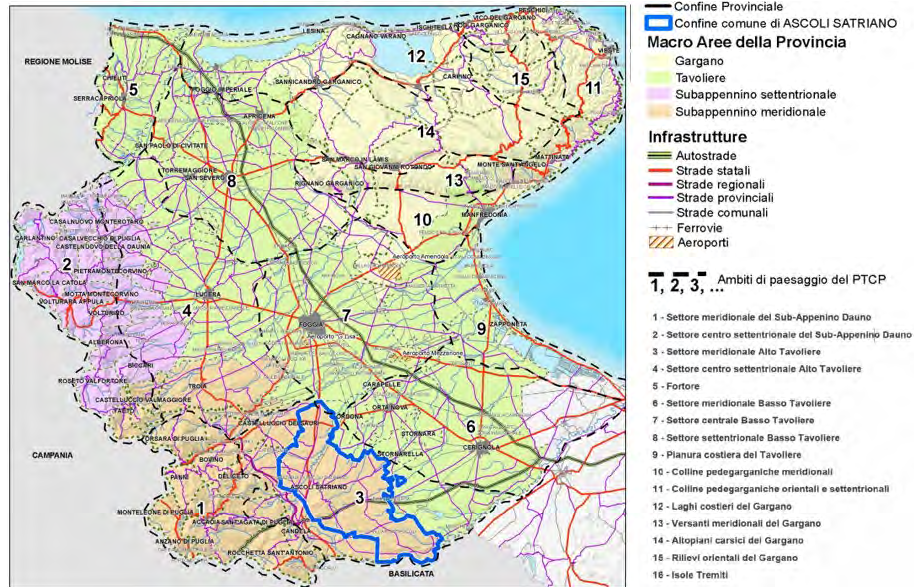


Figura 10- Ambiti di paesaggio della provincia di Foggia (Fonte: PTCP della provincia di Foggia)

In un contesto come quello appena descritto nasce dunque la necessità di individuare unità minime di paesaggio in cui è possibile scomporre i paesaggi della Puglia: questa divisione ha permesso di definire un quadro di riferimento per la parte normativa che interpreta gli ambiti come strutture territoriali complesse, in grado di delimitare sistemi territoriali articolati, relazioni ecologiche e infrastrutturali, regioni urbane policentriche, ecc.

L'area di progetto si colloca nell'ambito territoriale dell'Alto Tavoliere (Ambito 3).



Figura 11- Ambiti di paesaggio della Regione Puglia

Struttura idro-geo-morfologica - La pianura del Tavoliere, certamente la più vasta del Mezzogiorno, è la seconda pianura per estensione nell'Italia peninsulare dopo la pianura padana. Essa si estende tra i Monti Dauni a ovest, il promontorio del Gargano e il mare Adriatico a est, il fiume Fortore a nord e il fiume Ofanto a sud. Questa pianura ha avuto origine da un originario fondale marino, gradualmente colmato da sedimenti sabbiosi e argillosi pliocenici e quaternari, successivamente emerso. Attualmente si configura come l'involuppo di numerose piane alluvionali variamente estese e articolate in ripiani terrazzati digradanti verso il mare, aventi altitudine media non superiore a 100 m s.l.m., separati fra loro da scarpate più o meno elevate orientate sub parallelamente alla linea di costa attuale. La continuità di ripiani e scarpate è interrotta da ampie incisioni con fianchi ripidi e terrazzati percorse da corsi d'acqua di origine appenninica che confluiscono in estese piane alluvionali che per coalescenza danno origine, in prossimità della costa, a vaste aree paludose, solo di recente bonificate. Dal punto di vista geologico, questo ambito è caratterizzato da depositi clastici poco cementati accumulatisi durante il Plio-Pleistocene sui settori ribassati dell'Avampese apulo. In questa porzione di territorio regionale i sedimenti della serie plio-calabrianica si rinvencono fino ad una profondità variabile da 300 a 1.000 m sotto il piano campagna. In merito ai caratteri idrografici, l'intera pianura è attraversata da vari corsi d'acqua, tra i più rilevanti della Puglia (Carapelle, Candelaro, Cervaro e Fortore), che hanno contribuito significativamente, con i loro apporti detritici, alla sua formazione. Il limite che separa questa pianura dai Monti Dauni è graduale e corrisponde in genere ai primi rialzi morfologici rinvenimenti delle coltri alloctone appenniniche, mentre quello con il promontorio garganico è quasi sempre netto e immediato, dovuto a dislocazioni tettoniche della piattaforma calcarea. I corsi d'acqua del Tavoliere sono caratterizzati da un regime idrologico tipicamente torrentizio, caratterizzato da prolungati periodi di magra a cui si associano brevi, ma intensi eventi di piena, soprattutto nel periodo autunnale e invernale.

Importanti sono state le numerose opere di sistemazione idraulica e di bonifica che si sono succedute, a volte con effetti contrastanti, nei corsi d'acqua del Tavoliere. Anche tutto il settore orientale prossimo al mare, che un tempo era caratterizzato dalla massiccia presenza di aree umide costiere e zone paludose, è attualmente intensamente coltivato, a seguito di un processo non sempre coerente e organizzato di diffusa bonifica.

I paesaggi rurali - L'ambito del Tavoliere si caratterizza per la presenza di un paesaggio fondamentalmente pianeggiante la cui grande unitarietà morfologica pone come primo elemento determinante del paesaggio rurale la tipologia culturale.



Figura 12- Paesaggio del grano nel Tavoliere

Il secondo elemento risulta essere la trama agraria che si presenta in varie geometrie e tessiture, talvolta derivante da opere di regimazione idraulica piuttosto che da campi di tipologia colturali, ma in generale si presenta sempre come una trama poco marcata e poco caratterizzata, la cui percezione è subordinata persino alle stagioni. Fatta questa premessa è possibile riconoscere all'interno dell'ambito del Tavoliere tre macro paesaggi: il mosaico di S.Severo, la grande monocoltura seminativa che si estende dalle propaggini subappenniniche alle saline in prossimità della costa e infine il mosaico di Cerignola. Paesaggio che sfuma tra il Gargano e il Tavoliere risulta essere il mosaico perifluviale del torrente Candelaro a prevalente coltura seminativa. Il mosaico di S.Severo, che si sviluppa in maniera grossomodo radiale al centro urbano, è in realtà un insieme di morfotipi a sua volta molto articolati, che, in senso orario a partire da nord si identificano con:

- l'associazione di vigneto e seminativo a trama larga caratterizzato da un suolo umido e l'oliveto a trama fitta, sia come monocoltura che come coltura prevalente;
- la struttura rurale a trama relativamente fitta a sud resa ancora più frammentata dalla grande eterogeneità colturale che caratterizza notevolmente questo paesaggio;
- una struttura agraria caratterizzata dalla trama relativamente fitta a est, in prossimità della fascia subappenninica, dove l'associazione colturale è rappresentata dal seminativo con l'oliveto.

Pur con queste forti differenziazioni colturali, il paesaggio si connota come un vero e proprio mosaico grazie alla complessa geometria della maglia agraria, fortemente differente rispetto alle grandi estensioni seminate che si trovano intorno a Foggia.

Il secondo macro paesaggio si sviluppa nella parte centrale dell'ambito si identifica per la forte prevalenza della monocoltura del seminativo, intervallata dai mosaici agricoli periurbani, che si incuneano fino alle parti più consolidate degli insediamenti urbani di cui Foggia rappresenta l'esempio più emblematico. Questa monocoltura seminativa è caratterizzata da una trama estremamente rada e molto poco marcata che restituisce un'immagine di territorio rurale molto lineare e uniforme poiché la maglia è poco caratterizzata da elementi fisici significativi. Questo fattore fa sì che anche morfotipi differenti siano in realtà molto meno percepibili ad altezza d'uomo e risultino molto simili i vari tipi di monocoltura a seminativo, siano essi a trama fitta che a trama larga o di chiara formazione di bonifica. Tuttavia alcuni mosaici della Riforma, avvenuta tra le due guerre (legati in gran parte all'Ordine Nuovi Combattenti), sono ancora leggibili: si pensi al mosaico di Cerignola, caratterizzato dalla geometria della trama agraria che si struttura a raggiera a partire dal centro urbano, o ai torrenti Cervaro e Carapelle che costituiscono due mosaici perfluviali e si incuneano nel Tavoliere per poi amalgamarsi nella struttura di bonifica circostante.

Altro elemento qualificante e caratterizzante il paesaggio risulta essere il sistema idrografico che, partendo da un sistema fitto, ramificato e poco inciso tende via via a organizzarsi su una serie di corridoi ramificati. Particolarmente riconoscibili sono i paesaggi della bonifica e in taluni casi quelli della riforma agraria.

3.4 Inquadramento storico-paesaggistico dell'area di progetto

Il Tavoliere è caratterizzato da un diffuso popolamento nel Neolitico (si veda l'esempio del grande villaggio di Passo di Corvo) e subisce una fase demograficamente regressiva fino alla tarda Età del Bronzo quando, a partire dal XII secolo a. C., ridiventa sede di stabili insediamenti umani con l'affermazione della civiltà daunia. La trama insediativa per villaggi pare tendere, allora, alla concentrazione in pochi siti, che non possono essere considerati veri e propri centri urbani, ma luoghi di convergenza di numerosi nuclei abitati. Tra questi (Salapia, Tiati, Cupola, Ascoli) emerge Arpi, forse una delle più importanti città italiche, estesa su mille ettari, con un grandioso sistema difensivo costituito da un fossato esterno ad un lungo aggere. Con la romanizzazione, alcuni di questi centri accentuano le loro caratteristiche urbane, fenomeno che provoca un forte ridimensionamento della superficie occupata dall'abitato, altri devono la loro piena caratterizzazione urbana alla fondazione di colonie latine, come Luceria e, più tardi, l'altra colonia romana Siponto.

La romanizzazione della regione si accompagna a diffusi interventi di centuriazione, che riguardano le terre espropriate a seguito della seconda guerra punica e danno vita a un abitato disperso, con case coloniche costruite nel fondo assegnato a coltura. La trama insediativa, nel periodo romano, si articola sui centri urbani e su una trama di fattorie e *villae*. Queste ultime sono organismi produttivi di medie dimensioni che organizzano il lavoro di contadini liberi. Non scompaiono i vici che, anzi, in età tardoantica vedono rafforzato il proprio ruolo. In età longobarda, per effetto delle invasioni e di una violenta crisi demografica legata alla peste, scompare – o si avvia alla crisi definitiva – la maggior parte dei principali centri urbani dell'area, da Teanum Apulum, ad Arpi, a Herdonia, con una forte riduzione del popolamento della pianura. La ripresa demografica che, salvo brevi interruzioni, sarebbe durata fino agli inizi del XIV secolo, portò in pianura alla fondazione di piccoli insediamenti rurali, non fortificati, detti casali, alcuni dei quali, come Foggia, divengono agglomerati significativi. Non pochi di questi vengono fondati in età sveva, ma la crisi demografica di metà Trecento determina una drastica concentrazione della trama insediativa, con l'abbandono di numerosi di essi. In questa dialettica tra dispersione e concentrazione, l'ulteriore fase periodizzante è costituita dalla seconda metà del Settecento, quando vengono fondati i cinque “reali siti” di Orta, Ortona, Carapelle, Stornara e Stornarella e la colonia di Poggio Imperiale, e lungo la costa comincia il popolamento stabile di Saline e di Zapponeta, cui seguirà, nel 1847, la fondazione della colonia di San Ferdinando. A partire dagli anni Trenta del Novecento, la bonifica del Tavoliere si connoterà anche come un grande intervento di trasformazione della trama insediativa, con la realizzazione di borgate e centri di servizio e di centinaia di poderi, questi ultimi quasi tutti abbandonati a partire dagli anni Sessanta. La dinamica insediativa è legata, in una certa misura – ma non ne è determinata – alle forme di utilizzazione

del suolo. Le ricerche finora disponibili segnalano per il Neolitico una sensibile presenza del querceto misto e della macchia mediterranea, ma già in età preromana le forme di utilizzazione del suolo paiono vertere attorno al binomio cerealicoltura-allevamento – di pecore, ma anche di cavalli. Limitatissima è la presenza dell’ulivo e della vite, il cui ruolo cresce, soprattutto nel quadro dell’organizzazione rurale della centuriazione, ma non tanto da modificare l’assetto prevalente, in cui significativo, accanto alla grande produzione del grano, è l’allevamento ovino transumante. In un caso e nell’altro – con un tratto che diventerà di lungo periodo – limitato sembra il ruolo dell’autoconsumo e dell’economia contadina e forte quello del mercato. In età tardoantica pare crescere la produzione cerealicola, a scapito dalle aree a pascolo, ma nei secoli successivi il Tavoliere si connota come un vero e proprio deserto, in preda alla malaria, interessato da una transumanza di breve raggio e marginale. La ricolonizzazione del Tavoliere riprende nella tarda età bizantina e soprattutto in età normanna, lungo i due assi principali: la cerealicoltura e l’allevamento ovino. Dentro questo trend si inserisce l’“esperimento” di Federico II di Svevia di piena valorizzazione delle risorse del demanio regio, attraverso la creazione di un sistema di masserie, dedite ad incrementare la produzione agricola, destinata al grande commercio, e ad integrare l’agricoltura e l’allevamento, sperimentando nuove tecniche di rotazione agricola e muovendo verso la policoltura. Il progetto fu solo parzialmente realizzato, ma la sua fine è legata soprattutto alla crisi del Trecento e alla recessione demografica, da cui si esce in età aragonese con l’istituzione della Dogana della mena delle pecore, con una scelta netta in direzione del pascolo e dell’allevamento transumante, parzialmente bilanciata da una rete piuttosto estesa – e crescente nel Cinquecento – di grandi masserie cerealicole, sempre più destinate a rifornire, più che i tradizionali mercati extraregionali, l’annona di Napoli.

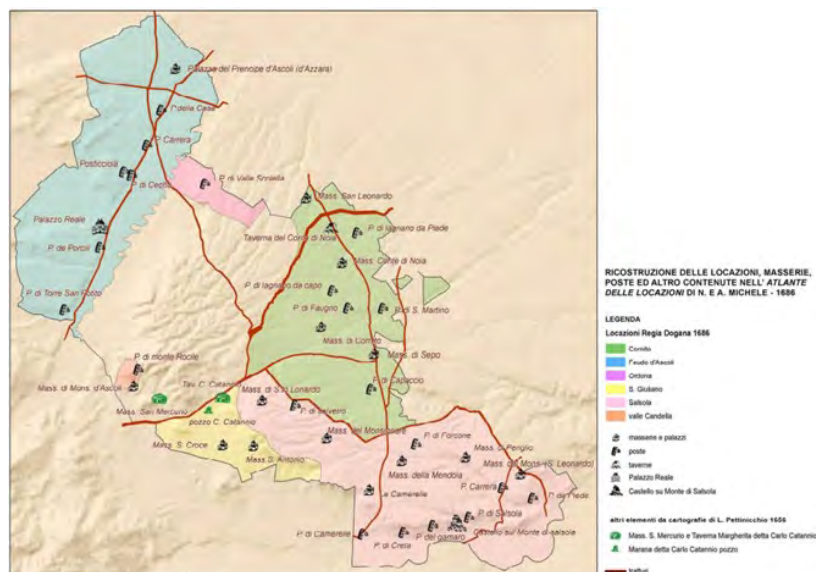


Figura 13- Ricostruzione delle locazioni, masserie, poste ed altro contenute nell'atlante delle locazioni di N.e A. Michele 1686

L'ulteriore significativa scansione si colloca a fine Settecento e agli inizi dell'Ottocento, quando la forte crescita demografica del XVIII secolo e i cambiamenti radicali nelle politiche economiche e nel regime giuridico della terra, portano all'abolizione della Dogana e alla liquidazione del vincolo di pascolo che diventerà totale dopo l'Unità. Nella seconda metà dell'Ottocento, in un Tavoliere in cui il rapporto tra pascolo e cerealicoltura si sta bilanciando in favore della seconda, che diventerà la modalità di utilizzo del suolo sempre più prevalente, cresce la trasformazione in direzione delle colture legnose, l'oliveto, ma soprattutto il vigneto, che si affermerà nel Tavoliere meridionale, attorno a Cerignola, e nel Tavoliere settentrionale, attorno a San Severo e Torremaggiore. In un'economia, fortemente orientata alla commercializzazione della produzione e condizionata dai flussi tra regioni contermini, acquistano un ruolo importante le infrastrutture che in certo senso orientano, con altri fattori, le trame insediative. La pianura del Tavoliere si trova da millenni attraversata da due assi di collegamento di straordinaria importanza: uno verticale che collega la Puglia alle regioni del centro e del nord Adriatico, l'altro trasversale che la collega alle regioni tirreniche e che, guadagnata la costa adriatica, prelude all'attraversamento del mare verso est. Così il Tavoliere di età romana è attraversato da una via Litoranea che da Teanum Apulum porta a Siponto e poi, lungo la costa, all'Ofanto, e dalla Traiana, che va da Aecae a Canosa, attraverso Herdonia, verso Brindisi. Le due strade sono collegate da una traversa che da Aecae, attraverso Arpi, porta a Siponto, il grande porto della Daunia romana e tardoantica. Resteranno questi i due grandi assi viari dell'area, con un leggero spostamento verso sud, alla valle del Cervaro, di quello trasversale, ed una perdita di importanza del pezzo della litoranea a sud di Siponto. La transumanza accentua l'asse verticale, mentre il rapporto commerciale, politico ed amministrativo con Napoli valorizza l'asse trasversale. La ferrovia e i tracciati autostradali non faranno che ribadire queste due opzioni, nel secondo caso, per il collegamento trasversale, con un ulteriore slittamento verso sud.



Figura 14- Basolato di pavimentazione della via Herdonitana

Il paesaggio agrario che il passato ci consegna, se pure profondamente intaccato dalla dilagante urbanizzazione e dalle radicali modifiche degli ordinamenti culturali, mantiene elementi di grande interesse. Schematicamente si può dividere il Tavoliere in 3 sezioni, che hanno differenti caratteristiche paesaggistiche: il Tavoliere settentrionale, con una forte presenza delle colture legnose – oliveto e vigneto – al pari del Tavoliere meridionale, mentre nel Tavoliere centrale di Foggia, Lucera e soprattutto di Manfredonia il ruolo delle colture legnose è minore e più importante la presenza del seminativo, generalmente nudo. Sia pure variegati e niente affatto monoculturali, queste subaree sono caratterizzate dalla sequenza di grandi masse di coltura, con pochi alberi di alto fusto, a bordare le strade o ad ombreggiare le rare costruzioni rurali. La masseria cerealicola, un’azienda tipicamente estensiva, anche se non presenta più solitamente la classica distinzione tra area seminata, riposo e maggese, che si accompagnava alla quota di pascolo (mezzana) per gli animali da lavoro, presenta valori paesaggistici di grande interesse, con le variazioni cromatiche lungo il corso delle stagioni, con una distesa monocolora, al cui centro spicca di solito un’oasi alberata attorno agli edifici rurali. Tipologicamente differenti sono le grandi tenute che, per iniziativa di grandi proprietari, come i Pavoncelli e La Rochefoucauld, vengono realizzate nelle aree trasformate a vigneto nel secondo Ottocento e che, in qualche caso, continuano ad operare. Il panorama mosso delle grandi distese di olivi o di viti presenta non dissimili elementi di pregio paesaggistico; in queste aree trasformate sono presenti anche, non infrequentemente, dimore edilizie di



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	32 di 138

minore entità – mono- o pluricellulari – in situazioni di piccola coltura. Sia pure di minore pregio delle analoghe strutture della Puglia centromeridionale, le masserie del Tavoliere – alcune attestate sin dal XVI secolo, altre più recenti, risalenti alla grande fase di stabilizzazione del possesso della terra del XIX secolo – meritano di essere adeguatamente salvaguardate e valorizzate

4 RELAZIONE DI STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE-QUADRO PROGRAMMATICO- PARTE I

Nella presente "Parte I" si intende restituire un'analisi del progetto in relazione ai diversi livelli di pianificazione del territorio vigenti, adottati o in fase di elaborazione. Questa sezione ha, quindi, lo scopo di inquadrare le opere nel contesto della programmazione del territorio, illustrandone le necessità di intervento, e individuandone le priorità funzionali. Ciò consente di verificare che l'impianto sia compatibile con la programmazione territoriale e dello sviluppo atteso nelle aree interessate, a medio e lungo termine, senza determinare squilibri.

4.1 LA VIA IN EUROPA, IN ITALIA E IN PUGLIA.

4.1.1 La Valutazione d'Impatto Ambientale (V.I.A.). Principi ed evoluzione della normativa della comunità europea.

La Valutazione d'Impatto Ambientale viene introdotta nel 1969 negli Stati Uniti con il *National Environment Policy Act (NEPA)*, precursore del più moderno concetto di Sviluppo Sostenibile, enunciato dalla *World Commission on Environment and Development, Our Common Future*, nel 1987, e inteso come uno sviluppo che soddisfi le esigenze del contingente senza privare le generazioni future della possibilità di soddisfare le proprie.

In Europa, con la Direttiva Comunitaria 85/337/CEE (Direttiva del Consiglio del 27 giugno 1985, Valutazione dell'impatto Ambientale di determinati progetti pubblici e privati), viene introdotta come strumento fondamentale di politica ambientale. Infatti, tale Valutazione ha la finalità di assicurare che l'attività antropica sia compatibile 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. La procedura di V.I.A. viene strutturata sul principio dell'azione preventiva, e quindi considera la *prevenzione* degli effetti negativi legati alla realizzazione dei progetti la migliore politica ambientale, rispetto all'approccio a posteriori di combatterne gli effetti. La V.I.A. nasce come strumento per individuare, descrivere e valutare gli effetti di un progetto su alcuni fattori ambientali e sulla salute umana.

La struttura della procedura è stata aggiornata negli anni per consentire di guidare il processo decisionale in maniera partecipata. La VIA è stata recepita in Italia con la Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i., legge che

istituiva il Ministero dell'Ambiente e le norme in materia di danno ambientale. Con il D.P.C.M. 27 dicembre 1988 e s.m.i sono state pubblicate le Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità. La direttiva VIA del 1985 è stata modificata cinque volte, nel 1997, nel 2003, nel 2009, nel 2011 e nel 2014, e ciò ha consentito di rafforzare la qualità della procedura, rendendola coerente con altre normative e politiche ambientali.

Il quadro normativo in Italia, relativo alla Valutazione di Impatto Ambientale, prevede anche l'emanazione della L.443/2001 detta "Legge Obiettivo" ed il relativo decreto di attuazione D.Lgs n. 190/2002 che individuava una procedura di V.I.A. speciale, con una apposita Commissione dedicata per una lista di progetti di interesse nazionale.

Con il D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 viene riorganizzata la legislazione italiana in materia ambientale e si cerca di superare tutte le discrepanze con le direttive europee pertinenti. La V.I.A. viene affrontata nella Parte II che si occupa anche delle procedure per la valutazione ambientale strategica (V.A.S.) e dell'autorizzazione ambientale integrata (AIA). Il processo di aggiornamento proseguito con l'emanazione della Direttiva V.I.A. 2014/52/UE, nato dalla necessità di adeguare la VIA al contesto politico, giuridico e tecnico in evoluzione, ha portato alla modifica della Parte II e dei relativi allegati del D.Lgs. 152/06 nonché all'abrogazione delle Norme Tecniche del D.P.C.M. 27 dicembre 1988.

Un resoconto dell'andamento dell'applicazione della V.I.A. in Europa è stato pubblicato nel 2003, con la Relazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio sull'applicazione, sull'efficacia e sul funzionamento della direttiva 85/337/CEE, modificata dalla direttiva 97/11/CE (Risultati ottenuti dagli Stati membri nell'attuazione della direttiva VIA). Il 26 maggio 2003 al Parlamento Europeo veniva approvata la Direttiva 2003/35/CE che rafforzava la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale, migliorava le indicazioni delle Direttive 85/337/CEE e 96/61/CE relative alle disposizioni sull'accesso alla giustizia e contribuiva all'attuazione degli obblighi derivanti dalla convenzione di Århus del 25 giugno 1998.

Un ulteriore aggiornamento sull'andamento dell'applicazione della V.I.A. in Europa è stato pubblicato nel 2009: la Relazione della Commissione al Consiglio, al Parlamento Europeo, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni sull'applicazione e l'efficacia della direttiva V.I.A. (dir. 85/337/CEE, modificata dalle direttive 97/11/CE e 2003/35/CE).

Dal 17 febbraio 2012 entra in vigore la nuova direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	35 di 138

privati, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 28 febbraio 2012. Obiettivo della direttiva è quello di riunificare in un unico testo legislativo consolidato tutte le modifiche apportate nel corso degli anni alla direttiva 85/337/CEE che viene conseguentemente abrogata. Non è stato fissato nessun termine per il recepimento da parte degli Stati Membri in quanto la nuova direttiva sostituisce la 85/337/CEE, così come modificata dalle direttive 97/11/CE, 2003/35/CE e 2009/31/CE, fatti salvi i termini per il recepimento delle singole direttive, già recepite nell'ordinamento nazionale. Nel provvedimento (articolo 6) è dato particolare rilievo alla partecipazione del pubblico ai processi decisionali attraverso specifiche modalità di informazione, anche mediante mezzi di comunicazione elettronici, in una fase precoce della procedura garantendo l'accesso alla documentazione fornita dal proponente ed alle informazioni ambientali rilevanti ai fini della decisione.

Il 16 maggio 2014 sono entrati in vigore importanti cambiamenti in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA) a seguito della Direttiva Europea 2014/52/UE. La nuova direttiva reca modifiche alla direttiva 2011/92/UE, per quanto concerne limiti e deroghe alla disciplina stop a conflitti d'interesse e maggiore coinvolgimento del pubblico e delle forze sociali. Con le ultime modifiche si vuole concentrare maggiormente l'attenzione sui rischi e le sfide emerse nel corso degli ultimi anni, come efficienza delle risorse, cambiamenti climatici e prevenzione dei disastri. Tra le principali novità introdotte: obbligo degli Stati Membri di semplificare le varie procedure di valutazione ambientale, fissati diversi termini di tempo a seconda dei differenti stadi di valutazione ambientale, semplificazione della procedura d'esame per stabilire la necessità o meno di una valutazione d'impatto ambientale, rapporti più chiari e comprensibili per il pubblico, obbligo da parte degli sviluppatori di intraprendere i passi necessari per evitare, prevenire o ridurre gli effetti negativi laddove i progetti comportino delle conseguenze importanti sull'ambiente. Gli Stati Membri dovranno recepire le nuove regole al più tardi entro il 2017 e dovranno anche comunicare alla Commissione la legislazione nazionale adottata per ottemperare alla nuova Direttiva.

4.1.2 Il quadro normativo nazionale per la V.I.A.

La Direttiva 85/337/CEE è stata recepita in Italia con la Legge n. 349 dell'8 luglio 1986 e s.m.i., legge che istituisce il Ministero dell'Ambiente e le norme in materia di danno ambientale. Il testo prevedeva la competenza statale, presso il Ministero dell'Ambiente, della gestione della procedura di V.I.A. e della pronuncia di compatibilità ambientale, inoltre disciplinava sinteticamente la procedura stessa.

Il D.P.C.M. n. 377 del 10 agosto 1988 e s.m.i. regolamentava le pronunce di compatibilità ambientale di cui alla Legge 349, individuando come oggetto della valutazione i progetti di massima delle opere sottoposte a V.I.A. a livello nazionale e recependo le indicazioni della Dir 85/337/CEE sulla stesura dello Studio di Impatto Ambientale. Il D.P.C.M. 27 dicembre 1988 e s.m.i., fu emanato secondo le disposizioni dell'art. 3 del D.P.C.M. n. 377/88, e contiene le Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità. Le Norme Tecniche del 1988, ancora oggi vigenti, definiscono, per tutte le categorie di opere, i contenuti degli Studi di Impatto Ambientale e la loro articolazione, la documentazione relativa, l'attività istruttoria ed i criteri di formulazione del giudizio di compatibilità. Lo Studio di Impatto Ambientale dell'opera va quindi redatto conformemente alle prescrizioni relative ai quadri di riferimento programmatico, progettuale ed ambientale ed in funzione della conseguente attività istruttoria.

Nel 1994 venne emanata la Legge quadro in materia di Lavori Pubblici (L. 11/02/94, n. 109 e s.m.i.) che riformava la normativa allora vigente in Italia, definendo tre livelli di progettazione caratterizzati da diverso approfondimento tecnico: Progetto preliminare; Progetto definitivo; Progetto esecutivo. Relativamente agli aspetti ambientali venne stabilito che fosse assoggettato alla procedura di V.I.A. il progetto definitivo.

Presentato a valle dei primi anni di applicazione della V.I.A., il D.P.R. 12 aprile 1996 costituiva l'atto di indirizzo e coordinamento alle Regioni, relativamente ai criteri per l'applicazione della procedura di V.I.A. per i progetti inclusi nell'allegato II della Direttiva 85/337/CEE. Il D.P.R. nasceva quindi dalla necessità di dare completa attuazione alla Direttiva europea e ne ribadiva gli obiettivi originari, presentando nell'Allegato A le opere da sottoporre a V.I.A. regionale, nell'Allegato B le opere da sottoporre a V.I.A. per progetti che ricadevano, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette. Dal recepimento del D.P.R. seguì un complesso di circa 130 dispositivi legislativi regionali. Il D.P.R. 12.4.96 è stato successivamente integrato e modificato dal D.P.C.M. del 03.09.99 "Atto di indirizzo e coordinamento che modifica ed integra il precedente atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22.02.94, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale" e dal D.P.C.M. 01.09.2000.

Il quadro normativo in Italia, relativo alle procedure di V.I.A., è stato ampliato a seguito dell'emanazione della cd. "Legge Obiettivo" (L.443/2001) ed il relativo decreto di attuazione (D.Lgs n. 190/2002 -Attuazione della legge n. 443/2001 per la realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti produttivi strategici e di interesse nazionale"). Il D.Lgs individua una procedura di VIA speciale, con una apposita Commissione dedicata, che regola la progettazione, l'approvazione dei progetti e la realizzazione delle infrastrutture strategiche, descritte nell'elenco della delibera CIPE del 21 dicembre 2001. Nell'ambito della VIA speciale, venne stabilito che si dovesse assoggettare alla procedura il progetto preliminare dell'opera.

Con l'entrata in vigore del "Codice dell'Ambiente" (DLgs n.152 del 3 aprile 2006), concernente disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, VAS, difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque e della qualità dell'aria, gestione dei rifiuti, il D.P.R. 12.4.96 e ss.mm.ii. è stato abrogato. Detto termine, già prorogato al 31 gennaio 2007 ai sensi dell'art. 52 del citato D.Lgs n. 152/2006, come modificato dal D.L. 173/2006, convertito, con modifiche, in L. n.228/2006, è stato ulteriormente prorogato al 31 luglio 2007 dal D. L. n. 300/2006, convertito in L. n. 17/2007.

Il D.Lgs n.152/2006 è stato aggiornato e modificato prima dal D.Lgs n.284/2006 e poi recentemente dal DLgs 4/2008, entrato in vigore il 13 febbraio 2008, recante "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale". Con l'entrata in vigore del DLgs 4/2008, tra le altre modifiche, viene effettuata una precisa differenza tra gli interventi da assoggettare a procedura di V.I.A. Statale e Regionale; vengono sostituiti gli allegati dal I a V della Parte II del DLgs 152/2006.

Ulteriori modifiche al Testo Unico Ambientale (DLgs 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.), nelle Parti I e II (VIA, VAS, IPPC), vengono apportate dal D.Lgs 29 giugno 2010, n. 128, in vigore dal 26 agosto 2010, dal DLgs 4 marzo 2014, n.46, in vigore dall'11 aprile 2014, e dal D.L. 24 giugno 2014, n.91 entrato in vigore in data 25/06/2014 e convertito con modificazioni dalla legge L. 11 agosto 2014 n.116. Quest'ultimo decreto, in particolare, rimanda all'approvazione di un nuovo decreto da parte del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare che ridefinisca le soglie dei progetti da sottoporre a procedura di assoggettabilità a V.I.A.

Ai sensi e per effetti dell'art.15 comma 1, lettere c) e d) del DL n.91/2014 convertito, con modificazioni, dalla L. n.116/2014, con DM 30/03/2015 sono state emanate "Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome".

Le citate linee guida forniscono indirizzi e criteri per l'espletamento della procedura di verifica di assoggettabilità a V.I.A. (art. 20 del decreto legislativo n. 152/2006) dei progetti, relativi ad opere o interventi di nuova realizzazione, elencati nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006, al fine di garantire un'uniforme e corretta applicazione su tutto il territorio nazionale delle disposizioni dettate dalla direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (art. 4, allegato II, allegato III).

Le linee guida integrano i criteri tecnico-dimensionali e localizzativi utilizzati per la fissazione delle soglie già stabilite nell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 per le diverse categorie progettuali, individuando ulteriori criteri contenuti nell'allegato V alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006, ritenuti rilevanti e pertinenti ai fini dell'identificazione dei progetti da sottoporre a verifica di assoggettabilità a V.I.A. L'applicazione di tali ulteriori criteri comporta una riduzione percentuale delle soglie dimensionali già fissate nel citato allegato IV, ove presenti, con conseguente estensione del campo di applicazione delle disposizioni in materia di V.I.A. a progetti potenzialmente in grado di determinare effetti negativi significativi sull'ambiente.

4.1.3 La normativa regionale

La Regione Puglia, in attuazione della Direttiva 85/377, ha emanato la legge regionale L.r. n. 11 del 12/04/2001 "Norme sulla valutazione d'impatto ambientale" che recepisce anche le modifiche introdotte in materia dalla successiva Direttiva 97/11, le integrazioni e le modifiche al Dpr 12/04/1996 del Dpcm 03/09/1999 nonché le procedure di valutazione di incidenza ambientale di cui al Dpr n. 357 del 08/09/1997, recentemente integrato e modificato dal Dpr 12 marzo 2003, n. 120.

La legge disciplina le procedure di VIA e Screening Ambientale, i contenuti degli studi ambientali nonché definisce gli enti competenti. Suddivide gli interventi in due allegati, allegato A e allegato B, riportanti rispettivamente gli interventi da assoggettare necessariamente a VIA e gli interventi da sottoporre a Screening. La legge prevede:

- Assoggettamento a VIA di cui all'art. 5 per i progetti per la realizzazione di interventi e di opere identificati nell'allegato A;
- Assoggettamento alla procedura di verifica di cui all'articolo 16 per i progetti per la realizzazione di interventi e di opere identificati nell'allegato B;

- Assoggettamento a VIA per i progetti per la realizzazione di interventi e di opere identificati nell'allegato B qualora ciò si renda necessario in esito alla procedura di verifica di cui all'articolo 16 o qualora gli interventi e le opere ricadano anche parzialmente all'interno di aree naturali protette.

La suddetta legge, all'art. 7, prevede che la Giunta definisca con direttive vincolanti, per tipologia di interventi od opere, le modalità e criteri di attuazione delle specifiche procedure di valutazione ambientale, individuando, tra l'altro, i contenuti e le metodologie per la predisposizione sia degli elaborati relativi alla procedura di verifica, sia dello studio di impatto ambientale.

La legge regionale n.11/2001 è stata modificata dalle leggi n.17 del 14/06/07; n.25 del 3/08/07 e n.40 del 31/12/07. Le modifiche apportate, tra le altre cose, prevedono che tra gli interventi da assoggettare a VIA rientrano anche quelli che interessano i siti della Rete Natura 2000.

Vengono altresì ridefinite le competenze della Regione, delle Provincie e dei Comuni. Tra le ultime modifiche ed integrazioni alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11 (Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale), rientrano la Legge Regionale 18 ottobre 2010, n. 13, la Legge Regionale 19/11/2012 n.33, la Legge Regionale 14/12/2012, n. 44, la Legge Regionale 12/02/2014, n. 4, la Legge Regionale 26/10/2016, n. 28.

Si sottolinea che la legge regionale 11/2001 non è stata aggiornata ed allineata alle ultime modifiche ed integrazioni apportate in ambito di VIA al D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006.

4.1.4 La procedura di valutazione ambientale per l'impianto eolico di progetto

L'impianto eolico in progetto presenta una potenza complessiva pari a 99,2 MW e rientra pertanto tra le opere di cui all'allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006.

Il presente progetto fa parte dunque degli interventi previsti dall'Allegato II alla Parte Seconda del d.lgs n.152 del 2006 e ss.mm.ii, pertanto verrà sottoposto a VIA di competenza statale. In particolare verrà richiesto il Procedimento Unico Ambientale (PUA), il quale riunisce in un unico atto il rilascio di ogni altra autorizzazione, intesa, parere, nulla osta, o atto di assenso in materia ambientale.

Le opere annesse e la sottostazione di utenza ricadono inoltre in aree perimetrate dalla Rete Natura 2000, pertanto il progetto è sottoposto a valutazione di incidenza ai sensi della DGR n.304 del 14 marzo 2006 (Atto di indirizzo e coordinamento per l'espletamento della procedura di valutazione di incidenza ai sensi dell'art. 6 della direttiva 92/43/CEE e dell'art. 5 del D.P.R. n. 357/1997 così come modificato ed integrato



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	40 di 138

dall'art. 6 del D.P.R. n. 120/2003) : si è pertanto provveduto alla redazione di uno studio naturalistico, seguendo le linee guida riportate dalla D.G.R n.2122 del 23/10/2012.

5 LA POLITICA E LA PIANIFICAZIONE ENERGETICA

In questo capitolo si specifica l'ambito in cui si inquadra l'iniziativa in termini di politica energetica a livello internazionale, nazionale e regionale.

Saranno descritte le relazioni e i rapporti di coerenza esistenti con gli atti di programmazione e pianificazione vigenti con particolare riferimento ai trattati internazionali e alle Leggi dell'Unione Europea aventi carattere d'indirizzo.

In sequenza saranno poi prese in considerazione le previsioni e gli obiettivi degli strumenti di programmazione energetica carattere nazionale e poi regionale.

5.1 Gli accordi internazionali

Le caratteristiche salienti delle recenti politiche ambientali internazionali in relazione al contrasto ai cambiamenti climatici e all'uso delle risorse energetiche, sono ascrivibili a due processi:

- il primo è relativo al tentativo internazionale di giungere a comuni accordi per la riduzione, in tempi e quantità definite, delle emissioni in atmosfera derivate dalla combustione delle fonti energetiche.;
- Il secondo processo riguarda la promozione delle fonti rinnovabili e l'uso razionale dell'energia, nonché l'incentivo ad accelerare la transizione verso maggiori consumi di combustibili a minor impatto ambientale.

Nel recente passato e a partire dalla fine degli anni '90, per dare forza attuativa al primo processo, un grande impulso al dibattito mondiale e al sostegno di politiche energetiche maggiormente sostenibili è arrivato dalla ratifica del **Protocollo di Kyoto** sulla riduzione dei gas serra. Di minore risonanza, ma non certo di importanza secondaria, sono i progressi degli accordi internazionali per un'ulteriore e radicale diminuzione delle emissioni acide in atmosfera (ossidi di azoto, anidride solforosa, particelle sospese) che hanno trovato un momento significativo nel 1999 con la stesura del Protocollo di Göteborg.

In relazione al secondo processo, rientrano in questo ambito i lavori del G8 con la task force ad hoc sulle energie rinnovabili, la direttiva europea per lo sviluppo di queste ultime, l'inclusione nei piani energetici nazionali di pratiche per un impiego più efficiente dell'energia negli usi finali e l'introduzione di misure fiscali per penalizzare le fonti combustibili che rilasciano maggiori quantità di carbonio (Carbon Tax). Il gruppo di 33 membri che costituisce la task force sulle energie rinnovabili si è riunito più volte tra il 2000 e

il 2001, producendo un rapporto finale presentato al **Summit di Genova del luglio 2001**. Questo documento, che analizza il ruolo delle energie rinnovabili in un contesto di sviluppo sostenibile, considerandone le implicazioni in termini di costi e benefici alla luce dei bisogni energetici regionali, delle condizioni di mercato e dei principali fattori di incentivo, contiene anche una serie di consigli e proposte specifiche per l'incremento delle fonti energetiche rinnovabili.

In particolare, si raccomandano:

- L'espansione dei mercati di fonti rinnovabili, da attuarsi soprattutto nei paesi sviluppati in modo da ridurre i costi legati alle tecnologie e indurne lo sviluppo anche nei paesi in via di sviluppo;
- Lo sviluppo di politiche ambientali forti;
- La predisposizione di adeguate capacità finanziarie, invitando l'OCSE a includere le fonti rinnovabili negli International Development Targets;
- Il sostegno ai meccanismi di mercato.

Recentemente è stato siglato il cosiddetto **Accordo di Parigi sul clima**, il più grande accordo politico sul clima e l'ambiente cui si è giunti finora. Raggiunto a fine 2015 rappresenta una scelta condivisa a cui tendere, ma non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo.

5.1.1 Il Protocollo di Kyoto

Il 16 febbraio 2005 è entrato in vigore il Protocollo di Kyoto. Il Protocollo, firmato nel dicembre 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3), contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sull'attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (United Nation Framework Convention on Climate Change).

Il Protocollo di Kyoto è uno strumento giuridico internazionale i cui obblighi a carico degli Stati firmatari sono legati, come anticipato, ad obiettivi di riduzione dei gas serra e sono modulati attraverso una analisi dei costi-benefici. Questa analisi si fonda su tre strumenti definiti dal Trattato come i "meccanismi flessibili", il principale dei quali è il commercio di quote di emissione, detto anche Emission Trading. Questo è uno strumento finalizzato a permettere lo scambio di crediti d'emissione tra paesi o società in relazione ai rispettivi obiettivi. Una società o una nazione che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere tali "crediti" a un paese o una società che non sia stata in grado di abbattere sufficientemente le proprie.

Un vantaggio ulteriore del meccanismo verrebbe anche dal trasferimento di tecnologie e competenze innovative in questi paesi, attraverso i meccanismi di Joint implementation (JT) e di Clean Development Mechanism (CDM). Per l'Italia il ricorso ai CDM è molto importante al fine di raggiungere i propri obiettivi di riduzione e il Ministero dell'Ambiente ha stanziato un fondo per l'acquisto dei "certificati di riduzione delle emissioni" (CER) che si creano a partire dai progetti che apportano benefici reali, misurabili e in relazione alla mitigazione dei cambiamenti climatici.

Il Protocollo di Kyoto per la riduzione dei gas responsabili dell'effetto serra (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆), sottoscritto il 10 dicembre 1997, nella sua prima versione prevedeva un forte impegno della Comunità Europea nella riduzione delle emissioni di gas serra (-8%, come media per il periodo 2008 – 2012, rispetto ai livelli del 1990).

Nel 2013 ha avuto avvio il cosiddetto "Kyoto 2", ovvero il secondo periodo d'impegno del Protocollo di Kyoto (2013-2020), che coprirà l'intervallo che separa la fine del primo periodo di Kyoto e l'inizio del nuovo accordo globale nel 2020.

Le modifiche rispetto al primo periodo di Kyoto sono le seguenti:

- nuove norme su come i paesi sviluppati devono tenere conto delle emissioni generate dall'uso del suolo e dalla silvicoltura;
- inserimento di un ulteriore gas a effetto serra, il trifluoruro di azoto (NF₃).

5.1.2 L'accordo di Parigi sul Clima

Come già accennato precedentemente, l'accordo di Parigi sul clima viene raggiunto a Parigi a fine 2015 e firmato a New York il 22 aprile 2016. Come gran parte degli altri accordi internazionali, è una scelta condivisa a cui tendere, ma non si è dotato ancora di strumenti operativi per applicarlo. Esso introduce la contabilità verde: fra cinque anni sarà fatto un bilancio della prima parte di applicazione dell'accordo.

Moltissimo si punta sulle nuove tecnologie: si deve tendere all'utilizzo di nuova tecnologia capace di diminuire drasticamente le emissioni inquinanti nella produzione di energia. Tale obiettivo sarà raggiunto mettendo in disparte il carbone che è causa primaria della attuale produzione di CO₂ (in particolare perché usatissimo nei Paesi di economia in crescita), riducendo in modo rilevante il petrolio e puntando sul ricorso al metano (emette poca CO₂) in associazione con le fonti rinnovabili d'energia, ancora "fragili".

Di seguito vengono elencati i punti principali dell'accordo finale.

- Riscaldamento Globale - L'articolo 2 dell'accordo fissa l'obiettivo di restare «ben al di sotto dei 2 gradi rispetto ai livelli preindustriali», con l'impegno a «portare avanti sforzi per limitare l'aumento di temperatura a 1,5 gradi».
- Obiettivo a lungo termine sulle emissioni - L'articolo 3 prevede che i Paesi «puntino a raggiungere il picco delle emissioni di gas serra il più presto possibile», e proseguano «rapide riduzioni dopo quel momento» per arrivare a «un equilibrio tra le emissioni da attività umane e le rimozioni di gas serra nella seconda metà di questo secolo».
- Impegni nazionali e revisione - In base all'articolo 4, tutti i Paesi «dovranno preparare, comunicare e mantenere» degli impegni definiti a livello nazionale, con revisioni regolari che «rappresentino un progresso» rispetto agli impegni precedenti e «riflettano ambizioni più elevate possibile».
- I paragrafi 23 e 24 della decisione sollecitano i Paesi che hanno presentato impegni al 2025 «a comunicare entro il 2020 un nuovo impegno, e a farlo poi regolarmente ogni 5 anni», e chiedono a quelli che già hanno un impegno al 2030 di «comunicarlo o aggiornarlo entro il 2020». La prima verifica dell'applicazione degli impegni è fissata al 2023, i cicli successivi saranno quinquennali.
- Loss and Damage - L'accordo prevede un articolo specifico, l'8, dedicato ai fondi destinati ai Paesi vulnerabili per affrontare i cambiamenti irreversibili a cui non è possibile adattarsi, basato sul meccanismo sottoscritto durante la Cop 19, a Varsavia, che «potrebbe essere ampliato o rafforzato». Il testo «riconosce l'importanza» di interventi per «incrementare la comprensione, l'azione e il supporto», ma non può essere usato, precisa il paragrafo 115 della decisione, come «base per alcuna responsabilità giuridica o compensazione».
- Finanziamenti - L'articolo 9 chiede ai Paesi sviluppati di «fornire risorse finanziarie per assistere» quelli in via di sviluppo, «in continuazione dei loro obblighi attuali». Più in dettaglio, il paragrafo 115 della decisione «sollecita fortemente» questi Paesi a stabilire «una roadmap concreta per raggiungere l'obiettivo di fornire insieme 100 miliardi di dollari l'anno da qui al 2020», con l'impegno ad aumentare «in modo significativo i fondi per l'adattamento».
- Trasparenza - L'articolo 13 stabilisce che, per «creare una fiducia reciproca» e «promuovere l'implementazione» è stabilito «un sistema di trasparenza ampliato, con elementi di flessibilità che tengano conto delle diverse capacità».

Purtroppo il bilancio che si può fare in questi primi anni trascorsi dopo l'Accordo di Parigi, non inducono all'ottimismo.

Per quanto riguarda il nostro paese, se si seguisse questo trend, l'Italia non solo sarebbe condannata a fallire l'obiettivo fissato dall'accordo di Parigi, ma non riuscirebbe a raggiungere i target europei (27% di elettricità da rinnovabili al 2030) e neppure quelli della Strategia Energetica Nazionale (19-20% di rinnovabili al 2020).

A fronte degli scarsi risultati fino ad ora raggiunti, la Conferenza Mondiale sul Clima promossa dalle Nazioni Unite (Madrid, 2 dicembre 2019 COP 25), ha riproposto con forza l'impegno per raggiungere l'obiettivo concordato con l'Accordo di Parigi per limitare il riscaldamento globale e promuovere un definitivo e risolutivo processo di transizione energetica che ponga al centro l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili in sostituzione di quelle fossili il cui utilizzo favorisce l'immissione in atmosfera di gas climalteranti.

Il progetto risulta perfettamente coerente con le strategie sopracitate, in quanto prevede una produzione di energia da fonte inesauribile e rinnovabile e con emissioni nulle di CO₂ in atmosfera, con conseguenti benefici ambientali e con un sensibile contributo al raggiungimento degli obiettivi sostenuti dall'UE.

5.2 L'unione europea e le politiche energetiche

L'UE ha fissato i suoi obiettivi per ridurre progressivamente le emissioni di gas a effetto serra e attraverso una strategia a lungo termine: "lowcarboneyconomy" con la quale la Commissione europea propugna un'Europa a impatto climatico zero entro il 2050.

Il 28 novembre 2018 l'UE ha presentato la sua visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra entro il 2050. La strategia evidenzia come l'Europa possa avere un ruolo guida per conseguire un impatto climatico zero, investendo in soluzioni tecnologiche realistiche, coinvolgendo i cittadini e armonizzando gli interventi in settori fondamentali, quali la politica industriale, la finanza, la ricerca, garantendo nel contempo equità sociale per una transizione giusta. Facendo seguito agli inviti formulati dal Parlamento europeo e dal Consiglio europeo, la visione della Commissione per un futuro a impatto climatico zero interessa quasi tutte le politiche dell'UE ed è in linea con l'obiettivo dell'accordo di Parigi di mantenere l'aumento della temperatura mondiale ben al di sotto di 2°C e di proseguire gli sforzi per mantenere tale valore a 1,5°C.

Gli obiettivi fondamentali comunitari 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 entro il 2050 come indicato nella apposita tabella di marcia. L'UE segue i progressi ottenuti nella riduzione delle emissioni grazie a una regolare attività di monitoraggio e di relazione e valuta attentamente i potenziali impatti di nuove proposte operative.

Il quadro programmatico di riferimento dell'Unione Europea relativo al settore dell'energia e il clima comprende i seguenti principali documenti:

- il Winter Package varato nel novembre 2016;
- le Strategie dell'Unione Europea, incluse nelle tre comunicazioni n. 80, 81 e 82 del 2015 e nel nuovo pacchetto approvato il 16/2/2016 a seguito della firma dell'Accordo di Parigi (COP 21) il 12/12/2015;
- il Pacchetto Clima-Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008;
- il Quadro per le politiche dell'energia e del clima dal 2020 al 2030 – COM(2014) 001;
- la Direttiva 2009/28/CE, relativa alla promozione delle energie rinnovabili, che viene analizzata in quanto importante documento in riferimento alla natura del progetto.

5.2.1 Winter Package

L'energia ed il mercato energetico europeo rappresentano da sempre una priorità d'azione della Commissione Europea, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici dei consumatori europei, e per promuovere – in maniera coordinata e conforme alle regole comunitarie – lo sviluppo di energie rinnovabili e strategie sostenibili. In tale contesto, nel novembre 2016, la Commissione Europea ha varato un pacchetto di proposte in materia energetica – noto appunto come pacchetto invernale, ovvero "Winter Package" - preceduto dalla Comunicazione "Clean Energy for all Europeans" ("Energia pulita per tutti gli europei").

Il "Pacchetto Invernale" rappresenta una delle più ampie e complesse iniziative adottate nell'ambito energetico: si articola infatti in ventuno provvedimenti, tra cui otto proposte legislative di modifica delle direttive esistenti. Uno degli obiettivi più richiamati di tale intervento è quello della decarbonizzazione del settore produttivo energetico, affermando che la transizione verso l'energia pulita è la strada per la crescita futura, l'aumento dell'occupazione e la chiave di attrazione degli investimenti.

Secondo le stime fornite dalla Commissione stessa, infatti, le energie pulite nel 2015 hanno attirato investimenti per oltre 300 miliardi di euro.

L'implementazione delle nuove proposte di direttive potrebbe quindi consentire, secondo quanto sostenuto dalla Commissione, di trasformare la transizione in una concreta opportunità per tutta l'economia europea arrivando a mobilitare fino a 177 miliardi di euro di investimenti pubblici e privati all'anno dal 2021, con una stima di aumento del PIL dell'1% nel prossimo decennio e la creazione di 900.000 nuovi posti di lavoro. Per raggiungere gli obiettivi annunciati dalla Commissione, il Pacchetto Invernale prevede numerose proposte di revisione di Direttive e Regolamenti esistenti, che per la prima volta vengono presentate in maniera integrata ed unitaria, mediante appunto un "pacchetto" di misure ancora in bozza, sulla scorta delle precedenti Comunicazioni note come "Pacchetto Clima Energia (2020)" e "Quadro per il Clima e l'energia" con gli obiettivi fino al 2030.

Tra le varie proposte di questo Pacchetto vi sono le seguenti:

- modifica del regolamento sull'elettricità;
- modifica della direttiva sull'elettricità;
- modifica del Regolamento istitutivo dell'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER);
- introduzione di un regolamento sulla preparazione del rischio nel settore dell'elettricità;
- modifica della direttiva sull'efficienza energetica;
- modifica della direttiva sulla performance energetica delle costruzioni;
- modifica della direttiva sull'energia rinnovabile;
- nuovo Regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia;
- nuova Comunicazione sull'accelerazione dell'innovazione dell'energia pulita.

Tutti gli attori istituzionali europei sono quindi impegnati nell'approvazione delle proposte di modifica degli strumenti proposti dal Winter Package e successivamente nel loro recepimento a livello nazionale. Il percorso di approvazione e attuazione, tuttavia, è lento e complesso, e ancora oggi nessuno dei provvedimenti presentati in tale contesto sembra ancora aver visto la luce.

5.2.2 Strategie dell'Unione Europea rispetto all'Accordo globale sul Clima (Parigi 2015)

Le linee generali dell'attuale strategia energetica dell'Unione Europea sono delineate nel pacchetto "Unione dell'Energia", che mira a garantire all'Europa e i suoi cittadini energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili.

Il pacchetto “Unione dell’Energia” è stato pubblicato dalla Commissione il 25 febbraio 2015 e consiste in tre comunicazioni:

- una strategia quadro per l’Unione dell’energia, che specifica gli obiettivi dell’Unione dell’Energia e le misure concrete che saranno adottate per realizzarla (COM(2015)80);
- una comunicazione che illustra la visione dell’UE per il nuovo accordo globale sul clima firmato il 12 dicembre 2015 a Parigi (COM(2015)81);
- una comunicazione che descrive le misure necessarie per raggiungere l’obiettivo del 10% di interconnessione elettrica entro il 2020 (COM(2015)82).

Il pacchetto presentato dalla Commissione nel 2015 indica un’ampia gamma di misure per rafforzare la resilienza dell’UE in caso di interruzione delle forniture di gas. Tali misure comprendono una riduzione della domanda di energia, un aumento della produzione di energia in Europa (anche da fonti rinnovabili), l’ulteriore sviluppo di un mercato dell’energia ben funzionante e perfettamente integrato nonché la diversificazione delle fonti energetiche, dei fornitori e delle rotte. Le proposte intendono inoltre migliorare la trasparenza del mercato europeo dell’energia e creare maggiore solidarietà tra gli Stati membri. I contenuti del pacchetto “Unione dell’Energia” sono definiti all’interno delle tre comunicazioni precedentemente citate.

Di particolare interesse è la comunicazione COM(2015)81 –“Protocollo di Parigi, Lotta ai Cambiamenti Climatici Mondiali dopo il 2020” che illustra la visione dell’UE per il nuovo accordo globale sui cambiamenti climatici (il protocollo di Parigi), che è stato adottato il 12 dicembre 2015, al termine della Conferenza di Parigi sui cambiamenti climatici.

L’accordo di Parigi, di cui si è già detto nei paragrafi precedenti, contiene sostanzialmente quattro impegni per i 196 stati che lo hanno sottoscritto:

- mantenere l’aumento di temperatura inferiore ai 2 gradi, e compiere sforzi per mantenerlo entro 1,5 gradi;
- smettere di incrementare le emissioni di gas serra il prima possibile e raggiungere nella seconda parte del secolo il momento in cui la produzione di nuovi gas serra sarà sufficientemente bassa da essere assorbita naturalmente;
- controllare i progressi compiuti ogni cinque anni, tramite nuove Conferenze;
- versare 100 miliardi di dollari ogni anno ai paesi più poveri per aiutarli a sviluppare fonti di energia meno inquinanti.

La Comunicazione COM(2015)81 formalizza l'obiettivo di ridurre del 40% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030, convenuto durante il Consiglio Europeo dell'ottobre 2014, come obiettivo per le emissioni proposto dall'UE per il protocollo di Parigi. Il 16 febbraio 2016, sempre facendo seguito all'adozione da parte dei leader mondiali del nuovo accordo globale e universale tenutosi a Parigi nel dicembre 2015 sul cambiamento climatico, la Commissione ha presentato un nuovo pacchetto di misure per la sicurezza energetica (sicurezza dell'approvvigionamento di gas, accordi intergovernativi nel settore energetico, strategia per il gas naturale liquefatto (GNL) e lo stoccaggio del gas, strategia in materia di riscaldamento e raffreddamento), per dotare l'UE degli strumenti per affrontare la transizione energetica globale, al fine di fronteggiare possibili interruzioni dell'approvvigionamento energetico.

5.2.3 Pacchetto Clima-Energia 20-20-20

Il Pacchetto Clima ed Energia 20-20-20, approvato il 17 dicembre 2008 dal Parlamento Europeo, costituisce il quadro di riferimento con il quale l'Unione Europea intende perseguire la propria politica di sviluppo per il 2020, ovvero riducendo del 20%, rispetto al 1990, le emissioni di gas a effetto serra, portando al 20% il risparmio energetico e aumentando al 20% il consumo di fonti rinnovabili. Il pacchetto comprende, inoltre, provvedimenti sul sistema di scambio di quote di emissione e sui limiti alle emissioni delle automobili.

In dettaglio il Pacchetto 20-20-20 riguarda i seguenti temi:

- sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra;
- ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni;
- cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio;
- accordo sulle energie rinnovabili;
- riduzione del CO₂ da parte delle auto;
- riduzione dei gas a effetto serra nel ciclo di vita dei combustibili.

5.2.4 Quadro per le politiche dell'energia e del clima al 2030

Il quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030 è stato presentato dalla Commissione il 22 gennaio 2014. Il Quadro per le politiche dell'energia e del clima dal 2020 al 2030 – COM(2014) 0015.

Il Quadro è inteso ad avviare discussioni su come proseguire queste politiche al termine dell'attuale quadro per il 2020 e comprende obiettivi politici a livello dell'UE per il periodo dal 2021 al 2030. Concordare un approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuta a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

Il quadro contribuisce a progredire verso la realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e a costruire un sistema che:

- assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;
- renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;
- riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia;
- crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

Gli obiettivi chiave per il 2030 sono:

- 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.

Il quadro è stato adottato dal Consiglio europeo nell'ottobre 2014. Gli obiettivi in materia di energie rinnovabili e di efficienza energetica sono stati rivisti al rialzo nel 2018.

Per quanto riguarda le emissioni di gas a effetto serra si stabilisce un obiettivo vincolante di ridurre entro il 2030 le emissioni nell'UE di almeno il 40% rispetto ai livelli del 1990. Ciò consentirà all'UE di progredire verso un'economia a basse emissioni di carbonio e di rispettare gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi.

Per conseguire l'obiettivo:

- i settori interessati dal sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (ETS) dovranno ridurre le emissioni del 43% (rispetto al 2005); a questo scopo l'ETS è stato rivisto per il periodo successivo al 2020;
- i settori non interessati dall'ETS dovranno ridurre le emissioni del 30% (rispetto al 2005); ciò si è tradotto in singoli obiettivi vincolanti nazionali per gli Stati membri.

Per quanto riguarda le energie rinnovabili si stabilisce un obiettivo vincolante in materia di energie rinnovabili per l'UE per il 2030 pari ad almeno il 32% del consumo finale di energia, compresa una clausola di revisione entro il 2023 per una revisione al rialzo dell'obiettivo a livello UE.

I Piani Nazionali Integrati per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Gli Stati membri sono tenuti ad adottare piani nazionali integrati per il clima e l'energia per il periodo 2021-2030, e presentarli entro la fine del 2019.

Strategie nazionali a lungo termine - Nell'ambito del sistema di governance, gli Stati membri sono inoltre tenuti a elaborare strategie nazionali a lungo termine entro il 1^o gennaio 2020 e a garantire la coerenza tra le loro strategie a lungo termine e i piani nazionali per l'energia e il clima.

5.2.5 Direttiva Energie Rinnovabili

La Direttiva Energie Rinnovabili, adottata mediante codecisione il 23 aprile 2009 (Direttiva 2009/28/CE, recante abrogazione delle Direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE), ha stabilito che una quota obbligatoria del 20% del consumo energetico dell'UE deve provenire da fonti rinnovabili entro il 2020, obiettivo ripartito in sotto-obiettivi vincolanti a livello nazionale, tenendo conto delle diverse situazioni di partenza dei paesi. Inoltre, tutti gli Stati membri sono tenuti, entro il 2020, a derivare il 10% dei loro carburanti utilizzati per i trasporti da fonti rinnovabili. La direttiva ha altresì stabilito i requisiti relativi ai diversi meccanismi che gli Stati membri possono applicare per raggiungere i propri obiettivi (regimi di sostegno, garanzie di origine, progetti comuni, cooperazione tra Stati membri e paesi terzi), nonché criteri di sostenibilità per i biocarburanti. Nel 2010, gli Stati membri hanno adottato Piani d'Azione Nazionali per le energie rinnovabili. La Commissione ha proceduto ad una valutazione dei progressi compiuti dagli Stati membri nel conseguimento dei loro obiettivi per il 2020 relativi alle energie rinnovabili nel 2011 (COM(2011)0031), nel 2013 (COM(2013)0175) e nel 2015 (COM(2015)574).

L'ultima relazione relativa alla prima direttiva, dimostrava che la crescita delle energie rinnovabili è aumentata significativamente e che la maggior parte degli Stati membri ha raggiunto i propri obiettivi intermedi, a norma della direttiva del 2009.

Il 17 gennaio 2018 il Parlamento Europeo ha approvato la nuova Direttiva europea sulle energie rinnovabili per il periodo 2020-2030, la quale riporta i nuovi obiettivi per l'efficienza energetica e per lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Essa, infatti, fissa al 35% il target da raggiungere entro il 2030 a livello comunitario, sia per quanto riguarda l'obiettivo dell'aumento dell'efficienza energetica, sia per la produzione da fonti energetiche rinnovabili, che dovranno rappresentare una quota non inferiore al 35% del consumo energetico totale. Gli obiettivi appena introdotti con la nuova Direttiva non saranno però vincolanti a livello nazionale, ma solo indicativi: i singoli Stati saranno infatti chiamati a fissare le necessarie misure nazionali in materia di energia, in linea con i nuovi target, ma non verranno applicate sanzioni nei confronti di quei Paesi che non dovessero riuscire a rispettare i propri obiettivi energetici nazionali, nel caso in cui sussistano "circostanze eccezionali e debitamente giustificate".

Viene inoltre incoraggiato l'autoconsumo, attraverso la possibilità, per i consumatori che producono energia elettrica da fonti rinnovabili, di stoccarla senza costi aggiuntivi o tasse.

5.2.6 Azioni Future nel campo delle Energie Rinnovabili

Nella comunicazione del 6 giugno 2012 “Energie rinnovabili: un ruolo di primo piano nel mercato energetico europeo” (COM(2012)0271), la Commissione ha individuato i settori in cui occorre intensificare gli sforzi entro il 2020, affinché la produzione di energia rinnovabile dell'UE continui ad aumentare fino al 2030 e oltre, ed in particolare affinché le tecnologie energetiche rinnovabili divengano meno costose, più competitive e basate sul mercato ed affinché vengano incentivati gli investimenti nelle energie rinnovabili. È prevista una graduale eliminazione dei sussidi ai combustibili fossili, un mercato del carbonio ben funzionante ed imposte sull'energia concepite in modo adeguato. A novembre 2013, la Commissione ha fornito ulteriori orientamenti sui regimi di sostegno delle energie rinnovabili (COM(2013)7243) e ha annunciato una revisione completa delle sovvenzioni che gli Stati membri sono autorizzati ad offrire al settore delle energie rinnovabili, preferendo le gare d'appalto, i premi di riacquisto ed i contingenti obbligatori alle tariffe di riacquisto comunemente utilizzate. L'UE ha già iniziato la preparazione per il periodo successivo al 2020, al fine di fornire in anticipo chiarezza politica agli investitori sul regime post-2020.

L'energia rinnovabile svolge un ruolo fondamentale nella strategia a lungo termine della Commissione, delineata nella “Tabella di marcia per l'energia 2050” (COM(2011)0885).

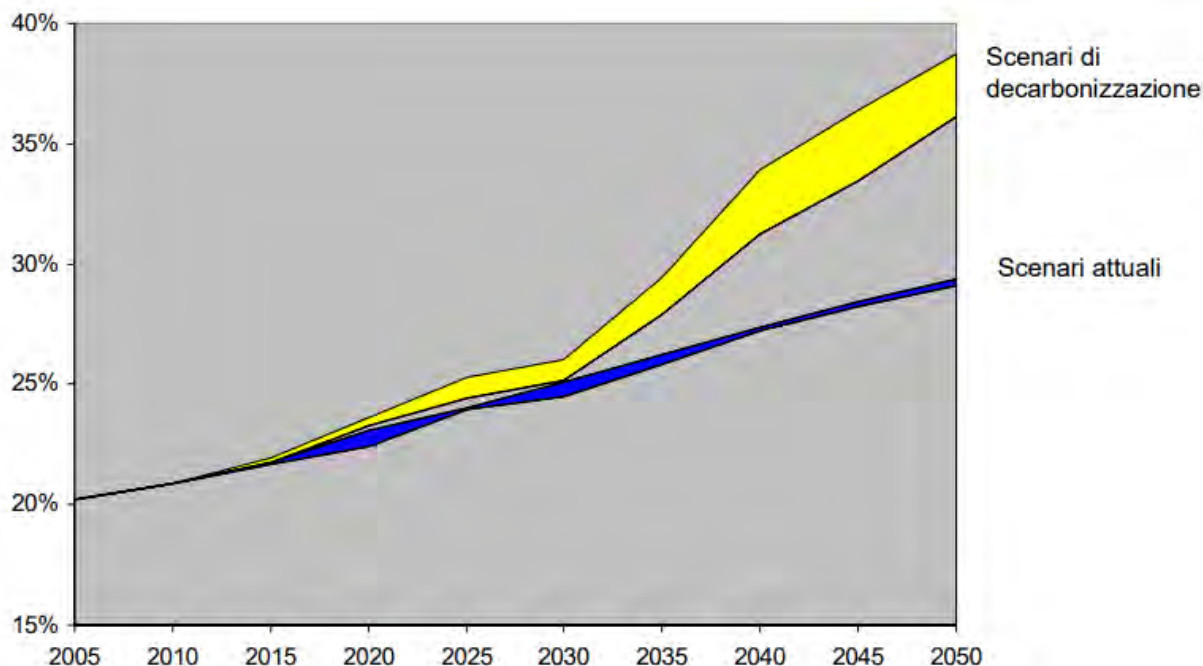


Figura 15 - Quota dell'elettricità nello scenario attuale e negli scenari di decarbonizzazione (Fonte: COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI Tabella di marcia per l'energia 2050)

Gli scenari di decarbonizzazione (come mostrato dalla figura precedente) del settore energetico proposti sono finalizzati al raggiungimento di una quota di energia rinnovabile superiore al 30% entro il 2030.

La tabella di marcia indica anche che, in mancanza di ulteriori interventi, la crescita delle energie rinnovabili si allenterà dopo il 2020.

In seguito alla pubblicazione, nel marzo 2013, del Libro verde "Un quadro per le politiche dell'energia e del clima all'orizzonte 2030"(COM(2013)0169), la Commissione, nella sua comunicazione del 22 gennaio 2014 "Quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030" (COM(2014)0015)", prevede un obiettivo vincolante, pari al 27 % del consumo energetico da fonti energetiche rinnovabili, soltanto a livello di UE, una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990) e un miglioramento almeno del 27% dell'efficienza energetica; il quadro è stato adottato dai leader dell'UE nell'ottobre 2014 e si basa sul pacchetto per il clima e l'energia 2020 ed è coerente con la prospettiva a lungo termine delineata nella tabella di marcia per passare a un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio entro il 2050, nella tabella di marcia per l'energia 2050 e con il Libro Bianco sui trasporti.

5.2.7 Il Green New Deal Europeo COM(2019)640

L'11 dicembre 2019 la Commissione ha presentato la comunicazione sul *Green Deal Europeo*. Tale Comunicazione riformula, su nuove basi, l'impegno della Commissione ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente.

Si tratta di una nuova strategia di crescita mirata a trasformare l'UE in una società giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra e in cui la crescita economica sarà dissociata dall'uso delle risorse. Essa mira inoltre a proteggere, conservare e migliorare il capitale naturale dell'UE e a proteggere la salute e il benessere dei cittadini dai rischi di natura ambientale e dalle relative conseguenze.

Parallelamente alle tematiche ambientali ed economiche, la Comunicazione fornisce le linee guida per una transizione energetica giusta e inclusiva dal punto di vista sociale. Infatti deve mettere al primo posto le persone e tributare particolare attenzione alle regioni, alle industrie e ai lavoratori che dovranno affrontare i problemi maggiori.

Poiché la transizione determinerà cambiamenti sostanziali, la partecipazione attiva dei cittadini e la fiducia nella transizione sono fondamentali affinché le politiche possano funzionare e siano accettate. È necessario un nuovo patto che riunisca i cittadini, con tutte le loro diversità, le autorità nazionali, regionali, locali, la società civile e l'industria, in stretta collaborazione con le istituzioni e gli organi consultivi dell'UE.

Si può dunque concludere che si tratta di una nuova strategia di crescita volta a trasformare l'UE in una società a impatto climatico zero, giusta e prospera, dotata di un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva.

Nel dicembre 2020 il Consiglio europeo ha approvato un nuovo obiettivo UE vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. Si tratta di un aumento di 15 punti percentuali rispetto all'obiettivo per il 2030 che era stato concordato nel 2014.

Al fine di ottenere questi risultati, il Green Deal europeo trasformerà l'UE in un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva, garantendo che:

- nel 2050 non siano più generate emissioni nette di gas a effetto serra;
- la crescita economica sia dissociata dall'uso delle risorse;
- nessuna persona e nessun luogo siano trascurati.

Per tali ragioni la comunicazione della Commissione ha annunciato iniziative riguardanti una serie di settori d'intervento fortemente interconnessi, tra cui clima, ambiente, energia, trasporti, industria, agricoltura e finanza sostenibile. Inoltre, tutte le attuali politiche relative all'obiettivo della neutralità climatica saranno oggetto di esame e, ove necessario, di revisione nell'ambito del *Green Deal*, in linea con le maggiori ambizioni in materia di clima. Tra queste figurano, ad esempio, la normativa in vigore in materia di emissioni di gas a effetto serra, energie rinnovabili ed efficienza energetica.

La legge europea sul clima

Con la legge europea sul clima, la Commissione propone di introdurre nella legislazione l'obiettivo della neutralità climatica dell'UE per il 2050 e di definire il quadro necessario per raggiungerlo. La proposta mira a garantire che tutti i comparti economici e i settori della società contribuiscano all'azzeramento delle emissioni nette entro il 2050 e delinea un quadro per la valutazione dei progressi compiuti in questa direzione. Nel settembre 2020 la Commissione ha modificato la sua proposta iniziale sulla legge europea sul clima per includere un obiettivo riveduto di riduzione delle emissioni UE di almeno il 55 % entro il 2030.

Nel dicembre 2020 il Consiglio europeo ha approvato l'obiettivo in materia di emissioni proposto dalla Commissione e ha chiesto una rapida adozione della legge sul clima. Il Consiglio "Ambiente" ha raggiunto un accordo in merito a un orientamento generale parziale sulla legge europea sul clima nella sessione di ottobre 2020.

Il Consiglio ha convenuto che l'obiettivo della neutralità climatica a livello dell'Unione entro il 2050 dovrebbe essere perseguito collettivamente da tutti gli Stati membri. Ha sottolineato l'importanza di promuovere sia l'equità che la solidarietà tra gli Stati membri, come anche l'efficacia in termini di costi, nel conseguimento dell'obiettivo della neutralità climatica.

Le misure e le strategie incidono su diversi settori. Le aree di intervento del Green New Deal riguardano:

- Biodiversità;
- Alimentazione e Agricoltura;
- Edilizia;
- Mobilità;
- Inquinamento;
- Neutralità Climatica.

Per ciò che riguarda l'energia, al punto 2.1.2- *Garantire l'approvvigionamento di energia pulita, economica e sicura* della strategia, vengono delineate le principali linee programmatiche.

“Un'ulteriore decarbonizzazione del sistema energetico è fondamentale per conseguire gli obiettivi 2030 e 2050 in materia di clima. La produzione e l'uso dell'energia nei diversi settori economici rappresentano oltre il 75 % delle emissioni di gas a effetto serra dell'UE.

La priorità deve essere data all'efficienza energetica.

Occorre sviluppare un settore dell'energia basato in larga misura su fonti rinnovabili, con la contestuale rapida eliminazione del carbone e la decarbonizzazione del gas. Nel contempo, l'approvvigionamento energetico dell'UE deve essere sicuro e a prezzi accessibili per i consumatori e le imprese. A tal fine è essenziale garantire che il mercato europeo dell'energia sia pienamente integrato, interconnesso e digitalizzato, nel rispetto della neutralità tecnologica. Gli Stati membri avevano l'obbligo di redigere e presentare i rispettivi piani nazionali per l'energia e il clima entro la fine del 2019. In linea con il regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima, i piani in questione dovrebbero prevedere contributi nazionali ambiziosi al conseguimento degli obiettivi dell'UE.

La Commissione, come premesso, a ottobre 2020 ha reso note le valutazioni sui 27 PNIEC pervenuti.

Dalla valutazione dei Piani nazionali per l'energia e il clima degli Stati membri Ue emerge che, considerando le misure esistenti e programmate, l'utilizzo di Fer raggiungeranno al 2030 nel loro insieme una quota compresa tra il 33,1 e il 33,7%, rispetto al target al momento fissato nel 32%.

Le analisi preliminari di Eurostat indicano peraltro che al 2020 l'obiettivo della Ue per le rinnovabili (20%) sarà superato di almeno 2,5 punti percentuali. Quanto alle emissioni di gas-serra, la valutazione dei PNIEC - contenuta in una comunicazione - mostra alla fine del decennio una riduzione del 41% rispetto al 1990, contro un target del 40%.

Il punto dolente è però l'efficienza energetica, che a fronte di un obiettivo di riduzione dei consumi del 32,5% al 2030 non supererà il 29,7% per l'energia primaria e il 29,4% per quella finale, con scostamenti del, rispettivamente, 2,8 e 3,1%. Per colmare il divario, annuncia Bruxelles, saranno adottate nuove misure, in particolare la Renovation Wave per l'edilizia e il riesame e l'eventuale revisione della stessa direttiva sull'efficienza. Ciò contribuirà al processo per rendere più ambiziosi gli obiettivi 2030 in materia di clima.

L'aggiornamento dei piani nazionali per l'energia e il clima da parte degli Stati membri, il cui avvio è previsto nel 2023, dovrebbe tener conto dei nuovi obiettivi in materia di clima. La Commissione continuerà ad assicurare che tutta la legislazione pertinente sia applicata rigorosamente.

La transizione verso l'energia pulita dovrebbe coinvolgere i consumatori e andare a loro beneficio.

Le fonti di energia rinnovabili avranno un ruolo essenziale, come pure l'aumento della produzione eolica offshore, grazie alla cooperazione regionale tra gli Stati membri. 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. La rapida diminuzione del costo delle energie rinnovabili, unita a una migliore definizione delle politiche di sostegno, ha già ridotto l'impatto delle energie rinnovabili sulle bollette energetiche delle famiglie.

È necessario affrontare il rischio della povertà energetica per le famiglie che non possono permettersi i servizi energetici fondamentali in modo da garantire un tenore di vita dignitoso. Programmi efficaci, quali i regimi di finanziamento alle famiglie per la ristrutturazione delle abitazioni, possono ridurre le bollette energetiche tutelando l'ambiente.

La transizione verso la neutralità climatica richiede inoltre infrastrutture intelligenti. Una maggiore cooperazione transfrontaliera e regionale contribuirà a conseguire i benefici della transizione verso l'energia pulita a prezzi accessibili. Dovrà essere riesaminato il quadro normativo per le infrastrutture energetiche, compreso il regolamento TEN-E12, per assicurare la coerenza con l'obiettivo della neutralità climatica. Il quadro rivisto dovrà promuovere la diffusione delle tecnologie e infrastrutture innovative, quali le reti intelligenti, le reti a idrogeno o la cattura, lo stoccaggio e l'utilizzo del carbonio e lo stoccaggio di energia, consentendo inoltre un'integrazione settoriale. Alcune infrastrutture e risorse esistenti dovranno essere ammodernate per rimanere idonee allo scopo e resilienti ai cambiamenti climatici¹.

¹2.1.2. Garantire l'approvvigionamento di energia pulita, economica e sicura

5.2.8 Rapporto di coerenza della proposta in progetto

Il progetto risulta perfettamente coerente con le strategie internazionali ed europee sopracitate, in quanto prevede una produzione di energia da fonte inesauribile e rinnovabile e con emissioni nulle di CO2 in atmosfera, con conseguenti benefici ambientali e con un sensibile contributo al raggiungimento degli obiettivi sostenuti dall'UE.

La coerenza si evidenzia sia in termini di adesione alle scelte strategiche energetiche, sia in riferimento agli accordi globali vincolanti in tema di contrasto ai cambiamenti climatici (in particolare, il protocollo di Parigi del 2015 ratificato nel 2016 dall'Unione Europea) e sia rispetto alle direttive e regolamenti di attuazione comunitari susseguenti.

L'attuale assetto energetico italiano è in larga parte frutto della scelta referendaria del novembre 1987 che sancì l'abbandono della produzione di energia elettrica nucleare e di quanto stabilito nel piano energetico redatto nel 1975, mirante, tra l'altro, ad un incremento delle disponibilità derivanti dalla fonte nucleare pari a 20mila megawatt. Pertanto, l'attuale approvvigionamento italiano risulta notevolmente diverso da quello dei partner europei; in particolare, esso presenta carenze oggettivamente riconosciute e riconducibili a molti fattori, tra i quali la dipendenza estera (per un totale di circa 50.000 GWh), la tipologia delle strutture e delle reti di trasporto sono quelli principali. Sul fronte delle fonti energetiche rinnovabili, soltanto nella seconda metà del trascorso decennio, soprattutto a seguito degli indirizzi dell'UE in materia, nel Paese si è verificato un deciso sviluppo delle FER, segnatamente di quella eolica e fotovoltaica. Particolari condizioni geoclimatiche di alcune aree centro-meridionali ed insulari hanno favorito la realizzazione di wind farm in alcuni casi di notevoli dimensioni. Tuttavia la difficile valutazione di impatto ambientale e un quadro normativo non completamente coerente ed esaustivo hanno creato negli ultimi anni una situazione di stallo. L'Italia aveva indicato, quale obiettivo realistico al 2010, una produzione interna lorda di elettricità da fonti rinnovabili pari a 76 GWh ed una percentuale di produzione da fonti rinnovabili del 22%. Difatti tale obiettivo è stato centrato, essendo la produzione di interna lorda di elettricità arrivata nel 2010 a 76,96 GWh. In coerenza con il pacchetto clima energia dell'UE sono stati definiti nuovi limiti di riduzione, in particolare entro il 2020 dovranno essere ridotte le emissioni di CO2 del 13 % rispetto al 2005 nei soli settori non soggetti alla direttiva Emission Trading System (ETS) (termoelettrico, impianti di combustione oltre i 20 MW, raffinazione, produzione di cemento, acciaio, carta e vetro) ovvero trasporti, edilizia, servizi, agricoltura, rifiuti e piccoli impianti industriali.

La scelta dell'Ue di fissare come anno di riferimento il 2005 piuttosto che il 1990 è stata indubbiamente vantaggiosa per l'Italia (visto che l'Italia era in controtendenza rispetto a molti paesi avendo aumentato le emissioni di circa il 12% rispetto al 1990).

	1990 TOTALE (Mt CO ₂ eq)	2005 TOTALE (Mt CO ₂ eq)	2012 TARGET % anno base 1990	2012 TARGET (Mt CO ₂ eq)	2020 TARGET % anno base 1990	2020 TARGET (Mt CO ₂ eq)
Francia	562	569	0	562,3	-14,9	448
Germania	1231	1022	-21	972,9	-31,6	842
Regno Unito	775	692	-12,5	678	-27	565
Italia	519	588	-6,5	485	-5,1	492
UE 15	4269	4310	-8,1	3925	-16,1	3581
UE 27	5800	5299	-8,1	5340	-21,9	4527

Figura 16 - Target 2012 e 2020 in migliaia di tonnellate di CO₂ equivalente

La Direttiva europea 2009/28/CE (Direttiva Fonti Rinnovabili), come detto, ha assegnato all'Italia l'obiettivo di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi di energia entro il 2020. È noto che l'Italia ha già raggiunto nel 2016 gli obiettivi. Attualmente la quota di consumo di energia da fonte rinnovabile si aggira intorno al 17,5%.

5.3 La normativa italiana nel settore energetico

I principali strumenti strategici e programmatici a livello nazionale relativi al settore energetico presi in considerazione, sono i seguenti:

- Piano Energetico Nazionale, approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988;
- Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente del 1998;
- Legge n. 239 del 23 agosto 2004, sulla riorganizzazione del settore dell'energia e la delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- La Strategia Energetica Nazionale 2017, adottata con DM del 10 novembre 2017;
- Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) adottato il 31/12/2018;
- Atti normativi di recepimento delle Direttive Comunitarie.

Si riporta di seguito una trattazione sintetica dei contenuti degli atti succitati di Programmazione Energetica Nazionale.

5.3.1 Piano Energetico Nazionale

Il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988 al fine di promuovere un piano nazionale per l'uso razionale di energia e il risparmio energetico, stabiliva degli obiettivi strategici a lungo termine, tra cui:

- il risparmio energetico, tramite un sistema di misure in grado di migliorare i processi produttivi e sostituire alcuni prodotti con altri simili, ma caratterizzati da un minore consumo energetico, e di assicurare la razionalizzazione dell'utilizzo finale;
- la tutela dell'ambiente attraverso lo sviluppo di energie rinnovabili e la riduzione dell'impatto sul territorio e delle emissioni inquinanti derivanti dalla produzione, lavorazione e utilizzo dell'energia.

Tali obiettivi erano finalizzati a limitare la dipendenza energetica da altri paesi, in termini di fabbisogno elettrico e di idrocarburi. Ad oggi gli investimenti già effettuati corrispondono nel complesso a quanto identificato a suo tempo dal PEN. Da un punto di vista programmatico, l'art. 5 della Legge approvata dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988 sanciva l'obbligo per le Regioni e le Province autonome di predisporre Piani Regionali e Provinciali contenenti indicazioni in merito all'uso di fonti rinnovabili di energia.

Il Governo Italiano, nel 2013, ha elaborato ed emanato la Strategia Energetica Nazionale che ha subito significative modifiche con la SEN2017, di cui si dirà in seguito.

5.3.2 Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente

Dal 25 al 28 novembre 1998 si è tenuta la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente, promossa dall'ENEA (“Ente per le Nuove Tecnologie l'Energia e l'Ambiente”) su incarico dei Ministeri dell'Industria, Ambiente, Università e Ricerca Tecnologica e Scientifica. La conferenza ha rappresentato un importante passo avanti nella definizione di un nuovo approccio alla politica nazionale sull'energia e l'ambiente. Dal 1988, con l'approvazione del Piano Energetico Nazionale, sono state sviluppate delle strategie integrate per l'energia e l'ambiente a livello nazionale, prendendo in considerazione la sicurezza delle fonti di approvvigionamento, lo sviluppo delle risorse naturali nazionali, la competitività e gli obiettivi di tutela dell'ambiente e di miglioramento dell'efficienza energetica attraverso la razionalizzazione delle risorse energetiche. La Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente hanno contribuito sia a rafforzare l'importanza di questo approccio sia a passare da una politica di controllo dell'energia a una politica che promuova gli interessi individuali e collettivi, che rappresenti la base per accordi volontari, e un nuovo strumento dell'attuale politica energetica. Durante la Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente è

stato siglato “l’Accordo per l’Energia e l’Ambiente”. Tale Accordo coinvolge le amministrazioni centrali e locali, i partner economici e sociali, gli operatori e gli utenti. L’Accordo definisce le norme e gli obiettivi generali della nuova politica energetica sulla base di alcune priorità, tra cui:

- cooperazione internazionale;
- apertura del settore dell’energia alla concorrenza;
- coesione sociale;
- creazione di consenso sociale;
- competitività, qualità, innovazione e sicurezza;
- informazione e servizi.

5.3.3 Legge n. 239 del 23 agosto 2004

La Legge n. 239/04 del 23 agosto 2004 disciplina e riorganizza il settore dell’energia attraverso l’ulteriore sviluppo (in aggiunta al Piano Energetico Nazionale del 1988 e alla Conferenza Nazionale sull’Energia e l’Ambiente del 1998) della politica italiana dell’energia e del generale rinnovamento della gestione del settore dell’energia. La legge stabilisce gli obiettivi generali della politica nazionale dell’energia, definisce il ruolo e le funzioni dello stato e fissa i criteri generali per l’attuazione della politica nazionale dell’energia a livello territoriale, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e cooperazione tra lo Stato, l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, le Regioni e le Autorità locali.

Le strategie di intervento principali stabilite dalla Legge n. 239/2004 sono:

- la diversificazione delle fonti di energia;
- l’aumento dell’efficienza del mercato interno attraverso procedure semplificate e la riorganizzazione del settore dell’energia;
- il completamento del processo di liberalizzazione del mercato dell’energia, allo scopo di promuovere la competitività e la riduzione dei prezzi;
- la suddivisione della legislazione regionale di settore e le competenze tra stato e regioni;

Alcuni tra gli obiettivi generali principali della politica energetica (sanciti dall’art. 1, punto 3) sono i seguenti:

- garantire la sicurezza, la flessibilità e la continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto;

- perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse;
- la promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale.

5.3.4 Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017

La Strategia Energetica Nazionale 2017 è stata adottata con Decreto Ministeriale 10 novembre 2017.

L'Italia ha raggiunto in anticipo gli obiettivi europei - con una penetrazione di rinnovabili del 17,5% sui consumi complessivi al 2015 rispetto al target del 2020 di 17% - e sono stati compiuti importanti progressi tecnologici che offrono nuove possibilità di conciliare contenimento dei prezzi dell'energia e sostenibilità (Fonte: sito web del Ministero dello sviluppo economico).

La Strategia 2017 si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale:

- più competitivo, migliorando la competitività del Paese e continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
- più sostenibile, raggiungendo in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- più sicuro, continuando a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche e rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target previsti dalla SEN si citano i seguenti:

- **efficienza energetica:** riduzione dei consumi finali da 118 a 108Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- **fonti rinnovabili:** 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- **riduzione del differenziale di prezzo dell'energia:** contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto

alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);

- **cessazione della produzione di energia elettrica da carbone** con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- **razionalizzazione del downstream petrolifero**, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- **Azioni verso la decarbonizzazione al 2050**: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- **nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità**, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
- **riduzione della dipendenza energetica dall'estero** dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

5.3.5 Atti normativi di recepimento delle Direttive Europee

In base alla *Direttiva 2009/28/CE*, ciascuno Stato membro ha predisposto il proprio Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili mediante il quale, fermo restando l'obbligo di conseguire gli obiettivi nazionali generali stabiliti a livello comunitario, ha determinato i propri obiettivi per ogni specifico settore di consumo energetico da FER (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e le misure per conseguirli.

L'Italia ha trasmesso il proprio **Piano di Azione Nazionale** per le energie rinnovabili (PAN) alla Commissione Europea nel luglio 2010. Ai due obiettivi vincolanti di consumo di energia da fonti rinnovabili fissati per l'Italia dalla *Direttiva 2009/28/CE* (il 17% e 10% dei consumi finali lordi di energia coperti da fonti rinnovabili entro il 2020, rispettivamente sui consumi energetici complessivi e sui consumi del settore Trasporti), il PAN ne aggiunge altri due, non vincolanti, per il settore Elettrico e per il settore Termico (rispettivamente il 26,4% e 17,1% dei consumi coperti da FER).



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
“INTRODUZIONE E PARTE I”**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	64 di 138

Il PAN prevede inoltre l'adozione di alcune misure trasversali, quali lo snellimento dei procedimenti autorizzativi, lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione, l'introduzione di specifiche tecniche per gli impianti, la certificazione degli installatori, criteri di sostenibilità per i biocarburanti ed i bioliquidi e misure di cooperazione internazionale.

Il provvedimento con cui l'Italia ha definito inizialmente gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi ed il quadro istituzionale, giuridico e finanziario, necessari per il raggiungimento degli obiettivi al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, è il **D.lgs. 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*).

Le disposizioni del decreto, noto come “**Decreto Rinnovabili**”, introducono diverse ed importanti novità dal punto di vista delle procedure autorizzative, della regolamentazione tecnica e dei regimi di sostegno.

L'obiettivo del 17% al 2020 assegnato all'Italia dall'UE (già conseguito e superato, come detto al paragrafo precedente) **dovrà essere conseguito secondo la logica del burden-sharing (letteralmente, suddivisione degli oneri), in altre parole ripartito tra le Regioni e le Province autonome italiane in ragione delle rispettive potenzialità energetiche, sociali ed economiche.**

Il D.M. 15 marzo 2012 “Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili (c.d. Burden Sharing)” norma questo aspetto indicando i target per le rinnovabili, Regione per Regione.

Per la Regione Puglia, a fronte di un valore iniziale di riferimento pari al 3%, il decreto prevedeva di raggiungere nel 2020 l'obiettivo del 14,2% di energia prodotta con fonti rinnovabili

Regioni e province autonome	Obiettivo regionale per l'anno [%]					
	anno iniziale di riferimento (*)	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,8	10,1	11,7	13,6	15,9	19,1
Basilicata	7,9	16,1	19,6	23,4	27,8	33,1
Calabria	8,7	14,7	17,1	19,7	22,9	27,1
Campania	4,2	8,3	9,8	11,6	13,8	16,7
Emilia Romagna	2,0	4,2	5,1	6,0	7,3	8,9
Friuli V. Giulia	5,2	7,6	8,5	9,6	10,9	12,7
Lazio	4,0	6,5	7,4	8,5	9,9	11,9
Liguria	3,4	6,8	8,0	9,5	11,4	14,1
Lombardia	4,9	7,0	7,7	8,5	9,7	11,3
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4
Molise	10,8	18,7	21,9	25,5	29,7	35,0
Piemonte	9,2	11,1	11,5	12,2	13,4	15,1
Puglia	3,0	6,7	8,3	10,0	11,9	14,2
Sardegna	3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	17,8
Sicilia	2,7	7,0	8,8	10,8	13,1	15,9
TAA – Bolzano	32,4	33,8	33,9	34,3	35,0	36,5
TAA – Trento	28,6	30,9	31,4	32,1	33,4	35,5
Toscana	6,2	9,6	10,9	12,3	14,1	16,5
Umbria	6,2	8,7	9,5	10,6	11,9	13,7
Valle D'Aosta	51,6	51,8	51,0	50,7	51,0	52,1
Veneto	3,4	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

Figura 17- Obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili Fonte: D.M.15/3/2012, Tabella A

5.3.6 Il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

Più recentemente, il meccanismo di governance delineato in sede UE prevede che ciascuno Stato membro sia chiamato a contribuire al raggiungimento degli obiettivi comuni attraverso la fissazione di propri target 2030. A tale fine sono preordinati i Piani nazionali integrati per l'energia e il clima - PNIEC, che coprono periodi di dieci anni a partire dal decennio 2021-2030. Il Governo Italiano ha inviato il proprio PNIEC definitivo per gli anni 2021-2030 alle Istituzioni europee a gennaio scorso, a termine di un percorso iniziato nel 2018 e concertato con l'Unione.

Il Piano si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività. Il Piano attua le direttive europee che fissano al 2030 gli obiettivi di diminuzione delle emissioni di gas a effetto serra.

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;

- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Figura 18 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

L'Italia si è dunque posta l'obiettivo di coprire, nel 2030, il 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili delineando un percorso di crescita sostenibile con la piena integrazione nel sistema.

In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio) da fonti rinnovabili.

Nello specifico, la quota di energie rinnovabili nel settore elettrico dovrà essere del 55,4%, quella nel settore termico del 33% e per i trasporti del 26%.

È prevista nel Piano una riduzione dei consumi energetici al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto al 2007, che corrisponde ad una soglia di consumo annuo per il 2030 di 132Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale. Questa riduzione è da realizzarsi in particolare attraverso un efficientamento in campo edilizio – con la diffusione di misure di riqualificazione energetica e l'installazione di pompe di calore, alimentate da energia rinnovabile – (previsti – 5,7 Mtep nel 2030 rispetto allo scenario attuale) e nel campo dei trasporti, tramite politiche di incremento della mobilità collettiva e della cosiddetta “smart mobility” (ad esempio, entro il 2022 almeno il 30% dei nuovi veicoli acquistati dalle pubbliche amministrazioni, autobus compresi, devono essere, a scelta, elettrici, ibridi, a metano o a idrogeno), oltre che del trasporto su ferro invece che su gomma.

Attraverso il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, l'Italia ha ribadito il suo impegno nel promuovere un'accelerazione della ricerca e dell'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica verso un sistema basato sulle energie rinnovabili, attraverso un significativo aumento dei fondi pubblici dedicati alla ricerca in “tecnologia pulita”, che vengono raddoppiati: dai circa 222 milioni di euro nel 2013 ai circa 444 milioni nel 2021.

Per quanto riguarda la generazione elettrica attraverso la fonte di energia solare, il PNIEC fissa un obiettivo minimo di realizzazione di 26,84 GW al 2025 e di 50,88 GW al 2030 (vedi figura seguente).

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	919	950
Eolica	9.410	9.766	15.690	18.400
<i>di cui off-shore</i>	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880
<i>di cui CSP</i>	0	0	250	880
Totale	52.258	53.259	66.159	93.194

Figura 19- Definizione degli obiettivi del PNIEC al 2030

Ai fini dei meccanismi incentivanti, verranno stabiliti strumenti ad hoc per le tecnologie ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano ovvero con significativo potenziale di innovazione, e saranno attivate procedure calibrate sulle relative specificità. L'utilizzo di strumenti tariffari sarà valutato considerando lo stato di sviluppo, la capacità di riduzione dei costi, il potenziale sfruttabile, il possibile contributo al raggiungimento del target, la compatibilità con il contenimento dei costi in bolletta, il miglioramento delle prestazioni ambientali e la concomitanza di altri obiettivi. In alternativa, e sempreché il

potenziale sfruttabile sia interessante, saranno valutati strumenti quali il contributo all'investimento, anche ricorrendo a specifici fondi europei, compresi quelli per la ricerca e l'innovazione.

Come premesso, secondo le valutazioni della Commissione Europea espresse a ottobre 2020, le misure proposte nel PNIEC appaiono in linea con gli obiettivi previsti per le FER, mentre sono state sollevate alcune perplessità sul tema della riduzione dei consumi e dell'efficienza energetica.

Pur senza specifiche sulla metodologia adottata, l'Italia ha fornito informazioni sul fabbisogno atteso di investimenti in tutti i settori e una stima quantitativa dei loro impatti macroeconomici.

La valutazione complessiva ammonta a 1.194 miliardi di euro per il periodo 2017-2030, principalmente destinati al settore dei trasporti (759 miliardi), seguito dal settore residenziale (180 miliardi). Rispetto al fabbisogno di investimenti previsto dalle politiche attuali, si rivelerebbe necessario uno sforzo aggiuntivo pari a 186 miliardi nel periodo considerato.

A questo proposito, la Commissione ha sottolineato il contributo importante per la ripresa economica dalla crisi *Covid-19* che può venire da un robusto piano di investimenti pubblici nella transizione energetica. Sulla bontà dei rilievi sull'accoglimento o meno delle raccomandazioni europee, invece, non resta che monitorare la graduale implementazione delle misure contemplate nel Piano.

5.3.7 Il Green New Deal italiano, la pandemia e il PNRR

Per quanto riguarda la neutralità climatica, la spina dorsale del *Green Deal* europeo sta nella promessa di azzerare l'impatto climatico dell'Unione e di tutti gli Stati membri entro il 2050, come dice chiaramente l'ultima versione del testo della legge sul clima. L'Italia sembra aver imboccato la strada giusta, come dimostra il fatto che tra il 1990 e il 2018 le emissioni di gas serra siano calate del 17%, passando da 516 a 428 milioni di tonnellate di CO2 equivalente.

I dati Ispra mostrano che l'Italia brilla soprattutto per l'impiego delle fonti rinnovabili e per un'industria che negli ultimi anni ha imparato a usare in modo più efficiente l'energia. Dal 1990 sono scese del 13% anche le emissioni di gas serra legate ad agricoltura e allevamento; all'interno di questa categoria, l'impatto più pesante (addirittura l'80%) è dovuto al bestiame bovino.

In controtendenza, però, rispetto al 1990 sono addirittura aumentate del 2 % le emissioni di gas climalteranti dovute all'energia e ai trasporti e non stiamo parlando di categorie residuali, perché messe insieme rappresentano la metà delle emissioni climalteranti. In altre parole, finora l'Italia ha lavorato per ridurre il proprio impatto sul clima, ma da qui al 2050 dovrà fare molto di più: dovrà azzerarlo. Il che

impone di agire in modo molto più coraggioso. Fin qui i problemi che si mostrano in tutta la loro complessità. L'Italia, così come qualsiasi altro paese membro, non può certo pensare di affrontarli da sola. È per questo che il Green Deal europeo comprende anche una serie di strumenti finanziari e operativi. Uno dei più noti è il meccanismo per una transizione giusta, che si propone di "non lasciare indietro nessuno", cioè di accompagnare verso un futuro più verde anche i territori che tuttora sono dipendenti da un'economia fossile. Tutto ciò salvaguardando i posti di lavoro, trasferendo competenze più al passo con i tempi, riconvertendo i vecchi siti produttivi. La promessa è quella di mobilitare almeno 150 miliardi di euro nel periodo 2021-2027: in parte fondi stanziati dall'Unione stessa e dagli Stati, in parte investimenti privati. Non c'è ancora certezza su quanti spetteranno all'Italia, né sui territori specifici a cui saranno indirizzati. Ma nei documenti di lavoro preliminari della Commissione si fa riferimento all'Ilva di Taranto e al bacino carbonifero del Sulcis, in Sardegna. Nel frattempo è arrivata la pandemia, e con lei una crisi economica epocale e la sfida quindi è diventata duplice: far ripartire il sistema, e farlo in un'ottica di sviluppo sostenibile. Nel discorso sullo Stato dell'Unione del 16 settembre, la presidente della Commissione europea Ursula von DerLeyen si è dimostrata molto motivata in merito.

Tutto ruota intorno a Next Generation Eu, il colossale stanziamento da 750 miliardi di euro (500 a fondo perduto e solo 250 sotto forma di prestito) che darà sostegno agli Stati nei primi anni, quelli più duri.

Noto anche con il nome di "recovery fund" o "fondo per la ripresa", è uno strumento che si va ad aggiungere al bilancio europeo e porta con sé due buone notizie per chi spera in una ripresa sostenibile del nostro paese. La prima: all'Italia andrà la fetta più ampia, pari a 209 miliardi di euro (81,4 in sussidi e 127,4 in prestiti), a condizione, però, che il Piano di ripresa e di resilienza messo a punto dal governo rispetti i requisiti fissati dalla Commissione.

La seconda: il 37 % dei fondi di Next Generation Eu verrà destinato direttamente agli obiettivi del Green Deal europeo. L'ha annunciato la stessa Von DerLeyen a settembre, specificando anche i "progetti faro" su cui focalizzare gli investimenti: energie pulite, idrogeno, ristrutturazioni edilizie e punti di ricarica per veicoli elettrici. La vera ripartenza passa per la sostenibilità.

Di questa categoria strategica fanno parte le energie pulite, la ristrutturazione degli edifici, l'educazione e formazione professionale, la tutela e ripristino degli ecosistemi, le attività di ricerca e sviluppo nel campo delle tecnologie pulite.

Next Generation Italia: Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), cosiddetto Recovery Plan

Questo documento traccia gli obiettivi, le riforme e gli investimenti che l'Italia vuole realizzare con i fondi europei di Next Generation EU. Il PNRR (ultima revisione) trasmesso in Europa per la valutazione è stato approvato il 26 aprile 2021 dal Consiglio dei Ministri del Governo Draghi. Il Piano vale 248 miliardi, cifra che guarda però al complesso dei progetti e non, in senso stretto, a quelli previsti da Next Generation EU, che hanno un orizzonte temporale al 2026. Guardando nel dettaglio a questi ultimi, le risorse ammontano a 235,6 miliardi di cui 191,5 della Recovery and Resilience Facility, 31 dal Fondo complementare e 13,5 dal programma React-Eu.

In questo scenario i fondi destinati a programmi "aggiuntivi", cioè al di fuori di quanto già previsto dai programmi di finanza pubblica prima del Recovery, si attesta a 182,7 miliardi, compresa l'anticipazione dei Fondi nazionali sviluppo e coesione per 15,8 miliardi. I 191,5 miliardi del RRF si dividono in 68,9 miliardi di euro in sovvenzioni e 122,6 miliardi di euro in prestiti.

L'impianto del PNRR si articola in 6 macro-missioni, vale a dire 6 aree di investimento.

- digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura (miliardi);
- rivoluzione verde e transizione ecologica; — infrastrutture per una mobilità sostenibile; — istruzione e ricerca (31,9 miliardi);
- inclusione e coesione (22,4 miliardi);
- salute (18,5 miliardi).

La ripartizione delle risorse per Mission è la seguente:

- Digitalizzazione, innovazione, competitività e cultura: 40,32 miliardi dal PNRR + 0,8 miliardi da React-EU + 8,74 dal fondo complementare;
- Rivoluzione verde e transizione ecologica: 59,47 miliardi dal PNRR + 1,31 da React-EU + 9,16 dal fondo complementare;
- Infrastrutture per una mobilità sostenibile: 25,4 mld da PNRR + 6,06 dal fondo complementare;
- Istruzione e ricerca: 30,88 miliardi dal PNRR + 1,93 mld da React-EU + 1 miliardo dal fondo complementare;
- Inclusione e sociale: 19,81 mld dal PNRR + 7,25 da React-EU + 2,77 dal fondo complementare;
- Salute: 15,63 miliardi dal PNRR + 1,71 da React-eu + 2,89 mld dal fondo complementare.

Queste missioni a loro volta comprendono una serie di componenti funzionali per realizzare gli obiettivi economico-sociali definiti nella strategia del Governo, articolate in linee di intervento che comprendono una serie di progetti, investimenti e riforme collegate.

Per rimanere all'ambito tematico in cui si inserisce il progetto, Rivoluzione verde e Transizione Ecologica, la mission si struttura in 4 componenti ed è volta a realizzare la transizione verde ed ecologica della società e dell'economia italiana coerentemente con il Green Deal europeo.

Comprende interventi per l'agricoltura sostenibile e l'economia circolare, programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili, lo sviluppo della filiera dell'idrogeno e la mobilità sostenibile. Prevede inoltre azioni volte al risparmio dei consumi di energia tramite l'efficientamento del patrimonio immobiliare pubblico e privato e, infine, iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, la riforestazione e l'utilizzo efficiente dell'acqua.

Dunque ammontano a 69,94 miliardi le risorse complessive destinate alla missione 2 "Rivoluzione verde e alla transizione ecologica". Nella versione definitiva del Piano ci sono quattro componenti sul tema:

- impresa verde ed economia circolare, con un budget pari a 6,97 miliardi, transizione energetica e mobilità sostenibile, che potrà contare su 25,36 miliardi;
- efficienza energetica e riqualificazione degli edifici, con 22,24 miliardi;
- tutela e valorizzazione del territorio e della risorsa idrica, con una dotazione di 15,37 miliardi. Il PNRR rappresenta una straordinaria occasione di rilancio degli investimenti nel nostro Paese.

La parola chiave dei Recovery Plan di tutti i Paesi europei è "Riforme".

Riforme che non vanno solo indicate in modo vago né dovrebbero essere sintetizzate in poche parole, ma che occorre spiegare nel dettaglio, dal momento che la Commissione europea le considera parte integrante del Piano. Quelle previste nel Piano di Draghi sono suddivise tra: riforme orizzontali, abilitanti e settoriali. Le riforme orizzontali, o di contesto, riguardano innanzitutto Pubblica amministrazione e giustizia. A queste si aggiungono riforme abilitanti, destinate a garantire attuazione e massimo impatto agli investimenti, tra cui si annoverano le misure di semplificazione e razionalizzazione della legislazione e quelle per la promozione della concorrenza.

Infine sono previste specifiche riforme settoriali, le misure consistenti in innovazioni normative relative a specifici ambiti di intervento o attività economiche, destinate a introdurre regimi regolatori e procedurali più efficienti nei rispettivi ambiti settoriali.

Sempre per rimanere nell'ambito di interesse, già alla data di insediamento del Governo Draghi è stato istituito il MITE, Ministero della Transizione Ecologica.

A seguire, è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 129 del 31 maggio il Decreto Legge 31/05/2021 n.77 recante "Governance del Piano Nazionale di Rilancio e Resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure".

Come premesso, il Decreto 77/2021 introduce importanti innovazioni normative proprio per accelerare le procedure amministrative al fine di raggiungere gli obiettivi del PNRR e del PNIEC, soprattutto per la parte relativa alla transizione energetica.

5.3.8 Normativa specifica in materia energetica

La legislazione italiana fa riferimento essenzialmente alla Legge 9/1991, alla Legge 10/1991, che disciplinano la pianificazione energetica a livello nazionale e regionale, e al Decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, noto come decreto Bersani. In particolare il decreto Bersani, all'interno di una riforma complessiva del settore elettrico nazionale, si occupa della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili all'art.11. In questo articolo viene richiamata la necessità, anche con riferimento agli impegni internazionali previsti dal protocollo di Kyoto, di "incentivare l'uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l'utilizzo delle risorse energetiche nazionali".

A tal fine, ai produttori di energia elettrica viene fatto obbligo di immettere in rete, fin dal 2001, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili mediante impianti nuovi o ripotenziati in data successiva all'entrata in vigore del decreto stesso. Il citato "Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra", approvato con la delibera CIPE del 19 dicembre 2002 e previsto nella legge di ratifica del protocollo di Kyoto, descrive le politiche e le misure assunte dall'Italia per il rispetto del protocollo, volte all'incentivazione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia, e prevede la possibilità di fare ricorso ai meccanismi di flessibilità di Joint Implementation e Clean Development Mechanism.

Nel PAN, già nella prima stesura del 2002, è stata messa in luce la complessità del quadro legislativo italiano in materia di "Energia" e "Autorizzazioni".

La riforma del Titolo V della Costituzione avvenuta nel 2001 e la delega di molte competenze agli Enti locali hanno comportato un'elevata frammentazione del contesto normativo che ha rallentato, di fatto, la diffusione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili in Italia, almeno fino al 2003, anno in cui è stato emanato il D.lgs 387/2003.

5.3.8.1 Il D.lgs 387/2003

A fine dicembre 2003 è stato emanato il Decreto Legislativo n. 387 in recepimento della direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del consiglio del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (GU n. 25 del 31/01/2004). Tale decreto introduce una semplificazione molto interessante delle procedure amministrative per la realizzazione degli impianti da fonti rinnovabili.

Infatti, è previsto che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili siano soggetti ad una Autorizzazione Unica (svolta con le modalità di cui all'art. 241/90), rilasciata dalla Regione o altro soggetto istituzionale da questa delegata: questa disposizione, oltre a essere coerente con il vigente quadro delle competenze, è coerente con la già richiamata natura diffusa delle fonti rinnovabili.

Ancora, si stabilisce che gli impianti a fonti rinnovabili possano essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti strumenti urbanistici: ciò sia allo scopo di salvaguardare la destinazione d'uso di terreni sui quali l'attività di produzione di energia elettrica è quasi sempre compatibile con l'esercizio di attività agricole, sia al fine di dare risposta a dubbi dei Comuni, riguardo alla necessità o meno di procedere a una variante di piano regolatore, qualora ricevano proposte di realizzazione sui loro territori di impianti a fonti rinnovabili.

Le Linee Guida Nazionali previste dall'articolo 12 del D.Lgs n. 387/2003 hanno costituito lo strumento chiave per dare nuova congruenza al quadro legislativo. Il citato documento, infatti, ha obbligato le Regioni ad adeguare, entro gennaio 2011, la propria disciplina in materia di "Autorizzazioni", salvo applicare direttamente quanto previsto nel documento nazionale, decorso tale termine.

L'approvazione del Decreto Legislativo 28/2011 di recepimento della Direttiva Fonti Rinnovabili ha contribuito alla ulteriore ridefinizione del contesto normativo di settore. Al fine di rendere le procedure autorizzative proporzionate e necessarie, nonché semplificate e accelerate al livello amministrativo adeguato così come richiesto dal dettato europeo, sono state ridisegnate le procedure e gli iter autorizzativi per la realizzazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili.

5.3.8.2 Le Linee Guida nazionali e il D.Lgs. 28/2011

Il D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 prevedeva, all'articolo 12 comma 10, l'approvazione in Conferenza Unificata, su proposta del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e del Ministro per i Beni e le Attività Culturali, di apposite Linee Guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Nel 2010, con DM del settembre 2010 sono state emanate le Linee Guida per l'autorizzazione Unica di impianti FER.

In esse è stato stabilito l'elenco degli atti che rappresentano i contenuti minimi indispensabili per superare positivamente l'iter autorizzativo e vengono chiarite le procedure che ogni impianto, in base alla fonte e alla

potenza installata, deve affrontare per ottenere l'autorizzazione. Vengono altresì chiariti i criteri di individuazione delle cosiddette "Aree non idonee" per le FER, in cui graduare gli interventi ammissibili in funzione di contemperare le esigenze di raggiungimento degli obiettivi vincolanti e della tutela e salvaguardia delle aree a maggiore sensibilità ambientale e paesaggistica.

Il Decreto Legislativo 28/2011, entrato in vigore a fine marzo 2011, modifica e integra quanto già stabilito dalle Linee Guida in merito agli iter procedurali per l'installazione degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

I singoli interventi, a seconda della taglia e della potenza installata, possono essere sottoposti a Comunicazione, Procedura Abilitativa Semplificata (P.A.S.) o Autorizzazione Unica (A.U.).

Le soglie di potenza oltre le quali è necessario che gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili siano sottoposti ad Autorizzazione Unica, sono le seguenti:

Al di sotto di tali soglie, gli impianti rientrano nel campo di applicazione della Procedura Autorizzativa Semplificata (PAS) o della Comunicazione al Comune, a seconda della tecnologia, della taglia e della potenza. Le Regioni hanno la facoltà di ampliare il campo di applicazione della PAS ad impianti di potenza fino a 1 MW.

Attualmente, il quadro generale per l'applicazione della Comunicazione al Comune e della PAS può essere così schematizzato:

Le autorizzazioni indicate dovranno essere corredate, laddove necessario, da tutti i provvedimenti di concessione, autorizzazione, valutazione di impatto ambientale e paesaggistico, ecc.

Infine, il D.Lgs 28/2011 introduce novità importanti al sistema degli incentivi degli impianti alimentati da FER.

5.3.8.2.1 I meccanismi Incentivanti

L'art. 11 del D.Lgs. 16/03/1999 n. 79 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere

dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1/4/1999.

I soggetti sottoposti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota. I certificati verdi sono lo strumento con il quale tali soggetti devono dimostrare di avere adempiuto al proprio obbligo e quindi costituiscono l'incentivo alla produzione da fonte rinnovabile.

Si crea infatti un mercato, in cui la domanda è data dai soggetti sottoposti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di elettricità con impianti aventi diritto ai certificati verdi. L'accesso al meccanismo dei certificati è stato possibile per gli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2012 o, in casi particolari, per quelli entrati in esercizio entro il 30 aprile del 2013. Con l'attuazione dell'art. 24 del D.Lgs. 28/2011 e l'introduzione dei decreti ministeriali 5 luglio 2012 e 6 luglio 2012 il sistema degli incentivi è radicalmente cambiato.

Sono seguiti una serie di atti normativi e in particolare il *DM 6 luglio 2012*, il *DM 23 giugno 2016* e il *DM 4 luglio 2019*, cosiddetto FER1.

Il *DM 6 luglio 2012* ha introdotto nuovi meccanismi e definite diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento (art. 4 del Dm 6 luglio 2012):

- **Accesso diretto**, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite (art.4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- **Iscrizione a Registri**, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art.9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e non superiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende accedere agli incentivi;
- **Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento**, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art.17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto. Il Soggetto Responsabile dovrà richiedere al GSE l'iscrizione al Registro informatico per gli interventi

di rifacimento, relativo alla fonte e alla tipologia di impianto per il quale intende richiedere gli incentivi;

- Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di Aste al ribasso, gestite dal GSE esclusivamente per via telematica, nel caso di interventi di nuova costruzione ,integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

Con i successivi due decreti citati, tali meccanismi e requisiti di accesso sono stati poi perfezionati e modificati in alcune parti, l'ultimo decreto emanato, il cosiddetto Decreto FER 1 (DM 4 luglio 2019 in vigore dal 10 agosto 2019), introduce nuovi meccanismi d'incentivazione per gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, eolici onshore, idroelettrici e a gas di depurazione.

Il DM 4 luglio 2019

Il nuovo decreto 4 luglio 2019 riguardante gli incentivi alle fonti rinnovabili per il triennio 2019-2021 (il "Nuovo DM FER") è stato approvato dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019 ed è entrato in vigore il 10 agosto 2019.

L'obiettivo della norma è sostenere la produzione di energia da fonti rinnovabili per il raggiungimento dei target europei al 2030 definiti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), attraverso la definizione di incentivi e procedure indirizzati a promuovere l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità, sia in termini ambientali che economici, del settore. Il provvedimento, in particolare, incentiva la diffusione di impianti fotovoltaici, eolici, idroelettrici e a gas di depurazione. La disciplina contenuta nel Nuovo DM FER è in gran parte simile a quella prevista nel DM 2016.

L'accesso agli incentivi potrà avvenire unicamente mediante iscrizione ai registri e partecipazione alle procedure competitive d'asta e diversamente da quanto previsto nel DM 2016, il Nuovo DM FER elimina l'accesso diretto per gli impianti di piccola taglia.

Un cambiamento significativo è rappresentato dalle nuove soglie di potenza discriminanti l'accesso agli incentivi mediante iscrizione nei registri rispetto alla partecipazione alle aste al ribasso. Tale soglia, che ai sensi del DM 2016 era di 5 MW di potenza per tutte le fonti, è stata ridotta a 1 MW; tale novità viene giustificata facendo riferimento ai risultati dei registri ex DM 2016 che hanno visto in molti casi la saturazione dei contingenti.

Altro elemento di novità è il raggruppamento degli impianti in due categorie distinte per fonte energetica, ciascuna delle quali concorrerà nel medesimo registro o nella medesima procedura d'asta. Tali categorie sono (A) eolico e fotovoltaico, (A-2) solo per i registri, impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di eternit, e(B) idroelettrico e impianti alimentati a gas. Ad esse si affianca poi la terza categoria degli impianti oggetto di rifacimento.

Anche in questo caso la scelta è orientata dalla possibilità di far competere diverse categorie di impianti con analoghe potenzialità di riduzione dei costi.

Sono previsti sette round di registri e aste, vale a dire uno ogni 4 mesi a partire dal primo a settembre 2019 e terminando con l'ultimo a settembre 2021 viene infine introdotta la possibilità di partecipare alle aste ed ai registri anche agli aggregati costituiti da più impianti appartenenti al medesimo gruppo e che abbiano nel caso dei registri una potenza unitaria superiore a 20 kW e una potenza aggregata complessiva non superiore a 1 MW, e per le aste una capacità unitaria tra i 20 kW e i 500 kW e una potenza aggregata complessiva non superiore a 1 MW.

Sia per le aste che per i registri è stato introdotto, tra i criteri di priorità, l'antioriorità della data ultima di completamento della domanda di partecipazione alla procedura; i partecipanti dovranno quindi, a parità di requisiti con altri progetti, cercare di formalizzare la propria partecipazione nel minor tempo possibile al fine di guadagnare ulteriori possibilità di risultare aggiudicatari. Per quanto riguarda le tariffe, è confermato che gli impianti che entreranno in operazione entro 1 anno dall'entrata in vigore del Nuovo DM FER, beneficeranno dalle tariffe più alte previste dal DM 2016.

5.3.8.3 Rapporto di coerenza della proposta in progetto

In relazione alla tipologia di generazione, il progetto risulta perfettamente coerente con la strategia e la pianificazione nazionale e in particolare risulta in linea con gli obiettivi dichiarati nella SEN 2017 e nel PNIEC 2019. Per quanto gli aspetti normativi specifici, il progetto si inserisce coerentemente nel quadro del D.lgs 387/2003 e in particolare delle Linee Guida di cui al DM 10/09/2010 nel merito degli aspetti localizzativi, progettuali e procedurali.

5.4 Ambito tematico del progetto: Strategie e strumenti di programmazione energetica della Regione Puglia

La Regione Puglia, in adesione alle strategie nazionali sopra richiamate e in forza della L. 10/1991 e della riforma al Titolo V della Costituzione (Legge Bassanini), attua la sua politica energetica attraverso il Piano Energetico Ambientale Regionale. Il PEAR, approvato nel 2007 è tuttora vigente ma ha integrato numerose

modifiche e come si dirà è stato adottato ed è in corso di approvazione un nuovo Piano Energetico Ambientale Regionale. Di seguito si richiamano gli aspetti fondamentali del PEAR vigente e del nuovo PEAR in fase di redazione, soprattutto per ciò che riguarda gli scenari obiettivo al 2050.

5.4.1 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.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) è lo strumento di pianificazione strategica con cui la Regione Puglia programma ed indirizza gli interventi in campo energetico sul territorio regionale. In linea generale, la pianificazione energetica regionale persegue finalità atte a contemperare le esigenze di sviluppo economico e sociale con quelle di tutela dell'ambiente e del paesaggio e di conservazione delle risorse naturali e culturali.

Sul fronte della domanda di energia, il Piano si concentra sulle esigenze correlate alle utenze dei diversi settori: il residenziale, il terziario, l'industria e i trasporti. In particolare, rivestono grande importanza le iniziative da intraprendere per definire misure e azioni necessarie a conseguire il miglioramento della prestazione energetico- ambientale degli insediamenti urbanistici, nonché di misure e azioni utili a favorire il risparmio energetico.

In questo contesto si inserisce la redazione del Piano Energetico Regionale che si pone come obiettivo generale individuare il mix ottimale di azioni e strumenti in grado di garantire:

- lo sviluppo di un sistema energetico locale efficiente e sostenibile che dia priorità al risparmio energetico ed alle fonti rinnovabili come mezzi per la riduzione dei consumi di fonti fossili e delle emissioni di CO2 e come mezzi per una maggiore tutela ambientale;
- lo sviluppo di un sistema energetico locale efficiente e sostenibile che risulti coerente con le principali variabili socio-economiche e territoriali locali.

Prima ancora della scadenza del periodo di efficacia del PEAR approvato nel 2007, la Regione ha avviato un articolato e spesso contraddittorio processo di revisione, che è ancora in corso e rispetto al quale vi sono stati diversi atti deliberativi.



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	79 di 138

Con Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012, n. 602 sono state individuate le modalità operate per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale affidando le attività ad una struttura tecnica costituita dai servizi Ecologia, Assetto del Territorio, Energia, Reti ed Infrastrutture materiali per lo sviluppo e Agricoltura. Con medesima DGR la Giunta Regionale, in qualità di autorità procedente, ha demandato all'Assessorato alla Qualità dell'Ambiente, Servizio Ecologia – Autorità Ambientale, il coordinamento dei lavori per la redazione del documento di aggiornamento del PEAR e del Rapporto Ambientale finalizzato alla Valutazione Ambientale Strategica.

La revisione del PEAR è stata disposta anche dalla Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012 che ha disciplinato agli artt. 2 e 3 le modalità per l'adeguamento e l'aggiornamento del Piano e ne ha previsto l'adozione da parte della Giunta Regionale e la successiva approvazione da parte del Consiglio Regionale. La DGR n. 1181 del 27.05.2015 ha disposto l'adozione del documento di aggiornamento del Piano nonché avviato le consultazioni della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 14 del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii.

In relazione all'aggiornamento del PEAR proposto nel 2015 con la citata DGR 1181, come si evince dalla Relazione che accompagna la proposta di aggiornamento:

"...l'aggiornamento del vigente PEAR è riferito specificatamente alle fonti energetiche rinnovabili (FER) ed alle strategie per garantire il raggiungimento degli obiettivi regionali del Burden Sharing, di cui al DM 15/3/2012".

Per definire gli obiettivi del nuovo PEAR si parte dal presupposto che la Puglia ha contribuito in maniera massiccia alla produzione nazionale di energia da FER a fronte di una percentuale di consumo interno più bassa di quella prodotta.

Partendo da tali dati, con l'aggiornamento del PEAR nella proposta del 2015 sono stati individuati quali obiettivi principali, la disincentivazione delle nuove installazioni di eolico e fotovoltaico di grande taglia sul suolo (consentite limitatamente a siti industriali dismessi e aree produttive) il sostegno a FER poco sviluppate nel territorio regionale (geotermico, solare termodinamico, idrogeno) e soprattutto la promozione dell'efficientamento energetico del patrimonio edilizio.

La proposta di aggiornamento del Piano del 2015 non ha avuto esito neanche in termini di adozione, tanto che nel 2017 addirittura è stata annullata la DGR 602/2012 che rappresentava il presupposto giuridico a cui faceva riferimento la proposta di aggiornamento del 2015. Infatti, con Deliberazione della Giunta Regionale

n.ro 1390 del 8 agosto 2017 è stata approvata la riorganizzazione delle competenze e della struttura dei contenuti di piano e contestualmente revocata la Deliberazione di G.R. n.ro 602/2012. Infine, con Deliberazione della Giunta Regionale n.ro 1424 del 2 agosto 2018 sono stati approvati il Documento Programmatico Preliminare del nuovo PEAR, il relativo rapporto preliminare ambientale e sono state avviate le consultazioni ambientali previste dall'art. 13 del D.lgs 152/2006.

Il DPP del 2018 è riferito specificatamente alle fonti energetiche rinnovabili (FER) ed alle strategie per garantire il raggiungimento degli obiettivi regionali del Burden Sharing, di cui al DM 15/3/2012. I principali contenuti del documento di aggiornamento del Piano sono volti a:

- favorire l'aggiornamento del quadro di riferimento analitico relativo a produzione e consumi energetici, verifica di sostenibilità dell'attuale bilancio e mix energetico;
- indicare le modalità di monitoraggio e le strategie di sviluppo delle fonti rinnovabili in termini anche di potenza installabile ai fini del perseguimento degli obiettivi intermedi e finali previsti dal Burden Sharing;
- verificare la coerenza esterna tra la pianificazione energetica regionale e la capacità della rete elettrica di trasmissione/distribuzione di accogliere ulteriori contributi da fonti rinnovabili, anche sulla scorta del potenziale autorizzato non ancora in esercizio;
- introdurre driver di sviluppo in chiave energetica orientati a nuovi modelli di sostenibilità ambientale e socioeconomica, per la creazione di smart community e distretti.

Coerentemente, sono stati individuati i seguenti obiettivi:

- Disincentivare le nuove installazioni di fotovoltaico ed eolico di taglia industriale sul suolo, salvo la realizzazione di parchi fotovoltaici limitatamente a siti industriali dismessi localizzati in aree produttive come definite all'art. 5 del DM n.1444 del 2 aprile 1968;
- Promuovere FER innovative o tecnologie FER già consolidate ma non ancora diffuse sul territorio regionale (geotermia a bassa entalpia, mini idroelettrico, solare termodinamico, idrogeno, ecc.);
- Promuovere la realizzazione, sulle coperture degli edifici, di impianti fotovoltaici e solari termici di piccola taglia e favorire l'installazione di mini turbine eoliche sugli edifici in aree industriali, o nelle loro prossimità, o in aree marginali, siti industriali dismessi localizzati in aree a destinazione produttiva come definite nell'articolo 5 del decreto del Ministero dei lavori pubblici 2 aprile 1968, n. 1444;

- Promuovere la produzione sostenibile di energia da biomasse secondo un modello di tipo distribuito valorizzando principalmente il recupero della matrice diffusa non utilmente impiegata e/o quella residuale, altrimenti destinata diversamente e in modo improduttivo.
- Promuovere l'efficientamento energetico del patrimonio edilizio esistente e promuovere la sostenibilità energetica dei nuovi edifici;
- Promuovere il completamento delle filiere produttive e favorire la ricaduta occupazionale sul territorio;
- Promuovere ricerca in ambito energetico;
- Promuovere la divulgazione e sensibilizzazione in materia di energia e risparmio energetico.

Tali obiettivi possono articolarsi in indirizzi e azioni suddivisi in base alla modalità di impiego delle varie fonti energetiche rinnovabili.

5.4.1.1 Rapporto di coerenza della proposta di progetto

Per quanto riguarda gli obiettivi al 2050, la proposta risulta coerente sia in termini di tipologia impiantistica, sia in termini di potenze e sia in termini di producibilità attesa.

Per quanto riguarda gli aspetti localizzativi, l'impianto in progetto non ricade in alcuna area considerata non idonea dalla Regione Puglia. La coerenza con il RR 24/2010 e con le Linee Guida specifiche del PPTR, rende di fatto coerente l'intervento anche con il DM 09/2010. A tal riguardo, come si dirà nei paragrafi successivi, l'impianto non interessa alcuna area considerata potenzialmente inidonea dal DM 10/09/2010.

In sostanza, la pianificazione energetica regionale ribadisce quanto già affermato a livello nazionale, in termini di sostenibilità, sicurezza ed efficienza energetica, e pertanto l'intervento è coerente con quanto riportato nel Piano.

Inoltre, il PEAR al fine di raggiungere l'obiettivo di sicurezza, ritiene fondamentale "consentire la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da FER, o l'ammodernamento di quelli esistenti" attraverso il principio di sostenibilità energetica. La scelta tecnologica dell'Agro-fotovoltaico risponde alle esigenze riportate nella revisione del PEAR, in quanto consentirà di migliorare la salvaguardia ambientale e di tutelare la natura agricola dei terreni rispondendo, allo stesso tempo, agli obiettivi fissati dalle strategie energetiche nazionali.

Pertanto, in riferimento all'ambito tematico in cui si inquadra, la proposta risulta perfettamente coerente con tutte le indicazioni programmatiche e pianificatorie di livello internazionale, europeo, nazionale e con il PEAR.

5.5 Strumenti di Pianificazione energetica

Nell'ambito del Quadro Programmatico elemento basilare è la verifica della coerenza dell'opera in progetto con gli strumenti di pianificazione energetica di livello nazionale, regionale i cui contenuti possono avere attinenza con la realizzazione dell'opera in esame. A tal fine nel presente capitolo vengono esaminati ed analizzati i seguenti strumenti di pianificazione e programmazione.

5.5.1 Individuazione delle aree non idonee in recepimento del DM 10/09/2010

Con il D.M. 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", nello specifico, la Parte IV delinea i criteri generali per il corretto inserimento degli impianti a fonti rinnovabili nel territorio e nel paesaggio.

Alle Regioni spetta l'individuazione delle aree non idonee facendo riferimento agli strumenti di pianificazione ambientale, territoriale e paesaggistica vigenti su quel territorio. Inoltre, come indicato dal punto d) dell'Allegato 3, l'individuazione di aree e siti non idonei non può riguardare porzioni significative del territorio o zone genericamente soggette a tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico-artistico; la tutela di tali interessi è salvaguardata dalle norme statali e regionali in vigore ed affidate, nei casi previsti, alle amministrazioni centrali e periferiche, alle Regioni, agli enti locali ed alle autonomie funzionali all'uopo preposte, che sono tenute a garantirla all'interno del procedimento unico e della procedura di Valutazione dell'Impatto Ambientale nei casi previsti. L'individuazione delle aree e dei siti non idonei non deve, dunque, configurarsi come divieto preliminare, ma come atto di accelerazione e semplificazione dell'iter di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, anche in termini di opportunità localizzative offerte dalle specifiche caratteristiche e vocazioni del territorio.

Con riferimento alle indicazioni contenute alla Parte IV, PUNTO 17 del D.M. 10/09/10 in merito alle aree e siti non idonei, e tenuto conto dell'analisi cartografia riportata in allegato, si evince che il Progetto non interessa le aree definite non idonee. Le uniche interferenze sono ascrivibili al percorso del Cavidotto, il quale però sarà realizzato interamente al di sotto della viabilità esistente, e dunque senza alcuna incidenza negativa sulla tutela di eventuali ambiti di pregio esistenti. Si sottolinea inoltre che sono state considerate opportune misure di mitigazione al fine di un miglior inserimento del Progetto nel territorio.

Si può pertanto affermare che il progetto risulta compatibile con i contenuti del DM del 10/09/2010.

***5.5.1.1 "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Puglia",
Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24.***

Il regolamento ha per oggetto l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, come previsto dal Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" (G.U. 18 settembre 2010 n. 219), Parte IV, paragrafo 17 "Aree non idonee".

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

In relazione alle specifiche di cui all'art. 17 allegato 3 delle Linee Guida Nazionali, si riportano in tabella le aree individuate dalla Regione Puglia come aree non idonee all'installazione di impianti da Fonti Rinnovabili.

Tabella 3-Elenco delle aree non idonee ai sensi della LR 30 dicembre 2010, n.24

AREE NON IDONEE
Aree naturali protette nazionali
Aree naturali protette regionali
Zone Umide Ramsar
Zona a protezione speciale-ZPS
Zona d'importanza comunitaria- SIC
Important Birds Area - IBA
Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità
Beni culturali+100 m (parte II d. lgs. 42/2004)
Immobili ed aree dichiarate di notevole interesse pubblico
Aree tutelate ai sensi dell'art.142, d.lgs. 42/2004
Aree a pericolosità idraulica
Aree a pericolosità geomorfologica
Area edificabile urbana + buffer di 1 km
Segnalazioni carta dei beni+ buffer di 100m
Coni visuali
Grotte + buffer 100m
Lame e gravine
Versanti
Vincolo idrogeologico
Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità biologico

Con riferimento alle indicazioni contenute nel Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24“Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili in Puglia”, e tenuto conto dell’analisi cartografia riportata in allegato, si evince che il Progetto non interessa le aree definite non idonee. Le uniche interferenze sono ascrivibili al percorso del Cavidotto, il quale però sarà realizzato interamente al di sotto della viabilità esistente, e dunque senza alcuna incidenza negativa sulla tutela di eventuali ambiti di pregio esistenti.

Riguardo alla sottostazione di utenza, questa ricade in area IBA, si procederà pertanto a sottoporre l’opera a valutazione di Incidenza ai sensi del DPR 8 settembre 1997, n. 357, e ss.mm.ii. Per approfondimenti si rimanda alla Valutazione di Incidenza allegata a presente studio di impatto ambientale (Rif.EO.APR01.SIN.SIA.01).

Si può pertanto affermare che il progetto risulta compatibile con i contenuti nel Regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24.

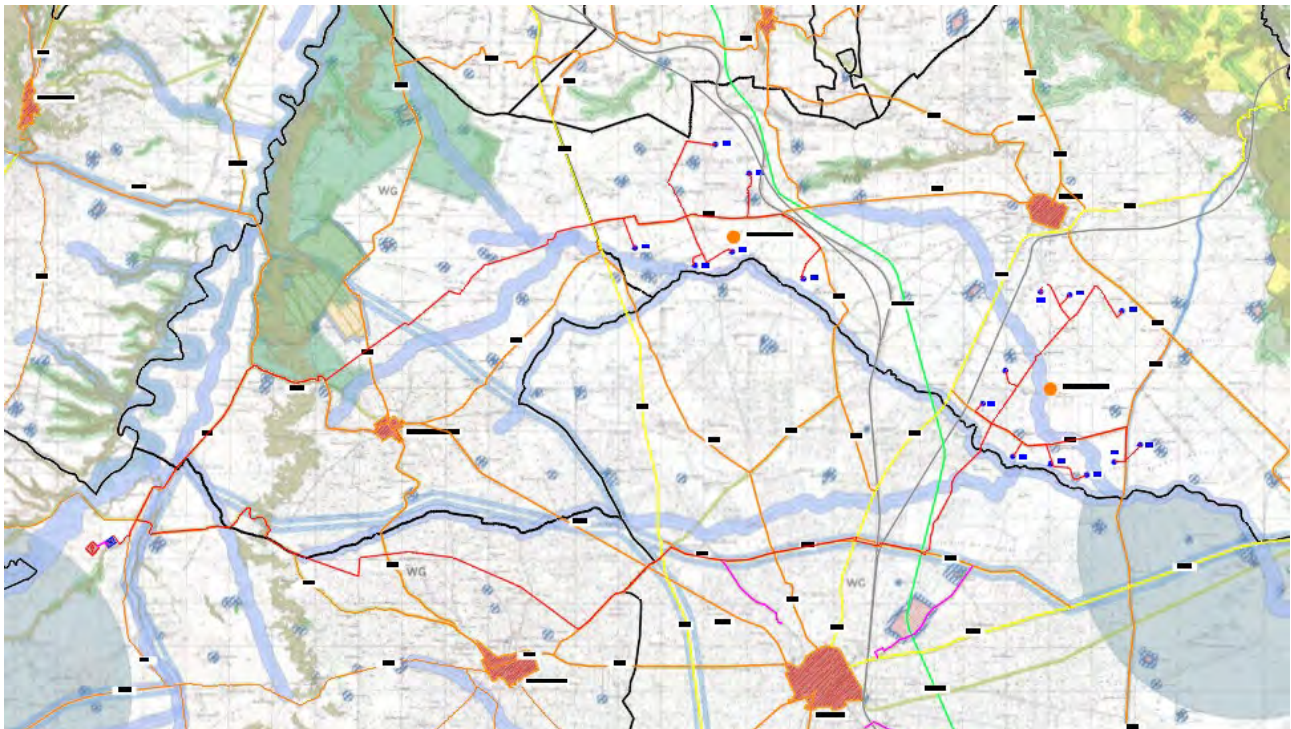


Figura 20-Inquadramento su IGM 25000 delle aree non idonee

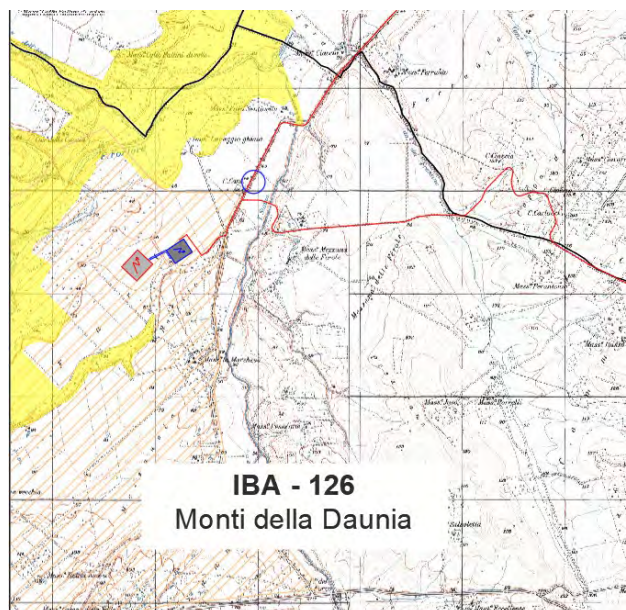


Figura 21- Particolare sottostazione utente su IGM 25.000

6 QUADRO PIANIFICATORIO DI RIFERIMENTO: ANALISI DELLE TUTELE

6.1 Strumenti di governo del territorio

A seguire si riportano in sintesi i principali strumenti di Governo del Territorio operanti nella Regione Puglia. Riguardo al PPTR, si riporta in questa sezione una sintesi della compatibilità rispetto ai suoi contenuti. Tuttavia per approfondimenti si rimanda alla relazione paesaggistica.

6.1.1 La Legge Quadro Regionale n. 20 del 07/10/2001

Il modello di programmazione, pianificazione e governo del territorio scelto dalla Regione Puglia risulta chiaramente delineato nella legge quadro regionale, ovvero la LR 20/2001, che disciplina il Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG), il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP), a valenza provinciale e i vari strumenti urbanistici di livello comunale (PRG e PUG).

La legge quadro di assetto di governo del territorio è stata ulteriormente definita dalla LR 20/2009 che ha disciplinato il piano sovraordinato previsto dal D.lgs 42/2004 (Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio) ovvero il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) a valenza paesistica di scala regionale.

La LR 7 ottobre 2001, n. 20 "Norme generali di Governo e Uso del Territorio" costituisce dunque il cardine normativo regionale riferito al governo del territorio e nel rispetto delle leggi dello Stato, regola e controlla gli assetti, le trasformazioni e gli usi del territorio.

Attraverso la LR 20 del 2001:

"La Regione Puglia persegue gli obiettivi della tutela dei valori ambientali, storici e culturali espressi dal territorio, nonché della sua riqualificazione, finalizzati allo sviluppo sostenibile della comunità regionale.

1. La presente legge assicura il rispetto dei principi di:

- a) sussidiarietà, mediante la concertazione tra i diversi soggetti coinvolti, in modo da attuare il metodo della co-pianificazione;
- b) efficienza e celerità dell'azione amministrativa attraverso la semplificazione dei procedimenti;
- c) trasparenza delle scelte, con la più ampia partecipazione;
- d) perequazione.

Secondo l'art. 3 della Legge Quadro, la pianificazione del territorio pugliese si articola nei livelli regionale, provinciale e comunale.

I soggetti della pianificazione sono la Regione, le Province e i Comuni e partecipano, altresì, alla pianificazione gli enti pubblici cui leggi statali o regionali assegnano la cura di un interesse pubblico connesso al governo e uso del territorio.

6.1.2 Il Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG)

Con DGR 3 agosto 2007, n. 1328, è stato definitivamente approvato il Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG).

Il DRAG è lo strumento che definisce le linee generali dell'assetto del territorio. In particolare il DRAG determina (art. 4, comma 3, L.R. 20/2001):

- a) il quadro degli ambiti territoriali rilevanti al fine della tutela e conservazione dei valori ambientali e dell'identità sociale e culturale della Regione;
- b) gli indirizzi, i criteri e gli orientamenti per la formazione, il dimensionamento e il contenuto degli strumenti di pianificazione provinciale e comunale, nonché i criteri per la formazione e la localizzazione dei Piani Urbanistici Esecutivi (RUE) di cui all'art. 15;
- c) lo schema dei servizi infrastrutturali di interesse regionale.

Il DRAG (Documento Regionale di Assetto Generale) è dunque un insieme di atti amministrativi e di pianificazione, da assumere da parte della Regione, inteso a definire un assetto ottimale del territorio regionale, da prefigurare e disciplinare attraverso gli strumenti della pianificazione territoriale regionale, nonché attraverso indirizzi alla pianificazione provinciale e comunale, che con tali strumenti devono risultare compatibili. Gli obiettivi del DRAG, desumibili dal Programma di mandato dell'Assessorato all'Assetto del Territorio, possono essere sintetizzati nei seguenti punti:

- la tutela e la valorizzazione del paesaggio, attraverso il rinnovamento degli strumenti di pianificazione vigenti secondo le disposizioni del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio;
- il miglioramento della qualità dell'ambiente e della vita delle popolazioni, attraverso il sostegno all'innovazione delle pratiche di pianificazione locale, perché questa, riconosciuto l'esaurimento della spinta all'espansione urbana, si orienti decisamente verso il recupero dei tessuti urbani consolidati, la riqualificazione delle aree degradate e la bonifica delle aree inquinate;

- la semplificazione del processo di formazione e di verifica delle scelte locali di governo del territorio, promuovendo e sostenendo la pianificazione provinciale e di area vasta, perché questa costituisca quadro di coordinamento ed occasione di servizio per la pianificazione locale, definendo i limiti e le opportunità delle trasformazioni territoriali di grande scala ed orientando la pianificazione locale alla valorizzazione del territorio in un quadro di sviluppo sostenibile;
- una più efficiente e sostenibile dotazione infrastrutturale, promuovendo rapporti virtuosi tra pianificazione territoriale e pianificazione delle infrastrutture, definendo i contenuti e i modi di uno sviluppo armonico degli insediamenti e della loro dotazione di attrezzature ed infrastrutture e ripristinando le regole fondamentali della buona progettazione urbana ed infrastrutturale;
- la garanzia di una sollecita attuazione delle scelte di governo territoriale, attraverso la più generale costruzione di rapporti sinergici fra il sistema di governo del territorio e le iniziative di tutela ambientale e di programmazione dello sviluppo.

Al DRAG hanno fatto seguito una serie di atti normativi specifici che hanno puntualizzato nel dettaglio gli aspetti programmatici e attuativi e in particolare:

- la LR 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica";
- la LR 10 aprile 2015, n. 19 "Modifiche alla legge regionale 7 ottobre 2009, n. 20 (Norme per la pianificazione paesaggistica)."
- La LR 30 aprile 2019, n. 18 "Norme in materia di perequazione, compensazione urbanistica e contributo straordinario per la riduzione del consumo di suolo e disposizioni diverse".

6.1.2.1 Rapporto di coerenza tra il progetto ed il piano

Nel Quadro Sinottico degli Obiettivi specifici e delle relative Azioni da promuovere, la produzione di energia da fonti rinnovabili non viene considerata, essendo materia trattata nel Piano Energetico Ambientale Regionale, nella LR 25/2012, nel RR 24/2010, nella DGR 1329/2010 e nelle Linee Guida Energie rinnovabili 4.4.1 del PPTR.

6.1.3 Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Con la LR 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica" la Regione Puglia, in attuazione della Legge quadro regionale e del DRAG, ha disciplinato le modalità di redazione, adozione e approvazione del Piano Paesaggistico Regionale



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	89 di 138

“Al fine di assicurare la tutela e la conservazione dei valori ambientali e l’identità sociale e culturale e lo sviluppo sostenibile del territorio regionale, la Regione, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, approva il Piano paesaggistico territoriale regionale (PPTR) ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell’articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137), conformemente ai principi espressi nell’articolo 9 della Costituzione, nella Convenzione europea relativa al paesaggio, firmata a Firenze il 20 ottobre 2000, ratificata ai sensi della legge 9 gennaio 2006, n. 14, e nell’articolo 2 dello Statuto regionale”.

La Regione attraverso il PPTR realizza l’integrazione del paesaggio nelle politiche urbanistiche, di pianificazione del territorio ed in quelle a carattere culturale, ambientale, agricolo, sociale ed economico, nonché nelle altre politiche che possono avere un’incidenza diretta o indiretta sul paesaggio.

Il PPTR assume efficacia di piano sovraordinato a scala paesistica e regionale. Ai sensi dell’art. 145, comma 3, del Codice le previsioni del PPTR sono cogenti per gli strumenti urbanistici dei comuni, della città metropolitana e delle province e non sono derogabili da parte di piani, programmi e progetti nazionali e regionali di sviluppo economico; inoltre esse sono immediatamente prevalenti sulle disposizioni difformi eventualmente contenute negli strumenti urbanistici e negli atti di pianificazione ad incidenza territoriale previsti dalle normative di settore, ivi compresi quelli degli enti gestori delle aree naturali protette, secondo quanto previsto dalle disposizioni normative di cui all’art. 6, comma 4, delle presenti norme.

Ai sensi dell’art. 2, comma 9, L.R.7 ottobre 2009, n. 20 “Norme per la pianificazione paesaggistica”, i Comuni e le Province adeguano i propri piani urbanistici generali e territoriali alle previsioni del PPTR entro un anno dalla sua entrata in vigore I Comuni e le Province adeguano i propri piani urbanistici e territoriali alle previsioni del PPTR entro un anno dalla data della sua entrata in vigore assicurando la partecipazione degli organi ministeriali al procedimento medesimo nei modi stabiliti dallo stesso PPTR. Entro il medesimo termine, la Regione provvede al coordinamento e alla verifica di coerenza degli atti della programmazione e della pianificazione regionale con le previsioni del PPTR.

Con riferimento alla pianificazione paesaggistica, la Regione Puglia con DGR 1756/2015 ha approvato il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), che ha sostituito il precedente Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/p), redatto ai sensi della Legge 431/85 (Legge Galasso) ed approvato con DGR n. 1748 del 15 dicembre 2000.

6.1.3.1 Rapporto di compatibilità con le prescrizioni del PPTR

Per quanto riguarda la verifica della compatibilità del progetto al P.P.T.R., sono stati presi in considerazione gli elaborati del Piano che risultano attinenti con le tematiche ambientali e paesaggistiche del presente Studio (Rif. EO. APR01.PD. C.01 - Inquadramento rispetto al PPTR).

Si elencano di seguito le componenti considerate e la compatibilità del progetto:

Componenti geomorfologiche: gli aereogeneratori non intercettano aree di versante o altre componenti geomorfologiche (ulteriori contesti paesaggistici); le uniche interferenze sono ascrivibili al cavidotto. Quest'ultimo sarà interamente interrato e di conseguenza non inciderà sulla valenza paesaggistica di tali componenti.

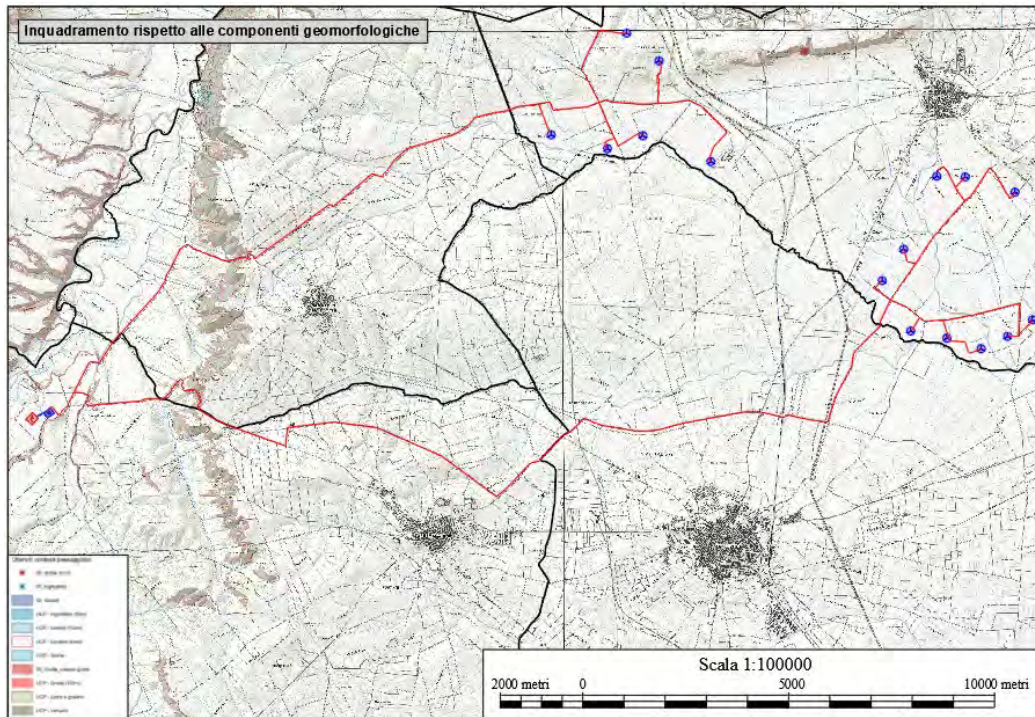


Figura 22- Stralcio PPTR: Componenti geomorfologiche (Rif.EO. APR01.PD. C.01)

Componenti idrologiche: gli aereogeneratori non intercettano corpi idrici tutelati ai sensi del D.Lgs 42/2004 né altre componenti idrologiche. Le uniche interferenze sono ascrivibili al cavidotto, per il quale si prevederanno degli attraversamenti tramite l'utilizzo di trivellazioni orizzontali controllate (TOC) in modo tale da non compromettere il naturale deflusso degli stessi.

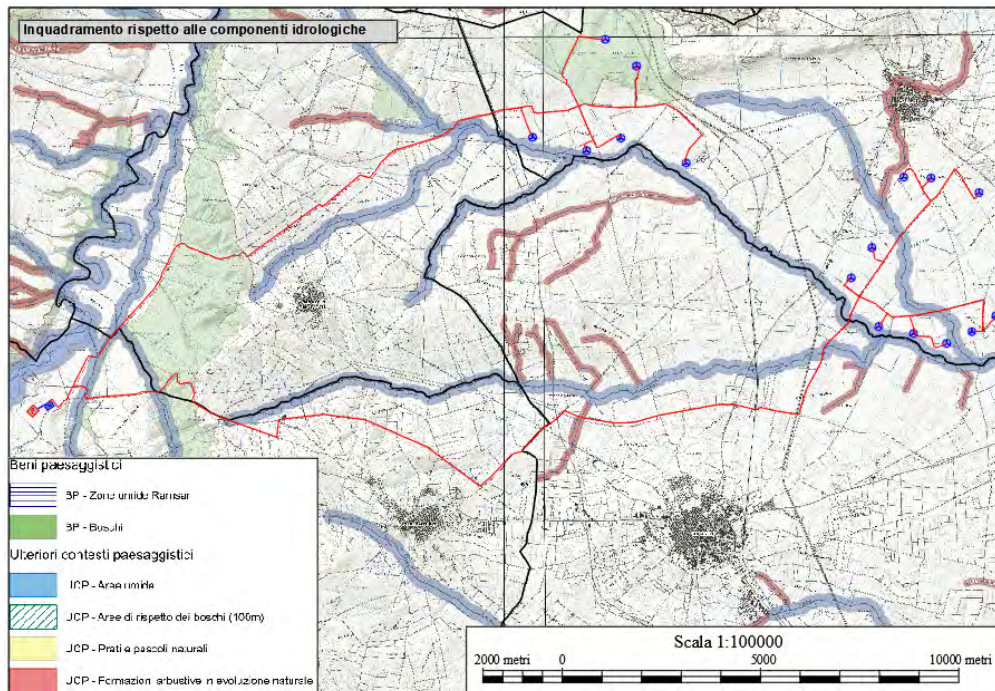


Figura 23 - Stralcio PPTR: Componenti idrologiche (Rif.EO.APR01.PD. C.01)

Componenti botanico-vegetazionali: le opere di progetto non intercettano componenti botanico-vegetazionali quali boschi, zone umide, prati e pascoli naturali, formazioni arbustive o aree di rispetto dei boschi;

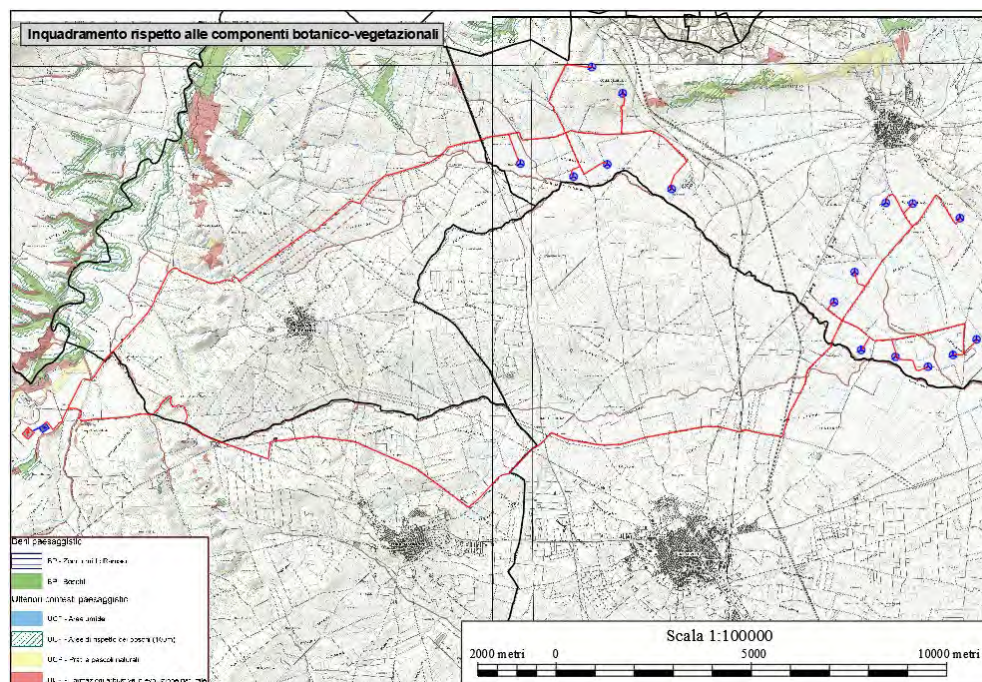


Figura 24 - Stralcio PPTR: Componenti botanico-vegetazionali (Rif.EO.APR.01.PD. C.01)

Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici: gli aerogeneratori non ricadono in aree protette, parchi naturali e regionali. Le uniche interferenze sono ascrivibili al tracciato del cavidotto il quale attraversa per circa 2,5 km il Parco naturale Regionale del Fortore. Si sottolinea nuovamente che il cavidotto sarà completamente interrato e pertanto non rappresenta una interferenza con gli habitat presenti all'interno del parco. Per approfondimenti sulla compatibilità rispetto alla componente naturalistica si rimanda alla valutazione di incidenza allegata al presente studio.

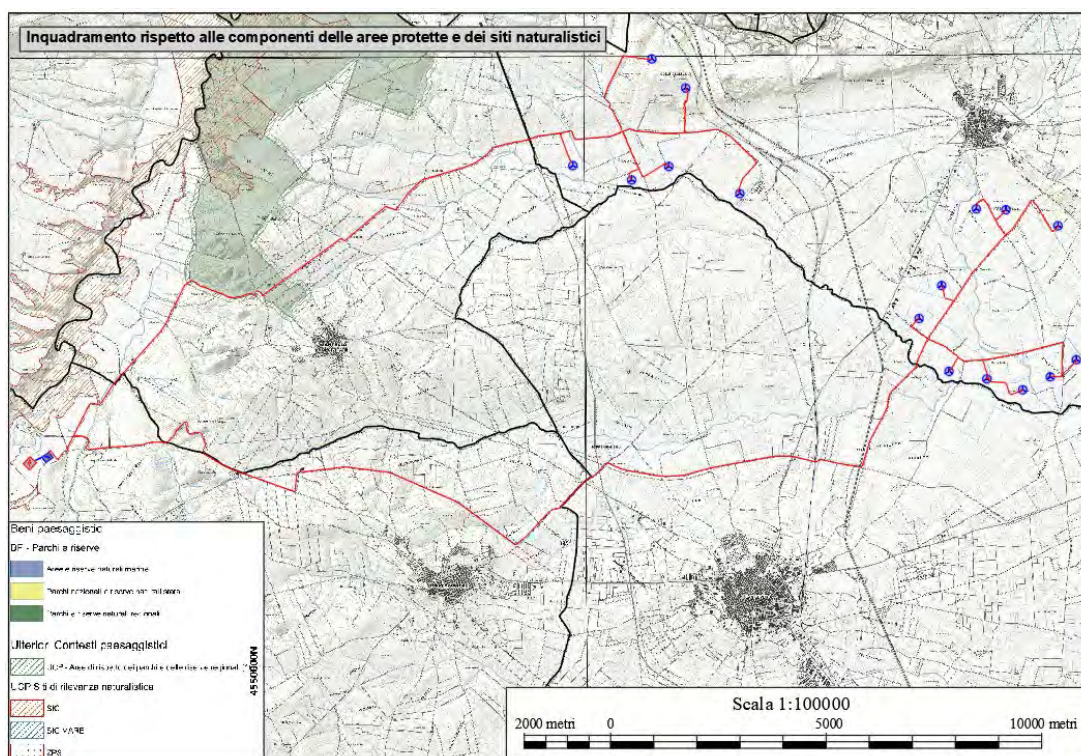


Figura 25– Stralcio PPTR: Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici (Rif.EO. APR01.PD. C.01)

Struttura antropica e storico-culturale: l'area di progetto non interessa componenti culturali ed insediative, le uniche interferenze sono ascrivibili al tracciato del cavidotto il quale intercetta aree gravate da usi civici e strade appartenenti alla rete dei tratturi. Riguardo alle particelle gravate da usi civici si precisa che il cavidotto sarà completamente interrato e che percorrerà strada esistente pertanto non compromette il valore paesaggistico dell'area. La rete dei tratturi viene invece intercettata in più punti: i punti di attraversamento verranno realizzati tramite trivellazione orizzontale controllata; riguardo ai tratti di cavidotto previsti in parallelo rispetto al tracciato del tratturo, si precisa che il cavidotto sarà completamente interrato e che in seguito alla messa in posa dello stesso verrà ripristinato lo stato ante operam delle strade. Per maggiori approfondimenti riguardo alle interferenze con la rete dei tratturi si rimanda alla relazione paesaggistica allegata al presente studio di impatto ambientale (EO. APR01.PD.RP01-Relazione paesaggistica).

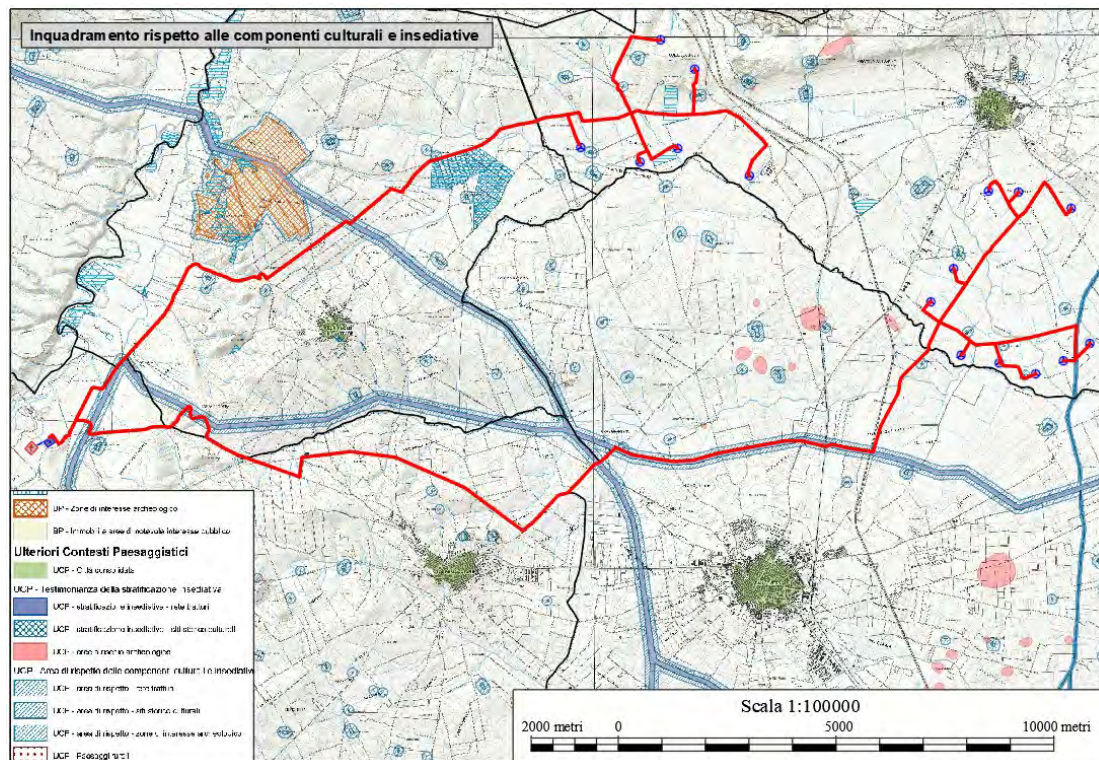


Figura 26 – Stralcio PPTR: Componenti culturali ed insediative (Rif.EO. APR01.PD. C.01)

Componenti dei valori percettivi: l'area di progetto non interessa strade a valenza paesaggistica o strade panoramiche, le uniche interferenze sono ascrivibili al tracciato del cavidotto esterno il quale percorre per alcuni tratti la strada provinciale n.46 considerata a valenza paesaggistica e brevi tratti della strada statale 16 ter classificata come strada panoramica. Per le considerazioni già fatte riguardo al tracciato del cavidotto, si può affermare anche in questo caso, che l'opera risulta compatibile con le linee guida e gli indirizzi di pianificazione del piano paesaggistico territoriale regionale della regione Puglia.

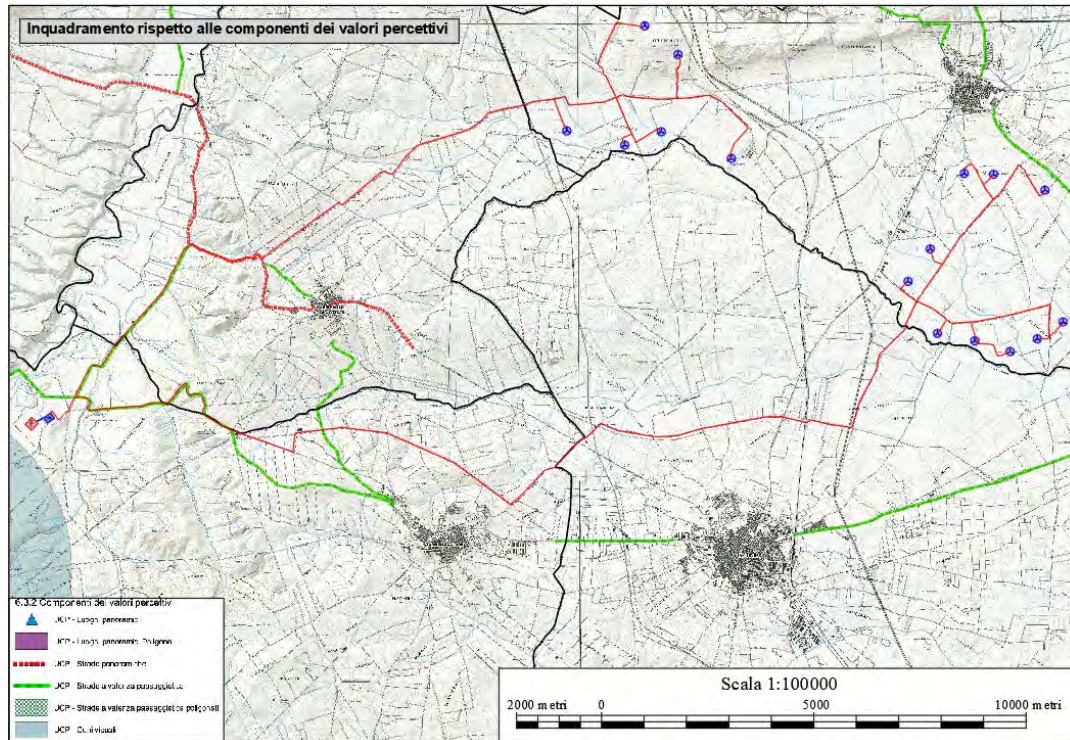


Figura 27 -Stralcio PPTR: Componenti dei valori percettivi (Rif.EO. APR01.PD. C.01)

Come si vedrà in dettaglio nella Relazione paesaggistica allegata per ciò che riguarda i Beni Paesaggistici e culturali oggetto di tutela e per gli Ulteriori Contesti Paesaggistici individuati dal PPTR ai sensi dell'art. 143 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, potenziali interferenze riguardano esclusivamente l'elettrodotto interrato di collegamento tra l'area di progetto e la sottostazione. Si vuole sottolineare inoltre che le aree sopracitate e segnalate dal PPTR non saranno interessate dall'ingombro degli aereogeneratori o dalle opere civili annesse.

Le interferenze del cavidotto esterno, che saranno esplicitate di seguito, sono nel complesso relative ad Ulteriori Contesti Paesaggistici (aree di versante), ad usi civici e rete dei tratturi (tutelati i sensi del D.Lgs 42/2004) e a componenti dei valori percettivi (strada a valenza paesaggistica e/o panoramica).

Si vuole sottolineare fin da subito che in merito alle aree di versante la determina n.298 del 15/10/2020 (DETERMINAZIONE DEL DIRIGENTE SERVIZIO VIA E VINCA 15 ottobre 2020, n. 298) pubblicata sul BURP n.147 del 22/10/2020 stabilisce quanto di seguito riportato:

"...L'art. 53 delle NTA individua le "Misure di salvaguardia e di utilizzazione per i "Versanti", in cui al comma 3 si dimostra che il cavidotto interrato previsto in progetto rientra negli interventi ammissibili.

L'art. 86 individua gli "Indirizzi per le componenti dei valori percettivi", in cui si dimostra che il cavidotto interrato previsto in progetto non rientra negli interventi non ammissibili, poiché l'opera essendo interrata non compromette in alcun modo l'integrità percettiva delle visuali panoramiche".

In definitiva, il progetto risulta compatibile con le norme di tutela vigenti ed è localizzato in aree non ricomprese tra quelle considerate "inidonee" e individuate con RR n. 24/2010 della Regione Puglia in adempimento al DM 09/2010.

La compatibilità e conformità con le Norme del PPTR risulta pertanto verificata.

6.1.4 D.G.R n 2122 del 23/10/2012

Il 6 giugno 2014, sulla base della deliberazione n. 2122 del 23/10/2013, il Dirigente del servizio Ecologia ha adottato il provvedimento n.162 avente titolo "Indirizzi applicativi per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella valutazione di impatto ambientale: regolamentazione degli aspetti tecnici e di dettaglio".

Le linee guida forniscono gli elementi per identificare:

- Metodo e criteri per l'individuazione delle Aree Vaste ai fini degli impatti Cumulativi;
- Le componenti e tematiche ambientali che devono essere oggetto di valutazione;

A tal fine verrà identificato un Dominio degli impianti che determinano impatti cumulativi, ovvero il novero di quelli insistenti, cumulativamente, a carico dell'iniziativa oggetto di valutazione (per la quale esiste l'obbligo della valutazione di impatto cumulativo ai sensi della DGR 2122/2013). Tale Dominio è definito da opportuni sottoinsiemi di tre famiglie di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;

- A: impianti compresi fra la soglia di AU e quella di Verifica di Assoggettabilità;
- B: sottoposti all'obbligo di verifica di assoggettabilità/V.I. A;
- S: sottosoglia rispetto all'A.U.

Si vuole sottolineare che tale studio, ed in particolare la valutazione degli impatti cumulativi, è stato redatto seguendo le indicazioni fornite dalla DGR 2122 del 23/10/2012 così come ben esplicitato nella Parte III del SIA. Per tale ragione si può dunque affermare che il progetto risulta compatibile con i criteri di progettazione proposti dal suddetto decreto.

6.1.5 Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Foggia

Secondo il quadro legislativo regionale, ai sensi della legge regionale 15 dicembre 2000, n.25 della Regione Puglia "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi in materia di urbanistica e pianificazione territoriale e di edilizia residenziale pubblica", il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) deve individuare gli obiettivi generali relativi all'assetto e alla tutela territoriale e ambientale, definendo, inoltre, le conseguenti politiche, misure e interventi da attuare di competenza provinciale.

Il PTCP ha, inoltre, il valore e gli effetti dei piani di tutela nei settori della protezione della natura, della tutela dell'ambiente, delle acque e della difesa del suolo e della tutela delle bellezze naturali, a condizione che la definizione delle relative disposizioni avvenga nelle forme di intesa fra la Provincia e le Amministrazioni Regionali e Statali competenti.

Costituisce un atto di programmazione generale che definisce gli indirizzi strategici di assetto del territorio a livello sovracomunale, con riferimento al quadro delle infrastrutture, agli aspetti di salvaguardia paesistico-ambientale, all'assetto idrico, idrogeologico e idraulico-forestale, previa intesa con le autorità competenti in tali materie, nei casi di cui all'articolo 57 del d.lgs. n. 112/1998 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59".

In particolare individua:

- le diverse destinazioni del territorio in considerazione della prevalente vocazione delle sue parti;
- la localizzazione di massima sul territorio delle maggiori infrastrutture e delle principali linee di comunicazione;
- le linee di intervento per la sistemazione idrica, idrogeologica e idraulico-forestale e in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;
- le aree destinate all'istituzione di parchi o riserve naturali. Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) della Provincia di Foggia è stato approvato con delibera del consiglio provinciale n°84 il 21/12/2009 e pubblicato sul bollettino ufficiale della Regione Puglia in data 20 maggio 2010.

Valutando l'assetto territoriale (Tavola C), le opere in progetto rientrano in un contesto rurale produttivo ma nell'area di analisi sono presenti anche contesti rurali ambientali a prevalente assetto forestale, non intercettati.

Per quanto concerne i contesti rurali, gli strumenti urbanistici comunali disciplinano le opere e l'insediamento delle seguenti attività, nel rispetto di tutte le altre disposizioni del PTCP:

- interventi sul patrimonio edilizio esistente non più connesso con l'attività agricola;
- interventi sul patrimonio edilizio esistente e le nuove costruzioni necessarie alla conduzione dei fondi agricoli, all'esercizio delle attività agricole e di quelle connesse o integrative del reddito dell'azienda agricole;
- opere di urbanizzazione;
- impianti di distribuzione di carburanti e stazioni di servizio;
- impianti di smaltimento e di recupero di rifiuti;
- attività di estrazione e di eventuale trattamento di inerti estratti, purché disciplinate da autorizzazioni transitorie e da obblighi convenzionali per il ripristino ambientale all'esaurimento delle attività;
- campi attrezzati per la sosta nomadi;
- impianti per servizi generali o di pubblica utilità;
- allevamenti zootecnici industriali attività di allevamento e custodia di animali non ad uso alimentare;
- attività vivaistiche e relativi eventuali spazi commerciali;
- attività culturali, sportive e ricreative, di promozione di prodotti e manufatti di artigianato locale e finalizzate al riuso e al recupero degli immobili esistenti compatibile con il contesto locale e paesaggistico e che per la loro esecuzione non comportino la costruzione di nuovi edifici o la realizzazione di ampie superfici pavimentate/impermeabilizzate;
- attività ricreative, ricettive, sportive e per il tempo libero di piccola dimensione di uso familiare e connesse ad attività agrituristiche purché finalizzate alla integrazione del reddito dell'azienda agricola e non comportino la realizzazione di nuovi edifici o superfici coperte, quali piscine, campi da bocce e simili;
- impianti aziendali o interaziendali per la produzione di energia eolica, solare e a biomasse purché ad integrazione del reddito agricolo;
- attività agroindustriali e produttive preesistenti.

In accordo alle Norme Tecniche di Attuazione del PTCP di Foggia, le opere del progetto rientrano tra quelle previste nell'ambito rurale, ovvero tra gli impianti per servizi generali o di pubblica utilità, pertanto sono compatibili con il suddetto Piano.

La Tavola B1 “Elementi di matrice naturale” individua elementi paesaggistici di matrice naturale al fine della corretta gestione del territorio e della tutela del paesaggio e dell’ambiente e ne disciplina gli usi e le trasformazioni ammissibili.

Il sito oggetto del seguente Studio di Impatto Ambientale risulta essere caratterizzato da uso del suolo principalmente agricolo. Tali aree sono sottoposte alle misure di tutela e salvaguardia previsti dagli strumenti urbanistici comunali che concorrono alla tutela, conservazione e valorizzazione del paesaggio agrario.

Il suddetto progetto risulta in linea con le linee guida proposte dal PTCP di Foggia in quanto gli aereogeneratori in fase di esercizio avranno un impatto ridotto sui suoli dato dal ridotto consumo di suolo che permette di conservare la qualità dei suoli destinati alla produzione agricola.

Riguardo all’elaborato “Tutela dell’identità culturale: elementi di matrice antropica”, questo individua e perimetra tutte le aree e beni già individuati dal PPTR, si rimanda pertanto al paragrafo precedente per la compatibilità dell’opera con l’elaborato appena citato.

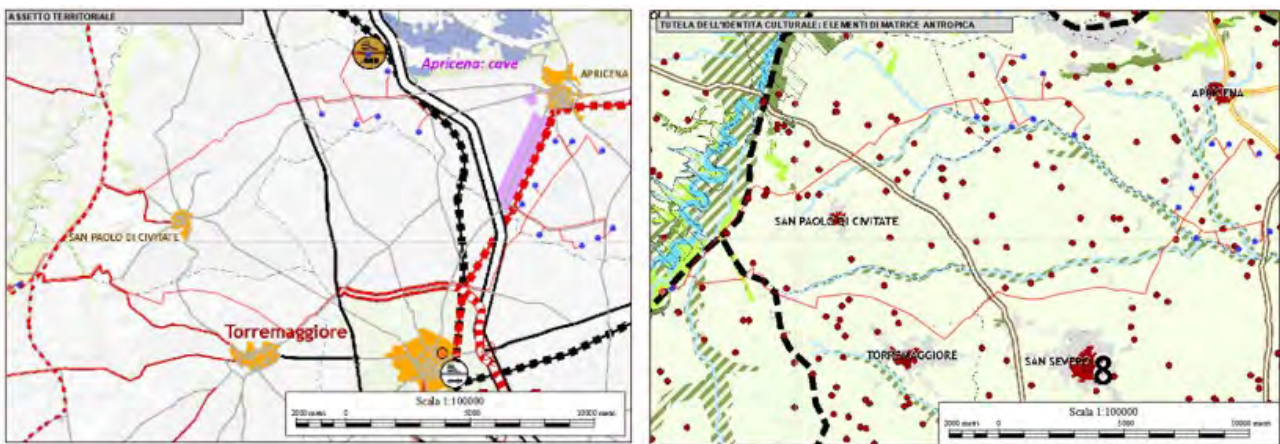


Figura 28-Stralcio PTCP: Assetto territoriale e tutela dell’identità culturale (Rif. EO. APR01.PD. C.02)

L’elaborato A1 “Tutela dell’integrità fisica” individua le aree soggette a pericolosità geomorfologica e idraulica. L’area di progetto e le opere annesse non ricadono in aree a pericolosità idraulica e geomorfologica (vedi figura successiva). Le uniche interferenze sono ascrivibili al tracciato del cavidotto: tale aspetto risulta approfondito all’interno del paragrafo dedicato all’inquadramento rispetto al P.A.I.

L’elaborato A2 “Vulnerabilità degli acquiferi” del Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale individuano le aree caratterizzate da tre differenti livelli di vulnerabilità intrinseca potenziale degli acquiferi:

- Normale (N);

- Significativa (S);
- Elevata (E).

Il sito ricade in territorio rurale ad Elevata e Significativa vulnerabilità degli acquiferi (vedi figura successiva), nei quali non sono ammessi:

- nuovi impianti di zootecnia di carattere industriale;
- nuovi impianti di itticoltura intensiva;
- nuove manifatture a forte capacità di inquinamento;
- nuove centrali termoelettriche;
- nuovi depositi a cielo aperto e altri stoccaggi di materiali inquinanti idroveicolabili;
- la realizzazione e l'ampliamento di discariche, se non per i materiali di risulta dell'attività edilizia completamente inertizzati.

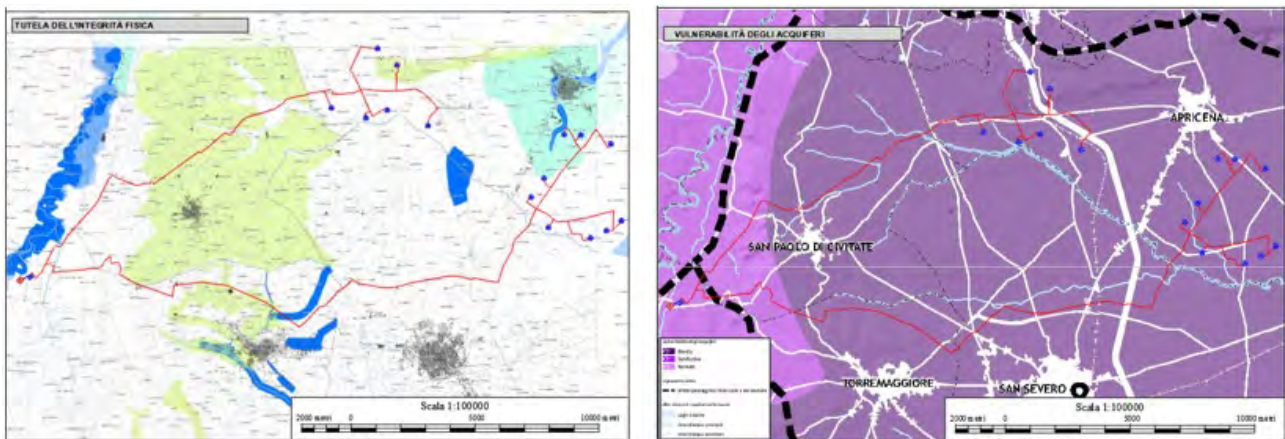


Figura 29- Stralcio PTCP: Tutela dell'integrità fisica e vulnerabilità degli acquiferi (Rif. EO. APR01.PD. C.02)

Infine, in riferimento agli elaborati relativi agli elementi di matrice naturale (Tavola B1) e al sistema delle qualità (Elaborato S1), il progetto proposto non interferisce né con le reti ecologiche né con la rete dei beni culturali.

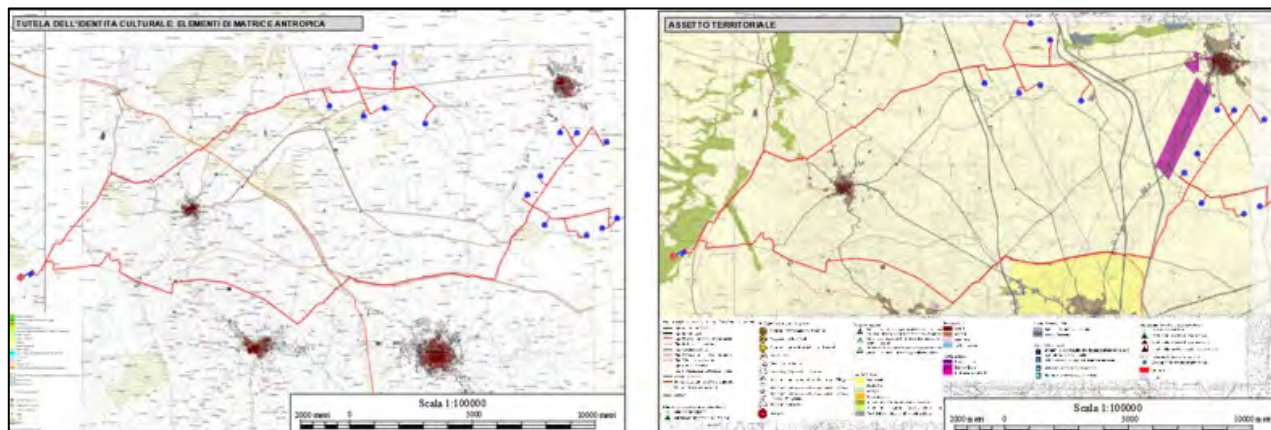


Figura 30 - Stralcio PTCP: tutela dell'identità culturale, elementi di matrice naturale (Rif. EO. APR01.PD. C.02)

A valle di quanto appena esposto il progetto risulta in linea con le norme tecniche del PTCP della provincia di Foggia.

6.1.6 Piano Urbanistico Generale del Comune di Apricena

Il Piano regolatore Generale di Apricena è stato approvato con deliberazione G.R. n. 625 del 22.04.2008 pubblicata sul BUR Puglia n. 83 del 27.05.2008 – G.U. 153 del 02.07.2008. si riporta di seguito un elenco delle varianti approvate:

- delibera G.R. n. 544 del 24.03.2011 - BURP n. 58 del 19.04.2011 – G.U. n. 117 del 21.05.2011;
- delibera C.C. n. 11 del 09.05.2011 - BURP n. 99 del 23.06.2011;
- delibera G.R. n. 713 del 11.04.2012 - BURP n. 70 del 16.05.2012 GU n. 275 del 24.11.2012 - controdeduzioni con delibera C.C. n. 20 del 15.06.2012.

Il piano regolatore generale di Apricena si applica all'intero territorio comunale, secondo quanto previsto dalle norme tecniche dia attuazione correlate al suddetto piano, nonché dagli elaborati grafici di progetto. Gli elaborati di analisi e di interpretazione del territorio e della struttura urbana sono quelli dell'originario progetto di P.R.G. adottato con delibera C.C. n. 232 del 01.08.89. Nella fase di recepimento delle prescrizioni della Regione Puglia di cui alla delibera G.R. n. 845 del 10.03.97 è stata effettuata una più attenta ricognizione dello stato di fatto e di diritto del territorio comunale ed un completo rifacimento degli elaborati di progetto che sono:

P1. Zonizzazione del territorio comunale (1:10.000);

P2. Zonizzazione del centro urbano (scala 1:2.000);

P3. Norme tecniche di attuazione;

P4. Regolamento edilizio;

P5. Relazione generale.

Il P.R.G. regola inoltre l'attività edificatoria nelle varie zone in cui è suddiviso il territorio comunale per mezzo di prescrizioni quantitative e qualitative che si aggiungono alle disposizioni derivanti da leggi e regolamenti comunque in vigore.

Come mostra la figura successiva, le opere di progetto ricadono in "Area agricola normale" (Art. 16 delle NTA):

"...In questa zona gli interventi sono tesi allo sviluppo, al mantenimento ed al recupero del patrimonio agricolo ed alla migliore funzionalità delle unità produttive esistenti: pertanto sono consentite esclusivamente le costruzioni destinate alla residenza rurale ed alle attrezzature ed infrastrutture strettamente necessarie alla conduzione dei fondi (quali stalle, silos, magazzini per la lavorazione dei prodotti agricoli) ed il rilascio del permesso di costruire è subordinato al mantenimento della destinazione dell'immobile al servizio dell'attività agricola per almeno 10 anni. Particolare interesse dovrà essere rivolto alle costruzioni rurali esistenti; per esse dovrà essere eseguito uno studio che promuoverà il recupero edilizio e la loro corretta utilizzazione; a tal fine dovranno essere scoraggiate iniziative rivolte alla demolizione di detto patrimonio. Per gli interventi di nuova edificazione destinati a residenza, comunque riferiti all'intera azienda agricola, valgono le prescrizioni del terzo e quarto comma dell'art. 9 della L.R. n. 6/79 e successive modifiche ed integrazioni; essi devono essere riferiti a superfici non inferiori alla minima unità colturale di cui all'art. 846 del Codice Civile e comunque realizzati nel rispetto dei seguenti indici: $I_f = 0,03 \text{ mc/mq}$ $U_m = 5.000 \text{ mq}$ per terreni distanti fino a 1.500 ml dal perimetro urbano e 10.000 mq per i restanti terreni $H_m = 7,5 \text{ ml}$ (esclusi i silos) $D_c = 5,00 \text{ ml}$, $D_f = 10,00 \text{ ml}$ $D_s = 10,00 \text{ ml}$ Per le aziende con terreni non confinanti dello stesso comune è ammesso l'accorpamento dei volumi edificabili al lordo dei volumi esistenti; l'asservimento delle singole aree deve risultare da apposito atto di vincolo, regolarmente trascritto e registrato a cura e spese del richiedente (L.R. n. 56/80, art. 51, lettera "g"); ai fini dell'asservimento non possono considerarsi le aree destinate a cave. Sono compatibili con le destinazioni d'uso di questa zona di piano gli interventi per l'agriturismo previsti dalla legislazione regionale e nazionale vigente in materia. Gli interventi di nuova edificazione destinati ad attività produttive devono essere dimensionati in funzione delle necessità strettamente correlate con la conduzione dei fondi e la lavorazione dei prodotti agricoli".

Il parco eolico in fase di esercizio occuperà solo una porzione (piazze a regime) delle particelle in questione, la restante parte potrà continuare ad essere utilizzata come terreno agricolo ed essere dunque destinata alle attività previste dalle norme tecniche di attuazione del piano regolatore generale.

Si ritiene pertanto che la realizzazione del campo eolico proposto non costituisca un'interferenza con quanto previsto dal PRG di Apricena.

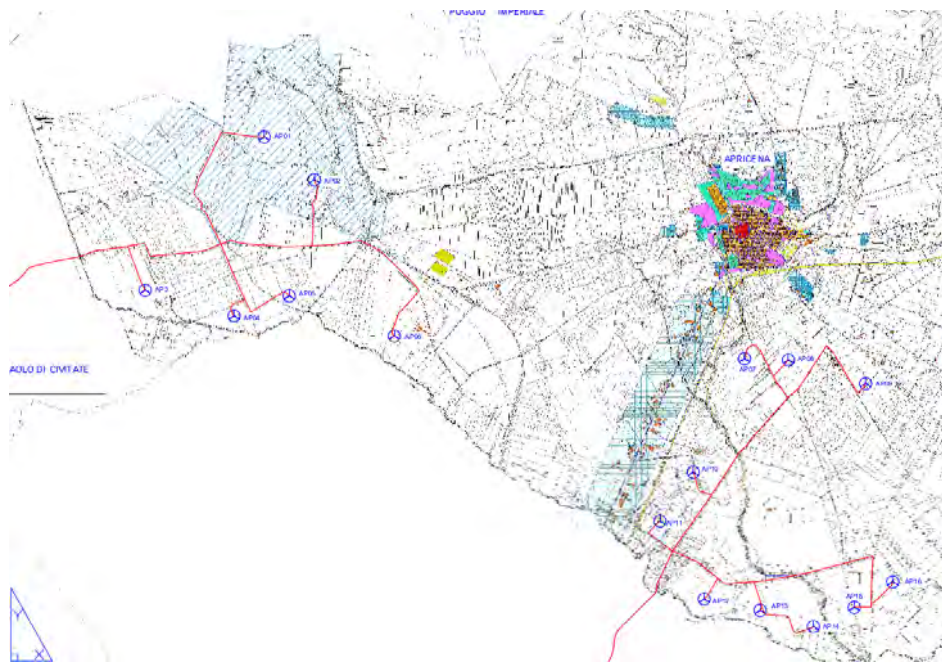


Figura 31 – Stralcio Piano Regolatore Generale Apricena (Rif. Inquadramento rispetto allo strumento comunale vigente- EO. APR01.PD. C.05)

Riguardo agli aereogeneratori AP01 E AP02, questi ricadono in vincolo idrogeologico Fosso dell'Elce-Rodisani-Beccherini-Belvedere: **le NTA del PRG non prevedono particolari prescrizioni in tali aree; si ritiene pertanto che la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico e le opere annesse non costituiscano un'interferenza con quanto previsto dal PRG.**

6.1.7 Piano Urbanistico Generale del Comune di San Severo

La legge regionale del 27 luglio 2001, n. 20 individua come pianificazione urbanistica comunale il Piano urbanistico generale (PUG) e i PUE. Il comune di San Severo ha adeguato la strumentazione urbanistica vigente al PUTT/p con l'adozione definitiva del PUG. Il PUG si articola in previsioni strutturali e previsioni programmatiche.

Le previsioni strutturali:

- a) identificano le linee fondamentali dell'assetto dell'intero territorio comunale, derivanti dalla ricognizione della realtà socio-economica, dell'identità ambientale, storica e culturale dell'insediamento, anche con riguardo alle aree da valorizzare e da tutelare per i loro particolari aspetti ecologici, paesaggistici e produttivi;
- b) b) determinano le direttrici di sviluppo dell'insediamento nel territorio comunale, del sistema delle reti infrastrutturali e delle connessioni con i sistemi urbani contermini.

Le previsioni programmatiche:

- a) definiscono, in coerenza con il dimensionamento dei fabbisogni nei settori residenziale, produttivo e infrastrutturale, le localizzazioni delle aree da ricomprendere in PUE, stabilendo quali siano le trasformazioni fisiche e funzionali ammissibili;
- b) disciplinano le trasformazioni fisiche e funzionali consentite nelle aree non sottoposte alla previa redazione di PUE. La redazione di PUE è obbligatoria per le aree di nuova urbanizzazione, ovvero per le aree da sottoporre a recupero.

Ai sensi dell'art. 2, comma 9, L.R.7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica", i Comuni e le Province adeguano i propri piani urbanistici generali e territoriali alle previsioni del PPTR entro un anno dalla sua entrata in vigore.

Il comune di San Severo ha adottato con delibera di Consiglio Comunale n. 43 del 07/09/2019 il provvedimento di adeguamento della strumentazione urbanistica vigente ai sensi dell'art. 97 del PPTR. Al termine del percorso di sperimentazione il responsabile del Servizio Pianificazione Strategica, Qualità del Paesaggio e Sviluppo Locale, ha predisposto gli elaborati scritto-grafici costituenti la proposta di Adeguamento del PUG al PPTR. Al termine della fase di consultazione, osservazioni e controdeduzioni, il comune di San Severo ha trasmesso gli elaborati contro-dedotti alla Regione Puglia che in applicazione



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	104 di 138

dell'art. 97 comma 7 delle NTA del PPTR, con propria Deliberazione della Giunta Regionale n. 2436 del 21/12/2018:

-ha recepito le determinazioni assunte dalla conferenza dei servizi nelle riunioni del 2 agosto 2018, 13 settembre 2018, 26 settembre 2018 e 4 ottobre 2018;

-ha espresso il parere di compatibilità paesaggistica dell'Adeguamento del PUG di San Severo al PPTR;

-ha preso atto dell'elenco degli elaborati; -ha approvato gli aggiornamenti e le rettifiche degli elaborati del PPTR, specificando che gli stessi acquisiranno efficacia con l'approvazione dell'Adeguamento da parte del Consiglio comunale di San Severo.

Infine con Delibera di Consiglio Comunale n. 26 del 05/04/2019 è stato approvato definitivamente l'adeguamento del PUG al PPTR.

Dall'analisi cartografica risulta che:

- il cavidotto percorre per circa 6 km un'area di pertinenza dei tratturi;
- il cavidotto attraverserà per circa 4 km da "aree interessate dall'oasi di protezione ai sensi dell'ex DM 15/10/71.

Non sono previste ulteriori interferenze con beni segnalati dagli elaborati grafici allegati al PUG di San Severo (Rif.EO. APR01.PD. C.05.3.2).

Il comune di San Severo non sarà interessato dalla realizzazione degli aereogeneratori ma esclusivamente dal tracciato del cavidotto esterno il quale è stato previsto interamente su strada esistente e completamente interrato. Nel caso in cui vengano previste delle interferenze o degli attraversamenti, ove necessario, verrà utilizzata la tecnica della trivellazione orizzontale controllata.

Tale opera non è da considerarsi in contrasto con quanto previsto dalle NTA del PUG di San Severo pertanto il progetto risulta compatibile con il suddetto piano di programmazione comunale.

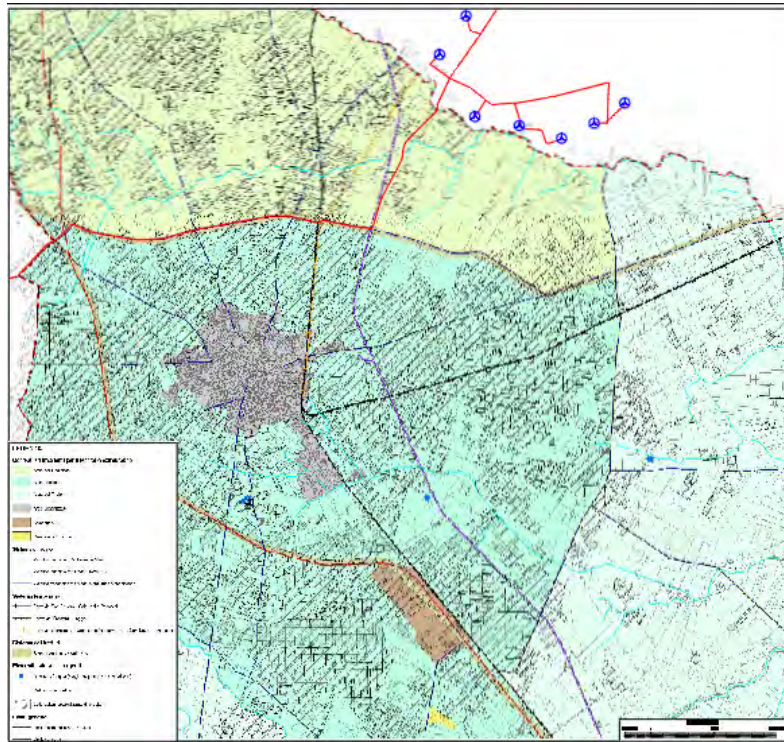


Figura 32- Stralcio Piano Urbanistico Generale di San Severo (Rif. Inquadramento rispetto al PUG d San Severo- EO. APR01.PD. C.05.3.1)

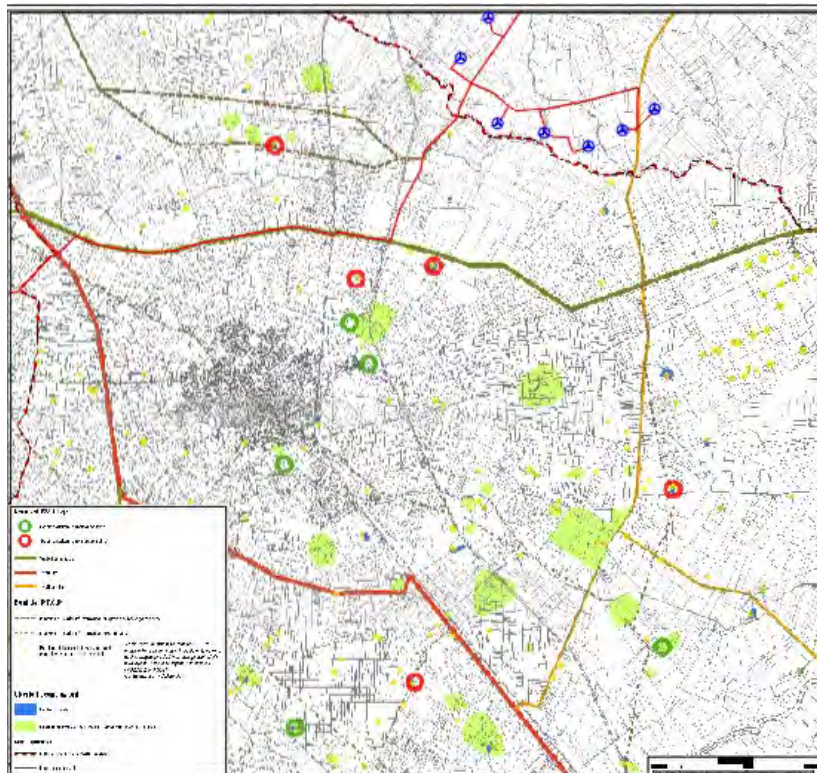


Figura 33- Stralcio Piano Urbanistico Generale di San Severo (Rif. Inquadramento rispetto al PUG d San Severo- EO. APR01.PD. C.05.3.2)

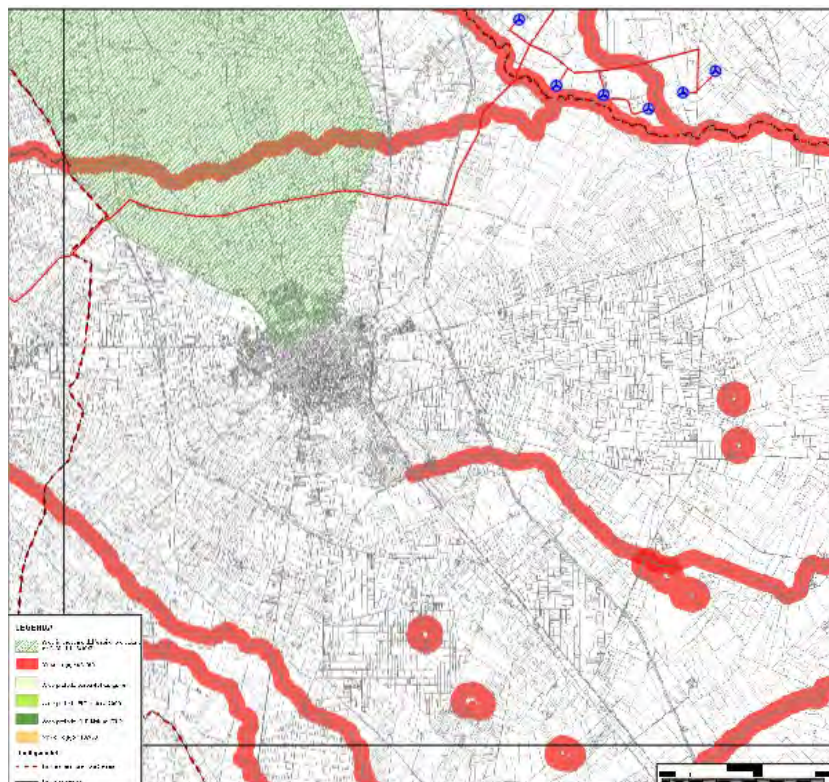


Figura 34- Stralcio Piano Urbanistico Generale di San Severo (Rif. Inquadramento rispetto al PUG di San Severo- EO. APR01.PD. C.05.3.3)

6.1.8 Piano Urbanistico Generale del Comune di Torremaggiore

Il comune di Torremaggiore è dotato di Piano Regolatore Generale e di Piani Esecutivi (Adeguamento alla deliberazione n.219 del 07/06/94).

Tale strumento urbanistico vigente, approvato nel 1980 (pur con varianti parziali successive), è ormai del tutto superato – sia sul piano formale, sia sul piano sostanziale – essendo andato ben oltre il suo quindicennale periodo di validità. In funzione di questo risulta necessario per il comune di Torremaggiore, l’adeguamento rispetto ai nuovi strumenti di pianificazione territoriale del territorio pugliese.

In adeguamento all’Art. 11 della Legge Regionale n° 20/2001 “Norme generali di governo e uso del territorio”, il comune di Torremaggiore si è munito di Documento Programmatico Preliminare contenente gli obiettivi ed i criteri d’impostazione per il nuovo Piano Urbanistico Generale (P.U.G.).

Il Documento, che in questa fase è predisposto dalla Giunta ancora in forma propositiva, dopo che sarà stato adottato dal Consiglio Comunale rappresenterà – in termini sia formali che sostanziali – l’atto fondamentale in base al quale l’Amministrazione avvierà di conseguenza la predisposizione del nuovo P.U.G., sulla base degli obiettivi e dei criteri definiti.

Dall'analisi cartografica degli elaborati allegati al nuovo DPP risulta che:

- il cavidotto esterno attraversa il tratturo Nunziatella-Stignano;
- il cavidotto attraversa in un punto il tratturo Aquila-Foggia;
- il cavidotto attraversa elementi del sistema idrografico superficiale tutelati ai sensi del DLgs 42/2004;
- la sottostazione di utenza ricade in area IBA.

Il comune di Torremaggiore non sarà interessato dalla realizzazione degli aereogeneratori ma esclusivamente dal tracciato del cavidotto esterno, il quale è stato previsto interamente su strada esistente e completamente interrato, e della sottostazione di utenza. Nel caso delle interferenze con il tracciato del cavidotto appena descritte, ove necessario, verrà utilizzata la tecnica della trivellazione orizzontale controllata al fine di non compromettere il valore paesaggistico degli elementi intercettati.

Riguardo alla sottostazione di utenza, come già detto, questa ricade in area IBA, pertanto si provvederà a sottoporre l'intervento a Valutazione di Incidenza. Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla relazione di Valutazione di Incidenza allegata al presente studio di impatto ambientale (Rif. EO.APR01.PD.SIN.SIA.01).

A valle di quanto esposto il cavidotto e la sottostazione di utenza risultano compatibili con il vigente piano regolatore generale di Torremaggiore e con il documento programmatico preliminare.

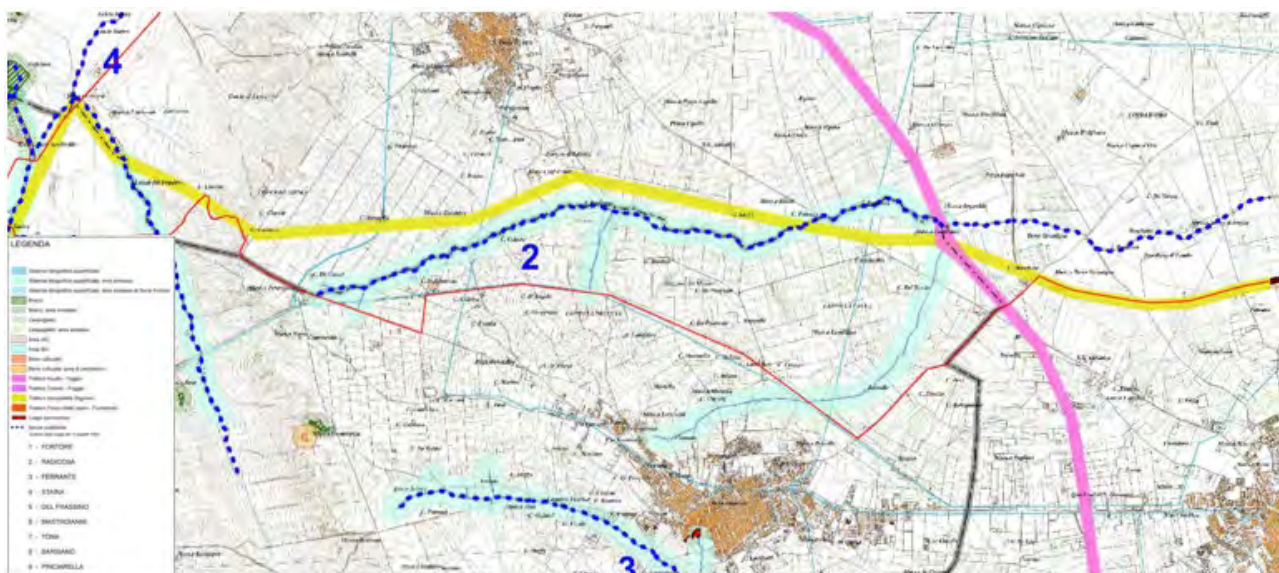


Figura 35- Piano Stralcio Documento Programmatico Preliminare del comune di Torremaggiore (Rif. EO. APR01.PD.05.2.1)

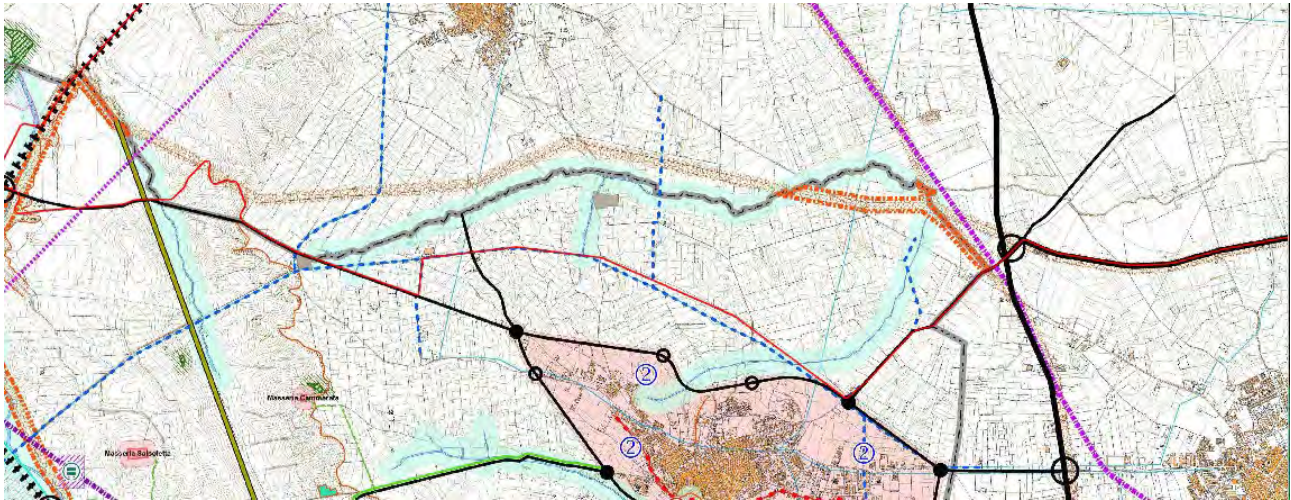


Figura 36- Piano Stralcio Documento Programmatico Preliminare del comune di Torremaggiore (Rif. EO. APR01.PD.05.2.2)

6.2 Strumenti di tutela delle aree naturali protette

Il paragrafo è incentrato sulla disamina dei diversi livelli di tutela che riguardano l'area vasta e quella strettamente interessata dal progetto. Particolare attenzione è rivolta al sistema delle tutele delle aree protette, alla pianificazione paesaggistica e ambientale e ad alcuni piani o norme di settore che interessano nello specifico la tipologia di intervento.

6.2.1 Il sistema delle aree naturali protette

Si citano di seguito le principali categorie di Aree Naturali Protette:

Aree istituite dalla Legge Quadro sulle Aree Protette (394/91), che classifica le aree naturali protette in:

Parchi Nazionali: aree al cui interno ricadono elementi di valore naturalistico di rilievo internazionale o nazionale, tale da richiedere l'intervento dello Stato per la loro protezione e conservazione. Sono istituiti dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio;

Parchi naturali regionali e interregionali: aree 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. Questi sono istituiti dalle Regioni.

Riserve naturali: aree al cui interno sopravvivono specie di flora e fauna di grande valore conservazionistico o ecosistemi di estrema importanza per la tutela della diversità biologica.

La Rete Natura 2000 - La Rete Natura 2000: costituisce la più importante strategia di intervento per la conservazione della biodiversità presente nel territorio dell'Unione Europea ed in particolare la tutela di una serie di habitat e di specie animali e vegetali rari e minacciati. I siti della Rete Natura 2000 sono regolamentati dalle Direttive Europee 79/409/CEE, concernente la conservazione degli uccelli selvatici (Direttiva Uccelli), e 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali della flora e della fauna selvatiche (Direttiva Habitat). La Rete Natura 2000 è costituita dall'insieme delle:

- Zone di Tipo A, comprendenti le Zone di Protezione Speciale (ZPS);
- Zone di Tipo B, comprendenti i Siti di Interesse Comunitario (SIC) e le Zone Speciali di Conservazione (ZSC)
- Zone di Tipo C, comprendenti le ZPS unitamente alle ZSC.

Le Important Bird Areas (IBA) - L'acronimo IBA, Important Bird Areas, identifica le aree strategicamente importanti per la conservazione delle oltre 9.000 specie di uccelli che vi risiedono stanzialmente o stagionalmente. Tali siti sono individuati in tutto il mondo sulla base di criteri ornitologici applicabili su larga scala da parte di associazioni non governative che fanno parte di BirdLife International, un'associazione internazionale che riunisce oltre 100 associazioni ambientaliste e protezioniste. Le IBA vengono identificate applicando un complesso sistema di criteri che si basa su soglie numeriche e percentuali applicate alle popolazioni di uccelli che utilizzano regolarmente il sito.

Le Zone Umide Ramsar - Le Zone Umide (Ramsar, Iran, 1971), sono state individuate a seguito della "Convenzione di Ramsar", un trattato intergovernativo che fornisce il quadro per l'azione nazionale e la cooperazione internazionale per la conservazione e l'uso razionale delle zone umide e delle loro risorse. La Convenzione è l'unico trattato internazionale sull'ambiente che si occupa di questo particolare ecosistema, e i paesi membri della Convenzione coprono tutte le regioni geografiche del pianeta. La missione della Convenzione è "la conservazione e l'utilizzo razionale di tutte le zone umide attraverso azioni locali e nazionali e la cooperazione internazionale, quale contributo al conseguimento dello sviluppo sostenibile in tutto il mondo". Le zone umide sono tra gli ambienti più produttivi al mondo. Conservano la diversità biologica e forniscono l'acqua e la produttività primaria da cui innumerevoli specie di piante e animali dipendono per la loro sopravvivenza; tali ambienti sostengono alte concentrazioni di specie di uccelli, mammiferi, rettili, anfibi, pesci e invertebrati. Le zone umide sono anche importanti depositi di materiale vegetale genetico. La Convenzione usa un'ampia definizione dei tipi di zone umide coperte nella sua missione, compresi laghi e fiumi, paludi e acquitrini, prati umidi e torbiere, oasi, estuari, delta e fondali di marea, aree marine costiere, mangrovie e barriere coralline, e siti artificiali come peschiere, risaie, bacini idrici e saline. Al centro della filosofia di Ramsar è il concetto di "uso razionale" delle zone umide, definito come "mantenimento della loro funzione ecologica, raggiunto attraverso l'attuazione di approcci ecosistemici, nel contesto di uno sviluppo sostenibile". Con il D.P.R 13/03/1976, n. 448 la Convenzione è diventata esecutiva.

L'inquadramento di area vasta permette di individuare le principali aree oggetto di tutela presenti nella parte settentrionale della provincia di Foggia in particolare alcuni Siti Natura 2000 (Direttiva 92/43 CEE, Direttiva 409/79 CEE, DPR 357/1997 e s.m.i.), due aree IBA (Important Birth Area) e Parchi Nazionali. Nell'area oggetto di studio sono presenti le seguenti aree:

- SIC IT9110027 Bosco Jancuglia – Monte Castello, distante 3,3 km dall'aereogeneratore n 9 e 4,4 dall'aereogeneratore n 16;

- ZPS IT9110037 Laghi di Lesina e Varano e SIC IT9110015 Duna e Lago di Lesina - Foce del Fortore, entrambi situati a nord a 6,8 km dall'aereogeneratore n 1;
- SIC IT9110002 Valle Fortore, Lago di Occhito, distante 5,8 km ad ovest dall'aereogeneratore n 3;
- Parco nazionale del Gargano, situato a 3,3 km ad est dall'aereogeneratore n 9;
- Parco regionale del fiume Fortore situato a 3,8 km ad ovest dall'aereogeneratore n 3;
- IBA 126 Monti della Daunia distante 13 km dall'aereogeneratore n 3;
- IBA 203 Promontorio del Gargano e zone umide della Capitanata distante 3,3 km dall'aereogeneratore n 9 e 4 dal n 16.

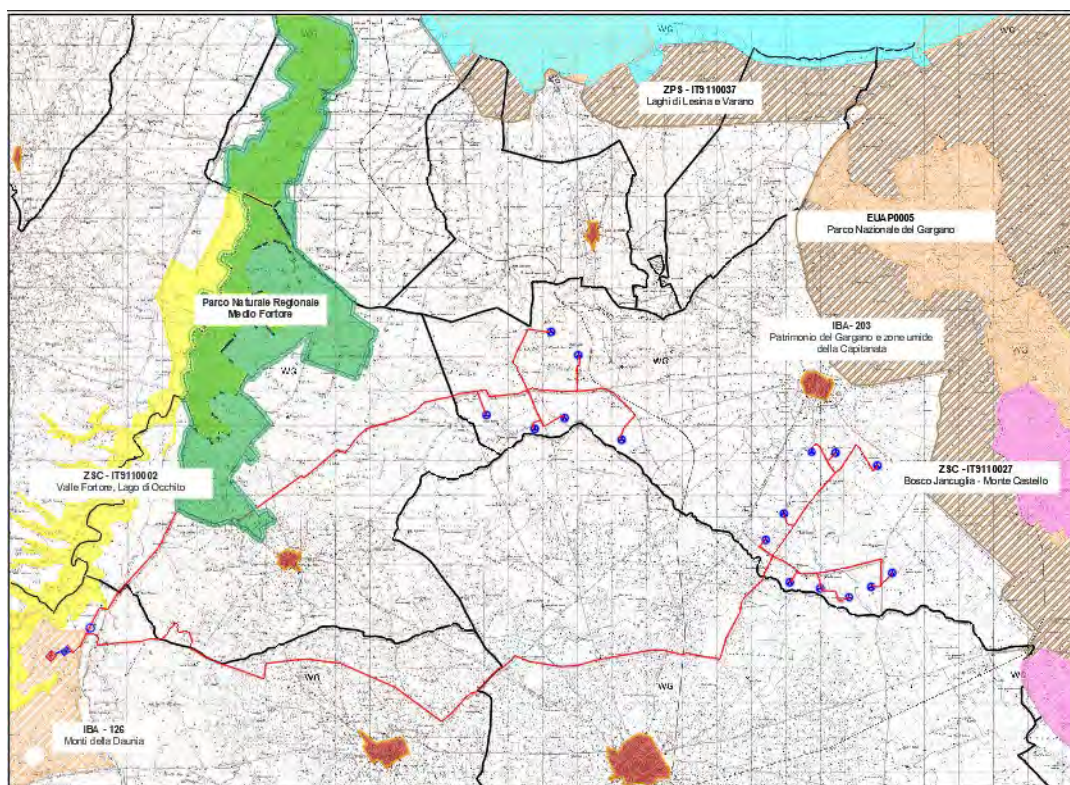


Figura 37- Distanza rispetto alle aree protette (Rif. EO. APR01.PD. C.07)

Come mostrato dalla figura precedente, l'area di progetto è ubicata al di fuori del perimetro di parchi e aree naturali protette, di aree della Rete Natura 2000 e di aree IBA e ZPS, e di Zone Umide individuate ai sensi della Convenzione di RAMSAR. Le uniche interferenze riscontrate sono relative al cavidotto interrato e alla sottostazione di utenza; si riscontra infatti che:

- il cavidotto attraversa per circa 571 metri il Parco Naturale Regionale del Medio Fortore;
- la sottostazione di utenza ricade in area IBA.

Riguardo al passaggio del cavidotto, l'intervento, come desumibile da figura precedente, si svilupperà su strada provinciale e, per un piccolo tratto, su strada comunale preesistente; inoltre, la larghezza di scavo sarà di 0.60 m quindi ampiamente contenuta all'interno della carreggiata, pertanto si può desumere che non vi è interferenza con l'area naturale protetta. Infine, trattandosi di opere interrato, è previsto il ripristino ante-operam dell'area, con risistemazione del manto stradale secondo le norme dell'ente competente e nella situazione preesistente. Ad ogni modo, il rilascio di concessioni o autorizzazioni relative ad interventi, impianti ed opere all'interno del parco è sottoposto al preventivo nulla osta dell'Ente Parco, come espresso all'Art. 13 della Lx 394/91.

Alla luce di quanto appena esposto, è possibile affermare che l'intervento risulta compatibile con gli indirizzi di tutela previsti dall'ente parco competente.

6.3 Strumenti di tutela paesaggistica

Si riportano di seguito i principali strumenti di pianificazione sovraordinata che a livello nazionale e regionale hanno come obiettivo la tutela del Paesaggio e le norme che regolano la trasformazione dei territori interessati da Beni Paesaggistici e ulteriori aree di rilevanza paesaggistica e culturale.

6.3.1 Il Codice dei Beni Culturali D.Lgs n°42 del 22 gennaio 2004

Il *Codice dei beni culturali e del paesaggio* emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137, si presenta, come la diretta attuazione dell'articolo 9 della Costituzione, ai sensi del quale la Repubblica Italiana "tutela il paesaggio e il patrimonio storico e artistico della nazione". La principale innovazione introdotta dal nuovo codice consiste nel considerare il paesaggio come parte integrante del patrimonio culturale.

Ai sensi dell'articolo 2, infatti, il patrimonio culturale della Repubblica è costituito dai beni culturali e dai beni paesaggistici, come di seguito definiti:

- Sono beni culturali le cose immobili e mobili che, ai sensi degli articoli 10 e 11, presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico e le altre cose individuate dalla legge o in base alla legge quali testimonianze aventi valore di civiltà.
- Sono beni paesaggistici gli immobili e le aree indicati all'articolo 134, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio, e gli altri beni individuati dalla legge o in base alla legge.

Ai sensi dell'articolo 134 del D. Lgs 42 del 2004, si considerano beni paesaggistici sottoposti a tutela:

- a) gli immobili e le aree di cui all'articolo 136, individuati ai sensi degli articoli da 138 a 141;
- b) le aree di cui all'articolo 142;
- c) gli ulteriori immobili ed aree specificamente individuati a termini dell'articolo 136 e sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli articoli 143 e 156.

Infine sono tutelate per legge, ai sensi dell'articolo 142, le seguenti aree:

- a) i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare;
- b) 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;
- c) 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;
- d) 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;
- e) i ghiacciai e i circhi glaciali;
- f) i parchi e le riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi;
- g) i territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall'articolo 2, commi 2 e 6, del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 227 (norma abrogata, riferimento attuale agli artt. 3 e 4 del D.lgs n. 34 del 2018);
- h) le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici;
- i) le zone umide incluse nell'elenco previsto dal d.P.R. 13 marzo 1976, n. 448;
- l) i vulcani;
- m) le zone di interesse archeologico.

La procedura di autorizzazione paesaggistica e le prime indicazioni tecniche per la stesura della Relazione paesaggistica sono regolamentate dagli articoli 146 e 147, e dalle successive modifiche normative, del Codice.

L'autorizzazione mira a verificare la conformità degli interventi di trasformazione di immobili e aree alle prescrizioni contenute nei piani paesaggistici e nei provvedimenti di dichiarazione di interesse pubblico nonché ad accertare la compatibilità ai valori paesaggistici ed alle finalità di tutela e miglioramento della qualità del paesaggio e la congruità con i criteri di gestione dei beni.

Il decreto legislativo 42/2004 è stato recentemente aggiornato ed integrato dal D.Lgs. 62/2008 e dal Dlgs 63/2008.

Dalle tavole tematiche del PPTR e PTCP di Foggia, che recepiscono i vincoli espressi dal D.Lgs.42/2004, si rileva che gli aerogeneratori non interessano direttamente ambiti di tutela paesaggistica e archeologica, così come la Sottostazione elettrica.

Come accennato in precedenza, una buona progettazione costituisce una prima essenziale forma di mitigazione dell'impatto sul paesaggio: nella localizzazione delle opere in progetto e nella scelta del layout si è prestata la massima attenzione ad evitare accuratamente aree tutelate *ope legis* ai sensi dell'art. 142 del citato decreto, con particolare riferimento alle aree boscate, alle fasce di rispetto fluviali e lacustri, alle aree di interesse archeologico, alle aree gravate da usi civici.

Gli interventi e le opere dell'impianto in progetto non interessano i beni tutelati per legge; potenziali interferenze si rilevano esclusivamente con l'elettrodotto interrato di collegamento tra l'area di progetto e la sottostazione esistente. Tuttavia, si precisa che tali interferenze non risultano in contrasto con le prescrizioni di base dello stesso Bene Paesaggistico. Nello specifico:

- Il cavidotto MT risulta interessare per un breve tratto l'area di versante, ma è necessario sottolineare che lo stesso si attesta su strada esistente ed essendo un'opera interrata non compromette in alcun modo l'integrità del versante, rientrando negli interventi ammissibili prescritti dal Piano.
- Il cavidotto MT attraversa per brevi tratti aree naturali protette; per tali ragioni la larghezza di scavo sarà ampiamente contenuta all'interno della carreggiata (circa 0.60 m), pertanto si può desumere che non vi sia una interferenza con l'area naturale protetta.
- Il cavidotto MT risulta interessare per un breve tratto un'area destinata a usi civici, ma è necessario sottolineare che lo stesso si attesta su strada esistente e costituisce un'opera interrata. Il Piano ritiene "ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile".

- Il cavidotto MT attraversa una strada a valenza paesaggistica, ma l’opera non entra in contrasto con le prescrizioni del PPTR, secondo cui “tutti gli interventi riguardanti le strade panoramiche e di interesse paesaggistico-ambientale, i luoghi panoramici e i coni visuali, non devono compromettere i valori percettivi, né ridurre o alterare la loro relazione con i contesti antropici, naturali e territoriali cui si riferiscono”.
- Il cavidotto MT attraversa tratti tutelati ai sensi dell’46 del PPTR quali “Fiumi, torrenti e corsi d’acqua iscritti all’elenco delle acque pubbliche” secondo cui è vietata la “realizzazione di gasdotti, elettrodotti, linee telefoniche o elettriche e delle relative opere accessorie fuori terra (cabine di trasformazione, di pressurizzazione, di conversione, di sezionamento, di manovra ecc.); è fatta eccezione, nelle sole aree prive di qualsiasi viabilità, per le opere elettriche in media e bassa tensione necessarie agli allacciamenti delle forniture di energia elettrica; sono invece ammissibili tutti gli impianti a rete se interrati sotto strada esistente ovvero in attraversamento trasversale utilizzando tecniche non invasive che interessino il percorso più breve possibile”. **Pertanto la realizzazione del cavidotto MT risulta compatibile con le prescrizioni del suddetto piano.**
- Il cavidotto MT attraversa alcuni tratti di viabilità storica tutelati come beni culturali ed insediativi: per tali beni il piano prevede che “tutti gli interventi tendano alla valorizzazione ed alla conservazione in quanto sistemi territoriali integrati, relazionati al territorio nella sua struttura storica definita dai processi di territorializzazione di lunga durata e ai caratteri identitari delle figure territoriali che lo compongono”. La realizzazione del cavidotto può pertanto ritenersi compatibile in quanto verrà prevista completamente interrato con il ripristino immediato dell’area di scavo.

È dunque possibile affermare la reale compatibilità dell’intervento con gli obiettivi dello scenario strategico definiti dal PPTR, considerando l’impianto in esame in linea con la pianificazione energetica paesaggisticamente orientata alla scala regionale, che definisce il rapporto tra le infrastrutture energetiche da fonti rinnovabili e il sistema insediativo, naturale e rurale della Regione Puglia.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione paesaggistica che costituisce parte integrante di suddetto studio (Rif. FV.ASC01.PD.RP.01 – *Relazione Paesaggistica*).

6.3.2 Piano paesaggistico regionale della regione Puglia (PPTR)

Con riferimento alla pianificazione paesaggistica richiamata nei paragrafi precedenti, la Regione Puglia con DGR 1756/2015 ha approvato il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR), che ha sostituito il precedente Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (PUTT/p), redatto ai sensi della Legge

431/85 (Legge Galasso) ed approvato con DGR n. 1748 del 15 dicembre 2000. A far data dall'approvazione del PPTR, ai sensi dell'art 106 comma 8 delle NTA del PPTR, cessa di avere efficacia il PUTT/P. Sino all'adeguamento degli atti normativi al PPTR e agli adempimenti di cui all'art. 99 perdura la delimitazione degli ATE e degli ATD di cui al PUTT/P esclusivamente al fine di conservare efficacia a i vigenti atti normativi, regolamentari amministrativi della Regione nelle parti in cui ad essi specificamente si riferiscono. Ai sensi della Circolare esplicativa del 10/06/2016, emessa dell'Assessorato Pianificazione e Assetto del Territorio Regionale, per i comuni dotati di strumenti urbanistici adeguati al PUTT/p si applicano le norme del piano urbanistico vigente. In tali casi, vige pertanto anche la parte relativa all'adeguamento al PUTT/p, ossia gli indirizzi, direttive e prescrizioni previsti per gli ATD e gli ATE, con i relativi perimetri e le relative norme, ma non come Piano Paesaggistico aggiuntivo al PPTR ma esclusivamente alla stregua di norme di piano urbanistico comunale.

Il PPTR persegue le finalità di tutela e valorizzazione, nonché di recupero e riqualificazione dei Paesaggi di Puglia, in attuazione dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "Norme per la pianificazione paesaggistica" della LR 19 dell'aprile 2015 e del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42. Il PPTR disciplina l'intero territorio regionale e include tutti i paesaggi della Puglia, non solo quelli che possono essere considerati eccezionali ma, altresì, i paesaggi della vita quotidiana e quelli degradati. L'intervento, a prescindere dalle interferenze con Beni Paesaggistici e Ulteriori Contesti, in quanto assoggettato alle procedure di VIA rientra tra quelli considerati di Rilevante Trasformazione del Paesaggio ai sensi dell'art.89 comma 1 lettera b2) e così come disciplinato dall'art.91 delle stesse NTA del PPTR. Pertanto, nel rispetto degli obiettivi di qualità e delle normative d'uso di cui all'art. 37, si applica l'intera disciplina di cui al titolo VI delle NTA e relativa alle seguenti strutture e componenti paesaggistiche:

STRUTTURE	COMPONENTI	
Struttura idro-geomorfologica	Componenti geomorfologiche	Componenti idrologiche
Struttura ecosistemica e ambientale	Componenti botanico-vegetazionali	Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
Struttura antropica e storico-culturale	Componenti culturali e insediative	Componenti dei valori percettivi

Oltre agli indirizzi riportati nelle schede di Ambito del PPTR, le quali propongono criteri per una corretta progettazione, l'allegato 4.4 del PPTR fornisce *"Linee guida sulla progettazione e localizzazione degli impianti energetici da fonti rinnovabili"*.

Le Linee Guida 4.4.1 (Elaborato 4.4 del PPTR)

Le Linee Guida 4.4.1 parte seconda "Componenti di paesaggio e impianti di energie rinnovabili" elencano gli impianti ammissibili in funzione delle strutture e delle componenti paesaggistiche.

Gli obiettivi specifici di tali linee guida sono:

- progettare il passaggio dai "campi alle officine", favorendo la concentrazione delle nuove centrali di produzione di energia da fonti rinnovabili in aree produttive o prossime ad esse;
- divieto del fotovoltaico a terra; -misure per cointeressare i comuni nella produzione di mega eolico (riduzione);
- limitazione drastica delle zone vocate favorendo l'aggregazione intercomunale;
- attivare regole per le energie da autoconsumo (eolico, fotovoltaico, solare termico) nelle città e negli edifici rurali;
- attivare azioni sinergiche e l'integrazione dei processi;
- sviluppare l'energia da biomasse: potature oliveti e vigneti, rimboschimenti con funzioni di mitigazione ambientale, ecc.

L'area di impianto e le opere annesse non ricadono in aree considerate NON idonee dal PPTR, fatta eccezione per un breve tratto del cavidotto, come già esposto nel paragrafo precedente.

Si rimanda inoltre, per una analisi più approfondita, alla relazione paesaggistica allegata al presente studio di impatto ambientale.

6.4 Strumenti di settore sovraordinati ed operativi, di tutela del suolo, delle acque, del patrimonio forestale e dell'aria.

6.4.1 Vincolo Idrogeologico

Il Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923 "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani", all'articolo 7 stabilisce che le trasformazioni dei terreni, sottoposti a vincolo idrogeologico ai sensi dello stesso decreto, sono subordinate al rilascio di autorizzazione da parte dello Stato, sostituito ora dalle Regioni o dagli organi competenti individuati dalla normativa regionale. La LR n.

18 della Puglia del 30/11/2000 "Conferimento di funzioni e compiti amministrativi in materia di boschi e foreste, protezione civile e lotta agli incendi boschivi", conferisce (art. 6) alle Comunità montane e alle Province, limitatamente al territorio non compreso in alcuna Comunità montana, le funzioni ed i compiti amministrativi inerenti alla tutela idrogeologica del suolo di cui al RD 3267/1923 e al R.D. 1126/1926. Successivamente, con L.R. n. 36/2008 e ss.mm., le comunità montane della Puglia sono state soppresse (art.5) trasferendo il compito alla Regione.

Tali funzioni, da esercitarsi nell'ambito degli indirizzi e delle prescrizioni contenute nel piano regionale di tutela idrogeologica di cui all'articolo 4, comma 1, lett. d) e del piano di bacino previsto dalla legge 18 maggio 1989, n. 183, comprendono, tra altre, le autorizzazioni a interventi nelle aree vincolate, ovvero la richiesta del nulla osta per la realizzazione di opere che ricadono in aree sottoposte a vincolo.

Gli aereogeneratori AP01 ed AP02 e parte del cavidotto MT ricadono in zone interessate da vincolo idrogeologico ai sensi del Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923, pertanto sarà necessaria l'acquisizione del parere da parte dell'Ufficio Foreste di Foggia, ente competente per la realizzazione dei movimenti terra in aree a vincolo idrogeologico (Rif EO. APR01.PD. C.04 - Vincolo Idrogeologico).

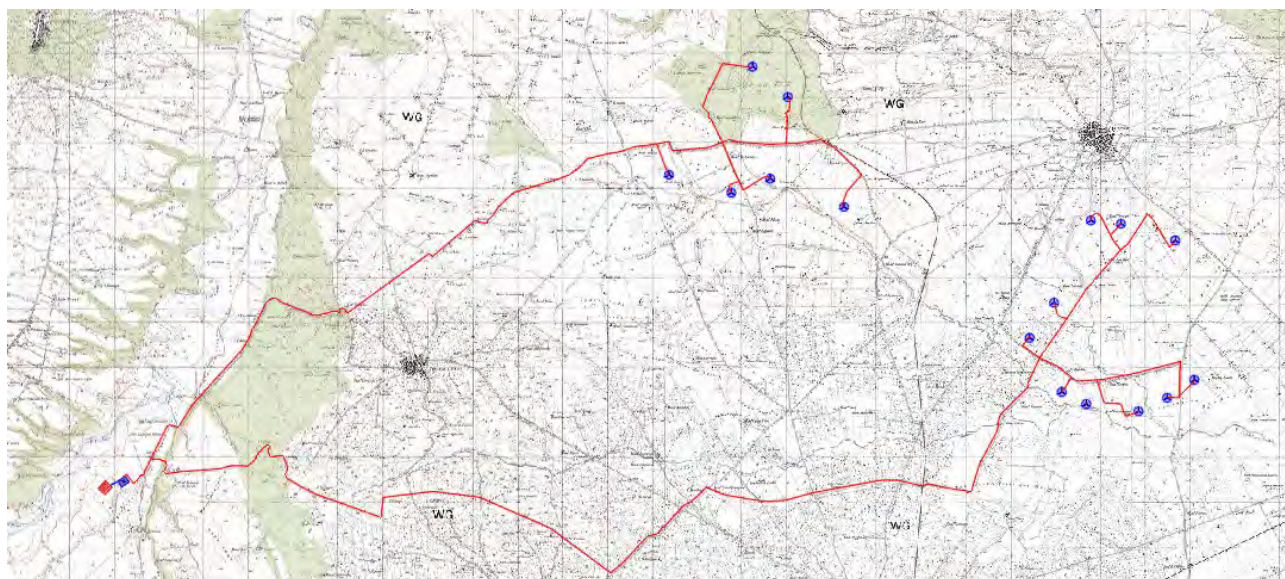


Figura 38- Inquadramento rispetto al vincolo idrogeologico (Rif. EO. APR01.PD. C.04)

6.4.2 Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico

Le Autorità di Bacino Distrettuali, dalla data di entrata in vigore del D.M. n. 294/2016, a seguito della soppressione delle Autorità di Bacino Nazionali, Interregionali e Regionali, esercitano le funzioni e i compiti in materia di difesa del suolo, tutela delle acque e gestione delle risorse idriche previsti in capo alle stesse dalla normativa vigente nonché ogni altra funzione attribuita dalla legge o dai regolamenti.

Con il DPCM del 4 aprile 2018 (pubblicato su G.U. n. 135 del 13/06/2018), emanato ai sensi dell'art. 63, c. 4 del decreto legislativo n. 152/2006, è stata infine data definitiva operatività al processo di riordino delle funzioni in materia di difesa del suolo e di tutela delle acque avviato con Legge 221/2015 e con D.M. 294/2016.

Nel caso in esame le opere di progetto e le opere annesse ricadono a cavallo fra due Unit of Management:

- Unit of Management regione Puglia e interregionale Ofanto;
- Unit of Management Fortore.

Unit of Management regione Puglia e interregionale Ofanto

Le N.T.A. (11/2005) del Piano Stralcio Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Puglia trattano il rischio idraulico agli articoli 2, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 16, 17, 26:

- *Art. 2:* Ambito di applicazione;
- *Art. 4:* Disposizioni generali;
- *Art. 6:* Aree fluviale in modellamento attivo ed aree golenali;
- *Art. 7:* Interventi consentiti nelle aree ad alta pericolosità idraulica (A.P.);
- *Art. 8:* Interventi consentiti nelle aree a media pericolosità idraulica (M.P.);
- *Art. 9:* Interventi consentiti nelle aree a bassa pericolosità idraulica (B.P.);
- *Art. 10:* Disciplina delle fasce di pertinenza fluviale;
- *Art. 16:* Finalità delle azioni;
- *Art. 17:* Obiettivi di sicurezza idraulica;
- *Art. 26:* Modalità di rilascio dei pareri di conformità dei nuovi interventi e delle nuove opere ai contenuti e alle prescrizioni del P.A.I.

Le aree a diverse pericolosità idraulica sono individuate all'interno della "Carta di pericolosità idraulica e geomorfologica" fornita dall'A.d.B. di competenza, l'individuazione delle fasce di pertinenza fluviale del reticolo idrografico sono individuate seguendo i criteri riportati nell'art. 10 comma 3 delle N.T.A. del P.A.I., secondo cui:

"Quando la fascia di pertinenza fluviale non è arealmente individuata nelle cartografie in allegato, le norme si applicano alla porzione di terreno, sia in destra che in sinistra, contermina all'area golenale, come individuata all'art. 6 comma 8, di ampiezza comunque non inferiore a 75 m".

Compatibilità degli interventi rispetto al P.S.A.I.

La progettazione è stata condotta cercando di porre le opere di interesse all'esterno di aree a pericolosità e/o rischio idraulico definite dal P.S.A.I. vigente. Tuttavia, il tracciato del cavidotto MT interrato che collega il gruppo di aerogeneratori in località “San Sabino” interseca una zona ad alta pericolosità idraulica individuata dalla cartografia del P.S.A.I. Inoltre, le opere di progetto intersecano il reticolo idrografico individuato e le relative fasce di pertinenza in molteplici punti.

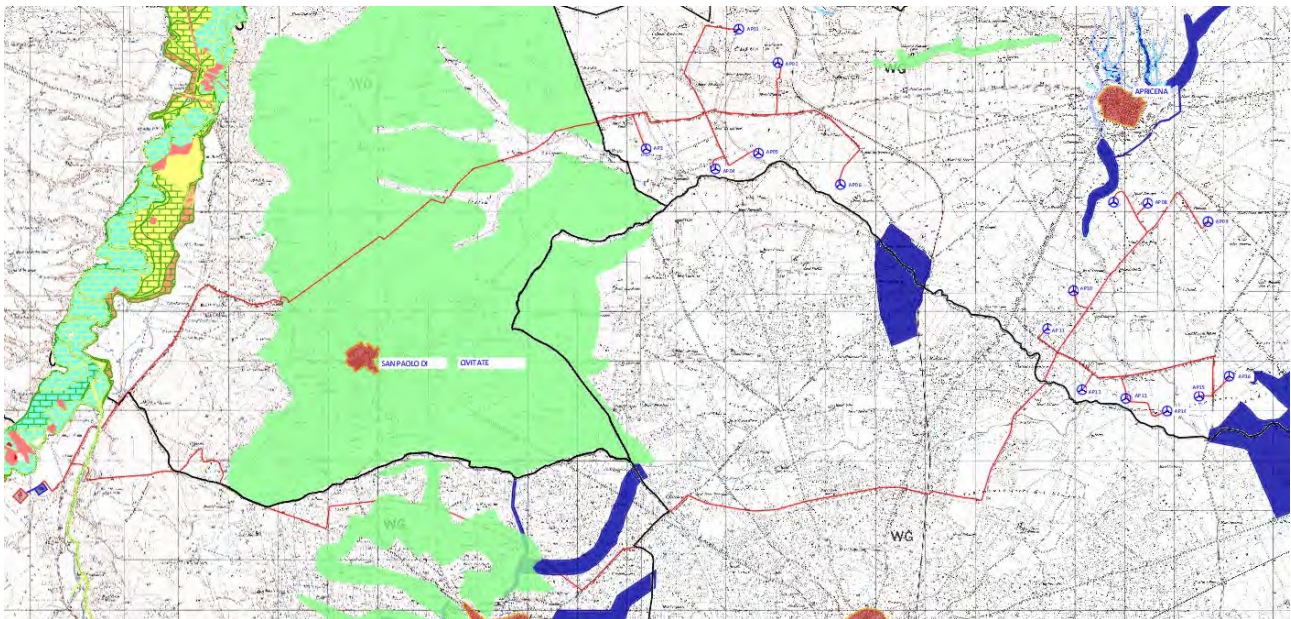


Figura 39- Inquadramento rispetto al PAI (AdB Puglia)

Secondo l'art. 7 comma 1 lettera d delle N.T.A. del P.S.A.I.:

“Nelle aree ad alta probabilità di inondazione...sono esclusivamente consentiti:

d) interventi di ampliamento e di ristrutturazione delle infrastrutture a rete pubbliche o di interesse pubblico esistenti...nonché la realizzazione di nuove infrastrutture a rete pubbliche o di interesse pubblico, comprensive dei relativi manufatti di servizio, parimenti essenziali e non diversamente localizzabili, purché risultino coerenti con gli obiettivi del presente Piano e con la pianificazione degli interventi di mitigazione...”.

Ancora secondo l'art. 7 comma 2 delle N.T.A. del P.S.A.I., di seguito:

“Per tutti gli interventi di cui al comma 1 l'AdB richiede, in funzione della valutazione del rischio ad essi associato, la redazione di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica che ne analizzi compiutamente gli effetti sul regime idraulico a monte a valle dell'area interessata...”.

Le opere di progetto sono asservite ad un impianto di interesse pubblico, d'altronde, nel caso di realizzazione degli impianti eolici la Legge 387/03 art.12 comma 1 prescrive:

"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".

Pertanto, si ritiene che le opere di progetto ricadino nella categoria riportata all'art. 7 comma 1 lettera d delle N.T.A. del P.S.A.I. Per quanto riguarda le fasce di pertinenza fluviale individuate, l'art.10 comma 2 stabilisce che:

"All'interno delle fasce di pertinenza fluviale sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio, a condizione che venga preventivamente verificata la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica...sulla base di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica subordinato al parere favorevole dell'Autorità di Bacino".

Al fine di valutare la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica, il presente elaborato tiene conto delle indicazioni date dall'art. 36 delle N.T.A. secondo cui la sicurezza idraulica è:

"Condizione associata alla pericolosità idraulica per fenomeni di insufficienza del reticolo di drenaggio e generalmente legata alla non inondabilità per eventi di assegnata frequenza. Agli effetti del P.A.I. si intendono in sicurezza idraulica le aree non inondate per eventi con tempo di ritorno fino a 200 anni".

In particolare, sono stati individuati gli eventi con tempi di ritorno pari a 200 anni secondo direttive del progetto VAPI per la regione Puglia e successivamente, attraverso modellazione in HEC-RAS, è stata condotta un'analisi bidimensionale in regime di moto vario per valutare le aree allagabili.

Le aree non soggette ad allagamento sono state considerate in sicurezza idraulica, per cui possono accogliere le opere consentite dagli strumenti di governo del territorio.

Unit of Management Fortore

Le N.T.A. (9/2006) del Piano Stralcio Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino dei fiumi Trigno, Biferno e Minori, Saccione e Fortore trattano il rischio idraulico agli articoli 3, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 30, 38, Allegato 1 ed Allegato 2:

- Art. 3: Ambito di applicazione;
- Art. 8: Indirizzi generali;

- *Art. 9:* Finalità del piano per l'assetto idraulico;
- *Art. 10:* Indirizzi generali del piano per l'assetto idraulico;
- *Art. 11:* Le classi di pericolosità idraulica;
- *Art. 12:* Fascia di riassetto fluviale;
- *Art. 13:* Area a pericolosità idraulica alta (PI3);
- *Art. 14:* Area a pericolosità idraulica moderata (PI2);
- *Art. 15:* Area a pericolosità idraulica bassa (PI1);
- *Art. 16:* Tratti fluviali non studiati;
- *Art. 17:* Realizzazione di opere pubbliche e/o dichiarate di pubblico interesse;
- *Art. 30:* Le classi di rischio;
- *Art. 38:* Modalità di attuazione del Piano;

Allegato 1: Indirizzi tecnici per la redazione di studi e verifiche idrauliche;

Allegato 2: Studio di compatibilità idrogeologica.

Le aree a diverse pericolosità idraulica sono individuate all'interno della "carta di pericolosità idraulica e geomorfologica" fornita dall'A.d.B. di competenza; secondo l'art 11 comma 2 punto 1 delle N.T.A. del P.S.A.I. vigente:

"Si individuano le seguenti tre classi di aree a diversa pericolosità idraulica...:

1) Per le aree studiate su base idraulica:

- a) Aree a pericolosità idraulica alta (PI3): aree inondabili per tempo di ritorno minore o uguale a 30 anni;*
- b) Aree a pericolosità idraulica moderata (PI2): aree inondabili per tempo di ritorno maggiore di 30 e minore o uguale a 200 anni;*
- c) Aree a pericolosità idraulica bassa (PI1): aree inondabili per tempo di ritorno maggiore di 200 e minore o uguale a 500 anni".*

Per quanto riguarda i corsi d'acqua non oggetto di verifiche idrauliche, l'art. 16 comma 1 riporta:

"Per le aree limitrofe a corsi d'acqua, che non sono state oggetto o di verifiche idrauliche o di perimetrazioni su base geomorfologica e storica, per le quali non sono quindi disponibili la zonazione di pericolosità e la

individuazione della fascia di riassetto fluviale, è stabilita una fascia di rispetto, misurata dai limiti dell'alveo attuale come definito all'art. 7 delle presenti norme sulla quale si applica la disciplina dell'Art. 12 pari a:

- 40 metri per il reticolo principale costituito da corsi d'acqua Fortore e Tappino;
- 20 metri per il reticolo minore (affluenti del reticolo principale identificabili sulla cartografia IGM scala 1:25000 con propria denominazione);
- 10 metri per il reticolo minuto (restanti corsi d'acqua distinguibili sulla cartografia IGM scala 1:25000 ma privi di una propria denominazione)".

Compatibilità degli interventi rispetto al P.S.A.I. del Fortore.

La progettazione è stata condotta cercando di porre le opere di interesse all'esterno di aree a pericolosità e rischio idraulico definite dal P.S.A.I. vigente. Tuttavia, il tracciato del cavidotto MT interrato, nello specifico in prossimità della sottostazione d'utenza, interseca in due punti una zona ad alta pericolosità idraulica (coincidenti, nel caso in esame, con le aree a rischio idraulico medio RI2) individuata dalla cartografia a disposizione. Inoltre, le opere di progetto intersecano il reticolo idrografico individuato e relative fasce di riassetto e rispetto in diversi punti (si fa riferimento all'elaborato sull'inquadramento rispetto al PAI).

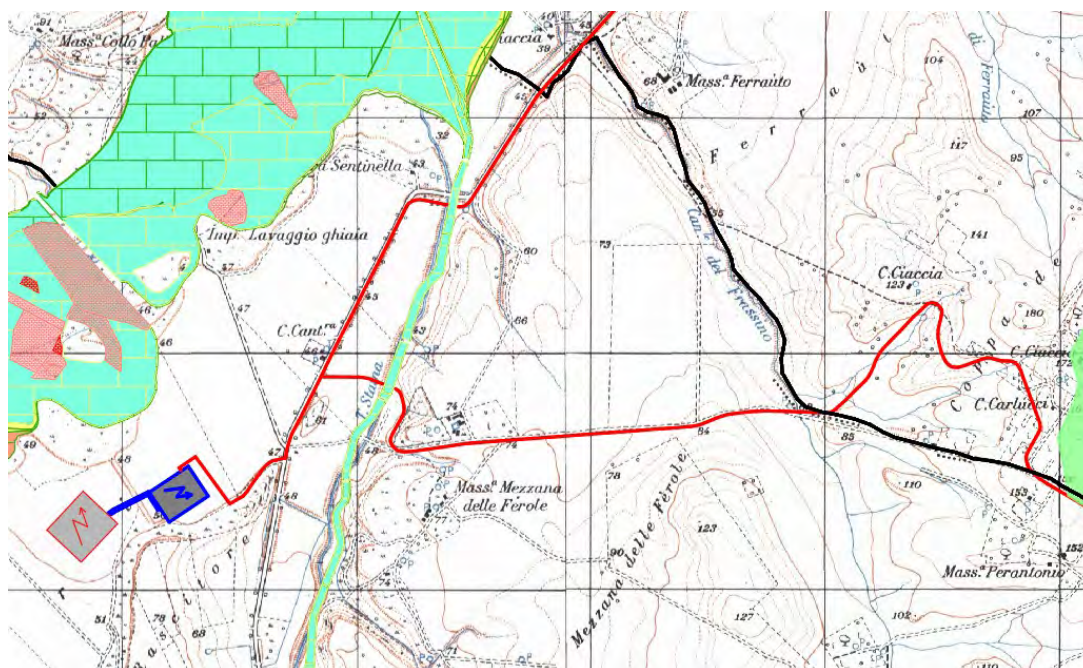


Figura 40 -Inquadramento rispetto al PAI (ADB del Fortore)

Secondo l'art. 12 comma 1 e 2 delle N.T.A. del P.S.A.I.:

"1. Il PAI individua e perimetra la Fascia di riassetto fluviale...che comprende alveo, le aree di pertinenza fluviale e quelle necessarie per l'adeguamento del corso d'acqua all'assetto definitivo previsto dallo stesso Piano per l'assetto idraulico.

5. Nella fascia di riassetto fluviale sono consentiti i seguenti interventi...:

- e) Adeguamento e ristrutturazione delle opere relative alle reti dei trasporti ed alle reti di adduzione e distribuzione dei servizi esistenti, sia pubbliche che di interesse pubblico, non delocalizzabili purché approvati dalla Autorità idraulica competente previo parere del Comitato Tecnico della Autorità di Bacino senza aggravare le condizioni di pericolosità idraulica e pregiudicare gli interventi previsti dal PAI".*

Per quanto riguarda invece le aree classificate ad alta pericolosità idraulica, l'art. 13 comma 1 delle N.T.A. del P.S.A.I. riporta:

"Nelle aree a pericolosità PI3, non ricadenti nella fascia di riassetto fluviale, oltre agli interventi ammessi all'Art. 12...".

Le opere di progetto sono asservite ad un impianto di interesse pubblico, d'altronde, nel caso di realizzazione degli impianti eolici la Legge 387/03 art.12 comma 1 prescrive:

"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".

Pertanto, si ritiene che le opere di progetto siano interessate dall'art. 17 comma 1 delle N.T.A. del P.S.A.I., secondo cui:

"La realizzazione di opere pubbliche e/o dichiarate di pubblico interesse nella fascia di riassetto fluviale o nelle fasce di pericolosità può essere autorizzata dall'Autorità competente in deroga ai conseguenti vincoli, previa acquisizione del parere favorevole del Comitato Tecnico dell'Autorità di Bacino, a patto che:

- a) si tratti di servizi essenziali non delocalizzabili;*
- b) non pregiudichino la realizzazione degli interventi del PAI;*
- c) non concorrano ad aumentare il carico insediativo;*
- d) siano realizzati con idonei accorgimenti costruttivi;*

e) risultino coerenti con le misure di protezione civile di cui al presente PAI e ai piani comunali di settore”.

Per quanto riguarda le interazioni delle opere di progetto con le aree interessate dal rischio idraulico, l’art. 8 comma 4 delle N.T.A. del P.S.A.I. sottoscrive:

“I progetti relativi alle opere ed infrastrutture, ricadenti nelle aree a pericolosità o a rischio idrogeologico e per le quali sia necessaria...la procedura di verifica e/o di valutazione d’Impatto Ambientale (VIA), devono essere corredati, anche nel caso che ciò non sia previsto dalle stesse leggi regionali, da autocertificazione sottoscritta dal soggetto proponente attestante la compatibilità del progetto nei confronti delle previsioni e norme del PAI”.

Al fine di valutare la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica, il presente elaborato tiene conto delle indicazioni riportate nell’Allegato1 delle N.T.A. del P.S.A.I., secondo cui:

“La relazione idraulica dovrà evidenziare le condizioni al contorno che si sono assunte e le scabrezze. Si dovrà determinare la massima portata smaltibile in alveo e le aree inondabili con tempo di ritorno 30, 100, 200 e 500 anni.

Negli studi connessi alla realizzazione di opere idrauliche vanno condotti calcoli per definire le condizioni di deflusso allo stato attuale, allo stato di progetto e nelle eventuali fasi intermedie. I progetti che non garantiscono la messa in sicurezza per tempo di ritorno 200 anni devono stimare il rischio residuo”.

In particolare, sono stati individuati gli eventi con tempi di ritorno pari a 200 anni secondo direttive del progetto VAPI per la regione Puglia e successivamente, attraverso modellazione in HEC-RAS, è stata condotta un’analisi bidimensionale in regime di moto vario per valutare le aree allagabili.

Le aree non soggette ad allagamento sono state considerate in sicurezza idraulica, per cui possono accogliere le opere consentite dagli strumenti di governo del territorio.

Pertanto, per quanto appena esposto, si ritiene che l’intervento risulti compatibile con le prescrizioni del P.A.I. delle Autorità di Bacino competenti (Rif. EO. APR01.PD. C.06 – Inquadramento rispetto al PAI).

6.4.3 Piano di Tutela delle Acque (PTA)

Con DGR 19/06/2007 n.883 la Regione Puglia ha provveduto ad adottare il Progetto di Piano di Tutela delle Acque (PTA), strumento tecnico e programmatico attraverso cui realizzare gli obiettivi di tutela quali-quantitativa del sistema idrico così come previsto dall'art. 121 del D.Lgs. 152/06. Il Piano di Tutela delle acque si configura come uno strumento di base per la tutela e la corretta gestione della risorsa idrica. Dato lo stato di sovra sfruttamento dei corpi idrici sotterranei (ad uso dei comparti potabile, irriguo ed industriale) il piano ha previsto una serie di misure atte ad arrestare il degrado quali-quantitativo della falda, in particolare nelle aree di alta valenza idrogeologica ed in quelle sottoposte a stress per eccesso di prelievo. Con l'adozione del Progetto di Piano entravano in vigore le "prime misure di salvaguardia" relative ad aspetti per i quali appariva urgente e indispensabile anticipare l'applicazione delle misure di tutela che lo stesso strumento definitivo di pianificazione e programmazione regionale contiene. Esse hanno assunto carattere immediatamente vincolante per le amministrazioni, per gli Enti, nonché per i soggetti privati. Tale determinazione si era resa necessaria in quanto le risultanze delle attività conoscitive messe in campo avevano fatto emergere la sussistenza di una serie di criticità sul territorio regionale, soprattutto con riferimento alle risorse idriche sotterranee, soggette a fenomeni di depauperamento, a salinizzazione, a pressione antropica in senso lato. Il piano prevede misure che comprendono da un lato azioni di vincolistica diretta su specifiche zone del territorio, dall'altro interventi sia di tipo strutturale (per il sistema idrico, fognario e depurativo), sia di tipo indiretto (quali ad esempio l'incentivazione di tecniche di gestione agricola, la sensibilizzazione al risparmio idrico, riduzione delle perdite nel settore potabile, irriguo ed industriale ecc). Si sintetizzano nel seguito, le misure di vincolistica diretta previste dal Piano.

AREE DI VINCOLO D'USO DEGLI ACQUIFERI

Zone di protezione speciale idrogeologica- Il piano ha individuato, sulla base di specifici studi sui caratteri del sistema territorio-acque sotterranee, alcuni comparti fisico-geografici da sottoporre a particolare tutela, in virtù della loro valenza idrogeologica. Coniugando le esigenze di tutela della risorsa idrica con le attività produttive e sulla base di una valutazione integrata tra le risultanze del bilancio idrogeologico, l'analisi dei caratteri del territorio e dello stato di antropizzazione, il PTA ha definito una zonizzazione territoriale, codificando le zone A, B, C e D. A tutela di ciascuna di tali aree, le cui perimetrazioni sono esplicitate all'interno della delibera di adozione, sono individuate specifiche misure di protezione, per le quali si rimanda al Piano.

Aree vulnerabili da contaminazione salina - Nelle aree costiere interessate da contaminazione salina è prevista la sospensione del rilascio di nuove concessioni per il prelievo ai fini irrigui o industriali. In sede di

rinnovo delle concessioni è previsto solo a valle di una verifica delle quote di attestazione dei pozzi rispetto al livello del mare, nonché di un eventuale ridimensionamento della portata massima che può essere prelevata.

Aree di tutela quali-quantitativa- Per la tutela quali-quantitativa della risorsa idrica si richiede una pianificazione delle utilizzazioni delle acque volta ad evitare ripercussioni sulla qualità delle stesse e consentire un consumo idrico sostenibile. A tal fine il piano prevede specifiche verifiche in fase di rilascio o rinnovo delle autorizzazioni, nonché la chiusura dei pozzi non autorizzati. La fascia di tutela quali-quantitativa trova giustificazione nel limitare la progressione del fenomeno di contaminazione salina dell’acquifero che, rischia di causare un progressivo e diffuso aumento del tenore salino, rendendo inutilizzabile la risorsa. Nell’ottobre del 2009, con delibera D.G.R. n.230, la Regione Puglia ha approvato le integrazioni e le modifiche del Piano di Tutela delle Acque. Tale documento non modifica le misure di tutela individuate nel precedente piano adottato, che, così come stabilito dallo stesso decreto, *“vigono fino all’adozione dei regolamenti di attuazione”* da emanarsi *“a seguito della deliberazione di approvazione definitiva del P.T.A.”*.

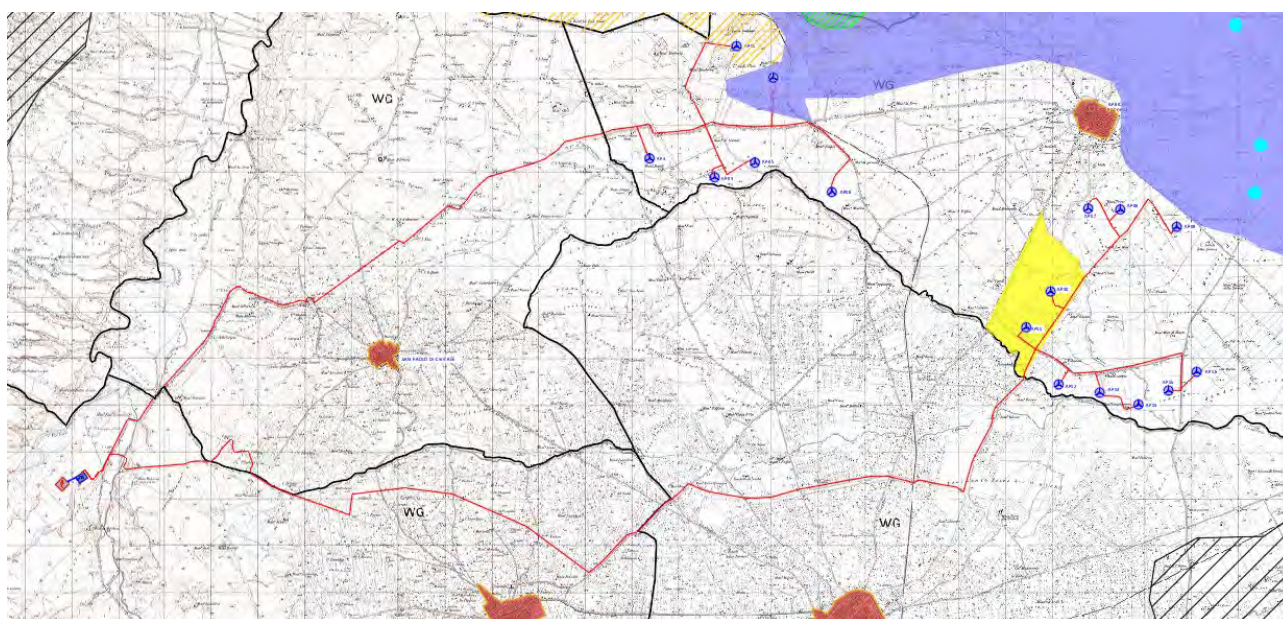


Figura 41 – Inquadramento rispetto al PTA PUGLIA (Fonte: Consultazione Piano Tutela Acque 2019 Adottato (sit.puglia.it))

Dall’analisi della cartografia relativa ai vincoli del PTA, risulta che:

- L’aereogeneratore AP01 ricade in zona classificata come *“Bacino di area sensibile”*, per le quali il piano prevede delle misure di tutela qualitativa (Articolo 27 del PTA); tali aree sono state perimetrare per il *“controllo dello stato trofico delle acque superficiali mediante la riduzione del*

carico di sostanze nutrienti la Regione Puglia ha designato, ai sensi dell'art. 91, comma5, del D.Lgs.152/2006, le aree sensibili regionali, elencate in Allegato F del Piano di Tutela delle Acque".

- L'aereogeneratore AP02 ricade in "*Corpi idrici acquiferi calcari cretacei utilizzati a scopo potabile*".
- L'aereogeneratori AP10 e AP11 ricadono in "*Zone vulnerabili da nitrati- Aree a monitoraggio di approfondimento*".

La prima interferenza interessa l'aerogeneratore AP01, ricadente all'interno di una zona identificata come "Bacini Aree Sensibili", tutelata per il contenimento dell'apporto di nutrienti derivanti dagli scarichi delle acque reflue urbane nelle aree sensibili all'interno delle quali si applicano, se ne ricorrono le condizioni, le disposizioni di cui all'art. 106 del D.Lgs. 152/2006, inerenti all'obbligo del rispetto dei limiti aggiuntivi relativi alla rimozione del fosforo e dell'azoto (N.T.A. art. 27). In riferimento alla seconda interferenza, l'aerogeneratore AP02 è ubicato in corrispondenza di un'Area di Tutela Quantitativa, riportata negli allegati A e C del P.T.A ed identificato come "Corpo Idrico, acquifero calcareo utilizzato a scopo potabile". Le N.T.A del P.T.A. perimetrano suddette aree le quali rappresentano zone soggette a tutela in quanto sottoposte a stress per eccessivo prelievo (art. 55 NTA). In aggiunta, gli aerogeneratori AP10 e AP11 interferiscono invece con corpi idrici ricadenti nelle Zone Vulnerabili ai Nitrati in cui, ai sensi dell'Art.28 delle NTA, vengono applicate le disposizioni del programma d'azione dei Nitrati (PdA) il quale contiene le misure necessarie alla protezione ed al risanamento da tale contaminante.

In riferimento a tali perimetrazioni risulta opportuno evidenziare che le opere in progetto non prevedono emungimenti o prelievi dalle falde esistenti a scopi irrigui/industriali, né emissioni di sostanze chimico-fisiche tali da perturbare gli equilibri geochimici delle acque superficiali e sotterranee. **Pertanto, il progetto risulta compatibile con le prescrizioni previste dal Piano Tutela delle Acque.**

6.4.4 Piano Regionale per la Qualità dell'Aria (PRQA)

Il Piano Regionale di Qualità dell'Aria, adottato con regolamento regionale n.6 del 2008 ha come principale obiettivo il conseguimento del rispetto dei limiti di legge per gli inquinanti per i quali nel periodo di riferimento sono stati registrati dei superamenti (PM₁₀, NO₂, Ozono).

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:

- contiene 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 s.m.e.i.;
- individua le postazioni facenti parte della rete regionale di rilevamento della qualità dell'aria ambiente nel rispetto dei criteri tecnici stabiliti dalla normativa comunitaria e nazionale in materia di valutazione e misurazione della qualità dell'aria ambiente e ne stabilisce le modalità di gestione;
- definisce le modalità di realizzazione, gestione e aggiornamento dell'inventario regionale delle emissioni in atmosfera;
- definisce il quadro conoscitivo relativo allo stato della qualità dell'aria ambiente ed alle sorgenti di emissione;
- stabilisce obiettivi generali, indirizzi e direttive per l'individuazione e per l'attuazione delle azioni e delle misure per il risanamento, il miglioramento ovvero il mantenimento della qualità dell'aria ambiente, anche ai fini della lotta ai cambiamenti climatici, secondo quanto previsto dal d.lgs. 155/2010 e s.m.e.i.;
- individua criteri, valori limite, condizioni e prescrizioni finalizzati a prevenire o a limitare le emissioni in atmosfera derivanti dalle attività antropiche in conformità di quanto previsto dall'articolo 11 del d.lgs. 155/2010 e s.m.e.i.;
- individua i criteri e le modalità per l'informazione al pubblico dei dati relativi alla qualità dell'aria ambiente nel rispetto del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195 (Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale);
- definisce il quadro delle risorse attivabili in coerenza con gli stanziamenti di bilancio;
- assicura l'integrazione e il raccordo tra gli strumenti della programmazione regionale di settore. Al comma 2 dello stesso articolo è sancito che "alla approvazione del PRQA provvede la Giunta regionale con propria deliberazione, previo invio alla competente commissione consiliare.

Il PRQA contiene, inoltre, la caratterizzazione delle zone stabilendo quali zone del territorio regionale richiedono interventi per il risanamento della qualità dell'aria (ex art. 8 D.Lgs 351/99) e quali invece necessitano di piani di mantenimento (ex art. 8 D.Lgs 351/99).

Poiché le principali sorgenti antropiche di NO₂ e particolato sono il traffico autoveicolare e gli insediamenti industriali, l'obiettivo specifico è stato distinguere i comuni del territorio regionale in funzione della tipologia specifica di emissione a cui sono soggetti e delle conseguenti diverse misure di risanamento da applicare. Conseguentemente il territorio è stato diviso nelle seguenti quattro zone:

- Zona A: comprendente i comuni in cui la principale sorgente di inquinanti in atmosfera è rappresentata dal traffico veicolare;
- Zona B: comprendente i comuni sul cui territorio ricadono impianti industriali soggetti alla normativa IPPC;
- Zona C: comprendente i comuni con superamenti dei valori limite a causa di emissioni da traffico veicolare e sul cui territorio al contempo ricadono impianti industriali soggetti alla normativa IPPC;
- Zona D: comprendente tutti i comuni che non mostrano situazione di criticità.

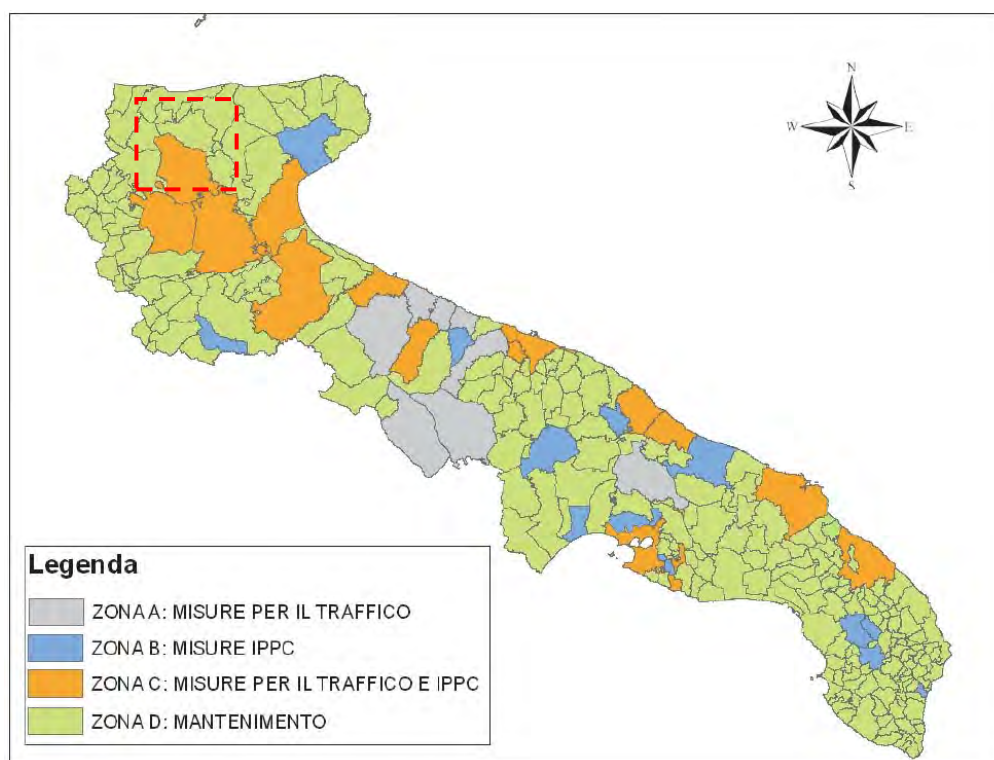


Figura 42 – PRQA: zonizzazione del territorio regionale.

Il comune di Apricena in cui è localizzato l'area di progetto ricade in Zona D. Le misure di risanamento previste da PRQA hanno l'obiettivo di ridurre le emissioni degli inquinanti in atmosfera e, conseguentemente, di abbassarne le concentrazioni in atmosfera al di sotto dei valori limite fissati dal DM 60/02.

Le azioni da intraprendere si articolano secondo quattro linee di intervento generali:

1. Misure per la mobilità;
2. Misure per il comparto industriale;
3. Misure per l'educazione ambientale;
4. Misure per l'edilizia.

Traffico e impianti industriali risultano le principali sorgenti emmissive, per questa motivazione il piano interviene principalmente su questi due fattori.

Le misure per la mobilità e per l'educazione ambientale vengono applicate in via prioritaria nei comuni per i quali è stato registrato o stimato uno o più superamenti dei valori limite, cioè nei comuni rientranti nelle zone A e C.

Le misure per il comparto industriale, legate agli iter autorizzatori delle procedure di VIA e IPPC, si applicano agli impianti industriali soggetti a tali norme che, in base ai criteri di zonizzazione adottati e che ricadono nelle Zone B e C.

Le misure per l'edilizia vengono applicate invece a tutti i comuni della regione.

In considerazione del fatto che l'impianto eolico è assolutamente privo di emissioni aeriformi, non sono previste interferenze con il comparto atmosfera in fase di esercizio che, anzi, considerando una scala più ampia, non potrà che beneficiare delle mancate emissioni riconducibili alla generazione di energia tramite questa fonte rinnovabile.

Il previsto impianto potrà realisticamente immettere in rete energia pari a circa 25'2841 MWh/anno. Una tale quantità di energia, prodotta con un processo pulito, sostituirà un'equivalente quantità di energia altrimenti prodotta attraverso centrali termiche tradizionali, con conseguente emissione in atmosfera di sensibili quantità di inquinanti. **Si può pertanto affermare che il progetto proposto è compatibile con le misure proposte da PRQA della Regione Puglia.**

6.4.5 Piano Regionale Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023

Con l'art. 7 della legge Regionale 20 dicembre 2017, n. 59 ("Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma, per la tutela e la programmazione delle risorse faunistico-ambientali e per il prelievo venatorio), la Regione Puglia assoggetta il proprio territorio agro-silvo-pastorale 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. In conformità alla normativa nazionale n.157/1992 e ss.mm.ii, la Regione Puglia attraverso il Piano Faunistico Venatorio Regionale (PFVR) sottopone, per una quota non inferiore al 20% e non superiore al 30%, il territorio agro-silvo-pastorale a protezione della fauna selvatica. In tale range percentuale sono computati anche i territori ove è comunque vietata l'attività venatoria, anche per effetto di altre leggi, ivi comprese la legge 6 dicembre 1991, n. 394 (Legge quadro sulle aree protette) e relative norme regionali di recepimento o altre disposizioni.

Con il PFVR, inoltre, il territorio agro-silvo-pastorale regionale viene destinato, nella percentuale massima globale del 15%, a caccia riservata a gestione privata, a centri privati di riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale e a zone di addestramento cani, per come definiti dalla L.R. n. 59/2017. Sul rimanente territorio agro-silvo-pastorale la Regione Puglia promuove forme di gestione programmata della caccia alla fauna selvatica.

Il PFVR ha durata quinquennale; sei mesi prima della scadenza, la Giunta regionale, previa acquisizione del parere del Comitato tecnico regionale, e del parere della commissione consiliare permanente, approva il piano valevole per il quinquennio successivo.

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale istituisce:

- a) ATC
- b) Oasi di protezione
- c) Zone di ripopolamento e cattura
- d) Centri pubblici di riproduzione della fauna selvatica

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale, inoltre, individua, conferma o revoca, gli istituti a gestione privatistica, già esistenti o da istituire:

- a) Centri privati di riproduzione della fauna selvatica allo stato naturale o allevamenti di fauna selvatica

- b) Zone di addestramento cani
- c) Aziende Faunistico Venatorie
- d) Aziende agri-turistico-venatorie

Il Piano, per detti istituti privatistici, può essere integrato anche successivamente all'approvazione dello stesso, sino al raggiungimento delle percentuali massime di territorio agro-silvo-pastorale consentito dalla vigente normativa regionale.

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale stabilisce altresì:

- a) indirizzi per l'attività di vigilanza;
- b) 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;
- c) misure di salvaguardia della fauna e relative adozioni di forma di lotta integrata e guidata per specie, per ricreare giusti equilibri, seguendo le indicazioni dell'ISPRA;
- d) modalità per la determinazione dei contributi regionali rivenienti dalle tasse di concessione regionale, dovuti 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;
- e) criteri di gestione per la riproduzione della fauna allo stato naturale nelle zone di ripopolamento e cattura;
- f) criteri di gestione delle oasi di protezione;
- g) criteri, modalità e fini dei vari tipi di ripopolamento.

Il PFVR determina infine i criteri per la individuazione dei territori da destinare alla costituzione di aziende faunistico-venatorie, di aziende agri-turistico-venatorie e di centri privati di produzione della fauna selvatica allo stato naturale.

Da un'analisi cartografica (Rif. EO. APR01.PD. C.03) emerge che l'area di progetto e le opere annesse non interferiscono con Oasi di Protezione o con altre aree tutelate dal Piano Faunistico Venatorio vigente. L'unica eccezione è relativamente a cavidotto il quale percorre per un breve un parco regionale. Tale opera annessa verrà realizzata esclusivamente lungo strada esistente, sarà completamente interrata, così come già esposto nei paragrafi precedenti, e prevederà una sezione di scavo ridotta pari a circa 0,6 metri di larghezza. Al termine della messa in opera inoltre si provvederà al ripristino immediato dell'area.

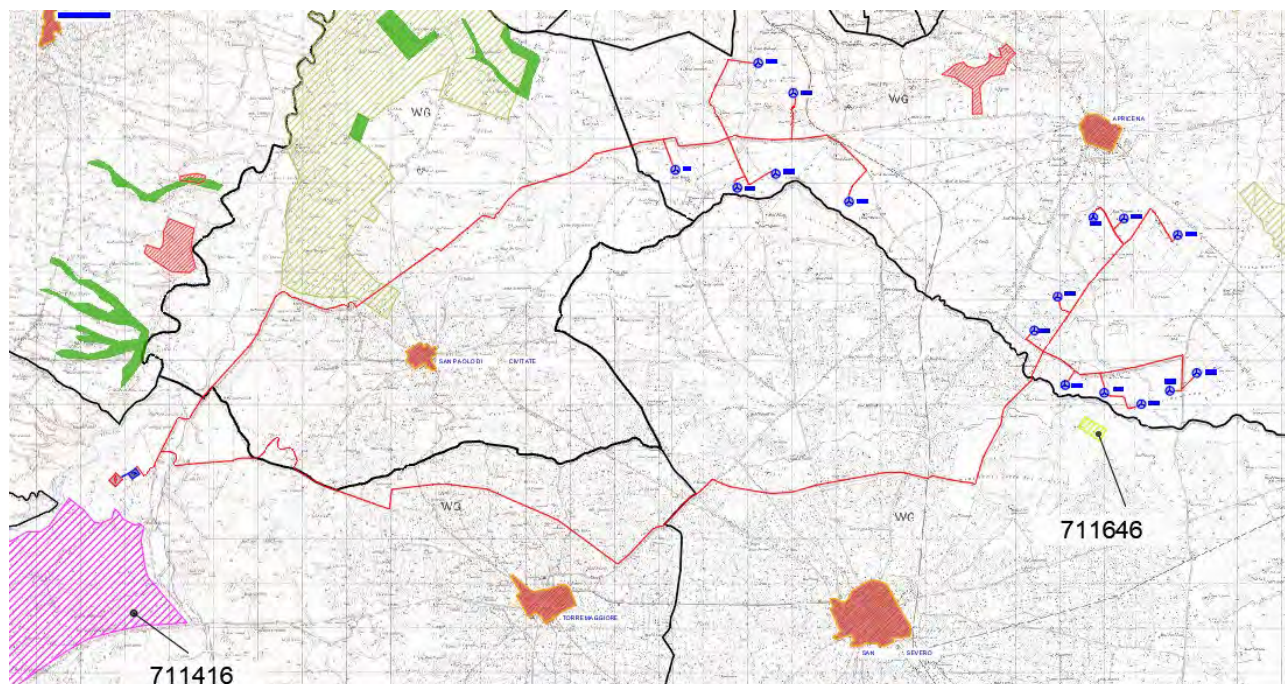


Figura 43- Inquadramento rispetto al piano faunistico venatorio

In definitiva, l'intervento risulta compatibile con le direttive del Piano Regionale Faunistico Venatorio. (Rif. C.03 – Inquadramento rispetto al Piano Faunistico Venatorio).

6.4.6 Aree percorse dal fuoco

La materia è regolata a livello nazionale dalla Legge 21 novembre 2000, n. 353 Legge quadro in materia di incendi boschivi. Ai sensi dell'Art. 2: Per incendio boschivo si intende un fuoco con suscettività a espandersi su aree boscate, cespugliate o arborate, comprese eventuali strutture e infrastrutture antropizzate poste all'interno delle predette aree, oppure su terreni coltivati o incolti e pascoli limitrofi a dette aree. Nelle aree così identificate, la Legge di riferimento dispone quanto segue: Art. 10. Divieti, prescrizioni e sanzioni Comma 1. Le zone boscate 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. In tutti gli atti di compravendita di aree e immobili situati nelle predette zone, stipulati entro quindici anni dagli eventi previsti dal presente comma, deve essere espressamente richiamato il vincolo di cui al primo periodo, pena la nullità dell'atto. Nei comuni sprovvisti di piano regolatore è vietata per dieci anni ogni edificazione su area boscata percorsa dal fuoco. E' inoltre vietata per dieci anni, sui predetti soprassuoli, la realizzazione di edifici nonché di strutture e infrastrutture finalizzate ad insediamenti civili ed attività produttive, fatti salvi i casi in cui detta realizzazione sia stata prevista in data precedente l'incendio dagli strumenti urbanistici vigenti a tale data. Sono vietate per cinque anni, sui predetti soprassuoli, le



**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO PROGRAMMATICO-
"INTRODUZIONE E PARTE I"**

CODICE	EO.APR01.PD.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	135 di 138

attività di rimboscimento e di ingegneria ambientale sostenute con risorse finanziarie pubbliche, salvo specifica autorizzazione concessa dal Ministro dell'ambiente, 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. Sono altresì vietati per dieci anni, limitatamente ai soprassuoli delle zone boscate percorsi dal fuoco, il pascolo e la caccia.

Come emerge dalla cartografia del piano faunistico venatorio della Regione Puglia, l'area di progetto e le opere annesse non interessano aree percorse dal fuoco.

6.4.7 Concessioni minerarie

Dalla consultazione del servizio WebGIS nazionale UNMIG (*ArcGIS - WebGIS UNMIG*) risulta che l'area ove sarà localizzato l'impianto eolico non ricade in alcuna zona perimetrata come formazioni riguardanti le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e le attività di stoccaggio del gas naturale. L'unica interferenza è relativa ad un breve tratto del cavidotto il quale attraversa un'area censita come "Concessione di coltivazione- Valle del Roverello". Tale concessione risulta non produttiva pertanto sarà sufficiente presentare all'UNMIG autocertificazione che sostituisce il parere dello stesso Ente, come previsto dal D.D 11 giugno 2012. Si sottolinea inoltre che all'interno di tale area risulta presente un pozzo non produttivo, **pertanto le opere di progetto e le opere annesse risultano compatibili con la normativa di settore.**

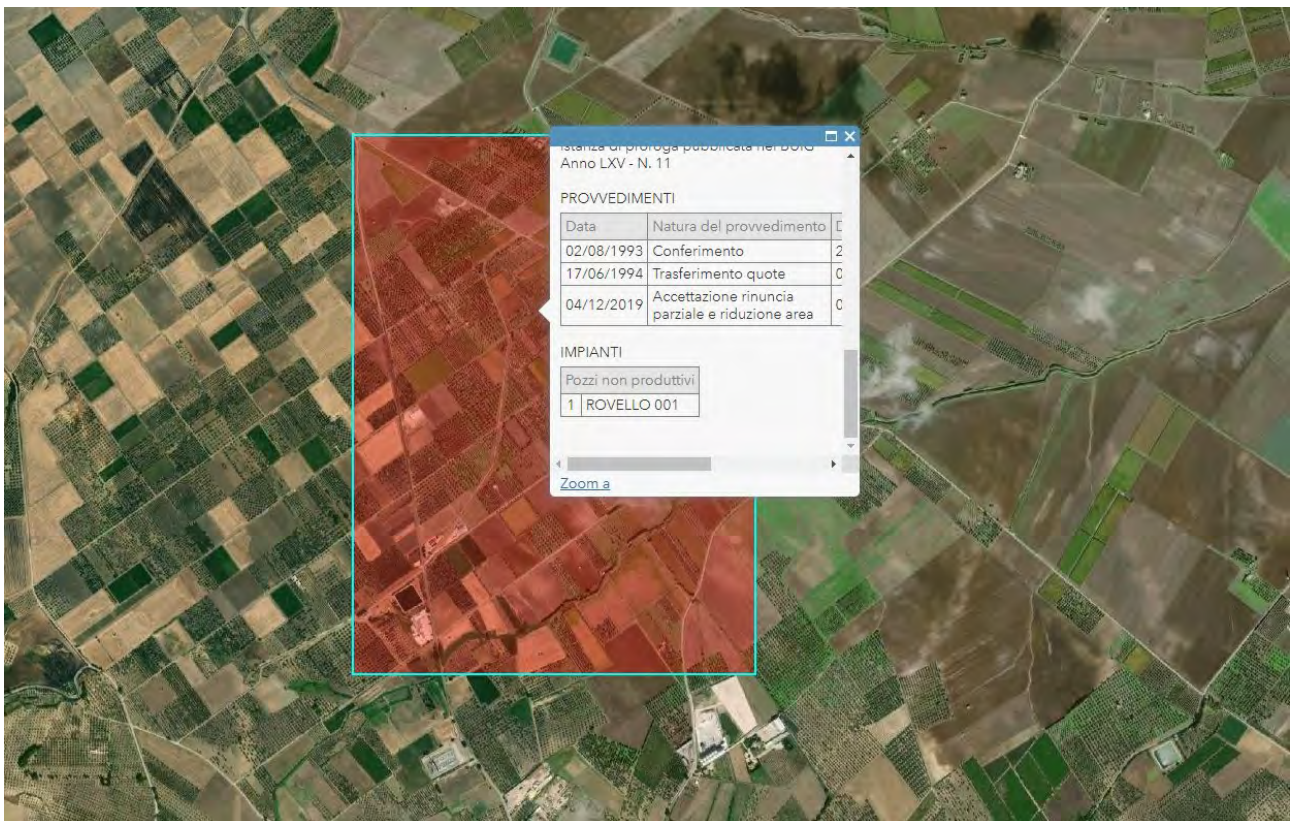


Figura 44 - Inquadramento del progetto rispetto alle aree di coltivazione censite dall'UNMIG (Fonte: Ministero dello sviluppo economico)

6.4.8 Note su altri strumenti di pianificazione con valenza territoriale a scala regionale

Tra gli ulteriori piani e strumenti di pianificazione con valenza territoriale si fa un breve cenno al Piano Regionale Attività estrattive (PRAE) adottato con DGR n. 580 del 15.05.07. Dall'analisi cartografica svolta tramite il WebGis della regione Puglia non risultano interferenze con le previsioni del Piano.

L'unico bacino di scavo individuabile è localizzato nel comune di Apricena, in località Montaguto, individuato catastalmente dal Foglio 18 Particelle 1,79,81,98,103,134,1396,140. Le opere di progetto non interferiscono con tale area.

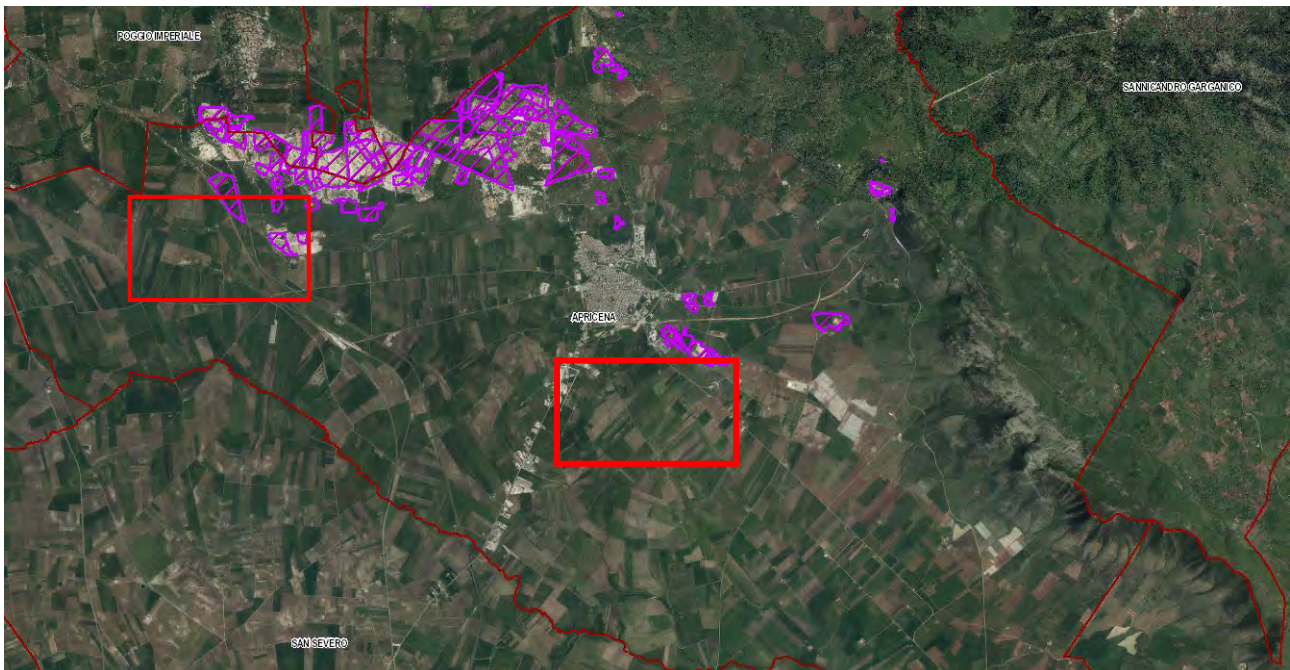


Figura 45-Inquadramento su ortofoto delle cave autorizzate nel territorio comunale di Apricena

Non vi sono interferenze del progetto con il PRAE.

7 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Con il presente studio è stato analizzato il progetto eolico proposto nel comune di Apricena (FG) in relazione ai diversi livelli di pianificazione del territorio vigenti, adottati o in fase di elaborazione.

Sono state, quindi inquadrare le opere nel contesto della programmazione del territorio, illustrandone le necessità di intervento, e individuandone le priorità funzionali. Ciò ha consentito di verificare che l'impianto fosse compatibile con la programmazione territoriale e dello sviluppo atteso nelle aree interessate, a medio e lungo termine, senza determinare squilibri.

Riguardo alla conformità rispetto alle legislazioni che normano effetti misurabili e determinati dalle azioni di progetto come ad esempio la normativa sull'inquinamento elettromagnetico o sull'impatto acustico, queste troveranno più pertinente trattazione all'interno della PARTE III dello studio di impatto ambientale e delle seguenti relazioni specialistiche allegate al SIA.

In conclusione, si può affermare che il progetto risulta compatibile rispetto agli strumenti di pianificazione e di tutela analizzati nel presente quadro programmatico e che le opere previste rispettano le indicazioni proposte dalle normative vigenti.